



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"PERFORACION DE POZOS PETROLEROS"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
EDGAR ANTONIO MEZA PEREZ



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. JOSE MARTINEZ PEREZ

MEXICO, D. F.

ABRIL, 2002.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACIÓN

DISCONTINUA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Alumno:

EDGAR ANTONIO MEZA PÉREZ.

Tesis:

"PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS"

Director de Tesis:

M. EN I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

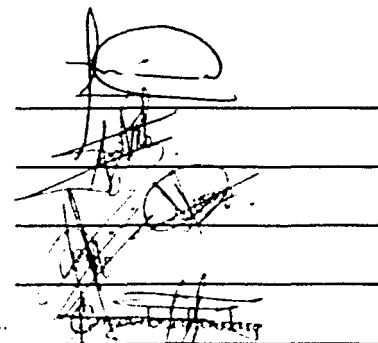
PRESIDENTE: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

VOCAL: M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.

SECRETARIO: ING. OSWALDO HERNÁNDEZ MENA.

1ER. SPTE.: ING. OLIVIA BOBADILLA MENDOZA.

2DO. SPTE.: ING. MARIA CRISTINA ÁVILES ALCANTARA.



Handwritten signatures of the jury members on a set of five horizontal lines.



ORGANISMO NACIONAL
AZÚCAR Y
CAÑA DE
AZÚCAR

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-296

SR. EDGAR ANTONIO MEZA PEREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACION DE POZOS PETROLEROS

RESUMEN

INTRODUCCION

- I EL PETROLEO Y SU EXPLOTACION**
 - II PLANEACION Y DISEÑO DE LA PERFORACION**
 - III EQUIPO PARA LA PERFORACION DE POZOS**
 - IV FLUIDOS DE PERFORACION**
 - V DETERMINACION DE LA PROFUNDIDAD DE
ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**
 - VI PERSONAL PARA LA PERFORACION DE POZOS**
- CONCLUSIONES**
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

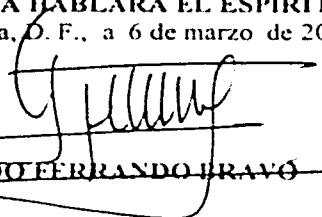
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, O. F., a 6 de marzo de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

ll

AGRADECIMIENTOS

A *Dios* por darme todo lo que tengo, por hacer que conserve la fe y la esperanza en todo lo que me he propuesto y por aconsejarme en los momentos más difíciles que he vivido.

A ti *Mamá* (Patricia Pérez de Meza¹) por enseñarme a vivir la vida y se que donde quiera que estés siempre estas pendiente de lo que hago y me motivas para seguir adelante, este trabajo te lo dedico a ti.

A ti *Papá* (Antonio Meza Peniche) por ser el apoyo incondicional a pesar de todo lo que has sufrido y enseñarme que siempre que alguien quiere puede superarse a pesar de lo difícil que sea la vida.

A mis hermanos de sangre *Erika* y *Ricardo*, porque a pesar de nuestras diferencias siempre hemos sabido ser una familia.

A toda la familia por parte de mi mamá y de mi papá: *Tía Cristina, Tío Carlos, Marcela, Tío Enrique, Tía Ana, Enrique, Gabriel, Esteban, Tía Lulú, Lulú, Samanta, Tío Beto, Tía Alicia, Marcela Noguez, Javier y Mara* porque seguimos siendo esa familia que mi madre siempre fomento, apoyado con sus consejos y estando al pendiente de mi.

A mi *Tía Carmela* y a mi *Abuelita Tinita*, por darme todo ese amor que siempre me hace falta, por verme como parte de su familia, por alentarme, aconsejarme, por guiar mis pensamientos y mis actitudes, y lo más importante por ser parte de mi familia y sobre todo de mi.

A mis compadres *José Manuel Meza* y *Norma Susana Rivera*, por ser como son conmigo, por preocuparse de lo que necesito, por ser participes de mis logros y mis derrotas, por estar siempre a mi lado, por darme la confianza y la felicidad de sus dos pequeñitos *Oscar Manuel* y *José Mariano* que son una motivación para seguir esforzándome día a día.

A toda la Familia *Anzures Escandón*, por ser mi familia adoptiva, por aceptarme y compartir su felicidad *Sra. Luz Maria, Dr. Ricardo, Tona* y sobre todo a más que mi mejor amigo, mi hermano: *Cuauhtemoc*, por que no veo mi infancia, mi juventud y mi madurez sin ti por todo lo que hemos pasado, aprendido, sufrido y todo lo que nos falta por vivir

A mis amigos *Manuel, Toño, Juan Carlos, Fernanda, Nayeli, Mónica, Rosa, Andrea, Beto, Sra. Andrea, Vicky Bravo, Ana, Nona, Vicky Cueto* y *Leonor* por que a pesar de la distancia siempre están en mi mente y en mi corazón.

A toda esa gran familia que se ha formado a lo largo de los años en la Facultad de Ingeniería: **Blanca, Yaz, Dell, Deny, Mary, Eve, Mike, Hegel, Maruri, Javo, Octavio, Ivan, Nacho, Rodrigo, Chiquis, Oscar, Charly, Eric y Hugo** porque siempre la unión será la fuerza que nos lleve a realizar todos nuestros sueños.

Al **M. en I. José Martínez Pérez**, por su amistad y por su gran apoyo, tiempo y comprensión en la dirección de este trabajo, ayudándome a dar un paso mas en mi desarrollo profesional.

Al **M. en I. Néstor Martínez Romero**, por que más que un profesor es un amigo que siempre me ha motivado a superarme y saber que las cosas están ahí y solo se necesita que las quiera para poder alcanzarlas con un poco de esfuerzo.

Al **Ing. Carlos Garnica**, por alentarme a continuar estudiando esta carrera cuando pensaba en abandonarla.

A la **Facultad de Ingeniería de la UNAM**, por hacer de mi un profesionista, por enseñarme la gran diversidad cultural del mundo y darme la oportunidad de ayudar a mi país.

Y en especial a **tí** que apareciste de repente en mi vida para darme la alegría de una pareja, por estar a mi lado en el dolor y en la alegría, por ir conociendo el mundo con sus tropiezos y aventuras, y se que a pesar de la distancia, nuestros sentimientos siempre estarán unidos..... **Te AMO.**

Gracias.

*Un hombre sabio no es el que posee el conocimiento,
es el que lo comparte y lo sabe explicar.*

Edgar Meza.

Resumen.

Esta tesis es un compendio de información de los diferentes temas que se incluyen en la asignatura de perforación de pozos del plan de estudios de la carrera de ingeniería petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, con base en la recopilación de información técnica disponible en la actualidad y de los principios de la perforación de pozos.

En la parte introductoria se hace referencia a la justificación del trabajo y a la necesidad de libros de consulta disponibles para los alumnos de la carrera de Ingeniero Petrolero, apegados a la información que manejan los profesores al impartir sus clases, además de incluir los antecedentes de la publicación de material técnico literario y de la estructura y objetivos de la Facultad de Ingeniería.

El contenido de los temas se dividió en seis capítulos, considerados los más importantes en la descripción de la perforación de pozos petroleros, comenzando en el capítulo uno con una presentación rápida de lo que es la industria petrolera y las diferentes áreas que la componen como lo son perforación, producción, yacimientos, etc. así como también la información más elemental que debe manejar el ingeniero petrolero en relación con otras áreas de importancia para la explotación de los hidrocarburos, como son la parte de geología, geofísica y de refinación, entre otras.

El capítulo dos maneja la información concerniente a todo lo necesario para la planeación de la perforación de pozos petroleros además de los pasos que se tienen que seguir durante el diseño de estas operaciones, tomando en cuenta todo lo necesario para realizar una buena perforación. En este capítulo se incluyó una parte de antecedentes y las etapas que se han identificado durante el crecimiento de la perforación de pozos, y de los diferentes avances tecnológicos que ha ido alcanzado el área de perforación de pozos tanto en procesos como en herramientas, y algunos que aún no se desarrollan por completo ya que cuentan con limitaciones técnicas o económicas.

En el capítulo tres se describen todos los equipos disponibles para realizar una perforación, por ejemplo: las plataformas marinas fijas, las móviles, los equipos terrestres, entre otras, incluyendo las condiciones necesarias para su utilización. También contiene todo el equipo que se utiliza en la perforación de pozos con el sistema rotatorio, con mesa rotatoria, motor elevado (top drive), motor de fondo, etc., incluyendo las herramientas adicionales en la perforación marina.

Para construir un agujero en la tierra o en el lecho marino, uno de los principales elementos a manejar para alcanzar una buena perforación, es el empleo de un fluido de perforación, por esta razón es que se incluyó un capítulo referente a los Fluidos de Perforación (capítulo cuatro), donde se explican las funciones, propiedades, comportamiento, forma de medición en campo, etc., donde se puede consultar los diferentes tipos de fluidos que actualmente se utilizan.

Para lograr tener un pozo funcional y que produzca los hidrocarburos para los cuales fue realizado, se tiene que tomar en cuenta muchos factores, pero una vez que ya se tiene localizado el objetivo que se alcanzará y se conocen las propiedades del yacimiento y de los fluidos que se encuentran en el, es necesario contar con un pozo estable y de diámetro conocido para poder realizar las actividades concernientes a la producción y en caso de ser necesario la reparación del pozo que se esta utilizando, para esto es necesario utilizar las tuberías de revestimiento y conocer a que profundidad se tienen que asentar para que el pozo sea funcional al menor costo posible. El capítulo cinco proporciona la información necesaria y con algunos ejemplos de los diferentes casos que se presentan en el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Como capítulo seis y último, se proporciona la información referente al personal que labora e interviene en la perforación de un pozo petrolero, junto con las actividades que debe realizar y las diferentes áreas que se involucran en la operación. Al igual que en el equipo que se utiliza para realizar la perforación de un pozo, en la perforación marina existen algunas variantes con respecto a la perforación terrestre concerniente al personal que labora, por eso se desarrollan las diferencias y las actividades adicionales que se realizan en la operaciones marinas.

En el presente trabajo se proporcionaron algunas conclusiones redactadas al final, principalmente se toca el tema académico y de formación de los nuevos ingenieros petroleros y de las necesidades que se deben satisfacer para alcanzar una excelencia educativa.

Contenido.

| | |
|--|-----------|
| Resumen | i |
| Contenido | iii |
| Índice de Figuras | vii |
| Introducción | 1 |
| Capítulo I. El Petróleo y su Explotación | 3 |
| I.1. Definición de Petróleo | 3 |
| I.2. Características | 3 |
| I.3. Origen | 6 |
| I.4. Exploración | 9 |
| I.5. Ingeniería de Yacimientos | 10 |
| I.6. Ingeniería de Perforación | 11 |
| I.7. Ingeniería de Producción | 14 |
| I.8. Refinación | 15 |
| I.9. Ecología | 19 |
| I.10. Ejercicios Propuestos | 21 |
| Capítulo II. Planeación y Diseño de la Perforación | 22 |
| II.1. Tecnología de la Perforación | 22 |
| II.2. Perforación Rotatoria, antecedentes y características | 23 |
| II.2.1. Periodo de origen (1888-1928) | 23 |
| II.2.2. Periodo de desarrollo (1928-1948) | 23 |
| II.2.3. Periodo científico (1948-1968) | 24 |
| II.2.4. Periodo de automatización (1968-1995) | 24 |
| II.2.5. Periodo de perforación no convencional (1995-Actual) | 24 |
| II.2.6. Características de la perforación rotatoria | 28 |
| II.3. Planeación de la perforación | 29 |

| | |
|--|-----------|
| II.4. Diseño del pozo | 32 |
| II.4.1. Solicitud del pozo | 33 |
| II.5. Programa de perforación | 36 |
| II.6. Programa operativo | 38 |
| II.7. Informe final del pozo | 39 |
| II.8. Evaluación de la perforación | 40 |
| II.9. Ejercicios Propuestos | 42 |
| | |
| Capítulo III. Equipo para la perforación de Pozos | 43 |
| | |
| III.1. Equipos Terrestres | 44 |
| III.2. Equipos Marinos | 45 |
| III.2.1. Equipos Móviles Marinos | 45 |
| III.2.1.1. UNIDADES SOPORTADAS EN EL FONDO | 45 |
| III.2.1.1.1. Sumergibles | 45 |
| III.2.1.1.2. Barcazas piloteadas sumergibles | 46 |
| III.2.1.1.3. Sumergibles Tipo Botella | 46 |
| III.2.1.1.4. Sumergibles Tipo Ártico | 47 |
| III.2.1.1.5. Barcazas en tierra | 48 |
| III.2.1.1.6. Autoelevables (Jackups) | 49 |
| III.2.1.2. UNIDADES FLOTANTES | 50 |
| III.2.1.2.1. Semisumergibles | 51 |
| III.2.1.2.2. Barcos perforadores | 52 |
| III.2.2. Equipos Fijos Marinos | 53 |
| III.3. Componentes del equipo rotatorio de perforación | 57 |
| III.3.1. Componentes del Sistema de Izaje | 57 |
| III.3.1.1. LA TORRE O MÁSTIL | 57 |
| III.3.1.1.1. Subestructura | 57 |
| III.3.1.1.2. Torre o Mástil de perforación | 60 |
| III.3.1.2. EL MALACATE | 62 |
| III.3.1.3. LOS BLOQUES Y LA LÍNEA DE PERFORACIÓN | 63 |
| III.3.2. Componentes del Sistema Rotatorio | 69 |
| III.3.2.1. LA MESA ROTARIA | 69 |
| III.3.2.2. LA UNIÓN GIRATORIA O SWIVEL | 72 |
| III.3.2.3. LA FLECHA O KELLY | 73 |
| III.3.2.4. LA SARTA DE PERFORACIÓN | 75 |
| III.3.2.5. LA BARRENA | 79 |
| III.3.2.6. ACCESORIOS ESPECIALES | 83 |
| III.3.3. Componentes del Sistema de Circulación de Lodo | 85 |

| | |
|--|----------------|
| III:3.4. Componentes del Sistema de Energía..... | 89 |
| III.3.4.1. TRANSMISIÓN MECÁNICA DE ENERGÍA | 91 |
| III.3.4.2. TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ENERGÍA | 91 |
| III.3.5. Componentes del Sistema para el Control del Pozo | 93 |
| III.3.5.1. DESCRIPCIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE FLUIDOS EN UN POZO .. | 93 |
| III.3.5.2. INDICADORES DE LOS BROTES | 96 |
| III.3.5.3. EQUIPO PARA EL CONTROL DEL POZO | 98 |
| III.3.5.3.1. Preventores | 98 |
| III.3.5.3.2. El Acumulador | 102 |
| III.3.5.3.3. El Estrangulador | 102 |
| III.3.5.3.4. El Separador de lodo y gas | 103 |
| III.4. Equipo Especial usado en la perforación marina | 104 |
| III.4.1. Guía de la polea viajera | 104 |
| III.4.2. Amortiguadores | 105 |
| III.4.3. Conductor Marino | 105 |
| III.4.3.1. DESVIADOR DE FLUJO..... | 106 |
| III.4.3.2. JUNTA TELESCÓPICA..... | 106 |
| III.4.3.3. TUBERÍA DEL CONDUCTOR MARINO | 106 |
| III.4.3.4. LÍNEA DE MATAR Y DE ESTRANGULAR | 107 |
| III.4.3.5. JUNTA ESFÉRICA..... | 107 |
| III.4.3.6. CONECTOR HIDRÁULICO..... | 107 |
| III.4.4. Sistema Tensionador..... | 107 |
| III.4.5. Sistema de Flotación | 108 |
| III.4.6. Buje protector o de desgaste..... | 108 |
| III.4.7. Sistemas de control submarinos..... | 108 |
| III.4.8. Técnicas de instalación de preventores | 109 |
| III.4.8.1. PERFORACIÓN CON LOS PREVENTORES EN LA SUPERFICIE..... | 109 |
| III.4.8.2. PERFORACIÓN CON LOS PREVENTORES EN EL FONDO DEL MAR | 109 |
| III.5. Ejercicios Propuestos..... | 110 |
| Capítulo IV. Fluidos de Perforación..... | 113 |
| IV.1. Objetivos..... | 113 |
| IV.2. Factores de influencia | 120 |
| IV.3. Selección del programa fluidos | 121 |
| IV.4. Propiedades del Fluido de perforación..... | 123 |
| IV.5. Clasificación | 123 |
| IV.6. Pruebas de diagnóstico al fluido..... | 130 |
| IV.7. Análisis químicos de los fluidos de perforación..... | 137 |

| | |
|--|-----|
| IV.8. Aditivos y reactivos del fluido de perforación | 138 |
| IV.9. Ejercicios Propuestos | 143 |

Capítulo V. Determinación de la profundidad de asentamiento de las Tuberías de Revestimiento

144

| | |
|---|-----|
| V.1. Tipos de Tubería de Revestimiento | 145 |
| V.2. Procedimiento de selección de la profundidad de asentamiento | 149 |
| V.3. Geometría del pozo | 167 |
| V.4. Ejercicios Propuestos | 168 |

Capítulo VI. Personal para la perforación de pozos

170

| | |
|---|-----|
| VI.1. El Elemento Humano | 170 |
| VI.2. Personal adicional en un equipo de perforación marino | 175 |
| VI.3. Ejercicios Propuestos | 176 |

Conclusiones

177

Bibliografía

179

Índice de Figuras.

| | |
|--|----|
| Figura I.1. Petróleo entrampado | 3 |
| Figura I.2. Trampas Geológicas..... | 5 |
| Figura I.3. Condiciones para un Yacimiento | 5 |
| Figura I.4. Estudio Sismológico | 10 |
| Figura I.5. Simulación de un Yacimiento | 11 |
| Figura I.6. Limpieza del Pozo | 12 |
| Figura I.7. Barrera | 12 |
| Figura I.8. Tipos de pozos | 13 |
| Figura I.9. Sistema Artificial de Producción | 15 |
| Figura I.10. Refinería | 19 |
| | |
| Figura II.1. Perforación de un pozo..... | 22 |
| Figura II.2. Unidad de Tubería Flexible..... | 25 |
| Figura II.3. Posicionamiento Dinámico | 25 |
| Figura II.4. Perforación Multilateral | 26 |
| Figura II.5. Junta Especial | 26 |
| Figura II.6. Arreglo Superficial para Perforar Bajo Balance | 27 |
| Figura II.7. Efecto del Láser sobre la roca | 28 |
| Figura II.8. Lodo de Perforación | 28 |
| Figura II.9. Uso de la Computación | 29 |
| Figura II.10. Revisión de Datos en equipos Multidisciplinarios | 30 |
| Figura II.11. Árbol de Válvulas..... | 31 |
| Figura II.12. Reunión Multidisciplinaria | 31 |
| Figura II.13. Parte de los Documentos del diseño de un pozo | 32 |
| Figura II.14. Solicitud de pozo a una Compañía | 35 |
| Figura II.15. Gráfica profundidad vs. Tiempo..... | 39 |
| | |
| Figura III.1. Equipo Terrestre | 43 |
| Figura III.2. Equipo Marino..... | 43 |
| Figura III.3. Equipo en Aguas Continentales | 43 |
| Figura III.4. Movilidad de un Equipo Terrestre | 44 |
| Figura III.5. Barcaza..... | 46 |
| Figura III.6. Tipo Botella..... | 47 |
| Figura III.7. Casco de Concreto..... | 48 |
| Figura III.8. Barcaza para aguas Continentales..... | 48 |
| Figura III.9. Remolcando una Autoelevable..... | 49 |
| Figura III.10. Autoelevable Triangular..... | 49 |

| | |
|---|----|
| Figura III.11. Plataforma Semisumergible..... | 51 |
| Figura III.12. Barco Perforador | 53 |
| Figura III.13. Plataforma Fija..... | 54 |
| Figura III.14. Partes de la estructura de una Plataforma Fija | 56 |
| Figura III.15. Subestructura | 58 |
| Figura III.16. Subestructura "Caja sobre Caja" | 59 |
| Figura III.17. Subestructura Slingshot Doblada | 59 |
| Figura III.18. Subestructura Slingshot Desdoblada | 60 |
| Figura III.19. Torre Estándar | 61 |
| Figura III.20. Malacate | 62 |
| Figura III.21. Freno Mecánico | 63 |
| Figura III.22. Cable de Perforación | 64 |
| Figura III.23. Tipos de Cable de Perforación | 65 |
| Figura III.24. Líneas del Cable de Perforación | 66 |
| Figura III.25. Ancla del Cable de Perforación | 67 |
| Figura III.26. Bloques..... | 67 |
| Figura III.27. Bloque Viajero | 68 |
| Figura III.28. Elevadores..... | 69 |
| Figura III.29. Mesa Rotaria | 70 |
| Figura III.30. Partes de la Rotaria..... | 70 |
| Figura III.31. Conexión de los Bujes..... | 71 |
| Figura III.32. Cuñas | 71 |
| Figura III.33. Unión Giratoria..... | 72 |
| Figura III.34. Gancho | 72 |
| Figura III.35. Cuello de Ganso..... | 73 |
| Figura III.36. Flecha Cuadrada | 74 |
| Figura III.37. Flecha Hexagonal..... | 74 |
| Figura III.38. Válvula Superior | 74 |
| Figura III.39. Sustituto y Válvula de Seguridad..... | 74 |
| Figura III.40. Movimiento Rotatorio..... | 75 |
| Figura III.41. TP y LB..... | 76 |
| Figura III.42. Caja y Piñón | 76 |
| Figura III.43. Llaves | 77 |
| Figura III.44. Lastrabarrenas..... | 77 |
| Figura III.45. Barrenas Cónicas..... | 80 |
| Figura III.46. Barrena Tricónica | 80 |
| Figura III.47. Toberas..... | 81 |
| Figura III.48. Cortadores en la cabeza..... | 81 |
| Figura III.49. Barrena PDC | 82 |
| Figura III.50. Barrena TSP | 82 |
| Figura III.51. Variedad de Barrenas | 83 |

| | |
|---|-----|
| Figura III.52. Motor Elevable..... | 84 |
| Figura III.53. Motor de Fondo..... | 85 |
| Figura III.54. Sistema Circulatorio..... | 86 |
| Figura III.55. Zaranda Vibratoria..... | 87 |
| Figura III.56. Desarenador..... | 87 |
| Figura III.57. Deslimizador..... | 88 |
| Figura III.58. Desgasificador..... | 88 |
| Figura III.59. Presa de Lodos..... | 88 |
| Figura III.60. Bombas de Lodos..... | 89 |
| Figura III.61. Motor de Vapor..... | 89 |
| Figura III.62. Motores a Diesel..... | 90 |
| Figura III.63. Transmisión Mecánica de Energía..... | 92 |
| Figura III.64. Motor a Diesel..... | 93 |
| Figura III.65. Cabina de Control..... | 93 |
| Figura III.66. Motor eléctrico en el Malacate..... | 93 |
| Figura III.67. Reventón o Descontrol..... | 94 |
| Figura III.68. Conjunto de Preventores (BOP's)..... | 101 |
| Figura III.69. Válvulas..... | 103 |
| Figura III.70. Tablero de control para Estranguladores..... | 103 |
| | |
| Figura IV.1. Balanza para medir la densidad de lodo..... | 131 |
| Figura IV.2. Embudo Marsh..... | 134 |
| Figura IV.3. Viscosímetro de Fann..... | 135 |
| Figura IV.4. Equipo para análisis de azul de metileno..... | 137 |
| | |
| Figura V.1. Tuberías de Revestimiento..... | 144 |
| Figura V.2. Tipos de TR..... | 145 |
| Figura V.3. TR Conductora..... | 146 |
| Figura V.4. TR Superficial..... | 147 |
| Figura V.5. TR Intermedia..... | 148 |
| Figura V.6. TR Corta o Liner..... | 149 |
| Figura V.7. TR de Explotación..... | 149 |
| Figura V.8. Gradiente de Presión..... | 152 |
| Figura V.9. Densidad del Fluido..... | 152 |
| Figura V.10. Asentamiento de TR's..... | 153 |
| Figura V.11. Presión Diferencial..... | 153 |
| Figura V.12. Efectos de Brote..... | 153 |
| Figura V.13. Ejemplo Caso No. 1..... | 155 |
| Figura V.14. Profundidades Fracturables..... | 155 |
| Figura V.15. Presión Diferencial..... | 156 |
| Figura V.16. Programa de TR's..... | 156 |

| | |
|--|-----|
| Figura V.17. Ejemplo Caso No. 2 | 160 |
| Figura V.18. Profundidades Fracturables | 160 |
| Figura V.19. Presión Diferencial | 161 |
| Figura V.20. Presión Diferencial | 161 |
| Figura V.21. Presión Diferencial | 161 |
| Figura V.22. Rangos | 161 |
| Figura V.23. Programa de TR's | 162 |
| Figura V.24. Ejemplo Caso No. 3 | 166 |
| Figura V.25. Profundidades Fracturables | 166 |
| Figura V.26. Efecto por Brote | 166 |
| Figura V.27. Programa de TR's | 166 |
| Figura V.28. Nomograma de selección de Diámetros | 168 |
| | |
| Figura VI.1. Organigrama UPMP - PEMEX | 170 |
| Figura VI.2. Ingeniería de Diseño | 171 |
| Figura VI.3. Ingeniería de Operación | 171 |
| Figura VI.4. Supervisor | 172 |
| Figura VI.5. Encuellador | 173 |
| Figura VI.6. Obrero de piso | 174 |
| Figura VI.7. Químico | 175 |

Introducción.

A lo largo de los años la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, ha formado un gran número de ingenieros en diversas áreas, con el fin de prepararlos para que sean competitivos en el ámbito Nacional e Internacional, con la más alta calidad, habilidades y aptitudes que les permitan el mejor desempeño en el ejercicio profesional, la investigación y la docencia; con capacidad para aprender durante toda la vida y mantenerse actualizados en los conocimientos de vanguardia; con una formación humanista que fomente sus actos y sus compromisos con la Universidad y con México, para que coadyuven al mejoramiento social, económico, político y cultural de la Nación.

La formación que se lleva a cabo en sus aulas esta respaldada por profesores de muy alto nivel, así como también con el apoyo de material didáctico útil y la infraestructura adecuada para la enseñanza de las diferentes carreras que se imparten en la Facultad.

Dentro de la infraestructura con que cuentan los estudiantes de ingeniería, podemos mencionar bibliotecas, laboratorios, salas de computo, aulas audiovisuales especializadas para la proyección de videos, transporte para la realización de prácticas de campo, entre otras, disponibles para el uso tanto de los profesores como de los alumnos.

El acervo bibliográfico que maneja la Facultad de Ingeniería y en general la Universidad Nacional Autónoma de México, es muy amplio e incluye bibliografía de todas las áreas del conocimiento, pero existen algunas carreras, en las que la cantidad de libros disponibles para la consulta de algunos temas es escasa o simplemente esta de una manera muy dispersa.

Con respecto al material literario para la consulta de los temas específicos que se incluyen en los diferentes planes de estudio de la Facultad, es necesario actualizarlos continuamente ya que con el paso de los años, desafortunadamente dejan de apegarse a los requerimientos vigentes, o contienen información que cambia con el desarrollo tecnológico. Otro problema es que la información para un tema en particular puede encontrarse dispersa o en diferentes idiomas, lo cual dificulta su consulta, sobre todo para los alumnos de los primeros semestres de las carreras, quienes aún no tienen un dominio avanzado de otros idiomas.

La motivación para escribir textos, recopilar información, comprender la literatura en otros idiomas y expresarla en nuestro lenguaje, desarrollar e innovar temas, publicar artículos técnicos, etc., debe de ir en aumento, en especial para los alumnos de reciente egreso, puesto que ellos son los que conocen cuales son los problemas para adquirir información, cuales son las necesidades de nuevas tecnologías, cuales son los temas importantes y que se necesita profundizar en ellos, y demás tópicos que son de principal importancia para la formación de nuevos alumnos.

Es importante tener una vinculación cercana con profesores dispuestos a asesorar la realización de los diferentes trabajos escritos, o con un apoyo en la revisión sobre todo tecnológica de los libros que se editen por los alumnos, ya que estos pueden tener una escasa experiencia y lleguen a cometer errores en la redacción o explicación de un tema específico.

La publicación y distribución de libros, textos, artículos, etc., editados por mexicanos y con el apoyo de la UNAM, fructificará en un incremento de su ya existente calidad como la entidad educativa mas importante de México y una de las mejores a nivel mundial, aportando a la comunidad tanto estudiantil como social, elementos para la adquisición de conocimientos, en su propio idioma y de buena calidad tecnológica.

La cantidad de información necesaria para la perforación de pozos petroleros es muy extensa y variada, y aunque la mayoría de los textos disponibles se encuentran en otro idioma y son de diferentes autores, el manejo de la información es muy similar y puede parecer que todos los autores escribieron lo mismo, pero esto no es así, ya que cada uno aporta algo distinto en sus trabajos de la perforación de pozos y en esencia puede haber grandes diferencias de un texto a otro.

La ingeniería de la perforación de pozos, al igual que cualquier otra ingeniería, se moderniza con el incremento y avance tecnológico, por lo que la información debe a su vez ser actualizada en forma continua, ya que prácticas convencionales dejan de serlo y tecnologías que en años anteriores eran innovación, ahora se convierten en prácticas cotidianas.

Tal es el objetivo del presente trabajo, facilitar un compendio actualizado de la perforación de pozos petroleros y que pueda servir como apoyo académico a los estudiantes de ingeniería petrolera. Por lo tanto el desarrollo de los diferentes temas incluidos en este trabajo cumplen el objetivo de alcanzar un conocimiento básico de diferentes áreas de la industria petrolera, así como también el comprender la información, los procesos y los equipos y materiales necesarios, para realizar una buena perforación de pozos petroleros.

Capítulo I. El Petróleo y su Explotación.

I.1. Definición de Petróleo.

La palabra "Petróleo" proviene del latín *Petra* (piedra) y *oleum* (aceite), así que petróleo quiere decir *aceite de piedra*. Este es un aceite mineral que está dentro de la tierra, que se compone de dos elementos principales hidrógeno y carbono, y que se puede encontrar en los tres estados físicos: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y presión a la que este sometido.

I.2. Características.

El petróleo se encuentra en el subsuelo, este impregna formaciones de tipo arenoso o calcáreo, ocupando los espacios o poros que existen entre los granos que constituyen la roca y en algunos casos, ocupando las fracturas causadas por, esfuerzos que sufre la roca debido a movimientos geológicos; su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua y en estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido.

El petróleo se puede localizar en el subsuelo, de manera general, arriba de una capa de agua, y en la parte superior de este, se puede tener una capa de gas (Figura I.1).

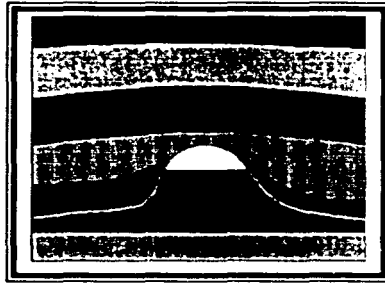


Figura I.1. Petróleo Entrampado.

Existen varias condiciones que se deben presentar, siguiendo un determinado orden en el tiempo, para que pueda haber un yacimiento de petróleo. Estas condiciones o eventos geológicos son la existencia de (Figura I.3):

- ◄ Roca Generadora.
- ◄ Roca Almacenadora.
- ◄ Trampa.
- ◄ Roca Sello.

Roca Generadora.

Cuando en una roca sedimentaria, como las areniscas, lutitas y calizas, reúnen las condiciones adecuadas de contenido de materia orgánica dispersa (superior al 0.5%), llamada kerogeno; un buen ambiente de depósito; sepultamiento de 2 a 4 kilómetros de profundidad; temperaturas entre los 60 y los 110 grados centígrados; incremento en la presión y las reacciones bioquímicas necesarias, entonces se dará el proceso de transformación del kerogeno al petróleo y se tendrá, una roca generadora o roca madre del petróleo. El kerogeno puede ser de origen terrestre (húmico) cuya transformación genera gas, o marino (sapropélico), que se transforma en aceite.

Roca Almacenadora.

Las rocas sedimentarias, particularmente las areniscas (compuestas de granos de arena mezclados con arcilla y lutita), las rocas carbonatadas como las calizas (carbonato de calcio) y las dolomías (carbonato de magnesio), son las que comúnmente almacenan hidrocarburos, debido a sus propiedades petrofísicas, de porosidad y permeabilidad.

Trampas.

Para que la acumulación de petróleo se pueda mantener, se requiere de la existencia de las llamadas trampas, que son estructuras geológicas cuya conformación permite almacenar los hidrocarburos. Las trampas pueden ser (Figura 1.2):

- ▣ *De tipo estructural*, debido a plegamientos y fallas. En esta clasificación están los anticlinales y los domos, particularmente aquellos asociados con intrusiones de sal.
- ▣ *De tipo estratigráfico*, provocadas por cambios bruscos en la secuencia de los estratos discordancias, o por cambios en su porosidad primaria, debidos a depósitos irregulares y que forman lentes o zonas de roca porosa separados por otras sin porosidad. En este caso el aceite queda atrapado entre estas últimas.
- ▣ *De tipo combinado*, que son el resultado de afallamientos, plegamientos y cambios de porosidad.

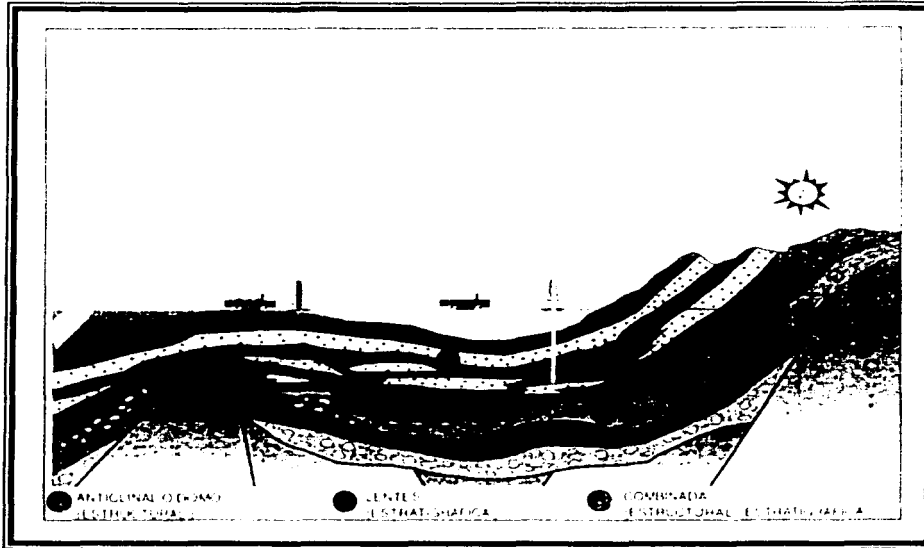


Figura 1.2. Trampas Geológicas.

Roca Sello.

Otra característica que debe tener una roca almacenadora para convertirse en un yacimiento petrolero, es que tenga un sello impermeable que impida que los hidrocarburos se pierdan. Este sello, normalmente, se da por rocas muy densas, de baja porosidad y permeabilidad, como las lutitas, algunas calizas y, en ocasiones, intrusiones de sal o de roca ígnea.

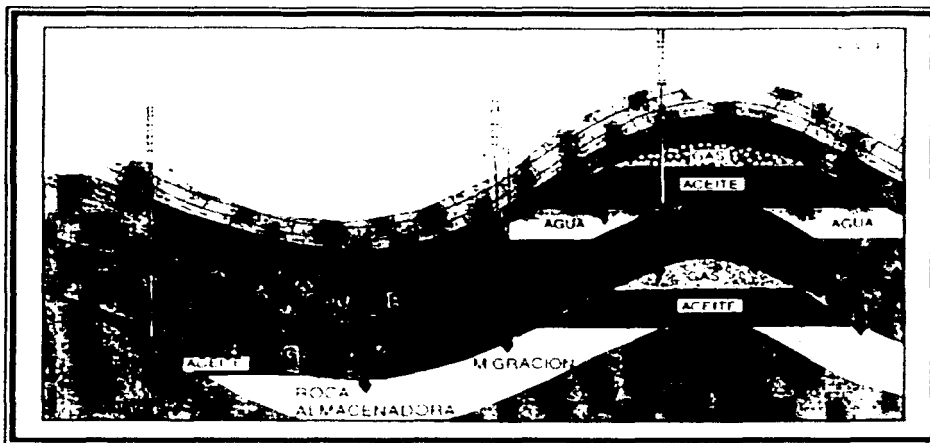


Figura 1.3. Condiciones para un Yacimiento.

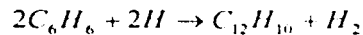
I.3. Origen.

Las distintas teorías sustentadas para determinar el origen del petróleo, datan desde 1866, pero el avance sobre la génesis de los hidrocarburos, por medio de la información química, geológica y bacteriológica ha permitido cancelar muchas teorías y acabar con los misterios sobre dicho origen. Las teorías desarrolladas y que no se han desechado son:

Teorías Inorgánicas o Mineraleas.

Estas postulan que el petróleo y el gas se forman mediante procesos inorgánicos reproducibles en el laboratorio, entre esas teorías se encuentran:

- 14 *Teoría de los metales alcalinos o de Berthelot.* En 1866 Berthelot señala que en el interior de la tierra existen metales alcalinos en estado libre y que el bióxido de carbono podría reaccionar con ellos formando carburos y estos al reaccionar con el agua generaron acetileno, demostró que si el acetileno se calienta a una temperatura de 900°C aproximadamente, se polimeriza en benceno (C₆H₆) y si el benceno se calienta en condiciones apropiadas pierde hidrógeno y los residuos se combinan para formar diphenil (C₁₂H₁₀), esto se representa mediante la ecuación química:



Los hidrocarburos de más alta graduación pueden ser generados del acetileno y estos actuando unos sobre otros y con altas temperaturas forman hidrocarburos más complejos. La debilidad de esta teoría estriba en suponer que en la tierra existen metales alcalinos en estado libre.

- 14 *Teoría de los carburos metálicos o de Mendeleeff.* En 1877 Mendeleeff supuso que en la tierra existen carburos de hierro en estado nativo y que las aguas de infiltración, al reaccionar con estos carburos, podrían formar hidrocarburos. Esta teoría fue inspirada en los experimentos de Hahn, Cloez y Williams, quienes demostraron que los hidrocarburos podrían producirse tratando el hierro fundido y el ferromanganeso con ácidos y agua.

Es dudoso que el agua necesaria para verificar estas reacciones pueda infiltrarse lo suficiente, ya que hay razones para creer que la porosidad y las fracturas de las rocas tienden a desaparecer con la profundidad.

Ambas teorías son producto de altas temperaturas y por consiguiente, su existencia estaría asociada a fenómenos volcánicos, por lo cual se podrían descartar, ya que la mayoría de los campos petroleros

hasta hoy conocidos no están asociados con estos fenómenos y la mayoría se encuentran alejados de las zonas de actividad ígnea.

- 14 *Teoría de las emanaciones volcánicas.* Se basa en el hecho de que algunos gases de las emanaciones volcánicas contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos, por lo que se supone que dichos gases son originados a grandes profundidades y por consiguiente son indicativos de la composición química de los elementos que constituyen el interior de la tierra y de sus reacciones.

También se cree que estos hidrocarburos gaseosos se condensan al aproximarse a la superficie y al decrecer la presión y la temperatura forman hidrocarburos líquidos, los cuales originan los yacimientos actuales. Esta teoría es razonable desde el punto de vista especulativo, pero considerando los factores que gobiernan las acumulaciones de petróleo y el hecho de que no se presentan próximas a la actividad volcánica, revela la evidencia de que cuando se han encontrado yacimientos petrolíferos cerca de volcanes extinguidos, de intrusiones o de diques, es porque estos ofrecieron un foco de acumulación (porosidad inducida) y no una forma de origen para el petróleo.

- 14 *Teoría de la Caliza, el Yeso y el Agua.* Esta teoría supone que cuando los carbonatos y sulfatos de calcio se sujetan a la acción del agua caliente, forman hidrocarburos como los que constituyen el petróleo.

Las calizas, el yeso y el agua existen en abundancia y están íntimamente asociados en la naturaleza, por otra parte, contienen todos los elementos necesarios para la formación de hidrocarburos y es posible que bajo condiciones favorables de presión y temperatura, el petróleo se puede formar de esta manera, pero las reacciones químicas en las que se apoya esta teoría no han sido explicadas con satisfacción.

Teorías Orgánicas.

Las teorías sobre el origen orgánico son las más aceptadas y recientemente se han descubierto evidencias que apoyan dicho origen, entre éstas se pueden mencionar:

- 14 La gran abundancia de materia orgánica, que existe en los sedimentos recientes y los hidrocarburos asociados con dicha materia orgánica.
- 14 En los restos orgánicos predominan el hidrógeno y el carbono, que son los componentes principales de los hidrocarburos y mediante los procesos bioquímicos (metabolismo de las plantas y de animales) se ha observado se producen, continuamente pequeñas cantidades de hidrocarburos (aunque no del tipo del petróleo).

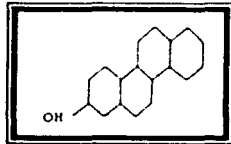
- 14 La presencia del nitrógeno y de porfirinas en el pigmento de algún tipo de petróleo, sobre todo en la fracción pesada, indican un origen orgánico, ya que el nitrógeno es un compuesto esencial de los aminoácidos y estos, a su vez componen las proteínas. Las porfirinas por su parte, se relacionan con la clorofila de los vegetales.
- 14 La actividad óptica que presenta el petróleo es una propiedad típica de las sustancias orgánicas.
- 14 La presencia en el petróleo de los llamados "fósiles geoquímicos", éstos se refieren a moléculas orgánicas sintetizadas por los organismos vivos las cuales son incorporadas a los sedimentos conservando su estructura original sin alterar o casi sin alterar, de esta manera, se encuentran en el petróleo. Las principales moléculas son:



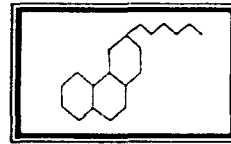
Molécula orgánica precursora.
Ácido graso (algas).



Fósil geoquímico.
Alcano.



Colesterol.
Clorofila.



Colestano.
Porfirina.

- 14 En el laboratorio, se han generado hidrocarburos en forma experimental a partir de la materia orgánica, mediante el calentamiento con altas temperaturas (rompimiento termal).
- 14 La mayor parte de los yacimientos petroleros se encuentran en cuencas sedimentarias, las cuales incluyen en su columna horizontes rocosos con alto contenido de material orgánica, principalmente en aquellas depositadas en condiciones marinas, aunque también se incluyen los sedimentos continentales, en contraste con el hecho de una casi total ausencia de depósitos comerciales de petróleo, en donde solo existen rocas ígneas o metamórficas.

Teoría Cósmica.

Al comenzarse a enfriar la superficie de la tierra, los materiales se fueron separando de acuerdo a su temperatura de fusión, acumulándose en su centro el hierro y el níquel entre otros metales; mientras, la atmósfera estaba constituida por bióxido de carbono, hidrógeno y vapor de agua. En la medida en

que aumentó la concentración de hidrógeno procedente del espacio exterior, se presentaron reacciones químicas entre esos componentes, formando monóxido de carbono, en cantidades crecientes y, a una temperatura de 538°C, se tuvo una reacción de síntesis que generó la primera mezcla de hidrocarburos.

La tierra siguió su proceso de enfriamiento y tras muchos miles de años, alcanzó la temperatura de 149°C, los hidrocarburos se condensaron y empezó a llover petróleo, primero las fracciones más pesadas y después las ligeras conforme la temperatura seguía bajando. Posteriormente comenzó la lluvia de agua que lavó y arrastró al petróleo depositándolo en ciertas zonas. Es posible que de este ambiente de ríos, lagos y mares de aceite y de sus productos oxigenados, hayan podido surgir las formas elementales de vida.

Los movimientos de la corteza terrestre (orogénicos), que dieron lugar a las grandes cadenas de montañas, y los ciclos de erosión y sedimentación, hicieron que el petróleo quedara atrapado en el subsuelo.

El descubrimiento de que las nubes de Venus están formadas por hidrocarburos, ha motivado a algunos científicos a reconsiderar esta teoría.

I.4. Exploración.

La exploración petrolera se puede definir como el conjunto de actividades realizadas en campo y en gabinete, que tienen como objetivo la búsqueda y localización de yacimientos petroleros.

Dependiendo de la forma en que se obtiene la información, los métodos de exploración se dividen en dos grandes grupos, los indirectos y los directos. En los primeros se adquieren datos del subsuelo desde la superficie y se interpretan para establecer hipótesis sobre las formaciones, su estructura, clasificación de las rocas, etcétera, todo lo cual lleva a establecer la existencia de trampas capaces de contener hidrocarburos.

En los métodos directos, la información proviene del análisis de las muestras de roca obtenidas durante la perforación de los pozos; así como del registro e interpretación de los perfiles obtenidos a través de sondas eléctricas, electrónicas o sónicas que se introducen en los pozos durante su perforación.

Estos métodos se complementan, ya que toda información adicional, permitirá optimizar el conocimiento que se tenga sobre el yacimiento y con ello, desarrollar los mejores planes para su explotación.

Para poder encontrar lugares en el subsuelo que pudieran contener petróleo, comúnmente llamados yacimientos, es necesario hacer el proceso de exploración, el cual inicia con un reconocimiento superficial de las zonas probables que presenten ciertas características necesarias para suponer que ahí puede haber un yacimiento petrolero (métodos indirectos), posteriormente se deben llevar a cabo una serie de estudios sismológicos (Figura 1.4), que nos determinaran si existen o no objetivos petroleros, si el resultado es positivo de los estudios, se determinan las localizaciones potenciales de almacenar hidrocarburos.

Ya que se tiene toda esta información, la única manera de confirmar los resultados de los estudios es mediante la perforación de un primer pozo, llamado Pozo Exploratorio, el cual nos presentara de manera física todas las predicciones que hicieron los estudios anteriores (métodos directos).

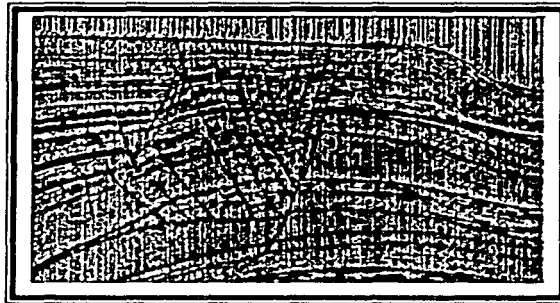


Figura 1.4. Estudio Sismológico.

Si el resultado de este pozo es bueno, se tiene que perforar mas pozos para delimitar el yacimiento y poder pasar a la Ingeniería de Yacimientos.

1.5. Ingeniería de Yacimientos.

Una vez que se ha confirmado la presencia de hidrocarburos mediante el pozo exploratorio, se lleva a cabo una evaluación técnico-económica para el desarrollo total del campo. Se realiza la caracterización y evaluación de la formación productora, a través del análisis del comportamiento de la producción y presión de los primeros pozos y se realiza una simulación del yacimiento (Figura 1.5) para definir el régimen de explotación más rentable.

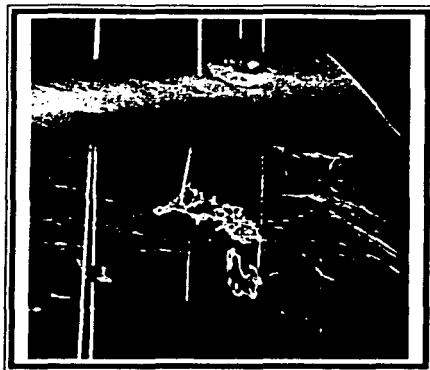


Figura 1.5. Simulación de un Yacimiento.

La ingeniería de yacimientos hace la evaluación de los campos, donde se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la anatomía del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contiene la estructura descubierta, así como la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos (simulación).

Uno de los estudios más importantes es la evaluación económica, que tiene como finalidad el determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo.

1.6. Ingeniería de Perforación.

La perforación de un pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento.

Antiguamente este proceso se hacía mediante el golpeo del suelo y la roca con algún material duro (barrena) hasta desgastarlos, se retiraban los recortes de material con alguna cubeta y se continuaba con la operación de golpeo.

En 1859 se desarrolló la teoría de perforar manteniendo la barrena todo el tiempo en contacto con la roca y no en forma intermitente como el método anterior (por percusión) y que el corte de roca se hiciera mediante la rotación continua de la barrena.

Actualmente para perforar un pozo, se utiliza de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para taladrar la roca. Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación (Figura 1.6).

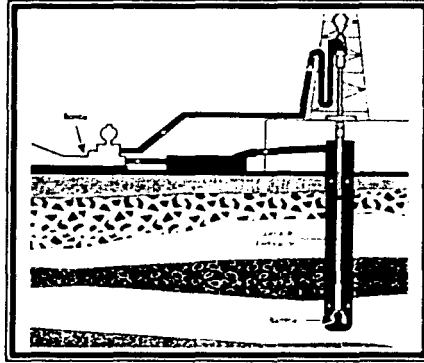


Figura I.6. Limpieza del Pozo.

Esta operación de perforar un pozo se lleva a cabo mediante una herramienta denominada *Barrena* (Figura I.7), la cual está localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas.



Figura I.7. Barrena.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La industria clasifica generalmente a los pozos como "pozos exploradores", "pozos delimitadores" y "pozos de desarrollo".

Un pozo explorador es aquel que se utiliza para determinar en donde se encuentra el aceite o gas en formaciones dentro del subsuelo. Si un pozo explorador descubre aceite y/o gas se puede perforar muchos pozos para verificar que el pozo explorador encontró una trampa con hidrocarburos. Un pozo que encuentra aceite y gas puede no justificar la explotación del yacimiento ya que saldría más cara la inversión que las ganancias.

Un pozo de desarrollo es perforado en campos petroleros existentes. Se perfora este tipo de pozos para sacar la mayor cantidad de hidrocarburos del campo petrolero.

Los ingenieros estudian cuidadosamente las características productoras del campo, entonces determinan el numero de pozos requerido para explotar dicho campo eficientemente. Si se perforan pozos en los limites del campo productor para determinar las fronteras del campo, dichos pozos se les da el nombre de pozos delimitadores.

El numero de pozos de desarrollo en un yacimiento en particular depende de su tamaño y características. Un yacimiento puede tener varias hectáreas de superficie y varios metros de anchura y profundidad. En general, entre mas grande el tamaño del yacimiento se necesitaran más pozos de desarrollo para su explotación. Las características del yacimiento como su porosidad y permeabilidad también juegan un papel importante. Por ejemplo, un yacimiento con alta porosidad y permeabilidad puede dejar fluir los hidrocarburos con mayor facilidad y no necesita de muchos pozos productores como lo requeriría un yacimiento productor con baja porosidad y permeabilidad.

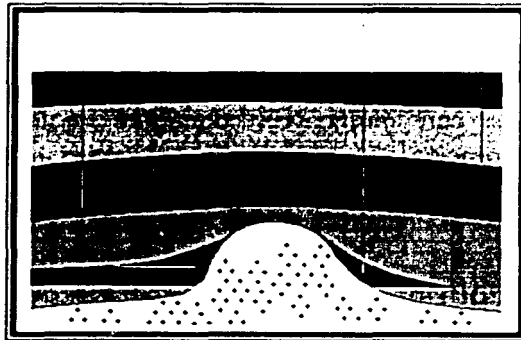


Figura 1.8. Tipos de Pozos.

Estos diferentes tipos de pozos (Figura 1.8) se pueden perforar en dos ambientes principales: el Terrestre y el Marino, para cada uno, existen diferentes conjuntos de equipos y herramientas que permiten la perforación de los pozos. La clasificación de los equipos es la siguiente:

▣ **Terrestres.**

- Convencionales.
- Móviles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La diferencia entre ambos es que los primeros tienen una capacidad mayor en la profundidad de perforación y los segundos disponen de un conjunto de malacates y motores de combustión interna montados sobre un remolque que se autotransporta. Así, cuenta con mayor facilidad de transporte de una localización a otra, pero con menor capacidad en la profundidad de perforación.

14 **Marinos.**

- o Fijos:
 - Plataformas fijas ancladas.
 - Plataformas autoelevables.
 - Plataformas de piernas tensadas.
 - Sumergibles.
- o Flotantes:
 - Semisumergibles.
 - Barcos.
 - Barcazas.

Antes los equipos de perforación marina fueron equipos de perforación terrestre colocados sobre una estructura para perforar. Se usaron las mismas técnicas que en tierra. Se les denomina móviles de perforación a los equipos convencionales montados sobre plataformas autoelevables, semisumergibles y barcos perforadores. Las técnicas desarrolladas se utilizaron algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas más profundas, hizo que surgiera el nuevo ingeniero de diseño de estructuras costa afuera. Junto con los nuevos conceptos de ingeniería, se creó una nueva generación de equipos de perforación ahora ya conocidos como: sumergible, barcaza, plataforma autoelevable, semisumergible y barco perforador.

1.7. Ingeniería de Producción.

Una vez concluida la perforación del pozo, se procede a su producción, para ello se introduce una tubería a través de la cual se extrae el petróleo a la superficie. De ahí, es dirigido a una central de separación denominada batería, cuando sale de esta batería que separa gas del aceite y mide sus cantidades, se envía mediante ductos a diferentes lugares, ya sea para su refinación, su almacenamiento o su venta.

Existen dos tipos de pozos productores de hidrocarburos:

14 **Fluyentes.**— Cuando la presión del yacimiento es suficiente para elevar al aceite hasta la superficie, el pozo se clasifica como fluyente; su operación es la más económica, puesto que la energía la da el propio yacimiento. Sólo es necesario regular el ritmo de explotación con el fin de aprovechar al máximo el mecanismo de empuje y obtener la mayor recuperación de aceite posible.

14 **Producción Artificial.**— En los casos en que la energía del yacimiento no es suficiente para llevar el aceite hasta la superficie se utilizan diversos sistemas de bombeo, que reciben el nombre genérico de sistemas artificiales de explotación (Figura 1.9). En general, todos estos sistemas utilizan una bomba instalada dentro del pozo que es accionada en forma

mecánica, eléctrica o hidráulica; con excepción del llamado Bombeo Neumático (gas lift), que utiliza la fuerza expansiva del gas para elevar el aceite. La selección del sistema a utilizar depende de la viscosidad del aceite, del tipo y profundidad del pozo, de la disponibilidad de gas y del análisis de los costos.



Figura I.9. Sistema Artificial de Producción.

El flujo de los hidrocarburos hacia el pozo se da por una diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo, por esto se ha establecido el llamado índice de productividad, para medir la capacidad de producción de un pozo. Este índice plantea la relación que existe entre la producción de aceite y la diferencia de presiones, que se registran en el fondo de él, cuando está cerrado (presión estática) y cuando está fluyendo (presión dinámica).

Cuando el pozo empieza a producir la presión dinámica presenta variaciones hasta que se estabiliza, al tiempo que tarda en hacerlo se le denomina periodo transitorio. La duración de este periodo, la medición de la declinación de la presión y el índice de productividad durante el mismo, permiten establecer la calidad del yacimiento.

Un periodo transitorio de corta duración indica un yacimiento de alta calidad, lo que significa un alto porcentaje de recuperación del volumen original de aceite. Un largo periodo significará una baja recuperación.

I.8. Refinación.

El concepto de refinación es anterior a la propia industria petrolera. En el siglo XVIII en Europa varios investigadores trataban de obtener diversos productos a partir de materias primas como el carbón mineral, el aceite de ballena y, en ocasiones, del petróleo obtenido en superficie y en rocas bituminosas.

Tal vez el primero con éxito registrado fue el escocés James Young quien patentó, en 1847, su proceso para destilar aceite de carbón a partir de lutitas bituminosas y construyó una lámpara para quemar los productos que obtenía.

Samuel Kier elaboró su kier Rock Oil. Kier contrató los servicios de un químico de Filadelfia, J.C. Booth, para llevar a cabo su idea de procesar su aceite en kerosene. Booth modificó el viejo caldero de hierro de Kier y construyó un alambique, en donde se calentaban 5 barriles de crudo que, al evaporarse, fluían por una tubería y un enfriador de agua para producir unos cuantos litros de kerosene al día.

Al principio, Kier utilizaba el petróleo que brotaba de sus pozos de salmuera pero, al aumentar la demanda, comenzó a comprar el petróleo de Drake. Esto fue representativo de la carrera entre la demanda y la oferta y viceversa, que conformó el desarrollo de la refinación del petróleo.

Primero fue la demanda de kerosene como medio de iluminación, después la demanda de combustibles para calefacción y transporte y luego el de los lubricantes, para pasar a gasolina de mayor octanaje para aviones, barcos y vehículos cada vez más sofisticados, hasta llegar a la época del jet y los motores actuales.

En cada etapa, los industriales tuvieron que perfeccionar sus procedimientos para cumplir con las nuevas demandas en calidad, volumen y precio.

Procesos de Refinación.

El problema básico a resolver en una refinería es el de conservar un balance entre la producción de los diversos derivados y la demanda del mercado de los mismos. La demanda es muy variable en cuanto al tipo, volumen y calidad de los productos y en una refinería se debe tener la mayor flexibilidad posible para adaptarse a esas fluctuaciones de consumo, para lo cual es necesario variar las condiciones de los procesos primarios y secundarios.

Estos procesos de destilación pueden ser descritos en forma muy simplificada como se presentan a continuación:

Procesos primarios.

Separación de aceite-gas. Aunque en las baterías de separadores se realiza una buena parte de esta separación, durante el transporte a la refinería se libera una cierta cantidad de gas rico en gasolinas que es conveniente separar para su mejor aprovechamiento. Este proceso se inicia pasando la corriente a través de un absorbedor de aceite, en donde se calienta para que los gases húmedos se separen en forma de gasolina. Otra forma es absorbiendo los hidrocarburos pesados en carbón activado, en un proceso cíclico en el que se recupera la gasolina calentando al absorbedor por medio de vapor de agua. En este caso se requieren varios absorbedores, cada uno de los cuales con un tiempo de absorción de 20 a 30 minutos.

Desulfurización del gas. La eliminación del ácido sulfhídrico, del bióxido de carbono, sulfuro de carbono y mercaptanos del gas, se denomina proceso de endulzamiento y está basado en una reacción química reversible. Un líquido absorbente como Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Trietanolamina (TEA), Diglicolamina (DGA), reacciona con los gases ácidos en una torre absorbidora y posteriormente en una torre agotadora en la que se separa la amina del ácido sulfhídrico para su reutilización. Al final se obtiene gas dulce rico en hidrocarburos pesados y gas ácido.

Desalado y desemulsionado de crudos. Por su origen, el petróleo forma una emulsión con el agua; siendo los de base parafínica los que tienen mayor contenido de agua en emulsión. Emulsión, que a su vez contiene cloruros, sulfatos y bicarbonatos, tanto en suspensión como en solución. En términos generales el crudo contiene 29 gr. de sal por litro; por especificación el máximo valor permitido es de 2.8 gr/litro, por lo que es necesario efectuar el lavado de la corriente de crudo para reducir la concentración de sales. Además, al calentarse el crudo, estas sales se precipitan sobre los cambiadores de calor, lo que causa problemas de corrosión y de operación y mantenimiento. El lavado se realiza agregando de 3.5 a 5.7% de agua y en el caso de crudos muy ácidos, se agrega hidróxido de sodio, para neutralizarlos.

El siguiente paso es romper la emulsión; para lo cual, se inyecta un producto químico para romper la emulsión mediante la reducción de la tensión interfacial; el procedimiento se repite agregando la acción de temperatura, entre 70°C y 175°C para disminuir la viscosidad y la creación de un campo electrostático de alto voltaje que facilita la separación de las gotas de agua, su coalescencia y precipitado.

Destilación. Un sistema simplificado de destilación está compuesto por tres torres de destilación, la primera operando a presión atmosférica y las otras dos al vacío. En la primera torre se calienta el crudo en etapas sucesivas y se divide en seis fracciones: gases, gasolinas ligeras, nafta, kerosene, gasóleo (diesel) ligero, gasóleo (diesel) pesado y residuo.

En la segunda columna que opera a 0.7 atmósferas de presión (1 atmósfera = 1.033 kg/cm²), se vuelve a obtener gasóleo, aceite, ligero, aceite medio, aceite pesado y residuo. El gasóleo se regresa a la primera torre y el residuo que puede enviarse a la planta de desasfaltado con propano o a la tercera torre.

A ésta se le denomina torre de destilación instantánea: ahí se obtienen dos cortes adicionales, una para alimentar la planta desintegradora y un asfalto, como residuo.

Procesos secundarios.

Desintegración térmica. Este proceso, que se usó en un principio únicamente para la producción de gasolinas y que fue desplazado por otros sistemas, se continúa utilizando en la actualidad para la obtención de olefinas, para aumentar el rendimiento de combustibles intermedios y para la producción de coque.

Desintegración catalítica. En este proceso se ponen en contacto hidrocarburos de alto peso molecular con un catalizador sólido a temperaturas entre los 450°C y los 540°C con el fin de romper las moléculas y generar hidrocarburos más ligeros correspondientes a la fracción gasolinas.

Reformación catalítica. En este proceso, además de temperatura y catalizadores, se utiliza el hidrógeno para producir bencenos, toluenos y xilenos y para aumentar el octanaje de las gasolinas.

La composición de las gasolinas varía de acuerdo con el contenido de alcanos, de alquenos e hidrocarburos aromáticos; mientras menos alcanos contenga, menor será su capacidad como combustible. En un motor de combustión interna, la mezcla de aire y vapor de gasolina contenida en un cilindro y comprimida por un pistón, se prende por la ignición provocada por la chispa generada en una bujía; la combustión de la mezcla crea una expansión que empuja al pistón hacia afuera del cilindro transmitiendo esa fuerza al cigüeñal del motor. Si el gas se quema muy rápidamente, el pistón recibe un impulso fuerte pero instantáneo, en lugar de uno fuerte y continuo, que es lo deseable; el resultado será un golpeteo o falsas explosiones que reducen la eficiencia del trabajo del motor.

El octanaje de una gasolina es la medida de su condición antidetonante, es decir, mientras más octanaje tenga una gasolina su combustión será más lenta y suave, dando por resultado un combustible más eficiente. El valor del octanaje se da como comparación con el número de referencia 100, correspondiente a un hidrocarburo de tipo iso-octano. En el otro extremo se tiene el valor cero, correspondiente a un hidrocarburo de tipo heptano.

En las refinerías (Figura 1.10) se obtienen los derivados del petróleo luego de haberlos sometido a varios tratamientos fisicoquímicos. La gasolina es uno de los principales derivados del petróleo pero hay otros igualmente útiles como:

- ⌘ Asfalto.
- ⌘ Combustóleo.
- ⌘ Parafina.
- ⌘ Aceite lubricante.
- ⌘ Vaselinas.
- ⌘ Diesel.
- ⌘ Gasolina.
- ⌘ Turbosina.
- ⌘ Gas combustible.

- ▣ Plásticos.
- ▣ Hules.
- ▣ Etc.

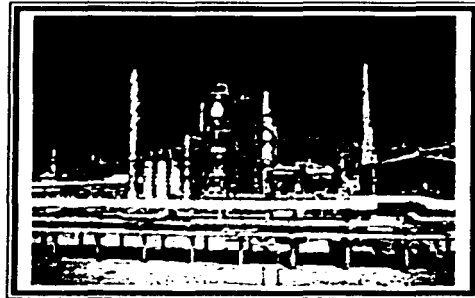


Figura I.10. Refinería.

I.9. Ecología.

La combinación de un desarrollo industrial acelerado, la explosión demográfica, una sociedad tendente al consumismo y la falta de cultura sobre la protección del medio ambiente, ha dado como resultado un deterioro de la calidad del aire, suelo y agua, impactados negativamente por la destrucción que hacemos de nuestro entorno y por los desechos que producimos diariamente.

La toma de conciencia del mal que causamos fue lenta y sólo en las últimas décadas se establecieron normas y leyes que buscan evitar el daño y en su defecto, remediarlo.

Como toda actividad humana, estas acciones también se radicalizaron y pronto surgieron grupos extremistas que pretenden impedir todo avance de tipo industrial e, inclusive, la desaparición de lo ya existente; mientras que otros grupos, preocupados por la pérdida de ganancias, tratan de minimizar el problema, evadir las normas y continuar con sus procesos tradicionales a pesar de la contaminación que generan.

La mayoría de las actividades de la industria petrolera tienen un importante componente de contaminación del medio ambiente, por lo que, en los últimos años, se ha buscado modificar muchos procesos, e implementar nuevos procedimientos y prácticas de trabajo, con el fin de evitar, mitigar y remediar el posible daño ecológico, de acuerdo con la normatividad en la materia, que han dictaminado agrupaciones internacionales y los gobiernos de cada país. Esta normatividad ha ido en aumento en la medida en que se ha visto el deterioro del medio ambiente y tiende a ser cada vez más estricta.

En la industria petrolera se pueden establecer dos grandes áreas de influencia:

- ❖ Aquellas actividades que se realizan dentro de las instalaciones, en cuyo caso, el grado de contaminación puede ser elevado por su concentración en un área confinada, pero que ese mismo confinamiento permite la aplicación de medidas preventivas y correctivas con una mayor facilidad.
- ❖ Aquellas actividades que se realizan fuera de las bardas y cuyo impacto ambiental puede ser mucho más extendido y severo y tendrá, por lo tanto, un mayor grado de dificultad en el control, recuperación de hidrocarburos y reparación del daño.

En ambos casos se debe dar prioridad a prevenir el daño mediante la reingeniería y la optimización de los procesos, así como por la implementación de medidas preventivas, tales como:

- ❖ Monitoreo constante de la calidad del aire, suelo y agua.
- ❖ Campañas permanentes de concientización y capacitación.
- ❖ Uso de tecnología de punta.
- ❖ Uso de equipo adecuado.
- ❖ Diseño y operación de instalaciones adecuadas.
- ❖ Entre otras.

En caso de que, a pesar de todas las medidas anteriores, se presentará una contingencia que afecte al medio ambiente, es necesario llevar a cabo alguna de las acciones siguientes:

- ❖ Saneamiento de suelo.
 - Biorremediación.
 - Microencapsulado.
 - Volatilización.
 - Lexiviación.
- ❖ Recuperación de hidrocarburos.
 - En mar, lagos, lagunas y ríos.
 - En playas, sembradíos y otros terrenos.
- ❖ Tratamiento, manejo y transportación de residuos peligrosos.
 - Incineración.
 - Confinamiento.
- ❖ Restauración de áreas.
 - Reforestación.
 - Movimiento y saneamiento de suelos.

Debido a la falta de cultura ecológica desde el principio de la historia de esta industria, se afectaron suelos, cuerpos de agua y la atmósfera, dejando un rezago que aún no se ha eliminado totalmente y que demanda considerables recursos técnicos y económicos, de los que no siempre se dispone oportunamente y en la medida necesaria.

En varias partes del mundo, incluyendo a México, se pueden observar estas antiguas afectaciones, junto con otras recientes, pues a pesar de todo lo comentado y de los esfuerzos realizados, sigue habiendo una gran contaminación.

Es prioritario que las nuevas generaciones crezcan con la cultura de la protección al medio ambiente, que parta desde el manejo y disposición de la basura doméstica y continúe con la conservación de la calidad del entorno y de la naturaleza.

La industria petrolera considera que la protección y restauración del ambiente no es solamente una obligación que impone la ley, sino una responsabilidad moral ante la sociedad, por ello su política en esta materia esta dirigida a que todas las actividades que realiza obtengan una armonía con la ecología del medio donde se ubican sus instalaciones.

Esto se ha desarrollado a nivel mundial en todas las empresas, pequeñas o grandes, que se dedican a la industria petrolera a manera de cultura del medio ambiente, para preservar el entorno que rodea la explotación de los hidrocarburos.

I.10. Ejercicios Propuestos.

Definir los siguientes conceptos:

1. ¿Cómo se da la migración de la roca generadora a la trampa?
2. ¿Qué es la porosidad?
3. ¿Qué es la permeabilidad?
4. ¿Cuáles son las características que debe presentar la superficie de un terreno para suponer que pueden existir yacimientos petroleros en el subsuelo?
5. ¿Cuáles son los estudios sismológicos que se desarrollan en la exploración petrolera?
6. ¿Qué información nos proporciona el pozo exploratorio de importancia para el desarrollo de un yacimiento petrolero?
7. ¿Qué se obtiene de una caracterización del yacimiento?
8. ¿Cuál fue el primer pozo petrolero perforado en México y cuál en el Mundo?
9. ¿Cuántos métodos de sistemas artificiales de producción existen y cuáles son?, describir cada uno.
10. ¿Qué es el kerosene?
11. ¿Cuales son las refineries que se encuentran activas en México?

Capítulo II. Planeación y diseño de la perforación.

II.1. Tecnología de la perforación.

Durante mucho tiempo se consideró la Perforación de Pozos en la Industria Petrolera como una labor artesanal o simplemente un "arte" en vez de una Ingeniería, hasta que en los 40's se desarrolló la Tecnología de la Perforación de Pozos de una manera acelerada tomando en cuenta diferentes aspectos como son: desarrollo, investigación, modernización, etc.

Para llegar al estado actual desarrollado se tuvieron que incorporar varias ramas de la ingeniería petrolera, obteniéndose una verdadera tecnología propia de la perforación por el camino de la ingeniería, esto no implica que el antiguo arte que se aplicaba dejó de existir, por el contrario se tuvo que conformar con las demás disciplinas de una manera interna.

Como toda ingeniería debe contar con un objetivo específico para saber cual es el fin que se quiere alcanzar. El Objetivo de esta Tecnología de Perforación es: "Lograr perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos". El objetivo anterior nos indica que se debe estar renovando continuamente esta tecnología de acuerdo a las situaciones que se vayan presentando, por lo tanto se necesita de una optimización que tiene que contar con su propio objetivo, este objetivo de la Optimización de la Perforación es "Incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas en la Perforación de Pozos".

La operación de perforación de un pozo puede ser definida tan simple como el atravesar las diferentes capas de roca terrestres por medio del proceso de hacer UN AGUJERO (Figura II.1), sin embargo esta es una tarea compleja y delicada que necesita ser planteada y ejecutada de una manera tal, que produzca un pozo útil y económicamente atractivo en una forma segura.

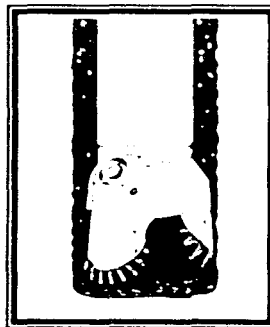


Figura II.1. Perforación de un Pozo.

Las acciones empleadas durante el diseño y la operación de un pozo, son determinadas, la mayoría de las veces, por prácticas y costumbres comunes al área, la experiencia y habilidad del personal, procedimientos y políticas de la empresa que lleva a cabo la operación de perforar el pozo. Todo esto se debe revisar, estudiar y comprender por todo el personal involucrado en la operación, con el fin de cumplir el objetivo especificado.

Un factor que se debe tomar en cuenta desde el inicio del diseño y hasta la conclusión de la operación es el factor SEGURIDAD, este en todos sus aspectos como lo son: el personal, las instalaciones, el medio ambiente, etc. Ya que en la actualidad existen disposiciones y normas que rigen las actividades industriales, además de que siempre se tiene que vigilar por el bienestar de los involucrados en el trabajo y en el medio ambiente que nos proporciona las fuentes de trabajo.

II.2. Perforación Rotatoria, antecedentes y características.

El mecanismo que actualmente se emplea en la realización de un pozo petrolero es el de la perforación rotatoria pero este no surgió tal y como lo conocemos ahora, necesitó del paso de muchos años para llegar al estado actual, además de que se han desarrollado diferentes tecnologías que probablemente en un futuro lleguen a desplazar a la perforación rotatoria como el mecanismo más usado. Dentro de las actividades mas importantes que se desarrollaron y los periodos de tiempo que ocuparon, en el avance de la tecnología de la perforación, se encuentran los siguientes:

II.2.1. Periodo de origen (1888-1928).

- ❖ La máquina de vapor es la energía mas utilizada.
- ❖ El equipo rudimentario constaba de torres de madera.
- ❖ Surge el principio de la perforación rotatoria
- ❖ Surgen las primeras barrenas de conos por la empresa Sharp & Hughes en 1908.
- ❖ Se desarrollan los diseños de Tuberías de Revestimiento (TR) y las Cementaciones por la empresa Halliburton en 1904.
- ❖ Se utilizan las primeras bombas de lodos en 1910.
- ❖ Se establecen los fluidos de perforación por la National Lead Co. En 1914.
- ❖ Se perfora el pozo La Pez No. 1 en México en el año de 1904.

II.2.2. Periodo de Desarrollo (1928-1948).

- ❖ Se comienza a utilizar equipos de perforación con mayor potencia.
- ❖ Se desarrollan diseños de barrenas mas efectivos.
- ❖ En 1935 se fabrican las primeras barrenas con carburo de tungsteno en Alemania.

- ▣ Se llevan a cabo prácticas de cementaciones mejoradas.
- ▣ Surge el uso de la bentonita en los fluidos de perforación en el año de 1935.
- ▣ Aparecen los fluidos especiales.

II.2.3. Periodo Científico (1948-1968).

- ▣ En EUA se alcanza el logro principal al incrementar la perforación hasta los 31,000 pies en el año de 1974.
- ▣ Se llevan a cabo diferentes investigaciones con respecto a la perforación de pozos.
- ▣ Se introduce la hidráulica de la perforación en las operaciones de la industria petrolera.
- ▣ Existe un amplio mejoramiento en las barrenas que se utilizan.
- ▣ Aparece por primera vez la perforación automatizada.
- ▣ Se comienza aplicar la tecnología de los fluidos de perforación.
- ▣ Surgen las primeras turbinas en las operaciones de perforación.

II.2.4. Periodo de Automatización (1968-1995).

- ▣ Se va incrementando la profundidad alcanzada y la velocidad de penetración en las operaciones.
- ▣ Se comienzan a utilizar los motores de fondo.
- ▣ La automatización del equipo y el manejo de los fluidos de perforación se hacen cada vez más usuales.
- ▣ Se emplea el uso del control de las diferentes variables que existen en la perforación.
- ▣ La perforación empieza a ser planeada.
- ▣ Surgen los polímeros que se incorporan a los fluidos de perforación, así como los nuevos productos químicos, aditivos, etc.
- ▣ Las computadoras se introducen en las operaciones de perforación como resultado del avance tecnológico.

II.2.5. Periodo de Perforación no Convencional (1995-Actual).

- ▣ Perforación con Tubería Flexible. Esta operación nos permite perforar un pozo rápido seguro y a bajo costo, ya que la tubería flexible no necesita de conexiones por ser continua, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento. Asimismo evitan pegaduras ya que se tiene circulación continua. Sus componentes son: unidad de bombeo, unidad de potencia, carrete y tubería flexible, cabina de control y cabeza inyectora. Además

de que se emplea para perforar pozos, se puede utilizar para: limpiezas, inducciones, estimulaciones, cementaciones, pescas, terminaciones, etc.

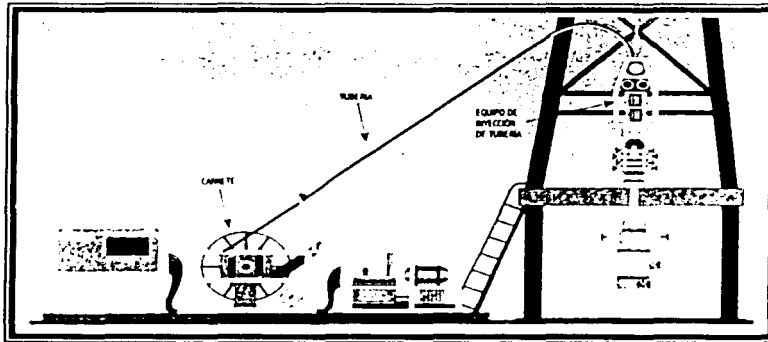


Figura II.2. Unidad de Tubería Flexible.

- 14** Perforación en aguas profundas. Se consideran aguas profundas aquellas con tirantes de agua mayores a 400 y 500 metros. Para operar se utilizan equipos marinos, como son: barcos perforadores, plataformas semisumergibles, plataformas de patas tensionadas (TLP), etc., estos equipos normalmente cuentan con un sistema sofisticado de posicionamiento dinámico (Figura II.3).

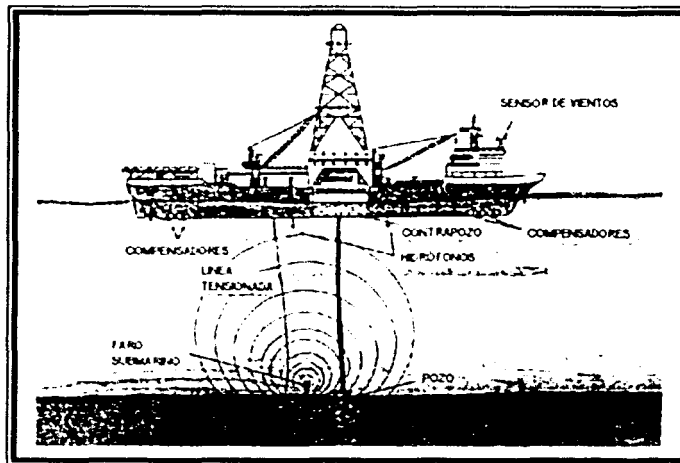


Figura II.3. Posicionamiento Dinámico.

- 14** Perforación Multilateral. Su enfoque es perforar para alcanzar nuevos objetivos de un yacimiento, explotado con pozos convencionales. Para esto se perforan varios pozos a partir de uno convencional (Figura II.4), con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento (ramales), en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr

el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie. Los ramales varían de 2 a 8 dependiendo del caso.

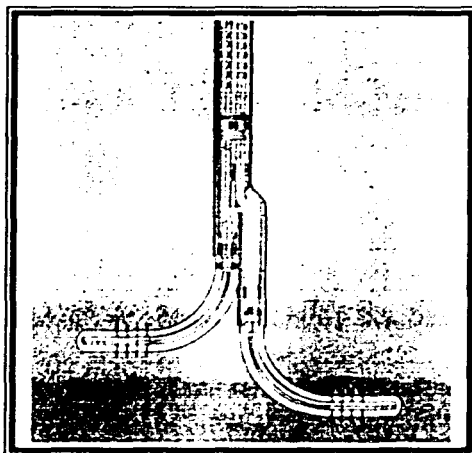


Figura II.4. Perforación Multilateral.

- 14 **Perforación con Tubería de Revestimiento.** Esta consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla con tubería de revestimiento, con lo cual se logra un ahorro de entre el 7% y el 10% en el tiempo total de perforación, por lo cual es una alternativa más para optimizar la rentabilidad de los proyectos de inversión, sin embargo no debe utilizarse indiscriminadamente en cualquier pozo o campo, sin antes hacer una evaluación económica de los pozos donde se pretende utilizar esta técnica. Para llevar a cabo esta técnica es necesario contar con las juntas adecuadas (Figura II.5) en las tuberías de revestimiento para que se puedan ir armando los diferentes tramos de tubería.

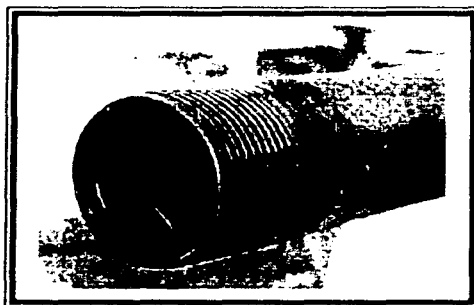


Figura II.5. Junta Especial .

- Perforación Bajo Balance.** Se tiene cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de la formación al pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie (Figura II.6). El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión, pues también se aplica en pozos de alta presión, con los mismos objetivos: reducir el riesgo de atrapamiento por presión diferencial y hacer factible la perforación.

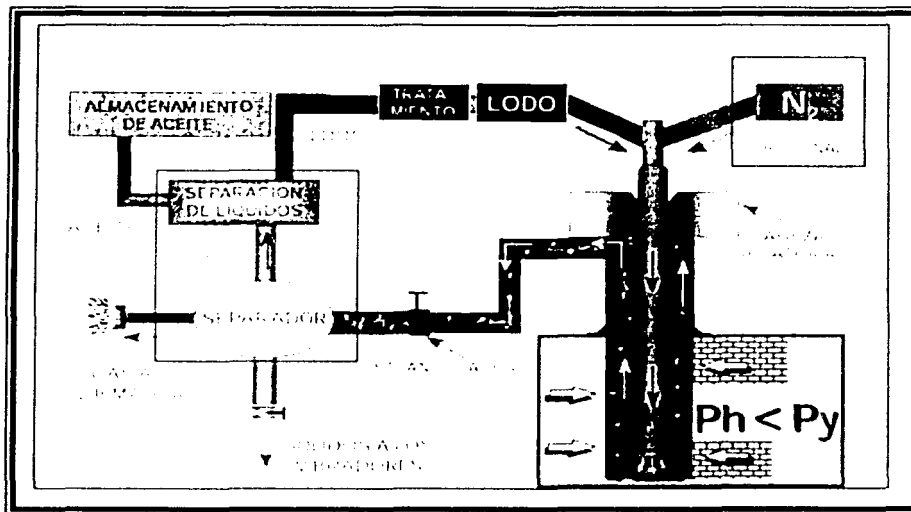


Figura II.6. Arreglo Superficial para Perforar Bajo Balance.

- Perforación con Láser.** Los láser producen una intensa radiación electromagnética la cual se puede ocupar para derretir o vaporizar formando agujeros en las rocas. Los destellos láser son producidos por excitación de átomos hasta altísimos estados de energía. Cuando los átomos caen sobre estados mas bajos de energía, dan una radiación electrónica monofrecuencial, la cual puede ser enfocada dentro de los intensos destellos láser. Al incidir estos destellos en la roca van eliminando una parte de esta pero producen una cierta zona de fracturamiento (Figura II.7) que al estar en conjunto con un sistema mecánico de perforación la penetración es mas eficiente.

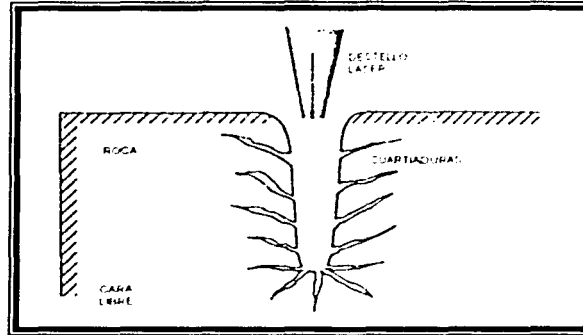


Figura II.7. Efecto del Láser sobre la roca.

II.2.6. Características de la perforación rotatoria.

La perforación rotatoria como tal, consiste en realizar un agujero por medio de un equipo mecánico que aplica un movimiento rotatorio y una fuerza de empuje al elemento denominado barrena que ataca una cierta superficie de roca convirtiéndola en ripios (recortes). Este movimiento rotatorio se puede generar en la superficie transmitiéndose a la barrena por medio de otro elemento denominado sarta de perforación, o de manera diferente, el movimiento se genera de forma hidráulica cuando se ocupa un motor de fondo es cual esta conectado a la barrena.

El peso de la sarta de perforación o aparejo de fondo, proporciona la fuerza de empuje a la barrena, para ir avanzando hacia la profundidad deseada. Este peso es controlado por la diferente composición de este aparejo de fondo, dependiendo de la necesidad de la operación que de lleva a cabo.

El fluido de perforación (Figura II.8) sirve como conductor de los recortes que van surgiendo, para ser llevados a la superficie, mediante un proceso de circulación. Este fluido es inyectado a través del interior de las tuberías que conforman la sarta y regresa a la superficie por el espacio anular que va dejando la perforación. Ya que el fluido esta en la superficie se le separan los recortes que acarreo desde el fondo.



Figura II.8. Lodo de Perforación.

II.3. Planeación de la Perforación.

Durante el paso de los años, la industria de la perforación ha cambiado rápidamente en todas las áreas que la componen, como son: la tecnología, la seguridad, la administración, las relaciones contractuales, el entrenamiento, etc. Esto conlleva a la necesidad del personal a ser mas eficientes, mejorar sus habilidades, adquirir la tecnología mas reciente, y mejorar sus formas de trabajo.

La computación ha creado cambios significativos (Figura II.9), ayudando a obtener mejores decisiones. Con estas potentes herramientas se puede almacenar, acceder, analizar y resumir grandes cantidades de datos además de realizar cálculos complejos fácilmente.



Figura II.9. Uso de la Computación.

Anteriormente todos los procesos estaban integrados como una misma parte de las grandes empresas operadoras, a diferencia de hoy en día en que solo se incorporan las partes sustantivas y todos los demás servicios los contratan. Por esta razón se necesita un continuo contacto con los proveedores y contratistas de servicios, donde la habilidad de negociación debe surgir en los planeadores de la perforación de pozos.

Una tendencia que se presenta desde hace algunos años, es que el personal que planea y supervisa los pozos, cada vez acude una menor cantidad de tiempo a estos, creando incluso los diseños y enviándolos para su aplicación, perdiendo parte de la capacitación que ofrece la ejecución de los programas, por lo que los diseñadores deben ser cada vez mas inteligentes y capaces de adquirir rápidamente una mayor cantidad de habilidades.

El éxito de un pozo se determina por dos aspectos imprescindibles:

1. El esfuerzo dedicado a la creación del mejor plan posible del pozo.
2. La correcta supervisión de la operación al perforar el pozo.

De acuerdo con lo anterior se puede llegar a una definición del proceso de planeación de la perforación de un pozo la cual involucra el concepto de crear el diseño del pozo, el programa de

operación y el programa de supervisión, antes de iniciar cualquier actividad directa en la generación del pozo.

El proceso de planeación del pozo consta de las siguientes actividades:

- ▣ Adquisición y revisión de los datos. Donde es indispensable contar con la propuesta del pozo y la mayor cantidad de información sobre la experiencia que se tiene en el área cercana o similar, además de todos los datos referentes al área en cuestión.
- ▣ Análisis de los datos. Aquí se necesitan preparar los documentos que describen las diferentes secciones que tendrá el agujero a lo largo de su trayectoria.
- ▣ Definición del tipo y características del pozo. Se forman los equipos multidisciplinarios (Figura II.10) para poder discutir todos los aspectos concernientes al diseño y quedar de acuerdo en la actividad que deberá realizar cada elemento del personal involucrado.

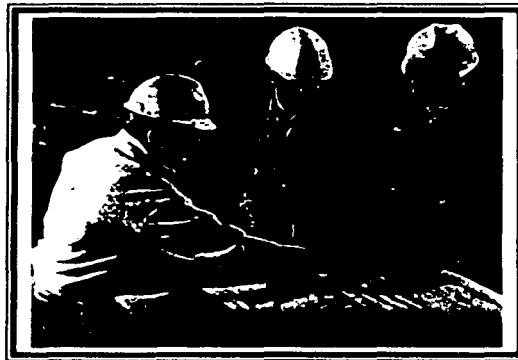


Figura II.10. Revisión de Datos en equipos Multidisciplinarios.

- ▣ Elaboración del diseño del pozo. En el estado final del pozo durante el diseño, se tiene que incluir diferentes aspectos que son parte importante para que se lleve a cabo con éxito la operación de perforar, estos aspectos son: el hardware que se necesite durante la operación, las tuberías de revestimiento necesarias, el cabezal a utilizar, el árbol de válvulas que llevará el pozo (Figura II.11), y el diseño de la terminación del pozo. Si se lleva a cabo una desviación se necesitan los requerimientos direccionales y se tiene que realizar un documento donde se indiquen todas las decisiones principales que se vayan tomando durante la perforación.



Figura II.11. Árbol de Válvulas.

- 14 Distribución del diseño propuesto para recibir comentarios. Esta se lleva a cabo entre las diferentes disciplinas que se involucren en la perforación del pozo, dentro de los departamentos que no deben faltar en esta revisión están los de: adquisiciones y perforación, además de otras personas para la revisión específicamente calificadas.
- 14 Elaboración del programa operativo. En este se deben incluir todos los métodos para los cuales el diseño del pozo será implantado de una manera segura y eficiente, y mostrar todas las suposiciones y decisiones llevadas a cabo mientras se escribió el programa operativo (justificación técnica).
- 14 Discusión del programa operativo. Al igual que el diseño, el programa se tiene que circular entre los diferentes grupos de personas que se involucran con el pozo a perforar, aprobándose al finalizarse toda esta revisión.
- 14 Reunión previa antes del inicio de la perforación. Esta reunión (Figura II.12) se tiene con el objeto de repartir a los encargados o supervisores de cada una de los departamentos involucrados (perforación, geología, encargados de lodos, etc.) una copia completa del programa con el diseño del pozo ya autorizado y para establecer que el punto principal para el logro efectivo de la perforación del pozo será el trabajo en equipo.



Figura II.12. Reunión Multidisciplinaria.

II.4. Diseño del pozo.

El objeto de diseñar un pozo se basa en alcanzar el estado final ideal deseado del mismo. Por lo que se necesita pre-definir todos los elementos que determinan las características del pozo en sus dos etapas, tanto en la de perforación como en la de terminación. Ya que se cuenta con el diseño, se puede proceder a elaborar el programa operativo de perforación. Las actividades que involucran el diseño del pozo son:

- Colectar, analizar, resumir y evaluar toda la información referente al pozo que se va a perforar.
- Identificar todos los riesgos y problemas que se pueden presentar en la perforación, sobre todo los potenciales.
- Definir el tipo de terminación que se requerirá.
- Diseñar la perforación del pozo, estimando las geopresiones, determinando la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, seleccionando las tuberías necesarias, definiendo los requerimientos de las cementaciones que se realizarán, seleccionar el conjunto de barrenas que se ocuparán durante la perforación, seleccionando los fluidos de perforación mas apropiados para la operación, determinar la composición de la sarta de perforación en su conjunto, definir los tiempos que se designarán a las diferentes etapas durante la perforación, etc. (Figura II.13).

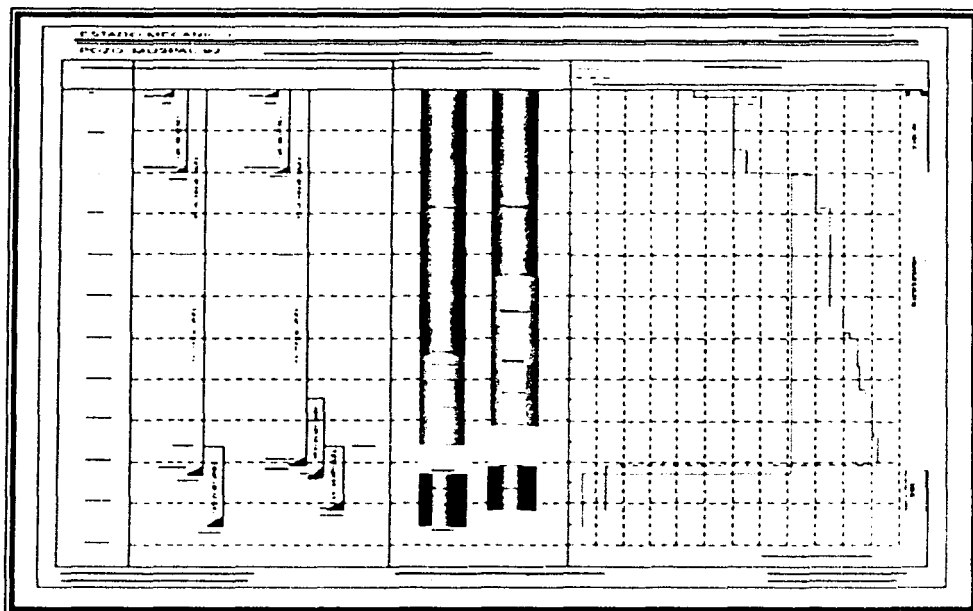


Figura II.13. Parte de los Documentos del Diseño de un Pozo.

- ▣ Definir los cabezales y árboles de válvulas requeridos.
- ▣ Revisar todos los aspectos propuestos y discutir en consenso el diseño mas apto.
- ▣ Estimar los costos que representan todas las actividades que se llevarán a cabo.
- ▣ Elaborar los documentos necesarios del diseño del pozo e involucrados en el proceso de perforación.
- ▣ Identificar los aspectos que puedan obstruir el proceso de la perforación.
- ▣ Coordinar los programas de movimiento de los equipos y la logística involucrada.
- ▣ Definir lo mas pronto posible la fecha real de inicio de las actividades físicas en la perforación del pozo.

De acuerdo con lo explicado renglones atrás, desde el punto de vista de la perforación, el éxito o fracaso de un pozo depende en gran parte del diseño del pozo realizado previamente al inicio de la perforación, esta planeación del pozo depende a su vez, de la calidad y de la cantidad de los datos disponibles, por lo cual es importante que en la recopilación de la información intervengan de una manera activa, el personal de exploración, el personal de yacimientos, el personal de producción y por supuesto el personal de perforación.

II.4.1. Solicitud del pozo.

Cuando se desea o necesita realizar la perforación de un pozo, se debe llenar el documento solicitando la realización del pozo (Figura II.14), el cual debe ir firmado por los responsables y con los siguientes datos:

- ▣ El objetivo del pozo y su localización superficial.
- ▣ El calendario estimado.
- ▣ Las evaluaciones que se desean realizar, como son:
 - El programa de registro geofísicos.
 - E programa de toma de núcleos.
 - Las mediciones de trayectoria requeridas.
 - El requerimiento de registros de lodos.
 - Cualquier otro tipo de evaluación, como paleontología.
 - Las pruebas de producción requeridas.
 - Las características finales del pozo deseadas.
- ▣ Los datos esenciales para el diseño del pozo, como son:
 - El tipo de terminación requerida.
 - El intervalo a disparar, tipos de disparos.
 - Los implementos que se requerirán en la terminación del pozo, como tuberías, empacadores, válvulas de seguridad, sistemas artificiales, etc.
 - La presión de fondo.

- o Las estimulaciones futuras requeridas.
- o Las temperaturas y presiones estimadas durante la vida productiva del pozo.
- o Las características de los fluidos que se encontraran en la formación.
- o El tipo de árbol de válvulas que se empleará.
- o El tipo de abandono que se realizará al final de la vida del pozo.
- o Cualquier información relevante de la terminación del pozo.
- o Los perfiles de presión de formación y presión de fractura de pozos de correlación.
- o La información de los gases que se presentarán durante la perforación.
- o La información geológica y litológica de los pozos de correlación.
- o Zonas problemáticas de la formación.
- o El perfil de temperatura.

Toda esta información plasmada en la solicitud del pozo es con el objeto de formular un programa donde se involucren todas las variables que intervienen en la perforación de un pozo, persiguiendo las siguientes características:


- ▣ **La seguridad.-** Es la máxima prioridad en la planeación, principalmente la protección del personal, ya que el plan debe ser tal que minimice el riesgo causado por brotes de la formación y por otros factores que generen problemas.
- ▣ **El mínimo costo.-** Este debe tomarse en cuenta sin que afecte la seguridad, por lo tanto el plan deberá pretender minimizar la mayor cantidad de costos posibles.
- ▣ **La utilidad.-** porque se pretende perforar pozos donde el diámetro sea el adecuado y la formación no quede con algún tipo de daño.

El proceso a manera de pasos es el siguiente:

1. Se lleva a cabo la recopilación y el análisis de la información con que se cuenta.
2. Se predice la presión de la formación.
3. Se predice el gradiente de fractura.
4. Se determina el asentamiento de las tuberías de revestimiento.
5. Se planea el tipo de terminación con que acabará el pozo.
6. Se traza la geometría del pozo.
7. Se diseña la trayectoria del pozo.
8. Se diseña el o los fluidos de perforación que se utilizarán durante la operación.
9. Se diseña la cementación o cementaciones en el pozo.
10. Se establece el programa de barrenas.
11. Se diseña la sarta de revestimiento.
12. Se diseña la sarta de perforación.
13. Se selecciona el equipo con que se va a perforar.
14. Se lleva a cabo la estimación de costos.

NOTE: This form contains a suggested guide only and use of this form or any variation thereof shall be at the sole discretion and risk of the user parties. Users of the form developed or any portion or variation thereof are encouraged to seek the advice of counsel to ensure that their contract reflects the intended agreement of the parties and applicable law. The International Association of Drilling Contractors assumes no liability whatsoever for loss or damage which may result from use of the form except as otherwise provided.

Revised July, 1988



INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS
**DRILLING BID PROPOSAL
 AND
 DAYWORK DRILLING CONTRACT - U.S.**

TO _____

Please submit bid on the drilling contract form for performing the work outlined herein upon the terms and for the compensation set forth, with the understanding that if the bid is accepted by _____

the contractor will perform a contract hereon on. Your bid should be marked or delivered not later than _____ P.M. on _____ 19____ to the following address _____

**THIS AGREEMENT CONTAINS PROVISIONS RELATING TO INDEMNITY,
 RELEASE OF LIABILITY, AND ALLOCATION OF RISK**

THIS AGREEMENT (The "Contract") is made and entered into on the date hereinafter set forth by and between the parties herein designated as "Operator" and "Contractor":

OPERATOR _____
 Address _____

CONTRACTOR _____
 Address _____

IN WITNESS WHEREOF the mutual promises, covenants and agreements herein contained and the specifications and service provisions set forth in Exhibit "A" and Exhibit "B" executed hereto and made a part hereof, Operator engages Contractor as an independent Contractor to drill the horizontal designated well or wells in search of oil or gas in a devolved lease.

For purposes hereof, the term "devolved lease" means Contractor shall furnish subsurface, title and surface services as herein provided, for a specified sum per day while the direction, supervision and control of Operator, employees of any employees, agents, consultants or sublessee other engaged by Operator to drill, drilling operations, while operating on a devolved lease. Contractor shall be fully paid at the applicable rates of payment and continue until the completion and subsequent initial casing. Operator for such designing and building equipment furnished by Contractor. Operator shall be solely responsible and assumes liability for all maintenance of operations by both parties while on a devolved lease, including results and all other loss or liabilities incurred in or arising to such operations.

1. LOCATION OF WELL:
 Well Name _____
 Well Number _____
 County _____ State _____ and _____
 Well Section and _____
 Well description _____

1.1 Additional Well Locations or Area _____

Locations described above are for well and Contractor identification only and Contractor assumes no liability whatsoever for a proper survey or location data on Operator's lease.

2. COMPLETION DATE
 Contractor agrees to use reasonable efforts to perform operations for the drilling of the well by the _____ day of _____ 19____ at _____

3. DEPTH
 3.1 Well Depth: The well shall be drilled to a depth of approximately _____ feet, or to the _____ formation, whichever is deeper, but the Contractor shall not be required to maintain to and seal market below a maximum depth of _____ feet, unless Contractor and Operator mutually agree to drill to a greater depth.

4. DAYWORK RATES
 Contractor shall be paid at the following rates for the work performed hereunder:

4.1 Mobilization: Operator shall pay Contractor a mobilization fee of \$ _____ in a demobilization day rate of \$ _____ per day. This sum shall be due and payable in full at the time the rig is logged up or dismantled in the well site ready to leave. Mobilization shall include _____

4.2 Demobilization: Operator shall pay Contractor a demobilization fee of \$ _____ or a demobilization day rate during last day of \$ _____ per day, provided however that no demobilization fee shall be payable if the Contract is terminated due to the total loss or destruction of the rig. Demobilization shall include _____

4.3 Working Rate: During the time the rig is in contact to or from a well site, or operation and time, comprising an _____ Operator shall pay Contractor a sum of \$ _____ per twenty-four (24) hour day.

4.4 Operating Day Rate: For work performed on twenty-four (24) hour day work _____ that covers the operating day rate shall be _____

| Depth Interval | | Without Day Rate | | With Day Rate | |
|----------------|-------|------------------|---------------|---------------|---------------|
| From | To | _____ per day | _____ per day | _____ per day | _____ per day |
| _____ | _____ | _____ | _____ | _____ | _____ |
| _____ | _____ | _____ | _____ | _____ | _____ |
| _____ | _____ | _____ | _____ | _____ | _____ |

Using Operator's and page 1 _____ per day.

4.2 Additional Terms: Page 1

**FALTA DE ORIGEN
 TESIS CON**

Figura II.14. Solicitud de pozo a una Compañía.

II.5. Programa de perforación.

Existen dos puntos principales que regulan el mejor costo-efectivo en los pozos: minimizar los problemas y maximizar el progreso en la perforación. Cuando algún pozo cuenta con el apropiado programa de perforación a tiempo, al ser el mejor programa, la disminución de costos llega sola. El programa de perforación es el documento en el cual se concentra toda la información del pozo, como es:

- ❖ La información del área.
- ❖ Las características del pozo.
- ❖ El diseño del pozo.
- ❖ Las operaciones que se llevaran a cabo para realizar el pozo.
- ❖ Los documentos de solicitud y aceptación.

Este debe entregarse al supervisor de perforación del pozo, para facilitarle toda la información que necesite para saber como perforar el pozo. Toda esta información debe ser ordenada de acuerdo al tema al que pertenecen desarrollándose el contenido del programa de perforación, este es el siguiente:

- ❖ Datos generales.
 - Localización.
 - Estructura geológica.
 - Columna geológica esperada.
 - Plan estructural.
 - Objetivo.
 - Aparejo de producción.
- ❖ Geopresiones.
 - Perfil de presión de formación.
 - Perfil de presión de fractura.
 - Perfil de presión de sobrecarga.
 - Mapa de Geo-presiones.
- ❖ Tuberías de revestimiento.
 - Profundidades de asentamiento de TR's.
 - Densidades programadas de lodos.
 - Geometría del pozo (TR's y barrenas).
 - Tipos y características de las TR's.
 - Cementaciones y accesorios.
- ❖ Programa direccional (trayectoria).

- Proyecto direccional.
- Aparejos de fondo por etapa.
- Programa de mediciones de trayectoria.
- ▣ Fluidos de perforación.
 - Programa de fluidos.
 - Características y propiedades de los fluidos.
- ▣ Barrenas e hidráulica.
 - Programa de barrenas (tipos y características)
 - Hidráulica de perforación propuesta.
- ▣ Sartas de perforación.
 - Sartas de perforación por etapa.
 - Aparejos de fondo por etapa.
- ▣ Programa de toma de información.
 - Programa de registros.
 - Programa de núcleos.
 - Pruebas de formación.
 - Pruebas de producción.
- ▣ Conexiones superficiales de control.
 - Conjunto de preventores por etapa.
 - Árboles de válvulas.
 - Cabezales.
 - Programa de pruebas a preventores, cabezales y TR's.
- ▣ Tipo de terminación.
- ▣ Características del equipo de perforación.
- ▣ Distribución de tiempos.
 - Programa operativo.
 - Tiempos programados por operación.
 - Gráfica programada de profundidad vs. tiempo.
- ▣ Información de pozos de correlación.
 - Resumen de la información por pozo de correlación.
- ▣ Programa calendarizado de requerimiento de materiales.
- ▣ Costos de perforación.
- ▣ Anexos.
 - Toda la información que se considere importante, cálculos de respaldo, oficios, reglamentaciones, etc.
- ▣ Firmas de autorización.

El programa debe contar con una justificación técnica, la cual se presenta en un documento donde se explican las decisiones tomadas durante la creación del programa de perforación. Existen cinco importantes razones para elaborar la justificación técnica, las cuales son:

1. Justifica todas las decisiones tomadas en el programa obligando al autor del programa a utilizar adecuadamente el desarrollo tecnológico para resolver los posibles problemas y optimizar la perforación.
2. Durante la aprobación del programa, con las firmas debidas, asegura que el programa tiene unas buenas bases ingenieriles.
3. Durante la perforación, las decisiones tomadas con anterioridad pueden ser re-examinadas y sacar a la luz nueva información, que será de gran utilidad para la perforación y más si el autor no las tomo en cuenta en el programa ya establecido.
4. Es capaz de justificar todos los puntos significativos en el programa de perforación sobre los campos ingenieriles y de costos, lo que nos lleva a una mayor recuperación de costos en algunas áreas. Esta recuperación de costos es un mecanismo para que el operador disminuya los impuestos que se aplican al desarrollo de la perforación o la parte que el gobierno recauda por la producción de hidrocarburos.
5. Después que se realice el pozo, se pueden revisar las decisiones a la luz para hacer una evaluación e indicar los puntos en que se hicieron las modificaciones importantes, y que sirva para ayudar en el desempeño de futuras perforaciones.

El costo de un pozo, esta íntimamente relacionado con el tiempo que se toma en concluirlo. El tiempo estimado puede variar dependiendo del propósito que se quiere alcanzar. Cuando se planea un pozo, una estimación puede dar proyecciones lógicas, que deberán ser las mas cortas posibles para cada actividad. Para la estimación de los costos se tiene que utilizar un tiempo promedio, que no es necesariamente el más corto posible. La estimación de costos se realiza en diferentes etapas de la planeación, esta variará de acuerdo al avance del proyecto y se tiene que tratar de alcanzar una máxima aproximación para no tener fuertes variaciones que afecten el desarrollo del proceso de perforación.

II.6. Programa operativo.

Este es simplemente el documento que contiene la descripción cronológica de los eventos que se realizarán para la construcción del pozo. En el se deben detallar:

- ▣ La descripción de cada actividad a realizar.
- ▣ La relación de las profundidades.
- ▣ Los tiempos programados para realizar cada actividad.
- ▣ El tiempo acumulado esperado por cada etapa.

⌘ La grafica de profundidad vs. tiempo (Figura II.15).

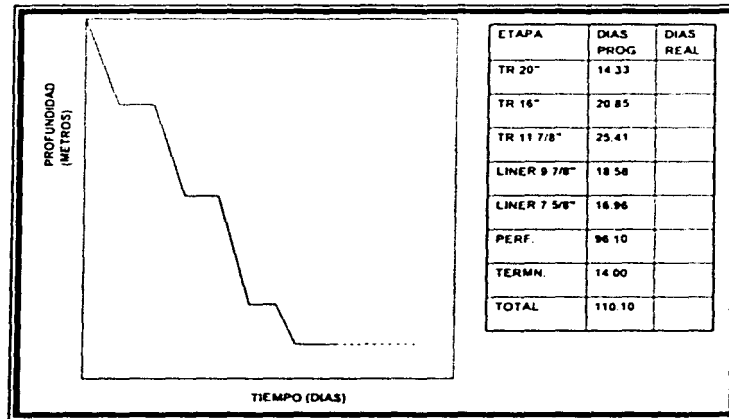


Figura II.15. Gráfica Profundidad vs. Tiempo.

II.7. Informe final del pozo.

Este es el documento elaborado por la compañía o por la sección que se encarga de la perforación del pozo y que se tiene que avalar por la compañía contratista o la sección encargada del yacimiento, y describe como se encuentra el estado final del pozo al terminar las operaciones de perforación. Su contenido desarrolla un análisis comparativo entre el programa de diseño y el resultado final real. El contenido se divide en la siguientes partes:

- ⌘ Información sobre la perforación.
- ⌘ Información sobre la terminación.
- ⌘ Resumen sobre los costos y los presupuestos.
- ⌘ Resumen sobre los servicios.
- ⌘ Resumen sobre de los materiales empleados.
- ⌘ Los permisos obtenidos.
- ⌘ Anexos.

El propósito de escribir un reporte final, es el tener a la mano un documento que ayude en el desarrollo de pozos subsecuentes. Por esta razón este reporte debe ser lo más honesto posible, para que así se pueda predecir el comportamiento futuro del pozo.

Dentro de la información que debe incluirse y que se menciono anteriormente, el reporte debe cubrir ciertos parámetros, los cuales son:

- 14 Una descripción y análisis de las actividades llevadas a cabo. Esto mostrará ¿Qué paso?, ¿Por qué paso? y si hubo diferencias entre lo realizado y lo planeado.
- 14 Las conclusiones resumidas en los puntos más importantes.
- 14 Las recomendaciones necesarias hacia las conclusiones realizadas, las cuales no se consideraron durante la planeación, y que auxiliaran en la realización de los siguientes pozos.

El reporte se puede hacer de una forma similar a un reporte técnico para su mayor comprensión, que puede no incluir detalles irrelevantes e innecesarios, pero si necesita un índice o tabla de contenido, para que la búsqueda de la información en el reporte sea mas rápida. Un apropiado reporte final toma tiempo y esfuerzo, pero puede ser de gran utilidad y proporcionar ayuda a las actividades siguientes que necesitan de información disponible y que tiene que aparecer en este documento. Un formato del reporte final puede ser el siguiente, tomando en cuenta solo la información que deberá llevar:

1. El nombre del documento incluyendo el nombre del pozo y el autor del reporte.
2. El índice.
3. Información general como: resumen de información del pozo y del equipo, esquema final del estado del pozo, gráfica de profundidad vs. tiempo, costo final del pozo en comparación con lo planeado, resumen de los puntos problemáticos y de los puntos buenos a lo largo de la longitud del pozo, etc.
4. Operaciones de perforación como: descripción de la geometría del agujero, análisis del desempeño de las barrenas y los parámetros que se ocuparon en la selección del aparejo de fondo, análisis del desempeño de los lodos ocupados, análisis de la estabilidad del agujero, análisis del comportamiento de las tuberías de revestimiento y de la cementación, localización de las áreas problemáticas, conclusiones y recomendaciones.
5. Equipo, personal, procedimientos y contratos.
6. Logística.
7. Servicios que se contrataron a compañías especializadas.
8. Resultados geológicos.
9. Cálculos y operaciones realizadas durante el proceso, comunicaciones, etc.
10. Apéndices, que deberán contener: reportes especiales como problemas de control del pozo y registro de barrenas, reportes de cementación y tuberías de revestimiento, detalles del aparejo de fondo, propiedades principales del lodo de perforación, copia del programa de perforación, copia de la justificación técnica, etc.

II.8. Evaluación de la perforación.

En la industria petrolera, como en todas las industrias, debe existir un control entre el trabajo realizado y los objetivos a los cuales se quería llegar, por esta razón es importante que exista una medida comparativa entre los pozos programados y los pozos finales reales, la cual se lleva a cabo

mediante la confrontación de los programas de perforación versus los informes finales de los pozos, permitiendo observar cuales son las debilidades y cuales son las fortalezas.

Pero existen elementos no tangibles o subjetivos que no son susceptibles de comparar por lo que solo quedaran las actividades cuantitativas. Pero todas estas actividades no tienen una misma importancia en el desarrollo de la perforación del pozo por lo que se deben cuantificar de acuerdo a su grado de trascendencia durante la perforación.

Cuando el programa de perforación se realizó en forma correcta se dice que es el proceso ideal para la creación del pozo que se va a perforar y que contará con ese estado final deseado, para que cubra las necesidades de operación, por tal motivo cualquier variación entre el estado final y el programa de perforación representará una anomalía que tiene que ser corregida, pero como es prácticamente imposible llegar a un estado ideal, se busca siempre estar lo menos alejado de el.

Los aspectos relevantes que se seleccionan para la evaluación del pozo, son los que determinan su calidad y sus características, entre los temas que debe considerar se encuentran:

- ❖ Las tuberías de revestimiento.
- ❖ La trayectoria del pozo.
- ❖ La cementación.
- ❖ Los tiempos.
- ❖ Las características del agujero (estabilidad).
- ❖ La información empleada.
- ❖ Las barrenas.
- ❖ La tecnología empleada.
- ❖ Los costos.
- ❖ Los informes y reportes.

No cabe duda que existen muchos parámetros de evaluación que se pueden incorporar a los anteriores, pero eso dependerá de la visión que tengan los diseñadores para hacer la selección de cuales son relevantes y cuales no.

Una manera de llevar a cabo la evaluación es asignándole calificaciones a cada uno de los parámetros en comparación, en función de la influencia que tengan en la calidad del pozo, por lo tanto la calificación final será el promedio de todas las calificaciones que se asignen y si el pozo resultó idéntico al propuesto en el diseño entonces la evaluación es de 100% de eficiencia.

Como la evaluación se califica como una eficiencia, al realizar esta actividad podremos darnos cuenta de cual pozo se comparó con más parámetros, ya que usualmente solo se evalúan los costos y el tiempo; en cual rubro o parámetro se tuvo el mejor y el peor desempeño; en cuales parámetros la

empresa o departamento que realizó la operación es mas fuerte y en cuales mas débil; de las medidas que se necesitan aplicar con el fin de mejorar los aspectos débiles, no basadas sólo en apreciaciones; cual es la justificación del buen o mal desempeño; cuando existen fallas, saber que decisión tomar, si debemos mejorar el diseño, mejorar la aplicación o mejorar ambos aspectos.

II.9. Ejercicios Propuestos.

Definir los siguientes conceptos:

1. ¿Cuál es el objetivo de la perforación?
2. ¿Cuáles son las partes más importantes que componen a un sistema de perforación rotatoria?
3. ¿Existen otros métodos de perforación no convencional?, ¿Cuáles son? y describirlos.
4. ¿Qué clases de barrenas existen?
5. ¿Cuál es la clasificación de los lodos de perforación?
6. ¿En qué aspectos, la computación ayuda a la perforación de pozos?
7. ¿Cuáles son todas las disciplinas que intervienen en la perforación de un pozo?
8. ¿Cuáles son los formatos de solicitud de pozo que se manejan en la República Mexicana?

Proponga un formato para:

9. La Justificación Técnica.
10. El Control de los Costos en la perforación de un pozo.
11. El informe final del pozo.
12. La evaluación de la perforación de un pozo.

Capítulo III. Equipo para la perforación de Pozos.

Existen varios tipos de equipos de perforación, donde el ambiente de trabajo desempeña un papel importante. Se clasifican en dos amplias categorías, los que trabajan en tierra (Figura III.1), y los que trabajan en mar adentro (Figura III.2). Algunos expertos han creado una tercer categoría, denominada: equipos que trabajan en aguas continentales (Figura III.3), capaces de perforar en lagos, pantanos y estuarios, pero de alguna manera estos equipos entran con los que trabajan en mar adentro, y por lo tanto solo se describen los equipos de perforación terrestres y los marinos.

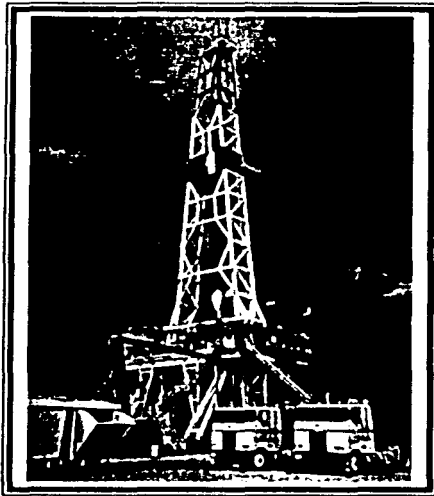


Figura III.1. Equipo Terrestre.

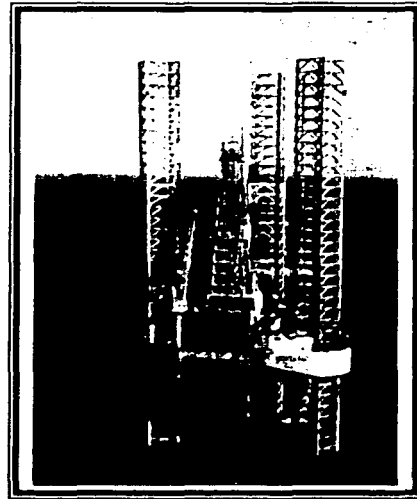


Figura III.2. Equipo Marino.

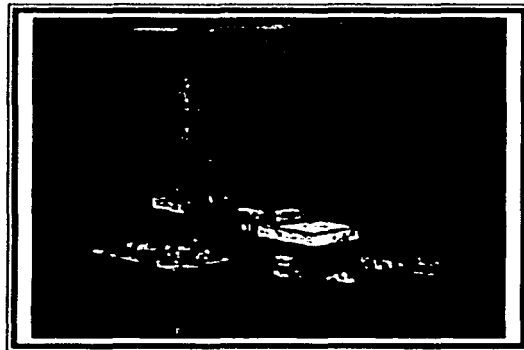


Figura III.3. Equipo en Aguas Continentales.

III.1. Equipos Terrestres.

Los equipos terrestres son muy parecidos aunque varían en ciertos detalles como su tamaño o su capacidad para trasladarse de un lugar a otro. El tamaño determina la profundidad a la que se puede perforar. Los rangos de profundidad de los pozos donde existen o pueden existir yacimientos de aceite o gas, van de miles de pies a decenas de miles de pies. Los equipos terrestres se clasifican por su tamaño en: trabajo ligero, trabajo regular, trabajo pesado y trabajo muy pesado. La tabla III.1 muestra los rangos de las profundidades a las cuales pueden perforar estos equipos.

| Equipo | Profundidad máxima de perforación(pies) |
|--------------------|---|
| Trabajo ligero | 3 000- 5 000 |
| Trabajo regular | 4 000 – 10 000 |
| Trabajo pesado | 12 000 – 16 000 |
| Trabajo muy pesado | 18 000 – 25 000+ |

Los equipos pueden perforar pozos menos profundos que su límite inferior, pero económicamente pueden salirse del margen previsto, pero nunca un pozo deberá exceder su límite máximo de profundidad, ya que pondría en riesgo tanto al pozo como la seguridad del equipo y del personal que labora en la operación, puesto que no pueden sostener grandes pesos para perforar pozos más profundos. Por ejemplo: Un equipo de trabajo regular puede perforar a una profundidad de 2,500 pies (750 metros), aunque un equipo de trabajo ligero también lo puede realizar.

La portabilidad es una parte característica de los equipos de perforación terrestres. Un equipo puede perforar un pozo en un lugar, ser desensamblado, llevado a otro sitio (Figura III.4) y ser armado para perforar otro pozo, esta característica influye en gran aspecto en el valor de la profundidad que se puede alcanzar con el equipo.

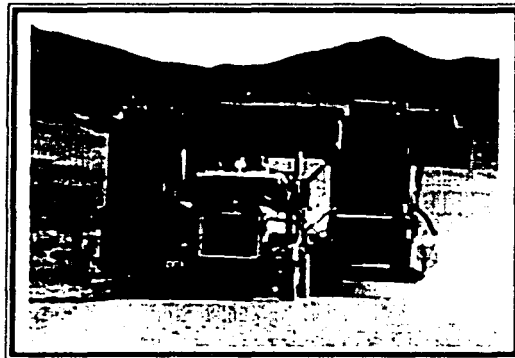


Figura III.4. Movilidad de un Equipo Terrestre.

III.2. Equipos Marinos.

III.2.1. Equipos Móviles Marinos.

A los equipos de perforación usados con frecuencia en la perforación marina se les denomina Unidad Móvil de Perforación Marina (MODU, por sus iniciales en ingles, Mobile Offshore Drilling Unit). Las primeras unidades, eran simples plataformas terrestres llevadas dentro de aguas poco profundas y fijadas a una estructura para perforar en el agua, las cuales fueron evolucionando hasta llegar a las plataformas que conocemos actualmente.

Una MODU es portátil, perforan un pozo en un sitio mar adentro y después se mueven para perforar en otro lugar. Se pueden clasificar a su vez como equipos flotantes o soportados en el fondo. Cuando los equipos flotantes perforan, trabajan encima o escasamente debajo de la superficie, estos equipos incluyen a los semisumergibles y a los barcos perforadores. Ellos son capaces de perforar en aguas de miles de pies de tirante de agua.

Las MODUs que tienen contacto con el piso marino, son llamadas "Soportadas en el fondo", estas incluyen a las sumergibles y a las autoelevables (jackups). Las unidades sumergibles se dividen a su vez en barcasas piloteadas, tipo botella, barcasas en tierra y de tipo ártico. Generalmente las unidades soportadas en el fondo perforan en aguas menos profundas que las flotantes.

III.2.1.1. UNIDADES SOPORTADAS EN EL FONDO.

Los sumergibles y las autoelevables tienen contacto con el piso marino mientras se encuentran perforando. La parte ligera de la estructura sumergible descansa sobre el suelo marino. En el caso de las autoelevables, solo las piernas tienen contacto con el fondo marino.

III.2.1.1.1. Sumergibles.

La MODU sumergible flota en la superficie del mar cuando se mueve desde un sitio a otro. Cuando llega al sitio en el cual se va a perforar, los miembros de la tripulación por medio de un mecanismo, sumergen la parte baja del equipo hasta tener contacto con el fondo. Con la base del equipo en contacto con el fondo marino el aire, olas y corrientes tienen pequeños efectos sobre el equipo.

Este tipo de unidad es utilizada en aguas poco profundas tales como ríos y bahías usualmente en tirantes de agua hasta 50 m.

Las unidades sumergibles tienen dos cascos. El casco superior se le conoce como piso de perforación "Texas" y es usado para alojar los cuartos de la cuadrilla y el equipo. La perforación es

desarrollada a través de una abertura en la parte rígida con una estructura voladiza (cantilever). El casco inferior es el área de balastras y se usa también como cimiento mientras se perfora.

Estas son movidas al lugar donde se desea perforar por medio de una barcaza convencional, ya estando localizada donde se desea realizar la perforación, se asienta en el fondo del río o de la bahía. El casco inferior esta diseñado para soportar el peso total de la unidad y las cargas presentes durante la perforación.

La estabilidad durante el asentamiento de estas unidades es un factor crítico, de hecho las técnicas desarrolladas fueron la base para la programación del asentamiento en las plataformas semisumergibles. Un punto interesante es que las primeras plataformas semisumergibles surgieron de la conversión de plataformas sumergibles, pero en la actualidad su uso esta disminuyendo, puesto que la necesidad de trabajar en aguas más profundas no permite usarlas por su limitada capacidad.

III.2.1.1.2. Barcazas piloteadas sumergibles.

La primer MODU fue una barcaza, perforando su primer pozo en 1949 en la Costa del golfo de Louisiana en 18 pies (5.5 metros) de columna de agua. Esta estaba piloteada y consistía en una cubierta y postes de acero (columnas), soportando el equipo de perforación en cubierta (Figura III.5).

En la actualidad, las barcazas piloteadas son virtualmente obsoletas, debido a que nuevos y mejores diseños las han reemplazado.

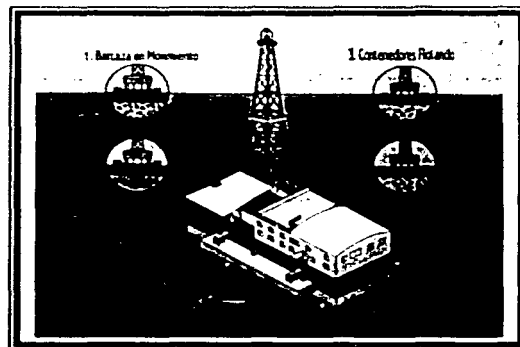


Figura III.5. Barcaza.

III.2.1.1.3. Sumergibles Tipo Botella.

En 1954, la perforación se movió a profundidades más allá de las capacidades de las barcazas piloteadas sumergibles, las cuales eran de 30 pies (9 metros). Arquitectos navales diseñaron los Sumergibles Tipo Botella, los cuales tienen cuatro cilindros altos de acero (botellas) en cada esquina

de la estructura (Figura III.6). La cubierta principal esta colocada a través de varios soportes de acero, donde se encuentra el equipo y otros dispositivos (sobre la cubierta principal). Cuando se inundan las botellas, provocan que el equipo se sumerja al fondo marino.

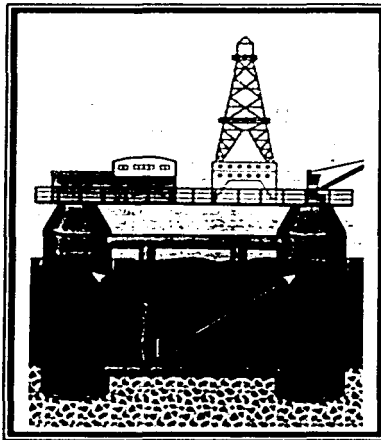


Figura III.6. Tipo Botella.

A principios de los 60's las grandes unidades Tipo Botella tuvieron su auge perforando en aguas profundas de 150 pies (45 metros).

Actualmente han sido desplazadas por las autoelevables, que son menos costosos para su construcción que los Tipo Botella y pueden perforar en aguas más profundas. Lejos de desechar completamente estos equipos, se han hecho algunas modificaciones para que puedan perforar como semisumergibles los cuales aún están en uso.

III.2.1.1.4. Sumergibles tipo ártico.

Son un tipo especial de equipos sumergibles, ya que en el mar Ártico, donde los depósitos de petróleo se encuentran bajo océanos poco profundos, se considera que las autoelevables y las barcasas convencionales, no son convenientes, puesto que durante el invierno se forman pedazos masivos de hielo, llamados témpanos o icebergs que se mueven por corrientes de agua en la superficie del mar. Estos bloques de hielo en movimiento ejercen una tremenda fuerza sobre los objetos con los cuales tienen contacto. La fuerza de éstos es tan grande que es capaz de destruir las piernas de las autoelevables o el casco de un barco.

Los sumergibles tipo ártico tienen cascos reforzados, algunos de ellos con concreto sobre el cual ha sido colocado el equipo de perforación (Figura III.7). Cuando el mar esta libre de hielo en el corto periodo de verano, los barcos perforadores remolcan al sumergible al sitio de perforación. La tripulación sumerge el casco hasta el fondo del mar y comienzan a perforar. En breve cuando se

forman los témpanos de hielo y se comienzan a mover el fuerte casco del sumergible tipo ártico desvía los témpanos permitiendo que las actividades continúen.

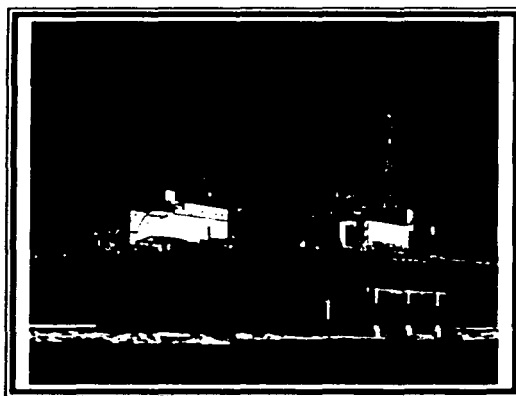


Figura III.7. Casco de Concreto.

III.2.1.1.5. Barcazas en tierra.

La barcaza en tierra tiene un casco, una base horizontal y otra lateral semejante a una caja de acero. El equipo de perforación y otros dispositivos se encuentran en la cubierta. Las barcazas en tierra son capaces de perforar en pantanos, bahías o en aguas poco profundas (Figura III.8). Por definición las barcazas no son autopropulsadas, ya que no tienen la energía para moverse de un sitio a otro. Por lo tanto es necesario que barcos remolquen dicha barcaza hasta el sitio de perforación. Cuando se esta moviendo la barcaza flota en la superficie hasta que se encuentra posicionada, la barcaza es inundada hasta descansar en el fondo. Desde que se utilizan para perforar en pantanos la gente les nombra "barcazas pantanosas".

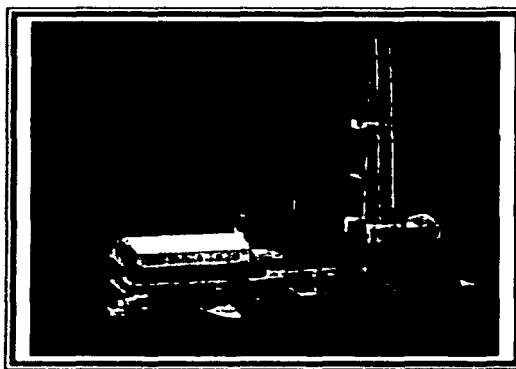


Figura III.8. Barcaza para aguas Continentales.

III.2.1.1.6. Autoelevables (Jackups).

Es una MODU ampliamente utilizada. La cubierta o barcaza flota cuando es remolcada a la localización a perforar (Figura III.9). Los más modernos tienen tres piernas con una cubierta en forma triangular (Figura III.10) aunque algunos poseen cuatro o más piernas con una cubierta rectangular. Las piernas de las autoelevables pueden ser columnas cilíndricas semejantes a los pilares o pueden ser estructuras parecidas a un mástil o a una torre de perforación.

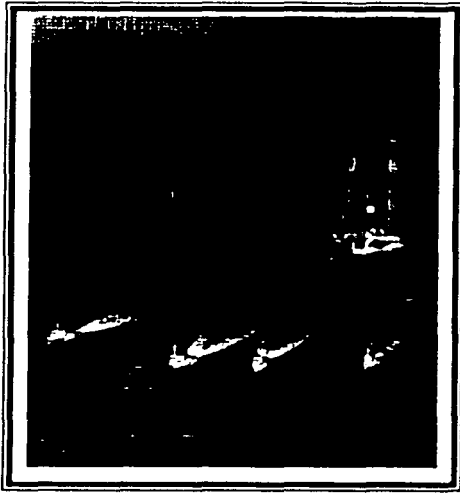


Figura III.9. Remolcando una Autoelevable.

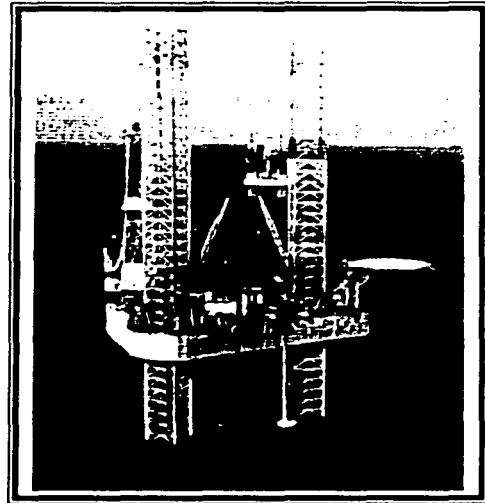


Figura III.10. Autoelevable Triangular.

Cuando la cubierta es posicionada en el sitio de la perforación, la tripulación baja las piernas por medio de un mecanismo, hasta que tengan contacto con el fondo marino. Después levantan la cubierta más allá de la cumbre de la ola más alta medida anteriormente. El equipo de perforación se coloca en la cubierta.

Las autoelevables más largas pueden perforar en profundidades de tirante de agua de 400 pies (120 metros) y son capaces de perforar pozos de más de 30,000 pies (10 Km.) de profundidad.

Se clasifican en dos categorías básicas:

- ◄ Plataformas autoelevables con piernas independientes.
- ◄ Plataformas autoelevables con plancha de apoyo.

Las plataformas autoelevables con piernas independientes pueden operar en cualquier lugar disponible, pero normalmente se usan en áreas del suelo marino desiguales. Estas unidades dependen de una copa en la base de cada pierna, para soportarla. Estas copas pueden ser

circulares, cuadradas o poligonales y son usualmente pequeñas. Estas están sujetas a presiones de apoyo entre 5,000 y 6,000 psf, pero solo se conocerán después de que la plataforma fue puesta en el lugar deseado.

Las plataformas autoelevables con plancha de apoyo son diseñadas para áreas que presentan cizallamiento en la tierra, donde las presiones de asentamiento se mantienen bajas. La plancha esta unida a todas las piernas, con una amplia área de contacto con el fondo reduciendo las presiones de asentamiento a valores entre 500 y 600 psf.

Una ventaja de estas plataformas contra la de piernas independientes es que tienen una menor penetración en el fondo marino, por ejemplo una plataforma con plancha de apoyo penetra solo 5 ft o 6 ft, por 40 ft que penetran las de piernas independientes, por lo tanto las plataformas con plancha de apoyo necesitan menos piernas que las de piernas independientes para el mismo tirante de agua, pero necesitan un nivel del suelo marino limpio y parejo, soportando hasta $1\frac{1}{2}^{\circ}$ de inclinación en el suelo marino, por lo tanto están diseñadas para un asentamiento uniforme y en un terreno irregular presentan fallas en la estructura de la plataforma.

Las plataformas autoelevables son construidas desde con tres y hasta catorce piernas dependiendo del tipo de oleaje y las corrientes marinas que se vayan a presentar durante la perforación. Existen unas plataformas llamadas "Monópodas" (una sola pierna) las cuales se utilizan en zonas especiales.

Para evaluar cual tipo de plataforma autoelevable se utilizará es necesario considerar:

- ❑ Tirante de agua y criterio ambiental.
- ❑ Tipo y densidad del suelo marino.
- ❑ Profundidad de perforación planeada.
- ❑ La necesidad de trasladarse en temporada de huracanes.
- ❑ Capacidad para operar con un soporte mínimo.
- ❑ Que tan frecuentemente se necesita mover.
- ❑ Tiempo perdido en preparar el movimiento.
- ❑ Limitaciones operacionales y de remolque de la unidad.

III.2.1.2. UNIDADES FLOTANTES.

Los equipos flotantes marinos incluyen semisumergibles y barcos perforadores. El diseño de los semisumergibles le permiten ser más estables que los barcos perforadores. Por otra parte los barcos perforadores pueden cargar equipos más grandes y pueden trabajar en aguas remotas.

III.2.1.2.1. Semisumergibles.

Los equipos semisumergibles tienen dos o más pontones sobre los cuales flotan. Un pontón es una sección rectangular de acero, largo, relativamente estrecho y hueco. Cuando un semisumergible se mueve los pontones contienen demasiado aire para que el equipo flote sobre la superficie. En muchos casos se sujetan barcos remolque a dicho equipo para moverlo hasta el sitio de la perforación. De cualquier forma algunos semisumergibles son autopropulsados por unidades empotradas que pueden conducir al equipo hasta donde se requiera.

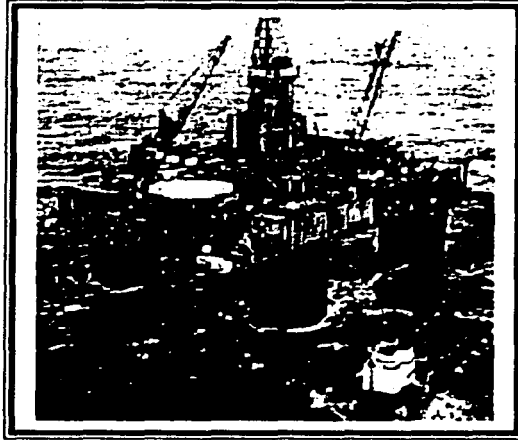


Figura III.11. Plataforma Semisumergible.

Los semisumergibles deben su nombre al hecho de que al perforar no tienen contacto con el fondo marino. Un equipo semisumergible ofrece una plataforma perforadora más estable que un barco perforador el cual opera mientras flota en la superficie del mar.

Las columnas cilíndricas o cuadradas se extienden desde los pontones hacia arriba para que sobre ellas descansa la cubierta principal. Los semisumergibles a menudo utilizan anclas para mantenerse en la estación perforadora. Este equipo es capaz de soportar aguas toscas y son capaces de perforar en aguas de miles de metros de profundidad. Muchos trabajan en tirantes de agua del orden de 1,000 a 3,500 pies (300 a 1000 metros). Los más modernos pueden perforar en aguas con 8,000 pies (2,500 metros) de tirante, son las estructuras más grandes que se han fabricado para este fin, ya que uno de los más grandes tiene más de 100 pies de alto y la cubierta principal es más grande que un campo de fútbol.

Las plataformas semisumergibles evolucionaron de las sumergibles. Actualmente son diseñadas para operar bajo severos estados del mar y bajo fuertes vientos. La configuración general de estas consisten en dos cascos inferiores los cuales se usan para estabilizar la plataforma, además de ser los cascos primarios cuando la plataforma esta siendo remolcada. Por su tamaño y localización, las

unidades semisumergibles ofrecen poca resistencia a ser remolcadas mientras proveen demasiada estabilidad.

Existen otros diseños de plataformas semisumergibles como lo son las triangulares, las de cuatro cascos longitudinales y las pentagonales con cinco flotadores. La unidad pentagonal es la mejor de los tipos Multi-cascos, ya que proporcionan una simetría única y la uniformidad de las características de estabilidad de la unidad es muy buena. Estas no ofrecen la misma capacidad para ser remolcadas como las de cascos gemelos, pero proveen de buenas características cuando se perfora.

Las unidades semisumergibles se pueden llevar hacia aguas muy poco profundas y estabilizarse con un sistema convencional de anclaje o por posicionamiento dinámico. El sistema de anclaje convencional consiste de ocho anclas localizadas en una unidad para enrollar y desenrollar conectada al casco por cadenas o por línea de acero, y en ocasiones con una combinación de ambas. El método de posicionamiento dinámico es una evolución del sistema de sonar de los barcos, por medio del cual una señal es enviada fuera de la vasija de flotación hacia un juego de transductores externo en el fondo marino. El posicionamiento dinámico puede llegar a ser de gran necesidad cuando el tirante de agua aumenta y generalmente es considerado necesario en tirantes de agua mayores a 1,000 ft. Sin embargo, existen casos que para profundidades de 1,500 ft de tirante de agua se utiliza el método de ancla y cadena.

El movimiento que causa el mayor problema en las unidades semisumergibles es el que se provoca por el oleaje, es decir el movimiento vertical. Otra consideración en el diseño y operación de las plataformas semisumergibles es la propulsión. Los costos de la propulsión son altos, pero se recuperan en un periodo de tiempo razonable, si la movilidad es necesaria.

En la selección de las unidades semisumergibles es necesario considerar lo siguiente:

- ▣ Tirante de agua.
- ▣ Profundidad de perforación requerida.
- ▣ Criterio ambiental.
- ▣ Características de movimiento.
- ▣ La capacidad de los consumibles.
- ▣ Movilidad.

III.2.1.2.2. Barcos perforadores.

Un barco perforador es también un equipo de perforación flotante. Son muy móviles ya que son auto propulsados y poseen cascos aerodinámicos, como un barco normal. Por tal motivo se puede escoger a un barco perforador para realizar pozos en localizaciones remotas convirtiéndose en la principal opción. Se puede mover a velocidades razonablemente altas con bajo consumo de energía

La forma y capacidad de la cubierta la permite cargar una gran cantidad de equipo y material para perforar, por lo que no es muy frecuente su reabastecimiento.

Mientras algunos operan en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 pies, los últimos barcos pueden perforar en profundidades de 10,000 pies de tirante de agua. Pueden perforar pozos de 30,000 pies de profundidad a partir del lecho marino. Estos barcos grandes miden más de 800 pies de largo y 100 pies de ancho (30 metros).

Utilizan anclas que les permitan situarse en las estación a perforar, pero cuando perforan en aguas profundas requieren de posicionamiento dinámico controlado por una computadora conectada a sofisticados sensores electrónicos. Una vez iniciada las actividades de perforación, el perforador le indica a la computadora la posición que se debe guardar mientras se perfora. Este sistema resiste las corrientes, el oleaje así como la fuerza del viento.

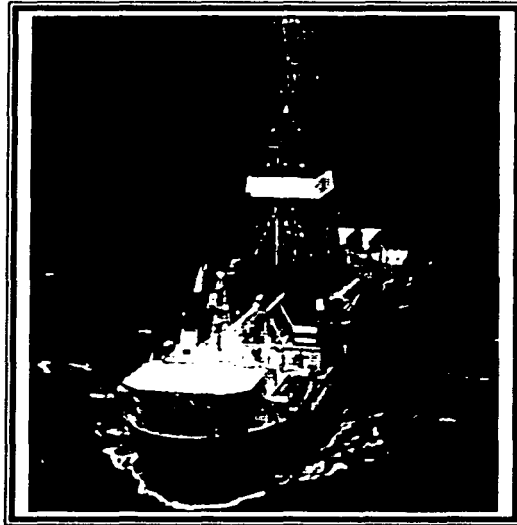


Figura III.12. Barco Perforador.

III.2.2. Equipos Fijos Marinos.

A estos equipos se les denomina comúnmente Plataformas Marinas, la estructura de una plataforma puede ser muy pequeña para un solo pozo en aguas poco profundas o tan grandes como para varias docenas de pozos. En aguas profundas se necesitan de cuartos habitacionales, facilidades para comunicarse, instalaciones de transporte como helipuerto, etc. (Figura III.13). Las plataformas se fijan permanente donde la vida productiva de los pozos va a ser amplia.

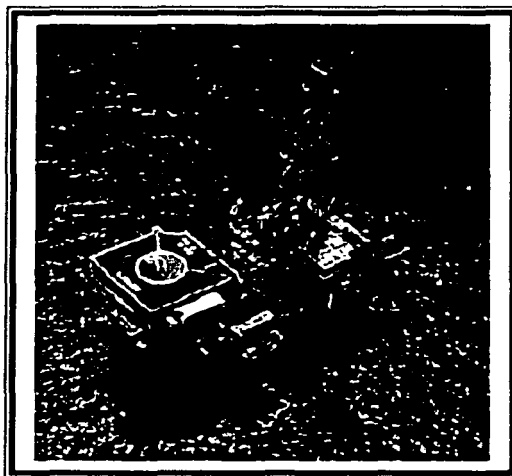


Figura III.13. Plataforma Fija.

En el diseño de una plataforma costa fuera se necesita conocer los siguientes requerimientos:

- ❖ El tamaño más adecuado de la plataforma para operaciones futuras.
- ❖ Que la estructura sea capaz de soportar las cargas del equipo en operación y de todo el equipo auxiliar que se necesite.
- ❖ Que los métodos de construcción, tanto de fabricación como de instalación, sean prácticos.
- ❖ Que el costo sea razonable.

Existen varios tipos de plataformas fijas como son:

- ❖ Plataformas de concreto asentadas por gravedad.
- ❖ Plataformas de piernas tensionadas.
- ❖ Plataformas de perforación a través de las piernas.
- ❖ Plataformas de torre retenida.

Cada una tiene sus diferencias con respecto a las otras y en la actualidad se continúan modernizando, aumentando los factores de seguridad, los económicos, los estructurales y los de eficiencia, para una mejor perforación de pozos en el mar.

Los diseñadores de plataformas deben considerar varios criterios antes de elegir la estructura apropiada. Algunas de estas consideraciones incluyen:

- ❖ Tirante de agua.

- ❖ Condiciones climáticas.
- ❖ Condiciones en el fondo marino.
- ❖ Tamaño del yacimiento.
- ❖ Niveles anticipados de producción.
- ❖ El método de fabricación e instalación de la plataforma.
- ❖ Los costos involucrados.

La penetración del subsuelo se lleva a cabo en un tirante de hasta 100 m, dependiendo de la configuración del mismo, además, estos equipos pueden perforar en promedio 12 pozos. Algunas plataformas son autosuficientes y otras requieren utilizar un barco de apoyo. Estos sistemas se caracterizan por encontrarse asentados sobre el suelo marino. Consisten en estructuras metálicas y/o de concreto, que se extienden desde el lecho marino hasta la superficie. Estas estructuras son estables con relación al fondo marino.

En los últimos años, las plataformas fijas han representado la solución estructural más común para conjuntos de producción y perforación. Sin embargo, la experiencia en trabajos de perforación en profundidades marinas de más de 300 m, indica que las plataformas semifijas o flotantes pueden ser una mejor alternativa.

Cuentan con dos cubiertas, estas son lo suficientemente amplias para alojar en su cubierta superior, la totalidad de la paquetería de perforación y su torre, tienen grúas para maniobras de descarga, un módulo habitacional, un helipuerto y una zona para almacenaje de insumos en cantidad suficiente para mantener por varios días las operaciones de perforación, en caso de que se interrumpiese el abastecimiento regular por mal tiempo u otra causa; y en su cubierta inferior están la instalación de equipo de producción, así como los tableros para control de pozos y lanzadores o recibidores de diablos. Las 2 cubiertas se localizan a 16 y 21 m sobre el nivel medio del mar y están soportadas por 8 columnas. Estas plataformas tienen capacidad para perforar hasta 12 pozos, aunque no siempre operan todos.

Las plataformas fijas de perforación están diseñadas con dimensiones adecuadas para instalar equipos fijos convencionales para la perforación y terminación de pozos, así como para efectuar intervenciones con equipos de mantenimiento de pozos. Dentro de estos equipos se encuentran las estructuras sujetas por ocho patas (octápodos) con pilotes de 48 pg de diámetro y espesores de 2 a 2.5 pg y una penetración aproximada en el lecho marino de 100 m dependiendo de la configuración del terreno. Por su construcción, están preparadas para recibir doce conductores de 30 pg de diámetro; aunque no en todos los casos sean perforados en su totalidad.

Para su identificación, se tiene experiencia que el norte de la plataforma corresponde al área de conductores y al sur, al de la habitacional.

Están formadas por una subestructura, una superestructura y un módulo, que según el caso, será de perforación, de producción o habitacional. Las partes se fabrican separadamente en tierra y más tarde, se trasladan y colocan en su ubicación definitiva (Figura III.14).

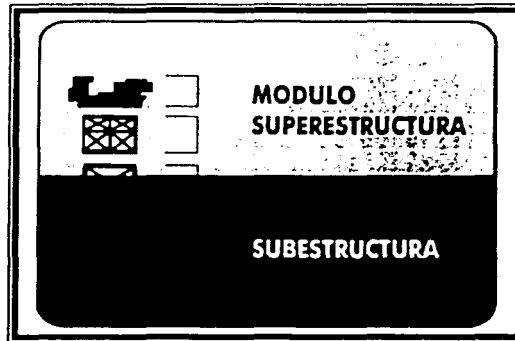


Figura III.14. Partes de la estructura de una Plataforma Fija.

La superestructura tiene dos pisos:

1. De producción: este piso se encuentra a un nivel de 15.9 m (52 pies) del nivel del mar. Contiene las conexiones superficiales de explotación tales como árboles de válvulas, bajantes, líneas de recolección, equipos de medición de producción, tableros de control etcétera.
2. De trabajo: se encuentra a una altura de 20.7 m (68 pies) del nivel mar. En él se localizan los rieles de deslizamiento de la torre de perforación que parten paralelamente de norte a sur.

Es importante señalar que estos rieles también se utilizan como apoyo a la subestructura. En este piso, se instalan la mayor parte de las unidades de apoyo del equipo de perforación y mantenimiento de pozos, además de la unidad habitacional que se instala en el lado sur.

También hay un área de embarcadero, que es un tendido de pasillos protegidos por barandales tubulares a una altura de 3.7 m (12 pies) del nivel del mar, que comunica a los muelles ubicados en los lados este y oeste de la plataforma a una altura de 1.98 m (6 pies con 6 pg) del nivel del mar.

En el área de muelles, se encuentran instaladas las conexiones para el agua y el combustible. Éstos se suministran a través de barcos abastecedores con mangueras flexibles. Para todos los pozos se tiene un control del sistema de cierre de emergencia general. También se encuentran instaladas dos líneas hidráulicas de alta presión, interconectadas al sistema que opera el preventor de arietes ciegos de corte y una línea para inyección de fluidos al espacio anular del pozo que se intervenga.

III.3. Componentes del equipo rotatorio de perforación.

La función principal de una torre de perforación rotatoria es atravesar las diferentes capas de roca terrestre para obtener un agujero que nos permita explotar los hidrocarburos. Para esto, se requiere del equipo necesario y suficiente que nos permita la realización del trabajo. Estos diferentes equipos se pueden dividir en cinco sistemas principales, de acuerdo con la actividad específica que realicen. Los cinco sistemas son:

1. Sistema de Izaje.
2. Sistema Rotatorio.
3. Sistema de Circulación de lodo.
4. Sistema de Energía.
5. Sistema para el Control del pozo.

III.3.1. Componentes del Sistema de Izaje.

Un sistema de izaje típico esta conformado por:

- ❖ La torre o mástil.
- ❖ El malacate.
- ❖ Los bloques y la línea de perforación.

III.3.1.1. LA TORRE O MÁSTIL.

El soporte lo provee una torre con una estructura arriba de la perforación situada para soportar el ensamble de las herramientas y el equipo usado en el proceso de perforación rotatoria. La estructura soportadora consiste de:

- ❖ La subestructura.
- ❖ Una torre de perforación.

III.3.1.1.1. Subestructura.

El mástil o torre se levantan sobre una infraestructura que sirve para dos propósitos principales:

- ❖ Soportar el piso de la instalación, así también proveer del espacio para el equipo y empleados.
- ❖ Proveer del espacio debajo del piso para enormes válvulas especiales llamadas preventores.

La subestructura es una estructura de trabajo larga de acero (Figura III.15), la cual es ensamblada directamente sobre el sitio de perforación. No solo soporta el peso de la mesa rotaria, sino el peso completo de la torre, el equipo de izaje, la mesa rotatoria y la sarta de perforación (incluyendo la tubería de perforación, los lastrarrenas, etc.) cuando la sarta esta suspendida en el agujero por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento cuando la tubería se está instalando en el agujero utilizando las cuñas que van asentadas dentro de la mesa rotaria o cuando se esta almacenando a la tubería temporalmente en la subestructura. El piso de la instalación también sostiene al malacate, los controles del perforador, etc.

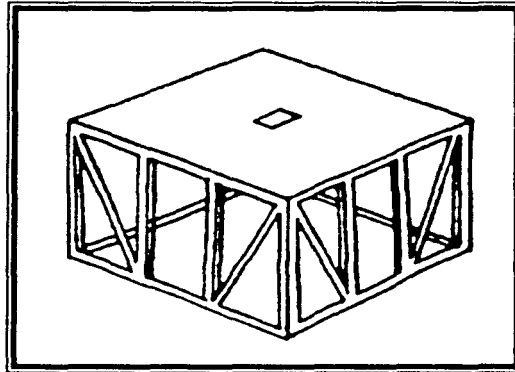


Figura III.15. Subestructura.

La base de la subestructura descansa directamente sobre el piso a perforar. El equipo de perforación cuenta con una plataforma de trabajo en la parte mas alta de la subestructura, la cual es denominada piso de perforación. La subestructura se eleva de 3 a 12 metros sobre el suelo. El elevar el piso de perforación deja un espacio bajo la torre para las válvulas especiales de alta presión (preventores) y otros equipos, que la cuadrilla conecta en la cima del pozo. La altura exacta de una subestructura depende del espacio que se necesite para colocar estos equipos. Debemos recordar que algunas veces se hacen contra pozos (sótanos) que proveen de un mayor espacio para el equipo.

Un tipo de subestructura es la "caja sobre caja" (Figura III.16), usando camiones y grúas móviles, la cuadrilla estiba un marco de acero sobre otro hasta alcanzar la altura deseada. Otro tipo de subestructura que es mucho más moderna es la autoelevable o tipo "slingshot", donde los miembros de la cuadrilla la posicionan en el lugar donde será levantada, en este momento se encuentra doblada (Figura III.17), después activan unas palancas que accionan un mecanismo de elevación para que ésta se desdoble y levante a su altura máxima (Figura III.18). La subestructura tipo slingshot, se eleva mucho más rápido que la caja sobre caja. Cualquiera que sea el tipo de subestructura, ésta tiene que ser muy fuerte, por todos los pesos que soporta.

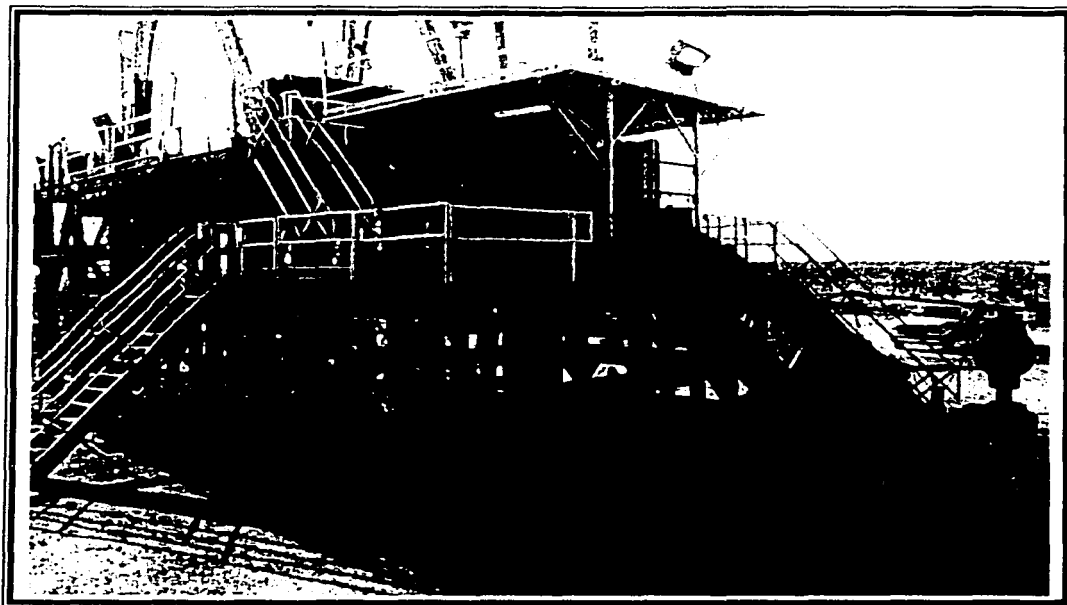


Figura III.16. Subestructura "Caja sobre Caja".

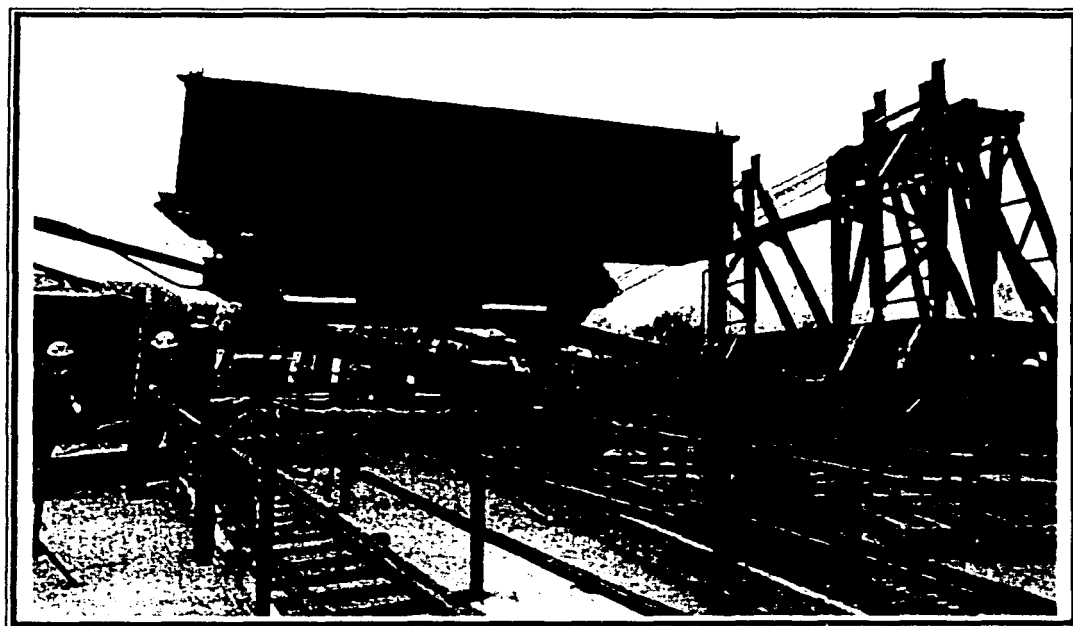


Figura III.17. Subestructura Slingshot Doblada.

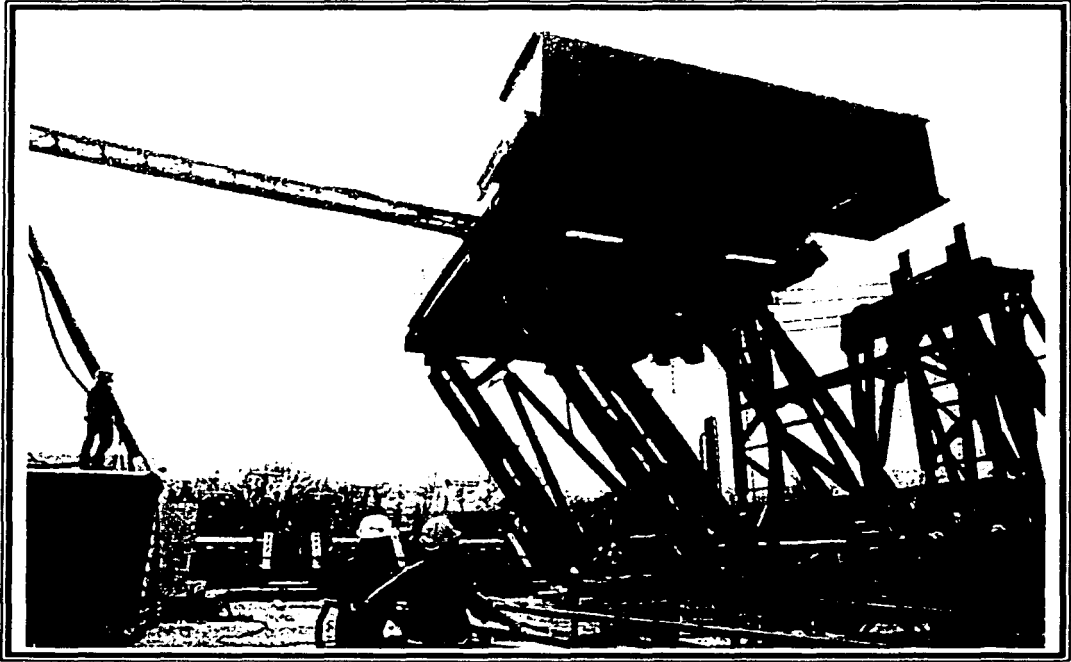


Figura III.18. Subestructura Slingshot Desdoblada.

El equipo y las herramientas que tiene que soportar la subestructura son:

- ▣ La mesa rotatoria. Provee la rotación y puede mantener suspendidas las tuberías (tubería de perforación, lastrabarrenas, etc.); las cuales hacen girar a la barrena en el fondo del pozo y los malacates; que es el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.
- ▣ Sistema de transmisión de la rotaria. Transmite el poder del malacate a la mesa rotaria
- ▣ Consola del perforador. Es el centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- ▣ Las llaves de apriete y el agujero de ratón. Usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrabarrenas, TR, etc, para su conexión o desconexión.
- ▣ La casa del perro. Es un cobertizo chico usado como oficina del perforador y donde se guardan las herramientas pequeñas.

III.3.1.1.2. Torre o mástil de perforación.

Es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa varias toneladas.

Existen 2 tipos básicos de torres de perforación:

- ◄ La Torre o mástil.
- ◄ La movable (Derrick).

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada (Figura III.19). Esta son usadas en pozos de tierra, pero ahora es más común usarse en localizaciones mar adentro.

El mástil es ensamblado una sola vez cuando es fabricado. Luego de ser ensamblado, el mástil se mantiene como una sola unidad y se eleva y se baja como una sola pieza cada vez que se perfora un pozo, también podemos encontrar mástiles telescópicos.

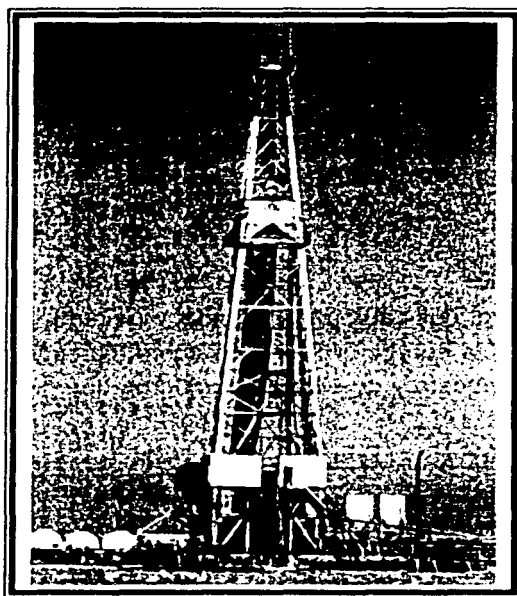


Figura III.19. Torre Estándar.

Las torres o mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales, así como la velocidad del viento que puede soportar de lado. Otra consideración que hay que tomar en cuenta en el diseño de la instalación es la altura. La torre y su subestructura deben soportar el peso de la sarta de perforación en todo momento, mientras la sarta está suspendida del bloque de la corona y cuando está descansando en la mesa rotaria. La altura de éstas no influye en la capacidad de carga del mismo, pero sí influye en la altura de las secciones de tubos (lingadas) que se puedan sacar del agujero sin tener que desconectarlas. Esto se debe a que el bloque de la corona debe tener la suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del agujero y almacenarla temporalmente en el peine de la changuera, cuando se le saca para cambiar la barrena o para alguna otra operación.

Cuando la sarta de perforación se extrae del agujero, se le saca en secciones de 3 tubos, estas secciones de tres tubos se llaman lingadas, las cuales miden aproximadamente 30 pies ó 27 metros y se pueden acomodar en una instalación que mida 136 pies (42 m). Su altura es un indicador de la habilidad de maniobrar las secciones de tubería.

El equipo que debe de ser soportado por la torre o el mástil es:

- ❖ La corona. Es una plataforma localizada en la parte superior de la torre o el mástil, donde esta también el lugar para el bloque de la corona.
- ❖ La changuera. Es un plataforma de trabajo localizada arriba del piso de perforación de la torre o el mástil, el cual soporta al personal que trabaja en ella para poner de pie la tubería de perforación y los lastrabarrenas durante las operaciones de perforación.
- ❖ Rampa de tuberías. La rampa en la parte frontal de la torre o el mástil donde la tubería es elevada y puesta en el piso de perforación, cuando se adhieren secciones de tuberías.
- ❖ Contrapozo. El hoyo en el suelo esta localizado debajo del piso de perforación el cual provee una altura adicional entre el piso de perforación y del cabezal de la TR para poder acomodar los preventores.

III.3.1.2. EL MALACATE.

El malacate es la pieza principal del equipo, es grande y pesado, consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual se enrolla un cable de acero, llamado cable de perforación. También tiene un eje que atraviesa el malacate y que tiene 2 tambores que giran en cada extremo de este eje (Figura III.20).



Figura III.20. Malacate.

Varios ejes, embragues y transmisiones de cadena, facilitan los cambios de dirección y velocidad. Los propósitos principales del malacate son los de izar e introducir la tubería al agujero. El cable de acero

es enrollado en el carrete del malacate y cuando se acciona su funcionamiento, el carrete gira. Dependiendo en qué dirección gire el carrete, el bloque del aparejo o polea viajera que lleva conectada la sarta de perforación sube o baja a medida que el carrete enrolla o desenrolla el cable.

Una de las características sobresalientes del malacate, es el sistema de frenos que hace posible que el perforador controle fácilmente las cargas de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico que puede parar la carga inmediatamente (Figura III.21). El otro freno, generalmente hidráulico (hidromático) o eléctrico, controla la velocidad de descenso de una carga que a su vez ayuda a no gastar las pastas del freno mecánico en el bloque del aparejo, pero este segundo freno no detiene el descenso completamente.

Una parte integral del malacate es una transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad. Este sistema de transmisión le da al perforador una gran variedad de velocidades que pueden utilizar para levantar la tubería, por lo tanto, el carrete del malacate puede tener un mínimo de cuatro y un máximo de ocho velocidades.

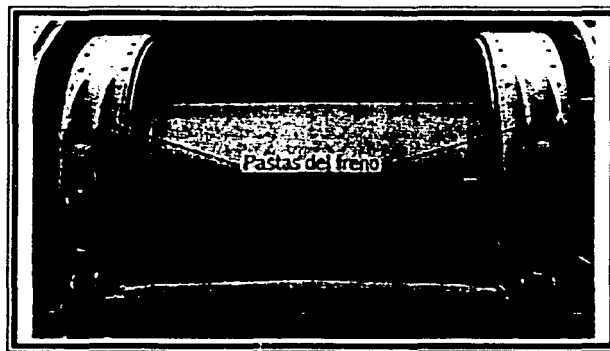


Figura III.21. Freno Mecánico.

Otra característica del malacate es el eje con sus dos tambores especiales. El carrete de enrollar que está localizado en el lado del malacate que le queda más cerca al perforador y se usa para apretar las herramientas y la tubería. El otro tambor está localizado al otro extremo del malacate se usa para desconectar la tubería cuando se sacan del agujero.

III.3.1.3. LOS BLOQUES Y LA LINEA DE PERFORACIÓN.

La polea viajera y el gancho, el bloque de la corona, los elevadores, y el cable de perforación, constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que esta en la torre o mástil, mientras se introduce o extrae del agujero. Durante las operaciones de perforación, esta carga al gancho, consiste en la unión giratoria, la flecha o Kelly, la tubería de perforación, los lastrabarrenas y la

barrena. Durante las operaciones de cementación, también tiene que soportar el peso de una sarta de tubería especial llamada tubería de revestimiento, muchas veces, esta es una carga más pesada que toda la sarta.

Como sucede con casi todas las partes de la instalación de la perforación rotatoria, los bloques y el cable de perforación deben ser suficientemente fuertes para poder soportar pesos tan grandes. También debe de eliminarse la fricción entre los bloques hasta donde sea posible, mientras que se mantiene la fuerza deseada, por esto son importantes unos buenos cojinetes y una buena lubricación.

El cable de perforación (Figura III.22) esta generalmente construido con cable de acero de $1 \frac{1}{8}$ a $1 \frac{1}{2}$ pulgadas (2.86 a 3.81 cm) de diámetro. El cable de acero, se fabrica a su vez de alambres de acero, este también requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, ya que unos van rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque de la corona y de la polea viajera. Ya que es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación.

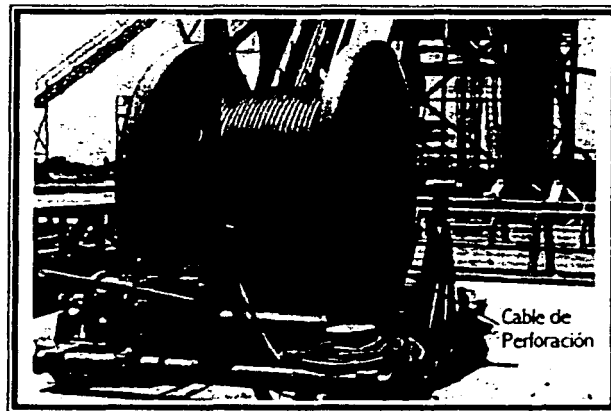


Figura III.22. Cable de Perforación.

El cable debe ser seleccionado de acuerdo con el peso que tendrá que soportar (Figura III.23) y con el diseño de las rondanas del bloque de la corona y del bloque del aparejo a través de las cuales el cable tendrá que pasar. El cable debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones.

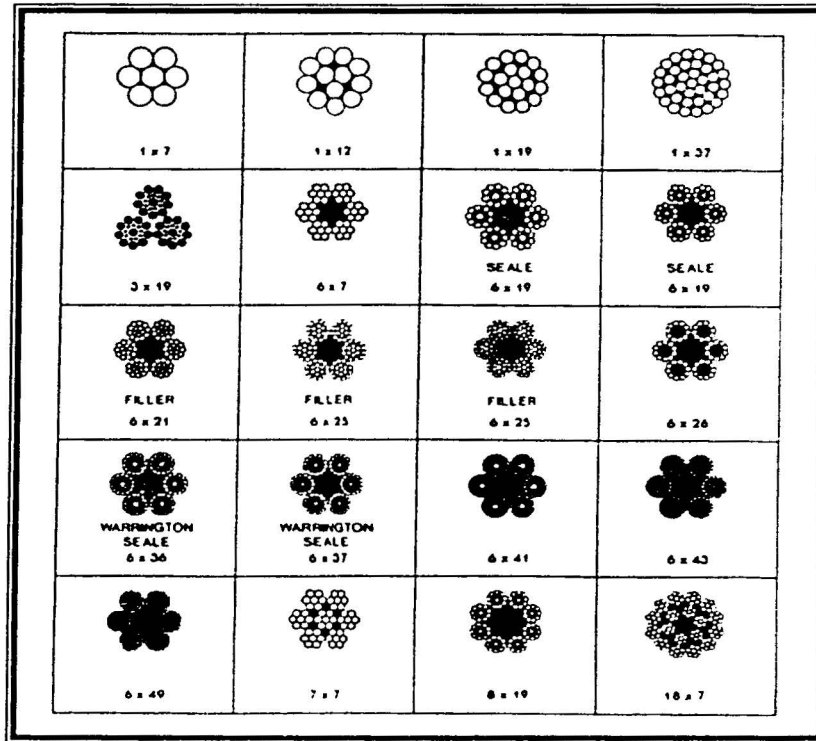


Figura III.23. Tipos de Cable de Perforación.

El cable debe ser movido periódicamente para que se desgaste igualmente por todos lados, el procedimiento para cortar el cable desgastado debe tomar en cuenta el uso o trabajo rendido por el cable, éste desgaste es determinado por el peso, distancia y movimiento de un cable viajando sobre un punto dado.

Para poder utilizar el cable de acero como cable de perforación, debe ser enhebrado, ya que llega a la instalación enrollado sobre un tambor alimentador de madera. El primer paso que se lleva a cabo para enhebrar el cable es tomar el extremo del cable y subirlo hasta la cima del mástil o la torre en la corona. El cable de perforación se enhebra por una de las poleas y se baja hasta el piso de la instalación. Temporalmente descansando sobre el piso de la instalación se encuentra otro juego enorme de poleas llamado el bloque viajero o polea viajera. El extremo del cable se enhebra por una de las poleas de éste y se sube nuevamente hacia el bloque de la corona. Ahí el cable se enhebra nuevamente por otra polea de la corona, se vuelve a bajar y se le desliza nuevamente hasta la polea viajera donde se vuelve a enhebrar.

Esta operación se lleva a cabo varias veces hasta que se logra el número correcto de enhebradas o líneas de cable (Figura III.24). La operación de enhebrar casi siempre se lleva a cabo antes de elevar el mástil.



Figura III.24. Líneas del Cable de Perforación.

El número de cables es solamente uno, pero como el cable de perforación sube y baja tantas veces, da el efecto de muchos cables. El número de líneas de cable depende del peso que se va a soportar con los bloques. Mientras más peso se va a soportar con los bloques., más enhebradas son necesarias. Una vez que la última enhebrada se ha llevado a cabo, el extremo del cable se baja hasta el piso de la instalación y se conecta al tambor del malacate. La parte del cable que sale del malacate hacia el bloque de la corona se llama línea viva, porque se mueve mientras se sube o se baja el bloque del aparejo en la instalación. El extremo del cable que corre del bloque de la corona al tambor alimentador se asegura, llamándose a esta parte del cable línea muerta, porque no se mueve una vez que se ha asegurado.

Montado sobre la subestructura de la instalación se encuentra un aparato que se llama el ancla de cable muerto (Figura III.25), la cual sostiene al cable fijo, por lo que el bloque del aparejo puede ser elevado del piso de la instalación hacia arriba enrollando el cable con el tambor del malacate y para bajar el bloque el cable solamente se suelta.

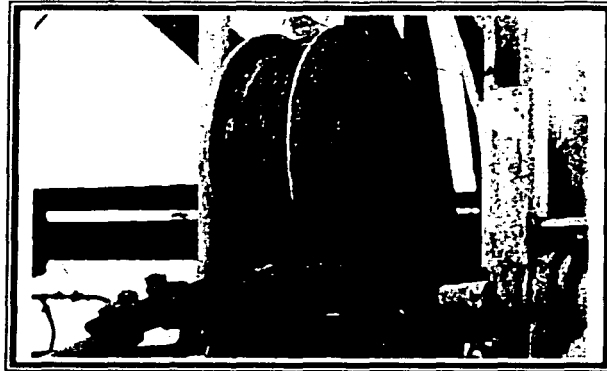


Figura III.25. Ancla del Cable de Perforación.

Los bloques de corona y bloques del aparejo usualmente se ven más pequeños de lo que realmente son, porque son vistos a distancia (Figura III.26). Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 1.5 m (5 ft) de diámetro o más y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 31 cm. (1 ft) o más, también de diámetro. El número de poleas necesarias en el bloque de la corona (Figura III.27) siempre es una más que las que se necesitan en el bloque del aparejo.

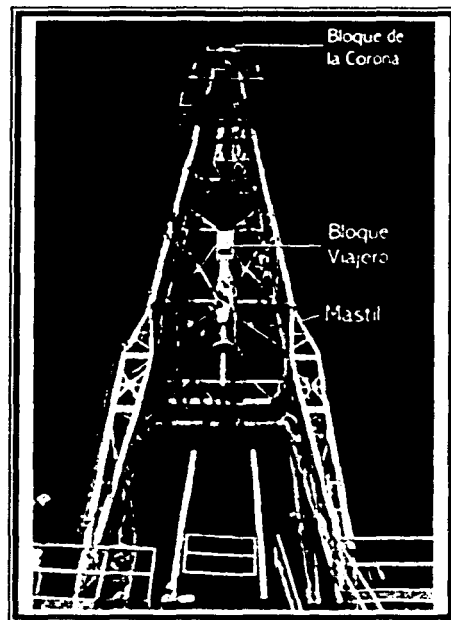


Figura III.26. Bloques.

Por ejemplo, un cable de diez líneas requiere seis poleas en el bloque de corona y cinco en el bloque del aparejo, la polea adicional en el bloque de la corona es necesaria para enhebrar la línea muerta.

También requerimos en la polea viajera un muelle que actúa como un cojín para absorber choques y un gancho al cual se le une el equipo para soportar la sarta de perforación. El gancho se conecta a una barra cilíndrica de acero en forma de asa que soporta la unión giratoria o swivel, además de esta asa para la unión giratoria, existen dos más que se utilizan para conectar los elevadores de tubería al gancho (Figura III.28). Los elevadores son un juego de eslabones que sujetan a la sarta de perforación para permitir al perforador bajar o subir la sarta de perforación en el pozo (Figura III.29). El perforador baja el bloque del aparejo y los elevadores hasta un punto donde la cuadrilla puede conectar los elevadores a la tubería.

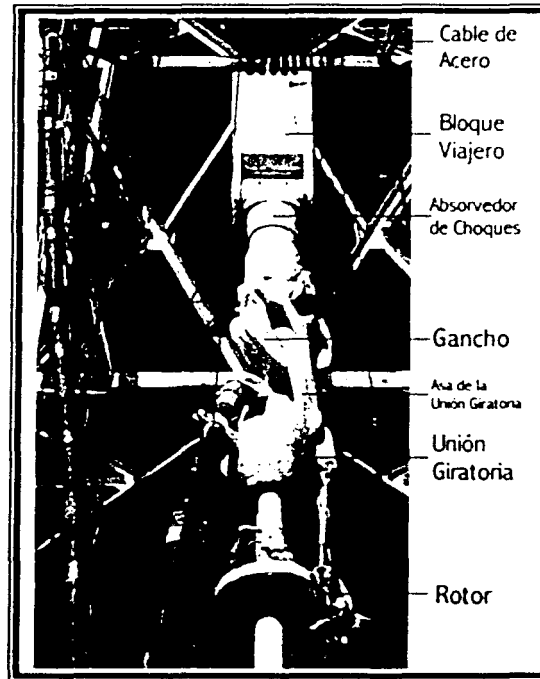


Figura III.27. Bloque Viajero.

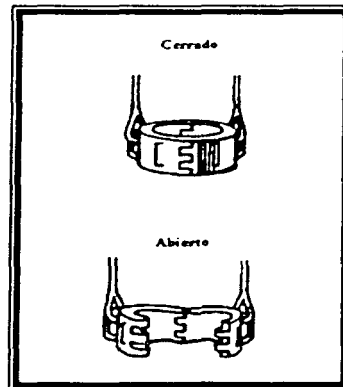


Figura III.28. Elevadores.

III.3.2. Componentes del Sistema Rotatorio.

El equipo rotatorio consiste en:

- ⌘ La mesa rotatoria.
- ⌘ La unión giratoria.
- ⌘ La flecha o el Kelly.
- ⌘ Los accesorios de la rotaria.
- ⌘ El sustituto de la flecha.
- ⌘ La tubería de perforación.
- ⌘ Los lastrabarrenas.
- ⌘ El portabarrena.
- ⌘ La barrena.
- ⌘ Accesorios Especiales.

La sarta de perforación es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la barrena, incluyendo a la flecha, la tubería de perforación y a los lastrabarrenas. El término sarta de perforación se refiere sencillamente a la tubería de perforación y a los lastrabarrenas; sin embargo en el campo petrolero, la sarta de perforación a menudo se utiliza refiriéndose a todo el ensamble.

III.3.2.1. LA MESA ROTARIA.

La rotaria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero y muy pesada, tiene generalmente forma rectangular (Figura III.30). Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria la transfiera a la tubería y a la barrena. Un motor eléctrico y los trabajos del aparejo accionan el poder de esta. El

equipo adicional transfiere el movimiento que da vuelta de la mesa rotaria a la tubería de perforación y a la barrena.

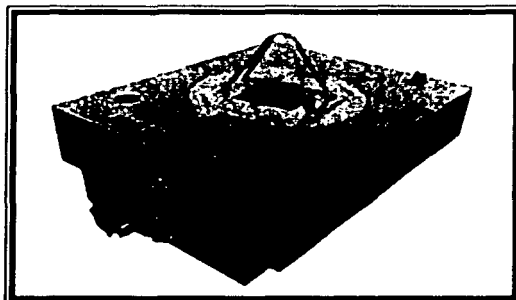


Figura III.29. Mesa Rotaria.

Esta es un ensamble que nos provee de rotación, esta localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba del hoyo donde se va a perforar, consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro, y dos importantes accesorios que son el buje de la flecha o buje del kelly (Figura III.31) el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente.

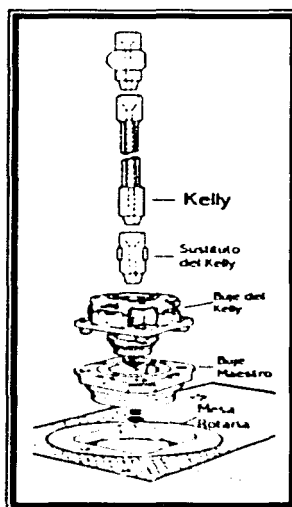


Figura III.30. Partes de la Rotaria.

Un buje es una guarnición que va dentro de una apertura en una máquina. El buje maestro tiene una apertura con la cual los miembros del equipo puedan maniobrar y es donde se establece el contacto con la tubería con el pozo.

El buje de mecanismo impulsor de la flecha transfiere la rotación del buje maestro a una longitud especial de tubería llamada la flecha. El buje de la flecha va dentro del buje principal o maestro. El buje maestro tiene cuatro agujeros donde se meten los cuatro pernos del buje de la flecha (Figura III.32). Cuando el buje maestro rota, los pernos ya conectados en los agujeros hacen que rote el mecanismo impulsor de la flecha.



Figura III.31. Conexión de los Bujes.

Las cuñas van dentro del buje maestro, son aparatos que disminuyen gradualmente en diámetro y que están forradas de elementos de agarre parecidos a dientes. Estas tienen una función vital cuando la tubería y la barrena no están rotando (Figura III.33), cuando el perforador detiene la mesa rotatoria y el equipo de izaje sostiene el sistema para alzar la tubería y la barrena fuera del fondo del agujero, es a menudo necesario que los miembros del equipo suspendan la tubería fuera del fondo, como las cuñas agarran la tubería firmemente para suspenderla fuera del fondo, se puede desconectar o conectar la flecha y los tramos de tubería.



Figura III.32. Cuñas.

III.3.2.2. LA UNIÓN GIRATORIA O SWIVEL.

Es un aparato mecánico pesado (Figura III.34) que tiene la principal característica de girar y que va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas, por lo tanto interconecta el sistema rotatorio con el sistema de izaje. El gancho suspende a la unión giratoria (Figura III.35) y a la tubería de perforación.



Figura III.33. Unión Giratoria.

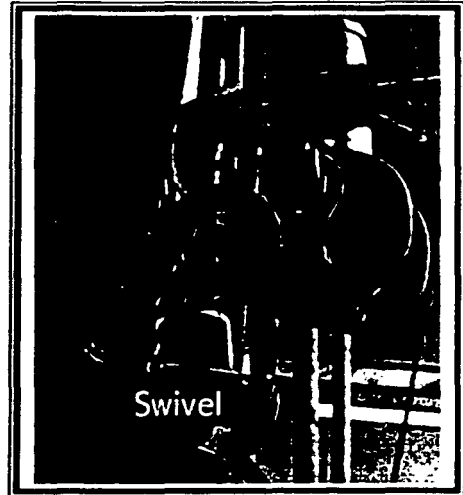


Figura III.34. Gancho.

La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

- ❖ Soportar el peso de la sarta de perforación.
- ❖ Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
- ❖ Proveer de un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

El fluido entra por el cuello de cisne, o cuello de ganso, el cual es un tubo curvado resistente a la erosión, que conecta a la unión giratoria con una manguera que transporta el fluido de perforación hacia el tallo (Figura III.36). El fluido pasa a través del tubo lavador, que es un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el kelly y la sarta de perforación.



Figura III.35. Cuello de Ganso.

Los miembros de la cuadrilla conectan la flecha a la unión giratoria. La flecha se atornilla en un montaje con cuerda macho (el tallo o acoplador giratorio) que sale de la unión giratoria. Este tallo rota con la flecha, la sarta de perforación y la barrena.

III.3.2.3. LA FLECHA O KELLY.

La flecha es una pieza de tubo cuadrada (Figura III.37) o hexagonal (Figura III.38) de un metal pesado que mide aproximadamente 40 pies (12 m) y que forma el extremo superior de la sarta. La flecha también sirve como un pasadizo para que el fluido de perforación baje hacia el pozo y además transmite la rotación a la sarta de perforación y a la barrena.

La válvula de seguridad de la flecha o válvula de tapón de la flecha (Figura III.39), es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior de ésta. La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación, la mayoría de las válvulas de tapón requieren de una llave especial para cerrarse, por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar.

Otra válvula de seguridad generalmente se conecta entre el extremo inferior de la flecha y el extremo superior de la tubería de perforación (Figura III.40), esto se hace ya que cuando la flecha está elevada en la instalación, como cuando se está haciendo una conexión, la válvula de tapón es difícil de cerrar, y en caso de que ocurra una emergencia, la válvula de seguridad adicional proporciona un medio accesible para poder cerrar la sarta.

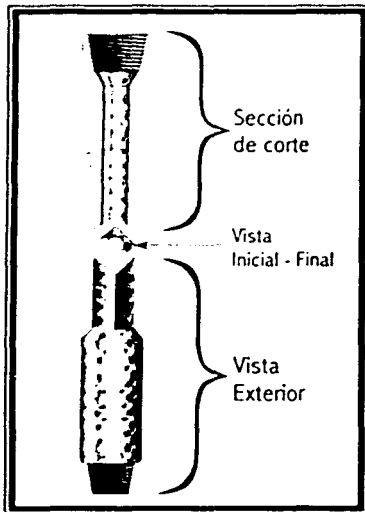


Figura III.36. Flecha Cuadrada.

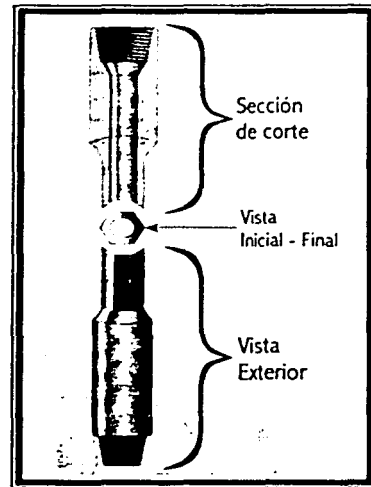


Figura III.37. Flecha Hexagonal.

El extremo superior de la flecha va conectada a la unión giratoria y su extremo inferior a la tubería de perforación. La tubería de perforación va enroscada a la unión sustituta de la flecha o simplemente unión sustituta (Figura III.40). La cual es un acople corto que va enroscado a la parte inferior de la flecha. Las roscas inferiores de la unión sustituta son enroscadas temporalmente con cada junta de tubería de perforación que va añadiéndose a la sarta. La unión sustituta evita desgaste en las roscas de la flecha y cuando se desgastan las roscas de la unión, ésta es reemplazada o se le cortan nuevas roscas.

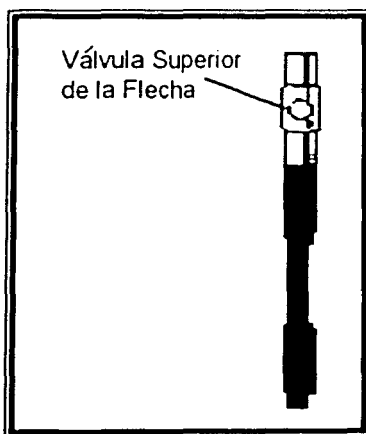


Figura III.38. Válvula Superior.

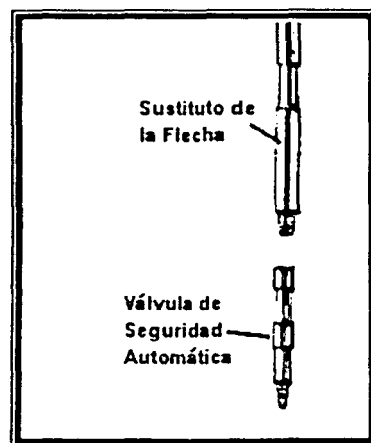


Figura III.39. Sustituto y Válvula de Seguridad.

La flecha va sentada dentro de una apertura cuadrada o hexagonal dependiendo de ésta, El buje de transmisión o buje de la flecha va sentado dentro de una parte de la mesa rotatoria llamada el buje maestro o buje de rotación. A medida que el buje maestro gira, la flecha gira y a medida que la flecha gira, la sarta de perforación y la barrena giran (Figura III.41). La flecha resbala fácilmente dentro de la apertura del buje. Está por lo tanto libre de subir ó bajar.



Figura III.40. Movimiento Rotatorio.

En general, una flecha hexagonal es más fuerte que una flecha cuadrada. Por consiguiente, se tiende a utilizar flechas hexagonales en equipos grandes para perforar los pozos profundos debido a su fuerza adicional. Los equipos pequeños utilizan a menudo flechas cuadradas porque son menos costosas.

III.3.2.4. LA SARTA DE PERFORACIÓN.

Está compuesta de la tubería de perforación y la tubería de paredes gruesas llamada lastrabarrenas (Figura III.42). Cada junta de tubería de perforación mide 30 ft (9 m). Cada extremo de la junta contiene roscas.

El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como piñón (Figura III.43). Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conoce como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente solo son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta del tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas especificadas por la industria.

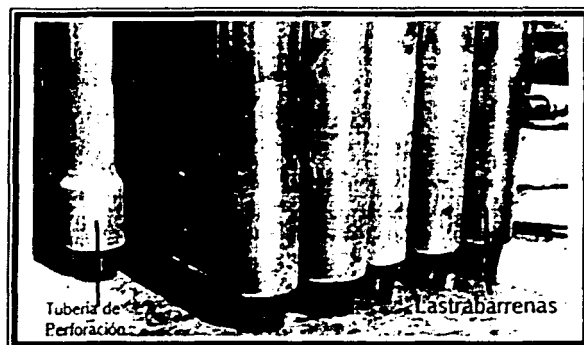


Figura III.41. TP y LB.

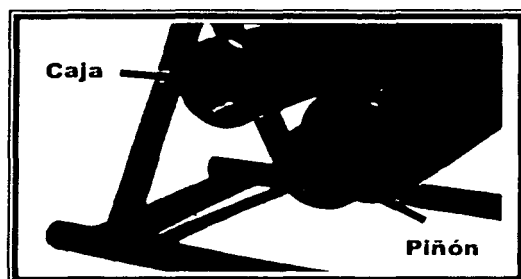


Figura III.42. Caja y Piñón.

Dos llaves pesadas son empleadas para hacer las conexiones cuando la tubería está entrando al pozo y para desenroscar la tubería cuando ésta está saliendo del pozo (Figura III.44). Estas dos llaves son suspendidas de la torre o del mástil de modo que pueden ser manejadas en el piso de ésta, más o menos a la altura de la cintura de un hombre. Las llaves llevan un contrapeso en el extremo de un cable de suspensión, que permite que un empleado en el piso las suba o baje según sea necesario. Estas tienen varios juegos de mandíbulas para acomodar a los diversos tamaños de tuberías, ya que diferentes tamaños de tubería también requieren cuñas de diferentes tamaños. Tanto las tenazas como las cuñas, requieren de elementos de agarre que sujeten la superficie exterior de la tubería. Los dientes de las cuñas y de las tenazas se embotan con el uso pero ambos pueden ser afilados o reemplazados. Las mandíbulas de las tenazas se utilizan para agarrar a la unión de tubería y luego apretarla cuando se jala el extremo del mango de las tenazas. Las primeras tenazas de desenrosque, van conectadas al carrete de desenrosque del malacate. Las tenazas de contrafuerza son operadas con una cadena o cable del carrete situado cerca del perforador. Ambas tenazas son equipadas con líneas de seguridad hechas de cable de acero fuerte para evitar que éstas ocasionen heridas a los trabajadores mientras están en uso.



Figura III.43. Llaves.

Los lastrarbarrenas, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo. Los lastrarbarrenas son más pesados que la tubería de perforación y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena (Figura III.45). Este peso es lo que le permite a la barrena perforar. Los lastrarbarrenas miden aproximadamente 30ft (9m) de largo, al igual que las tuberías de perforación, pero una diferencia entre ambas es que los lastrarbarrenas no tienen las uniones de tubería soldadas, las roscas son cortadas directamente en los lastrarbarrenas. Existen diferentes tipos de lastrarbarrenas como son los lastrarbarrenas estándar, en espiral y Zipped.



Figura III.44. Lastrarbarrenas.

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

- ❖ Flecha.
- ❖ Tubería de perforación.
- ❖ Aparejo de fondo.
- ❖ Barrena.

Las funciones que como conjunto realizan son:

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

El aparejo de fondo, es el conjunto de tuberías y aditamentos que se encuentra trabajando en el fondo del pozo y los que realizan propiamente la demolición de la roca, entre sus elementos se encuentran:

- ▣ Lastrabarrenas.
- ▣ Tubería extrapesada.
- ▣ Estabilizadores.
- ▣ Martillo.
- ▣ Amortiguador
- ▣ Portabarrena
- ▣ Barrena
- ▣ Motor de fondo
- ▣ MWD.
- ▣ Canasta
- ▣ etc.

No siempre se llevan todos los elementos mencionados anteriormente, el tipo de aparejo de fondo se diseñará de acuerdo a las necesidades que presente la perforación del pozo a realizar. Como funciones de este aparejo de fondo se encuentra que aporta el peso sobre barrena, da el control de la dirección del pozo, aporta estabilidad a la barrena, trabaja bajo compresión, etc.

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

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

El grado describe el mínimo esfuerzo de cedencia a que puede ser sometida la tubería, y es de gran ayuda para diversos cálculos en el diseño de una sarta. Los grados más comunes son:

| Grado | | Esfuerzo a la Cedencia [psi] |
|-----------------|-------------------------|------------------------------|
| Letra Designada | Designación Alternativa | |
| D | D-55 | 55,000 |
| E | E-75 | 75,000 |
| X | X-95 | 95,000 |
| G | G-105 | 105,000 |
| S | S-135 | 135,000 |

Con respecto al uso y el desgaste que tiene cada tubería, el API (American Petroleum Institute) estableció un código de colores y números, además de una descripción de las características con las que cuentan las tuberías. Esta clasificación es la siguiente:

| TIPO | DESCRIPCIÓN | CÓDIGO |
|---------|----------------------------------|------------|
| CLASE 1 | Nueva, Sin desgaste, jamás usada | 1 blanco |
| PREMIUM | Desgaste uniforme, 80% espesor | 2 blanco |
| CLASE 2 | Desgaste menor al 65% espesor | 1 amarillo |
| CLASE 3 | Espesor de pared mínimo del 55% | 1 azul |
| CLASE 4 | Menor a la clase 3 | 1 verde |
| DESECHO | Menor a la clase 4 | 1 roja |

III.3.2.5. LA BARRENA.

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

- ▣ Cónicas.
- ▣ Cabeza fija.

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

barrenas de híbridos combinan diamantes naturales y sintetizados, y pueden tener además, insertos de carburo de tungsteno.

Barrenas Cónicas.

Este tipo de barrenas tienen conos de acero que ruedan, cuando la barrena gira. Los cortadores de la barrena están en los conos (Figura III.46). Mientras que los conos ruedan el fondo del agujero, los cortadores raspan, escoplean, o trituran la roca en cortes muy pequeños.



Figura III.45. Barrenas Cónicas.

El lodo de perforación, que sale de aperturas especiales en la barrena (toberas), quita los recortes. Las barrenas cónicas tienen de dos a cuatro conos, pero la gran mayoría son solo de tres conos (Figura III.47).

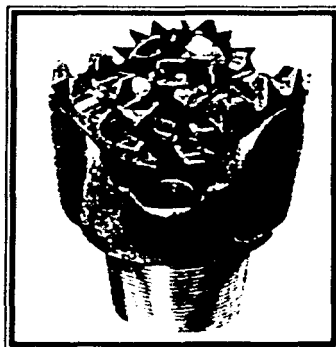


Figura III.46. Barrena Tricónica.

La mayoría de las barrenas cónicas de dientes de acero y de insertos de carburo de tungsteno tienen los inyectores (toberas) que expulsan el lodo a grandes velocidades en forma de chorros (Figura III.48). Los chorros de lodo sacan los recortes que se generan por el efecto de la barrena sobre la

roca, si esto no se llevara a cabo, el avance en la penetración de las diferentes capas se retrasaría, puesto que solo se estarían triturando los recortes que ya se generaron y el índice de la penetración (ROP) disminuiría notablemente. Debido a la acción de proporcionar un chorro en el fondo del agujero al perforar, la gente llama a veces este tipo de barrena como barrena cónica tipo jet.



Figura III.47. Toberas.

Barrenas de Cabeza Fija.

Aunque las barrenas de cabeza fija tienen toberas, no tienen conos que rueden independientemente en la barrena, mientras se esta en movimiento rotatorio. Estas consisten en un pedazo sólido (cabeza) que rota solamente mientras que la sarta de perforación gire. Un fabricante de barrenas de cabeza fija pone los cortadores en la cabeza de la barrena (Figura III.49). Algunos tipos de barrena de cabeza fija tiene diamantes naturales o industriales, y otras emplean diamantes sintéticos. Los diamantes sintéticos son policristalinos.

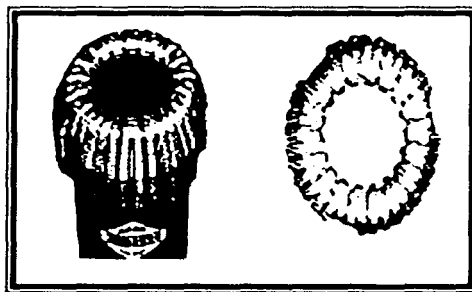


Figura III.48. Cortadores en la cabeza.

En una barrena de diamante natural, el fabricante de la barrena incrusta diamantes industriales en el fondo y las caras de la barrena. Mientras que la barrena rota, los diamantes entran en contacto con la cara de la formación y la muelen para hacer el agujero. Los fabricantes hacen muchas clases de las barrenas de diamante para muchas clases de formaciones y de condiciones de perforación. Una

barrena extensamente usada es la barrena policristalina de insertos de diamante. El carburo de tungsteno es la característica de las barrenas de PDC (Figura III.50) las cuáles son diamantes sintéticos pegados. (en este caso, es un disco pequeño hecho de carburo de tungsteno).

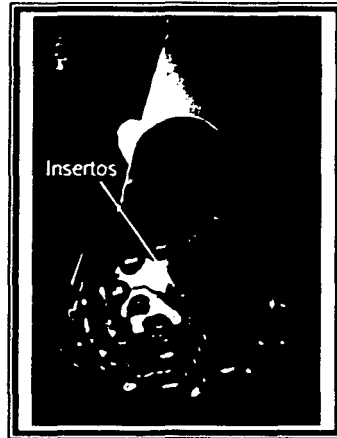


Figura III.49. Barrena PDC.

Una clase especial de barrena de PDC es una barrena de diamante policristalino térmico estable. Las barrenas de TSP (Figura III.51) pueden soportar temperaturas mucho más altas que las barrenas de PDC. Así, al perforar un agujero que requiera mucho peso y de altas velocidades rotatorias que generen bastante calor para destruir la capa sintetizada del diamante de un cortador de PCD, el operador puede seleccionar una barrena de TSP. Las barrenas llamadas híbridas combinan los diamantes naturales, PCD's, TSP's, e incluso insertos de carburo de tungsteno.



Figura III.50. Barrena TSP.

Los perforadores utilizan el diamante natural, PDC, TSP, y barrenas híbridas para perforar formaciones suaves, medias, y formaciones duras. Son especialmente eficaces en formaciones abrasivas. Estas barrenas de diamante natural y sintéticos son el tipo más costoso de barrena. Cuando están utilizadas correctamente, pueden perforar más tiempo que las de dientes de acero o de carburo de tungsteno.

Tamaños y Atributos de las Barrenas.

Las barrenas están disponibles en muchas medidas, a partir de 3 ¼ pulgadas hasta 28 pulgadas de diámetro, dependiendo del diámetro del agujero que el perforador necesite (Figura III.52). Los tamaños más pequeños o más grandes son de orden especial. Por otra parte, como existen diferencias en las formaciones, los fabricantes también ofrecen barrenas con los cortadores diseñados para perforar formaciones de diversas durezas. En general, se ofrecen barrenas con los cortadores indicados para perforar capas de roca suaves, medio suaves, medias, medio duras, duras, muy duras y formaciones abrasivas.



Figura III.51. Variedad de Barrenas.

El Peso en la Barrena.

Poner el peso en una barrena hace que sus cortadores fracturen la roca. Generalmente, los perforadores aplican el peso en la barrena permitiendo algo del peso de los lastrarbarrenas sobre esta. La cantidad de peso depende del tamaño, del tipo de barrena y de la velocidad a la cual el perforador la rotará. La cantidad de peso también depende del tipo de formación que es perforada.

III.3.2.6. ACCESORIOS ESPECIALES.

El desarrollo tecnológico en las herramientas que se utilizan durante la perforación, ha evolucionado ampliamente, logrando sustituir partes mecánicas por algunas automatizadas o cambiado de lugar el movimiento mecánico que se ejerce para lograr la perforación de un pozo petrolero, dos ejemplos de

este avance tecnológico son los denominados "Top Drive" y los motores de fondo que se emplean de acuerdo a las necesidades del pozo y las herramientas disponibles.

Motor elevable (Top Drive).

Este sistema elimina varios elementos de la perforación rotatoria convencional, en su lugar se tiene un mecanismo impulsor superior, también llamado "unión giratoria de poder" que hace girar la tubería de perforación y la barrena (Figura III.53). Como una unión giratoria regular, el motor elevable cuelga del gancho del sistema de izaje y tiene un pasadizo para que el lodo de perforación fluya hacia la tubería de perforación. Sin embargo, el motor elevable viene equipado de un motor eléctrico (algunos motores elevables grandes tienen dos motores). Los perforadores accionan el motor elevable desde su consola de control, el motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda para que se pueda conectar la parte superior de la sarta de perforación. Cuando se enciende el motor, la tubería de perforación y la barrena rotan. Un motor elevable elimina la necesidad de una unión giratoria convencional, de una flecha y de un buje de la flecha.

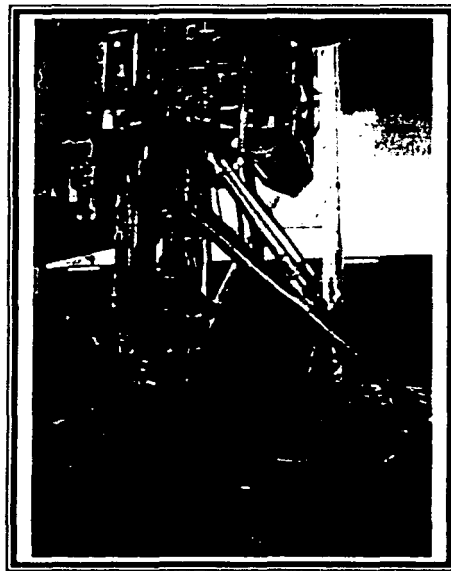


Figura III.52. Motor Elevable.

Sin embargo, los equipos que cuentan con un motor elevable, todavía necesitan una mesa rotatoria con un buje maestro para proporcionar un lugar donde suspender la tubería cuando la barrena no está perforando. Algunos equipos tienen motores hidráulicos incorporados que puedan rotar a la mesa rotatoria por si existe malfuncionamiento del motor elevable. Estos motores hidráulicos son considerablemente más ligeros en peso que los motores eléctricos y requieren menos espacio.

La ventaja principal de un motor elevable a comparación de un sistema de mesa rotatoria convencional es el manejo mas sencillo de la tubería por parte de la cuadrilla.

Motores de Fondo (Downhole Motors).

En situaciones especiales, el equipo puede utilizar un motor de fondo para rotar la barrena, que a diferencia de un sistema de mesa rotatoria convencional o un sistema del motor elevable, en el motor de fondo no gira la tubería de perforación, sino solamente la barrena. El lodo de perforación acciona la mayoría de los motores de fondo, que normalmente se instalan sobre la barrena.

Para hacer que el lodo de perforación rote la barrena, este tipo de motores cuentan con un eje espiral, que va dentro de una cubierta tubular. El eje y la cubierta están de una manera tal que la presión del lodo causa el movimiento rotatorio, como la barrena esta asociada al eje del motor, el eje hace que ésta gire. Después de que el lodo propicia el movimiento, sale fuera de la barrena como de costumbre.

Los equipos de motor de fondo se usan a menudo para perforar los pozos direccionales o verticales (Figura III.54). A veces, es deseable perforar un pozo con alguna inclinación puesto que un pozo vertical no podría alcanzar un objetivo deseado en un yacimiento. Este tipo de objetivos son mas fáciles de conseguir si la tubería de perforación no rota, y por lo tanto se emplean los motores de fondo.

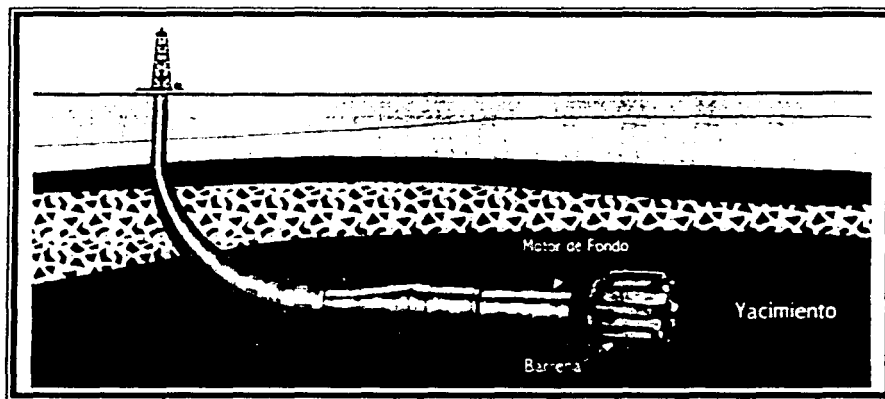


Figura III.53. Motor de Fondo.

III.3.3. Componentes del Sistema de Circulación de Lodo.

Una característica única de la perforación rotatoria es el bombeo del líquido de perforación al fondo del pozo para recoger los cortes hechos por la barrena y levantarlos hasta la superficie. Pero no solo estos recortes son los que se llevan a superficie, al mismo tiempo se levantan las partículas sólidas

de las caras del pozo de las formaciones que se van atravesando. La capacidad de un equipo rotatorio de circular el lodo de perforación puede ser definitiva en la utilización del equipo alrededor del mundo.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria, la flecha, la tubería de perforación, los lastrarbarrenas, la barrena, el espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión (Figura III.55).

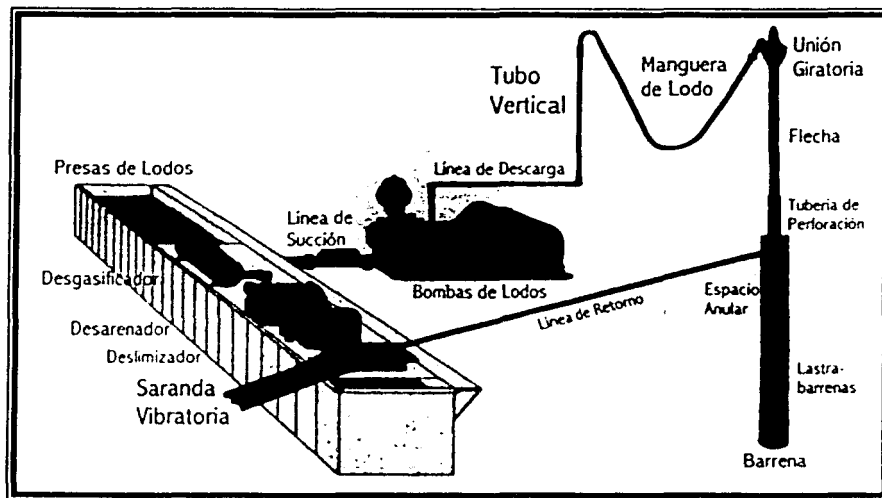


Figura III.54. Sistema Circulatorio.

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

Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamado línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria (Figura III.56). La zaranda separa los recortes del lodo y los echa a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento.

luego a la de mezcla y por fin a la presa de succión para volver a circular el lodo impulsado por la bomba.

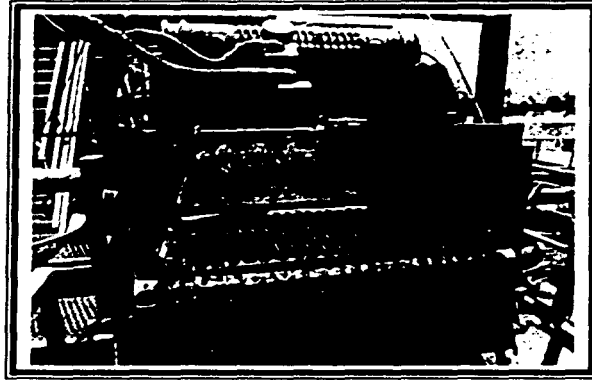


Figura III.55. Zaranda Vibratoria.

También podemos encontrar los desarenadores (Figura III.57) y los deslimizadores (removedores de limo) (Figura III.58) que se conectan a las presas para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las trae de la formación, ya que si el limo o la arena vuelve a circular por el pozo, el lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes. En el caso que se perfore una sección de formación con pequeñas cantidades de gas, se utiliza un desgasificador (Figura III.59) para remover el gas del lodo antes de volverlo a circular, ya que si este gas no es eliminado antes de volver a circular el lodo, se tiende a disminuir la densidad del lodo, lo cual podría resultar en un reventón.

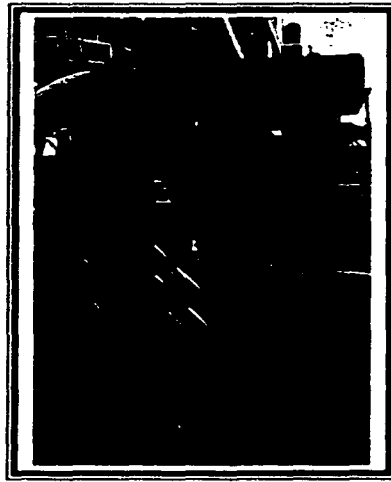


Figura III.56. Desarenador.

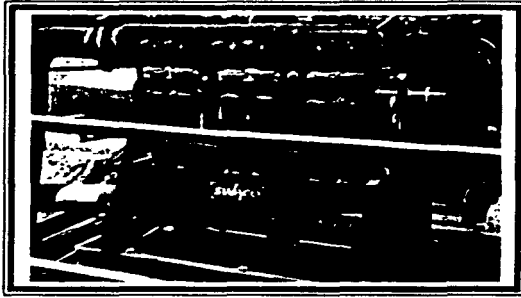


Figura III.57. Deslimizador.

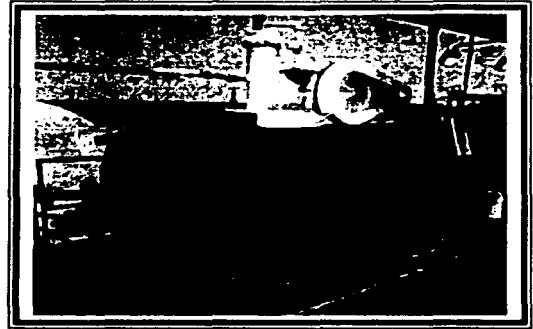


Figura III.58. Desgasificador.

Uno de los temas más complejos con el cual las cuadrillas tienen que tratar son los descontrolados de pozos, un número de variables en cualquier trabajo de perforación no solamente dictan cuales agentes químicos compondrán el lodo y el carácter físico del mismo, sino también sugieren la mejor velocidad de circulación para el lodo dentro del pozo. El fluido de perforación y los motores de la instalación ayudan a determinar el tipo de barrena que se utilizará y otras de las características que debe tener una instalación de perforación para un trabajo dado.

El lodo se mezcla en las presas de lodo con la ayuda de una tolva dentro de la cual se echan los ingredientes secos del lodo, estas presas contienen agitadores que mezclan al lodo ya sea con aceite o con agua, dependiendo de las propiedades del lodo que sean necesarias (Figura III.60).

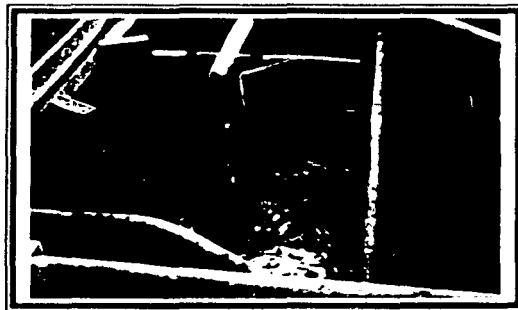


Figura III.59. Presa de Lodos.

Las bombas de lodo es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos (Figura III.61), las cuales funcionan con motores eléctricos conectados directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas. Cuando se está circulando aire o gas, la bomba es reemplazada por compresores y las presas de lodos no son necesarias.

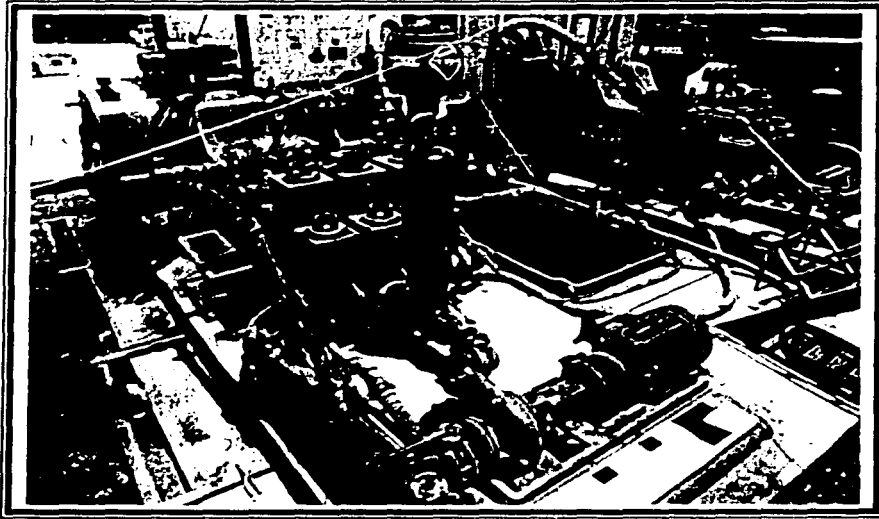


Figura III.60. Bombas de Lodos.

III.3.4. Componentes del Sistema de Energía.

Toda torre necesita una fuente de energía para mantener el sistema circulatorio y el de izaje funcionando, y en muchos casos también el sistema rotatorio requiere de esta energía para hacer un agujero. En el inicio de la perforación, los motores de vapor proporcionaban energía a las torres (Figura III.62), pero como los motores de diesel y gas proporcionaban más energía y se tenía más fácil acceso a estos, las torres con funcionamiento mecánico empezaron a suplantar a las torres con funcionamiento a base de vapor. La gente que trabajaba en estas torres las comenzó a llamar "torres mecánicas", porque los motores manejaban maquinaria especial, la cual, proveía de energía a los componentes.

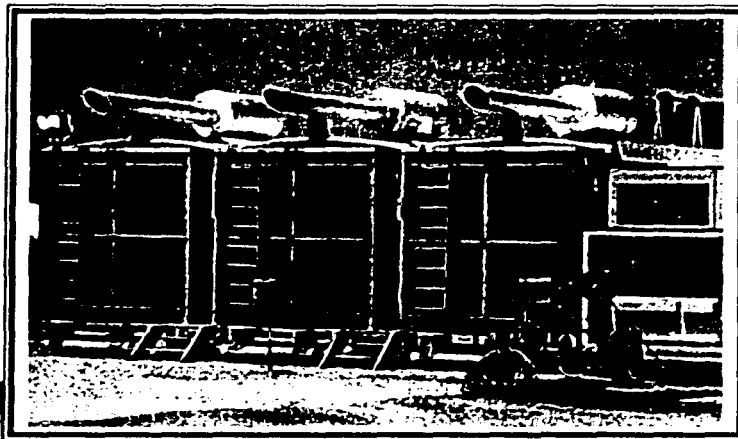


Figura III.61. Motor de Vapor.

Después, entre los años de 1970 y 1990, los generadores eléctricos, trabajando a base de motores de diesel, comenzaron a remplazar al equipo mecánico usado para manejar los componentes de la torre de perforación. Hoy, esas "torres eléctricas" dominan el trabajo de perforación.

Mecánicamente o eléctricamente, cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía o fuente principal de movimiento. Un motor de una torre de perforación es similar a los motores de los automóviles, excepto que los de la torre son más grandes y más poderosos y no se usa gasolina como combustible.

La mayoría de las torres necesitan de más de un motor para que les suministre la energía necesaria. Los motores en su mayoría utilizan diesel (Figura III.63), por que el diesel como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura III.62. Motores a Diesel.

Los motores de diesel no tienen bujías como los de gasolina. La combustión se provoca por el calor generado por la compresión, que hace que se encienda la mezcla de gas y aire dentro del motor. Todo el tiempo el gas es comprimido, por lo que su temperatura se mantiene en un alto nivel, facilitando esta acción. Así, los motores de diesel son llamados "motores de combustión-ignición", a diferencia de los motores de gasolina que son llamados "chispa-ignición".

Como el tamaño de una torre de perforación depende de que tan hondo sea el agujero que se vaya a perforar, se pueden tener desde uno y hasta cuatro motores, ya que mientras una torre sea más

grande, podrá perforar mas profundo y por lo tanto necesitará de más energía, por ejemplo, las torres grandes tienen de tres a cuatro motores, proporcionando un total de 3000 HP (2100 KW).

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

III.3.4.1. TRANSMISIÓN MECÁNICA DE ENERGÍA.

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía (Figura III.64).

III.3.4.2. TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ENERGÍA.

Las instalaciones diesel-eléctricas utilizan motores diesel, los cuales le proporcionan energía a grandes generadores de electricidad (Figura III.65). Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución en una cabina de control (Figura III.66), de ahí la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotaria (Figura III.67).

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

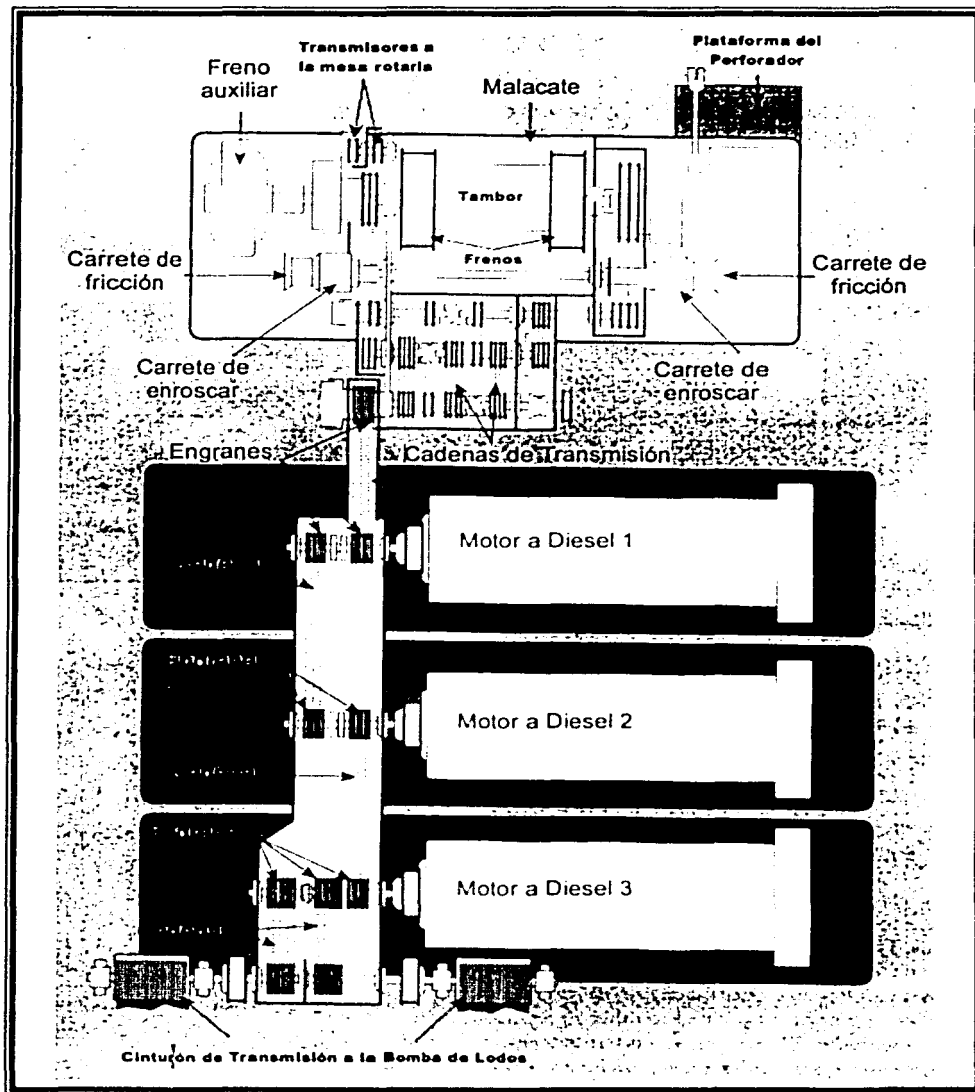


Figura III.63. Transmisión Mecánica de Energía.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

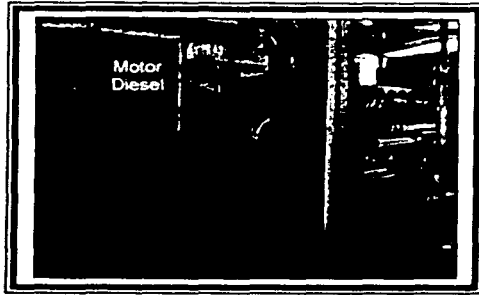


Figura III.64. Motor a Diesel.

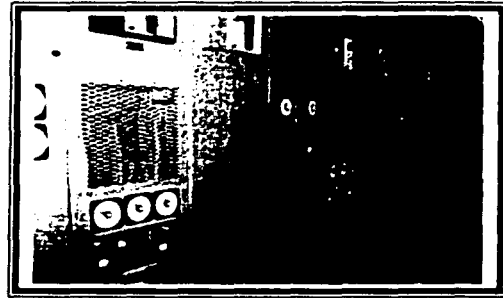


Figura III.65. Cabina de Control.



Figura III.66. Motor eléctrico en el Malacate.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.3.5. Componentes del Sistema para el Control del Pozo.

III.3.5.1. DESCRIPCIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE FLUIDOS EN UN POZO.

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y puede hacerle daño al medio ambiente (Figura III.68). Un fluido ya sea líquido o gas brota el pozo, casi siempre con una gran fuerza y muchas veces se incendia, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la que se tiene en el pozo, la cual es mantenida por medio del tipo y cantidad del fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas condiciones este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, es decir, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo de circulación es empujado fuera del pozo, si la cuadrilla no se da cuenta a estos primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable, resultando un reventón.



Figura III.67. Reventón o Descontrol.

Por lo tanto existen dos tipos de entrada de fluidos al pozo dependiendo de su magnitud y los problemas que ocasionen, estos son los siguientes:

- ❖ Un *brote*, o *cabeceo* se define como la entrada de los fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Esto ocurre cuando la presión de la formación o de fondo no está equilibrada por la columna de fluidos de control utilizados. Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecidos.
- ❖ Un *descontrol* o *reventón* se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad.

A su vez los descontrolados o reventones se pueden dividir en dos tipos:

- ❖ *Descontrol diferencial*. - Este sucede cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática, invadiendo los fluidos de la formación el fondo del pozo, levantando la columna de fluido y expulsándola a la superficie cuando el equipo de control superficial no está cerrado.
- ❖ *Descontrol inducido*. - Es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducirla.

Existen diversas causas por las cuales se puede presentar un brote o cabeceo, las cuales son:

1. *Densidad del lodo de control inadecuada.*- Puede originarse por la preparación incorrecta del fluido de control o por contaminación del lodo por los fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia, para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad del lodo de control requerida.
2. *Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería.*- Al sacar la tubería el nivel del fluido de control baja una distancia equivalente al volumen que desplaza el acero de la tubería, si no se repone o se lleva un control eficiente del mismo, se ocasionará una disminución en la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control sobre la formación, la cual puede ocasionar un brote.
3. *Efecto de sondeo y pistoneo.*- Se refiere al efecto de pistón y cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve la sarta hacia arriba demasiado rápido, está tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena. Al introducir la sarta demasiado rápido dentro del pozo se tiene el efecto de pistón que en ocasiones fractura a la formación. Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo son:

- ▣ Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso).
- ▣ Velocidad de extracción de la tubería.
- ▣ Geometría del pozo.

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones.

4. *Contaminación del lodo con gas corte.*- Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducirse ésta, lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo. Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- ▣ Reducir el ritmo de perforación.
- ▣ Aumentar el gasto de circulación.
- ▣ Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

5. *Pérdidas de circulación.*- Estas son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:

- ▣ Pérdidas naturales o intrínsecas.
- ▣ Pérdidas mecánicas o inducidas.

Si las pérdidas de circulación se presentan durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, eso se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

III.3.5.2. INDICADORES DE LOS BROTES.

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado o corregido a tiempo el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidad de controlarlo.

Los indicadores de que el lodo esta fluyendo fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas, durante el proceso de perforación:

- ❖ Al estar perforando.
- ❖ Al sacar o meter tubería de perforación.
- ❖ Al sacar o meter herramienta.
- ❖ Al no tener tubería dentro del pozo.

1. Indicadores de brote al estar perforando:

- ❖ Aumento en la velocidad de perforación, que está en función de varios factores como:
 - El peso sobre la barrena.
 - Velocidad de rotación.
 - Densidad del lodo.
 - Hidráulica.
- ❖ Disminución en la presión de bombeo y aumento de emboladas, ya que los fluidos debidos al brote estarán únicamente en el espacio anular. La presencia de dichos fluidos, que tienen una densidad menor que la del lodo, causará que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación, la diferencia de presiones ayuda a que el lodo de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo el cual se manifiesta en el aumento de emboladas. Hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las siguientes causas:
 - Reducción en el gasto de circulación.

- Agujero o fisura en la TP.
 - Desprendimiento de una tobera en la barrena.
 - Cambio en las propiedades reológicas del lodo.
-
- ❖ Cambios en las propiedades reológicas del lodo, porque cuando las propiedades reológicas cambian, la variación puede ser causada por la entrada de un fluido invasor, lo cual se manifiesta en la variación de la viscosidad, relación agua-aceite y la precipitación de sólidos.
 - ❖ Aumento en el peso de la sarta de perforación, como este indicador es difícil de detectar, cuando ocurre un brote y los fluidos de la formación entran en el pozo, el efecto de flotación en la sarta se reduce, ocasionando como resultado el incremento en el peso de la sarta.
 - ❖ Flujo sin circulación, si las bombas de lodo están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, generalmente un brote está en camino. La acción es verificar el estado del pozo, que se conoce como observar el pozo, esto significa que las bombas son detenidas y los niveles de TP y TR son observados para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel del lodo está aumentando o disminuyendo.
 - ❖ Aumento en el gasto de salida, mientras se está circulando con gasto constante, el flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de flote.
 - ❖ Aumento de volumen en las presas, el volumen de lodo en las presas puede medirse mediante un dispositivo automático denominado indicador de nivel en presas, si hay una ganancia o aumento de volumen en las presas al estar perforando es indicativo de que se tiene un brote, también se puede tener un brote cuando se tiene una disminución del volumen en las presas.

2. Indicadores de brotes al estar metiendo o sacando la Tubería de perforación:

- ❖ Aumento de volumen en las presas.
- ❖ Flujo sin circulación.
- ❖ El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes, como el volumen requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído, si el pozo es llenado con una cantidad menor de lodo que el calculado, se tendrá un indicativo de que está ocurriendo un brote. Si la cantidad de lodo necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de la tubería extraído, se tendrá la posibilidad de una pérdida de lodo con el consiguiente riesgo de que se produzca un brote.

3. Indicadores de brotes al estar metiendo o sacando herramienta:

- ❏ Aumento de volumen en las presas.
- ❏ Flujo sin circulación.
- ❏ El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes

4. Indicadores de brotes al no tener tubería dentro del pozo

- ❏ Aumento de volumen en las presas.
- ❏ Flujo sin circulación.

La mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más crítica que la introducción de ésta, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de lodo.

III.3.5.3. EQUIPO PARA EL CONTROL DEL POZO.

III.3.5.3.1. Preventores.

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

Clasificación de los preventores:

- ❏ De Interiores.
- ❏ De ariete.
- ❏ Esféricos.
- ❏ Anular mecánico.

Preventores de interiores.

Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo. Estos se clasifican en dos tipos:

- ❏ De saeta o dardo (válvula de contra presión).- Es un preventor de revestimiento interno para sarta de perforación que cierra eficazmente el recinto de la tubería para sellar la presión del pozo, cuando se introduce al pozo se abre en cuanto se restaura la circulación del lodo, y el recinto de la sarta de perforación se cierra herméticamente. Automáticamente bajo la acción

de un resorte de cierre ayudado por la presión del pozo, la válvula se abre automáticamente al reanudarse la circulación.

- ❖ De caída o de encajar (válvula de retención automática). - La válvula de retención de encajar es una unidad pesada que permanece en el piso de la cabria hasta que se necesite, una vez puesta en la sarta de perforación actúa como válvula automática de retención, la acción cortadora del fluido de perforación circulante no la desgasta por abrasión y no requiere reemplazo frecuente, al tiempo que la válvula de retención proporciona sello hermético contra los fluidos ascendentes, la esfera retenedora cargada a resorte se abre fácilmente de lodo circulante a fin de recuperar el control del pozo.

Preventores de ariete.

Se utilizan como control superficial en un pozo, para sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente, funciona casi siempre hidráulicamente para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo, los arietes para tubería deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.

Se usan unidades sencillas y dobles y se colocan sobre el cabezal de tubería de revestimiento o de producción, sus bridas deben tener las mismas especificaciones API que el cabezal donde se instalen, si no es de la misma medida, se utilizará un carrete o brida adaptada para efectuar el enlace correspondiente.

Existen cuatro tipos de preventores de ariete:

- ❖ De diámetro sobre medida.- Este tipo de ariete de tubería se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de trabajo y el diámetro interior del preventor cuando se tiene una señal de fluidos en el pozo. Consta de un elemento de hule, cuya función es efectuar el sello sobre la tubería en uso, además cuenta con un empaque superior, el cual efectuará el sello en la parte interna del cuerpo del preventor.
- ❖ De diámetro ajustable o variable.- Este tipo se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de trabajo y el diámetro interior del preventor cuando se tiene una señal de fluidos en el pozo. La construcción del elemento de sello se hace de tal manera que proporciona una cantidad de hule para efectuar el sello, presentan la ventaja de no cambiar arietes al manejar diferentes diámetros de tubería, ya que sellan ajustándose al diámetro de la TP, las más usadas de este tipo son los que manejan el rango de diámetros de $2 \frac{7}{8}$ a 5 pulgadas.
- ❖ Ciegos.- se utilizan para cerrar totalmente el pozo, al no tener tubería en su interior y que por la manifestación del fluido que presente, no sea posible introducirla. Consta de un empaque

frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior.

- ◄ De corte.- Su función es la de cortar la tubería de producción o de trabajo y cerrar totalmente el pozo. Cuando al introducir o sacar tubería del pozo, surgiera una manifestación de los fluidos contenidos en él, que no permitiera sentar la tubería en las cuñas de la rotaria para colocar la válvula de seguridad, en este momento se operan los arietes de corte, cortando la tubería quedando sellado el flujo de fluidos del pozo. Esta formado por un ariete inferior y otro superior, el ariete superior aloja el empaque de las cuchillas efectuando un sello hermético al momento de cortar la tubería.

Preventores esféricos.

Se utilizan principalmente para sellar el espacio anular o el pozo franco, cuando se detecta una señal de cabeceo al momento de estar moliendo, metiendo o sacando tubería del pozo.

Es el accesorio que forma parte del conjunto de preventores y tiene la habilidad de efectuar cierres herméticos a presión, en cualquier cuerpo que esté dentro del pozo, sin importar su forma o en pozo franco, para ello utilizan como elemento una unidad de caucho de alta calidad con insertos, haciéndolos más efectivos y alargando su vida útil, la forma y tamaño de sello está regido por la marca del preventor.

Como ventajas se pueden mencionar que proporcionan diámetros amplios de paso, el tamaño y forma de su cuerpo (esbelto y sin salientes) hace más fácil su manejo, son diseñados para rangos de presión de trabajo desde 3000 y hasta 20,000 lb/pg², en el instante que se detecte una señal de cabeceo en un pozo, el preventor esférico anular es operado para cerrar, sin importar la forma de la herramienta que está en su interior, ya que al darse un sello hermético queda controlado el flujo por el espacio anular o se cierra totalmente el pozo si no se tiene tubería dentro de él.

Preventor anular mecánico.

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

Los preventores anulares mecánicos son diseñados variando únicamente los hules que se colocan de acuerdo a la tubería que se manejará, así como los topes superiores, ya que éstos varían de acuerdo a su diámetro interior.

Elementos del conjunto de preventores.

- ❖ Cabezal de la tubería de revestimiento, forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento. Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe limitarse para el caso de emergencias. Cuando las líneas no están instaladas, se recomienda disponer de válvulas y un manómetro en dicha salida.
- ❖ Carrete de control, se instala para conectar las líneas de matar y estrangular del conjunto de preventores. El API permite que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando al carrete con la ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores. Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar carrete ya que como esta sujeto a la erosión, resulta más económico cambiar un carrete que un preventor.
- ❖ Conjunto de preventores, es el ensamble vertical del equipo especial en la parte superior de la tubería de revestimiento que se usa para cerrar el pozo al flujo, con o sin tubería de perforación en el agujero. Las operaciones de los dispositivos de cierre deberán ser rápidos y confiables aun cuando estén cubiertos de lodo(Figura III.69).



Figura III.68. Conjunto de Preventores (BOP's).

Los criterios para seleccionar el arreglo de preventores deben de considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida. Cuando el riesgo es pequeño (presiones de formación normales y áreas desérticas o montañosas alejadas de los centros de población), se requiere de un

arreglo de preventores sencillo y de bajo costo. Si el riesgo es mayor (presiones de formación anormales, yacimientos de alta productividad o alta presión, áreas densamente pobladas, grandes concentraciones de personal y de equipos, como en el caso de barcos o plataformas marinas), el arreglo debe ser más complejo y en consecuencia de mayor costo.

III.3.5.3.2. El Acumulador.

Los preventores se abren y se cierran con fluido hidráulico que va almacenado bajo presión en un aparato llamado acumulador, los cuales son recipientes en forma de botellas o esféricos que están localizados en la unidad de operaciones siendo aquí donde se guarda el fluido hidráulico, para poder llevar el fluido hidráulico del acumulador a los preventores, se tienden fuertes líneas para soportar altas presiones y cuando las válvulas de control se activan, el fluido hace que los preventores trabajen, ya que los preventores deben de sellar rápidamente, es necesario que el fluido este desde 1,500 y hasta 3,000 psi de presión utilizando gas nitrógeno contenido en los recipientes.

El acumulador casi siempre va colocado como a 100 ft. de la instalación para que si ocurre un incendio o reventón, el acumulador no sea averiado y las válvulas puedan ser utilizadas para cerrar los preventores, existe un tablero de control situado en el piso de la instalación para poder operar los preventores, en zonas muy frías, los acumuladores deben de estar protegidos contra el frío teniéndolos bajo calefacción para mantener el aceite hidráulico fluyendo y para asegurar que los controles eléctricos se mantengan secos, pudiéndose agregar al fluido hidráulico un anticongelante como el glicol de etileno.

III.3.5.3.3. El Estrangulador.

Cuando ocurre un cabeceo, al cerrar el pozo con uno o más de los preventores, se tiene que seguir perforando por lo que hay que circular fuera el fluido invasor con un fluido de peso apropiado llamado fluido de control, para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores (Figura III.70), estos van conectados a los preventores con la línea del estrangulador, o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y el fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea del estrangulador y a través del juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores son válvulas ajustables y fijas. Los estranguladores ajustables son operados neumáticamente o hidráulicamente y tienen una apertura capaz de ser cerrada o restringida, la cual varía en tamaño, desde la posición de cerrado y hasta la completamente abierta. Un estrangulador fijo tiene un flujo restringido de tamaño permanente. Cualquiera de los casos, la idea es que el flujo de los fluidos del pozo pueda ser circulado a través de los estranguladores y que se pueda mantener la suficiente presión dentro del pozo para evitar que entre más fluido de la formación mientras se está llevando a cabo la operación de cerrar el pozo.

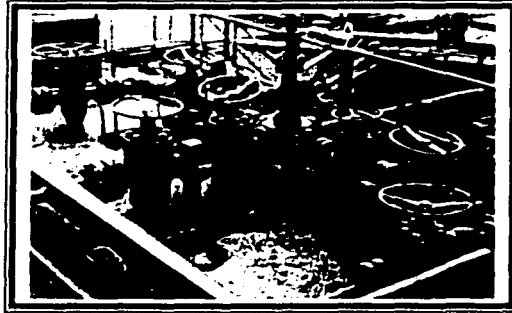


Figura III.69. Válvulas.

Como los estranguladores son susceptibles a obstrucciones y desgaste bajo altas presiones, generalmente es necesario instalar varios estranguladores para permitir el cambio de un estrangulador a otro, de aquí el nombre juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores ajustables generalmente son controlados desde un tablero de control remoto en el piso de la instalación (Figura III.71).

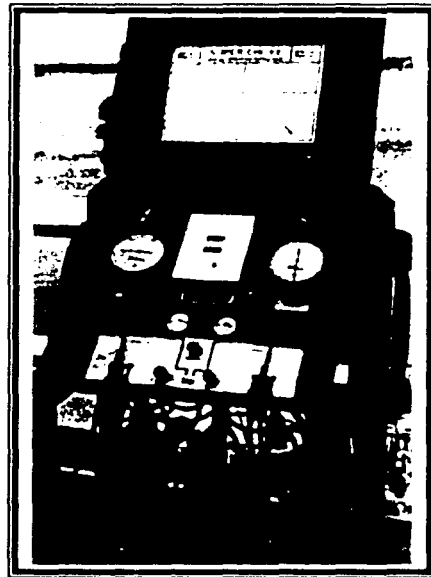


Figura III.70. Tablero de control para Estranguladores.

III.3.5.3.4. El Separador de lodo y gas.

Este es una pieza que salva el lodo utilizable que sale del pozo mientras se está circulando hacia afuera y separa el gas flamable para que pueda ser quemado a una distancia segura de la

instalación. La mayoría de los separadores de lodo y gas son hechos de una sección de tubería de diámetro grande que utiliza deflectores internos para hacer que el chorro de lodo y gas se muevan más despacio y un arreglo de tubos en forma de "S" en el fondo para permitir que el lodo fluya hacia el tanque de la zaranda vibratoria, como el gas se mantiene encima del lodo existe un tubo de descarga en la parte de superior permitiendo que el gas vaya hacia el quemador sin hacer mucha presión contra del lodo.

El equipo de control requiere de especial atención por parte de la cuadrilla, se tiene que inspeccionar y operar de vez en cuando para asegurar que todo esté funcionando bien, también se deben tener practicas de emergencia como si estuviese ocurriendo un reventón cuando se está perforando en territorio donde se espera que las presiones subterráneas sean extremadamente altas, para saber que hacer en el momento de una emergencia.

III.4. Equipo especial usado en la perforación marina.

El equipo de perforación marino que se encuentra a bordo de un equipo fijo o un equipo flotante en el mar, es similar al utilizado en las operaciones de perforación terrestre, ya que incluye elementos como el malacate, la mesa rotatoria, las tuberías, el sistema de circulación de fluidos y las herramientas normales, así como las que se usan en el agujero, como son: barrenas, lastrabarrenas, estabilizadores y otras. Existen herramientas, sistemas, técnicas y equipos especiales que se utilizan en la perforación marina, éstas son:

- ❖ Guía de la polea viajera.
- ❖ Amortiguadores.
- ❖ Conductor marino.
- ❖ Sistema tensionador.
- ❖ Sistema de flotación.
- ❖ Buje protector.
- ❖ Sistemas de control submarinos.
- ❖ Técnicas de instalación de preventores.

III.4.1. Guía de la polea viajera.

El movimiento horizontal de la polea viajera se restringe por medio de una guía instalada en el interior del mástil o torre de perforación. esto se debe al movimiento horizontal del equipo flotante causado por corrientes y las olas del mar. Mecánicamente, esto se logra instalando dos viguetas en el interior del mástil o torre de perforación. Las vigas tienen un espacio suficiente que servirá como guía (a veces se instalan rieles sobre las viguetas), para unas ruedas embaladas que están instaladas a los

lados opuestos de la polea viajera. Ajustando la polea a esta guía, se restringe también el movimiento horizontal del gancho y de la unión giratoria.

III.4.2. Amortiguadores.

El efecto principal que causa el movimiento vertical del equipo flotante, es el movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo. Para compensar este movimiento vertical de la barrena contra el fondo del pozo y mantener un peso determinado constante sobre la barrena se usa normalmente amortiguadores, los cuales se instalan en la parte superior de los lastrarbarrenas, o en un lugar adecuado entre los mismos. Los amortiguadores compensan el movimiento vertical sólo en la parte inferior de la sarta. La longitud de los amortiguadores y el número requerido, depende de las características del equipo, del tirante de agua y de la marejada que se pronostique en los informes diarios del tiempo.

Teóricamente, esto compensa el movimiento de los lastrarbarrenas para abajo y mantiene el peso de estos sobre la barrena, pero la experiencia ha demostrado que la compensación no es en realidad tan efectiva como se necesita. En la sarta de perforación se presenta cierta fricción y particularmente con las altas presiones de bombeo varía el peso sobre la barrena.

Aún con atención extrema del perforador, un cambio en la velocidad de perforación puede permitir que se abra o cierre el amortiguador dependiendo de que se aumente o se disminuya la velocidad de avance. Con todo esto, los amortiguadores han demostrado ser más eficientes en la compensación del movimiento vertical de los equipos de perforación flotante. Los amortiguadores son costosos, no sólo por su precio y por su mantenimiento, sino que en una falla, si es prematura, hará que se efectúe una sacada de la sarta también prematura. En el caso de una falla estructural, ocasionará trabajo de pesca, sin embargo un programa de revisión y reparación puede reducir los costos y la pérdida de tiempo.

III.4.3. Conductor marino.

El conductor marino es el lazo de unión entre el equipo de perforación flotante y el pozo en el lecho marino. Es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación, puesto que proporciona un medio de retorno para el fluido de perforación y una guía para la sarta de perforación hacia el interior del pozo.

Este dispositivo se encuentra unido en su parte inferior a la pareja de preventores submarinos, y en su parte superior, al equipo de perforación, y es tal vez el elemento más vulnerable del equipo flotante. Debe ser estructuralmente capaz de resistir la complejidad de esfuerzos ejercidos sobre él bajo condiciones severas de operación.

El conductor marino está formado desde su parte superior y hasta el fondo, por los siguientes elementos:

- ❖ Desviador de flujo.
- ❖ Junta telescópica.
- ❖ Tubería del conductor marino.
- ❖ Conductor Marino.
- ❖ Conectores.
- ❖ Línea de matar y estrangular.
- ❖ Junta esférica.
- ❖ Conector hidráulico.

III.4.3.1. DESVIADOR DE FLUJO.

Este dispositivo de seguridad se encuentra colocado arriba de la descarga de lodo y actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad en caso de existir acumulaciones de gas u otro fluido a presión en el interior del tubo conductor. Funciona hidráulicamente y puede sellar en forma anular o ciega, dependiendo de que haya o no tubería de perforación dentro del pozo, evitando así que el fluido pase a la mesa rotatoria.

III.4.3.2. JUNTA TELESCÓPICA.

Este dispositivo compensa el movimiento vertical del equipo flotante y permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino. El dispositivo consta de un barril interior deslizante y un barril exterior fijo, al cual se sujetan los cables tensionadores. Este elemento está colocado entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo conductor. La carrera que tiene la junta telescópica es aproximadamente de 9 metros y su longitud depende del tirante de agua, así como de las condiciones marinas. Esta junta lleva una "prensa estopas" para evitar la fuga del fluido de perforación entre el tubo conductor y la junta.

III.4.3.3. TUBERÍA DEL CONDUCTOR MARINO.

Está formada por tramos de tubería generalmente de 15 m. (50 ft) de longitud, de diseño y características específicas. Estos tubos llevan integrados los conectores (macho y hembra), la línea de matar y la línea de estrangular, en forma unitaria, para su fácil conexión y desconexión con el equipo flotante.

Los conectores, tanto de la tubería del conductor marino como de las líneas de matar y estrangular, son del tipo de enchufe y se aseguran por medio de empaques candados, los cuales están diseñados

para soportar grandes tensiones. El diámetro del conductor marino debe coincidir con el aparejo de preventores utilizados los cuales pueden ser de 16, 18 ⁵/₈, 21, 22, y 24 pulgadas.

III.4.3.4. LINEA DE MATAR Y DE ESTRANGULAR.

Son tubos de alta resistencia que van desde el aparejo de preventores en el lecho marino hasta el equipo flotante de perforación. Estas líneas sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente cuando se presenta un brote o descontrol.

Se encuentran aseguradas al conductor vertical marino por medio de grapas y disponen de conductores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

III.4.3.5. JUNTA ESFÉRICA.

Este dispositivo absorbe los movimientos laterales del equipo flotante, así como las inclinaciones del conductor marino ocasionadas por las fuerzas de la corriente y el oleaje, permitiendo deflexiones angulares hasta de 10 grados con respecto a la vertical. Se puede utilizar en vez de este dispositivo un tubo flexible, que permite deflexiones mayores de 10 grados y se sitúa en el extremo inferior del conductor marino.

III.4.3.6. CONECTOR HIDRÁULICO.

El conector hidráulico permite conectar y desconectar el conductor marino de los preventores desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Este se localiza debajo de la junta esférica.

III.4.4. Sistema Tensionador.

La función principal de este sistema es proporcional a una tensión axial constante sobre el conductor marino para mantenerlo rígido y evitar que trabaje bajo compresión.

Este sistema debe soportar el peso del aparejo, así como las cargas generadas por el movimiento del equipo, mareas y corrientes. Consta de varias unidades tensionadoras, colocadas a lo largo del piso de perforación. Estas unidades se operan por pares diagonalmente opuestos.

Con el incremento en el diámetro del conductor marino, así como de las profundidades, los equipos disponen generalmente de cuatro, seis y hasta ocho unidades tensionadoras; es más existen equipos diseñados para operar con diez de ellas.

El tensionador debe ser capaz de proporcionar una reacción instantánea al movimiento vertical ascendente o descendente de la estructura flotante. Esta respuesta deberá ser mayor o igual a la velocidad vertical instantánea. Además, debe compensar los movimientos por mareas, ajustes de conexión y cambios en la posición del equipo.

Los tensionadores comunes son sistemas hidroneumáticos, los cuales por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión al barril exterior de la junta telescópica. Un extremo del cable tensionador esta anclado en la propia unidad y el otro se encuentra fijado al barril mencionado.

III.4.5. Sistema de Flotación.

La flotación proporcionada al conductor marino tiene como propósito reducir su peso y evitar que se flexione. Para lograr lo anterior, se utilizan módulos de flotación o cámaras de aire, que pueden ser de espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino en puntos adecuados.

El sistema de flotación no elimina el uso de los tensionadores, sino que ayuda a reducir la tensión requerida y por consecuencia las dimensiones de los tensionadores.

III.4.6. Buje protector o de desgaste.

Durante el transcurso de la perforación existe el peligro de que la tubería de perforación o barrena lleguen a friccionarse contra las paredes del cabezal, lo cual puede originar fugas cuando se coloque el colgador respectivo. Para evitar lo anterior, se le coloca un buje protector en el cabezal de la tubería respectiva, y antes de bajar los colgadores se tendrá que eliminar este buje protector mediante un pescante especial. Este buje protector se aloja en el interior del cabezal.

III.4.7. Sistemas de control submarinos.

La función principal de un sistema de control submarino es monitorear y manejar las variadas operaciones de los componentes de un equipo marino. Estos componentes son operados eléctricamente o hidráulicamente a través de una señal enviada desde la superficie hasta el equipo a controlar.

Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden ser en cabezales, conjunto de preventores, múltiples de válvulas, árboles mojados, etc.

Algunos de los sistemas de control más usados son:

- ▣ Hidráulico Directo.
- ▣ Hidráulico con Válvulas Piloto.
- ▣ Hidráulico Secuencial.
- ▣ Electrohidráulico.
- ▣ Electrohidráulico Multiplexado.

III.4.8. Técnicas de instalación de preventores.

Para llevar a cabo una perforación marina desde una instalación flotante o fija en el fondo del mar, se tienen dos técnicas, las cuales son:

III.4.8.1. PERFORACIÓN CON LOS PREVENTORES EN LA SUPERFICIE.

Las operaciones de perforación con los preventores en la superficie se ven limitadas necesariamente para plataformas apoyadas en el fondo, como son las plataformas fijas, las de concreto, las autoelevables y las sumergibles.

En un sistema de este tipo, se suspenden con colgadores submarinos y se prolongan hasta la superficie en donde se instalan los cabezales y preventores para utilizarlos durante las operaciones de perforación.

Después que el pozo ha sido perforado y probado, se desmantela el equipo de perforación, los preventores y las extensiones de la tubería de revestimiento. Por norma, se coloca un tapón en el pozo a nivel de fondo. En fecha posterior, cuando se decide terminarlo, se quita el tapón y se termina el pozo instalando un árbol del tipo submarino o instalando una plataforma y extendiendo las tuberías de revestimiento hasta la plataforma para la instalación del árbol convencional.

III.4.8.2. PERFORACIÓN CON LOS PREVENTORES EN EL FONDO DEL MAR.

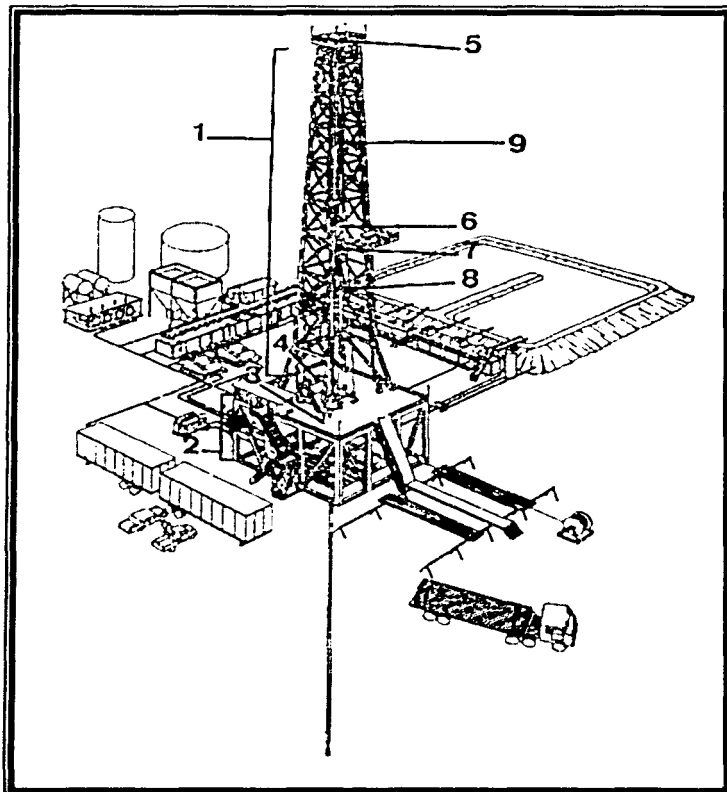
En un sistema submarino, las operaciones de perforación se llevan a cabo con los preventores en el fondo del mar. Esto puede efectuarse con cualquier tipo de equipo marino pero es más aplicable en estructuras flotantes, ya sean barcos, barcasas o semisumergibles.

El movimiento continuo de algunos de estos equipos requiere el empleo de cabezales en el fondo del mar, con la consecuente instalación de preventores, porque existen condiciones de emergencia como el mal tiempo, que pueden forzar al equipo a moverse fuera de su localización. Con los preventores y cabezales en el fondo del mar y el tubo conductor con junta esférica y junta telescópica, todos removibles, habrá poco peligro de dañar el pozo ya sea en condiciones de movimiento normal o de emergencia.

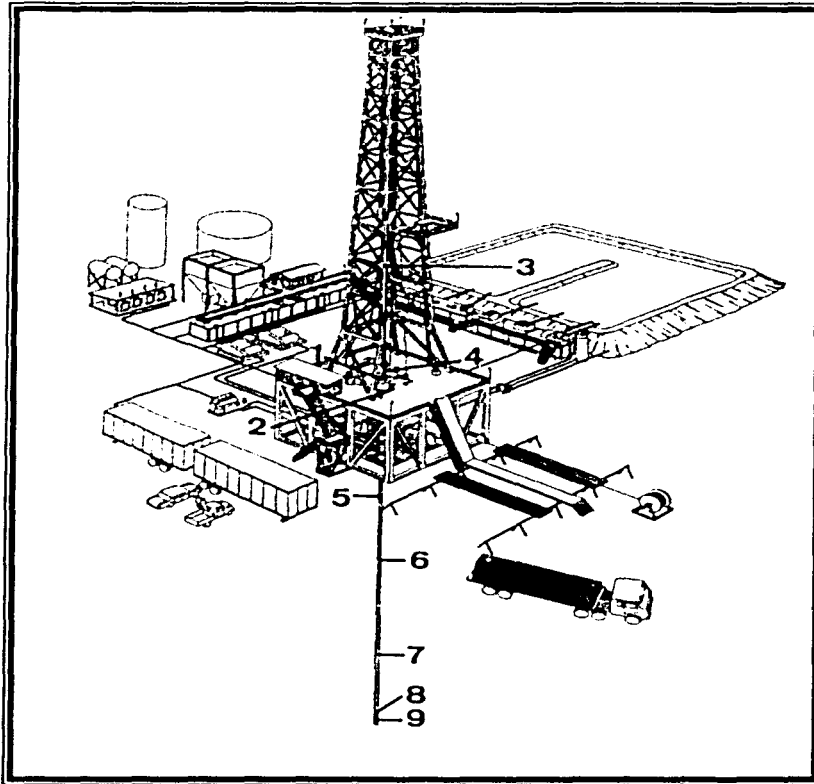
Otra ventaja que se tiene instalando el cabezal y los preventores en el fondo del mar, es que en la distancia de la mesa rotatoria y hasta la parte superior de los preventores, se tiene una mayor tolerancia para posibles desalineamientos entre la mesa y los preventores sin crear cargas laterales excesivas y desgaste, ya que se cuenta con la junta esférica.

III.5. Ejercicios Propuestos.

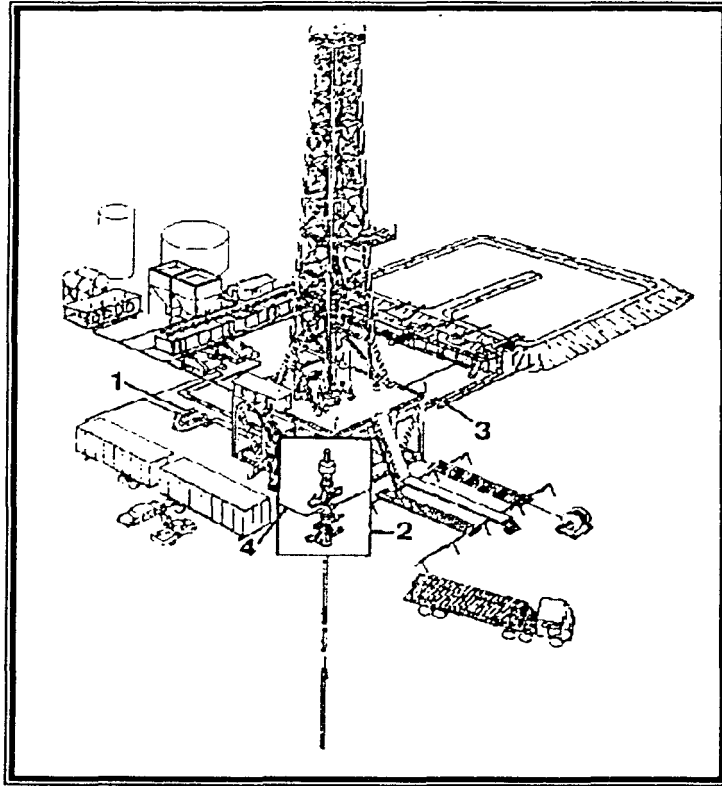
1. Enlista los componentes del sistema de Izaje que se te indican.



2. Enlista los componentes del sistema de Rotatorio que se te indican.



3. Enlista en orden los elementos por donde circula el lodo de perforación a partir de las presas de lodos.
4. ¿Cuáles son las funciones del lodo de perforación y qué variables lo afectan durante la perforación?
5. ¿Cuántos tipos de fuentes de energía existen para un equipo de perforación de pozos petroleros?
6. ¿Qué combustibles se ocupan para la generación de energía y por qué?
7. ¿De qué depende la cantidad de energía que necesita un equipo perforador?
8. Enlista los componentes del sistema de Control del pozo que se te indican.



9. ¿Cuáles son los elementos especiales que se utilizan en la perforación marina?
10. ¿Cómo se logra que un equipo marino flotante no este en movimiento con el oleaje en el mar?. Explica amplia y detalladamente tu respuesta (incluyendo los métodos).

Capítulo IV. Fluidos de Perforación.

Un fluido de perforación (según API), es un fluido empleado en la perforación el cual cumple una, varias o todas las funciones requeridas en la operación de perforación, puede ser líquido o gas, pero generalmente es una mezcla de agua o aceite con arcilla y algunos productos químicos, de ahí su nombre coloquial de "lodo de perforación".

IV.1. Objetivos.

Los diferentes objetivos o funciones del fluido de perforación durante el proceso de perforación rotatoria son:

- ❖ Limpiar el fondo del pozo de fragmentos de roca que la barrena genera y acarrearlos a la superficie.
- ❖ Proporcionar la suficiente presión hidrostática previniendo flujos de la formación hacia el pozo de diversos fluidos, controlando las presiones subsuperficiales.
- ❖ Mantener la integridad del pozo hasta que pueda ser revestido.
- ❖ Enfriar y lubricar la sarta de perforación, al igual que la barrena.
- ❖ Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- ❖ Minimizar la corrosión de las tuberías.
- ❖ Mejorar la velocidad de penetración.
- ❖ Mantiene los recortes y el material densificante en suspensión y permite el asentamiento de los recortes en las presas.
- ❖ Transmitir la potencia hidráulica a la formación.
- ❖ Dar un efecto de flotación.
- ❖ Formación de un enjarre.
- ❖ Evitar daño a formaciones productoras.

Limpiar el fondo del pozo de fragmentos de roca que la barrena genera y acarrearlos a la superficie.

Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes a la superficie. El quitar del agujero los recortes es una de las más importantes funciones del fluido de perforación, el fluido cuando sale de las toberas de la barrena ejerce una acción de chorro que mantiene la superficie del agujero y los filos de la barrena limpios de recortes. Esto permite mantener una larga vida a ésta y tener una mayor eficiencia en la perforación. La adecuada circulación del fluido eleva del fondo del pozo los recortes hacia la superficie. Bajo la influencia de la gravedad, los recortes tienden a sumergirse a través del fluido

ascendente, pero, circulando un volumen suficiente de fluido con la óptima velocidad para vencer estas fuerzas, los recortes son llevados a la superficie. Para llevar los recortes a la superficie la velocidad anular juega un papel muy importante, la cual depende de la capacidad de la bomba, la velocidad de bombeo, el tamaño del agujero y el diámetro de la tubería de perforación. Los cálculos para la velocidad anular se hacen de la siguiente manera:

$$\text{Velocidad Anular} = \frac{\text{Gasto de la Bomba}}{\text{Volumen Anular}}$$

La remoción de los recortes está en función de muchas características, entre ellas la viscosidad del fluido, la forma y tipo de flujo, la densidad y tamaño de los recortes, la cantidad de recortes, la densidad del fluido, etc.

En este proceso de limpieza del pozo, la presión diferencial juega un papel importante, ya que es la que nos permite realizar esta actividad de acarreo de recortes.

De una manera ideal, la hidráulica óptima se da cuando se logra remover el recorte generado por la barrena justo en el momento que se genera, pero esto se ve afectado por una velocidad de asentamiento que se ejerce sobre el recorte, de tal manera que para que los recortes lleguen a superficie la velocidad de asentamiento deberá ser menor a la del flujo.

Proporcionar la suficiente presión hidrostática previniendo flujos de la formación, controlando las presiones subsuperficiales.

Durante la perforación se pueden presentar las presiones normales y anormales. Las normales son aquellas que nos vamos encontrando conforme se va perforando dependiendo de su profundidad y que se generan a partir de un proceso "normal" de compactación de las rocas. Las presiones anormales son causadas por efectos diagenéticos, asentamientos estructurales como plegamientos, afallamientos, levantamientos, inclinación de estratos o intrusiones diapíricas, o una combinación de éstos. La diagénesis se refiere a los cambios postdeposicionales que ocurren dentro de un sedimento, como son la compactación, la cementación, la transformación mineralógica y los fenómenos osmóticos. Se ha determinado que la presión normal en zonas continentales es igual a 1.00 gr/cm^3 (0.4335 psi/pie), y en zonas costeras y marinas es de 1.07 gr/cm^3 (0.465 psi/pie). La presión hidrostática que ejerce el fluido sobre la formación, puede llegar a fracturar ésta, en caso de tener baja presión hidrostática deberá aumentarse la densidad al fluido.

$$P_h = H * D * (0.052)$$

Ecuación. IV.1

Donde:

Ph = presión Hidrostática en lb/pg².

H = profundidad en pies.

D = densidad en lb/gal.

$$Ph = \frac{h \cdot \rho}{10}$$

Ecuación. IV.2

Donde:

Ph = presión Hidrostática en kg/cm².

h = profundidad en metros.

ρ = densidad gr/cm³.

Para aumentar la densidad del fluido se puede recurrir a la siguiente fórmula:

$$WBar = \frac{Vi(\rho_f - \rho_i)}{1 - \rho_f / \rho_{Bar}}$$

Ecuación. IV.3

Donde:

WBar = Peso del material densificante por agregar.

Vi = Volumen inicial del fluido.

ρ_f = Densidad final.

ρ_i = Densidad inicial.

ρ_{Bar} = Densidad del material densificante.

Las presiones anormales pueden ser:

- I** Anormalmente Bajas. Son aquellas presiones de formación menores que la normal, esto es cuando por movimientos tectónicos una capa litológica pasa de una posición original a otra posición más alta. Las capas superficiales que cubren a la capa de interés pueden ser erosionadas ocasionando que dicha capa se encuentre libre de esfuerzos de sobrecarga y por lo tanto tiende a expandirse, aumentando el volumen de sus poros, esto da como resultado que los fluidos contenidos en los poros se encuentren sometidos a una presión menor que la normal. Cuando por movimientos tectónicos existen capas litológicas contenidas entre formaciones de muy baja permeabilidad que son sometidas a efectos de compresión

horizontal, una de las capas se expande y otra sufre una compresión; las capas que se expanden tendrán una presión menor que la normal y las presiones de formación anormales bajas pueden resultar de un modo artificial cuando se efectúa la explotación de un yacimiento.

- 14 Anormalmente Altas. Estas ocurren cuando el fluido en el espacio poroso comienza a soportar más sobrecarga que la normal. Como es al efectuarse la depositación normal de los sedimentos, quedan los fluidos atrapados en algunas formaciones. Posteriormente a esta depositación se inicia un proceso en el que se depositan algunos materiales, los cuales tienen la particularidad de sellar la capa inferior, sin permitir que el fluido que quedó atrapado tenga la facilidad de escapar. Al seguir el fenómeno de la depositación, las siguientes capas de sedimento ejercerán una compresión sobre la capa de interés, ocasionando que el fluido atrapado soporte una carga mayor que la normal. Otro caso es cuando las capas litológicas que se comprimen, tendrán fluidos que soportarán una presión de formación mayor que la normal.

La presión hidrostática es la causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área.

$$\text{Presión}^1 = \text{densidad} * \text{profundidad}$$

El gradiente de presión es la variación de la presión con respecto a la profundidad.

$$\text{Gradiente} = \text{Presión} / \text{Profundidad}$$

La presión hidrostática del fluido de perforación controla el pozo y evita el flujo de los fluidos presentes en la formación ingresen al pozo y es función de la densidad del fluido de perforación.

$$P_h = 0.052 D H; P_h \text{ en } [\text{lb/pg}^2], D \text{ en } [\text{lb/gal}] \text{ y } H \text{ en } [\text{pies}]$$

$$P_h = 0.1 \rho h; P_h \text{ en } [\text{kg/cm}^2], \rho \text{ en } [\text{g/cc}] \text{ y } h \text{ en } [\text{m}]$$

Mantener la integridad del pozo hasta que pueda ser revestido.

A menudo se presentan problemas de estabilidad de las paredes del agujero descubierto debido a fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas, arcillas hidratables, formaciones bajo compactadas y zonas presurizadas, que pueden provocar un derrumbe o algún problema con el pozo, por lo que el fluido de perforación tiene que ser capaz de controlar dichos problemas de tal manera

¹ La presión es estrictamente obtenida a partir del peso específico del fluido y no de la densidad como está en esta ecuación, pero por conveniencia se considera en todo el trabajo a la densidad del fluido.

que la parte perforada permanezca estable y se pueda profundizar más el pozo de manera continua hasta que sea revestido.

Enfriar y lubricar la sarta de perforación y la barrena.

Al estar la sarta en contacto con la pared del agujero y la barrena con el fondo, se generan altas temperaturas debido a las fricciones. El fluido debe estar preparado con el fin de poder proporcionar la vida máxima a todos estos elementos cuando se someten a operaciones normales, en el mercado se cuenta con lubricantes clasificados como de presión extrema, con los cuales la barrena puede trabajar a elevadas cargas y revoluciones, en la mayoría de los casos han demostrado ser muy eficientes. El fluido, además de lubricar, debe limpiar el área de las barrenas que van a estar en contacto con la formación para que ésta trabaje normalmente. Se genera una gran cantidad de calor por fricción el cual deberá dispersarse al salir el lodo a la superficie.

Frecuentemente es necesario incluirle al fluido aditivos que incrementen su capacidad de lubricidad, con el fin de reducir la torsión y el arrastre.

Minimizar la corrosión de las tuberías.

En la actualidad se están perforando pozos donde existen formaciones que contienen H₂S, el cual es un gas que además de ser mortal, causa el debilitamiento y falla del acero, para evitar o retrasar estos efectos, se le pueden agregar ciertos aditivos al fluido de perforación, que eliminan o reducen la concentración de estos gases de las formaciones en que están presentes.

Mejorar la velocidad de perforación.

La velocidad de perforación se ve afectada por las propiedades del lodo, los bajos filtrados y los contenidos de sólidos, que casi siempre retardan la perforación. Mientras menor sea la presión diferencial de la columna de fluido con respecto a la presión de la formación se incrementa la velocidad de penetración. Sin embargo es importante tomar en cuenta problemas como daño a la formación, estabilidad del pozo, etc.

Las variables alterables que permiten el aumento de la velocidad de perforación son las siguientes:

- ▮ **Densidad.**- El efecto que la densidad crea en la velocidad de penetración, es mejor interpretada con el concepto de presión diferencial:

$$\text{Presión diferencial} = \text{presión hidrostática} - \text{presión de formación}$$

Si es positiva, la fuerza que se ejerce sobre los recortes trata de mantenerlos en el fondo remoliéndolos sin penetrar a la roca y por tanto reduciendo la velocidad de penetración

- IV.4 Viscosidad.-** El efecto de la viscosidad sobre la velocidad de penetración puede ser contemplado como un problema de limpieza en el fondo del pozo. La limpieza del agujero es mayor cuando se emplean fluidos de baja viscosidad que permiten el flujo más fácilmente. En otro enfoque, la velocidad de perforación puede ser una función del número de Reynolds, el cual se evalúa con la viscosidad, junto a otras variables:

$$R = f(N \text{ Re}) = f\left(\frac{dv\rho}{\mu}\right) = f\left(\frac{Q\rho}{dn\mu}\right) \quad \text{Ecuación. IV.4}$$

- IV.4 Contenido de Sólidos.-** Un incremento en el contenido de sólidos reduce sustancialmente el ritmo de penetración, debido al incremento en densidad, viscosidad, enjarre, etc., porque existen más sólidos en el lodo de perforación. Por lo tanto, para lograr una perforación eficiente es necesario mantener el contenido de sólidos tan bajo como sea posible ya que entre más pequeñas sean las partículas de sólidos y mayor sea la dispersión mayor es el efecto de reducción.
- IV.4 Filtrado.-** El filtrado depende principalmente del contenido y tipo de sólidos en el lodo, de la permeabilidad de la formación y de la presión diferencial. Si se forma un enjarre rápidamente y este es impermeable, dará como resultado un menor filtrado. Un fluido con alta pérdida inicial de filtrado tiende a incrementar el ritmo de penetración, sin embargo un alto filtrado inicial causará un alto daño a la formación.

Ayudar a la toma de registros geofísicos.

Los fluidos de perforación se modifican con el propósito de mejorar el aspecto de evaluación de la formación. Con mayores viscosidades se tienen mejores recortes, con menor filtración se minimiza la invasión del fluido a la formación y con fluidos especiales se mejoran las características de los registros y las pruebas de formación. Las propiedades físicas y químicas del fluido pueden afectar la toma de registros. Los fluidos base aceite dificultan la evaluación de los horizontes potencialmente productores y los fluidos base agua salada limitan el uso del registro de potencial espontáneo para reconocer zonas permeables, la invasión de agua o aceite afectan la resistividad. Por ejemplo, un lodo muy salado hace poco confiable un registro del potencial espontáneo (SP) debido a que las salinidades del lodo y de la formación pueden ser casi iguales, los lodos base aceite nulifican los registros de resistividad ya que actúan como un dieléctrico, etc. Por lo que el programa de registros deberá estar de acuerdo con el fluido que se tenga adentro del pozo.

Mantener los recortes y material densificante en suspensión cuando se interrumpa la circulación y permitir el asentamiento de los recortes en las presas.

Un buen fluido de perforación debe tener propiedades que le permitan acarrear los recortes durante la perforación y soportarlos durante el tiempo que este suspendida la misma, ya que si caen causarán problemas al meter tubería nuevamente. Para lograr esta suspensión son útiles el punto de cedencia y la gelatinosidad, estas propiedades al igual que el resto, deben controlarse con el fin de lograr el punto óptimo de trabajo de cada una de ellas. Casi todos los fluidos caen en la clasificación de los plásticos de Bingham, los cuales tienen como principal propiedad la tixotropía, cuando éstos se encuentran en circulación son fluidos ligeros y cuando se quedan en reposo tienden a formar una estructura gelatinosa debida a las cargas electroquímicas de las fases reactivas, la gelatinosidad depende de la magnitud de dichas fuerzas. El fluido debe permitir que una vez que los recortes lleguen a la superficie se puedan eliminar fácilmente, bien sea por medios mecánicos como los desarenadores, desarcilladores, etc., o por medios físicos como la precipitación.

Transmitir la potencia hidráulica a la formación.

El uso de la potencia hidráulica en la barrena o el impacto hidráulico se justifica porque la remoción de los recortes depende de la cantidad de energía del fluido gastada en la barrena y del efecto de erosión del fluido en el fondo del pozo.

Dar un efecto de flotación a la sarta y a la TR.

El fluido de perforación tiene, entre otras funciones la de sustentar la sarta de perforación y de revestimiento. Esto se realiza por medio de un empuje ascendente que actúa en la tubería al estar sumergida en el fluido de perforación. Este empuje dependerá de la profundidad a la que se encuentre la tubería y de la densidad del fluido sustentante, un aumento en la densidad del fluido, aumentará el empuje y reducirá el peso total soportado por el equipo.

Formación de un enjarre impermeable en la pared del agujero.

Cuando se perfora una formación con aberturas de los poros demasiado pequeñas para permitir el paso de los sólidos del fluido, la parte líquida del fluido (filtrado) penetra a la formación y los sólidos del fluido (enjarre) se depositan sobre la pared de la formación, el enjarre depositado entonces, gobierna el grado de filtración a la formación. Si el enjarre es grueso provocará fricciones al sacar la tubería del pozo, o alguna otra herramienta, se encontrarán resistencias y provocará además cambios bruscos de presión, a su vez un reventón y pérdidas en el agujero. Un volumen grande de filtrado daña a la formación o causa la formación de cavernas en el agujero.

Evitar daño a formaciones productoras.

Casi cualquier fluido de perforación alterará las características originales de la formación con la cual entra en contacto, si bien algunas formaciones son más sensibles que otras; algunos fluidos causan más daño que otros. El daño a las formaciones puede aparecer en dos formas diferentes:

- ▣ Reducción en la capacidad de una formación para producir hidrocarburos.
- ▣ Reducción de la estabilidad de las paredes del pozo.

El daño a las formaciones productoras puede ser el resultado del taponamiento físico por sólidos inertes o de una reacción química entre los componentes del fluido y los de la formación, causando inestabilidad de las paredes del pozo.

IV.2. Factores de influencia.

Existen ciertos factores que se ven afectados por el uso del fluido de perforación o lodo, estos factores tienen una repercusión importante en las actividades que se realizan durante la perforación y se tienen que tomar en cuenta para lograr obtener un agujero de manera exitosa. Estos factores son:

Velocidad de perforación o ritmo de perforación.

Depende principalmente de la selección y mantenimiento apropiados del fluido de perforación. El fluido debe tener propiedades que permitan la mayor velocidad de penetración, por ejemplo, la menor densidad posible, el mínimo contenido de sólidos y óptimas propiedades de flujo.

Limpieza del agujero.

La velocidad anular, el punto de cedencia y la gelatinosidad del fluido de perforación, deben ser mantenidos en los valores apropiados.

Estabilidad del agujero.

Se afecta principalmente por 3 factores externos:

- ▣ Erosión mecánica debido a la barrena y al aparejo de perforación.
- ▣ Composición química del fluido de perforación.
- ▣ El tiempo que el agujero permanece descubierto.

Programa de revestimiento.

Aunque el programa de revestimiento está principalmente determinado por la profundidad del pozo y la presión de la formación, queda también afectado por el fluido de perforación. En zonas donde se encuentren formaciones inestables, debe ser acondicionado para estabilizar el agujero, de manera que pueda introducirse el revestimiento a mayores profundidades.

Evaluación de la formación.

El fluido de perforación se debe diseñar de manera que tenga el mínimo efecto sobre la formación productora.

Tiempo de perforación total y costos de terminación.

La elección de los fluidos de perforación se debe hacer tomando en cuenta el mayor valor de penetración con un agujero estable y el mínimo daño a la formación productora. Los costos diarios y finales del lodo no son el factor más importante en la elección del fluido. El objetivo es reducir el número de días en el pozo, a través de una apropiada elección del fluido y su mantenimiento correspondiente.

Selección del equipo.

Con el fin de contar con los mecanismos adecuados para eliminar los sólidos y que proporcionen una adecuada circulación.

IV.3. Selección del programa de fluidos.

La selección del fluido de perforación esta intervenida por diversos factores tanto técnicos como económicos, pero como en toda la industria petrolera no siempre el lodo más barato es el que se tiene que seleccionar, esto dependerá del tipo de formación que se este perforando la profundidad que se tenga, las presiones que se tengan, el costo de los aditivos, etc.

Para una buena selección de un fluido apropiado se tienen que seguir ciertos criterios que se mencionan a continuación:

Tipo de pozo.

- ❑ Pozo exploratorio.- Debe permitir la obtención de información geológica con facilidad y seguridad. Debe proporcionar estabilidad en las paredes del pozo, así como permitir la toma de muestras y controlar las operaciones en el fondo del pozo.
- ❑ Pozos de desarrollo.- Los sistemas de lodo experimentales u otros no probados aún, se usan una vez que se conoce la litología básica y la selección depende del mínimo tiempo y del menor costo posible.
- ❑ Reparación y terminación de pozos.- Escoger para que se produzca el mínimo daño a la formación productora. Usualmente estos fluidos se elaboran con la mínima cantidad de sólidos, son solubles en ácidos y se densifican con sales disueltas para evitar daño a la formación.

Tipo de formaciones a perforar.

- ❑ Lutitas deleznales.- Usualmente el enjarre controla la lutita, en caso de que esto no suceda, se debe elaborar el fluido de perforación específico.
- ❑ Anhidrita.- La contaminación cálcica de la formación de anhidrita, limita seriamente la hidratación de la bentonita y floculará la bentonita hidratada, ocasionando un aumento en la pérdida de fluido y en las propiedades viscosas del fluido de perforación.
- ❑ Sal.- Si es posible, se debe hacer un análisis del contenido de calcio y magnesio, para determinar si estos contaminantes se pueden eliminar económicamente. Si sólo son unos cuantos metros de estrato, se puede usar un lodo de agua dulce y si su sección es masiva, se tendrá que usar un lodo saturado de sal o un lodo inerte.
- ❑ Formaciones con alta temperatura.- Las altas temperaturas, reducen la efectividad de los aditivos químicos, aumentan la pérdida de agua y la gelatinosidad de los lodos.
- ❑ Formaciones con pérdida de circulación.- El comportamiento directo con la pérdida de circulación, así como otras complicaciones y costos asociados con las pérdidas de lodo, en una zona en particular, tienen influencia directa en la selección del fluido de perforación.

Abastecimiento de agua.

- ❑ Composición.- Se debe analizar el contenido de calcio y magnesio, dependiendo de esto se escoge un sistema de lodo conveniente a la composición química del agua.
- ❑ Disponibilidad.- Si el agua tiene que ser acarreada en camiones u otros medios, debe reducirse su consumo al mínimo y dependiendo del tipo de agua que se tenga, se analiza lo que se tiene que usar como base.

Naturaleza de las formaciones productoras.

El tipo de lodo usado para perforar la formación productora dependerá de las características de la roca de ese yacimiento.

IV.4. Propiedades del Fluido de perforación.

Hay ciertas propiedades del lodo de perforación que se tienen que tener controladas antes y durante la perforación, para que se tenga un óptimo desempeño de este a lo largo del trabajo que realiza y pueda cumplir con los objetivos para los que fue diseñado. Estas propiedades son:

- ❖ Contenido de sólidos coloidales.- Para obtener un beneficio completo de las técnicas de optimización es esencial conocer y controlar el tipo, concentración y distribución del tamaño de las partículas de los sólidos en los fluidos de perforación.
- ❖ Filtrado y fragmentos atrapados en el fondo.- Cuando se quedan fragmentos atrapados en el fondo del agujero, se crea una presión diferencial contraria, entre el frente hidrostático del lodo y la formación. Estos fragmentos no se pueden levantar inmediatamente del fondo, a menos que la presión diferencial que los retiene se elimine. El primer filtrado, es el que se encuentra anteriormente al enjarre, este filtrado, iguala la presión que se forma entre los fragmentos y la formación y por lo tanto elimina la presión diferencial, haciendo que los fragmentos se levanten inmediatamente del fondo. Los fluidos de perforación cargados con partículas coloidales no muestran el primer filtrado y por lo tanto retardan el desplazamiento de los fragmentos de la formación hacia la superficie.
- ❖ Limpieza del fondo del agujero y desplazamiento de los cortes.- La limpieza del fondo del agujero depende principalmente del flujo turbulento a través de la barrena. El transporte o desplazamiento efectivo de los recortes del agujero depende del perfil del flujo anular.
- ❖ Densidad.- La densidad del lodo se debe mantener en la mínima requerida para anular las presiones de la formación, considerando además un pequeño factor de seguridad por los viajes de la tubería.

IV.5. Clasificación.

Los fluidos de perforación convencionales, pueden clasificarse de acuerdo a su constituyente principal en: fluidos base aire, base agua, base aceite, mezclas, etc. Agrupándose en tres grandes grupos que son:

- ❖ Líquidos:
 - Base Agua.
 - Base Aceite

▣ Gases:

- Aire.
- Gas Natural.

▣ Mezclas:

- Espumas.
- Aireados.

Lodos base agua.

El agua fue el primer fluido de perforación empleado y sigue siendo el componente principal de la mayoría de los fluidos de perforación. El agua puede contener varias sustancias disueltas o en suspensión como, sales, surfactantes, polímeros orgánicos, gotas de aceite dispersas, barita, cal, yeso, etc.

Al mezclarse el agua con ciertas arcillas estas se hidratan e incrementan la viscosidad de la mezcla, lo cual genera que el lodo pueda acarrear sólidos que se generan durante la perforación. Las partículas de arcilla también forman una película en el contorno del pozo (enjarre) reduciendo la permeabilidad y evitando que el fluido se pierda, desafortunadamente entre mayor sea el contenido de arcillas en el lodo, se verá una disminución en el ritmo de perforación y se incrementan las pérdidas de presión por fricción.

La composición típica que presentan los lodos base agua se conforma por la mezcla de sólidos, líquidos y productos químicos. Los sólidos pueden ser activos como las arcillas hidratantes, o inactivos y la emulsión se da de una manera directa del aceite en el agua. Algunas de las arcillas encontradas en los fluidos de perforación son:

- ▣ Arcillas comerciales, que incrementan la viscosidad del fluido como la Bentonita Wyoming.
- ▣ Arcillas de bajo hinchamiento, generalmente incorporadas al lodo durante la perforación que contribuyen al intercambio total de cationes.

Los efectos que producen la montmorillonita y los sólidos incorporados al fluido son el incremento de la densidad y de la viscosidad. Para el control de los sólidos en lodos ligeros se emplean cedazos (cribas vibratoras), asentamiento, floculadores químicos y dilución de lodo (aumento del volumen).

Para controlar las pérdidas de circulación se agrega material al fluido de perforación evitando la pérdida de éste en formaciones de alta permeabilidad. Este material taponan los poros, fisuras o fracturas de la roca. Existen diversos tipos de estos materiales como los granulados laminares, y los fibrosos. Cuando es requerida una alta capacidad de acarreo de recortes, se adhieren al lodo ciertos polímeros de vinil solubles al agua que incrementan notablemente la viscosidad llamándose extendedores de arcillas. Los floculantes de arcilla son ciertos polímeros (poli acrilatos) que cuando

se adicionan al fluido, incrementan las fuerzas de atracción electroquímicas produciendo cierto grado de agregación reduciendo la viscosidad del lodo.

Los aditivos químicos comúnmente usados son: controladores de PH, controladores de viscosidad y controladores de filtrado. La adición de contaminantes químicos al lodo, ya sea de la superficie o del pozo, produce un desbalance en el equilibrio químico del lodo. Estos contaminantes comunes pueden ser calcio, magnesio, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y oxígeno y se necesitan remover del lodo. Los problemas de filtrado usualmente están relacionados con la floculación de las partículas y la defloculación de los controladores de filtración, para controlarse se utilizan polímeros solubles en agua como: starch, carboximetilcelulosa y poliacrilatos de sodio.

Algunos de los lodos base agua más comúnmente utilizados en la industria petrolera son:

- ❖ Lodos base agua fresca.- Se emplean para perforar lutitas, requieren de un mantenimiento simple, son estables a temperaturas de 325°F (165°C), no le afecta la contaminación con anhídrita, cemento y cantidades moderadas de sal, su PH es de 9-10.
- ❖ Agua salada.- Se compone de agua de mar, se utiliza en perforaciones iniciales en pozos costafuera y está limitado a rocas de baja permeabilidad.
- ❖ Fluidos naturales.- Esta compuesta por agua y sólidos de la formación, se emplea generalmente para el inicio de la perforación, no requieren de algún tratamiento.
- ❖ Fluidos de agua dulce.- están compuestos por agua, un viscosificante, un reductor de filtrado, un dispersante, un surfactante, un densificante o sosa cáustica, su mantenimiento es simple, es estable hasta temperaturas de 200°C, tiene cierta tolerancia a las contaminaciones y su PH es de 9-10.
- ❖ Fluidos Salados.- se componen de agua de mar o salmueras con viscosificantes, reductores de filtrado y densificantes, se emplean para perforar donde se espera contaminación con sal, para perforar costa afuera, para perforar lutitas deleznable o para reparación y terminación de pozos.
- ❖ Lodos con base de cal.- Se componen de agua, viscosificantes, cal, dispersantes, surfactantes, densificantes y sosa cáustica, se pueden emplear para la perforación de lutitas, son estables a temperaturas de 150°C, toleran la contaminación con sal, no le afecta la contaminación con anhídrita y cemento, su PH es de 11 a 12.
- ❖ Lodos de yeso.- La composición es la misma que para fluidos base cal, únicamente sustituyendo la cal por el yeso, se pueden emplear para perforar lutitas, su mantenimiento es simple, son estables a temperaturas de 165°C, no le afecta la contaminación con anhídrita, cemento y cantidades moderadas de sal, su PH es de 9-10.
- ❖ Fluidos con base de potasio.- Esta compuesto por KC12, un viscosificante (XC-Polymer), un reductor de filtrado (Poliacrilato de sodio), se utiliza para perforaciones en lutitas, se requiere

de equipo para eliminar los sólidos, tiene un efecto mínimo con la contaminación de sales y su PH es 7-8.

- 14 Lodos iniciales. Se usan en la perforación del agujero del tubo conductor. Usualmente consiste en una mezcla viscosa de bentonita o atapulgita, que proveen al lodo de una buena capacidad de acarreo para limpiar los agujeros de gran diámetro. Los lodos iniciales se desechan después de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que no se tiene instalado el equipo de recuperación del fluido.
- 14 Lodo bentonítico. Son fluidos de perforación simples que se pueden utilizar en la perforación de pozos someros en áreas no problemáticas. La bentonita mejora la capacidad de acarreo (Arcilla Sódica).
- 14 Lodos tratados con fosfato. Los fosfatos son productos inorgánicos (dispersantes) usados para reducir la viscosidad de los lodos bentoníticos que han sido contaminados con sólidos de la formación o cemento. No controlan el filtrado y son inestables a temperaturas mayores a 150 °F. Son los dispersantes químicos más eficientes.
- 14 Lodos gel-químicos. Consisten de bentonita y pequeñas concentraciones de un adelgazante o reductor de viscosidad, como el quebracho o un lignosulfonato. Su aplicación es similar a los de fosfatos pero se utilizan a mayores profundidades.
- 14 Lodos tratados con lignitos y lignosulfonatos. A medida que la concentración de sólidos aumenta, se hace necesario añadir mayores cantidades de lignosulfonatos para controlar el valor de cedencia y la consistencia tipo gel del lodo, son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en el contenido de cloruros, se usan para preparar lodos de densidad elevada y son estables a temperaturas hasta de 400 °F. Su combinación se debe a que los lignitos son efectivos para controlar el filtrado y los lignosulfonatos son adelgazantes más efectivos.
- 14 Lodos cálcicos. Son aplicables en la perforación de capas de poco espesor de anhídrita y en zonas con lutitas deleznable y los flujos de agua salada son comunes, en este tipo de lodo la arcilla sódica o bentonita cambia a una arcilla cálcica a través de la adición de cal y yeso.
- 14 Lodos de polímeros de bajo contenido de sólidos no dispersos. El objetivo de este tipo de lodos, es que en lugar de dispersar los sólidos en el lodo, los recubre y los flocula para facilitar su desplazamiento y así mejorar la estabilidad y las características de perforación del fluido de perforación. Estos se elaboran con la adición de bentonita con polímeros floclulantes o polímeros reductores poco recubridores y floclulantes bentoníticos, ayuda a obtener altas velocidades de perforación.
- 14 Lodos salados. Se clasifican en:
 1. Baja salinidad (1% de NaCl ó < 10,000 ppm). Exhiben altas velocidades de filtración y enjarres gruesos. Para su control se utilizan reactivos orgánicos. Su PH generalmente es mayor de 8.0, estos fluidos se usan costa fuera o en donde se esperan contaminaciones con sal, pueden formularse con polímeros tales como la carboximetil celulosa de sodio (CMC), Hidroxietil celulosa (HEC), Goma Xántica (XC-Polymner), etc., y las salmueras pueden ser a base de agua de mar, de NaCl, de KCl, de CaCl₂ etc.

Cuando estos fluidos no llevan arcillas ni densificantes insolubles, pueden usarse en la terminación y reparación de pozos.

2. Lodos salados saturados, se utilizan para perforar domos salinos.

- 14 Formiatos. Estos se derivan de los ésteres los cuales, en química orgánica, se forman de una mezcla de agua en reacción con ácidos y alcoholes, como este proceso es análogo a la neutralización de un ácido por una base en una formación salina, los ésteres que se forman se llaman sales etéreas debido a que estos ésteres son las únicas sales que no son ionizadas en solución. Los ésteres se pueden formar por ácidos orgánicos o inorgánicos, por ejemplo un éstere simple de nitrato de etilo se obtiene del alcohol etílico y del ácido nítrico (un ácido inorgánico) y el éstere de acetato de etilo se obtiene del alcohol etílico y del ácido acético (ácido orgánico).

Los ésteres se rompen por la acción del agua en sus componentes ácidos y alcoholes, por ejemplo el acetato etílico se rompe en ácido acético y en alcohol etílico. La conversión de un ácido en un éstere se denomina esterificación. La reacción entre un éstere y una base metálica se conoce como saponificación. Cuando la descomposición de un éstere ocurre mediante la reacción con agua, se dice que es un éstere hidrolizado. Los ésteres de ácidos orgánicos usualmente son incoloros, neutros, con un aroma agradable y generalmente insolubles en agua, pero si son solubles en solventes orgánicos.

El principal elemento de los formiatos es el ácido fórmico, que es el más simple de los ácidos orgánicos, con fórmula química HCOOH . Es incoloro y con un aroma irritante, su punto de ebullición es a $100.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (213°F) y se congela a $8.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($47.1\text{ }^{\circ}\text{F}$). Se prepara comercialmente por reacción entre el hidróxido de sodio y el monóxido de carbono con altas presiones y temperaturas. El ácido fórmico es usado extensamente en la industria química y en las tintorerías.

Los formiatos en sistemas que perforan la última etapa del pozo, se formulan de fluidos libres de salmueras y aditivos especiales, que desarrollan diversas compañías con el objetivo de minimizar el daño a la formación. Con una baja suspensión de sólidos, reologías superiores y un excelente desempeño durante la perforación, los formiatos son fácilmente mezclados y su mantenimiento es sencillo, cubren densidades de 9 a 18 lb/gal. Los formiatos base cloro, bromo y sales fórmicas, son mezclas híbridas que nos proporcionan una completa línea reológica, pérdida de fluido y otras cualidades adicionales que se diseñan específicamente para utilizarse en pozos con una máxima productividad.

Lodos base aceite.

Los lodos base aceite tienen una composición casi similar a los lodos base agua, diferenciándose en que prácticamente todos los sólidos son inactivos y la emulsión se da de manera inversa, por tener un aceite como fase continua, el aceite más empleado es el diesel, sin embargo se emplean otros compuestos como el aceite crudo, kerosina, etc. Algunas sustancias tienen agua emulsionada, a estos fluidos se les llama emulsiones inversas y requieren de un emulsionante. Estos fluidos

comúnmente emplean viscosificantes gelantes, reductores de filtrado, densificantes, etc., el agua emulsionada por lo general son salmueras de diferentes sales, por lo tanto existen dos tipos de lodos base aceite:

- ❖ Lodos de aceite (menos de 5% de agua). Que son usados para evitar contaminaciones de agua en las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado nativo, se emplean para la terminación y reparación de pozos depresionados ya que no dañan la formación. Son inertes a la contaminación de H_2S , sal y anhídrita. Se elaboran con crudo previamente desgásificado, aceite diesel, kerosina, aceite estabilizado puro o mezclado.
- ❖ Emulsión inversa. Las emulsiones de agua en aceite, contienen al agua como fase dispersa y al aceite (usualmente diesel) como fase continua. Hasta un 40% de agua se puede dispersar y emulsificar en el aceite, son estables a altas temperaturas ($315^{\circ}C$), están compuestos de diesel, agua o salmuera, emulsionante, viscosificante, reductor de filtrado, gelante, surfactante y densificante, son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua, no lo afectan las contaminaciones de anhídrita, sal y cemento, inhiben la hidratación de las lutitas, es altamente lubricante, su costo inicial es elevado pero el costo de tratamiento es bajo, reduce el daño a la formación y requieren medidas de seguridad para la protección del medio ambiente.

Dentro de sus aplicaciones más comunes podemos encontrar su uso en:

- ❖ Perforaciones profundas con altas temperaturas en formaciones saladas, en lutitas activas y con contenido de H_2S o CO_2 .
- ❖ La formación productora.
- ❖ La prevención de la corrosión.
- ❖ Pozos direccionales y de diámetro reducido donde exista mucha torsión.
- ❖ En la prevención de pegaduras de las tuberías.
- ❖ Formaciones con pérdidas de fluido.
- ❖ Formaciones bajo balanceadas.

Como ventajas en la utilización de este tipo de lodo están:

- ❖ Buenas propiedades reológicas a temperaturas altas como a $500^{\circ}F$.
- ❖ Mayor poder de inhibición que el lodo base agua.
- ❖ Efectivo contra todo tipo de corrosión.
- ❖ Características superiores en la lubricación.
- ❖ Es posible tener densidades de lodo tan bajas como de 7.5 lb/gal (0.9 g/cc).

También presentan ciertas desventajas tales como:

- ❖ Alto costo inicial.
- ❖ Requiere procedimientos de control de contaminación mas estrictos.
- ❖ Reduce la efectividad en la toma de registros.
- ❖ Tratamiento de control de pérdidas de circulación muy complejos.
- ❖ Mayor dificultad en la detección de brotes (el gas se diluye en el diesel).

Mezclas.

- ❖ Espumas. Se elaboran inyectando agua y surfactantes espumosos en una corriente de aire, creando una espuma viscosa. La capacidad de acarreo depende más de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular, se utilizan cuando existen flujos débiles de las formaciones atravesadas.
- ❖ Lodos aireados. Se elaboran inyectando aire y una mezcla gelatinosa, son usados para perforar formaciones de baja presión, se emplean para reducir la presión hidrostática del fluido en zonas depresionadas donde el equipo superficial y de profundidad impiden el uso de aire o espuma y en ocasiones en zonas de pérdida de circulación.
- ❖ Afrones. Son mezclas especiales en los fluidos de perforación que se encuentran actualmente en desarrollo por las diversas compañías dedicadas a los lodos de perforación, donde al perforarse y llegar a una zona con un cambio considerable en la presión, se comienzan a liberar burbujas del lodo de perforación que taponan el espacio poroso de la pared del agujero, creando un enjarre y controlando la presión de la formación que se esta atravesando. Al retirar el fluido del pozo, las burbujas se liberan sin ocasionar algún daño liberándose como simples burbujas de aire. Esta tecnología no se encuentra completamente comprobada y desarrollada, por lo que la información disponible es escasa.

Gases.

- ❖ Aire seco o gas (nitrógeno).- Es el medio ideal para obtener altos valores de velocidad de penetración, la capacidad de acarreo de los recortes depende de la velocidad anular. Su aplicación queda restringida por agujeros inestables, formaciones productoras de agua y factores económicos, también la perforación con aire puede continuar en la presencia de flujo de gas, la posibilidad de explosiones en el agujero siempre son una amenaza por la mezcla gas-metano.
- ❖ Niebla.- Esta compuesto por aire y agua o fluido, se obtienen altas velocidades anulares y recortes ligeramente mayores.

Los principales factores que gobiernan la selección del fluido de perforación son:

- ❖ Tipo de formación a ser perforada.
- ❖ Rangos de temperatura, esfuerzos, permeabilidad y presión de poro de la formación.
- ❖ Procedimientos de evaluación de la formación que fueron utilizados.
- ❖ Disponibilidad de agua u otros fluidos.
- ❖ Consideraciones ecológicas y ambientales.

IV.6. Pruebas de diagnóstico al fluido.

El API ha recomendado equipos para determinar las características del fluido y predecir su comportamiento los cuales son:

- ❖ Balanza de lodos, que nos permite obtener la densidad del fluido.
- ❖ Viscosímetro Marsh, nos proporciona la consistencia del fluido.
- ❖ Viscosímetro rotacional, con el cual calculamos el esfuerzo de gel y la viscosidad aparente.
- ❖ Filtro prensa API, nos da los datos sobre el filtrado y enjarre.
- ❖ Filtro APAT, nos ayuda cuando se presenta el filtrado y enjarre pero a alta presión y temperatura.
- ❖ Medidor de PH, nos da el valor del PH.
- ❖ Medidor de arena, proporciona la cantidad de arena contenida en el lodo.
- ❖ Retorta, nos permite obtener el contenido de sólidos, de aceite y de agua.
- ❖ Equipo de Titulación, lleva a cabo los análisis químicos.

En el campo es necesario determinar algunas propiedades importantes del lodo a utilizar, puesto que el no conservar sus características puede afectar a la perforación del pozo, para esto existen algunos cálculos sencillos y el considerar ciertas actividades sencillas que se pueden realizar por el personal que se encuentre en el equipo. Estas propiedades para determinarse en el campo son:

Densidad del lodo.

La densidad se define como la masa entre el volumen y se expresa como:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Ecuación. IV.5

Idealmente se pretende que el lodo tenga una densidad tan baja como la del agua, para lograr óptimas velocidades de penetración y disminuir las pérdidas de circulación o si se utiliza un lodo con densidad dos veces y media mayor que la del agua podrá prevenir o controlar un derrumbe ocasionado por formaciones deleznales.

En el campo, la densidad del fluido se determina por medio de una balanza convencional, donde se puede leer la densidad directamente en lb/gal, lb/ft³, gr/cm³ (Figura IV.1).

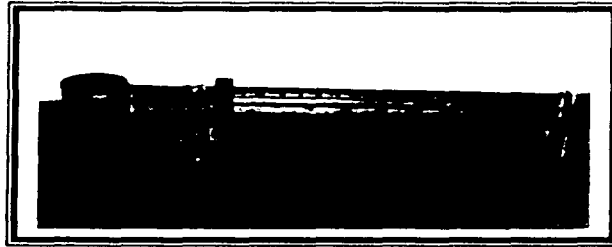


Figura IV.1. Balanza para medir la densidad de lodo.

Se ha desarrollado una nueva balanza presurizada (tru-watercup) aprobada por el API y determina la densidad real, es más efectiva ya que elimina el efecto de las burbujas de gas atrapadas.

Para tener un buen control de la densidad del lodo es necesario seguir ciertos pasos, además de realizar algunas actividades extras dependiendo de la características del fluido y de las formaciones que se van atravesando. El primer paso para la eliminación de sólidos en el fluido de perforación es hacerlo pasar por vibradores que eliminan los recortes grandes. Además del equipo para remover sólidos, se debe contar con dispositivos para la adición de sustancias floculantes que ayuden a remover las partículas micrométricas y a controlar la densidad del lodo, una manera alterna de lograr esto es la adición de agua al lodo. Los pasos de una manera breve son:

1. Tener un equipo efectivo para remover los sólidos.
 - ◄ Vibradores de alta velocidad, con mallas finas.
 - ◄ Desarenadores con suficiente capacidad.
 - ◄ Limpiadores de lodo.
 - ◄ Centrifugas.
2. Agregar floculantes químicos en el flujo.
3. Controlar el valor de la velocidad de perforación.
4. Diluir al lodo con agua para obtener una nueva mezcla.

Viscosidad del lodo.

La viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido a fluir, los fluidos Newtonianos como el agua, tienen una viscosidad verdadera. Los fluidos no-Newtonianos incluyendo a los lodos de perforación, tienen características de flujo no lineal y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso, se pueden expresar en medidas relativas como son la viscosidad del embudo o viscosidad aparente y las medidas absolutas son valores de las

características no-Newtonianas como la viscosidad plástica, el valor de cedencia y el esfuerzo de corte. La velocidad de corte se define como un gradiente a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar.

Existen ciertos tópicos que se cumplen para la viscosidad, los cuales son:

- ❖ La viscosidad disminuye al aumentar la temperatura.
- ❖ La viscosidad aumenta al aumentar la presión.
- ❖ La viscosidad aumenta al disminuir la velocidad de perforación.

Estos tópicos rigen el comportamiento de la viscosidad a lo largo del proceso de perforación de un pozo, por lo que es necesario tomarlos en cuenta durante todo el proceso.

Los tipos de fluidos se pueden clasificar en:

1. Newtonianos
2. No-Newtonianos.
 - a. Independientes del Tiempo.
 - i. Plástico de Bingham.
 - ii. Pseudoplásticos.
 - iii. Dilatantes.
 - b. Dependientes del Tiempo.
 - i. Tixotrópicos,
 - ii. Reopéticos.
 - iii. Viscoelásticos.
 - iv. Fluidos complejos.

Fluidos Newtonianos.- Estos fluidos manifiestan una relación lineal, son aquellos cuyo comportamiento de flujo está descrito por la ley de viscosidades de Newton, esta ley establece que a una temperatura y presión dadas, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte.

$$\tau = \mu\delta$$

Ecuación. IV.6

donde:

τ = esfuerzo de corte.

μ = viscosidad.

δ = velocidad de corte.

Fluidos No Newtonianos.- Estos no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte por lo cual no pueden representarse por la ecuación de la viscosidad de Newton, estos fluidos se comportan de acuerdo a la reología de cada uno y por lo tanto son clasificados como no-Newtonianos.

La Reología se define como la rama de la ciencia que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los fluidos no-Newtonianos.

1. *Independientes del tiempo.*- son aquellos cuyo valor de corte y esfuerzo de corte no cambian con el tiempo.

a. *Fluidos Plásticos de Bingham,* Su característica es que la relación velocidad de corte-esfuerzo cortante, es representado por una línea recta, que no pasa por el origen. Su comportamiento se representa por la ecuación:

$$\tau = y_p + \mu_p \delta \quad \text{Ecuación. IV.7}$$

donde:

τ = esfuerzo de corte.
 y_p = punto de cedencia.
 μ_p = viscosidad plástica.
 δ = velocidad de corte.

b. *Fluidos Pseudoplásticos y dilatantes,* se caracterizan por las relaciones de velocidad de corte y esfuerzo de corte, se puede expresar por la ley de Potencias.

$$\tau = K \delta^n \quad \text{Ecuación. IV.8}$$

donde:

τ = esfuerzo de corte.
 K = es la medida de la viscosidad.
 δ = velocidad de corte.
 n = es el factor de potencia, que es una medida del grado de desviación del comportamiento de un flujo newtoniano y se determina por la pendiente de una recta.

Si $n = 1$ es un fluido newtoniano.
 Si $n > 1$ es un fluido dilatante.
 Si $n < 1$ es un fluido pseudoplástico.

2. *Dependientes del tiempo.*- Tienen un comportamiento no lineal dependiendo del tiempo de reposo y con un valor constante del esfuerzo cortante, pueden ser Tixotrópicos o Reopécticos.

- a. *Los Fluidos Tixotrópicos*, es el comportamiento que presentan algunos geles que se hacen fluir con el movimiento, siendo este cambio reversible, aumenta su resistencia a la gelatinosidad mientras se encuentran en reposo, en estos se encuentran los lodos de perforación.
- b. *Los Reopécticos*, estos aumentan los esfuerzos estructurados (arriba de un límite) bajo un valor de velocidad de corte, incrementan el esfuerzo cortante con respecto al tiempo a una velocidad de corte constante.
- c. *Los Viscoelásticos*, son aquellos cuyas propiedades viscosas muestran cierto grado de elasticidad, tienden a producir elongaciones cuando están sujetos a altos valores de velocidad de corte y a regresar a su condición inicial cuando dichos valores descienden a su nivel normal.
- d. *Complejos*, son fluidos que muestran en su comportamiento más de un tipo de los demás fluidos, es decir, fluidos que bajo condiciones variables de valor de velocidad de corte, temperatura, presión y tiempo, muestran propiedades tixotrópicas, viscoelásticas, de los fluidos plásticos de Bingham y de los pseudoplásticos.

Para su medición en campo, se puede llevar a cabo de dos maneras:

- 14 *Cualitativa*.- con el propósito de detectar una variación apreciable en las propiedades de flujo o viscosidad de embudo.
- 14 *Cuantitativa*.- para la determinación de las propiedades del flujo con el propósito de diagnosticar y aplicar un tratamiento correctivo, mediante el viscosímetro, el cual da el valor de la viscosidad plástica, el valor del punto de cedencia y el esfuerzo.

Para llevar a cabo estas mediciones se emplean algunas herramientas como:

- 14 *Embudo Marsh*, se efectúa comparando el tiempo de escurrimiento del lodo con el del agua, es un instrumento calibrado con una capacidad de 1500 cm³ con una perforación en la parte inferior para la descarga. La viscosidad obtenida con el embudo, depende de las propiedades de flujo de ese lodo (Figura IV.2).



Figura IV.2. Embudo Marsh.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- ▣ *Viscosímetro Rotacional*, o de velocidad variable como el viscosímetro Fann V-G o el Reómetro Baroid de 2 velocidades (Figura IV.3).

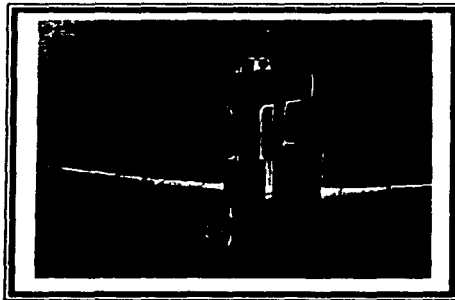


Figura IV.3. Viscosímetro de Fann.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- ▣ *Viscosímetro tubular*, mide la caída de presión a través de una longitud dada de tubería a ciertas velocidades de flujo.
- ▣ *Viscosímetro Capilar*, mide la caída de presión cuando se hace fluir un líquido Newtoniano o no-Newtoniano a través de un tubo capilar.

Filtrado del lodo (pérdida de agua).

Entre las propiedades principales del fluido de perforación tenemos el mantenimiento de la permeabilidad en el enjarre, así como del filtrado lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y disminuir la invasión del filtrado y el daño en los horizontes potencialmente productores.

Para la formación del enjarre, el lodo debe contener algunas partículas de un tamaño pequeño para el cierre de los poros de la formación. Existen dos tipos de filtración del lodo:

- ▣ *Estática*.- Es la de menor filtrado.
- ▣ *Dinámica*.- Depende de la velocidad de erosión del enjarre o la velocidad de generar este durante la perforación.

Los factores que afectan la pérdida de agua son:

- ▣ *La temperatura*.- al aumentar la temperatura aumenta la pérdida de agua y por lo tanto disminuye la viscosidad.

- ❖ El tipo y tamaño de las partículas.- al aumentar el número de partículas coloidales, disminuye la permeabilidad del enjarre y lo que se necesita son enjarres con mayor permeabilidad.
- ❖ El tiempo expresado como:

$$Q = CT + \text{Pérdida inicial}$$

Ecuación. IV.9

donde:

Q = volumen del filtrado.

T = tiempo.

C = constante que depende de las unidades utilizadas.

- ❖ La presión, que depende de la compresibilidad del enjarre, que pueden ser:
 - Enjarres Compresibles, se volverán compactos a medida que la presión diferencial aumenta, ocasionando una reducción de la permeabilidad del enjarre y a su vez disminuye el valor de la filtración a través del enjarre.
 - Enjarres Incompresibles, pasan por insignificante la reducción de la permeabilidad con incrementos de la presión diferencial, por lo tanto la pérdida de fluido se incrementará con el incremento de la presión diferencial.

Los equipos para medir las pérdidas de agua y el enjarre son el modelo Baroid filtro prensa API a baja temperatura y el modelo FANN filtro prensa API baja temperatura.

Contenido de sólidos.

Los Sólidos deben de ser controlados del lodo de perforación. Estos pueden encontrarse de dos diferentes maneras:

- ❖ Sólidos agregados desde la superficie, son los que se le agregan al fluido de una manera controlada, ya que de estos dependerán todas las propiedades del fluido.
- ❖ Sólidos agregados por la formación, son los sólidos generados por el trabajo de la barrena y retenidos en el lodo, son indeseables ya que afectan las propiedades del fluido.

Ambos se pueden medir mediante la retorta Baroid o Fann para contenido de líquidos y sólidos. Otra prueba es la de azul de metileno que sirve para determinar la cantidad de sólidos reactivos (Figura IV.4). También se puede hacer una separación mecánica de éstos en los vibradores, desarenadores y centrifugas.

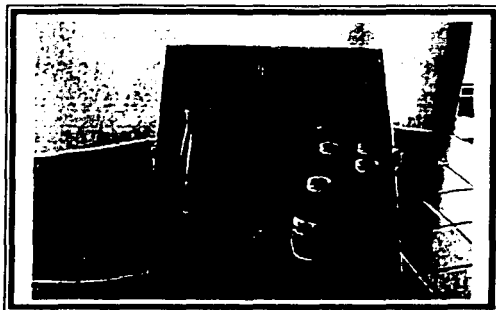


Figura IV.4. Equipo para análisis de azul de metileno.

IV.7. Análisis químicos de los fluidos de perforación.

Estos análisis se realizan para determinar la presencia y concentración de varios iones, para detectar el nivel de electrolitos que afectan los sólidos reactivos (bentonita) en los fluidos y también para determinar las propiedades del fluido. Los factores que se analizan son los siguientes:

- ▣ PH.- es la medida de la acidez o la alcalinidad de una solución electrolítica y puede variar de 1 a 14, la clasificación dependiendo del valor que se obtenga es:
 - Ácida cuando el valor de PH se encuentra entre 1 y 7.
 - Neutra como el agua destilada tiene un valor de PH = 7.
 - Alcalina cuando el valor de PH se encuentra entre 7 y 14.

En el campo se mide con el papel PH que nos indica su valor mediante la variación del color o puede ser mediante el uso de electrodos de vidrio (potenciómetro).

- ▣ Dureza total.- es la suma total de los iones de calcio (Ca^{++}) y Magnesio (Mg^{++}) en una solución y se reporta comúnmente como contenido de calcio. Su medición se puede efectuar mediante un análisis volumétrico, usando un indicador calgamite y por titulación.
- ▣ Cloruros.- se puede deber a sales disueltas al agregar agua (NaCl , CaCl_2 o MgCl_2) y por sales agregadas al lodo, estratos de sal perforados y por flujo de agua salada, se determina por titulación del filtrado.
- ▣ Alcalinidad.- esta medida en el lodo y en el filtrado consiste de la titulación de una pequeña muestra con una solución de ácido sulfúrico o nítrico al punto final de una solución indicadora (cuando el indicador cambia de color). Las 2 soluciones indicadoras más comunes son la fenoftaleina y el anaranjado de metilo.
- ▣ Potasio.- sirve para suprimir la hidratación de las lutitas bentoníticas.

- ▣ Las pruebas en el campo son la resistividad mediante la toma de registros ya que la resistividad del lodo de perforación y la del filtrado es necesaria en la interpretación de registros del pozo y se mide directamente al tomar la resistividad eléctrica en el momento de realizar el registro.
- ▣ La estabilidad eléctrica.- para lodos de emulsión inversa, ésta prueba consiste en pasar un voltaje aumentándolo a través de un electrodo sumergido en la emulsión, hasta que la corriente se establezca debida a la separación del agua de la emulsión, entre otras.

IV.8. Aditivos y reactivos del fluido de perforación.

Viscosificantes:

Este tipo de aditivos nos proporcionan un aumento en la viscosidad del fluido de perforación. Algunos ejemplos de viscosificantes son:

- ▣ *Bentonita (Montmorilonita de sodio)*.- esta imparte viscosidad por el fenómeno de hidratación en agua dulce, también puede prehidratarse en agua dulce y agregarse al agua de mar o a lodos salados para el control de la viscosidad y control de filtración.
- ▣ *Atapulguita (Silicato hidro magnesio-aluminio)*.- es usado como material para dar viscosidad en lodos de agua salada, ésta obtiene viscosidad a través de un efecto de unión de sus partículas, debido a su estructura de agujas, no imparte control de la filtración como la bentonita, por lo tanto un polímero reductor de pérdida de agua puede ser usado con atapulguita para el control de la filtración.
- ▣ *Asbestos (Silicato de calcio-magnesio)*.- se utilizan en lodos de agua dulce o salada, dan viscosidad de igual manera que lo hace la atapulguita debido a la estructura de sus fibras. Debe emplearse con cuidado ya que es conocida como un material cancerígeno.
- ▣ *Polímeros*.- son usados para controlar diferentes propiedades del fluido de perforación, asimismo sirve para dar viscosidad al fluido, los principales son:
 - Polímero XC, es elaborado por una fermentación bacteriana, produciendo viscosidad al agua de cualquier salinidad aún sin sólidos coloidales, su temperatura máxima de trabajo es de 250 °F.
 - Celulosa DISPAC, se usa como reductor de pérdida de agua para lodos de agua dulce o salada y también para impartir viscosidad, su degradación es a 300 °F.
 - Carboxymethyl Celulosa (CMC), se usa como reductor de pérdida de agua, impartiendo viscosidad en lodos de agua dulce y agua salada arriba de 50 000 ppm de Cl-, su degradación es a 250 °F.
 - Hydroxyethyl Celulosa (HEC), se usa para dar viscosidad a fluidos de reparación de pozos, altamente soluble en ácidos y se usa en unión de otros polímeros para dar viscosidad a lodos salados, su degradación es a 250 °F.

Densificantes:

Estos aditivos nos controlan la densidad de los lodos de perforación, la cual puede variar dependiendo de la operación que estemos realizando, algunos de ellos son:

- █ Barita.- es un sulfato de bario (BaSO_4) que se encuentra como un mineral natural, tiene una densidad de 4.2 a 4.6 gr/cm^3 y una dureza de 3.0, con diferentes coloraciones: blanco, gris o café. Se encuentra mezclado con silicato de fierro y aluminio. Se pueden obtener lodos con densidad hasta de 2.4 gr/cm^3 (20 lb/gal).
- █ Oxido de Hierro (Fe_2O_3).- tiene una densidad de 4.9 a 5.3 gr/cm^3 y una dureza de 7.0, tiene coloración café, roja o negra, se usó como material densificante sin importar el espesor del enjarre, ya que tiene tendencias a incrementar la pérdida de filtrado y el espesor del enjarre, y combinado con la decoloración de la piel y la ropa, se dejó de usar como material densificante.
- █ Galena.- es un sulfuro de plomo (PbS) con densidad de 6.7 a 7.0 gr/cm^3 y dureza de 25.0 con coloración que va del gris al negro, es altamente tóxico por lo que rara vez se usa como material densificante y debido a su alta densidad se pueden fabricar lechadas de 3.84 gr/cm^3 (32 lb/gal).
- █ Carbonato de Calcio.- (CaCO_3) con densidad de 2.7 gr/cm^3 y una dureza de 3.0, se usa para obtener lodos de densidad moderada base aceite en trabajos de reparación de pozos, también puede ser usado como material para controlar pérdidas de circulación, con el se obtienen lodos de 1.30 gr/cm^3 (10.8 lb/gal).
- █ Sales Disueltas:
 - Cloruro de Sodio (NaCl), Se usa cuando se perforan estratos de sal o domos , se obtienen con él lodos de 1.20 gr/cm^3 de densidad (10.0 lb/gal).
 - Cloruro de Calcio (CaCl_2), se usa principalmente para obtener lodos libres de sólidos para trabajos de reparación de pozos, se obtienen lodos de 1.42 gr/cm^3 de densidad (11.8 lb/gal). Se puede usar combinado con el cloruro de sodio para obtener densidades intermedias a una misma saturación, el CaCl_2 es más corrosivo que el NaCl .
 - Cloruro de Calcio / Bromuro de Calcio, Estas soluciones se usan para obtener lodos de densidad 1.40 - 1.81 gr/cm^3 (11.7 a 15.1 lb/gal), se usan para trabajos de reparación de pozos pero son altamente corrosivos.

Reactivos reductores de viscosidad:

En algunos casos el lodo se contamina y es necesario reducir su viscosidad para que pueda seguir funcionando correctamente, para esto se emplean los reductores de viscosidad como son:

█ Fosfatos:

- Pirofosfato de Sodio ácido (SAPP).- Peso molecular de 221.97, densidad de 1.85 gr/cm^3 en solución diluida, su PH es de 4.8, en general es un polvo blanco con algunas

impurezas insolubles (sulfatos) es ligeramente corrosivo al fierro, siendo su uso común para reducir la viscosidad en el lodo, cuando éste empieza a perder efectividad es porque está sujeto a contaminaciones de sal. Su degradación es a 150 °F.

- Fosfato Tetrasódico (TSPP) ($\text{Na}_2\text{P}_2\text{O}_7$).- Tiene un peso molecular de 266.03 y densidad de 2.534 gr/cm^3 , es blanco cristalino, en solución diluida el PH es de 10.2 y solución al 10%, su PH es de 10 y su degradación es a 150 °F.
- Hexametrafosfato de sodio (SHMP) ($\text{Na}_6(\text{PO}_3)_6$).- Con un peso molecular de 612.10 y densidad de 2.181 gr/cm^3 , es incoloro y en solución al 10%, su PH es de 5.1, no es tan efectivo como el SAPP en tratamientos largos y continuos. El SHMP también elimina el calcio, su límite de temperatura es de 150 °F.

◄ Tanatos:

- Extracto de quebracho $\text{C}_{14}\text{H}_{10}\text{O}_9$.- Tiene aproximadamente el 65% de tanio, es de apariencia de vidrio granulado y de color café, uno de los más efectivos adelgazantes químicos para lodos naturales y se usa hasta 250 °F, siempre y cuando el contenido de sal y calcio del lodo no exceda de 10,000 ppm de NaCl y 240 ppm de Calcio, se le agrega lignito al quebracho para ayudar al control de la pérdida de fluido.
- Extracto de Abeto.- Es un tanino extraído de la corteza del abeto, se usa como adelgazante en lodos que contienen arriba de 240 ppm de calcio y 10,000 ppm de NaCl.

◄ Lignitos:

- Lignitos de Mina o Ácidos Húmicos.- son materiales producto de la putrefacción de la vegetación, siendo el producto final de color café o negro, PH de 6.8 casi neutro, se usan con cáusticos, funcionan como adelgazante, emulsificante de aceite, reductor en pérdidas de fluido y no son efectivos en tratamientos específicos de lodos cálcicos.
- Lignitos Caustizados.- Son lignitos que se les ha agregado cáusticos, generalmente en proporción de 1 a 5 de lignito, se premezclan y empaquetan en sacos de 50 lbs., se usa como adelgazante, como reductor de pérdida de fluido y como emulsificante de aceite.
- Lignitos Modificados.- Son usados con lignosulfonatos modificados para ayudar al control de la filtración particularmente en altas temperaturas, todo los lignitos son estables a temperaturas arriba de 400 °F.

◄ Lignosulfonatos:

- Lignosulfonato de calcio.- Son usados como dispersantes químicos para lodos cálcicos y no muy efectivos como adelgazantes en lodos de agua dulce.
- Lignosulfonatos de Sodio Modificado.- Son lignosulfonatos de metal pesado como los usados para reducir la viscosidad y el esfuerzo gel, también sirven para ayudar al control de la pérdida de fluido, y en combinación con los lignitos modificados para el control de las propiedades del fluido en altas temperaturas.

- ◄ Poliacrílatos de Sodio.- Son usados en los lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos (pesados y ligeros) para controlar el valor de cedencia, el esfuerzo gel y la pérdida de agua, en vez de los dispersantes.

Reductores de pérdida de filtrado:

Cuando el fluido de perforación pierde agua, esta entra a las formaciones cambiando la composición del lodo, por esta razón es necesario emplear un reductor en la pérdida de filtrado como:

- ❖ Bentonita.- Es un material usado principalmente para dar viscosidad a lodos de agua dulce. Sin embargo debido a que tiene características de formar él enjarre en el pozo, imparte cierto control en la filtración, también se usa en lodos salados para ayudar al control de la filtración en menor grado.
- ❖ Almidón.- Es un mineral que se usa para reducir la pérdida de fluido y es un dispersante en lodos de agua dulce y salada, es susceptible a la fermentación, que se puede reducir manteniendo un PH de 12.0, también se usa para ayudar a mantener la concentración de sal arriba de 230,000 ppm.
- ❖ Carboxymetil celulosa de Sodio (CMC).- material que se mantiene disperso en agua dulce o salada, es altamente coloidal, tiene más resistencia bacterial que el almidón y que muchas otras gomas naturales, es precipitado por el calcio y su uso se limita a lodos con menos de 50,000 ppm de sal.
- ❖ Drispac.- es derivado de la celulosa, es dispersante en lodos base agua, desde agua dulce a agua saturada, es un material no biodegradable y se usa para controlar la pérdida de agua y la viscosidad.
- ❖ Poliacrilato de Sodio.- Se usa para bajar la pérdida de filtrado en lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos.
- ❖ Dispersantes.- De los dispersantes químicos antes mencionados, los fosfatos y los taninos solo no impartirán control de la pérdida de agua, los lignosulfonatos son principalmente agentes para el control de la viscosidad y que también imparten control de la pérdida de filtrado debido a su acción sobre las partículas de bentonita. En sistemas dispersos, valores muy bajos de pérdida de filtrado se obtienen con la adición de lignito.

Emulsificantes:

Se denominan también dispersantes y separan de manera uniforme las partículas individuales suspendidas en el lodo:

- ❖ Emulsionantes de aceite en agua.- casi siempre es perjudicial en el avance de la perforación. Las emulsiones arriba de 30% de aceite solo se usan en aplicaciones muy especiales.
 - Lignitos.- En un sistema de lodo disperso los lignitos se usan para el control del filtrado y también para emulsionar lodos con contenido de 10% de aceite en volúmenes sin necesidad de usar algún otro emulsificante.
 - Emulsificante tipo jabón.- materiales jabonosos que son tenso activos superficiales, los cuales disueltos ya sean en agua o en aceite, producen emulsiones en la misma forma que lo hacen los jabones ordinarios.

- ▣ Emulsiones agua en aceite.- Emulsificantes usados en la composición, dentro de las emulsiones menos comunes de agua en aceite (W/O) o emulsiones inversas son:
 - Invermul.
 - IMCO KEN X.

Materiales para el control de la pérdida de circulación:

En ocasiones se atraviesan formaciones con una permeabilidad alta, donde la pérdida de fluido hacia estas es importante, por lo tanto es necesario utilizar algunos materiales que nos permitan el disminuir esta pérdida de lodo sin que afecten las demás funciones que realiza el lodo de perforación. Estos materiales pueden ser:

- ▣ Material fibroso.- Es usado como filtro y material obturante. Los materiales fibrosos para controlar pérdidas de circulación no son compatibles con lodos base aceite.
- ▣ Cáscara de nuez.- Es el material más comúnmente usado para combatir la pérdida de circulación por acción de taponamiento, la cáscara de nuez puede usarse en lodos base aceite.
- ▣ Recortes de celofán.- puede usarse sólo o con cáscara de nuez para restablecer circulación, el celofán es compatible con lodos base aceite.
- ▣ Combinación de materiales fibrosos, recortes y material granular.- Es una combinación de tres productos que vienen en una sola bolsa, no es recomendable que se usen con lodos base aceite.
- ▣ Diesel M.- Es una tierra diatomácea usada en los trabajos de pérdida de circulación en inyecciones forzadas, este producto se puede usar con todos los sistemas de lodos incluyendo lodos base aceite.
- ▣ Materiales diversos para pérdida de circulación.- Cáscara de semilla de algodón, mica, aserrín y papel, se encontró que estos materiales tenían efectos temporales de taponamiento, se usan en la actualidad en profundidades debajo de la tubería de revestimiento superficial.

Aditivos especiales:

Dependiendo del comportamiento del fluido empleado, se necesitarán de aditivos que cumplan funciones específicas para el mejor desempeño del lodo como son:

- ▣ Floculantes.- los polímeros floculantes son usados para flocular sólidos perforados de grandes conglomerados de manera que se pueden remover ya sea por asentamiento o por medio mecánico. La floculación es el único método para remover los sólidos de tamaño coloidal que se producen durante la perforación, los cuales son altamente perjudiciales en el avance de la perforación.

- 14 Agentes para control de corrosión.- Los inhibidores de corrosión más comúnmente usados son compuestos a base de aminas aplicados manual o mecánicamente en el pozo, para proteger el interior y exterior de la sarta de perforación.
- 14 Desespumantes para todos los propósitos, pueden usarse en todos los sistemas de lodos base agua. Y desespumantes para agua salada, usados en el control de la espuma en lodos de agua salada.
- 14 Control del PH- La sosa cáustica o hidróxido de sodio (NaOH) es el reactivo comúnmente usado para el control del PH en el fluido de perforación La potasa cáustica o hidróxido de potasio (KOH) puede ser directamente sustituido por NaOH en todos los sistemas de lodo base agua, especialmente en áreas donde hay problemas de calizas inestables. La ceniza de sosa (Na_2CO_3) también afecta el PH en menor grado.

IV.9. Ejercicios Propuestos.

Definir los siguientes conceptos:

1. ¿Cuáles son las funciones del fluido de control?.
2. ¿Qué son las propiedades físico-químicas del fluido de control?.
3. ¿Qué es y para qué sirve una planta de lodos?.
4. ¿Qué diferencias operativas existen entre perforar con un lodo base agua y uno base aceite?.
5. ¿Cómo se lleva a cabo la selección del fluido de perforación?.
6. ¿Cuántos tipos de arcillas hay y cuales son?.
7. ¿Cómo se encuentran las arcillas en la naturaleza?.
8. ¿Cuáles son los fluidos de perforación que existen con arcillas?.
9. ¿Qué es la hidratación de las arcillas?.
10. Calcular la presión hidrostática que ejerce un fluido de perforación con una densidad de 0.84 gr/cm^3 en un pozo cuya profundidad alcanza los 5,382 m.

Capítulo V. Determinación de la profundidad de asentamiento de las Tuberías de Revestimiento.

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento (Figura V.1) es el inicio de la planeación de un pozo petrolero. A partir de la estimación de las presiones de formación y de fractura se hace esta selección. La determinación de la profundidad en donde colocar las tuberías de revestimiento para aislar formaciones problemáticas, es fundamental para llevar a cabo la construcción de un pozo, ya que la selección del diámetro y longitud de las tuberías de revestimiento determinarán la funcionalidad de este.

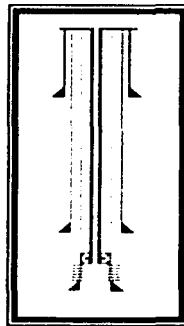


Figura V.1. Tuberías de Revestimiento.

Por lo tanto, para este propósito, el ingeniero de perforación deberá considerar las condiciones geológicas, los problemas del agujero, las políticas Internas de la compañía, las experiencias de perforación en el área y en muchos casos una gran variedad de regulaciones gubernamentales. Los resultados del programa elaborado de esta manera, permitirán la perforación del pozo en forma segura sin la necesidad de construir un "monumento de acero".

Desafortunadamente, en el diseño de muchos programas de perforación se pone un mayor énfasis al diseño en sí de la sarta de revestimiento y sólo se le dedica una poca de atención a la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Muchos pozos, desde el punto de vista de ingeniería y economía, han sido un fracaso principalmente debido a que el programa de tuberías de revestimiento especificaba profundidades demasiado someras o demasiado profundas para su asentamiento, por este motivo, es importante la selección apropiada sin restarle importancia en comparación con algunos otros procesos igual de importantes.

La combinación entre los principios básicos de la perforación de pozos y el conocimiento de las condiciones geológicas del área, son en gran medida una ayuda importante en la determinación adecuada de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y por lo tanto es

posible garantizar la perforación segura y eficiente de un pozo o continuar la perforación del mismo sin dificultades.

V.1. Tipos de Tubería de Revestimiento.

Existen seis tipos de tuberías de revestimiento (Figura V.2), cada una con diferentes funciones especializadas pero en conjunto tienen varias funciones dentro de los trabajos de perforación de un pozo. Los tipos de TR's (tuberías de revestimiento) son:

- ▣ Conductora.
- ▣ Estructural.
- ▣ Superficial.
- ▣ Intermedia.
- ▣ Cortas (Liners).
- ▣ Explotación.

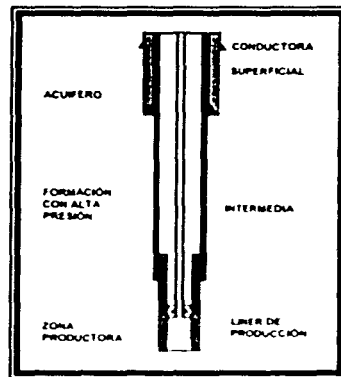


Figura V.2. Tipos de TR.

Las condiciones del pozo que se realizará, deben ser analizadas con la finalidad de determinar el tipo y cantidad de tubería necesaria para perforarlo. Por lo que no en todos los pozos se requerirá el mismo diseño, ni estarán presentes todos los tipos de tuberías de revestimiento.

Las diferentes sargas de tuberías de revestimiento deberán cumplir en términos generales, con las siguientes funciones:

- ▣ Aislar las diferentes formaciones atravesadas para minimizar problemas de perforación o maximizar la producción.

- ❏ Proporcionar un pozo estable y de diámetro conocido, a través del cual se puedan realizar operaciones futuras de perforación, terminación y reparación del pozo.
- ❏ Proporcionar un medio seguro para instalar el equipo superficial de control del pozo.

Tubería de revestimiento conductora.

La tubería de revestimiento *Conductora* (Figura V.3), es la primera sarta de tubería corrida o cementada en el pozo, llegando a una profundidad aproximada entre los 300 y 500 pies. Si la formación o formaciones superficiales son blandas es posible hacer un "piloteo", pero si son duras, solo se requerirá la perforación y se introduce la sarta. La tubería conductora puede ser una tubería especial sin costura, tubería de línea o simplemente una serie de tambores metálicos soldados.

El propósito principal de esta tubería es el de proporcionar un primer conducto para la circulación del fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena y de regreso hasta la superficie; debido a que las formaciones superiores, por lo general, tienden a ser erosionadas severamente por el flujo del lodo y por lo tanto se deben de proteger con tubería. La mayoría de las formaciones superficiales exhiben problemas de pérdida de circulación, los cuales deben ser minimizados. Una función adicional de la tubería conductora es el de minimizar los problemas de derrumbes. Las formaciones no consolidadas se derrumban si no están protegidas con revestimiento. En términos generales, la perforación en estas zonas se realiza empleando fluido viscoso a elevados gastos de circulación.

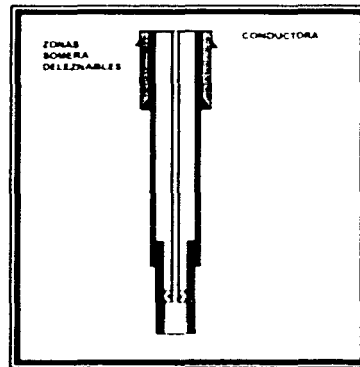


Figura V.3. TR Conductora.

Tubería de revestimiento estructural.

En ciertas ocasiones, las condiciones de perforación requieren de una sarta de tubería de revestimiento adicional entre la tubería conductora y la superficial, cementada a profundidades que varían entre los 600 y 1000 pies.

Las funciones de la tubería de revestimiento estructural son la de resolver problemas adicionales de pérdida de circulación, evitar derrumbes y minimizar los problemas de brotes en zonas someras con gas.

Tubería de revestimiento superficial.

La tubería de revestimiento *Superficial* (Figura V.4), cubre y protege los acuíferos que intercepte el pozo, mantiene la integridad del pozo, minimiza las pérdidas de circulación del fluido de perforación en las zonas someras que atraviesa el pozo, cubre la zonas débiles de posibles brotes más profundos, ésta es la primer tubería de revestimiento que permite la colocación del conjunto de preventores del pozo, además de que soportará el peso de las sartas de revestimiento subsecuentes.

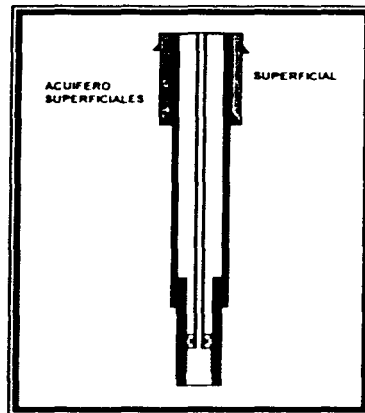


Figura V.4. TR Superficial.

Tubería de revestimiento intermedia.

La función principal de la tubería de revestimiento *Intermedia* (Figura V.5) es la de aislar zonas con presión anormalmente alta. Debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superiores más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o que ocurra alguna pegadura por presión diferencial.

Frecuentemente se emplea tubería de revestimiento Intermedia para aislar formaciones salinas o zonas que presenten problemas tales como lutitas hinchables o deleznales.

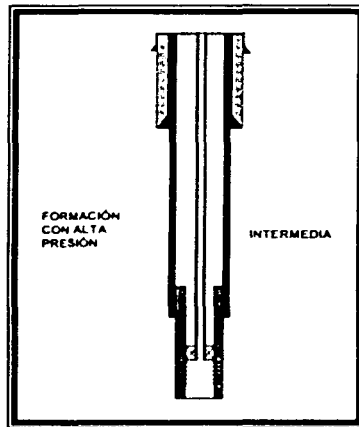


Figura V.5. TR Intermedia.

Tubería de revestimiento corta.

Las tuberías de revestimiento *Cortas* o *Liners* (Figura V.6) no se corren hasta la superficie, solo se cementan en el fondo a una profundidad predeterminada con un traslape entre las tuberías de aproximadamente 300 a 500 pies. Se emplean principalmente por economía o por limitaciones de la capacidad de carga del equipo, siendo una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie.

Cuando se emplea una TR corta, la sarta de tubería de revestimiento superior expuesta, comúnmente la sarta intermedia, deberá de ser evaluada con las consideraciones de presión interna y de colapso de la perforación del agujero debajo del liner. Una sarta de revestimiento hasta la superficie puede ser empleada en lugar de una TR corta si se requiere, es decir, es posible emplear dos sarts de revestimiento Intermedias.

Es frecuente que la introducción de una TR corta sea debido a limitación en la capacidad de carga del equipo, pero se requiere cubrir todo el pozo, por lo que se introduce el complemento de la TR, en una segunda etapa enlazándose a la parte inferior por medio de un accesorio de anclaje denominado tie-back.

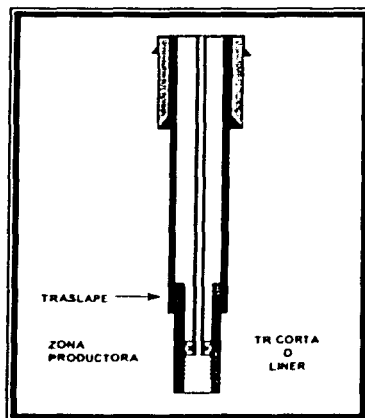


Figura 6. TR Corta o Liner.

Tubería de revestimiento explotación.

La tubería de revestimiento de *Explotación o Producción* se coloca ligeramente arriba, a la mitad o pasando la formación productora. Sus funciones son: aislar la zona productora de otras formaciones, proporcionar un conducto de trabajo de diámetro conocido en el intervalo productor, proteger al equipo y/o sarta de producción.

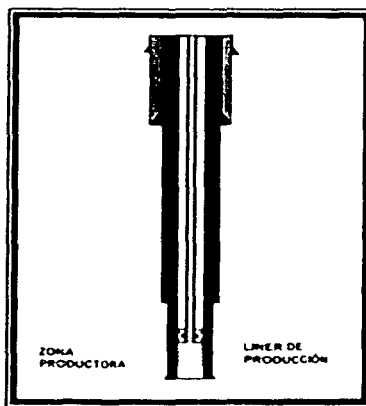


Figura 7. TR de Explotación.

V.2. Procedimiento de selección de la profundidad de asentamiento.

La selección de las profundidades de asentamiento de las diferentes sarta de tuberías de revestimiento, que serán introducidas en el pozo, son directamente afectadas por las condiciones geológicas del área.

En algunos casos, el principal criterio para la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento es el de cubrir las zonas expuestas con pérdidas de circulación severas, en tanto que en otras la selección de las tuberías puede ser basado en los problemas de pegaduras por presión diferencial, que puede resultar del agotamiento del campo. Sin embargo, en pozos profundos la principal consideración se basa comúnmente en el control de las presiones anormales de formación y en evitar su exposición hacia las zonas más someras y débiles. Por lo que este criterio de diseño para controlar las presiones de formación, es generalmente aplicable a la mayoría de las áreas petroleras.

La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para propósitos de control de presiones, se inicia con el conocimiento de las condiciones geológicas, tales como la presión de formación y los gradientes de presión de fractura. Debido a los recientes avances en la interpretación de los registros geofísicos convencionales y de los registros sísmicos, así como en la determinación de los gradientes de fractura, casi siempre se dispone de esta información con un grado de exactitud aceptable. Estas determinaciones realizadas antes de iniciar la perforación, conjuntamente con las condiciones reales de perforación, determinarán las localizaciones apropiadas para la colocación de cada una de las sargas de tuberías de revestimiento.

El primer paso es la determinación de los gradientes de presión de formación y de fractura durante la perforación del pozo. Una vez que éstos han sido establecidos, se deberá diseñar un programa de tuberías de revestimiento basado en la suposición de que el comportamiento del pozo es conocido antes de ser perforado. En la programación de la perforación de pozos de desarrollo, donde las condiciones de perforación conocidas dictan los programas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, este principio deberá de ser empleado en forma extensiva y rutinaria. El empleo de los lineamientos presentados permitirá la planeación apropiada del pozo y la selección del programa de tuberías de revestimiento más efectivo, que reunirá los requerimientos necesarios para el control de las presiones y minimizará el costo del revestimiento del pozo.

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento profundas e intermedias, se realiza primeramente para la sarga más profunda que será introducida en el pozo y así sucesivamente hasta la superficial. Una vez que las profundidades de asentamiento han sido establecidas, se deberán tomar en cuenta los problemas de pegadura por presión diferencial para determinar si una sarga de tubería de revestimiento pudiera pegarse cuando sea introducida al pozo. Esta consideración deber de ser realizada en sentido inverso a la consideración anterior; es decir, desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Las presiones que deberán ser consideradas incluyen un margen de viaje en el peso del lodo para el control de las presiones de succión (peso real de lodo), un incremento equivalente en el peso del lodo debido a las presiones de empuje cuando se introduce la tubería (peso equivalente de lodo) y un factor de seguridad (peso equivalente de lodo). Estas presiones varían comúnmente entre 0.2 y 0.3 lb/gal y pueden variar debido a la viscosidad del lodo y la geometría del pozo.

El siguiente paso consiste en determinar si cuando se introduce la tubería de revestimiento ocurrirá una pegadura por presión diferencial. Esta pegadura generalmente ocurre en el punto donde se encuentra la máxima presión diferencial la cual en la mayoría de los casos es la profundidad de la zona de presión normal más profunda, es decir, en la zona de transición donde termina la presión normal e inicia la zona de alta presión.

Estudios y prácticas de campo han sido empleados para establecer valores generales de la cantidad de presión diferencial que puede tolerarse sin que ocurran pegaduras de tuberías, y son :

- ▣ Zona de presión normal. 2,000 a 2,300 psi.
- ▣ Zona de presión anormal. 3,000 a 3,300 psi.

Los valores anteriores únicamente son valores recomendados con base a la experiencia y su exactitud dependerá de las condiciones de operación, propiedades del lodo y configuración de las tuberías.

En caso de que la presión diferencial en la zona de presión anormal sea menor de 2,000 psi, la profundidad de la tubería intermedia será la profundidad real de asentamiento. En caso contrario, si la presión diferencial es mayor que el límite establecido, la profundidad se define como la profundidad de asentamiento de la TR más superficial para perforar el pozo. En este caso, es necesario un paso adicional para determinar la profundidad de la tubería intermedia.

De una manera general y siguiendo el criterio principal que se basa en el control de las presiones de formación anormales altas, en un diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento se deben considerar los siguientes aspectos:

- ▣ La presión diferencial.
- ▣ El margen por movimiento de la tubería ya sea por jalón o empuje
- ▣ El factor de seguridad.
- ▣ Los efectos de brotes.

El diseño se tiene que realizar desde la profundidad máxima del pozo hasta la superficie, en ese orden, es decir, de abajo hacia arriba.

El primer paso es determinar los gradientes de presión de formación y de fractura (Figura V.8) para con ellos estimar la densidad del fluido de control (Figura V.9) partiendo de abajo hacia arriba, para controlar la formación. Realizado esto, se selecciona la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento tomando en cuenta las profundidades donde el fluido de control generaría fractura en la formación (Figura V.10). Se hace la evaluación para que el fluido no exceda a la presión diferencial máxima establecida (Figura V.11) por medio de la expresión :

$$P_{dif} = (\rho_l - G_{form}) * 0.052 * Pr_{of}$$

Ecuación. V.1

donde:

 P_{dif} → Presión diferencial [psi]. ρ_l → Densidad del lodo [lb/gal]. G_{form} → Gradiente de formación [lb/gal]. Pr_{of} → Profundidad [pies].

Se evalúa también, tomando en cuenta los efectos de brote (Figura V.12) con la expresión:

$$EB = \left(\frac{PA}{PI} \right) * IB + \rho_l$$

Ecuación. V.2

donde:

 EB → Efecto de brote [lb/gal]. PA → Profundidad de asentamiento [pies]. PI → Profundidad de interés [pies]. IB → Índice de brote [lb/gal]. ρ_l → Densidad del lodo [lb/gal].

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

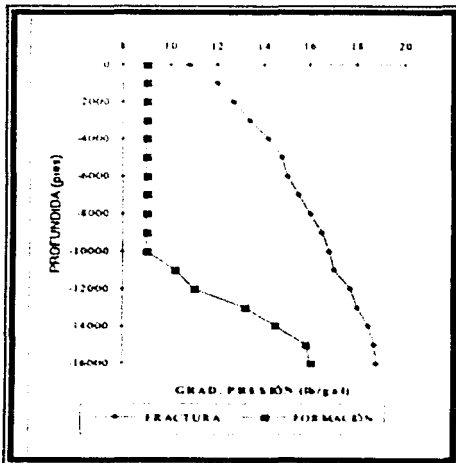


Figura V.8. Gradientes de Presión.

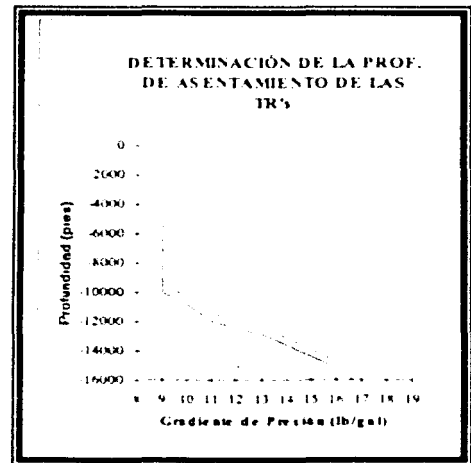


Figura V.9. Densidad del Fluido.



Figura V.10. Asentamiento de TR's.

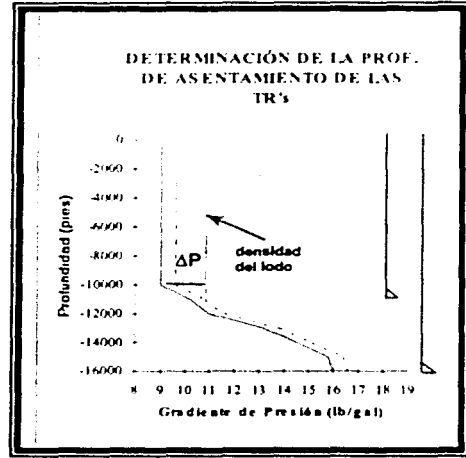


Figura V.11. Presión Diferencial.

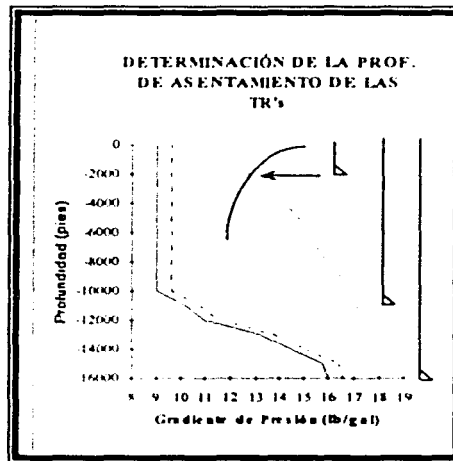


Figura V.12. Efectos de Brote.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

A continuación se presentan algunos ejemplos que muestran los casos comunes en el diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento.

Ejemplo. Caso no. 1. Determinación de la profundidad de asentamiento para las tuberías de revestimiento profundas e intermedias.

Empleando la Figura V.13, seleccionar la profundidad apropiada para el asentamiento de la sarta de tubería de revestimiento. Suponga un factor de 0.3 lb/gal para las presiones de empuje y de succión y 0.2 lb/gal como factor de seguridad.

Emplear un límite máximo (arbitrario) de 2,200 psi de presión diferencial en la zona de presión normal.

Solución:

1. Calcular la máxima presión anticipada (peso de lodo equivalente) en el fondo del pozo.

| Cantidad (lb/gal) | Propósito | Tipo de Presión |
|-------------------|----------------------|-------------------------------|
| 15.6 | Presión de formación | Peso real de lodo |
| 0.3 | Margen de viaje | Peso real de lodo |
| 0.3 | Presión de empuje | Peso equivalente de lodo |
| 0.2 | Margen de seguridad | Peso equivalente de lodo |
| 16.4 | | Presión total impuesta |

2. Determinar aquellas formaciones que no pueden soportar una presión igual a 16.4 lb/gal, es decir, aquellas formaciones que deberán ser protegidas con revestimiento. La más profundidad de estas zonas es la mínima profundidad tentativa de asentamiento de la tubería de revestimiento. Trazar una línea vertical desde 16.4 lb/gal hasta intersectar la curva de gradiente de presión de fractura (Figura V.14). La profundidad tentativa de la tubería intermedia es la intersección marcada. En este ejemplo es de 8,800 pies.
3. Revisar si la profundidad tentativa para determinar si se presentará algún problema de pegadura por presión diferencial cuando se corra la tubería de revestimiento a la profundidad de 8,800 pies (Figura V.15). El peso de lodo requerido para alcanzar la profundidad de 8,800 pies es igual a:

| Cantidad (lb/gal) | Tipo de Presión |
|-------------------|--------------------------------|
| 10.7 | Presión de Formación |
| 0.3 | Margen de Viaje |
| 11.0 | Peso requerido del lodo |

En tanto que la presión de formación en la parte más profundidad de la zona de presión normal es de 9.00 lb/gal a 8,000 pies. Por lo tanto, la presión diferencial a esta profundidad resulta:

$$(11.0 - 9.0) \cdot 0.052 \cdot (8,000) = 832 \text{ lb/pg}^2$$

832 psi < 2,200 psi

Presión diferencial < Límite máximo de presión diferencial

Debido a que la tubería puede ser introducida hasta la profundidad de 8,800 pies sin problemas de pegadura por presión diferencial, la profundidad tentativa de 8,800 pies, es entonces la profundidad real de asentamiento de la sarta de tubería de revestimiento intermedia, como se definió en el paso 2.

4. Revisar el intervalo de 8,800 a 12,000 pies para determinar si la presión diferencial excede el rango de 3,000 – 3,300 psi. En este caso, la máxima presión diferencial de 2,380 psi ocurre a la profundidad de 8,800 pies, dentro de la zona de presión anormal.
5. Esto indica que no existirá problema por presión diferencial, por lo tanto el programa de tuberías de revestimiento queda de la siguiente forma (Figura V.16):

- ▣ TR de explotación a: 12,000 pies.
- ▣ TR intermedia a: 8,800 pies.

Este ejemplo ilustró el caso donde la línea vertical trazada desde la presión de 16.4 lb/gal intersecciona la curva de gradiente de fractura en la región de presión anormal y se realizó el cálculo para determinar si la tubería estaría expuesta a una pegadura por presión diferencial cuando se introdujera al pozo.

Si la presión diferencial hubiera sido mayor que el límite arbitrario de 2,200 psi se hubiera tenido que implementar el procedimiento descrito en los siguientes párrafos.

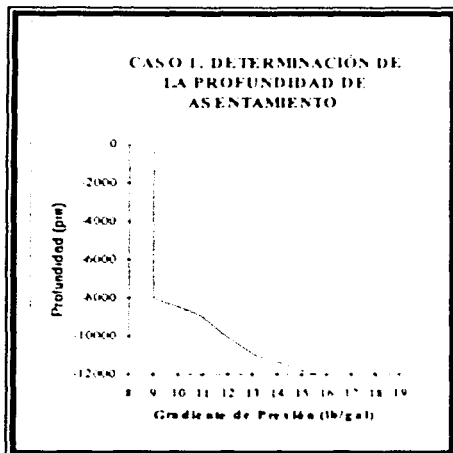


Figura V.13. Ejemplo Caso No. 1.

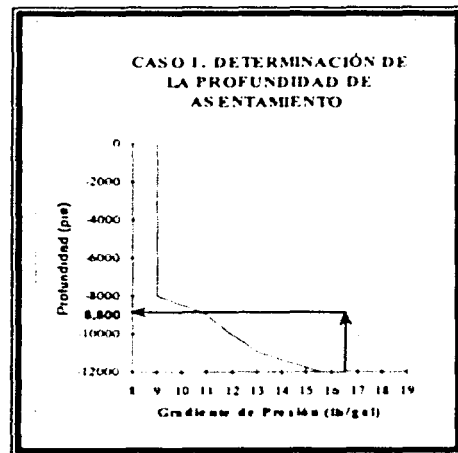


Figura V.14. Profundidades Fractuables.

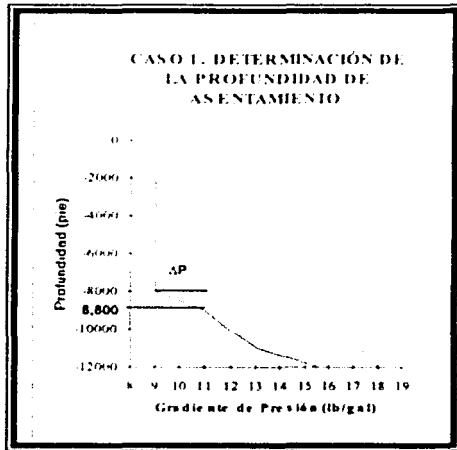


Figura V.15. Presión Diferencial.

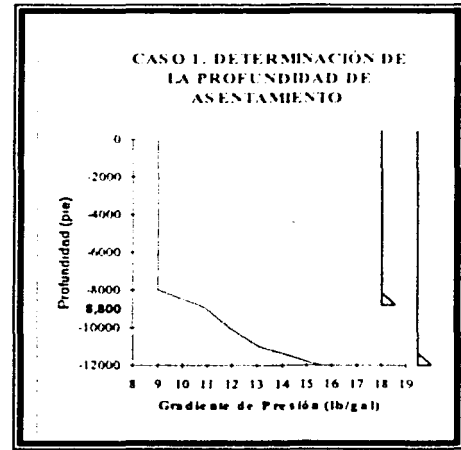


Figura V.16. Programa de TR's.

Aquellos casos cuando la línea vertical intersecta la curva de gradientes de fractura en la zona de presión normal, se discuten a continuación.

En muchos casos es necesario alterar la profundidad de asentamiento de la tubería debido a los problemas potenciales por presión diferencial. Por lo que la "profundidad de asentamiento" previamente calculada se define como la profundidad más somera de la tubería de revestimiento corta. Este procedimiento se implementa de la superficie al fondo de la zona de alta presión, en lugar del procedimiento inverso empleado para establecer la profundidad tentativa. De esta manera, la nueva profundidad de la tubería intermedia se establece empleando el criterio de pegadura por presión diferencial.

La profundidad de asentamiento más profunda de la tubería de revestimiento corta se determina con base en los gradientes de presión de formación y de fractura. Después de que se establece esta profundidad, se determinan las profundidades exactas de asentamiento entre la profundidad de asentamiento más somera previamente calculada y la profundidad más profunda posible. La profundidad final de la TR corta puede ser establecida mediante un criterio tal que minimice la sección de agujero reducido que deberá ser perforado debajo de la TR corta y evitar de esta manera una sección excesiva de agujero descubierto entre las secciones de tubería intermedia-corta o corta-intervalo productor.

Para determinar la nueva profundidad de asentamiento de la tubería intermedia, si la pegadura por presión diferencial representa un riesgo potencial, se pueden emplear cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$P = (p - 9) * (0.052) * (D)$$

Ecuación. V.3

o

$$\frac{P}{0.052 * D} + 9 = \rho \quad \text{Ecuación. V.4}$$

donde:

 ρ = peso (densidad) del lodo, lb/gal.

D = profundidad de la zona de presión normal, pies.

P = presión diferencial, psi (un límite arbitrario de 2,000 a 2,300 psi es considerado como un valor adecuado para la presión diferencial).

El peso del lodo, ρ , de la ecuación anterior puede emplearse para localizar la profundidad donde existe esta presión diferencial:

$$P_f = \rho_i - MV \quad \text{Ecuación. V.5}$$

donde:

 ρ_i = densidad del lodo, lb/gal.

MV = margen de viaje, lb/gal.

 P_f = Presión de formación, lb/gal.

Por lo tanto, la profundidad a la cual se localiza la presión de formación, P_f , se define como la nueva profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia.

La profundidad de asentamiento más profunda de la TR corta se establece a partir del gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia. Empleando un procedimiento inverso al realizado en el ejemplo del caso anterior, se restan los factores de empuje, succión y seguridad, del gradiente de fractura para determinar la máxima presión de formación permitida en las secciones más profundas del agujero. La profundidad a la cual se encuentra esta presión llega a ser al profundidad de asentamiento más profunda de la TR corta. El establecimiento de la profundidad de asentamiento de la TR corta entre la más somera y la más profunda depende de la experiencia y las condiciones geológicas del área.

Ejemplo. Caso no. 2. Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia y corta.

De acuerdo con las condiciones presentadas en la Figura V.17, determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia y de la TR corta. Suponga un límite en la presión diferencial de 2,200 psi y los siguientes factores :

Empuje = 0.3 lb/gal
 Succión = 0.3 lb/gal
 Seguridad = 0.2 lb/gal

Solución:

- De la figura V.17, el peso de lodo equivalente que se tendrá en el fondo del pozo será:

| Cantidad (lb/gal) | Propósito | Tipo de Presión |
|-------------------|----------------------|-------------------------------|
| 17.2 | Presión de formación | Peso real de lodo |
| 0.3 | Margen de viaje | Peso real de lodo |
| 0.3 | Presión de empuje | Peso equivalente de lodo |
| 0.2 | Margen de seguridad | Peso equivalente de lodo |
| 18.0 | | Presión total impuesta |

- Desde el punto de 18.0 lb/gal de presión equivalente trazar una línea vertical hasta Intersectar la curva de gradientes de fractura (Figura V.18), la cual ocurre a 12,700 pies. La profundidad a la cual se presenta la intersección se define como la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia.

Todas las formaciones más someras deberán de ser protegidas con revestimiento debido a que su gradiente de fractura es menor que la máxima presión esperada en el fondo del pozo (18.0 lb/gal).

- Evaluar la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería intermedia por presión diferencial, suponiendo que la densidad del lodo requerida para perforar hasta 12,700 pies de profundidad es igual a 14.3 lb/gal (Figura V.19):

$$\text{Presión diferencial} = (14.3 - 9) \cdot 0.052 \cdot (9,000) = 2,480 \text{ psi}$$

$$2,480 \text{ psi} > 2,200 \text{ psi}$$

$$\text{Presión diferencial} > \text{Limite máximo de presión diferencial}$$

Debido a que 2,480 psi es mayor que 2,200 psi (limite establecido), la tubería de revestimiento intermedia no puede ser introducida de una manera segura hasta la profundidad de 12,700

pies, por lo tanto, la profundidad de 2,700 pies se redefine como la profundidad de asentamiento más somera de la TR corta.

4. La profundidad de asentamiento de la tubería intermedia se define entonces mediante las ecuaciones :

$$P = (\rho - 9) * (0.052) * (D)$$

$$2,200 = (\rho - 9) * (0.052) * (9,000)$$

$$\rho = 13.7 \text{ lb/gal}$$

y este lodo controlará una presión de formación de:

$$P_f = \rho_l - TM$$

$$P_f = 13.7 - 0.3$$

$$P_f = 13.4 \text{ lb/gal}$$

Por la tanto, de la Figura V.20 se observa que la presión de formación de 13.4 lb/gal ocurre a una profundidad de 11,000 pies, la cual tiene un gradiente de fractura de 17.3 lb/gal.

5. La profundidad más profunda posible para el asentamiento de la TR corta se determina mediante la evaluación del gradiente de fractura a 11,000 pies.

Pero, ¿Cuál es la máxima presión de formación debajo de los 11,000 pies de profundidad que puede ser controlada de manera segura con un gradiente de fractura de 17.3 lb/gal?.

| Cantidad (lb/gal) | Propósito |
|-------------------|----------------------|
| 17.3 | Presión de formación |
| -0.3 | Margen de viaje |
| -0.3 | Presión de empuje |
| -0.2 | Margen de seguridad |
| 16.5 | Presión de formación |

De la Figura V.21 se observa que a la profundidad de 16,600 pies, la presión de formación es igual a 16.5 lb/gal. Por lo que esta profundidad se define como la profundidad más profunda para el asentamiento de la TR corta.

6. La profundidad más somera y más profunda de asentamiento de la TR corta están basadas en la consideración del gradiente de presión de formación y de la presión de fractura en el fondo del pozo (18,000 pies) y en la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento

intermedia (11,000 pies), respectivamente. Cualquier profundidad entre el rango de 12,700 y 16,600 pies resulta satisfactoria (Figura V.22).

Una selección arbitraria de la profundidad puede determinarse con base a

- ❖ Minimizar las secciones de diámetro reducido debajo del liner.
- ❖ Minimizar la longitud del agujero descubierto y por lo tanto, reducir los costos por tubería.
- ❖ Cualquier otra consideración especificada por la experiencia.

Como ejemplo se puede considerar que la profundidad seleccionada es igual a 15,000 pies. Esta profundidad reduce la sección de agujero reducido a 3,000 pies (15,000 - 18,000 pies) mientras que la sección de agujero descubierto es de 4,000 pies (11,000 - 15,000 pies).

Entonces el programa de tuberías de revestimiento queda de la siguiente forma (Figura V.23):

- ❖ TR de explotación a: 18,000 pies.
- ❖ TR intermedia a: 15,000 pies.
- ❖ TR intermedia a: 11,000 pies.

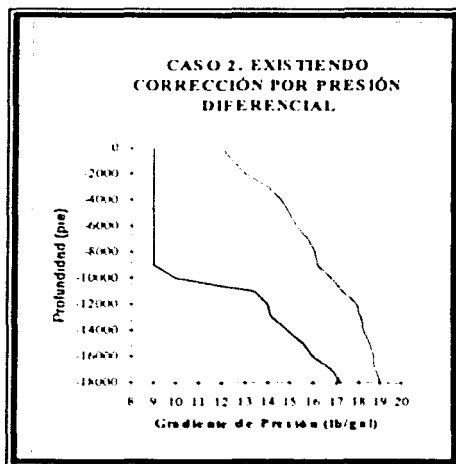


Figura V.17. Ejemplo Caso No. 2.

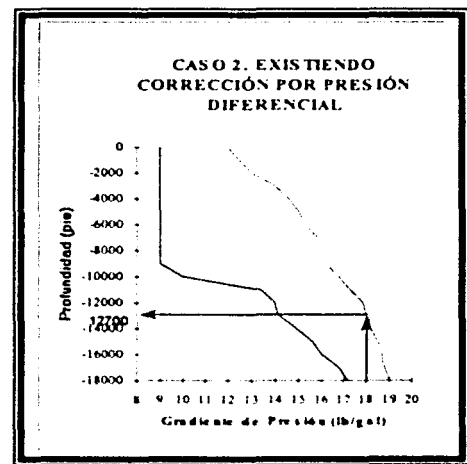


Figura V.18. Profundidades Fracturables.

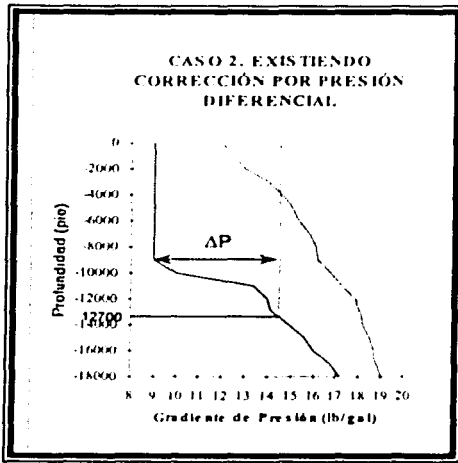


Figura V.19. Presión Diferencial.

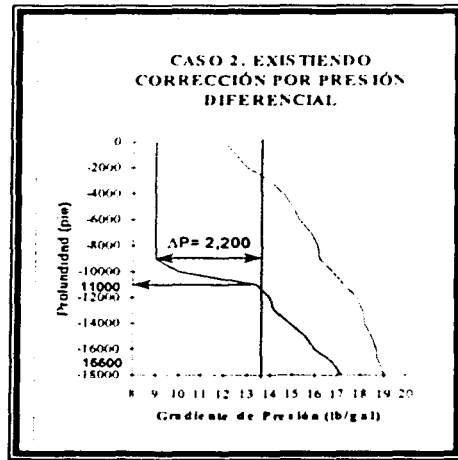


Figura V.20. Presión Diferencial.

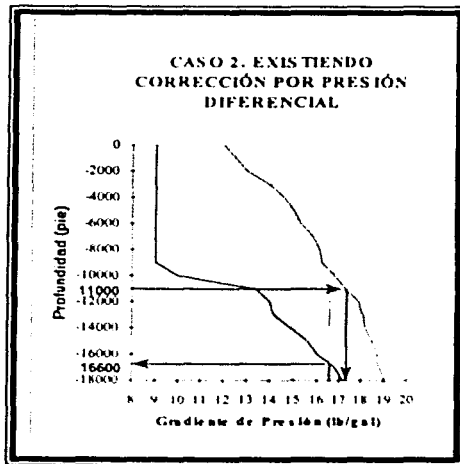


Figura V.21. Presión Diferencial.

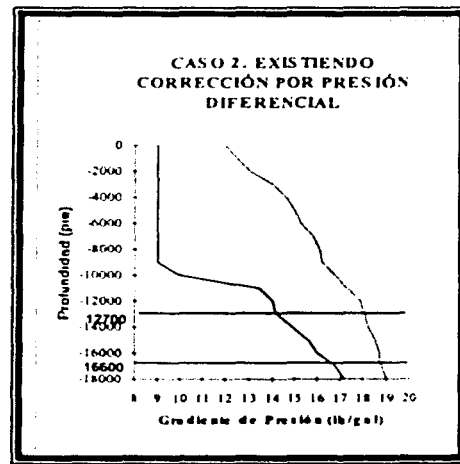


Figura V.22. Rangos.

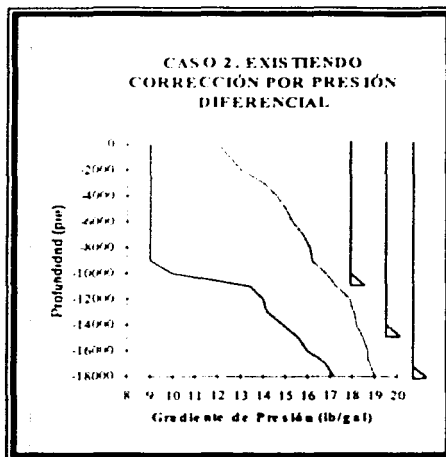


Figura V.23. Programa de TR's.

Los ejemplos anteriores ilustraron los casos en los cuales la consideración inicial de los gradientes de presión de fractura y de formación en el fondo del pozo es utilizada para seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías en la zona de presión anormal.

Si la profundidad tentativa de asentamiento de la tubería se encuentra en la zona de presión normal, se deberán emplear diferentes técnicas.

El paso inicial es la evaluación de las posibilidades de pegadura por presión diferencial en la parte más profunda de la zona de presión normal. Si el peso del lodo requerido en el fondo del pozo no genera una presión diferencial mayor que el límite establecido (2,000 - 2,300 psi), solamente se requerirá una tubería superficial asentada a una profundidad determinada.

En el caso de que la presión diferencial impuesta exceda el límite máximo establecido, se puede emplear el procedimiento visto en el ejemplo del caso 2.

Selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de asentamiento superficial.

Como un resultado de la presencia de un brote las sartas de tuberías de revestimiento someras, tales como la tubería superficial, a menudo están expuestas a presiones más severas que las consideradas para seleccionar las tuberías intermedias, profundas y cortas.

Cuando esto ocurre, la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento deberá determinarse de acuerdo con la tolerancia al brote, en lugar de los procedimientos empleados para las tuberías intermedias o profundas.

El procedimiento empleado para esta situación difiere del caso de las tuberías más profundas debido a que las presiones impuestas por el brote son comúnmente menores que los efectos combinados por empuje y succión discutidos para sartas más profundas. Los pesos equivalentes de lodo (presiones) generados por un brote son la causa más común de la mayoría de los reventones subterráneos. Cuando ocurre un brote, la presión de cierre en la tubería de revestimiento adicionada a la presión hidrostática del lodo, puede exceder la presión de fractura de la formación y producir una fractura inducida. Por lo tanto, el objetivo de un procedimiento, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento que evite un reventón subterráneo será el de determinar una profundidad a la cual la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote.

La determinación exacta de las presiones impuestas por un brote es una tarea difícil, sin embargo, el empleo de la siguiente ecuación ha probado ser un método efectivo en aplicaciones de campo:

$$EB_{brote} = \left[\frac{P_A}{P_I} \right] * (I_B) + (\rho_I) \quad \text{Ecuación. V.6}$$

donde:

EB_{brote} = peso del lodo equivalente a la profundidad de interés, lb/gal.

P_A = profundidad de la siguiente tubería de revestimiento mas profunda, pies.

P_I = profundidad de interés, pies.

I_B = incremento en el peso del lodo requerido para controlar el brote (normalmente igual a 0.5), lb/gal.

ρ_I = peso original del lodo empleado, lb/gal.

Esta ecuación puede ser empleada en una manera iterativa conjuntamente con un método confiable de determinación de los gradientes de fractura para determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, la cual tendrá la suficiente resistencia para soportar las presiones generadas por un brote.

Inicialmente se selecciona una profundidad somera para la cual se determinan el gradiente de fractura y el peso de lodo equivalentes, si el peso de lodo equivalente es mayor que el gradiente de fractura, indica que en caso de ocurrir un brote la formación no soportará la presión generada y se corre el peligro de una fractura, por la que se repite el cálculo seleccionando a un intervalo más profundo. El procedimiento se continúa hasta que el gradiente de fractura excede el peso de lodo equivalente, cuando esto ocurre, la profundidad de asentamiento seleccionada soportará las presiones generadas por un brote. Este procedimiento se ilustra en el ejemplo siguiente:

Ejemplo. Caso no. 3. Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial.

Empleando los datos de la Figura V.24, determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, empleando los siguientes factores de diseño:

| Valor (lb/gal) | Factor |
|----------------|--------------|
| 0.3 | De empuje |
| 0.3 | De succión |
| 0.2 | De seguridad |
| 0.5 | De brote |

Considere un límite de 2,200 psi para la presión diferencial.

Solución:

1. Evaluar la máxima presión impuesta en el fondo del pozo:

| Cantidad (lb/gal) | Propósito |
|-------------------|-------------------------------|
| 12.0 | Presión de formación |
| 0.3 | Margen de viaje |
| 0.3 | Margen de succión |
| 0.2 | Margen de seguridad |
| 12.8 | <i>Presión total impuesta</i> |

Al trazar una línea vertical desde el valor de 12.8 lb/gal, se intersecta la curva de gradientes de fractura en la zona de presión normal (Figura V.25), lo cual indica que no se requiere de una sarta de tubería de revestimiento Intermedia, a menos que se tengan problemas por presión diferencial.

2. Determine la densidad real del lodo que será empleado durante la perforación del pozo a la profundidad total y determine la posibilidad de pegadura por presión diferencial.

Densidad del lodo a 12,000 pies = presión de formación + margen de viaje

$$\text{Densidad del lodo a 12,000 pies} = 12.0 + 0.3 = 12.3 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Presión diferencial} = (12.3 - 9) \cdot 0.052 \cdot (9,000) = 1,554 \text{ psi}$$

1,554 psi < 2,200 psi
 Presión diferencial < Límite máximo de presión diferencial

Debido a que la presión diferencial es menor que el límite arbitrario supuesto, no se requiere de una tubería intermedia, y por la tanto, solamente se requiere de la tubería superficial.

- Determinar la profundidad a la cual el gradiente de fractura excede las presiones impuestas por un brote.

Seleccionando la profundidad de 1,000 pies como la profundidad supuesta para el asentamiento de la tubería superficial, se tiene a partir de la ecuación para el asentamiento de la tubería superficial:

$$EB_{brote} = \left[\frac{P_T}{P_I} \right] * (I_B) + (\rho_I)$$

$$EB_{brote \text{ a } 1,000} = \left[\frac{12,000}{1,000} \right] * (0.5) + (12.3) = 18.3 \text{ lb/gal}$$

Debido a que a la profundidad seleccionada, el gradiente de fractura es menor que la presión impuesta al brote, se debe seleccionar una profundidad mayor, a fin de evitar problemas de un reventón subterráneo. Los resultados de varias iteraciones se enlistan en la siguiente tabla y se muestran graficados en la Figura V.26.

| Profundidad | Efecto de Brote |
|-------------|-----------------|
| 1000 | 18.3 |
| 2000 | 15.3 |
| 3000 | 14.3 |
| 4000 | 13.8 |
| 5000 | 13.5 |
| 6000 | 13.3 |
| 7000 | 13.2 |

La profundidad de asentamiento debe de ser el valor donde cruce la curva realizada por el efecto de brote con el gradiente de fractura de la formación, el cual es para este ejemplo de 3,800 pies.

Por lo que el programa de tuberías de revestimiento queda de la siguiente forma (Figura V.27):

- ◄ TR de explotación a: 12,000 pies.
- ◄ TR superficial a: 3,800 pies.

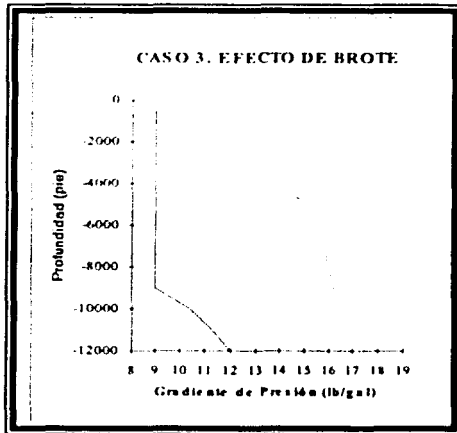


Figura V.24. Ejemplo Caso No. 3.

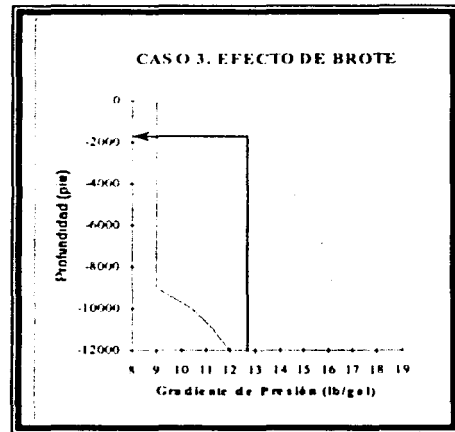


Figura V.25. Profundidades Fractuables.

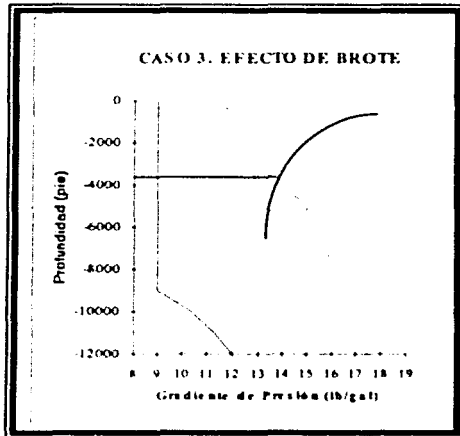


Figura V.26. Efecto por Brote.

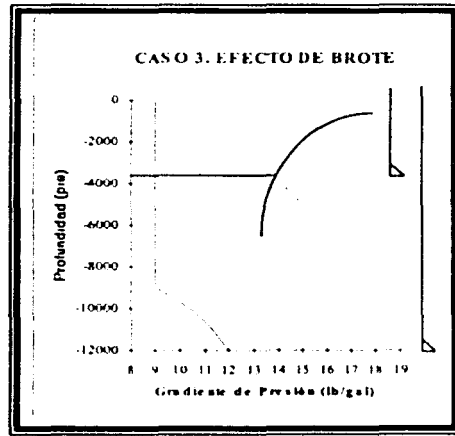


Figura V.27. Programa de TR's.

El valor de 0.5 para el incremento en peso del lodo por efectos de un brote (I_B) es un valor ampliamente aceptado para su uso en el campo, este representa el incremento promedio (máximo promedio) en el peso de lodo necesario para controlar un brote. El empleo de esta variable en la ecuación utilizada permite al operador perforar (inadvertidamente) dentro de una formación, en la cual la presión de formación es del orden de 0.5 lb/gal mayor que el valor originalmente calculado y aún controlar seguramente un brote que pueda ocurrir. De hecho, si el peso original del lodo es de 0.3 a

0.4 lb/gal mayor que la presión de formación anticipada, la ecuación anterior tomará en cuenta errores del orden de 0.8 a 0.9 lb/gal, en los cálculos de la presión de formación.

Si es necesario, el valor de 0.5 lb/gal para I_B puede ser alterado para ajustarse a condiciones más confiables de acuerdo con la zona donde se lleve a cabo la perforación, esto de acuerdo con la experiencia y las condiciones de perforación particulares para el área dada.

Un argumento válido concerniente a la ecuación y su representación en las prácticas de campo, es el hecho de que en situaciones reales de un brote, los pesos de lodo equivalentes, son controlados hasta cierto grado por la presión en la tubería de revestimiento, la cual no ha sido directamente tomado en cuenta en la ecuación mencionada. Sin embargo, una inspección en la presión de la tubería de revestimiento en caso de la presencia de un brote, mostrará, que los dos componentes en la presión son el grado de desbalance entre el peso original del lodo y la presión de formación; así como el desbalance entre el fluido del brote y la presión de formación. La primera de estas dos componentes está representada en la ecuación en la forma de un incremento en el peso del lodo, mientras que la segunda no es tomada en cuenta.

En la mayoría de los brotes, el valor promedio de la segunda componente varía entre 100 y 300 psi, por lo que si un operador piensa que la segunda componente es significativa, la ecuación se puede alterar fácilmente, cambiando el término del incremento en peso del lodo a un valor mayor.

Profundidad de asentamiento de la tubería conductora y/o estructural.

Las profundidades de asentamiento para las tuberías de revestimiento colocadas arriba de la superficial, comúnmente son determinadas de acuerdo a regulaciones gubernamentales o problemas de perforación encontrados en la zona.

Por ejemplo, en una área donde se presenten problemas de pérdidas de circulación severas entre los 73 y los 100 pies de profundidad, se pueden resolver corriendo una tubería hasta cubrir dicha zona de pérdida.

En otras situaciones tales como la presencia de acuíferos, formaciones no consolidadas o zonas de gas someras, pueden afectar la profundidad de la tubería conductora. La evaluación de los registros de perforación en la zona, normalmente servirá para identificar las condiciones antes mencionadas.

V.3. Geometría del pozo.

Cierta información adicional se puede obtener de los gradientes de formación y de fractura y con la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento que son de gran importancia para la perforación de un pozo. Estos parámetros son:

- ▣ La densidad del fluido de control.
- ▣ La geometría del pozo:
 - Diámetros de tuberías de revestimiento.
 - Diámetro de las barrenas que se emplearán.

Estos diámetros se pueden definir utilizando un nomograma (Figura V.28), que presente los diámetros de tuberías y barrenas estándares, el cual comienza una vez definido el diámetro de la tubería de producción (por donde se extraerán los hidrocarburos), seleccionando el diámetro de la tubería de revestimiento de explotación y se continua la selección siguiendo las flechas que guiaran para el numero de tuberías de revestimiento que se necesitan.

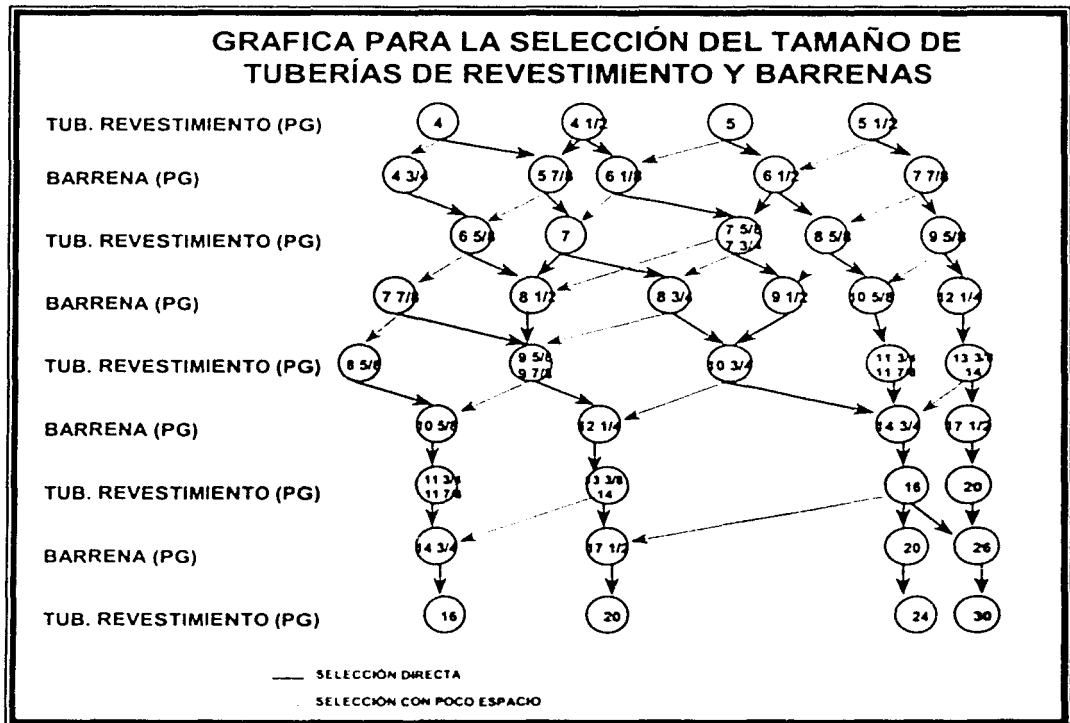


Figura 28. Nomograma de selección de Diámetros.

V.4. Ejercicios Propuestos.

Definir los siguientes conceptos:

1. Definir presión hidrostática y explicar porque parámetros se ve afectada.
2. ¿Qué es presión de formación?.
3. ¿Cuántos tipos de presión de formación existen?, definir cada uno de ellos.
4. ¿Qué es presión de fractura?.

5. ¿Qué mecanismos tienden a ocasionar presiones de formación anormales?, ¿En qué consisten cada uno de ellos?
6. ¿Dónde se da inicio al proceso de selección y asentamiento de tuberías de asentamiento?
7. Describir cuál es la finalidad del asentamiento de cada una de las tuberías de revestimiento.

Resolver los siguientes problemas:

8. Determine la profundidad de asentamiento de las diferentes tuberías de revestimiento, para las condiciones mostradas en el ejemplo del caso 1, pero considerando que de acuerdo con el lodo de perforación se requiere de un margen de viaje y de empuje igual a 0.4 lb/gal. Emplear 0.2 lb/gal como margen de seguridad. Además considere un límite de presión diferencial de 2,200 psi para la zona de presión normal.
9. Determinar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento intermedia para las siguientes condiciones:

| Profundidad (pies) | Presión de Formación (lb/gal) |
|--------------------|-------------------------------|
| 0 – 9,000 | 9.0 |
| 9,500 | 9.5 |
| 10,000 | 11.0 |
| 10,500 | 11.8 |
| 11,000 | 12.3 |
| 11,500 | 12.9 |
| 12,000 | 13.3 |
| 12,500 | 13.5 |
| 13,000 | 14.0 |
| 13,500 | 15.0 |
| 14,000 | 16.0 |
| 14,500 | 16.2 |

Suponga 0.3 lb/gal como factor de empuje y de succión y 0.2 lb/gal como factor de seguridad. El límite de presión diferencial es de 2,300 psi para la zona de presión normal. Emplear el método de Eaton (solución gráfica) para la determinación de los gradientes de fractura.

10. Determine la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial para las siguientes características:

Profundidad de asentamiento tubería intermedia = 9,400 pies.

Densidad original del lodo = 12.1 lb/gal.

Factor de brote = 0.4 lb/gal.

Capítulo VI. Personal para la perforación de pozos.

VI.1. El Elemento Humano.

El elemento humano es la pieza fundamental del proceso de perforación de pozos, sus funciones inician con el diseño del pozo a perforar, terminan con el pozo como la obra. En un departamento de perforación se ven involucrados:

- ❖ Jefe de la unidad o departamento.
- ❖ Personal de diseño.
- ❖ Personal de operación.
- ❖ Personal de servicio a pozos.
- ❖ Personal de servicios auxiliares.
- ❖ Personal de administración y finanzas.
- ❖ Personal de seguridad y protección ambiental.
- ❖ Personal técnico y obrero.

Tomando un ejemplo de este tipo de departamentos del área de perforación, la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos (PEMEX), organiza sus departamentos de perforación en unidades operativas (Figura VI.1) con el siguiente organigrama (año 2001):

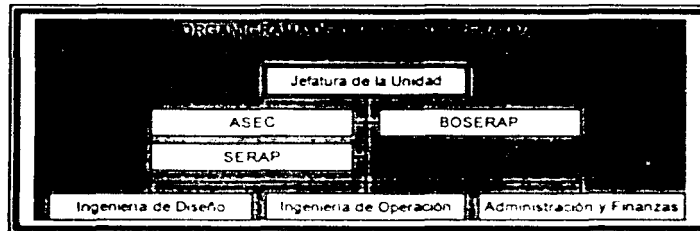


Figura VI.1. Organigrama UPMP - PEMEX.

La descripción de la actividades y personal que labora en cada una de las divisiones es:

- ❖ **Jefatura de la Unidad Operativa:** Representada por un Jefe de Unidad, el cual es el responsable directo ante la Gerencia Divisional de Perforación, de todas las actividades y operaciones realizadas en la Unidad Operativa.
- ❖ **ASEC (Administración de la Seguridad, Ecología y Calidad):** Es la Representación que se encarga de normar en cuanto a seguridad y protección ambiental se refiere, así como administrar el equipo de protección y supervisar la calidad de las operaciones.

- ▣ **BOSERAP (Base Operativa de Servicio a Pozos):** Es el área encargada de proporcionar el servicios a los pozos, ahí están comprendidos y administrados los suministros y requerimientos en cuanto al empleo de registros eléctricos, la línea de acero y logística de las cementaciones.
- ▣ **SERAP (Servicios auxiliares a Pozos):** Es la representación encargada del mantenimiento mecánico, eléctrico y estructural de los equipos, de la logística de la unidad y servicios de apoyo en conexiones superficiales de control, así como el control y supervisión de las compañías de servicios orientadas a todo lo que es el mantenimiento.
- ▣ **Ingeniería de Diseño:** Es el grupo de profesionistas encargados de la elaboración de los Programas de los Pozos, tanto de diseño como de operación, entre ellos realizan los diseños de Cementaciones, tuberías, barrenas, pruebas técnicas, etc., son responsables de elaborar los informes finales, y las estadísticas, así como de llevar el seguimiento de la perforación del pozo (Figura VI.2).

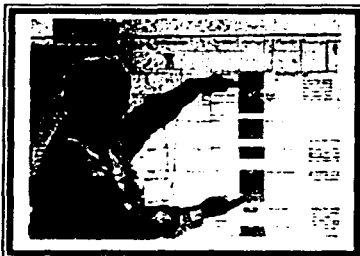


Figura VI.2. Ingeniería de Diseño.

- ▣ **Ingeniería de Operación:** Son profesionistas encargados de realizar y dirigir las operaciones, seleccionar y supervisar el personal técnico y obrero, hacer ejecutar programas y es responsable del suministro a los equipos de los materiales necesarios durante la perforación, así como de la logística y el seguimiento de la perforación de los pozos (Figura VI.3).



Figura VI.3. Ingeniería de Operación.

- ▣ **Administración y Finanzas:** Integrados por personal de diferentes niveles, profesionistas y técnicos, avocados a las actividades administrativas de:

- o La contratación, supervisión y seguimiento de recursos humanos.
- o Elaboración y seguimiento del costo de la perforación.
- o Seguimiento financiero de la Unidad.
- o Abastecimiento, localización y adquisición de materiales.
- o Elaboración y supervisión de los contratos.
- o Proceso de capacitación del personal técnico y obrero.

Además de las áreas mencionadas anteriormente (pertenecientes a PEMEX) existe el personal técnico que se encarga de la operación de perforar y que se encuentra en campo, este personal es el siguiente:

- ▣ **Supervisor.**- También conocido como coordinador o superintendente, según el nombramiento interno de la compañía, es el responsable del equipo de perforación. Generalmente esta disponible las 24 hrs. Sus conocimientos provienen de años de experiencia escalando los diversos puestos. Dirige las operaciones, puede ser el encargado de las nuevas contrataciones de obreros y participa en las negociaciones entre la compañía operadora y la contratista (Figura VI.4).



Figura VI.4. Supervisor.

El término de "cuadrilla" de perforación se refiere al número de personas que involucra la operación de perforación de un pozo y depende del tamaño de la instalación, de la política de la empresa, del tipo de equipo de perforación (marino o terrestre) y de las operaciones programadas. Básicamente esta compuesta por:

- ▣ **Perforador:** Son los encargados de operar el equipo (malacate, bombas de lodo, rotaria, llaves de apriete y desenrosque), llevan acabo el control sobre las condiciones de operación y los metros perforados, está a cargo de las tareas rutinarias de la perforación, controla la maquinaria de perforación, es el jefe de la cuadrilla, junto con los demás miembros de la cuadrilla hacen el trabajo directo de perforar el pozo.
- ▣ **Auxiliar del perforador:** Es el segundo a cargo después del perforador, dada su experiencia y habilidades en ausencia del perforador lo sustituye, durante las operaciones de meter y

sacar tubería del pozo asiste a los ayudantes de piso, puede manejar la consola del perforador, maneja los motores auxiliares.

- 14 **Encuellador (chango):** conocido como chango, torrero o enganchador, trabaja en el piso de enganche, le sigue de rango al perforador supliéndolo en su ausencia, cuando se esta sacando tubería manipula el extremo superior de las lingadas, y mientras se esta perforando es responsable de mantener las propiedades del lodo, supervisar el desempeño de las bombas y demás equipos de circulación (Figura VI.5).



Figura VI.5. Encuellador.

- 14 **Obrero de piso:** Es el encargado de realizar todas las maniobras de ayudantía (es el menor rango de la cuadrilla de perforación), su labor principal es conectar y desconectar tubería durante la introducción o sacada de la misma, cuando no se "corre" tubería, se encarga del mantenimiento y limpieza del equipo, esta disponible para cualquier requerimiento o necesidad en el equipo (Figura VI.6).

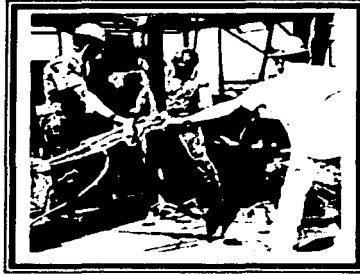


Figura VI.6. Obrero de piso.

- ▣ **Mecánico:** Se encarga del mantenimiento general de todos los componentes mecánicos de la instalación, puede hacer reparaciones y arreglos menores en los motores, bombas y otras máquinas de la instalación, auxilian al control de la maquinaria de combustión interna y centrífugas (partes mecánicas y eléctricas), son los encargados de llevar el control del consumo de combustible y lubricantes.
- ▣ **Electricista:** Mantiene y repara los sistemas de generación de energía y distribución de la instalación, puede hacer reparaciones menores en los generadores o motores eléctricos, además de inspeccionar y mantener la línea eléctrica.
- ▣ **Soldador:** Son los que proporcionan el mantenimiento preventivo y correctivo de la parte estructural del equipo de perforación, auxiliando además en la introducción de TR's y en conexiones superficiales de control.
- ▣ **Ayudantes:** Dependiendo del tamaño del equipo, el tipo de instalación (marina o terrestre), las políticas de la empresa y las necesidades, se podrá disponer de ayudantes para el mecánico, el soldador y el electricista, quines asistirán al titular en su labor, así como se estarán capacitando para suplirlos en su ausencia o cuando sean ascendidos.
- ▣ **Químico:** Profesionista técnico encargado de supervisar y garantizar las propiedades reológicas del fluido de perforación. Prepara, mantiene y da tratamiento al fluido de perforación. Es responsable de la existencia adecuada de materiales necesarios para el lodo, así como del control de pegaduras de tubería durante la perforación. Reporta un análisis del lodo periódicamente (usualmente cada 12 horas en equipos marinos y cada 24 horas en terrestres) y debe reportarle al personal operativo y al responsable del equipo cualquier anomalía en el lodo (FiguraVI.7).

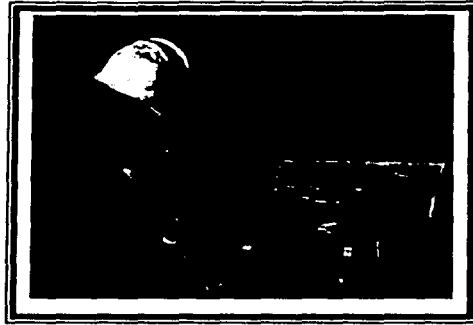


Figura VI.7. Químico.

VI.2. Personal adicional en un equipo de perforación marino.

- ❖ **ITP (Inspector Técnico de Perforación):** Es el responsable de la ejecución de las operaciones y la seguridad (en ausencia del ingeniero de proyecto).
- ❖ **ATP (Auxiliar Técnico de Perforación):** Atiende a barcos y lanchas abastecedoras, así como a helicópteros que transportan materiales, reciben tubería (de revestimiento, de perforación, etc.), apoyan en el control del pozo y otros siniestros.
- ❖ **Gruero:** Opera las dos grúas con que cuenta el equipo, descargando y cargando materiales de la plataforma a los barcos de abastecimiento y viceversa, acomoda materiales en cubierta, además de apoyar en las operaciones de introducción de tuberías al pozo.
- ❖ **Ayudantes de trabajos de perforación:** Hacen funciones diversas, sobre todo en la descarga de materiales con el fin de no distraer a la cuadrilla.
- ❖ **Ayudantes contra incendio:** Su función es operar en primer instancia el equipo de contra incendio, en caso de algún siniestro.
- ❖ **Administrador:** Lleva el control administrativo del personal, como es el de cocina, el de limpieza, distribuye camarotes, además lleva el control de todos los suministros.
- ❖ **Ayudantes de Producción:** Supervisa y reporta los diversos movimientos en los pozos que se encuentran en producción en la plataforma.
- ❖ **Médico:** Por normatividad en cada plataforma debe haber a bordo un médico, quien asiste al personal cuando se requiere de su servicio.
- ❖ **Bombólogo:** Mantiene en condiciones adecuadas de operación las bombas de lodo y es responsable de la existencia de refacciones para las mismas (pistones, válvulas, empaques, etc.).
- ❖ **Personal de Cocina y Aseo:** Preparan los alimentos, realizan el aseo de las habitaciones y el lavado de la ropa de trabajo del personal operativo.
- ❖ **Capitán de Barco:** Entre otras funciones, coordina todas las actividades previas y de movilización de la plataforma, revisa y distribuye la carga variable de la plataforma.

distribuye las cargas de los tanques de lastre, autoriza la recepción de materiales a la plataforma, mantiene el torque de los motores de izaje de las piernas de la plataforma.

VI.3. Ejercicios Propuestos.

Definir los siguientes conceptos:

1. ¿Qué es una cuadrilla de perforación?.
2. ¿Cuál es el área mas importante en la perforación de un pozo petrolero?.
3. Proponga un organigrama para la unidad de perforación y mantenimiento de pozos de alguna empresa relacionada con la perforación de pozos.
4. ¿Por qué existe una cantidad adicional de personal en la perforación marina?.
5. Investigue algunos organigramas y las funciones específicas del área de perforación de pozos de diferentes empresas relacionadas a la perforación de pozos petroleros (mínimo 3 compañías).

Bibliografía.

- ❖ Mc. Cray and Cole, "Tecnología de la perforación de pozos petroleros", sexta reimpresión 1984.
- ❖ Manuales de fluidos de control, nivel 2 y nivel 3, Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos, Petróleos Mexicanos 1986.
- ❖ López Ramos E., "Geología de México", Tomos I a III.
- ❖ Rodríguez Santana E., "Apuntes de Geología del Petróleo", Facultad de Ingeniería UNAM, 1984.
- ❖ Adams Neil J., "Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach", Penwell Publishing Co., 1985.
- ❖ Bourgoyne Adam T., "Applied Drilling Engineering", SPE Series Vol. 2, Second Printing, 1991.
- ❖ Benítez Hernández M. A., "Apuntes de Tecnología de Perforación", Segunda Parte, Facultad de Ingeniería UNAM, Abril 1988.
- ❖ "El Equipo Rotatorio y sus Componentes", Unidad 1 Lección 1, Petroleum Extension Service, Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ William C. Maurer, "Advanced Drilling Techniques", Petroleum Publishing Co.
- ❖ Garaicochea Petirena F., "Apuntes de fluidos de Perforación", Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ Muñoz Muñoz G., "Descripción General de Plataformas Marinas", Tesis Instituto Politécnico Nacional.
- ❖ Baker R., "A Primer of Offshore Operations", Petroleum Extension Service, Second Edition.
- ❖ Silva M., "Cementación de Tuberías Cortas", Tesis División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Equipo Marino", Especialidad en Perforación y Mantenimiento de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Determinación de las Profundidades de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento", Ex 20/10/97.
- ❖ Pérez Ramírez M. A., "Diseño del Programa de Perforación de Pozos Petroleros", Proyecto Terminal, Especialidad en Perforación y Mantenimiento de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Control de Pozos WellCAP", Programa de Acreditación, PEMEX Exploración y Producción, International Association of Drilling Contractors.
- ❖ González Carrillo F., "La Industria Petrolera, Conceptos Básicos", Biblioteca de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Marzo 1999.
- ❖ Gatlin C., "Petroleum Engineering, Drilling and Well Completions", Prentice Hall Inc., 1960.
- ❖ Baker R., "A Primer of Oilwell Drilling", Sixth Edition, Petroleum Extension Service, 2001.

pueda seguir sirviendo en caso de que se cambie el plan de estudios. El primer capítulo sólo es una introducción a la ingeniería petrolera y las diversas áreas que involucra, por lo que se explica cada área de una manera muy sencilla. Los demás capítulos si tienen la profundidad necesaria para que los alumnos obtengan el conocimiento necesario y puedan ahondar más si lo desean, consultando la bibliografía correspondiente.

Bibliografía.

- ❖ Mc. Cray and Cole, "Tecnología de la perforación de pozos petroleros", sexta reimpresión 1984.
- ❖ Manuales de fluidos de control, nivel 2 y nivel 3, Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos, Petróleos Mexicanos 1986.
- ❖ López Ramos E., "Geología de México", Tomos I a III.
- ❖ Rodríguez Santana E., "Apuntes de Geología del Petróleo", Facultad de Ingeniería UNAM, 1984.
- ❖ Adams Neil J., "Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach", Penwell Publishing Co., 1985.
- ❖ Bourgoyne Adam T., "Applied Drilling Engineering", SPE Series Vol. 2, Second Printing, 1991.
- ❖ Benítez Hernández M. A., "Apuntes de Tecnología de Perforación", Segunda Parte, Facultad de Ingeniería UNAM, Abril 1988.
- ❖ "El Equipo Rotatorio y sus Componentes", Unidad 1 Lección 1, Petroleum Extension Service, Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ William C. Maurer, "Advanced Drilling Techniques", Petroleum Publishing Co.
- ❖ Garaicochea Petrirena F., "Apuntes de fluidos de Perforación", Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ Muñoz Muñoz G., "Descripción General de Plataformas Marinas", Tesis Instituto Politécnico Nacional.
- ❖ Baker R., "A Primer of Offshore Operations", Petroleum Extension Service, Second Edition.
- ❖ Silva M., "Cementación de Tuberías Cortas", Tesis División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Equipo Marino", Especialidad en Perforación y Mantenimiento de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Determinación de las Profundidades de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento", Ex 20/10/97.
- ❖ Pérez Ramírez M. A., "Diseño del Programa de Perforación de Pozos Petroleros", Proyecto Terminal, Especialidad en Perforación y Mantenimiento de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- ❖ "Control de Pozos WellCAP", Programa de Acreditación, PEMEX Exploración y Producción, International Association of Drilling Contractors.
- ❖ González Carrillo F., "La Industria Petrolera, Conceptos Básicos", Biblioteca de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Marzo 1999.
- ❖ Gatlin C., "Petroleum Engineering, Drilling and Well Completions", Prentice Hall Inc., 1960.
- ❖ Baker R., "A Primer of Oilwell Drilling", Sixth Edition, Petroleum Extension Service, 2001.

- ❖ "The Technology of Offshore Drilling Completion and Production", ETA Offshore Seminars Inc., The Petroleum Publishing Company, TULSA.
- ❖ Devereux S., "Practical Well Planning and Drilling Manual", Penwell Books.
- ❖ De La Torre Ramos E., "Hidráulica de Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos", México.
- ❖ León Loya J. G., "Optimización de la Perforación", Apuntes de la Asignatura de Ingeniería de Pozos, UNAM.
- ❖ "Un Siglo de la Perforación en México", PEMEX Exploración y Producción, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, CD Interactivo.
- ❖ Darley H. C. H. and Gray G., "Composition and properties of drilling an completion fluids", Gulf Publishing Company.
- ❖ www.iveronsoftware.com