



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
UNIDAD TICOMÁN**

**SEMINARIO DE ACTUALIZACIÓN CON OPCIÓN DE  
TITULACIÓN DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y  
REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

**TESIS**

**PERFORACIÓN DIRECCIONAL CASO PRÁCTICO  
DEL POZO TINTAL 102**

**A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTAN**

**RIOS BERNARDO SANDRA VIRIDIANA  
FLORES PEÑA EDUARDO IVÁN  
ESPINOSA NUÑEZ BRAYAN FABIÁN**



**DIRECTORES  
ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ  
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE**

**CIUDAD DE MÉXICO**

**AGOSTO 2020**



**Folio**  
DES/1717/2020

**"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"**  
**175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración**  
**125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía**  
**80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"**  
**75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía**

**Asunto**  
Reprogramación de la  
Impartición del Seminario

CDMX, 03 de julio de 2020

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**  
**DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA**  
**Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN**  
**PRESENTE**

Con fundamento en el Artículo 34, Fracción VIII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/0699/2020, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"**

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/433 - 24/2011- 2020  
Vigencia del Seminario: 09 de marzo de 2020 al 09 de marzo de 2022  
Duración: 200 horas.  
Periodo de impartición: Del 18 de junio al 15 de agosto de 2020  
Horario: jueves y viernes de 12:00 a 20:00 horas y sábados de 09:00 a 17:00 horas. (Se imparte a distancia)  
Sede: ESIA TIC  
Expositores: Ing. Manuel Torres Hernández, Ing. Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfin Faure.

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar en formato electrónico la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- En la lista inicial se debe anexar el expediente digitalizado de cada participante, será enviado en un disco anexo, cada archivo deberá contener: Carta de pasante, Carta de cumplimiento del servicio social, Constancia de liberación del inglés e Inscripción del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Página 1 de 2





**"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"**  
**175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración**  
**125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía**  
**80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"**  
**75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía**

Folio  
DES/1717/2020

- Debido a la contingencia y por única ocasión el recibo de pago del dictamen técnico académico podrá ser entregado una vez que se hayan normalizado las actividades.
- Una vez reanudada las actividades se deberá enviar la información correspondiente en físico y firmada por el Coordinador del Seminario, Subdirector Académico y el Director de la Unidad Académica.
- Se deberá enviar la liga y contraseña para realizar la supervisión de la plataforma y las sesiones a distancia que se realizarán.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

"La Técnica al Servicio de la Patria"



**ING. JUAN MANUEL VELÁZQUEZ PETO**  
**DIRECTOR**  
INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
Dirección de Educación Superior

c.c.p. Dr. Jorge Toro González. Secretario Académico del IPN.  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T. s/t

JMVP/EGCV/ymvn

Página 2 de 2

Unidad Profesional Adolfo López Mateos, Edificio de la Secretaría Académica  
Av. Luis Enrique Erro s/n, col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07738, Ciudad de México  
Conmutador 01 (55) 57296000 ext. 50520  
www.ipn.mx, www.des.ipn.mx



**2020**  
AÑO DE  
**LEONA VICARIO**  
BENEMÉRITA MADRE DE LA PATRIA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PRESENTE

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben: Flores Peña Eduardo Iván, Espinoza Nuñez Brayan Fabián y Sandra Viridiana Rios Bernardo, manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Perforación direccional caso práctico del pozo Tintal 102", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento la calidad de los autores de la "LA TESIS".

Adicionalmente, y en calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto a "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Atentamente

Sandra Viridiana Rios Bernardo

Flores Peña Eduardo Iván

Espinoza Nuñez Brayan Fabián



The image shows three handwritten signatures in blue ink, each written over a horizontal line. The top signature is 'Sandra Viridiana Rios Bernardo', the middle one is 'Eduardo Iván Flores Peña', and the bottom one is 'Brayan Fabián Espinoza Nuñez'. The signatures are somewhat stylized and overlapping.

Ciudad de México, Agosto de 2020

# AGRADECIMIENTOS.

De parte de Espinoza Núñez Brayan Fabian:

Agradezco a Dios, porque en la vida siempre ha sido esa fuerza inigualable que me alentó y resguardó en mis momentos más difíciles de mi vida, dándome paz y demostrándome que soy capaz de vencer.

A mi madre, que a pesar de las adversidades y momentos tristes que la vida nos da, siempre tuvo las palabras perfectas para demostrarme que su amor incomparable siempre estará ahí, conmigo, empujándome para siempre salir adelante sin importar qué tan fuerte fuera golpeado; te doy gracias, madre hermosa por todo lo que tú has hecho por mí; le pido a dios te bendiga por siempre. Agradecido con el cielo por haber sido tú mi madre. TE AMO

A esa señora, preciosura de la vida; llamada Manuela, mi mami, por qué demuestras que no importa si llueva, si el mundo se caiga, con fe y con ganas se llega hasta donde se quiere; agradezco a ti mi abuela hermosa por darme siempre esas garras de nunca quedarme y siempre seguir hacia la meta; tú fortaleza de vida y cuerpo siempre serán las mías para llegar y triunfar. TE AMO

A mi padre, que estoy seguro que sería un orgullo para ti verme, abrazarme y decir lo muy feliz que eres viéndome triunfar, como siempre me acostumbraste, a tratar de ser mejor cada día, querer siempre la victoria y amar a los demás. Te doy gracias hasta cielo, porque, aunque no estás conmigo para darme un abrazo, te siento aquí, diciéndome felicidades; esto se va hasta el cielo padre mío. En mi corazón vivirás. Q.E.P.D

A mi hermano, mi príncipe por el que luchamos día a día, gracias por ser paciente, tienes un gran corazón y eres más fuerte de lo que nunca alguien había visto; qué esto quede marcado en tu corazón para que nunca te detengas, que este sea el punto de partida a tus logros y ganas de siempre crecer y ser mejor. Dios te bendice hermano mío, nunca te detengas por qué eres capaz de siempre llegar más lejos. Te amo hermano.

A mis amigos, Fernando Ruiz, Alan Hernández, Ricardo Uwe, Francisco Riego, Carlos Jiménez, Fernando Andrade, Yoltick García; por qué siempre tuvieron esas frases para

no dejarme caer cuando más solo me encontraba en un lugar completamente desconocido, los aprecio mucho, dios los bendice; hermanos.

A mis seres queridos, a los cuales se les aprecia con el corazón, que no dudaron que este momento llegaría; gracias por fraternales apoyos en palabra y corazón.

De parte de Flores Peña Eduardo Iván:

Agradezco a mis padres por haberme brindado su apoyo en cada paso que di desde que inicié este sueño y que ellos me ayudaron a concretar. A mi hermano Oscar que siempre estuvo ahí cada vez que lo necesite con muy buena disposición. Por último y no menos importantes a mis abuelos que siempre creyeron en mi sin importar las adversidades.

A todos ellos les dedico este logro y solo puedo decirles que este no es el final del camino, solo es una parada más.

De parte de Rios Bernardo Sandra Viridiana:

Agradezco a Dios por todo lo que me ha dado y permitido hasta el día de hoy.

A mis padres, Sandra y José y hermanos, Mónica y Cesar les dedico esta tesis, por su esfuerzo, amor y apoyo de diferentes maneras, que siempre me han dado incondicionalmente en toda mi vida.

A todos mis profesores que he tenido en mi vida académica agradezco por forjar lo que ahora soy.

A mis amigos y personas que conocí a lo largo de mi carrera profesional, les agradezco por ayudarme a no sentirme sola en una ciudad tan grande. En especial a Chafik, Mónica, Miguel, Eduardo y Lulu que siempre llevaré en mi corazón por su gran amor y cariño.

Sandra Viridiana Rios Bernardo.

# ÍNDICE.

**RESUMEN.**

**ABSTRACT.**

**OBJETIVO.**

**INTRODUCCIÓN.**

<b>CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN.</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes de la perforación en México.	1
1.2 Objetivos en la perforación.	1
1.3 Conceptos y tipos de trayectorias en la perforación direccional.	2
1.3.1 Conceptos de la perforación direccional.	2
1.3.2 Tipo de trayectoria J.	8
1.3.3 Tipo de trayectoria S.	9
1.3.4 Trayectoria S modificada.	10
1.3.5 Tipo de trayectoria horizontal.	11
1.3.6 Tipo de trayectoria multilateral.	11
1.4 Aplicaciones de la perforación direccional.	12
1.4.1 Perforación direccional sidetrack.	12
1.4.2 Perforación direccional a través de lugares inaccesibles.	13
1.4.3 Perforación direccional en domos salinos.	13
1.4.4 Perforación direccional en el control de fallas.	14
1.4.5 Perforación direccional en múltiples pozos exploratorios desde un solo pozo.	15
1.4.6 Perforación direccional terrestre hacia localizaciones marinas.	15
1.4.7 Perforación direccional costa fuera de pozos múltiples.	16
1.4.8 Perforación direccional de pozos de Alivio.	17
1.4.9 Perforación direccional de pozos.	18
1.4.10 Perforación direccional en pozos de alcance extendido.	18
1.4.11 Perforación direccional de pozos multilaterales.	19
1.4.12 Perforación direccional de pozos de radio corto, mediano y largo.	19
<b>CAPÍTULO 2. HERRAMIENTAS.</b>	<b>20</b>
2.1 Herramientas deflectoras.	20

2.1.1	Barrena.	
2.1.2	Cuchara de desviación.	20
2.1.2.1	Cuchara desviadora permanente.	21
2.1.3	Motores de fondo.	22
2.2	Sistemas de medición.	24
2.2.1	Inclinómetros.	24
2.2.2	Single Shots Magnéticos.	25
2.2.3	Herramientas Giroscópicas.	26
2.3	Sistemas estándares y auxiliares.	26
2.3.1	Porta-barrena K-MONEL.	26
2.3.2	Tubería de transición.	27
2.3.3	Tubería de perforación (drill pipes).	28
2.3.4	Porta-barrena (drill collars).	28
2.3.5	Tubería pesada (heavy weight).	29
2.3.6	Martillo.	29
2.3.7	Ensanchadores de agujero y escariadores (under reamers).	30
2.3.8	Conectores de orientación.	30
2.4	Sistemas de orientación rotatoria.	30
	<b>CAPÍTULO 3. CASO PRÁCTICO POZO TINTAL-102.</b>	34
3.1	Localización.	34
3.2	Datos del pozo.	36
3.3	Sección estructural.	37
3.4	Sección sísmica.	39
3.5	Estado mecánico del pozo TINTAL-102.	40
3.6	Proceso de la perforación.	42
3.7	Proceso de terminación.	45
3.8	Evaluación petrofísica del pozo TINTAL-102.	47
	<b>CONCLUSIONES.</b>	51
	<b>RECOMENDACIONES.</b>	52
	<b>ANEXOS DE TABLAS Y FIGURAS</b>	53
	<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	56



## **RESUMEN.**

En el siguiente trabajo, se aborda el tema de la perforación direccional, antecedentes, componentes y se concluye con un caso práctico.

En el capítulo 1, se conoce el desarrollo de la industria petrolera, hechos históricos y los diferentes tipos de trayectoria en la perforación direccional.

En el capítulo 2, se comentan los conceptos de las herramientas y tecnología que se usa actualmente en la industria.

En el capítulo 3, se analiza un caso práctico del pozo TINTAL-102.

## **ABSTRACT.**

The following paper will address the issue of directional drilling, its background, components, and conclude with a case study.

In the first chapter, we will learn about the development of the oil industry, its historical facts and the different types of directional drilling trajectory.

The second chapter will mention the concepts of the tools and technology currently used in the industry.

We will finish with a case study of the TINTAL-102 well.

## **OBJETIVO.**

En este trabajo se busca conocer la importancia de la perforación direccional en la industria petrolera. Así mismo se busca identificar las características petrofísicas para la perforación tipo J en un pozo específico.

# INTRODUCCIÓN.

Muchos de los elementos y productos que se usan hoy en día, se derivan de este recurso no renovable, también conocido como “oro negro”. En primer lugar es una fuente de energía, gracias a la cual se pueden usar los vehículos y otros medios de transporte, dado que la gasolina y los lubricantes-anticongelantes en uso a fin de mantener el motor en buenas condiciones.

Actualmente en México, se están realizando exploraciones en aguas profundas debido a que cuenta con una zona potencial de una superficie de 575,000 Km<sup>2</sup>, lo que representa más del 50% de recursos prospectivos por cuenca, sin embargo, es uno de los más grandes retos a los que se enfrenta debido a que se presentan riesgos de tipo geológico, operacional y financiero.

Esto representa una necesidad en la actualización y en el desempeño de los equipos de trabajo. La cementación de pozos es un reto amplio y difícil de enfrentar, dado que estos problemas comunes lo hacen aún más complicado: ambiente de baja temperatura, margen entre las presiones de poro y de fractura es mínimo y flujos someros de gas y agua

# **CAPÍTULO 1.**

## **ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN.**

### **1.1 Antecedentes de la perforación en México.**

El primer pozo petrolero que se perforó en México fue en la zona de Ébano, San Luis Potosí por los Estadounidenses Edward L. Doheny y Charles A. Candfield en 1900, con la empresa Mexican Petroleum of California. A partir de este hecho histórico se le abrió a México un nuevo mercado que hasta hoy en día se sigue utilizando.

En 1901, se terminó de perforar este pozo vertical con una profundidad de 433m, con una producción de 50 bpd (barriles por día) y se le bautizó como el pozo Doheny-1.

Años después, la misma compañía logró una producción de 1500 bpd en el pozo La Pez-1, su profundidad fue de 502 m y se usó el mismo método de perforación. No fue hasta 1920, que se perforó en la zona llamada Faja de Oro, ubicada al Norte de Veracruz, y se alcanzó un gasto de 260 mil bpd con el pozo Cerro Azul-4.

Posteriormente en 1921, tuvo una producción total que representó el 25% de la producción mundial en ese tiempo, México era de los países más indicados con el objeto de tener avances tecnológicos en esta área. Todos estos pozos sin otra forma de ser perforados verticalmente, dado que hasta 1930 se perforó el primer pozo direccional en Huntington Beach.

### **1.2 Objetivos en la perforación.**

En la industria petrolera la exploración y desarrollo de los campos petroleros abarca varias especialidades, una de las más importantes por su alto costo de inversión y el alto riesgo que representa la perforación, nace a mediados del siglo XIX. Debido a que su objetivo principal era la búsqueda de agua; al inicio la explotación de los

campos de hidrocarburos se enfocó en la extracción de grandes volúmenes de hidrocarburos por medio de la perforación intensiva. Debido a esto disminuyeron rápidamente los yacimientos fáciles y someros, volviendo la perforación en una actividad estratégica, porque cada vez son mayores las profundidades que se debe alcanzar, las ubicaciones y las condiciones son más difíciles, por esta razón, la perforación direccional alcanzó su desarrollo para perforar nuevas reservas hostiles y en zonas de protección ambiental, se aumentó la aplicación de técnicas de perforación direccional y ahora es una de las más comunes para perforar campos en zonas marinas y terrestres. También para tomar en cuenta el incremento de producción de los pozos.

### **1.3 Conceptos y tipos de trayectorias en la perforación direccional.**

Perforación direccional se define como la desviación intencional de un pozo con respecto al trayecto que adoptaría naturalmente. Esta desviación se logra a través del uso de cuñas, configuraciones de arreglos de fondo de pozo (BHA), sistemas a fin de medir la trayectoria del pozo hasta superficie, motores de fondo, y componentes BHA y barrenas de perforación especiales, incluidos los sistemas rotativos direccionales, y las barrenas de perforación. En algunos casos, tales como en la perforación de formaciones la inclinación severa o cuando existe una desviación impredecible en las operaciones de perforación convencional, se emplean técnicas de perforación direccional a fin de asegurar que el pozo se perfore verticalmente. Si bien este objetivo se puede lograr con diversas técnicas, el concepto de direccionar el sistema de perforación en la que se quiere operar.

#### **1.3.1 Conceptos de la perforación direccional.**

Esta perforación direccional de un pozo es de acuerdo a lo largo de una trayectoria planeada definida para lograr el objetivo, que es penetrar el yacimiento de una posición antes planeada bien definida del objetivo (yacimiento), al tener el posicionamiento a una distancia lateral determinada de acuerdo a la ubicación superficial del equipo de perforación. Con el objeto de atravesar la zona de interés durante la perforación se debe de tener un control del ángulo y la dirección del pozo,

las cuales están referidas a los planos vertical y horizontal (dirección, desplazamiento), respectivamente.

Profundidad vertical verdadera (PVV): Es la distancia vertical desde el nivel de referencia a la profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo. Esto normalmente se calcula al tomar en cuenta la inclinación, que es el ángulo en grados con respecto a un plano vertical, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado.

Profundidad desarrollada (PD): Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea al contar las lingadas de la tubería o por el contador de profundidad que se tiene en el sistema de línea de acero.

Desplazamiento horizontal (DH): Es la distancia total y lineal con respecto a un plano horizontal del conductor del pozo al mismo objetivo.

Dirección: La dirección se puede expresar de distintas formas:

- En función de cuadrantes (N15E).
- En acimut (0-360°).

Los ángulos se expresan en grados o radianes ( $360^\circ=2\pi$  radianes ó 6.28 radianes, donde  $\pi=3.1415965$ ).

Pata de perro (dog leg): Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en la inclinación y dirección) entre las estaciones de un registro direccional; la pata de perro se mide en grados.

Severidad de la pata de perro: Es la magnitud en la pata de perro, requerida en un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 pies o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros. Es conveniente mantener la severidad tan baja como sea posible en la perforación

convencional (menos de 3 o 4°/100 pies). Una severidad alta puede provocar problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de la tubería o desgaste de la misma o también en la tubería de revestimiento.

Lado alto del pozo: Es el lado directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para orientar la cara de la herramienta. Es importante notar que en una inclinación de 0° no existe un lado alto. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta direccional son paralelos al vector de gravedad, y no se tiene un punto de intersección desde el cuál se pueda definir el lado alto. Otro concepto importante es si la inclinación es igual a cero (0°), el pozo es vertical. Es decir, el eje del pozo se representa como un punto en el plano vertical.

Herramienta de fondo: Cualquier dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se opere en el pozo, como son motores de fondo, camisas MWD, herramientas direccionales, son ejemplos de sistemas de fondo.

Cara de la herramienta (Tool Face): El término se usa en relación a las herramientas desviadoras en los motores dirigibles y se puede expresar como:

- Física. El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, a fin de determinar la trayectoria futura del pozo.
- Conceptual. En el pozo, el término cara de la herramienta, a menudo se usa como frase corta para referirse a la orientación de la misma. Por ejemplo, puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el norte o desde la boca del pozo.

Orientación de la cara de la herramienta: Es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo.



Radian: Unidad de medida para ángulos. Un radian se define como la medida angular central cuyos lados cortan un arco igual en longitud al radio en la circunferencia del círculo. A la longitud de este arco que es igual a un radio del círculo se le llama radian.

La ventaja sobre los grados es que ayudan a simplificar muchas fórmulas trigonométricas.

Geodesia: Ciencia que tiene por objeto el estudio y la determinación de la forma, dimensiones y campo de la gravedad de la tierra y de los cuerpos celestes cercanos a ella, previamente a la realización del mapa topográfico de un país, son necesarios los trabajos de Geodesia, permite obtener datos para determinar con exactitud los puntos de control de la triangulación y de la nivelación.

Geoide: Cuerpo definido por la superficie equipotencial del campo de gravedad terrestre. Por lo anteriormente mencionado, es un modelo bastante acertado de la forma de la tierra, establecido en una forma casi esférica aunque con un ligero achatamiento en los polos (esferoide), pero que guarda las diferencias propias de la gravedad en vinculación a masas diferenciales de los perfiles de composición vertical del planeta.

Nivel del mar (NM): Es la referencia a nivel del mar.

MSL Geoide: Superficie equipotencial (normal a la aceleración de gravedad), diferencia entre MSL Geoide y WGS84:

Sistema de coordenadas: En un sistema de coordenadas rectangulares o cartesianas, se puede localizar un punto con una sola pareja de puntos (x,y), estos

valores son las distancias dirigidas, partiendo del origen, desde los ejes x-y respectivamente, el origen es el punto donde se interceptan los dos ejes. La posición de un punto se encuentra determinada por tres números independientes que definen las distancias a los llamados planos coordenados (figuras 1 y 2).

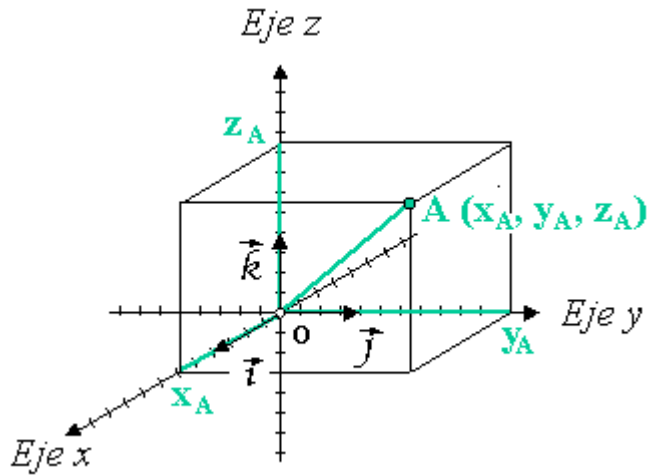


Figura 1. Sistema de Coordenadas.

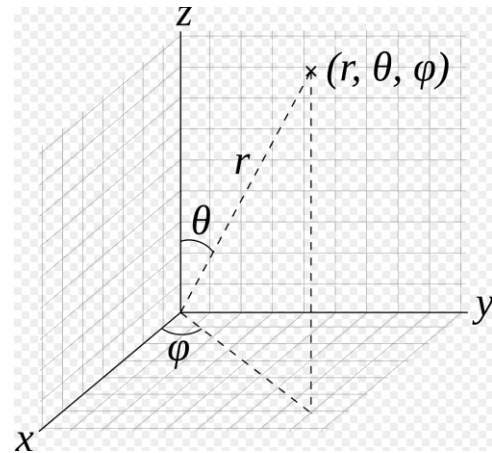


Figura 2. Sistema de Coordenadas.

Se observan los tres planos de coordenadas que forman ángulos rectos entre sí y cuyas intersecciones son los llamados ejes, las distancias perpendiculares medidas a los planos constituyen las coordenadas a la posición del punto dado, otra forma de representar los puntos en el plano, es el empleo de coordenadas de la posición del punto dado, otra forma es emplear coordenadas polares, en este sistema se necesita de un ángulo ( $\theta$ ) y una distancia ( $r$ ), a fin de medir  $\theta$  en radianes, se requiere una semirrecta que se dirija al eje polar y a fin de obtener  $r$  que es el punto fijo llamado polo.

Origen del campo magnético: El campo magnético de la tierra se origina en este océano de hierro, el cual es un fluido conductor de la electricidad en constante movimiento. Aparentado sobre el caliente núcleo interior, el núcleo externo líquido se agita drásticamente, el núcleo exterior sufre también huracanes-remolinos

generados por las fuerzas de Coriolis producidos por la rotación terrestre, estos complejos movimientos generan el magnetismo de nuestro planeta a través de un proceso llamado efecto dinamo.

Los polos magnéticos se definen como el punto en la superficie de la tierra donde las líneas del campo magnético son perpendiculares a la superficie terrestre, la mayoría de brújulas señalan al polo norte magnético, que actualmente se ubica sobre el territorio canadiense, cerca de los 1800 km al sur del polo norte geográfico, el campo magnético de la tierra está sujeto a variaciones seculares (a lo largo de las eras geológicas), anuales, e incluso diarias (también se producen inversiones magnéticas que consisten en cambio diametral de la oposición de los polos magnéticos); razón por la cual en la actualidad no se utiliza extensamente la norte magnética como referencia en levantamientos de precisión.

**Norte Verdadero:** Es uno de los dos lugares en la superficie de un planeta coincidente con el eje de rotación; es opuesto al polo sur, todos los planetas y satélites poseen un polo norte y otro sur, cuyo eje de rotación no suele ser perpendicular al eje de traslación. El polo norte geográfico terrestre se sitúa en el polo ártico, donde el mar está cubierto por un casquete de hielo.

**Norte Magnético:** Es la dirección que señala la aguja imantada de una brújula, la del polo Norte Magnético; dirección que no coincide con el Norte Geográfico, excepto en los puntos del hemisferio Norte situados en el mismo meridiano que el Norte Magnético. La tierra gira en un campo magnético que se llama campo geomagnético terrestre.

**Buzamiento:** Es el sentido o representación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos.

Inclinación: Es la medida como unidad de gravedad por acelerómetros gravitacionales, que miden el campo gravitacional de la tierra en los planos x, y, z.

Sistemas de coordenadas geográficas GS: En relación con la red geográfica que forman los paralelos y meridianos se definen las coordenadas geográficas que permiten ubicar con precisión la ubicación de un punto cualquiera de la superficie terrestre. Estas dos coordenadas se miden como la distancia desde el punto en cuestión hasta las líneas base del sistema y reciben el nombre de Latitud: Su línea base es el ecuador, Longitud: Su línea base es el meridiano de Greenwich.

Coordenadas UTM: Las coordenadas UTM dividen al planeta en numerosas zonas que se suponen son planas, al hacer la división se usan como base el sistema de coordenadas geográficas que se conocen.

Giroscopio: Es un dispositivo mecánico que muestra el principio de conservación del movimiento angular. En física también se conoce como inercia giroscópica.

### **1.3.2 Tipo de trayectoria J.**

Los pozos tipo J, se perforan donde no es deseable o posible asentar el equipo de perforación directamente arriba del objetivo o en una plataforma que efectúa varios pozos.

Este tipo de trayectoria a menudo aumenta y mantiene la inclinación a un rumbo definido (figura 3), se perfora verticalmente hasta el punto donde se inicia la construcción hasta alcanzar la inclinación máxima, manteniendo la dirección constante, al tener la tangente y alcanzar el objetivo final del pozo.

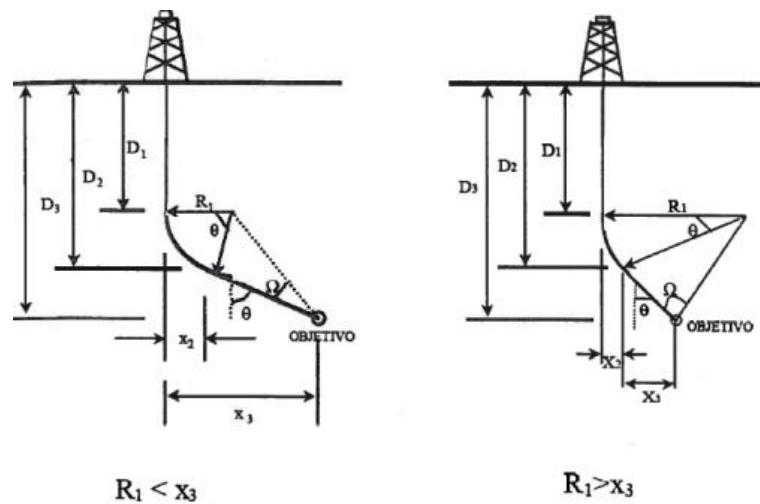


Figura 3. Trayectoria tipo J.

### 1.3.3 Tipo de trayectoria S.

Este tipo de pozo se perfora para mejorar su eficiencia y la localización del pozo en descontrol. En perforación marina los pozos tipo S pueden asegurar la precisión de las distancias entre los mismos cuando se perforan desde una misma plataforma.

Esta trayectoria se inicia con una perforación vertical hasta llegar al primer punto donde se inicia la construcción y alcanza la máxima inclinación, posteriormente se navega y se mantiene constante la inclinación y dirección, lo siguiente es el inicio en la disminución de la segunda curva hasta alcanzar la vertical y llegar al objetivo (figura 4).

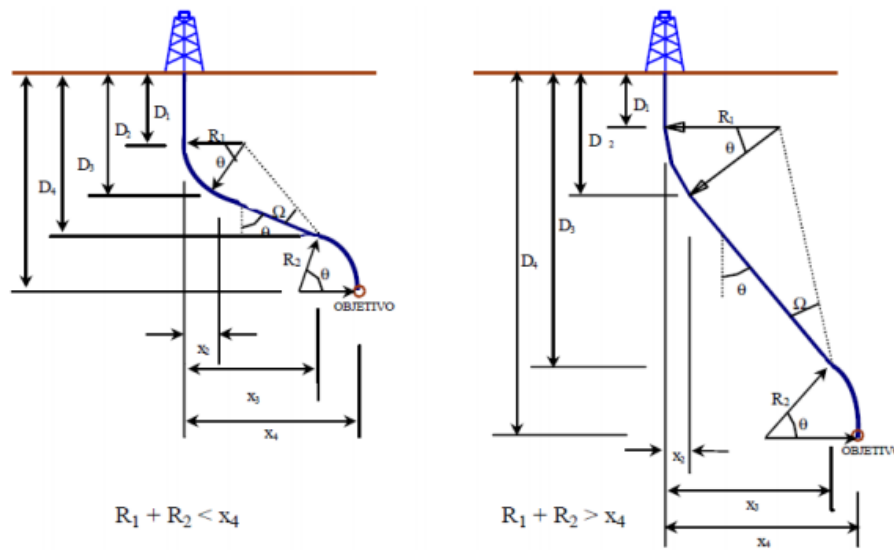


Figura 4. Trayectoria tipo S.

### 1.3.4 Trayectoria S modificada.

Está constituido por una sección en el aumento del ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados y el mantenimiento del ángulo al objetivo (figura 5).

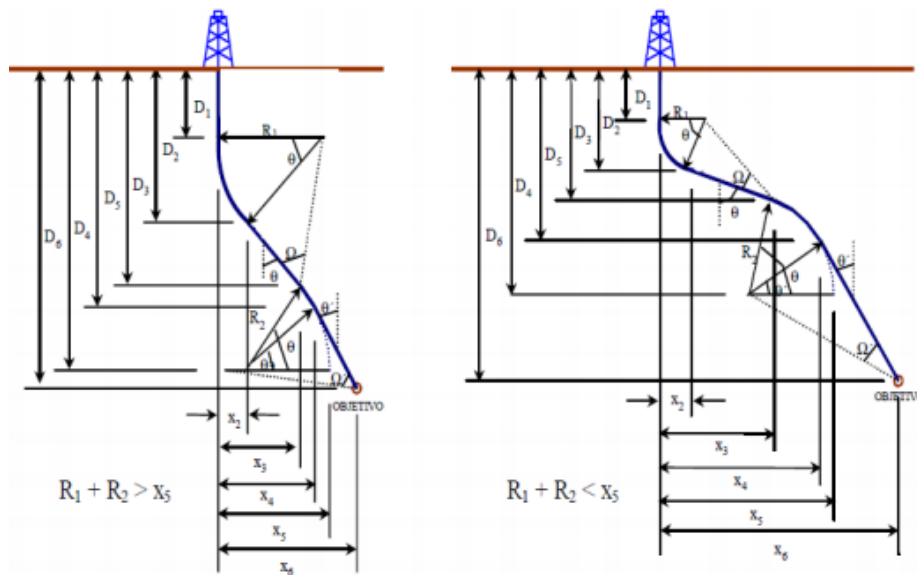


Figura 5. Trayectoria tipo S Modificada.

### 1.3.5 Tipo de trayectoria horizontal.

Esta técnica se aplica cuando la producción de un campo es reducida, debido a los factores de gas y agua (conificaciones) o formaciones de buena permeabilidad vertical.

De acuerdo a la relación que se usa en su construcción, los pozos horizontales se dividen en:

- Radio corto:  $100^\circ/30$  m.
- Radio medio:  $10^\circ$  a  $50^\circ/30$  m.
- Radio largo: menos de  $10^\circ/30$  m.

Los pozos horizontales se realizan con la intención de perforar los horizontales productivos en una gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional (figura 6).

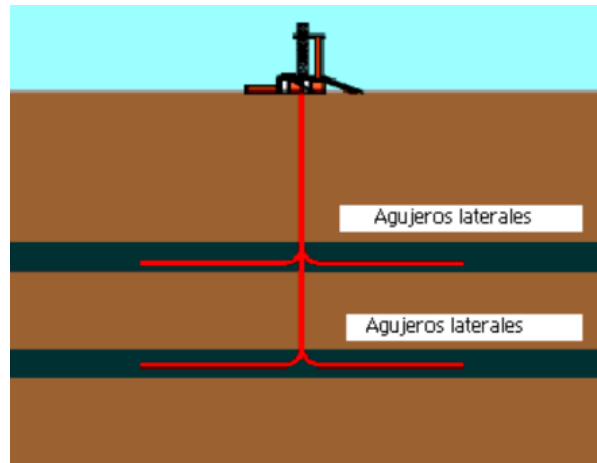


*Figura 6. Trayectoria Horizontal.*

### 1.3.6 Tipo de trayectoria multilateral.

Esta técnica consiste en perforar a determinada profundidad un pozo, el cual se toma como punto de partida y posteriormente a partir del mismo se crean otros pozos direccionales.

Los pozos multilaterales usan drenajes horizontales múltiples desde un pozo primario a fin de reducir el número de pozos necesarios para drenar el yacimiento (figura 7).



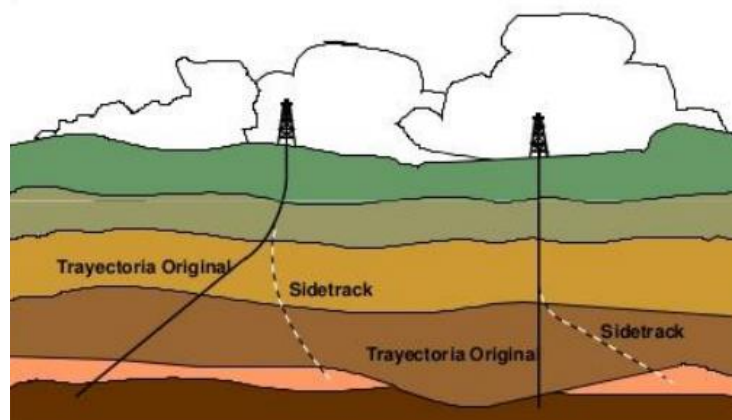
*Figura 7. Multilateral.*

## **1.4 Aplicaciones de la perforación direccional.**

### **1.4.1 Perforación direccional sidetrack.**

El sidetrack es la primera técnica de perforación direccional que tiene como objeto el poder evitar obstrucciones en el pozo (pescados-figura 8). Esto como resultado de la acción de desviar un pozo a fin de iniciar un nuevo pozo en cualquier punto de la trayectoria del mismo. Otras razones para realizar un sidetrack son:

- Evitar un pez que se tenga en el pozo.
- Desprendimiento de la sarta de perforación.
- Interceptar una formación productora.
- Evitar fallas geológicas.



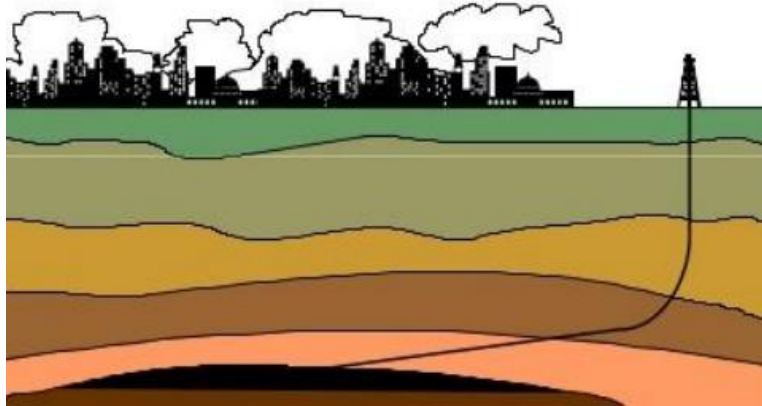
*Figura 8. Perforación Direccional Sidetrack.*



#### **1.4.2 Perforación direccional a través de lugares inaccesibles.**

Con el objeto de evitar obstáculos como son ciudades, ríos, o áreas ambientales es necesario localizar el equipo de perforación lejos del objetivo.

Este tipo de perforación es muy común en el Sur de México y el Centro del país, dado que los yacimientos petrolíferos se encuentran por debajo de las ciudades, en este caso no se puede instalar un equipo de perforación en la misma, por lo que los equipos se ubican lejos de la ciudad y se perfora direccionalmente hacia donde este el objetivo (figura 9).

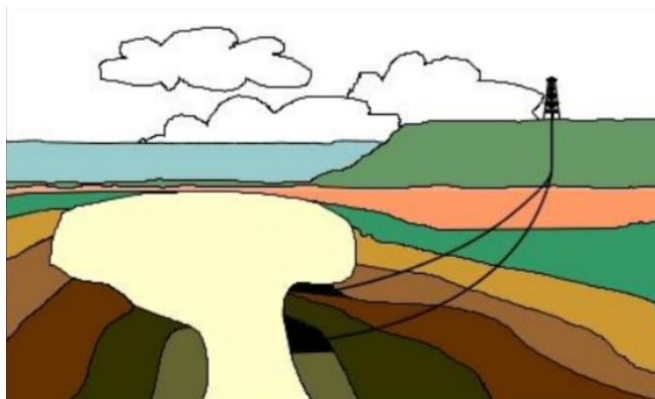


*Figura 9. Perforación direccional a través de lugares inaccesibles.*

#### **1.4.3 Perforación direccional en domos salinos.**

Se ha encontrado que los domos salinos son excelentes trampas naturales de hidrocarburos acumulados debajo de la parte superior del domo. Se perfora un pozo direccional para alcanzar el yacimiento atrapado y así prevenir los problemas asociados con la perforación a través de estas estructuras. Muchos de los campos petroleros están asociados con intrusioniones o domos salinos, esta técnica de perforación direccional permite desarrollar y explotar los yacimientos que se encuentran atrapados. En el Golfo de México hay muchos domos salinos, al principio no se explotaban por la problemática que generan, pero hoy en día se

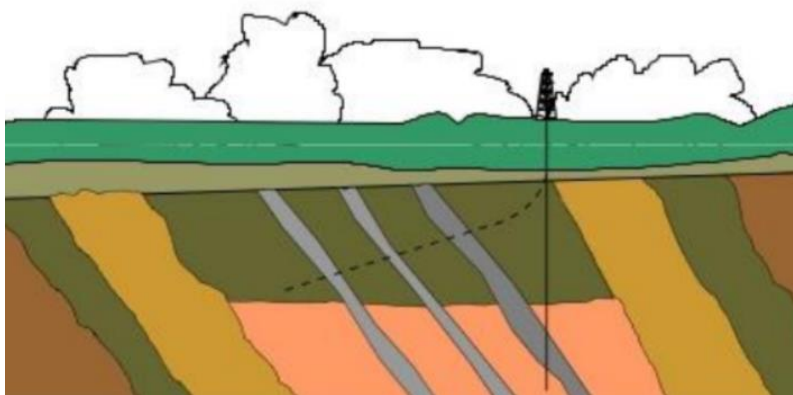
perfora direccionalmente y se explota el yacimiento con buenos resultados (figura 10).



*Figura 10. Perforación direccional en domos salinos.*

#### **1.4.4 Perforación direccional en el control de fallas.**

El control de fallas es una aplicación para perforar un pozo direccional en formaciones donde exista una falla sin cruzar la misma. Es complicado perforar un pozo vertical donde se tenga una falla dado a la presencia de echados altos y el plano de la falla inclinada, al perforar el plano de la falla. Para evitar este problema, el pozo se perfora por la parte superior o inferior del bloque de la falla y se desvía posteriormente a la zona productora, para que la barrena no cambie de dirección y no siga el plano o la dirección de la falla (figura 11).

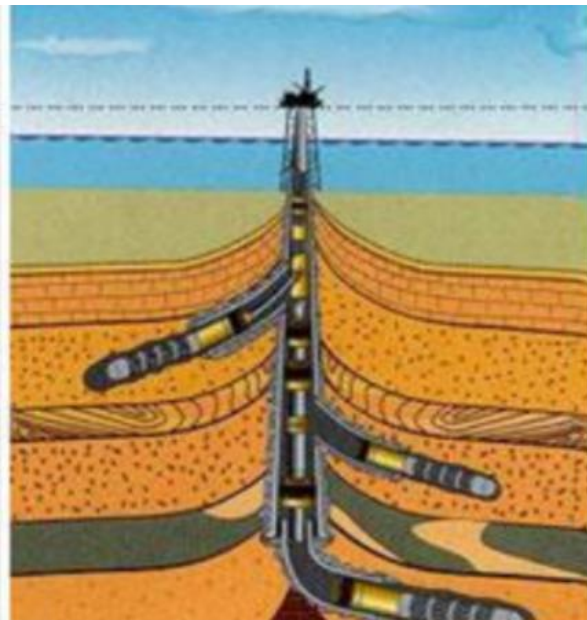


*Figura 11. Perforación direccional en el control de fallas.*

#### **1.4.5 Perforación direccional en múltiples pozos exploratorios desde un solo pozo.**

En este caso se perforan varios pozos desde un solo pozo al desviar el original a diferentes profundidades. Permite la exploración de localizaciones estructurales sin la necesidad de perforar otro pozo.

Una de las aplicaciones especiales de la perforación direccional con múltiples objetivos es la que se presenta en múltiples arenas, como por ejemplo en campos del Golfo de México se encuentran tres zonas productoras donde es factible perforar un pozo y aprovechar los tres intervalos productores, esto genera un aumento mayor en la producción y costo bajo en la perforación (figura 12).



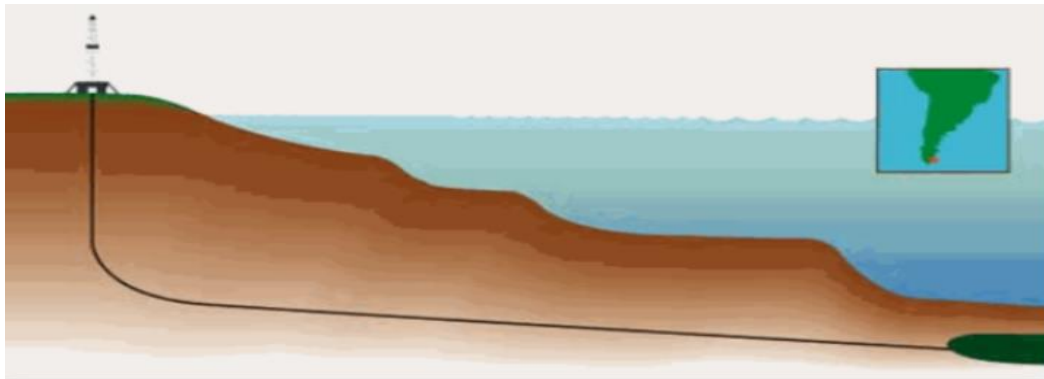
*Figura 12. Perforación direccional en múltiples pozos exploratorios desde un solo pozo.*

#### **1.4.6 Perforación direccional terrestre hacia localizaciones marinas.**

Este tipo de perforación se desarrolla cuando un yacimiento que está localizado bajo grandes volúmenes de agua se encuentra dentro del alcance de un equipo terrestre.

La cabeza del pozo está en tierra mientras que el agujero se perfora direccionalmente bajo el agua para alcanzar el yacimiento. Esta técnica ahorra dinero porque los equipos terrestres son mucho más económicos que las plataformas marinas.

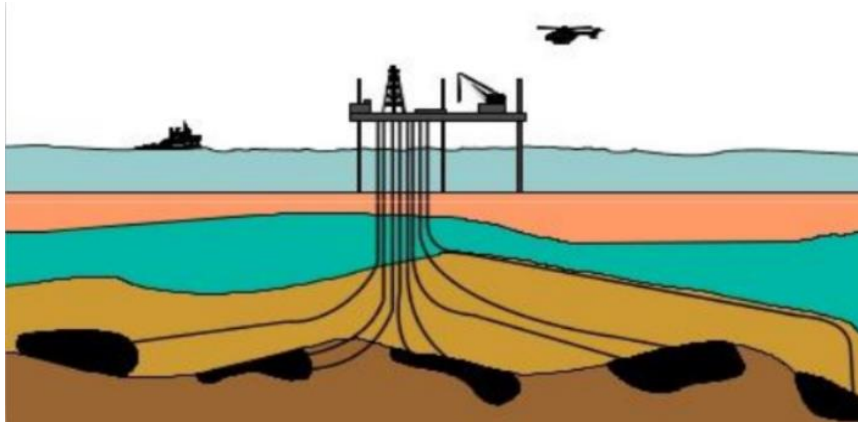
En México, es común este tipo de trayectorias de pozo, en la costa de Tabasco se perforan estos tipos de pozos, donde el equipo de perforación se localiza a orillas de la playa y se dirigen hacia el mar llegando a alcanzar profundidades de más de 6 mil metros (figura 13).



*Figura 13. Perforación direccional terrestre hacia localizaciones marinas.*

#### **1.4.7 Perforación direccional costa fuera de pozos múltiples.**

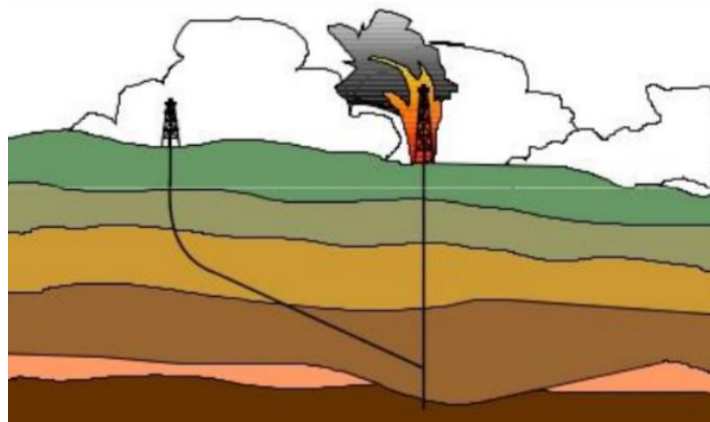
El uso de esta técnica es el modo más económico para desarrollar campos costa afuera. Se perforan varios pozos direccionales desde una sola plataforma. En el campo Cantarell que se encuentra ubicado a 80 kilómetros mar adentro de Ciudad del Carmen, Campeche es muy común este tipo de pozos, en una sola estructura se llegan a perforar hasta 16 pozos, con el uso de equipos de perforación localizados en plataforma auto elevables. Esta técnica es de gran ayuda para aprovechar el yacimiento que va en declive (figura 14).



*Figura 14. Perforación direccional costa fuera de pozos múltiples.*

#### **1.4.8 Perforación direccional de pozos de alivio.**

Los pozos de alivio se usan a fin de matar pozos descontrolados interceptándolos. Se debe planear cuidadosamente un pozo direccional para localizar e interceptar el pozo fuera de control. La perforación direccional en sus inicios se desarrolló con objeto de realizar pozos de alivio o de control, esta es una de las aplicaciones especializadas debido a la alta precisión y riesgo que se involucra. Si un pozo sale fuera de control entonces se perfora un pozo de alivio para interceptar el descontrolado. La perforación direccional debe ser extremadamente precisa y requiere de herramientas especiales para interceptar el pozo (figura 15).



*Figura 15. Perforación direccional de pozos de alivio.*

#### **1.4.9 Perforación direccional de pozos.**

Los pozos horizontales sirven para interceptar horizontalmente una formación productora para mejorar su producción. Esta técnica aumenta el área superficial en una formación productora, especialmente cuando la permeabilidad efectiva del yacimiento es vertical.

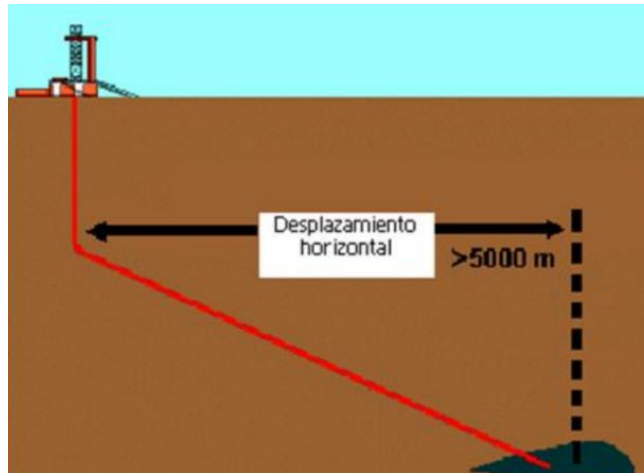
Los pozos horizontales en muchos casos permiten aumentar el radio de drenaje y con esto se aumenta la producción al igual que permite reducir los problemas de conificación de agua o de gas, al colocar el pozo de forma óptima en la zona productora, con esto se genera un alto gasto de crudo. En varios países es común esta perforación por su alta rentabilidad. En México, se han perforado varios pozos en tierra y actualmente en el mar para maximizar y aprovechar el yacimiento (figura 16).



*Figura 16. Perforación direccional.*

#### **1.4.10 Perforación direccional en pozos de alcance extendido.**

Los pozos de alcance extendido se perforan para alcanzar yacimientos que tienen un desplazamiento horizontal mayor a 5000 metros. En esta aplicación los pozos tienen alta inclinación y grandes desplazamientos horizontales en la profundidad vertical verdadera perforada, la cual se aplica en el desarrollo de campos con menos estructuras artificiales (plataformas) o donde se tienen secciones pequeñas del yacimiento que es incosteable económicamente (figura 17).



*Figura 17. Perforación direccional en pozos de alcance extendido.*

#### **1.4.11 Perforación direccional de pozos multilaterales.**

Los pozos multilaterales se efectúan lateralmente al desplazarse desde un pozo original, se perforan en costa afuera en donde existe limitaciones en el número de pozos que puedan llegar a la plataforma, al igual se usan para colocar pozos horizontales adicionales en el yacimiento.

#### **1.4.12 Perforación direccional de pozos de radio corto, mediano y largo.**

Los pozos de radio corto, normalmente reentradas de pozos verticales viejos, tienen curvas con un radio de 44 m o menos, que no se perforan con motores convencionales. Se usan para aislar zonas de producción con alta/baja presión o arenas con agua, sin la necesidad de asentar/cementar un liner. Este tipo de perforación es adecuado cuando al inicio de la desviación se realiza por debajo de formaciones problemáticas.

# CAPÍTULO 2.

## HERRAMIENTAS.

Antes de la introducción de los motores de fondo, se aplicaban diversas técnicas para desviar un pozo, como cucharas, barrenas desviadoras (jetting). Las herramientas y tecnología direccional han evolucionado en los últimos 20 años. Para desviar un pozo se emplea una amplia variedad de herramientas.

### 2.1 Herramientas deflectoras.

#### 2.1.1 Barrena.

Constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. Son de tamaño convencional, pudiendo tener una configuración de salida del fluido a través de sus orificios o jets, con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno de gran tamaño, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades (figura 18).

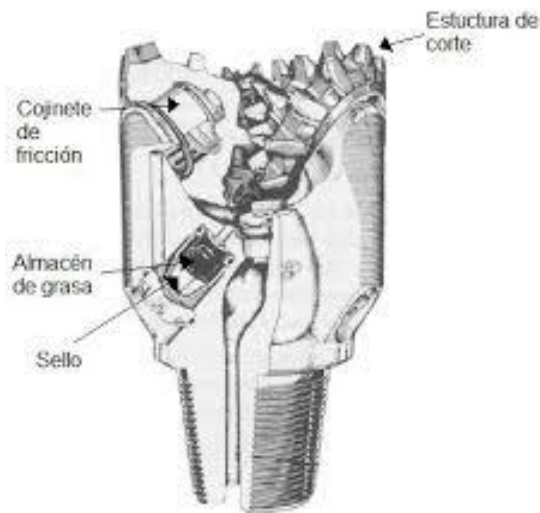
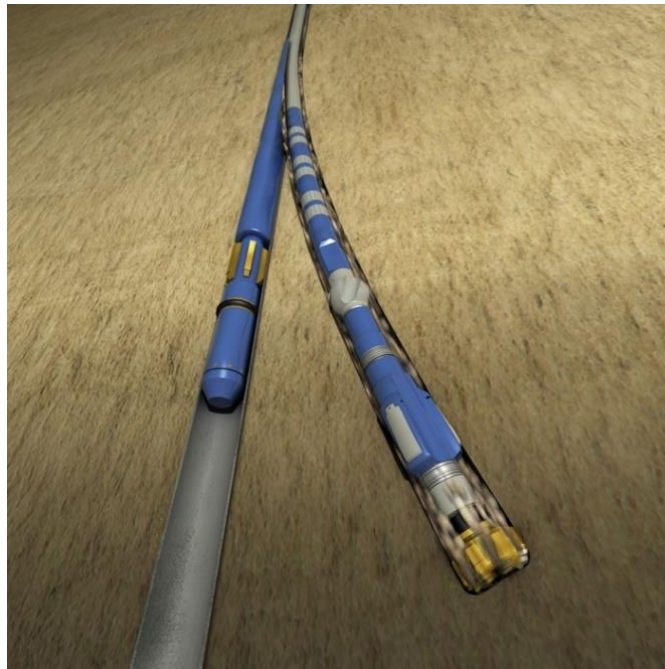


Figura 18. Barrena de perforación y sus componentes.



### **2.1.2 Cuchara de desviación.**

La cuchara o cuña de desviación (whipstock) es una herramienta que se usa a fin de generar un cambio en la trayectoria del pozo, sus principales aplicaciones son realizar operaciones de desviación (sidetrack), al igual para realizar una operación de desvío tanto en agujero descubierto o con tubería de revestimiento, existen dos tipos de cucharas desviadoras: la cuchara desviadora recuperable y la cuchara desviadora permanente (figura 19).



*Figura 19. Cuchara desviadora.*

#### **2.1.2.1 Cuchara desviadora permanente.**

Se aplica en un medio en donde es posible asentarla y se conecta a través de un pasador cizallable, el cual se coloca en forma combinada y orientada con un molino; esta cuchara adopta esta posición en forma electrónica a través del sistema MWD. Con punta cincelada de acero en el pozo se coloca en el mismo a fin de iniciar la desviación. Esta herramienta es de uso permanente y sirve como guía en cualquier operación que se efectúe. Su principal aplicación es desviar a partir de la obstrucción, colapso del revestidor, o para reingresar a un pozo existente con un pez.

### **2.1.3 Motores de fondo.**

Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales. Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de motores de fondo reduce los riesgos de pescados, hacer óptima la perforación y en consecuencia disminuye los costos totales de perforación.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastrabarrenas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido.
- Altas temperaturas.
- Caídas de presión del motor.
- Peso sobre la barrena.
- Tipo de formación.

Por otra parte, en este sistema de desviación, el motor de fondo y la turbina, usan la presión y el fluido de perforación con el objeto de que la barrena gire, lo que en conjunto con diversas herramientas logran una eficiente desviación en el control del agujero; la aplicación de estas herramientas es función del equipo de bombeo que se tiene y de las condiciones específicas del pozo. Los motores de fondo o de lodo son más usados en cualquier tipo de perforación, debido a su amplio rango de tamaños y requerimientos en la potencia hidráulica, permite tener mayor y más amplia selección de barrenas. Esta herramienta tiene una mejor flexibilidad en las velocidades de rotación y combinación de torques y el principal factor es que este método tiene menor costo unitario.

Los motores de fondo son:

- **Tipo Turbina:** Es una unidad axial multietapas, la que permite generar una transmisión de la potencia o torque a la barrena, esto permite que la misma gire sin tener movimiento en la sarta de perforación.
- **Desplazamiento positivo (PDM):** Consta de un motor helicoidal de dos o más etapas que tiene adicionalmente una válvula de descarga, un conjunto de bielas, cojinetes y ejes.
- **Camisa Desviadora (Bent Housing):** Herramienta de mayor uso actualmente que permite controlar la inclinación del pozo y su dirección sin necesidad de realizar un viaje con la tubería. La combinación de una camisa desviadora con un motor de fondo, por ejemplo, permite usar el principio de desplazamiento para realizar las operaciones de construir ángulo, mantener y disminuir, así como orientar la cara de la herramienta a la dirección deseada, así denominamos el principio de deslizar y rotar (sliding and rotaring-figura 20).



*Figura 20. Motor de fondo con sus componentes.*

## **2.2 Sistemas de medición.**

En la perforación direccional es importante entender el concepto de conocer los parámetros de inclinación y dirección del proceso que se lleva durante el tiempo que se está perforando, por lo que existen diversos tipos de herramientas que ayudan en la eficiencia de conocer dichos parámetros.

La interpretación de estas mediciones y/o datos otorgan una menor incertidumbre en la perforación; asimismo se tiene un control en el conocimiento de los parámetros a considerar, los cuales se determinaron durante la planeación de la perforación.

Los tipos de herramientas son:

- Inclínómetros.
- Single Shots Magnéticos.

### **2.2.1 Inclínómetros.**

Es el sistema de medición direccional más sencillo, dado que mide la inclinación del pozo al usar un control en la verticalidad del mismo. El dispositivo de medición es

un péndulo que no se afecta por cualquier otro fenómeno que la gravedad de la Tierra y se operan en el pozo. Por lo general, consiste en un disco de una pulgada que se golpea por el péndulo al llegar al contacto (figura 21).



*Figura 21. Inclínómetro.*

### **2.2.2 Single Shots Magnéticos.**

Este sistema mide la inclinación-desviación del pozo bajo condiciones de alta presión-modelo magnético de un solo disparo. Este sistema mide simultáneamente la inclinación, dirección y orientación de la herramienta (tool-face) y almacena estos datos fotográficamente en un disco. Esta herramienta de alta precisión se usa a fin de conocer la desviación e inclinación del pozo, al realizar el análisis de los resultados registrados sobre una serie de plantillas. En forma sencilla (single-shot) toma la medición en un solo punto, por lo cual si después es necesario tomar más mediciones esta herramienta debe extraerse para cambiarse y volver a correrse de nuevo, lo que genera un tiempo no productivo. Estas plantillas se interpretan al usar una lupa o un cristal de aumento. Los resultados en cada estación medida se usan para calcular y trazar la ruta de perforación del pozo.

Componentes básicos.

Componentes en una herramienta single-shot:

- Brújula-Unidad angular.
- Cámara fotográfica.

- Medidor de tiempo.
- Baterías.

### 2.2.3 Herramientas Giroscópicas.

Los sistemas giroscópicos son sencillos o múltiples, se activan con el mismo temporizador que las herramientas magnéticas (figura 22), se aplican en:

- Orientar una herramienta de desviación en un casing (Side-tracks, pozos de re-entrada).
- Controlar la desviación de las tuberías conductoras en una plataforma de pozos múltiples.

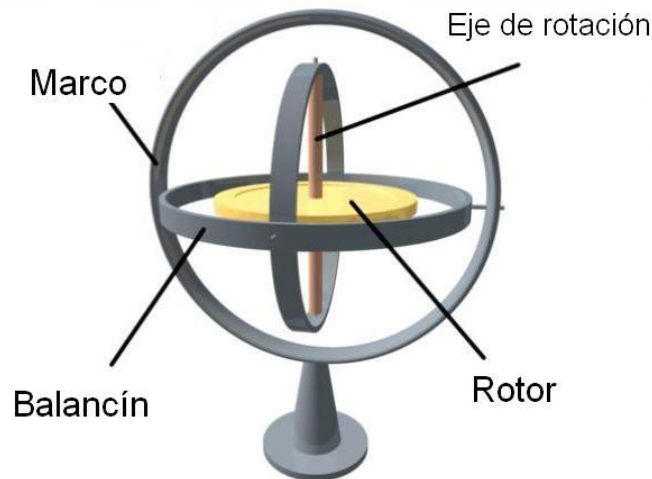


Figura 22. Giroscopio.

## 2.3 Sistemas estándares y auxiliares.

### 2.3.1 Porta-barrena K-MONEL.

El porta-barrena común, su característica es ayudar a la toma de mediciones exactas y con poco porcentaje de error. Dichas mediciones no determinan la efectividad de los trabajos de perforación.

El porta-barrena no es magnético y cumple su función principal, eliminar los efectos magnéticos que puedan influir en la medición de la dirección.

Para el diseño de la sarta con una porta barrena K-MONEL, es necesario conocer la longitud requerida de este tipo de herramientas, con el fin de evitar la influencia magnética, por lo que se usan cartas empíricas que dependen de la zona.

### **2.3.2 Tubería de transición.**

Son tubos de pared gruesa, unidos entre sí por juntas extralargas, la cual representa un componente intermedio de transición entre la porta-barrenas y la tubería de perforación.

Se hace mención de que el diseño de la tubería se efectúa para que sea más flexible, debido a esto se pueden usar en pozos de gran inclinación, incluyendo los pozos horizontales (figura 23).



*Figura 23. Tubería de transición.*

### 2.3.3 Tubería de perforación (drill pipes).

Es el componente de la sarta que conecta el sistema de fondo con superficie, cada tubo perforación se compone de: cuerpo, pin y caja, tienen como función: transmitir la potencia generada por los equipos de rotación a la barrena, servir como canal de flujo para transportar los fluidos a alta presión, permitir que la sarta alcance la profundidad deseada. Se clasifican según la longitud, la condición y el grado del acero (figura 24).

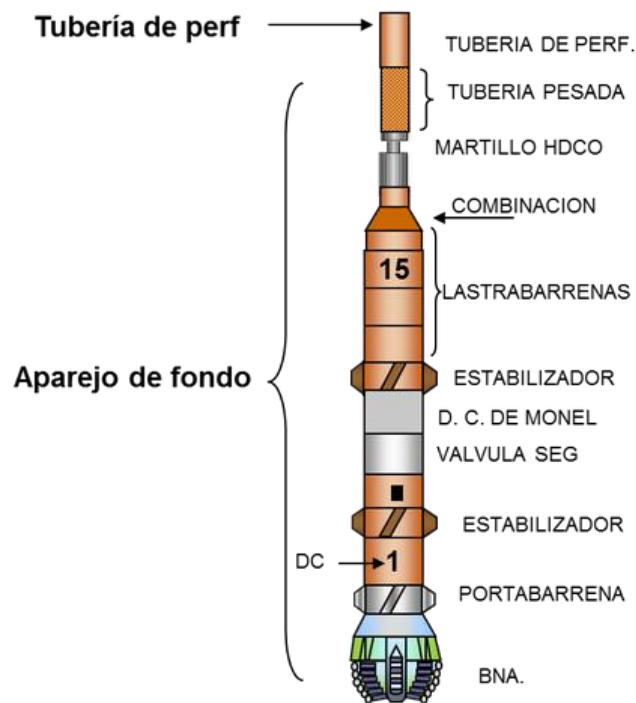


Figura 24. Componentes de la tubería de perforación.

### 2.3.4 Porta-barrena (drill collars).

Es un conjunto de tubos de acero no magnéticos de gran espesor, colocados en el fondo de la sarta de perforación encima de la barrena. Su función es proporcionar la rigidez y peso suficiente a la barrena para producir la carga axial requerida por la misma para tener una penetración más efectiva en la formación. Pueden ser de forma lisa o en forma de espiral (figura 25).





Figura 25. Drill collar.

### 2.3.5 Tubería pesada (heavy weight).

Son tubos de pared gruesa unidos entre sí por juntas extra largas, para facilitar su manejo tiene las mismas dimensiones de la tubería de perforación y debido a su peso-forma, esta tubería puede mantenerse en compresión, salvo en pozos verticales de diámetro grande (figura 26).

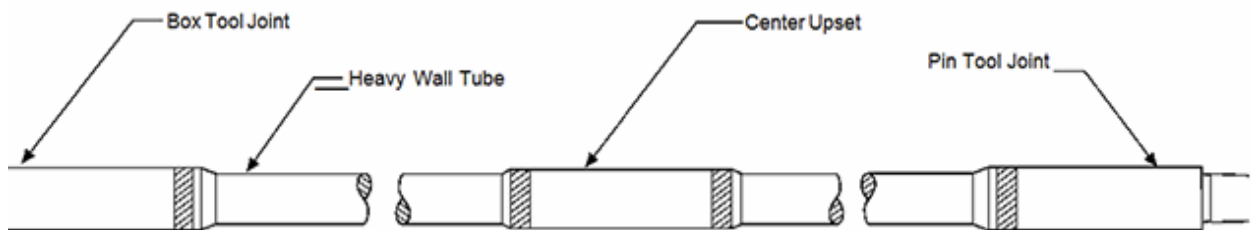


Figura 26. Tubería pesada.

### 2.3.6 Martillo.

Herramienta colocada en la sarta de perforación que se diseñó a fin de desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA. Se emplean en pozos direccionales a fin de que la tubería pueda liberarse en caso de pozos ajustados o en caso de atascamiento de la tubería.

Amortiguadores: Contribuyen a reducir la fatiga y las fallas en las conexiones del drill collars. Ayudan a incrementar la vida útil de la barrena debido a la reducción de las fuerzas actuantes sobre ella, protegiendo la estructura de corte y los cojinetes. Reducen posibles daños a los equipos en superficie.

### **2.3.7 Ensanchadores de agujero y escariadores (under reamers).**

Son herramientas que se diseñan con el objeto de agrandar el agujero ya perforado. Son activados hidráulicamente, se puede verificar su apertura al indicar una sobre tensión cuando se trata de introducir la herramienta en el revestidor.

Estabilizadores: Los estabilizadores se instalan en la sarta de perforación de acuerdo a la necesidad: aumentar, reducir o mantener el ángulo. Aunque existen varios tipos de estabilizadores para la perforación direccional (figura 27).



*Figura 27. Escariador.*

### **2.3.8 Conectores de orientación.**

Universales de fondo de pozo (UBHO o Orienting subs): Se diseñan a fin de permitir la medición del tool-face de la herramienta de desviación. Por lo general son hechas de material no magnético de acero. Este dispositivo puede ser asegurado con tornillos (generalmente dos) que pasan a través del cuerpo de este, en una posición que permite relacionar la orientación de la herramienta de medición con la herramienta de cara del sistema de desviación.

### **2.4 Sistemas de orientación rotatoria.**

El sistema RSS permite perforar los pozos direccionalmente mientras la sarta rota en forma continua. Las ventajas de este método son

- El mejoramiento de la limpieza del pozo a través de la rotación.
- La obtención de pozos más parejos.
- El control direccional más exacto.

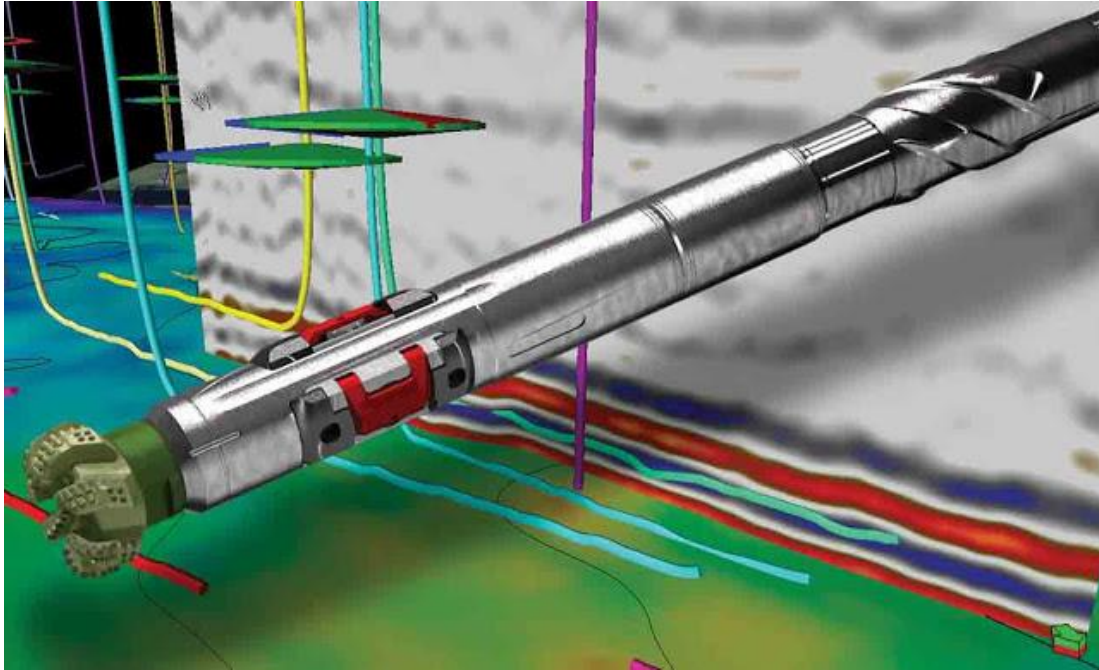


Figura 28, sistema rotativo.

Para direccionar el RSS, el perforador transmite los comandos desde la superficie utilizando las fluctuaciones de presión de la columna de lodo. Hoy, estos sistemas RSS híbridos utilizan patines en el interior de la herramienta para presionar contra una camisa interna que pivotea y direcciona la barrena en la dirección pretendida. Estas herramientas pueden producir una DLS de hasta 18°/30 m.

Las herramientas RSS, híbridas permiten que los perforadores direccionales se desvíen de la vertical a mayores profundidades y que asienten, o vuelvan a posicionar el pozo en sentido horizontal, con más rapidez que antes. Esta técnica incrementa la exposición del pozo al yacimiento

Los sistemas de direccionamiento de avanzada utilizan un motor de lodo adaptado al sistema en combinación con una de este tipo (RSS) emplazada por debajo del motor. Este diseño de BHA, posibilita mayores revoluciones por minuto en la barrena, un control mejorado del direccionamiento y una mayor velocidad de penetración.

El RSS, es una evolución en la tecnología de perforación direccional que supera los inconvenientes de los motores orientables y de los montajes rotativos convencionales. Para iniciar un cambio en la trayectoria del pozo con motores de fondo orientables, la rotación de perforación se detiene en una posición tal que la curva en el motor apunta en la dirección de la nueva trayectoria. Este modo, conocido como el modo deslizante, generalmente crea mayores fuerzas de fricción en la sarta de perforación. En la perforación de alcance extendido extremo (ERD), la fuerza de fricción se acumula hasta el punto en el que no hay peso axial disponible para superar el arrastre de la sarta de perforación contra el pozo y, por lo tanto, no es posible realizar más perforaciones. Para superar esta limitación en los ensamblajes de motor dirigibles.

El RSS se desarrolló a principios de la década de 1990 para responder a esta necesidad de ERD. El primero se usó en los pozos de alcance extendido Wytch Farm (U.K.) de BP plc.

Los RSS permiten la rotación continua de la sarta de perforación mientras se dirige la barrena. Por lo tanto, tienen una mejor tasa de penetración, en general, que los montajes de motor orientables convencionales. Otros beneficios incluyen una mejor limpieza del pozo, menor torque y resistencia, y una mejor calidad de pozo. Los RSS son mucho más complejos mecánica y electrónicamente y, por lo tanto, son más costosos de correr en comparación con los sistemas de motor dirigibles convencionales. Esta penalización económica tiende a limitar su uso a pozos de gran alcance de gran alcance o a los muy complejos perfiles asociados con los pozos de acuerdo con su diseño. Además, la tecnología sigue siendo muy nueva. Como resultado, la generación actual de sistemas (2002) está escalando una curva de aprendizaje muy pronunciada en lo que respecta a la duración de la carrera, el rendimiento y la confiabilidad mecánica.

Hay dos conceptos de dirección en el RSS: POINT THE BIT (apunte la barrena) y PUSH THE BIT (empuje la barrena).

El sistema de POINT THE BIT, usan el mismo principio empleado en los sistemas de motor de fondo con caja doblada. En los RSS, el alojamiento doblado está contenido dentro del collar, por lo que puede orientarse en la dirección deseada durante la rotación de la sarta de perforación. Los sistemas POINT THE BIT, permiten el uso de una barrena de calibre largo para reducir la espiral de orificios y perforar un pozo más recto.

El sistema push-the-bit, utiliza el principio de aplicar fuerza lateral a la barrena, empujándola contra la pared del pozo para lograr la trayectoria deseada. La fuerza puede ser presión hidráulica o en forma de fuerzas mecánicas. En general, un RSS de puntería o de empuje permite al operador esperar una velocidad de construcción máxima de aproximadamente 6 a 8°/100 pies para la herramienta de tamaño de pozo de 8½ pulgadas.

# CAPÍTULO 3.

## CASO PRÁCTICO POZO TINTAL-102.

### 3.1 Localización.

El pozo TINTAL-102 se encuentra ubicado dentro de una estructura anticlinal asimétrica limitada por fallas de tipo normal al N, S y W que deja a este pozo en una de las partes más altas de la estructura (figura 29).

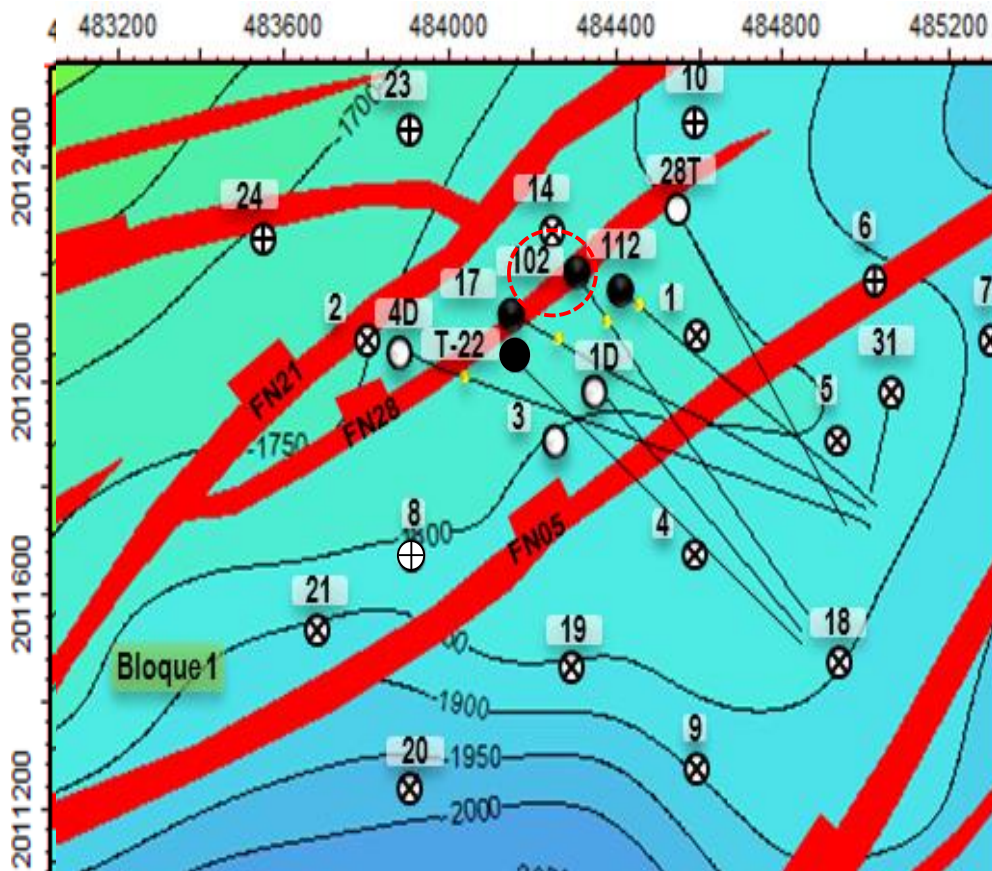


Figura 29. Localización del pozo TINTAL-102.

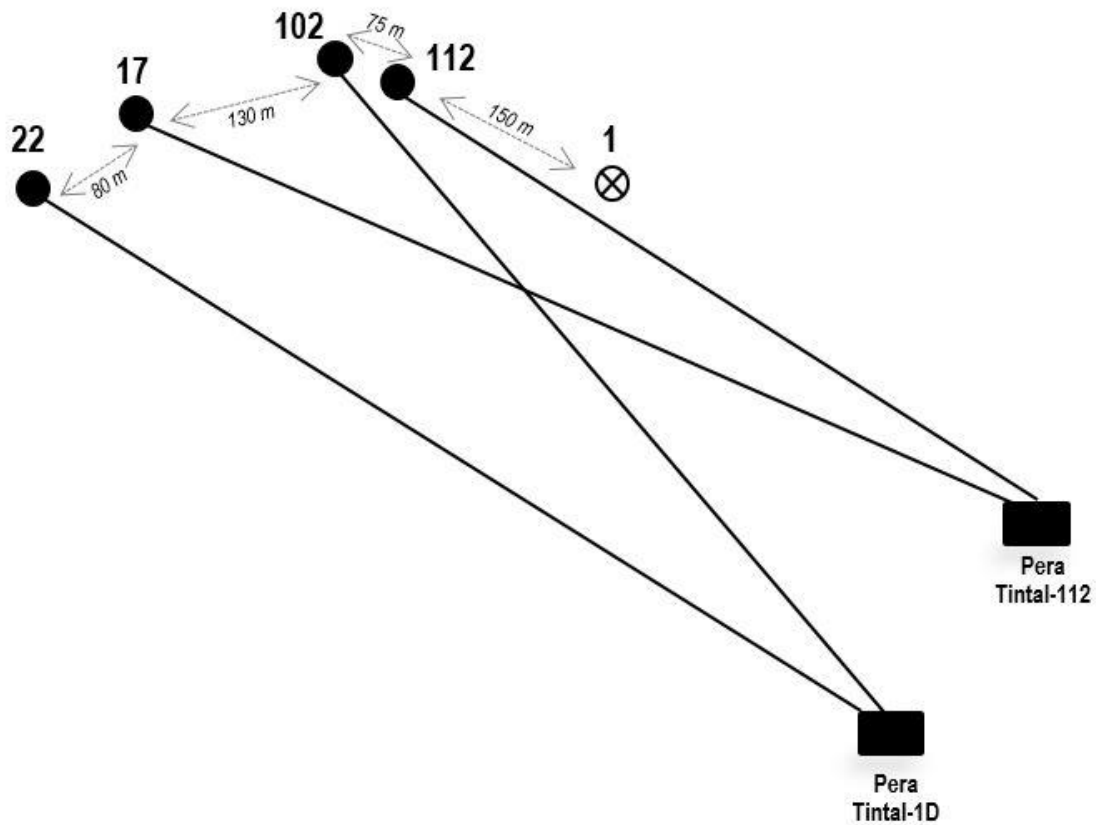


Figura 30. Distribución de los pozos en el campo TINTAL.

En la tabla 1, se tienen los pozos 112, 102, 17, 22 del campo TINTAL, así como sus gastos.

Pozo	Fecha Fin	Est.	Ql (bd)	Qo (bd)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Qg (MMpcd)	Fw (%)
T 112	24/09/18	2 "	264	252	14	0.02	4.7
T 102	24/09/18	2"	484	302	12	0.02	37
T 17	24/09/18	2"	359	289	24	0.039	19
T 22	24/09/18	2"	277	264	19	0.03	4

Tabla 1. Pozos vecinos productores.

### 3.2 Datos del pozo.

En la tabla 2, se tienen los parámetros petrofísicos del pozo TINTAL-102.

<b>Datos de yacimiento.</b>		
<b>Intervalos productores</b>	2036-2044 2054-2064	Metros desarrollados
<b>Porosidad</b>	25-28	%
<b>Saturación de agua</b>	25-28	%
<b>Permeabilidad</b>	800-1500	Metros desarrollados
<b>Litología: Arenisca</b>	76	%
<b>Arcilla</b>	24	
<b>Pws (Tendencia)</b>	129	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	70	°C

*Tabla 2. Datos de yacimiento.*

En la tabla 3, se tiene los datos de producción del pozo TINTAL-102 de la arena 23.

<b>Datos de producción</b>	
<b>Np</b>	0.383 MMb
<b>Gp</b>	0.037 MMMpc
<b>°API</b>	15
<b>Qo Bruto</b>	509 Bd
<b>Qo Neto</b>	314 Bd
<b>RGA</b>	80 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>Qg form.</b>	0.02 MMpcd
<b>Fw</b>	37%
<b>31/08/2018</b>	
<b>Lab.</b>	38%
<b>30/08/2018</b>	136,000 Ppm

*Tabla 3. Datos de producción.*

En la tabla 4, se tiene un resumen de los datos de instalación del pozo TINTAL-102.



<b>Datos de instalación</b>	
<b>Alineado</b>	Baja presión
<b>Sistema</b>	BHJ
<b>Aparejo de producción</b>	2 7/8 pulgs.
<b>Estrangulador</b>	2 pulgs
<b>Rama</b>	TR1
<b>Ptr</b>	18 Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Ple</b>	10 Kg/cm <sup>2</sup>

Tabla 4. Datos de instalación.

En la tabla 5, se mencionan los antecedentes del pozo TINTAL-102.

<b>Antecedentes</b>			
<b>Datos generales</b>		<b>Intervenciones</b>	
<b>Pozo</b>	TINTAL 102	<b>Perforación</b>	23/04/2015- 15/05/2015
<b>Tipo</b>	Direccional	<b>Terminación</b>	16/05/2015- 25/05/2015
<b>Clasificación</b>	Terrestre de Desarrollo	<b>Producción inicial</b>	220 bd
<b>Ubicación</b>		<b>Coordenadas UTM</b>	
<b>Macro pera</b>	T 1D	<b>Conductor</b>	<b>Objetivo</b>
<b>Municipio</b>	Jalpa de Méndez,	X= 484919.22	X= 2011558.54
<b>Profundidad total</b>	2,180 mD	Y= 484439.11	Y= 2012105.12

Tabla 5. Antecedentes.

### 3.3 Sección estructural.

En la figura 31, se indica los registros geofísicos de la sección estructural del campo TINTAL, a fin de determinar los contactos entre las diferentes formaciones y las posibles zonas productoras de hidrocarburos.

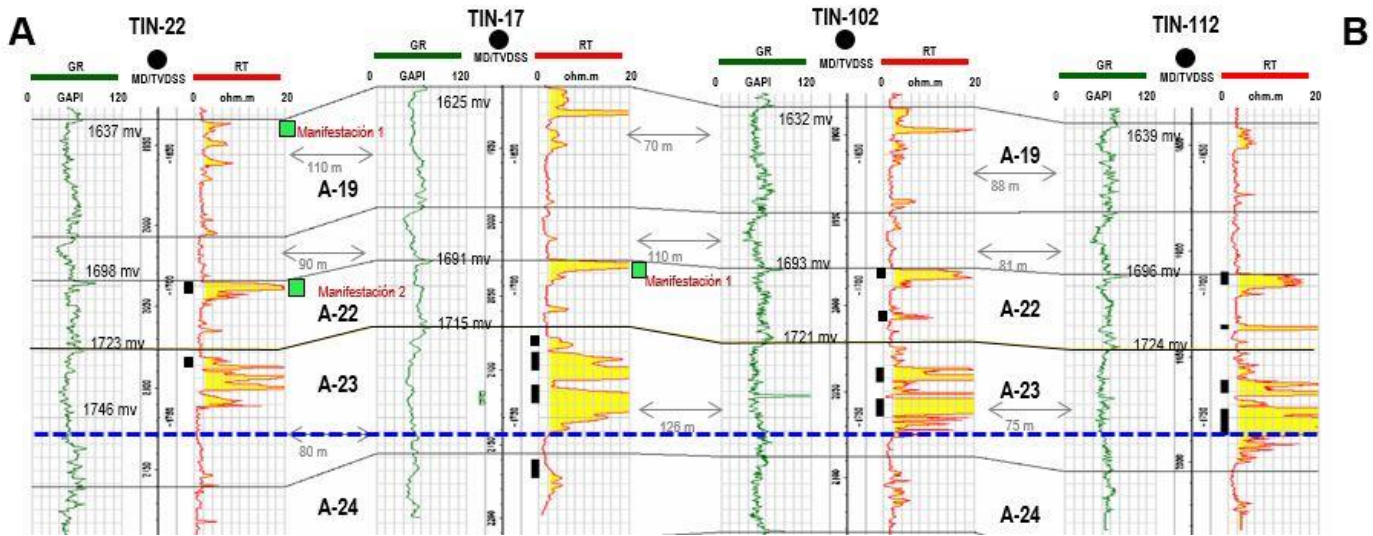


Figura 31. Sección estructural.

**Intervalos disparados:**

1797-1803 mD A-16 Jun/18  
 1838-1831 mD A-18 Nov/16  
 2042-2037 mD A-22 Nov/16  
 2089-2084 mD A-23 Nov/16

**A-16 Np:** 0.008 MMb  
**A-18 Np:** 0.065 MMb  
**A-22 Np:** 0.068 MMb  
**A-23 Np:** 0.042 MMb

**Lab**

Fw= 0.4 %  
 Sal:- ppm  
 30/10/18

**Intervalos disparados:**

2076-2082 mD A-23 Mar/18  
 2088-2100 mD A-23 Jun/15  
 2110-2122 mD A-23 Jun/15  
 2160-2172 mD A-24 Dic/13

**A-23 Np:** 0.263 MMb  
**A-24 Np:** 0.202 MMb

**Lab**

Fw= 97%  
 Sal:-112,000 ppm  
 30/10/18

**Intervalos disparados:**

1983-1979 mD A-22 Mar/18  
 2005-2008 mD A-22A Mar/18  
 2036-2044 mD A-23 May/15  
 2054-2064 mD A-23 May/15

**A-22 Np:** 0.007 MMb  
**A-23 Np:** 0.366 MMb

**Lab**

Fw= 37 %  
 Sal: 136,000 ppm  
 30/10/18

**Intervalos disparados:**

1911-1916 mD A-22 Feb/16  
 1935-1937 mD A-22 Feb/16  
 1961-1967 mD A-23 Sep/15  
 1975-1987 mD A-23 Ago/13

**A-22 Np:** 0.033 MMb  
**A-23 Np:** 0.359 MMb

**Lab**

Fw= 5 %  
 Sal:- 130,000 ppm  
 30/10/18

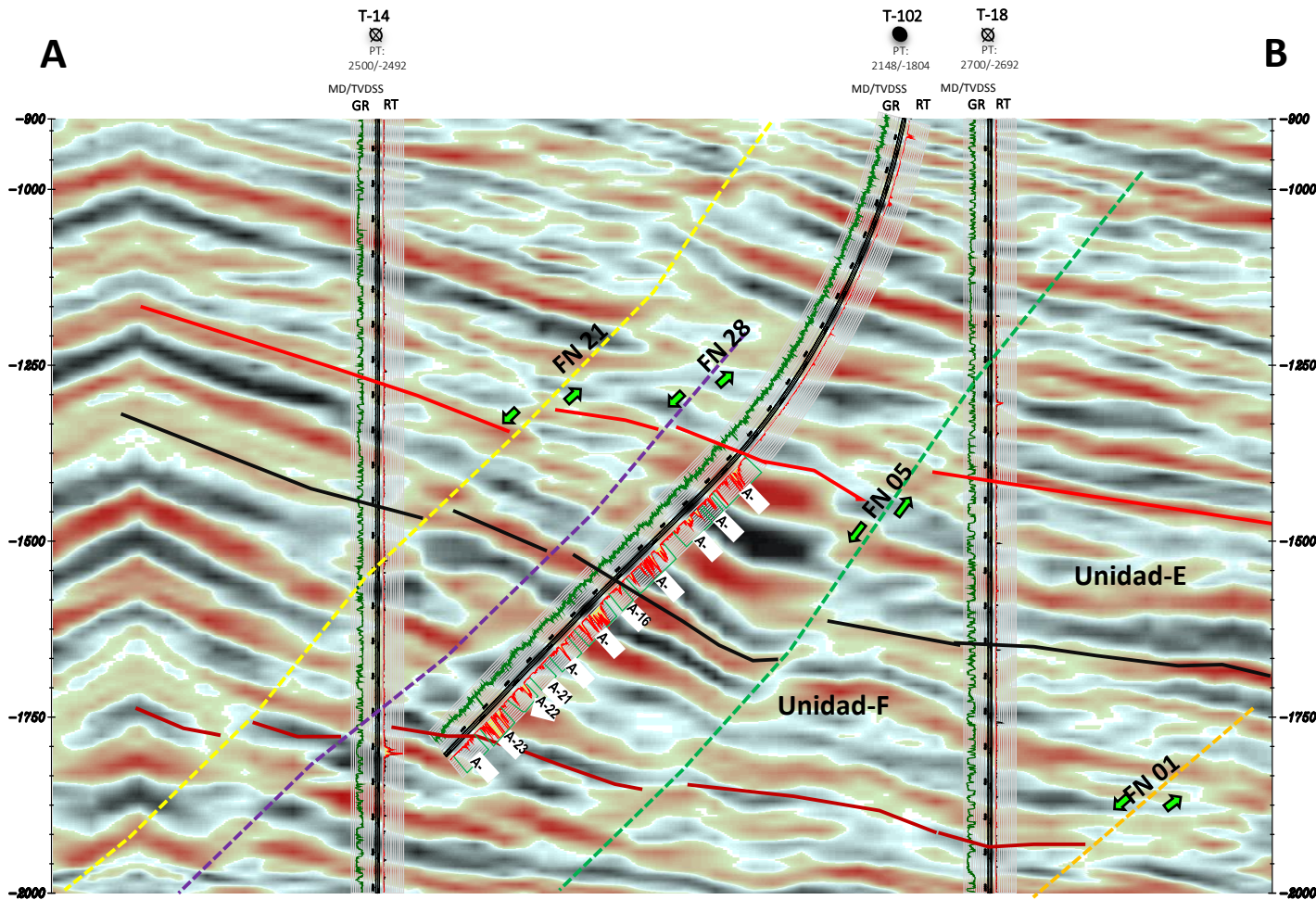
Tabla 6. Intervalos de disparo en los pozos del campo TINTAL.

## **EXPLICACIÓN.**

En la figura 31, se indica la sección estructural del campo TINTAL, con los pozos Tintal 17, 22, 102 y 112; se componen de los registros geofísicos de rayos gama (GR), resistividad ( $R_t$ ) y profundidad del pozo (MD y TVD); en la misma figura, se tiene la correlación de las arenistas A-19, A-22 y A-23 (color negro); se observan (color verde) zonas con posible manifestación de hidrocarburos, debido a la disminución en el parámetro de rayos gama y un aumento de la resistividad (cuerpos A-19, A-22); asimismo se presentan un listado de los intervalos disparados en cada pozo, pruebas de laboratorio para los parámetros  $F_w$ , salinidad y gráficas de apoyo de agua de formación en laboratorio, salinidad en laboratorio y su fecha de análisis. Se concluye que los intervalos A-19 y A-22 son de interés para su explotación.

### **3.4 Sección sísmica.**

El pozo TINTAL-102, se perforó de manera direccional, paralelo a las fallas FN28 y FN05, se indican los registros de rayos gama y resistividad a fin de correlacionar con las trazas de la sección sísmica y determinar la presencia de hidrocarburos en las arenas de análisis, (figura 32).



Simbología	
●	Pozo productor
⊗	Pozo cerrado
⊕	Pozo taponado
⊖	Pozo en perforación
●	Localización

Figura 32. Sección sísmica.

### 3.5 Estado mecánico Pozo Tintal 102.

En la figura 33, se tiene una tabla de la columna geológica del pozo TINTAL-102, así como su estado mecánico, un resumen de las características de la tubería y del aparejo de producción (tablas 7, 8, 9, 10).

FORMACIÓN	mD	TVDSS	Espesor
A-1	846	826	32
A-2	879	858	59
A-3	939	917	96
A-4	1040	1012	35
A-5	1077	1047	76
A-6	1162	1123	29
A-7	1196	1152	43
A-8	1246	1195	44
A-9	1300	1239	24
A-10	1330	1263	30
A-11	1369	1293	55
A-12A	1443	1348	80
A-13	1561	1427	28
A-14A	1605	1455	54
A-15	1690	1509	33
A-16	1743	1541	23
A-17	1780	1565	10
A-18	1796	1575	57
A-19	1883	1632	25
A-20	1923	1657	15
A-21	1946	1672	21
A-22	1978	1693	29
A-23	2023	1722	45
A-24	2092	1767	33
A-25	2142	1800	25
PT	2180	1825	

Paraje Solo

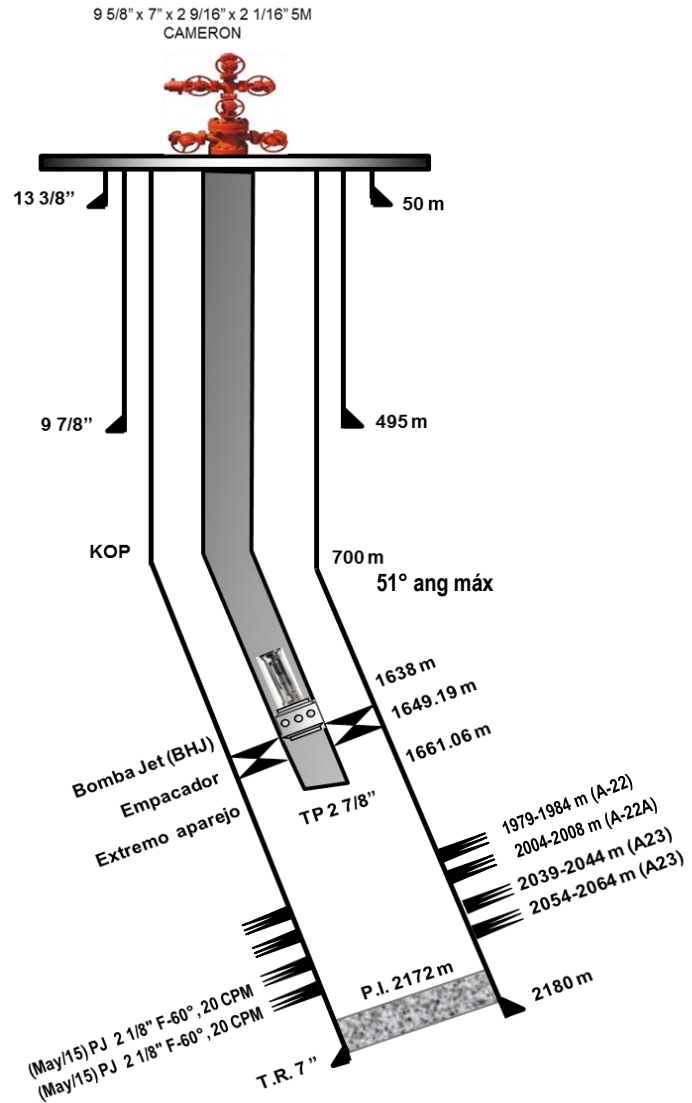


Tabla 7. Columna geológica.

Figura 33. Estado mecánico del pozo.

Distribución	Grado	Peso	OD	ID	Drift	Resist. Presión interna	Resist. Colapso	Refistencia Tensión		
(m.d.b.m.r.)		(lb/pie)	(pg)	(pg)	(pg)	(psi)	(psi)	X 1000 (lbs)		
De	a							Cuerpo Junta		
0	52	P-110	68	13 3/8	12.415	12.259	6910	2330	2,139	2,139
0	495	J-55	36	9 5/8	8.921	8.765	3520	2020	564,000	639,000
0	2180	N-80	26	7	6.276	6.151	5410	5410	604,000	667,000

Tabla 8. Distribución de tuberías de revestimiento.

Int.	Inicio	Term.
PERF.	23/abr/2015	15/may/2015
TERM.	16/may/2015	25/may/2015
RME	28/ene/2016	16/feb/2016
RME2	04/jul/2016	08/jul/2016
RME3	08/nov/2016	22/dic/2016

Tabla 9. Intervenciones realizadas.

Cant	Descripción	OD	ID	Long (m)
1	ZAPATA GUIA	2.875	2.441	0.14
1	TRAMO TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/FT	2 7/8	2.441	9.29
1	EMPACADOR ARROWSET I-X P/TR 7" 26-32#	6 5/8	2.400	2.44
1	TRAMO TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/FT	2 7/8	2.441	9.49
1	C.D.C. WFO 2 7/8"	3 3/4	2.312	0.94
171	TRAMOS TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/FT	2 7/8	2.441	1630.55
	BOLA COLGADORA 11" x 2 7/8" 8 HRR	11	2.441	0.31

Tabla 10. Distribución de aparejo de producción.

### 3.6 Proceso de la perforación.

La perforación duró veintitrés días y se comenzó con una barrena tricónica de 17½ pulgs, tipo-T11 y sarta lisa se perforó a 52 mts.

Posteriormente se cementó la tubería TC 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgs a 52 mts, bombeando 6.8 ton de cemento de 1.95 gr/cc, se eliminó tubo ancla e instaló cabezal soldable 13<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs, 5mts, se instaló conjunto diverter 13<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs y líneas superficiales de control; se probó con UPH con 2,000 libras por pulgada cuadrada. Se instaló tubo campana de 20 pulgs, nariz de línea de flote 16 pulgs y llenadera 2 pulgs.

Se armó y metió barrena PDC 12¼ pulgs, tipo 11, IADC M323, #H45282, con 5 toberas 1<sup>2</sup>/<sub>32</sub> pulgs, TFA 0.553 pg<sup>2</sup>, con sarta tipo péndulo a 60 pies a 40 mts, donde tocó cima de cemento con 2 ton, rebajó cemento de 40 mts a 52 mts y perforó a 220 mts.

Con barrena PDC 12¼ pulgs y sarta tipo péndulo a 60 pies perforó a 500 mts, con 448 m en 6 H, promedio 0.82, U3M: 1-1-2; peso sobre la barrena de 2 a 3 ton, 100 rpm, 230 amp, 170 epm, 173 gpm, 640 psi, ws= 23 ton; circuló pozo para limpiar el fondo del mismo. Levantó barrena a 50 mts libre en viaje corto y metió a 500 m libre fondo perforado. Sacó barrena a superficie, y se observó que los estabilizadores estén sin desgaste así como la barrena: 0-0-NO-A-X-I-RR-T.

Se cementó TR 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs, J-55 36# BCN, con 7 centradores rígidos a 495 mts por ajuste, llenando cada 5 tramos con equipo de llenado rápido. Posterior eliminó charola ecológica, tubo campana, nariz y línea de flote. Aflojo sistema diverter de 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgs al raz de contrapozo y efectuó corte definitivo y biselado a TR 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs. Con apoyo de compañía instaló cabezal de TR 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> x 11 pulgs con conexión inferior de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs, soldable con supervisión de personal de la compañía Cameron.

Probó BOP's y C.S.C., colocó anillo de cemento entre TR 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> y 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgs (2.5 ton). Instaló buje de desgaste, instaló campana, línea de flote, llenadera y charola ecológica.

Arma barrena de 8½ pulgs con sarta navegable y checa cima de cemento a 451 mts, repara falla en bomba Koomey, probó hermeticidad con 1,000 libra por pulgada cuadrada, rebaja cemento a 490 mts y efectuó segunda prueba de hermeticidad con 1,000 libras por pulgada cuadrada, perfora a 550 mts.

Con barrena 8½ pulgs y sarta navegable perfora rotando y deslizando manteniendo ángulo y rumbo a 2,000 mts, efectuó viaje corto a 500 mts y metió nuevamente a 2,000 mts de fondo la perforación.

Con barrena PDC de 8½ pulgs y sarta navegable perfora rotando y deslizando, manteniendo el ángulo y rumbo a 2,180 mts (PT). Se efectuó un viaje corto a 2,000 mts y se metió nuevamente a 2,180 mts "libre". Se sacó barrena PDC de 8½ pulgs y sarta navegable a 1,430 mts.

Se sacó barrena PDC de 8½ pulgs y sarta navegable a superficie. Se armó y calibró herramienta AIT-DR, CAL-GR en superficie y metió a 1,779 mts, donde tocó resistencia, levantó observando tensión de 2,500 a 4,000 libras, registró de 1,779 a 495 mts. Armó y calibró sonda AIT/GR y metió a 1,920 mts, donde se presentó resistencia, registro de 1,920-495 mts.

Armó y calibro herramienta LDL-CNL-GR, metió a 1,947 mts, donde se presentó resistencia, tomó registros de 495 a 1,947 mts.

Se metió barrena tricónica de 8½ pulgs y sarta simulada a 450 mts, deslizó 16.5 mts de cable de operación de 1⅛ pulgs y cortó 33 mts. se calibró y probó efectividad del freno de protección a la corona y continuó metiendo barrena de 8½ pulgs a 1,500 mts.

Metió barrena tricónica de 8½ pulgs y sarta simulada a 2,180 mts de fondo perforado, círculo pozo observando densidad mínima de 1.18 gr/cc x 75 seg. Sacó barrena a superficie, metió sonda para toma de registros LDL-CNL-GR a 2,183 mts y registro de 945 a 2,180 mts.

Armó y calibró sonda de registros DSI-GR y metió a 2,180 mts, se obtienen registro de 495 a 2180 mts, posterior armó y calibró sonda de registros AIT-DRCAL-GR y metió a 2,180 mts tomó registro de 495 mts a 2,180mts. Metió barrena triconica de 8½ pulgs y sarta navegable en viaje de reconocimiento a 2,180 mts. de fondo perforado y circuló pozo al homogenizar columnas de densidad de entrada y salida, de 1.28 gr/cc x 77 seg.

Sacó barrena tricónica de 8½ pulgs y sarta navegable a superficie, metió TR de 7 pulgs, 26# N-80 BCN a 2,166 mts, con apriete y supervisión de la compañía Tamsa. Instaló colgador para TR y sentó en nido de cabezal metiendo TR a 2,180 m. Instaló



unidad de alta presión y unidades de apoyo al 100%. Se efectuó cementación de TR de 7 pulgs a 2,180 m.

Instaló Pack-Off y probó con 4,000 psi. Cambio Rams de 7 pulgs por variable. Probó BOP's con 4,000 libras por pulgada cuadrada, arma molino de  $5\frac{5}{8}$  de pulgada y mete a 1,120 m.

Con molino a 1,120 mts. quebró TP de 5 pulgadas estibadas en peines. Mete molino TXT a 1,300 mts. Mete molino TXT a 2,111 mts. hasta cima de cemento.

### **3.7 Proceso de terminación.**

Metió molino de  $5\frac{7}{8}$  de pulgada y escariador para TR de 7 pulgada a 2,163 m. instaló unidad de alta presión, cerró preventor superior y probó hermeticidad de TR con 3,400 libras por pulgada cuadrada durante 15 min, con éxito. Recuperó molino y escariador a superficie.

Se introduce sonda giroscópica a una profundidad de 2,170 mts, y registró por estaciones de 2,170 mts a superficie.

Metió niple aguja con TP de  $3\frac{1}{2}$  pulgs a 2,171 mts; instaló unidad de alta presión y efectuó lavado de pozo con bombeo de 4 mts<sup>3</sup> de bache viscoso, 2 mts<sup>3</sup> de bache solvente, 2 mts<sup>3</sup> de bache alcalino, 2 mts<sup>3</sup> de bache detergente y 4 mts<sup>3</sup> de bache viscoso, desplazando fluido de emulsión inversa de 1.28 gr/cc por 55 mts<sup>3</sup> de agua natural, cerro circuito y filtro agua natural hasta alcanzar 25 NTU's.

Con unidad de alta presión efectuó prueba de admisión por espacio anular entre TR de  $9\frac{5}{8}$  pulgs y TR de 7 pulgs con 35 bbl de lodo a diferentes gastos de Q= 0.5 a 3 bpm, pb= 610 a 700 libras por pulgada cuadrada, abrió cajas regresando 5 bbl.

Recuperó niple aguja con TP de  $3\frac{1}{2}$  pulgs tramo por tramo a superficie. Eliminó buje de desgaste.

Metió aparejo de producción consistente en zapata guía empacador Arrow-set para TR de 7 pulgs 26#, camisa deslizable cerrada WFO con TP de  $2\frac{7}{8}$  pulgs, 6.5# J-55 8 hrr a 1,661 mts. Se calibró con sello de plomo de  $2\frac{1}{4}$  pulgs a 1,660 mts, instaló bola colgadora de 11 x  $2\frac{7}{8}$  pulgs, alojó en su nido y con supervisión compañía WTF ancló empacador con 3.5 vueltas a la derecha aplicando 6 ton de peso y tensionando con 4 y 9 ton arriba de su peso, quedando zapata a 1,661.06 mts, empacador Arrow set a 1,649.19 mts y camisa deslizable de  $2\frac{7}{8}$  pulgs a 1,639.70 mts.

Se verificó presión interna con sello de plomo de  $2\frac{1}{4}$  pulgs a 2,171 mts, instaló unidad de alta presión y probó hermeticidad del empacador por espacio anular con TP del empacador tensionando sarta con 9 ton arriba de su peso y 6 ton de carga.

Con la unidad de alta presión colocó anillo de cemento entre TR de  $9\frac{5}{8}$  pulgs y TR de 7 pulgs con bombeo de 37 bbl (25 ton) de cemento de 1.95 gr/cc, con 1 bpm, pb= 70 a 400 libras por pulgada cuadrada, desplazó con 5 bbl de agua natural dejando la cima en el espacio anular a 50 m, después se lavó cabezal y líneas.

### 3.8 Evaluación petrofísica del pozo TINTAL- 102.

Se efectuaron los registros geofísicos en agujero descubierto y sus procesamientos, a fin de obtener la presentación final de la figura 34.

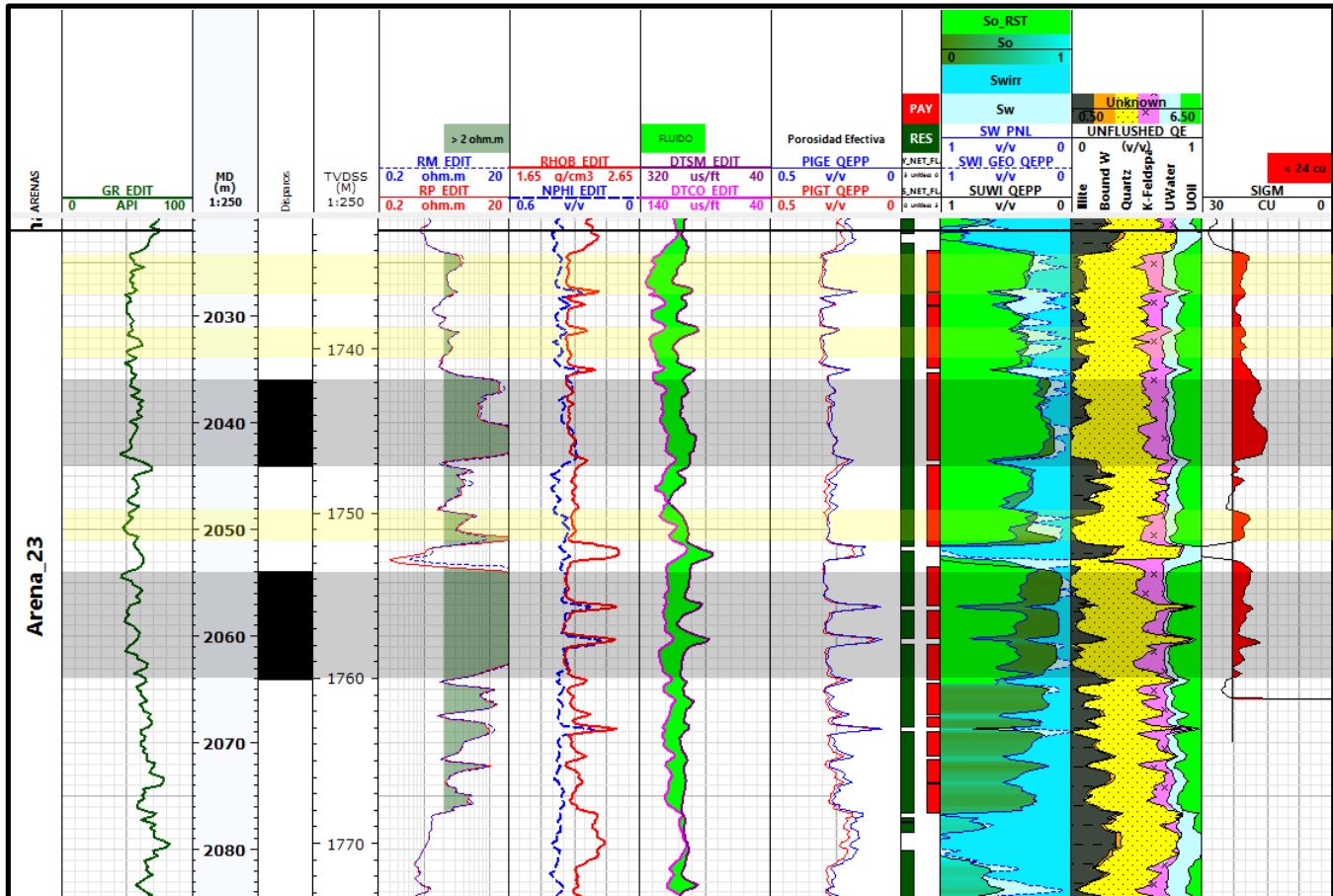


Figura 34. Evaluación petrofísica TINTAL- 102.

La arena 23, está constituida por una arena con intercalación de lutita, actualmente se encuentra abierto a la producción en la profundidad 2,054-2,064 md (figura 34).

De acuerdo al registro combinado se tienen las siguientes lecturas sobre las curvas correspondientes y son:

GR = 60 API.

R<sub>i</sub> mayor a 20 Ohms-mts.

RHOB y PHIN con tendencia al cruce.

Tiempo de tránsito compresional = 130 microseg/pie.

Tiempo de tránsito de cizallamiento = 210 microseg/pie.

PHIE = 27 UP.

$S_{w(RST)} = 20 \%$ .

$S_0 = 60\%$ .

Volumen de arena= 90%.

Volumen de arcilla = 10%.

Volumen del hidrocarburo = 30%.

Sigma = 17 U.C.

Del análisis de los parámetros anteriormente considerados se tiene que la arena A-23 tiene las posibilidades de producir hidrocarburos.

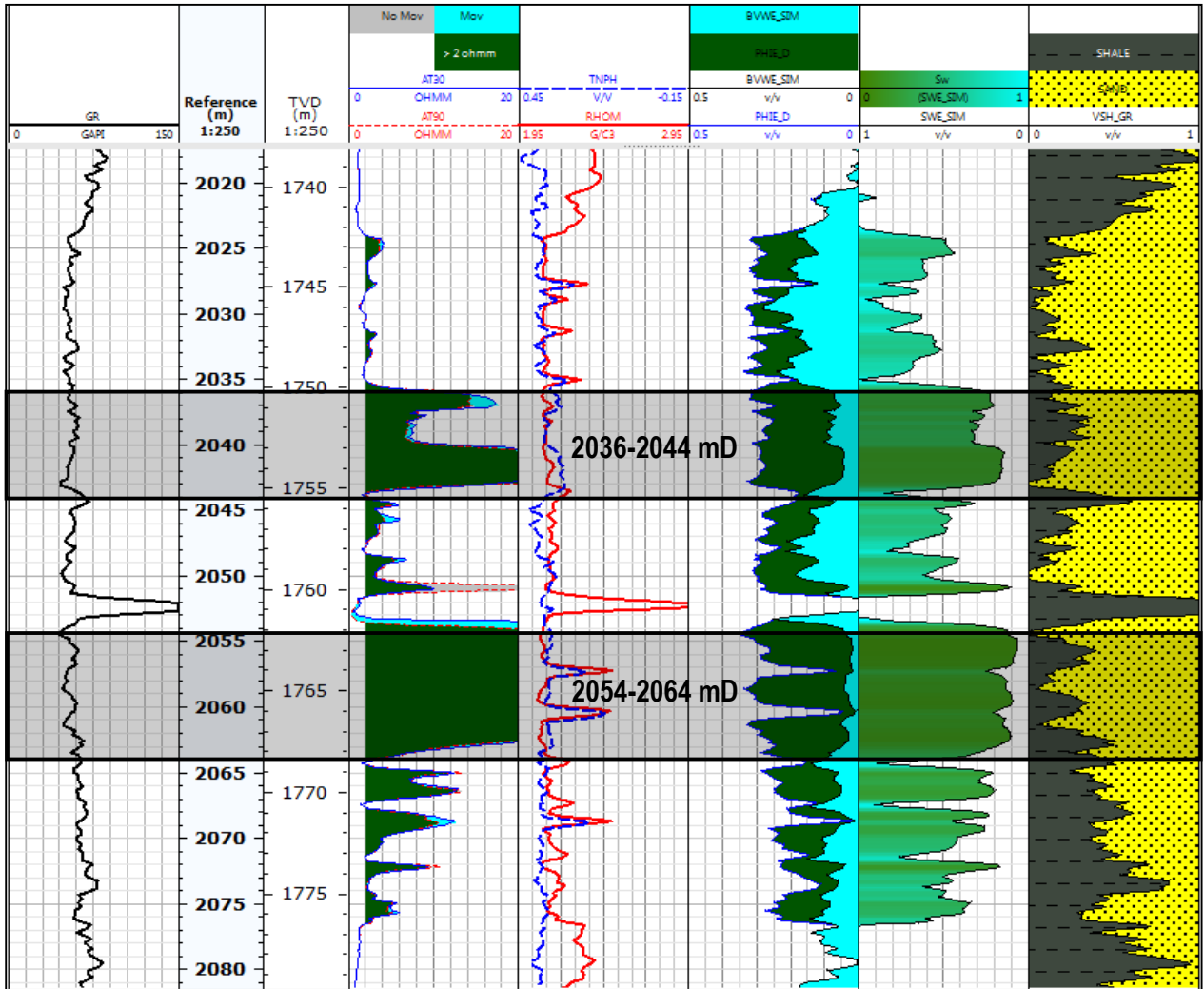


Figura 35. Evaluación petrofísica en el intervalo 2036-2044 md.

En la figura 35, la arena 23 del intervalo 2036 a 2044 md está constituida por una arena con intercalación de lutitas.

De acuerdo al registro combinado se tienen las siguientes lecturas sobre las curvas correspondientes y son:

GR = 50 API.

$R_t$  mayor a 20 Ohms-mts.

RHOB y PHIN con tendencia al cruce.

PHIE = 30 UP.

$S_{w(RST)} = 20 \%$ .

Volumen de arena= 85%.

Volumen de arcilla = 15%.

Volumen del hidrocarburo = 20%.

Del análisis de los parámetros anteriormente considerados se tiene que el intervalo de 2036 a 2044 md tiene posibilidades de producir hidrocarburos.

## CONCLUSIONES.

Del análisis de esta tesis se determina que la perforación direccional representa un gran potencial petrolero en México de acuerdo a los resultados que se tienen durante la perforación-producción del campo TINTAL.

Se deben efectuar los análisis de sísmica, estructural, registros geofísicos, toma de núcleos, adquisición de muestras de fluido a fin de determinar las formaciones de interés.

En cuanto el pozo deje de ser rentable por la presencia de agua este será cerrado y se debe analizar los diferentes intervalos identificados de acuerdo a los estudios mencionados con anterioridad.

Los registros efectuados correspondientes a la arena 12 son candidatos a la producción dado que se encuentran cerca de una falla y es el punto estructuralmente más alto, debido a la facilidad que existe de los hidrocarburos al migrar a esas zonas, por lo que es candidato a dispararse este intervalo.

Se deben determinar todos los parámetros petrofísicos de las diferentes formaciones atravesadas por el pozo en cuestión, con objeto de considerar si son de interés.

Se debe tener en cuenta que las formaciones perforadas corresponden a arenas arcillosas, pero también considerar cuando se tengan formaciones fracturadas.

Se deben estimar los estudios geológicos-geofísicos a fin de identificar los eventos geológicos como fallas, discordancias y contactos con domos salinos.

## **RECOMENDACIONES.**

Se considera que un pozo multilateral sea candidato cuando se tengan los análisis petrofísicos de las formaciones.

Se debe tomar en cuenta los costos de operación en la perforación de un pozo desviado, así como los riesgos que se pueden tener en la operación del mismo.

La logística se debe implementar en la perforación de un pozo de acuerdo a su grado de complejidad.

Se recomienda la implementación de la capacitación del personal que intervenga en la operación de pozos multilaterales.

Se deben considerar la operación de toma de registros direccionales a fin de tener la trayectoria del pozo identificada de acuerdo a los objetivos.



## ANEXO DE FIGURAS.

Figura 1	Sistema de Coordenadas.	6
Figura 2	Sistema de Coordenadas.	6
Figura 3	Trayectoria tipo J.	9
Figura 4	Trayectoria tipo S.	10
Figura 5	Trayectoria tipo S modificada.	10
Figura 6	Trayectoria horizontal.	11
Figura 7	Multilateral.	12
Figura 8	Perforación Direccional Sidetrack.	12
Figura 9	Perforación direccional a través de lugares inaccesibles.	13
Figura 10	Perforación direccional en domos salinos.	14
Figura 11	Perforación direccional en el control de fallas.	14
Figura 12	Perforación direccional en múltiples pozos exploratorios desde un solo pozo.	15
Figura 13	Perforación direccional terrestre hacia localizaciones marinas.	16
Figura 14	Perforación direccional costa fuera de pozos múltiples.	17
Figura 15	Perforación direccional de pozos de alivio.	17
Figura 16	Perforación direccional.	18
Figura 17	Perforación direccional en pozos de alcance extendido.	19
Figura 18	Barrena de perforación y sus componentes.	20
Figura 19	Cuchara desviadora.	21
Figura 20	Motor de fondo con sus componentes.	24

Figura 21	Inclinómetro.	25
Figura 22	Giroscopio.	26
Figura 23	Tubería de transición.	27
Figura 24	Componentes de la tubería de perforación.	28
Figura 25	Dill collar.	29
Figura 26	Tubería pesada.	29
Figura 27	Escariador.	30
Figura 28	Sistema rotativo.	31
Figura 29	Localización del pozo TINTAL-102.	34
Figura 30	Distribución de los pozos en el campo TINTAL	35
Figura 31	Sección sísmica.	38
Figura 32	Sección sísmica.	40
Figura 33	Estado mecánico del pozo.	41
Figura 34	Evaluación petrofísica TINTAL-102.	47
Figura 35	Evaluación petrofísica intervalo probado.	49

## ANEXO DE TABLAS.

Tabla 1	Pozos vecinos productores.	35
Tabla 2	Datos de yacimiento.	36
Tabla 3	Datos de producción.	36
Tabla 4	Datos de instalación.	37
Tabla 5	Antecedentes.	37
Tabla 6	Intervalos de disparo en los pozos del campo TINTAL	38
Tabla 7	Columna geológica.	41
Tabla 8	Distribución de tubería de revestimiento.	42
Tabla 9	Intervenciones realizadas.	42
Tabla 10	Distribución de aparejo de producción.	42

## BIBLIOGRAFÍA.

1. PERFORACIÓN Y PERFORADORES: 1906-1938 Leopoldo Alafita M.
2. Luis Alejandro Pérez Suárez “Diseño y Calculo de la Trayectoria de un Pozo Direccional”, IPN 2002.
3. José Humberto Correa Tello “Fundamentos de Perforación Direccional”, UNAM 2009.
4. J.A. “Jim” Short. “Introduction to Directional and Horizontal Drilling”. PennWell Publising Company. Tulsa Oklahoma, 1993.
5. Pozos Multilaterales: Reto y Oportunidad para la Explotación de Yacimientos Complejos, León Contreras Rocío del Mar, 2007, Tesis UNAM.
6. Guía de Referencia Rápida: Herramientas de Perforación, Schlumberger.
7. Montañez, J. (Febrero 2019). Ficha técnica Tintal 102. [Diapositivas de PowerPoint]. Recuperado 4 de Enero, 2020.