



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Análisis de las operaciones de Perforación con Manejo
de Presión (MPD) con fluido bifásico en la
sección 8 ½ *in* del pozo VDN-01**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.
Mención: Perforación de pozos de petróleo**

Autor: Ing. Naidy Vasallo Betancourt

Matanzas

2019



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: VARADERO**

**Análisis de las operaciones de Perforación con Manejo
de Presión (MPD) con fluido bifásico en la
sección 8 ½ *in* del pozo VDN-01**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Perforación de pozos de petróleo

Autor: Ing. Naidy Vasallo Betancourt

Tutores: Esp. Juan Carlos de la Concepción Fariñas

MSc. Pablo Rafael Pérez Estevez

Matanzas

2019

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, _____ declaro que soy el único autor del presente trabajo del cual existe un registro legal con No. _____ en el Centro Nacional de Derecho de Autor; y autorizo a la Universidad de Matanzas a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Nombre y Apellidos. Firma

Pensamiento

“No es el más grande, ni el más fuerte, ni el más inteligente el que sobrevive. Es aquel que es capaz de adaptarse a los cambios.”

Charles Darwin.

Agradecimientos

- *A mis padres por su apoyo constante en todo lo relacionado con mi superación personal y profesional.*
- *A Luis Ernesto, por compartir conmigo tantos años de sacrificios, por su cariño y su amor.*
- *A mis tutores Juan Carlos de la Concepción Fariñas y Pablo Pérez Estevez por estar dispuestos a ayudarme aún cuando no tenían mucho tiempo.*
- *A mis compañeros del Petrolero XXI, en especial a Claudia G, Ivis y Ale, por vivir junto a mí este largo y, a veces complicado, trayecto por la especialidad.*
- *A mis amistades que, aunque no están cerca siempre, se preocupan por mí.*
- *A mi familia en general por su preocupación y ayuda en todo lo que estaba a su alcance.*
- *A mis compañeros de trabajo del GW – 122 por su apoyo en esta nueva experiencia.*

*A todos
Muchas Gracias*

RESUMEN

El presente proyecto de investigación está dirigido a analizar las operaciones de Perforación con Manejo de Presión (MPD) con fluido bifásico en la sección 8 ½ *in* del pozo VDN-01 y su influencia en las pérdidas de circulación y las posibles afectaciones a la producción del reservorio. Para lograrlo se realiza un análisis cuantitativo de las pérdidas de circulación presentadas durante la perforación del intervalo; se establece una comparación entre dichas pérdidas con el volumen teórico esperado por los geólogos y con las pérdidas presentadas en la construcción de la sección de 6 *in* del pozo VD-02. Se analiza el efecto económico del volumen de producción que pudiera perderse de no aplicarse la técnica de perforación con manejo de presiones en el pozo objeto de estudio. El estudio realizado reportó que con un caudal de nitrógeno de 18 m³/min y manteniendo una densidad equivalente de circulación de 910 kg/m³, se trabaja con un promedio de pérdidas de 6 m³/día, lográndose incluso perforar durante 12 días sin pérdidas de circulación en el pozo VDN-01. Las afectaciones económicas que se evitan al reducir las pérdidas de circulación que afectan la producción del reservorio, según simulaciones realizadas, en los pozos VD – 02 y VDN – 01 son de 6 228 316 \$/año.

ABSTRACT

The present investigation project aims to analyze the operations of Managed Pressure Drilling (MPD) with biphasic fluid in the 8 ½ in section of the VDN-01 well and its influence on the circulation losses and the possible effects on the production of the reservoir. To achieve this, a quantitative analysis of the circulation losses presented during the interval perforation is carried out; a comparison is made between these losses with the theoretical volume expected by the geologists and with the losses presented in the construction of the 6 in section of the VD-02 well. The economic effect of the production volume that could be lost if the drilling technique with pressure management in the well under study is not applied, is analyzed. The study reported that with a nitrogen flow rate of 18 m³/min and maintaining an equivalent density of circulation of 910 kg/m³, an average loss of 6 m³/day is being worked on, even drilling for 12 days without losses of circulation in well VDN-01. The economic effects that are avoided when reducing the circulation losses that affect the production of the reservoir, according to simulations carried out, in the wells VD - 02 and VDN - 01 are of 6 228 316 \$/year.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	5
1.1 Pozos de Alcance Extendido	5
1.1.1 Construcción de pozos de petróleo.....	6
1.2 Fluidos de perforación	8
1.2.1 Tipos de fluidos de perforación	9
1.3 Complejidades de perforación de origen geológico.....	13
1.3.1 Pérdidas de circulación.....	14
1.4 Perforación con Manejo de Presión	15
1.4.1 Definición y objetivos.....	15
1.4.2 Comparación entre las técnicas de perforación bajo balance y con manejo de presión.....	16
1.4.3 Técnicas MPD aplicadas en reservorios de bajas presiones y altas temperaturas..	17
1.4.4 Configuración estándar de un sistema MPD	19
1.5 Experiencias adquiridas durante la aplicación de la técnica MPD en otros campos petroleros	22
1.6 Conclusiones parciales del capítulo	23
CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO	25
2.1 Descripción de las etapas de investigación.....	25
2.2 Caracterización geológica del área objeto de estudio.....	26
2.2.1 Descripción del Yacimiento Varadero	27
2.3 Generalidades de la construcción del pozo VDN - 01.....	28
2.4 Descripción del sistema de MPD empleado en el pozo VDN - 01	29
2.4.1 Técnica de inyección de nitrógeno aplicada.....	30
2.4.2 Descripción general del proceso MPD	30
2.5 Información de los pozos perforados en el área.....	32
2.6 Análisis de los parámetros durante la perforación de la sección de 8 1/2 in en el pozo VDN - 01	33
2.7 Análisis de las pérdidas.....	34
2.7.1 Determinación del volumen teórico de pérdidas de circulación	35
2.7.2 Pozo VD – 02	35
2.8 Análisis económico.....	36
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	37
3.1 Análisis geológico.....	37
3.2 Construcción de la sección	40

3.3.1 Análisis de los parámetros de perforación en la construcción del caño inicial y el <i>side track</i>	43
3.3 Análisis de las pérdidas de circulación.....	45
3.3.1 Comparación de las pérdidas de circulación reales con el volumen teórico de pérdidas esperado por los geólogos.....	48
3.3.2 Comparación con las pérdidas ocurridas en el pozo VD - 02.....	49
3.4 Análisis económico.....	50
3.5 Conclusiones parciales.....	50
CONCLUSIONES.....	52
RECOMENDACIONES.....	53
BIBLIOGRAFÍA.....	54
SIMBOLOGÍA.....	60
ANEXOS.....	61

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo se ha convertido en una de las más avanzadas tecnologías a nivel internacional en el transcurso de los últimos 30 años, y está considerada entre las más extraordinarias actividades productivas organizadas por el hombre.

El petróleo ha transformado el mundo por sus características de ser un producto con alta capacidad energética, lo que determina el aumento constante de su utilización como combustible. Algunos investigadores consideran que la aparición del petróleo no solo propició un crecimiento económico y el bienestar de los países desarrollados, sino que retrasó en varias decenas de años, las crisis económicas y ambientales del capitalismo a las que la humanidad está abocada en el momento actual (CUPET, 2013 y Fernández Garrido, 2014).

Las acumulaciones de petróleo en el mundo se encuentran desde unos pocos metros de la superficie hasta 10 000 metros de profundidad. La mayor parte de la producción en la actualidad proviene de profundidades entre 1000 y 3000 metros, por lo tanto, la perforación de pozos es el elemento fundamental tanto para detectar nuevos yacimientos, como para desarrollar o incrementar la producción. Los gastos que se incurren en la confección de pozos superan con creces todos los gastos de capital o de operaciones. Este hecho hace a la actividad de perforación el centro de las más importantes decisiones en la actividad de exploración y producción de hidrocarburos. La perforación es una actividad compleja no solo por las múltiples diligencias que involucra, sino también por los altos niveles de seguridad que se deben cumplir para llevar a término los pozos y ponerlos en producción, al cuidar de que no se dañen los seres humanos, el medio ambiente y las propiedades (Fernández, *et al.*, 2014 y Castro, 2016).

Hoy día Cuba es uno de los pocos países en el mundo donde prácticamente todos sus pozos son horizontales de largo alcance. Los pozos horizontales diseñados y ejecutados por técnicos cubanos se encuentran entre los más largos y complejos del mundo. Autores como Belani (2010) plantean que en Cuba la actividad petrolera se considera como una de las ramas que están en un proceso de expansión dentro de la economía cubana actual. Esto viene avalado, desde inicios de los años noventa hasta la actualidad, por el ritmo significativo en sus resultados productivos, el impacto en la economía y, en especial, el ahorro energético y en divisas para el país.

Cubapetróleo (CUPET) es la compañía petrolera estatal de la República de Cuba encargada del seguimiento de las actividades petroleras. Tiene una gran responsabilidad dentro del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y lleva a cabo sus operaciones de búsqueda y producción de petróleo a través de dos Empresas de Perforación y Extracción de Petróleo, ubicadas en el occidente y el centro del país.

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro) ubicada en el municipio de Cárdenas, provincia de Matanzas; es la encargada operar de forma eficiente y segura, los yacimientos de producción de petróleo del centro del país, donde se encuentran los yacimientos de Cantel, Camarioca, Majaguillar, Guásimas y Varadero; este último es el más grande con más de 4 500 millones de barriles de recursos.

El yacimiento Varadero, ubicado en la zona central de la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados, presenta una geología bastante compleja, debido a la cantidad de movimientos tectónicos que la han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre las más jóvenes (Castro 2016 y Silveria, 2017).

Los estudios sísmicos 3D, corroboran que todavía existe un área potencial para ser perforada en este sector, pero la misma requiere de tecnología de punta para alcanzar dichos objetivos, que se encuentran a distancias que en ocasiones superan los 8 km de longitud; de ahí la necesidad de desarrollar esta área con pozos horizontales de largo alcance, que a su vez sean multicaños para así disminuir el costo de la perforación.

El pozo VDN - 01 se encuentra ubicado en el campo Varadero Oeste y su objetivo principal es poner en explotación los Mantos 1 y 2 de donde producen actualmente otros pozos en el área (VD-02 y VD – 00, fuera del bloque #2 operado por Sherritt. La perforación de este pozo contempla un caño principal y uno lateral que serán perforados espaciados alrededor de 250 a 300 m entre ellos; y está diseñado como un pozo horizontal que alcanzará 6682 m medido por el instrumento de perforación.

La perforación de este pozo resulta compleja dado que, según las correlaciones realizadas con pozos vecinos, el intervalo de 8 ½ in (215.9 mm) puede presentar pérdidas intensas de circulación al perforar zonas altamente drenadas que han estado en explotación por un prolongado período de tiempo. Esta situación puede provocar inundación e interferencia con

pozos vecinos, que afecta la producción de crudo e incluso será necesario el cierre de esos pozos productores.

Debido a que las pérdidas de circulación parciales y totales pueden afectar la producción del reservorio, se propone disminuir estas pérdidas mediante la perforación con fluido bifásico (inyección de nitrógeno al lodo de perforación) que permita mantener densidades equivalentes de circulación (ECD por sus siglas en inglés) menores al gradiente normal; al aplicar por primera vez en Cuba la técnica de Perforación con Manejo de Presiones (MPD por sus siglas en inglés).

La técnica de MPD es una forma primaria avanzada de control de pozo que emplea un sistema cerrado, lo cual permite un mayor y más preciso control sobre el perfil de presiones del pozo que cuando se utiliza solo el peso del lodo y la presión de bomba.

Por lo antes expuesto el siguiente trabajo se encuentra orientado hacia el siguiente problema científico:

Problema:

¿Cómo disminuir las pérdidas de circulación parciales y totales que pueden afectar la producción del reservorio al perforar la sección de 8 ½ in en el pozo VDN - 01?

Como vía para solucionar este problema se plantea la siguiente hipótesis:

Hipótesis:

Si se emplea la técnica de Perforación con Manejo de Presiones (MPD), al perforar la sección de 8 ½ in en el pozo VDN - 01, se podrán disminuir las pérdidas de circulación y las posibles afectaciones a la producción del reservorio.

Objetivo general:

Analizar las operaciones de Perforación con Manejo de Presión (MPD) con fluido bifásico en la sección 8 ½ in del pozo VDN-01 y su influencia en las pérdidas de circulación y las posibles afectaciones a la producción del reservorio.

Objetivos específicos:

1. Caracterizar las formaciones geológicas a atravesar en la construcción de la sección de 8½ in en el pozo VDN - 01.
2. Obtener información de los pozos ubicados en el campo Varadero Oeste perforados con técnicas convencionales para establecer valores de referencias.
3. Analizar los parámetros de perforación tales como: torque, velocidad de penetración (ROP), ECD, caudal de nitrógeno, tiempo de perforación pura y los metros perforados en la construcción de la sección 8 ½ in en el pozo VDN-01.
4. Realizar un análisis cuantitativo de las pérdidas ocurridas durante la perforación de la sección de 8 ½ in del pozo VDN - 01 y compararlas con el volumen teórico de pérdidas esperado por los geólogos.
5. Analizar el efecto económico del volumen de producción que pudiera perderse de no aplicarse la técnica de perforación con manejo de presiones en el pozo VDN – 01.

• *Estructura del trabajo*

El desarrollo de esta investigación constará de tres capítulos:

El capítulo-I, “Análisis Bibliográfico”, constituye el marco teórico de la investigación. Se realiza una búsqueda bibliográfica relacionada con el tema de investigación que permite llegar a conclusiones que darán paso a la realización del capítulo II.

El capítulo II, “Diseño Metodológico”, en este capítulo con el propósito de dar cumplimiento al objetivo general e hipótesis de la tesis, se diseña la metodología de la investigación, la cual se estructura en diferentes etapas como la caracterización del área objeto de estudio y el análisis de los parámetros de perforación y de las pérdidas de circulación presentadas.

En el capítulo III, “Resultados y Discusión”, se analizan los resultados obtenidos, mediante la metodología expuesta en los capítulos iniciales, abordando cada una de sus etapas para determinar si se logran disminuir las pérdidas de circulación y posibles afectaciones al reservorio.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

En este capítulo se realiza la fundamentación teórica del trabajo, donde se hace una breve referencia a elementos relacionados con la construcción de pozos de petróleo y los pozos de alcance extendido, los fluidos de perforación, las complejidades de perforación de origen geológico y las características y objetivos de la técnica de perforación con manejo de presión.

1.1 Pozos de Alcance Extendido

El proceso de perforación comprende una gran variedad de operaciones, cuyo objetivo es construir un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, de acuerdo con los objetivos geológicos que se desean alcanzar y que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

La perforación de alcance extendido (*Extended Reach Drilling*) se basa en la perforación de pozos dirigidos y horizontales de grandes desplazamientos, donde la relación entre profundidad por el instrumento y profundidad por la vertical es mayor que 2. Los objetivos de estos pozos son:

- Alcanzar áreas distantes del punto de perforación en dirección horizontal de su localización en la superficie, alejados ya sea en operaciones en tierra o costa fuera, donde por razones técnicas, económicas o ambientales no es posible perforar un pozo vertical o direccional.
- Mantener una mayor sección del pozo expuesta dentro del reservorio para mejorar su productividad y capacidad de drenaje.

Comparado con los pozos verticales y dirigidos de menor inclinación, los pozos de alcance extendido representan un reto debido a que no solo requieren el empleo de equipos de última generación, sino además de una buena planeación del pozo y adecuados procedimientos de trabajo. En este tipo de perforación se tienen que tomar en cuenta diversos parámetros para que sea exitosa, estos pueden ser: estabilidad mecánica del agujero, limpieza de los recortes de perforación, hidráulica de perforación, presión de poro y gradientes de fractura (Silveria, 2017 y NORAD, 2018).

Actualmente la mayoría de los pozos que se perforan en Cuba son de largo alcance y se encuentran entre los más largos y complejos del mundo. El bloque Varadero es un reservorio de piedra caliza fracturada con una estructura geológica compleja y contiene 11 billones de barriles, que representa las mayores reservas del país. Los pozos de alcance extendido en esta zona se posicionan en tierra y se dirigen costa afuera. La profundidad vertical (TVD por sus siglas en inglés) es de aproximadamente 1 700 m, más de 80 grados de desviación y entre 3 500 y 7 000 m de desplazamiento horizontal. Desafíos como: determinar los riesgos de colisión con otros pozos, el control del torque y el arrastre, la limpieza de las camas de cortes y la manipulación de los tubulares, son normales mientras se perfora; no obstante el contratista provee soluciones apropiadas para prevenir estos problemas basado en los años de experiencias adquiridos en la explotación de este reservorio (Lyu, 2017).

1.1.1 Construcción de pozos de petróleo

En la construcción de pozos de petróleo para alcanzar los horizontes gasopetrolíferos, primeramente, debe realizarse una correcta selección de barrenas que cumplan con las características idóneas para atravesar los diferentes estratos en cada uno de los intervalos que se dispongan mediante la destrucción de las rocas. Los ripios o recortes son llevados hacia la superficie por medio del fluido de perforación, que entre otras funciones, debe mantener limpio el caño del pozo, donde una vez que este fluido pasa por el sistema de limpieza de sólidos vuelve a ser bombeado hacia el interior del pozo manteniendo un circuito cerrado de circulación. Los recortes son analizados por el geólogo del pozo, para determinar los tipos de rocas atravesadas y sus propiedades físico-mecánicas (Schlumberger, 2004 a).

Uno de los aspectos de primer orden para perforar un pozo es el que se refiere a la protección del agujero. Por lo que a medida que se profundiza la perforación se van aislando intervalos que presentan diferentes características con unos tubos especiales conocidos como tubería de revestimiento o camisa.

Según Schlumberger (2004 a) y Gutiérrez (2009) la estructura general de la construcción convencional de un pozo es de la siguiente manera:

- Camisa conductora o guía: Primera camisa que se cementa al iniciar la perforación de un pozo, cuyo objetivo principal es soportar y aislar formaciones no consolidadas, arenas de agua fresca y/o cualquier zona de gas superficial.

- Camisa de superficie o tranque de agua: Soporta el conjunto de preventores, el cabezal del pozo y los revestimientos subsecuentes. Permite la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas. Se cementa hasta la superficie o hasta el interior del revestimiento conductor.
- Camisa intermedia o técnica: Se instala para aislar posibles zonas de influjo o pérdidas de circulación. La altura de cemento se diseña para aislar la zona problemática más somera. No es indispensable que el revestimiento ingrese al revestimiento de superficie.
- Camisa de producción o explotación: Aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora. Previene influjos de fluidos no deseados. Actúa como conducto seguro de transmisión de hidrocarburos a la superficie.
- Liner o revestimiento corto de perforación: Es una tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo. Provee una zapata más profunda y mitiga limitaciones del equipo de perforación. Aísla formaciones inestables y economiza tiempo y dinero.

En los pozos que se perforan actualmente en Cuba en el último intervalo se deja el caño desnudo y las últimas camisas de revestimiento que se colocan son de tipo *Liner*, que se cuelga en la parte baja de la última sarta de revestimiento y su instalación es de menor costo y requiere un tiempo relativamente corto para hacer corrido en el agujero (figura 1. 1).

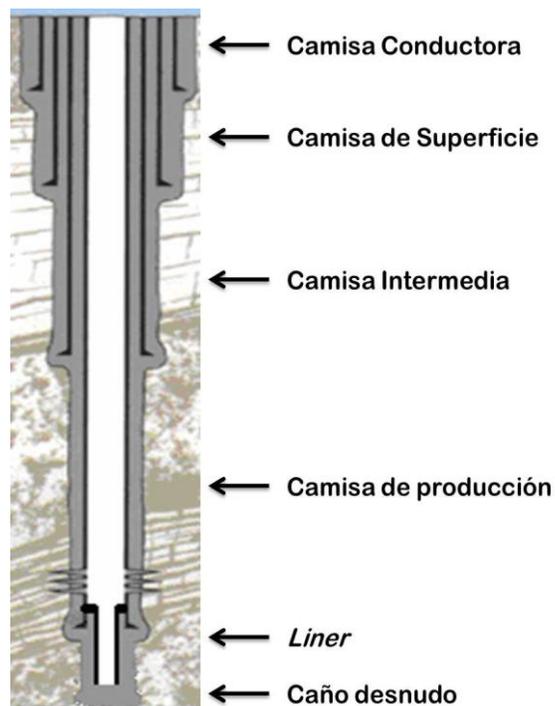


Figura 1.1. Construcción de un pozo de petróleo

1.2 Fluidos de perforación

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente, donde los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación, debido a que una gran parte de los problemas que ocurren durante las operaciones de perforación están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido.

Los fluidos o lodos de perforación son un complejo sistema de dispersión multicomponente de características físicas y químicas apropiadas, que por circulación remueve los cortes de la formación durante la perforación. Pueden ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. Deben ser especificados de tal forma que garanticen una perforación rápida y segura (Oxana, 2018).

Para satisfacer las exigencias los fluidos se elaboran con las siguientes características: ser estable químicamente; estabilizar las paredes del pozo, mecánica y químicamente; facilitar la separación de los cortes en la superficie; mantener los sólidos en suspensión cuando esté en reposo; ser inerte en relación a las rocas de la formación; aceptar cualquier tratamiento, físico y químico; tener bajo grado de corrosión y de abrasión en relación a la columna de perforación y demás equipos del sistema de circulación; facilitar las interpretaciones geológicas del material retirado del pozo y tener un costo compatible con el de la operación (Bacallao, *et al.*, 2014).

Según NORAD (2018) las funciones del fluido de perforación describen las tareas que es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. Hoy en día se conocen cerca de 12 funciones necesarias, aunque la remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Es por lo antes expuesto que Schlumberger (2007) separa las funciones de los lodos en principales y adicionales.

Las principales funciones de un fluido de perforación son las siguientes:

- Control primario del Pozo
- Mantener la estabilidad del agujero
- Limpieza del Pozo
- Transmitir potencia hidráulica a la barrena
- Permitir la evaluación de formaciones

Por otra parte, las funciones adicionales del lodo son:

- Suspender recortes y agentes densificantes mientras el fluido esté estático.
- Soltar recortes atrapados o transportados en el fluido al llegar a la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Crear un revoque delgado e impermeable sobre las paredes del agujero perforado para reducir la invasión de fluido
- Soportar tuberías a través del efecto de flotabilidad.
- Prevenir la corrosión de la sarta de perforación.

Estas funciones son logradas por medio de una cuidadosa selección del fluido de perforación y el mantenimiento de sus propiedades. La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar. Cada etapa del programa se debe analizar detalladamente. Los problemas registrados en los pozos vecinos dan indicios de las áreas de oportunidad que se deben enfocar a fin de optimizar el programa de fluidos. Mediante una adecuada selección, se puede eliminar una buena parte de los problemas que ocurren durante la perforación.

1.2.1 Tipos de fluidos de perforación

En el proceso de perforación de un pozo se atraviesan estratos geológicos diferentes, con diversas composiciones físico – químicas y condiciones de temperatura y presión. Esto implica que no existe un fluido universal y, por tanto, se elaboran fluidos con propiedades diferentes correspondientes a cada tipo o grupo de formaciones.

Oxana (2018) plantea que, según su composición, existen tres tipos principales de fluido de perforación y el principal criterio se basa en el constituyente principal de la fase continua o el dispersante. La naturaleza de las fases dispersante y dispersa, bien como los componentes básicos y sus cantidades definen no sólo el tipo de fluido, también sus características y propiedades. Los fluidos pueden clasificarse en fluidos base agua, base aceites y gaseosos.

1.2.1.1 Fluidos de perforación base agua

Los fluidos a base de agua consideran principalmente la naturaleza del agua y los aditivos químicos empleados en la preparación del fluido. La proporción entre los componentes básicos

y las interacciones entre ellos provoca sensibles modificaciones en las propiedades físicas y químicas del fluido. La mayoría de los fluidos de perforación son de base acuosa y según Oxana (2018) los tipos principales de sistemas de lodos en base agua a partir del grado de mineralización del medio de dispersión, son: dulces, mineralizados y salinos (figura 1.2).

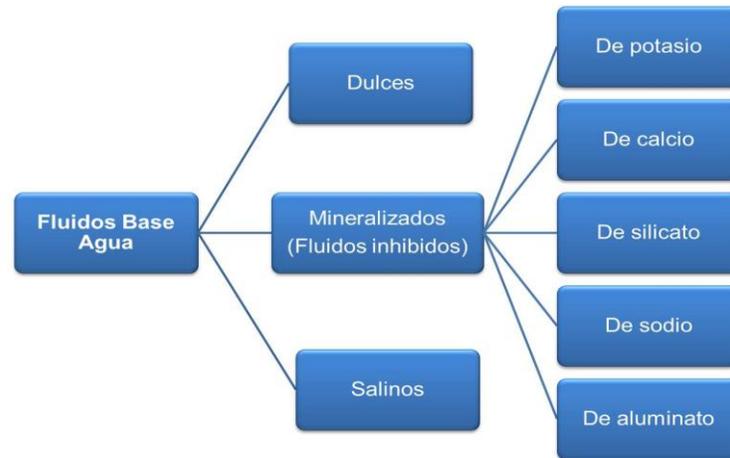


Figura 1.2. Clasificación de fluidos de perforación base agua

El agua es la fase continua y el principal componente de cualquier fluido a base de agua, pudiendo ser dulce, dura o salada. Los factores a ser considerados en la selección de agua de preparación son: disponibilidad, costo de transporte y de tratamiento, tipos de formaciones geológicas a ser perforadas, productos químicos que compondrán el fluido y equipos y técnicas a ser usados en la evaluación de las formaciones (Bacallao, *et al.*, 2014).

1.2.1.2 Fluidos de perforación base aceite

Los fluidos de perforación en base de aceite son altamente inhibidores, resistentes a la contaminación, estables a altas temperaturas y presiones, de alta lubricidad y no corrosivos. Están constituidos por una fase de aceite, generalmente compuesta de hidrocarburos líquidos, y pequeñas gotas de agua o de solución acuosa que constituyen la fase discontinua de esos fluidos. Algunos sólidos coloidales, de naturaleza inorgánica u orgánica, pueden componer la fase dispersa.

Este tipo de fluido fue desarrollado para mejorar ciertas características indeseables de los fluidos base agua tales como: evitar la hidratación de las arcillas, mejorar la lubricación y en general para mantener un agujero estable; pero debido al alto costo inicial y grado de contaminación ambiental, son empleados con menor frecuencia que los fluidos a base de agua.

Schlumberger (2007) plantea que los tipos principales de lodos base aceite son base diesel, emulsión inversa, 100% aceite y sintéticos (figura 1.3).

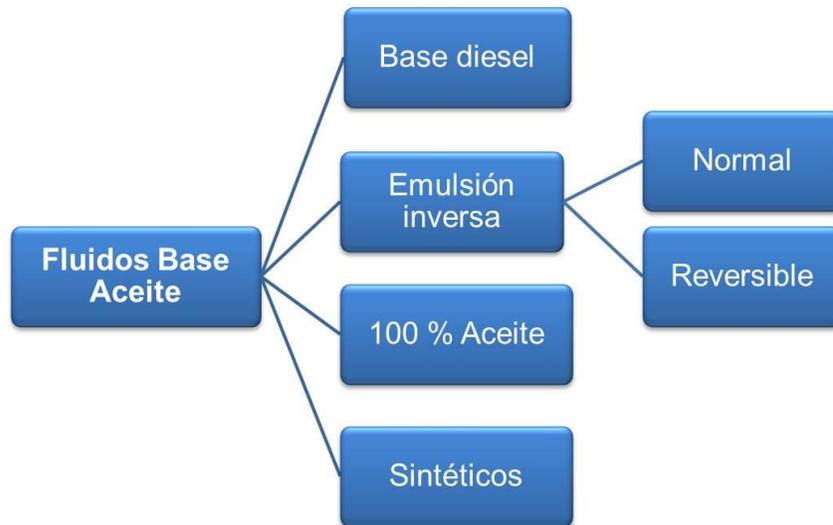


Figura 1.3. Clasificación de fluidos de perforación base aceite

1.2.1.3 Fluidos de perforación gaseosos o neumáticos

La perforación con aire o gas es un término genérico aplicado cuando el aire o gas se utilizan total o parcialmente, en el fluido circulante durante la perforación rotativa. Estos fluidos encuentran su principal aplicación en áreas donde pérdidas de circulación y presiones bajas en el yacimiento restringen el uso de fluidos convencionales de perforación. Reducen o eliminan daños de formación como: invasión del filtrado del lodo y sólidos dentro del yacimiento, el lavado de los hidrocarburos, la hidratación de las arcillas y la formación de precipitados químicos dentro de la formación.

La mayoría de los daños a la formación son el resultado de un excesivo sobre balance ejercido por la columna de lodo o por incompatibilidad entre el filtrado del lodo y los fluidos de formación. Los fluidos neumáticos no crean sobre balance, no reaccionan con las formaciones perforadas ni precipitan sólidos en el espacio poroso de las rocas lo cual los hace ideales para perforar en estos escenarios.

Según CUPET (2008) existen cuatro tipos de fluidos neumáticos: gas seco, niebla, espuma y aireados o gasificados (figura 1.4).

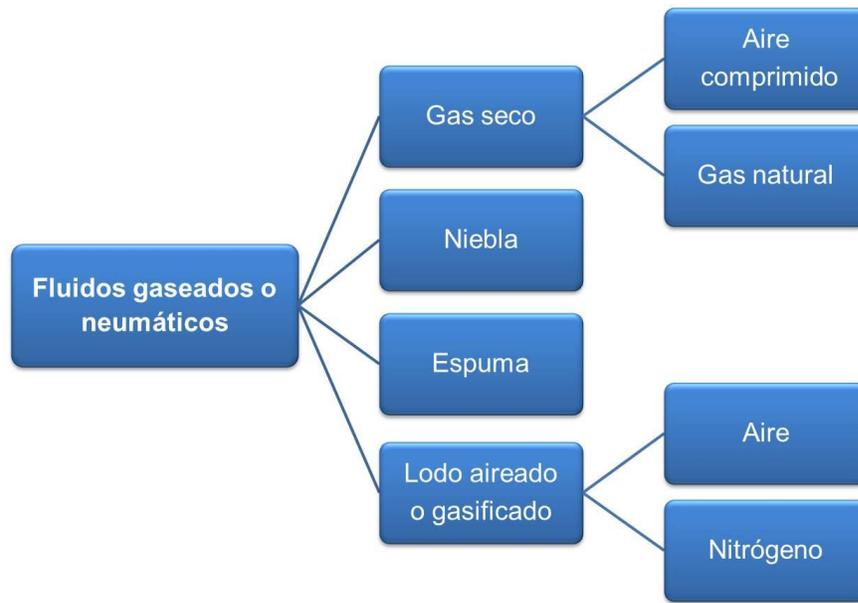


Figura 1.4. Clasificación de fluidos de perforación gaseosos o neumáticos

En los lodos gasificados o aireados, el aire o el gas pueden ser usado para bajar la densidad de un lodo y reducir la presión hidrostática. Este sistema se usa cuando las condiciones de fondo no permiten el uso de nieblas o espumas y pueden ser usados también dentro de yacimientos de baja presión.

El flujo bifásico es el movimiento de gas libre y de líquido. El gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje, donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él en la superficie del líquido. Puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido (Mazumder, 2012).

La utilización de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo complica el cálculo de la hidráulica. La proporción de gas y líquido debe ser calculada cuidadosamente para asegurar que se utiliza un sistema de circulación estable. Si se utiliza demasiado gas se pueden presentar problemas de descontrol del pozo, limpieza del agujero y, por consiguiente, pegadas de tubería; si no se utiliza suficiente gas, se excede la presión requerida del fondo del agujero y el pozo alcanza un marcado sobre balance que puede inducir a pérdidas de circulación (Sepúlveda, 2010).

Dos de los gases más comunes para reducir la presión hidrostática de la columna de lodo son el aire y el nitrógeno.

Específicamente el nitrógeno, que tiene particular importancia en el desarrollo de este trabajo, se usa para resolver problemas de pérdidas de circulación en áreas de gradientes de presión anormalmente bajas. El nitrógeno inyectado al lodo por la línea que viene de los tanques de lodo (*stand pipe*) es la forma más exacta de controlar la presión hidrostática y así recuperar retornos de lodo en superficie.

Las operaciones que utilizan nitrógeno como fluido de perforación o como componente del mismo, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es inflamable. Esto elimina la posibilidad de incendios de pozo y detiene la posibilidad de corrosión.

Normalmente el nitrógeno se puede suministrar por dos métodos, ya sea por el suministro de termos criogénicos o a través de filtros de membranas (Méndez, *et al.*, 2012).

1.3 Complejidades de perforación de origen geológico

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado, durante la perforación pueden presentarse una variedad de problemas que a veces pueden ser difíciles y costosos. Prevenir situaciones que puedan malograr el buen ritmo y los costos de las operaciones es quizás el anhelo más importante que debe motivar a todo el personal de perforación y de apoyo.

En ocasiones estas complicaciones son producto de la acción inadecuada del hombre, pero en otras son producto de las condiciones geológicas, cualesquiera que sean las causas del problema es necesario conocer bien los factores que influyen en cada una y los métodos para minimizar las consecuencias o evitarlos, o conocer los métodos de su liquidación en caso de presentarse.

Autores como Fernández Garrido (2010) plantean que las dificultades de perforación de origen geológico más frecuentes son:

- Derrumbes de las paredes del pozo:
- Estrechamiento de las paredes del pozo.
- Disolución de las paredes del pozo:
- Formación de anillos de fango:
- Desviaciones no deseadas (formación de caño tipo llave)
- Pérdidas de circulación del fluido de perforación:

- Manifestación de presión
- Corrosión del equipamiento de perforación.
- Presencia de gases nocivos

1.3.1 Pérdidas de circulación

Entre los principales problemas de origen geológico que se pueden presentar durante la perforación, uno de los más comunes es la pérdida de circulación. Se clasifican según la severidad de la misma en parciales o totales.

La pérdida de circulación consiste en una disminución de la columna de lodo, que provoca que los recortes se acumulen en la zona de baja velocidad al caer al fondo cuando se detiene el bombeo, la disminución de la velocidad en el anular que minimiza el acarreo de los cortes, la reducción de la presión hidrostática en el pozo y la disminución del diámetro de la pared en secciones arcillosas.

Según Baroid (1999) y Pedrol, *et al.* (2013) la pérdida de circulación o pérdida de retornos describe la pérdida total o parcial del fluido en la formación como resultado de una excesiva caída de presión hidrostática y anular. La pérdida de circulación se caracteriza por una reducción en el volumen de los retornos de lodo del pozo en comparación con el volumen bombeado pozo abajo (flujo saliente < flujo entrante). Esto da por resultado una disminución de los volúmenes en los tanques.

Las pérdidas pueden ser totales o parciales debido al aumento de la densidad del lodo, a los cambios bruscos de la velocidad de desplazamiento del lodo, a los movimientos de herramientas con pistoneo hacia abajo (se crea una sobrepresión sobre la capa) y a la formación de anillos de fango sobre la herramienta. Además, influye la perforación de formaciones geológicas permeables, de formaciones geológicas falladas o fracturadas, formaciones geológicas cavernosas y formaciones geológicas con presiones anómalas (Ramirez, *et al.*, 2005; Lillenes, 2015).

Schlumberger (2004 b) y plantea que las pérdidas de circulación son causadas por dos mecanismos fundamentales:

- Las pérdidas inducidas, donde se pierde el fluido de perforación debido a una presión en exceso durante las operaciones y que fractura hidráulicamente la formación.

- Las pérdidas naturales, donde hay invasión o el fluido completo se pierde producto a la presencia de formaciones que son altamente permeables, sin consolidar, fracturadas y cavernosas.

Las pérdidas de circulación naturales están presentes en los reservorios debido a las características de estas formaciones, y por ello, se debe mantener un control sobre ellas, para evitar daños en la formación y afectaciones en la productividad de los pozos de la zona.

1.4 Perforación con Manejo de Presión

El reto de perforar pozos naturalmente fracturados y con altas temperaturas ha hecho que se prueben diversas soluciones tentativas para alcanzar los objetivos y explotar la producción de estos yacimientos. Una de estas alternativas es la perforación con manejo de presión (*Managed Pressure Drilling*).

MPD (por sus siglas en inglés) es una forma avanzada de control de pozo primaria que emplea un sistema cerrado lo cual permite un mayor y más preciso control sobre el perfil de presiones del pozo que el solo peso del lodo y presión de bomba (Hilts, 2013; Ambrus, 2017).

1.4.1 Definición y objetivos

La IADC (2008) ha definido la Perforación con Manejo de Presiones (MPD por sus siglas en inglés) como:

“...Un proceso de perforación adaptable usado para el control preciso del perfil de presiones en el anular. Los objetivos son determinar los límites de presión en el fondo del pozo y manejar el perfil de presiones hidráulicas en consecuencia.”

La IADC en su glosario (UBO & MPD Glossary, 2011) también incluye varias notas técnicas importantes para ampliar la definición de MPD:

- El proceso MPD utiliza una colección de herramientas y técnicas las cuales pueden mitigar los riesgos y costos asociados con la perforación de pozos que tienen estrechos márgenes de presiones en el fondo, por el manejo preventivo del perfil de presiones hidráulicas.

- MPD puede incluir el control de la densidad y reología del fluido, el nivel de fluido en el espacio anular, la fricción por circulación, y la geometría del agujero o combinaciones de estos parámetros.
- MPD puede permitir tomar acciones correctivas más rápido al observar variaciones en la presión.

Esta técnica está siendo rápidamente aceptada como una tecnología que puede reducir costos de perforación de pozos que anteriormente eran considerados desafiantes, costosos, o en algunos casos, imposibles de perforar. Según Foster, *et al.* (2007) y Saeed, *et al.* (2012) los principales objetivos de la aplicación de la perforación con manejo de presiones son:

- Disminuir el grado de sobre-balance que la columna hidrostática del fluido ejerce en el perfil anular.
- Reducir riesgos durante la perforación tales como pega diferencial y colapso del agujero.
- Aplicación en pozos con ventanas de geopresiones estrechas, problemas de inestabilidad de agujero o pérdidas de fluido.
- Conocer los límites de la ventana del perfil de presión y la necesidad de trabajar con densidades menores a las planeadas.
- Manejar el perfil de presión anular de acuerdo a los límites establecidos dentro de la ventana operativa.
- Las técnicas MPD pueden ser usadas para evitar influjos de la formación. Cualquier fluido será contenido usando el proceso adecuado.

1.4.2 Comparación entre las técnicas de perforación bajo balance y con manejo de presión

La perforación bajo balance (UBD por sus siglas en inglés) y la perforación con manejo de presión han ganado popularidad como metodologías de perforación para mitigar algunos de los problemas que se presentan en la perforación convencional sobre balance. Estas técnicas son tecnologías complementarias en lugar de técnicas completamente separadas; es por esto y por las similitudes entre ellas que a menudo causan confusión (Handal, *et al.*, 2013 y Nikoofard, 2015).

La perforación bajo balance es una herramienta para mejorar la productividad del reservorio y realizar una caracterización del mismo. Por otra parte, la perforación con manejo de presión es

principalmente una solución para mitigar los problemas relacionados con la perforación. Estas dos técnicas resultan en una reducción del tiempo no productivo y en algunas ocasiones un mismo pozo requiere la combinación de ambas (Finley, *et al.*, 2007; Mogster, *et al.*, 2013).

Tanto MPD como UBD son tecnologías que mejoran la velocidad de penetración (ROP) en la formación, extienden el tiempo de vida útil de las barrenas, minimizan las pegaduras de la sarta de perforación por presión diferencial y limitan las pérdidas de circulación. Pero independiente del sistema de fluido, el MPD no es una técnica para perforar bajo balance. Por definición, las operaciones MPD están planeadas para mantener la presión de fondo de pozo por encima de la presión de formación todo el tiempo.

Las ventajas de la aplicación de MPD radican en que reduce el número de camisas a utilizar para alcanzar el objetivo de la perforación, perfora de manera eficiente en márgenes de presiones estrechos, mejora la productividad del reservorio al disminuir la proporción de sobre balance. Además, incrementa la seguridad del equipo, del personal y del medio ambiente, reduce las emisiones y mejora las habilidades para el control de pozos. Datos de la industria a nivel mundial muestran que los pozos con MPD tienen un incidente más bajo en eventos de control de pozos que los pozos perforados convencionalmente; esto se debe a que se incrementa la cantidad de equipos de control en superficie y que el personal está más alerta y entrenado (Lako, 2017; Oumelkheir, B., *et al.*, 2018).

La tecnología UBD es mejor para minimizar daños en la formación, para realizar la caracterización del reservorio e identificar zonas productivas que no son evidentes perforando sobre balance; pero cuando el objetivo es mitigar los problemas de perforación, MPD puede ser tan efectivo como la perforación bajo balance y puede ser más económico.

1.4.3 Técnicas MPD aplicadas en reservorios de bajas presiones y altas temperaturas

Las dos técnicas fundamentales aplicadas en reservorios de bajas presiones y altas temperaturas para la inyección del fluido bifásico son: inyección directa por la tubería de perforación e inyección por anular concéntrico (figura 1.5) (Schlumberger, 2018).

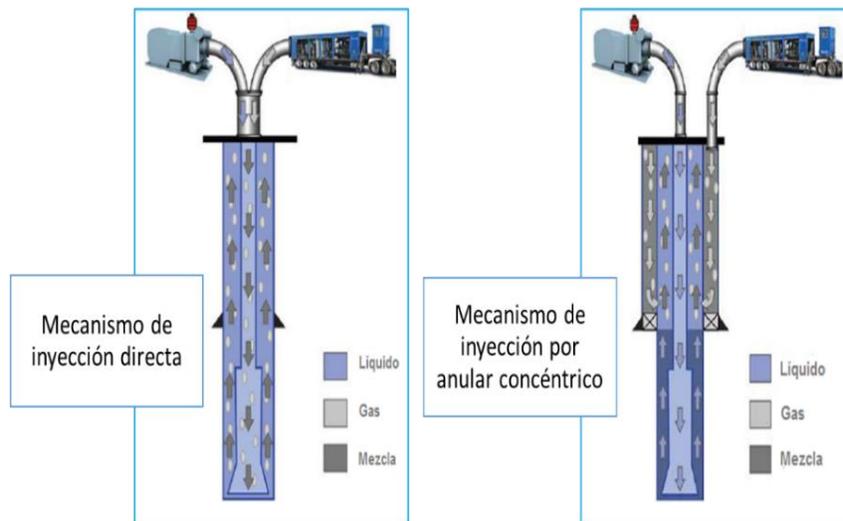


Figura 1.5. Mecanismos de inyección de fluido

Fuente: Schlumberger (2018)

1.4.3.1 Inyección directa por tubería de perforación

Este método se basa en mezclar el gas con el lodo en la superficie e inyectarlo por el interior de la tubería de perforación al interior del pozo.

Las principales ventajas son:

- Menor requerimiento en modificaciones para el diseño del pozo
- Menor volumen de inyección de gas
- Presiones equivalentes en el fondo más bajas
- Se puede usar en tubería de perforación de diámetro interno/diámetro externo grandes

Las limitaciones que puede presentar este método son:

- Impacto en la telemetría debido a las pérdidas de la señal cuando se tiene entre el 20 y el 28 % de gas en el sistema.
- Impacto en las herramientas del fondo
- Impacto en la tubería de perforación (Desprendimiento del revestimiento interno, es necesario el uso de conexiones *premium* para gas)
- Variación de la presión de fondo durante las conexiones y viajes de la tubería
- Mayor tiempo en conexiones, se debe hacer previsión para el venteo/alivio del gas desde el piso de perforación.

1.4.3.2 Inyección por anular concéntrico

En la técnica de inyección por anular concéntrico el gas es inyectado a través de dos tuberías de revestimiento, una de ellas una sarta temporal no cementada, e ingresa a través de unos puertos ubicados normalmente en la primera junta del revestimiento recuperable (en el fondo de dicha sarta).

Las principales ventajas son:

- Fase líquida continua por dentro de la tubería de perforación, esto permite utilizar la herramienta de medición direccional convencional (MWD por sus siglas en inglés)
- No hay impacto en las herramientas de fondo y las conexiones son más rápidas
- La sarta de revestimiento no cementada, típicamente se recupera del pozo y la junta perforada (con los puertos de inyección) es reutilizada
- Es más fácil realizar el control del pozo

Las limitaciones que puede presentar este método son:

- Exige un diseño de revestimiento adecuado (tiempo y costo para correr la sarta temporal) y requiere adaptaciones en el cabezal del pozo
- Punto de inyección fijo a una profundidad determinada en el revestimiento (impacto en la presión de fondo y mayor volumen de inyección de gas para alcanzar la presión de fondo)
- Oscilaciones severas en la presión de fondo

1.4.4 Configuración estándar de un sistema MPD

En el Anexo 1 se ilustra la configuración estándar de un sistema MPD. El equipamiento requerido para la perforación con el sistema MPD está compuesto de forma general por los siguientes elementos:

- Dispositivos rotatorios de control (RCD por sus siglas en inglés)

El cabezal rotatorio (Figura A1.1) es un dispositivo de control giratorio que se instala sobre el preventor anular del BOP (*Blow Out Preventer*) para desviar el flujo de los fluidos en superficie y además proporciona un sello alrededor de la tubería de perforación aislando la presión y

fluidos del anular del piso de perforación, lo que permite fluir el pozo o cerrarlo de manera segura en cualquier momento. El espacio anular se encuentra presurizado en condiciones estáticas y dinámicas (Lillenes, 2015; Oumelkheir, B., *et al.*, 2018).

Los dos elementos críticos en estos dispositivos rotatorios son: el medio por el cual se realiza el sello alrededor de la tubería y el rodamiento que permite la rotación del sello con la sarta de perforación. Pueden ser de tipo activo o pasivo en dependencia de la forma en la que actúa el elemento de sello sobre la tubería.

En los cabezales de tipo activo, el sello alrededor de la tubería es asistido con presión hidráulica controlada en función de la presión en el espacio anular. Los dispositivos pasivos son aquellos en los cuales el diseño geométrico del elemento sellante hace que este se autoajuste alrededor de la tubería a medida que la presión anular aumenta.

El tiempo de vida útil de los sellos dependen de: el tipo y material de construcción del elastómetro, la lubricación, la alineación y condiciones de las tuberías, la velocidad de rotación, la presión diferencial, la temperatura en la cabeza del pozo y las maniobras de viaje que se realicen (Baquerizo, *et al.*, 2015).

En la instalación de particular interés para el desarrollo de este trabajo se emplea un cabezal rotativo de tipo pasivo, donde los elementos sellantes duran aproximadamente entre 60 y 70 horas (Sepúlveda, 2010).

- Separador

Los separadores a utilizar en un sistema con manejo de presiones dinámicas deben estar diseñado para operar la afluencia de fluidos y gases esperada, y debe ser capaz de separar el fluido de perforación desde el flujo de retorno del pozo de modo que pueda ser bombeado en el pozo una vez más.

Se requiere un diseño cuidadoso del sistema de separación de la superficie una vez que se conozcan los fluidos del yacimiento. La separación de líquidos y gases se consigue apoyándose en las diferencias de densidad entre líquidos, gases y sólidos. La tasa a la que los gases y sólidos se separan de un líquido es una función de la temperatura y la presión.

Los separadores pueden ser horizontales y verticales. Los separadores verticales son más eficaces cuando los retornos de flujo son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales tienen una mayor y más eficiente capacidad en tratamiento de gases (Baquerizo, *et al.*, 2015).

En los separadores horizontales (Figura A1.2), los retornos del pozo entran y son frenados por los deflectores de reducción de velocidad. Los sólidos predominantemente se asientan en el primer compartimento desde donde pueden ser retirados por una bomba de transferencia de sólidos. El líquido pasa a través de la placa de separación hacia el segundo compartimento, donde ocurre más separación de sólidos y líquidos, que comienzan a separarse a razón de su diferencia de densidad y tiempo de residencia. El líquido es desplazado al tercer compartimento donde se completa la separación. Los componentes de agua y de hidrocarburos líquidos se descargan desde los diferentes niveles del tercer compartimento (Sepúlveda, 2010; Oumelkheir, B., *et al.*, 2018).

El separador debe estar equipado con válvulas de alivio de presión y una válvula de cierre de emergencia, provocada por un alto o bajo nivel de líquido y una alta o baja presión. Debe estar equipado con visores para indicar los niveles de líquidos y observar el nivel de sólidos.

- Ensamble de estrangulación

El ensamble de estrangulación se utiliza en las operaciones de MPD para controlar la contrapresión en el espacio anular mediante la regulación de la apertura del obturador (Figura A1.3).

Se instala un ensamble de estrangulación adicional debido a que el estrangulador del equipo de perforación debe estar en óptimas condiciones para ser utilizado en caso de un control de pozo (Sepúlveda, 2010; Oumelkheir, B., *et al.*, 2018).

- Equipo de generación de nitrógeno

El nitrógeno es el gas más común, que se utiliza actualmente para aligerar la columna de fluido en operaciones de manejo de presiones. Es un gas incoloro, inodoro e insípido, tiene muy baja solubilidad en agua e hidrocarburos, y es compatible con prácticamente cualquier fluido utilizado en operaciones de perforación; no tiende a formar complejos de hidratos o emulsiones. El nitrógeno que se utiliza en las operaciones de pozo puede ser criogénico, transportado en tanques hacia el pozo, o mediante membranas generadoras de nitrógeno que se instalan en el lugar (Méndez, *et al.*, 2012).

Una unidad generadora de nitrógeno (Figura A1.4) no es más que un sistema de filtración que filtra el nitrógeno de la atmósfera. Este dispositivo usa pequeñas membranas para filtrar el aire. El aire enriquecido en oxígeno se ventila a la atmósfera, y el nitrógeno es llevado a la presión de inyección requerida.

Autores como Baquerizo, *et al.*, (2015) plantean que un sistema de generación de este tipo se compone de tres etapas fundamentales:

- Compresores de aire: son los medios primarios de compresión del aire a la presión requerida y a su vez, separan la humedad e impurezas contenidas en el aire.
- Membranas generadoras de nitrógeno (Figura A1.5): las membranas poliméricas permiten el paso rápido de un gas mientras minimizan el paso del otro cuando se aplica un gradiente de presión a través de la membrana. El nitrógeno que se genera tiene entre un 95 y 98 % de pureza.
- Compresores *Booster*: debido a la caída de presión a través de las membranas, se requiere compresores que aumenten la presión de salida del nitrógeno.

1.5 Experiencias adquiridas durante la aplicación de la técnica MPD en otros campos petroleros

El amplio grado de complejidad de las operaciones de perforación en Cuba exige la mejor combinación de ingeniería de diseño y tecnología en equipos a fin de llegar a los objetivos esperados. En secciones horizontales de alcance extendido que atraviesan formaciones maduras y depletadas, se ha observado que tradicionalmente las pérdidas totales de circulación y las malas condiciones de limpieza que esto conlleva tienden a disminuir el éxito de dichas operaciones.

Por este motivo surge la necesidad de recurrir a otras técnicas de perforación que ya se emplean en otras partes del mundo, como es el caso de la perforación con manejo de presiones.

A continuación se muestran las experiencias adquiridas en la aplicación de esta técnica en la construcción de pozos de diferentes campos petroleros en México:

- Paredon 501

Es importante contar con información geológica confiable del área para generar la estrategia adecuada que permita atravesar las zonas de riesgo y minimizar el impacto de las pérdidas de circulación. Para evitar grandes contrastes de presión cuando se perforan formaciones depletadas, es esencial una adecuada evaluación del diseño de las tuberías de revestimiento. En la construcción de futuros pozos se deben evaluar los diferentes escenarios de perforación, con el objetivo de mitigar la incertidumbre en las operaciones y considerar que cualquier desviación

del plan original conlleva un riesgo económico. Debido a las pérdidas de circulación observadas en la sección de 7 in en este campo hay que considerar un rango de pérdidas de circulación mayor para la construcción de los próximos pozos del área (Ondarza, *et al.*, 2013).

- Costero 12, Cunduacán 5013, Jujo 505

Las mejoras en la velocidad de penetración (ROP) depende solo de la reducción de la densidad equivalente de circulación (ECD), no depende directamente del caudal de nitrógeno que se inyecta o de otro parámetro de superficie; si no se logra incrementar la ROP al menos en un 30%, trae como consecuencia un aumento de los costos. Debido a la flexibilidad de la técnica de MPD al perforar en zonas con estrechos intervalos de presiones, se observa una significativa reducción del tiempo no productivo relacionado con el control del pozo y las pérdidas de circulación. El uso de softwares de MPD (como *Drillbench*, el módulo hidráulico) facilita la detección temprana de surgencias y pérdidas de circulación y, además, permite moverse en ventanas de presiones estrechas para el mínimo valor de ECD al que se puede trabajar de forma segura. En estos casos, se llegó a trabajar hasta con un 26.7 % de nitrógeno en el sistema sin perder la señal de la herramienta de medición mientras se perfora (MWD - *Measurement While Drilling*); la temperatura en el fondo del pozo no afecta la transmisión efectiva de la señal de esta herramienta (Schlumberger, 2010).

- Oxiacaque 5001

Cuando se perfora zonas severamente depletadas con intensas pérdidas de circulación, reducir la ECD solo bombeando más nitrógeno no resuelve el problema; la ECD debe disminuir manteniendo una adecuada relación gas / líquido y con una adecuada limpieza del caño. Al trabajar con valores de ECD cercanos al valor de colapso del agujero se debe rimar o reparar cada tubería que se perfora (Gallo, 2011).

El estudio de las experiencias adquiridas en la aplicación de la técnica de perforación con manejo de presiones hace posible la elaboración de un proyecto de construcción de pozo con menor rango de incertidumbre al establecer estrategias acertadas.

1.6 Conclusiones parciales del capítulo

- Actualmente la mayoría de los pozos que se perforan en Cuba son de largo alcance y se encuentran entre los más largos y complejos del mundo.

- Los fluidos de perforación son un complejo sistema de dispersión multicomponente que por circulación remueve los cortes de la formación durante la perforación. Pueden ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos.
- Las operaciones que utilizan nitrógeno como fluido de perforación permiten resolver problemas de pérdidas de circulación; es la forma más exacta de controlar la presión hidrostática y así recuperar retornos de lodo en superficie.
- La Perforación con Manejo de Presión puede ser tan efectivo como la perforación bajo balance y puede ser más económico.
- Las dos técnicas fundamentales aplicadas en reservorios de bajas presiones y altas temperaturas para la inyección del fluido bifásico son: inyección directa por la tubería de perforación e inyección por anular concéntrico.
- El equipamiento requerido para la perforación con el sistema MPD está compuesto de forma general por el cabezal rotatorio, el separador, el ensamble de estrangulación y el equipo de generación de nitrógeno.
- El análisis de las experiencias adquiridas en la aplicación de la técnica de perforación con manejo de presiones permite elaborar los proyectos de construcción de pozo con menor rango de incertidumbre al establecer estrategias acertadas.

CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO

En este capítulo, con el propósito de dar cumplimiento al objetivo general e hipótesis de la tesis, se diseña la metodología de la investigación, la cual se estructura en diferentes etapas como se muestra en la figura 2.1.

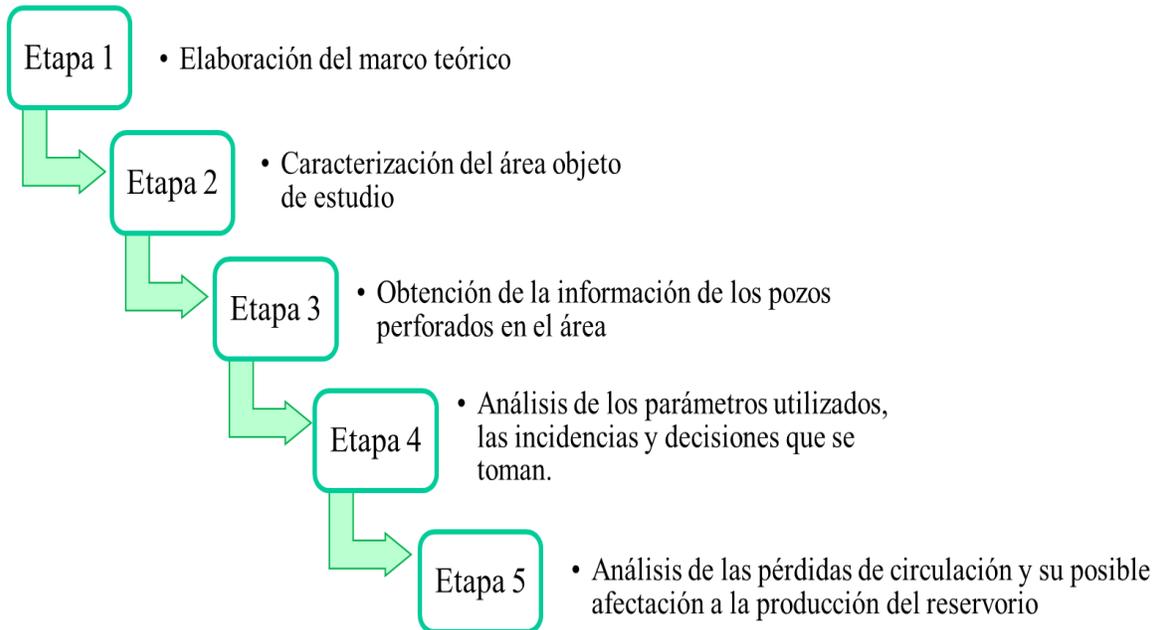


Figura 2.1. Diseño metodológico de la investigación.

2.1 Descripción de las etapas de investigación

Etapa 1. Elaboración del marco teórico

En esta etapa del diseño metodológico se utiliza fundamentalmente el método teórico de análisis – síntesis, el cual permite conocer y entender los aspectos conceptuales más importantes vinculados con la construcción de pozos de alcance extendido, los tipos de fluidos de

perforación y las complejidades de tipo geológico que se presentan. Se define, describe y caracteriza la técnica de perforación con manejo de presiones.

Etapa 2. Caracterización del área objeto de estudio

En la caracterización del área objeto de estudio se lleva a cabo una revisión y análisis del proyecto geológico del pozo VDN - 01 utilizando el método de análisis – síntesis para describir la zona geológica a perforar en el Yacimiento Varadero, estructura general del pozo y las características y estructura del sistema de Perforación con Manejo de Presiones.

Etapa 3. Obtención de la información de los pozos perforados en el área

Se realiza una revisión documental sobre los pozos más cercanos con características geológicas similares para establecer valores de referencia y realizar comparaciones.

Etapa 4. Análisis de los parámetros durante la perforación, las incidencias y decisiones que se toman.

Como métodos teóricos de investigación de esta etapa se utilizan fundamentalmente el método de análisis – síntesis y el hipotético – deductivo para analizar la construcción de la sección, el comportamiento de los parámetros de perforación e incidencias ocurridas durante la construcción del intervalo de 8 1/2 in.

Etapa 5. Análisis de las pérdidas de circulación y su posible afectación a la producción del reservorio

En el análisis de las pérdidas de circulación se utilizan los métodos de análisis – síntesis y el hipotético – deductivo. Se establece una comparación entre las pérdidas reales que ocurrieron durante la perforación del intervalo con el volumen teórico esperado por los geólogos y con las pérdidas presentadas en la construcción de la sección de 6 in del pozo VD – 02.

Se analiza el efecto económico del volumen de producción que pudiera perderse de no aplicarse la técnica de perforación con manejo de presiones en el pozo VDN – 01.

2.2 Caracterización geológica del área objeto de estudio

La mayoría de la producción petrolera en Cuba proviene de la Franja Norte de Crudos Pesados; una zona que se extiende a lo largo de la costa norte desde La Habana hasta el este de Matanzas, y cuenta con un ancho aproximado de 10 Km y una longitud de más de 120 Km.

En Cuba se pueden reconocer dos grandes niveles estructurales: un nivel inferior más deformado y metamorfizado, que constituye el substrato plegado; y otro superior menos deformado, no metamorfizado. El nivel inferior, también denominado substrato plegado u orógeno cubano, está constituido por todas las rocas que tienen una antigüedad mayor de 37 millones de años. Este conjunto ha sufrido reiteradas deformaciones, hasta que entre el Paleoceno y el Eoceno superior (65 a 37 millones de años), fueron amalgamadas y transportadas hasta su lugar actual. Estos distintos elementos están superpuestos e internamente muy deformados, fracturados y metamorfizados. El nivel superior, también denominado neoaútóctono, está constituido por todas las rocas que tienen una antigüedad menor de 37 millones de años, las que descansan como un manto sobre el substrato plegado. Estas rocas del neoaútóctono no presentan actividad magmática ni metamorfismo (Delgado, *et al.*, 2019).

A manera de resumen, el área de estudio está constituida por rocas sedimentarias de origen marino las cuales están deformadas en numerosos pliegues y fallas que definen fajas alargadas. Las rocas madre son del Jurásico y Cretácico inferior, en tanto que los principales sellos son rocas areno-arcillosas del Paleoceno y el Eoceno (Sandoval, 2019).

2.2.1 Descripción del Yacimiento Varadero

La geología del Yacimiento Varadero es bastante compleja, debido a la cantidad de movimientos tectónicos que la han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre las más jóvenes. De esta manera se nos presenta una geología caracterizada por estructura de napes, complicadas por fallas y plegamientos que favorecen la concentración de hidrocarburos.

Por sus particularidades geográficas, el yacimiento se ha desarrollado de Este a Oeste, de modo que mientras los sectores más orientales se encuentran en fase de agotamiento natural, los sectores más occidentales aún están en la meseta de producción. De este modo la búsqueda, desarrollo y aplicación de métodos de recuperación mejorada, resultan impostergables para la continuidad de la producción en los sectores orientales, considerando la existencia de una infraestructura de producción disponible en estos sectores.

Dentro del área de referencia existen diferentes Unidades Tectónico Estratigráficas (UTE), como resultado de los sobrecoorrimientos, donde la UTE Placetas es la de mayor importancia, pues ha sido atravesada por casi todos los pozos perforados en dicho entorno. La transición entre

una UTE y otra, ocurre a través de superficie de sobrecorrimiento que abarcan toda el área y se producen de Sur a Norte (Pérez, *et al.*, 2019).

Las formaciones a atravesar en la construcción del pozo VDN – 01, ubicado en el campo Varadero Oeste Extendido, son: Vía Blanca, Angelita Amaro, Carmita, Vega Alta (constituye el sello regional de los depósitos de la UTE Placetas) y Veloz, siendo esta última de particular interés para este trabajo, porque en ella se construye la sección de 8 ½ *in*.

La Formación Veloz (que a su vez se divide en Manto Morena, Manto M1 y Manto M2) se desarrolla en forma de franjas en la parte norte de las provincias de Matanzas, Villa Clara, Sancti Spíritus y Camagüey. Contiene rocas calizas de color gris oscuro hasta casi negro con tonos azules. Estas calizas se presentan en forma de estratos finos a medios, muy raras veces gruesos, y en ocasiones pueden observarse intercalaciones de margas gris y gris amarillentas. La estratificación es una característica predominante para estas secuencias, así como la presencia de finas vetillas de calcita, que con el intemperismo, forman una cierta estructura reticular en la superficie de los estratos. Esta superficie generalmente es áspera al tacto. En algunas calizas es posible apreciar cierto grado de dolomitización. En ocasiones, se pueden presentar capas finas de pedernal intercaladas, así como lentes o nódulos de coloración gris, gris oscuro hasta negro, o gris marrón. Cuando se golpean, algunas calizas emiten olor a petróleo. De manera general sus propiedades como reservorio son buenas (IGP, 2013).

2.3 Generalidades de la construcción del pozo VDN - 01

El pozo VDN - 01 se encuentra ubicado en el campo Varadero Oeste y su objetivo principal es poner en explotación los Mantos 1 y 2 (Formación Veloz) donde producen actualmente otros pozos en el área. La perforación de este pozo contempla un caño principal y uno lateral que serán perforados espaciados alrededor de 250 a 300 m entre ellos, de manera que queden geoméricamente equidistante respecto a los pozos ya en producción para evitar la interferencia. Este pozo está diseñado como un pozo horizontal hasta 6 310 mMD (metros medidos por el instrumento) y entra dentro de la categoría de pozo de desarrollo.

La construcción del pozo se dividió en 5 etapas (Figura A2.1):

Intervalo de superficie de 0 - 300 m: Perforar con barrena de 444.5 mm (17 ½ *in*) hasta 300 m y ensanchar con barrena de 660.4 mm (26 *in*) hasta la profundidad perforada. Utilizar agua de

mar con tapones de lodo viscoso como fluido de perforación. Bajar tubería de revestimiento de 508mm (20 in).

Sección intermedia de 300 – 2000 m: Perforar con barrena de 444.5 mm (17 ½ in) hasta 2000 m. Utilizar sistema de lodo de Agua Salada/KCl/Polímeros como fluido de perforación. Bajar tubería de revestimiento de 339.7 mm (13 ⅜ in) hasta la superficie, cubrir la formación Vía Blanca que presenta gran inestabilidad.

Sección intermedia de 2000 – 4000 m: Perforar con barrena de 311 mm (12 ¼ in) hasta 4000 m. Utilizar sistema de lodo de Agua Salada/KCl/Polímeros como fluido de perforación. Bajar tubería de revestimiento de 244.5 mm (9 ⅝ in) hasta la superficie, cubrir las formaciones Carmita, Vega Alta y el intervalo de asfaltita dentro de Manto Morena.

Sección intermedia de 4000 – 5000 m: Perforar con barrena de 215.9 mm (8 ½ in) hasta 5000 m. Utilizar sistema de lodo de Agua Salada/KCl/Polímeros con inyección de nitrógeno para lograr la perforación balanceada. Este intervalo se construye con barrena de PDC de 5 paletas, con el empleo del sistema rotatorio de *Power Drive* con MWD (*Measurement While Drilling*) para el direccionamiento del caño. Bajar tubería de revestimiento de 177.8 mm (7 in) tipo *liner*, cubrir las formaciones Morena y Manto 1.

Sección productora o principal: Perforar con barrena de 152.4 mm (6 in) las dos etapas de este intervalo. La primera etapa consta en perforar un caño principal hasta la profundidad aproximada de 6310 m y la segunda etapa consiste en perforar un caño lateral, previsto a iniciarse a 5060 m y que alcanzará la profundidad final aproximada de 6580 m. Ambos caños están destinados a la extracción de petróleo de los mantos 1 y 2 a hueco abierto, es decir que no serán encamisados. Utilizar sistema de lodo de Agua Salada/KCl/Polímeros

2.4 Descripción del sistema de MPD empleado en el pozo VDN - 01

El sistema MPD es una herramienta que permite la manipulación en forma dinámica del perfil de presión anular, lo que facilita la perforación o circulación de inlfujos sin dejar de mover la sarta, mitiga los riesgos al actuar rápidamente y reduce los tiempos no productivos asociados con situaciones de variaciones de presión imprevistas y sus consecuencias.

2.4.1 Técnica de inyección de nitrógeno aplicada

A partir del valor de ECD objetivo, las condiciones de la operación y la disponibilidad de equipamientos que pueden entrar al país debido al embargo económico, se establece en el proyecto de construcción del pozo que la técnica de inyección de nitrógeno a aplicarse es la inyección directa por el interior de la tubería de perforación.

Es el método más comúnmente utilizado para disminuir la densidad del fluido, donde el gas se mezcla con el fluido y se circula hacia el fondo a través de la sarta de perforación y retorna por el espacio anular.

En esta técnica el líquido es la fase continua. No se adicionan agentes tenso activos para enlazar el gas, por lo que no hay interacción química con el fluido o el reservorio. Al no estar enlazado el gas pueden quedarse burbujas de gas en algunas zonas, pero es menor que la desestabilización de anulares concéntricos. Posee facilidad de implementación sin costos adicionales en diseño de pozos y permite manejar densidades equivalentes de circulación desde 1 140 kg/m³ hasta 700kg/m³ con el mismo fluido base.

2.4.2 Descripción general del proceso MPD

El proceso comienza en las unidades de generación de nitrógeno, donde el aire atmosférico entra a los compresores para eliminar la humedad e impurezas contenidas y se comprime hasta 350 psig. Luego el aire comprimido pasa a las membranas donde se separa el nitrógeno del oxígeno y del resto de los componentes. En esta etapa el nitrógeno que se genera tiene entre un 95 y 98% de pureza. Por último, el nitrógeno es bombeado hacia el compresor que se encarga de aumentar la presión de salida del gas hasta 4000 psig.

La instalación cuenta con tres unidades de generación de nitrógeno y cada unidad aporta por diseño 20 m³/min. Este valor se puede regular según el caudal de nitrógeno que se requiera para las condiciones del pozo.

La línea de inyección de gas que sale de la unidad de generación se conecta con la línea proveniente de los tanques donde el nitrógeno se mezcla con el lodo y continua por el interior de la tubería de perforación hacia el fondo del pozo; sale por la barrena y retorna por el espacio anular.

En el interior de la sarta de perforación se colocan válvulas anti - retornos en intervalos aproximados entre 250 y 300 m. Se utilizan como un mecanismo de contrapresión que impida el flujo desde el espacio anular hasta el interior de la tubería de perforación. Evitan drenar la presión de nitrógeno dentro de la tubería cuando se hacen conexiones y, por tanto, disminuye el tiempo para restablecer las condiciones de circulación o perforación.

Al llegar a la superficie el lodo bifásico recorre la línea primaria que va desde el cabezal rotatorio (diseñado para mantener el sello del espacio anular con la tubería de perforación) hasta el ensamble de estrangulación. Esta es una línea de alta presión que debe ser considerada un elemento barrera, ya que es responsable de contener la presión anular superficial que va a ser regulada por el arreglo de válvulas y accesorios de tubería que componen el ensamble de estrangulación.

El fluido continúa hacia el sistema de separación con una presión aproximada de 250 psig. Entra en un separador de cuatro fases que cuenta con un sistema de control automático y válvulas de seguridad. De la unidad de separación salen tres líneas: una línea de venteo que permite que la fase gaseosa fluya desde el separador hasta el quemador y dos líneas de descargas que se utilizan para enviar el fluido y los cortes separados al sistema de circulación del equipo de perforación.

El diagrama general de la instalación se puede observar en la figura 2.2.

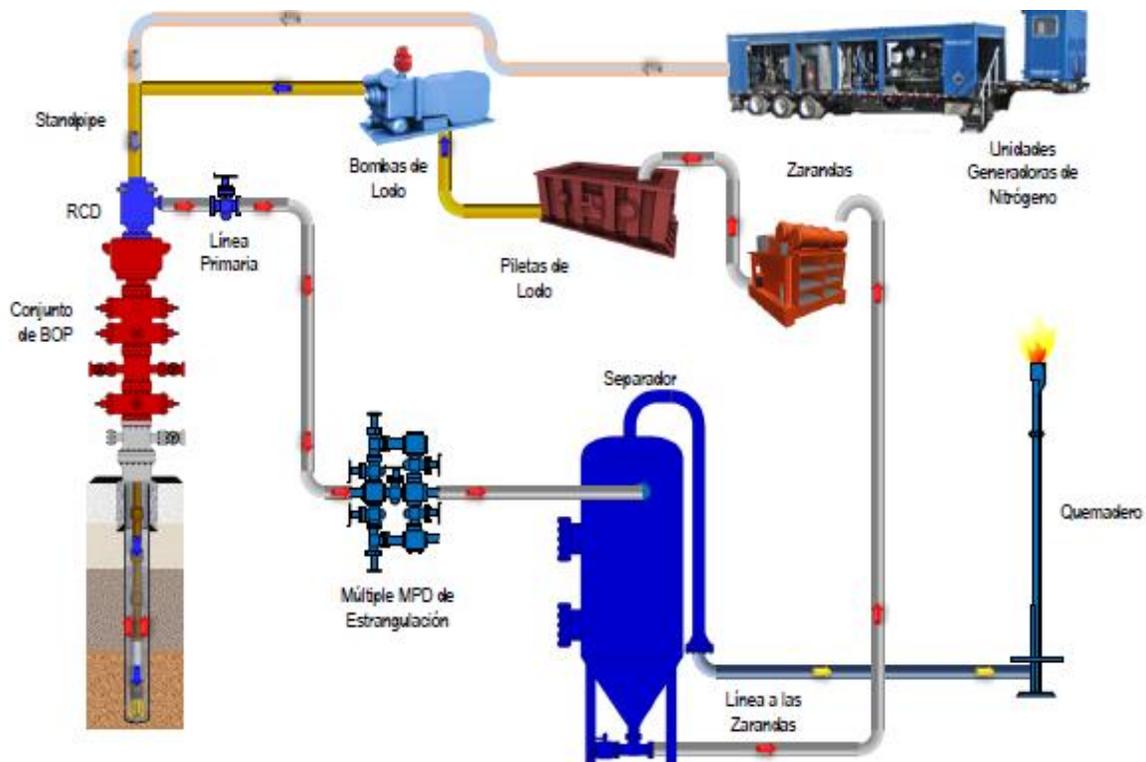


Figura 2.2 Diagrama de flujo general de una instalación de MPD

Fuente: Schlumberger (2018)

2.5 Información de los pozos perforados en el área

El campo Varadero Oeste cuenta con más de 15 pozos que están en explotación en esta área. Los pozos VD - 02 y VD – 03 son los más próximos a la trayectoria del pozo objeto de estudio en este trabajo y, por ello, se toma como referencia la litología de estos pozos para realizar el pronóstico de las formaciones geológicas a perforar. Además, se realiza un estudio de las complejidades geológicas por formaciones que se presentaron en este intervalo cuando se perforaron dichos pozos.

Esta información se obtiene de los informes de perforación y se compara con la información real obtenida durante la construcción de la sección de 8 ½ in en pozo VDN – 01.

2.6 Análisis de los parámetros durante la perforación de la sección de 8 ½ in en el pozo VDN - 01

La sección de 8 ½ in del pozo VDN – 01 tiene como objetivo cubrir los intervalos productivos de Morena y Manto1, que han sido sometidos a un prolongado proceso de extracción de hidrocarburos, incidiendo en la declinación natural y reducción significativa de las presiones en los reservorios y, de esta forma, poder acceder y poner en explotación el resto de Manto1 y Manto2 en su porción más al norte.

Los parámetros a tener en cuenta durante la perforación se determinan a través de diferentes sensores instalados en el equipo y son registrados en tiempo real con el uso del *software* MlgPlot. Esta es una aplicación creada por *GWDC Mud Logging Company* como una herramienta que permite tener un mayor control de los parámetros durante el proceso de perforación tanto en el campo como en la oficina. Brinda el registro de los datos históricos y en tiempo real. Es un sistema personalizable donde los usuarios pueden especificar el formato de texto, los parámetros que desea monitorear y las unidades de medidas de cada uno de ellos (GWDC, 2016).

Los principales parámetros a monitorear para perforar esta etapa se observan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Parámetros de perforación en la sección 8 ½ in

Etapa	Torque (lbf.ft)	Caudal de lodo (m ³ /min)	Densidad (kg/m ³)	Inyección de N ₂ (m ³ /min)	ECD (kg/m ³)
8 ½ in	Hasta 31 000 (42 030,4 N.m)	1.5 – 1.7	1030 - 1070	15 - 20	850-1000

Toda la información referente a la construcción del intervalo se refleja en el reporte diario de perforación. A partir de la revisión documental de estos reportes se realiza el análisis del proceso de construcción de la sección, el comportamiento de los parámetros, las incidencias o averías ocurridas y las decisiones tomadas ante cada una de ellas.

Ante la necesidad de construir un *side track*, debido a los problemas presentados durante la perforación del caño inicial, se realiza una comparación entre el comportamiento de los parámetros en la construcción de ambos caños. Los principales parámetros que se analizan son:

los metros perforados, la velocidad de penetración (ROP), la densidad equivalente de circulación (ECD) y las horas reales de perforación.

2.7 Análisis de las pérdidas

Una de las principales causas más comunes de pérdidas de circulación es la presión excesiva sobre el fondo del pozo. Esta presión puede verse afectada por factores como la presión hidrostática, la densidad equivalente de circulación, el movimiento inadecuado de la herramienta y las restricciones en el espacio anular.

Las pérdidas de circulación reales se determinan a través de la diferencia entre volumen de lodo que es bombeado al interior del pozo y el que se mide a la salida, en 24 horas. Esta diferencia se establece a partir de la información obtenida con los sensores de nivel que se encuentran instalados en los tanques de lodo y sus mediciones se registran en tiempo real.

El análisis de las pérdidas de circulación se realiza principalmente a partir de la relación que tienen con la densidad equivalente de circulación (ECD), ya que este factor es determinante en mantener estable la presión en el fondo del pozo y puede ser modificado con mayor facilidad al aplicar la técnica de perforación con manejo de presiones.

Los valores de ECD se determinan con el uso del simulador hidráulico de flujo *Drillbench; software* que se utiliza, tanto para la etapa de planeación, como para darle seguimiento a las operaciones de perforación. Permite obtener valores de presión, ECD, viscosidad equivalente, caudal de retorno y, además, calcula el desplazamiento volumétrico para una secuencia de flujo de fluidos (Schlumberger, 2016).

Al introducir en el sistema el estado mecánico del pozo, la litología, las características del lodo, presión, temperatura y el resto de los parámetros de perforación, el *software* determina el valor de densidad equivalente de circulación.

Con este *software*, se modelan diferentes condiciones de flujo (variando densidades, gastos, geometrías de hueco y valores de contrapresión en el choque de MPD) con el fin de determinar la ventana operacional que permita navegar entre la presión de formación y la presión de fractura a medida que se perfora el agujero, a la vez que se consiga una adecuada limpieza y se mantenga

presión de fondo constante para minimizar pérdidas de fluido hacia la formación e inestabilidad en el agujero.

2.7.1 Determinación del volumen teórico de pérdidas de circulación

El departamento de Yacimientos para determinar el volumen teórico de pérdidas de circulación utilizó el simulador IMEX © CMG 2017.

IMEX, de la empresa *Computer Modelling Group* (CMG), es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo crudo. Se utiliza para simular procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados (CMG, 2017).

Este simulador permite modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos, de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento.

Los valores obtenidos en este simulador se comparan con los valores de pérdidas de circulación reales obtenidos en la construcción del intervalo de 8 1/2 in del pozo (CMG, 2017).

2.7.2 Pozo VD – 02

El pozo VD – 02 se encuentra ubicado en el campo Varadero Oeste y fue perforado en el año 2007 con el equipo chino GWDC operado por Sherritt. Este pozo se construye por el método convencional en 126 días y alcanza una profundidad final de 5 127 mMD. La tabla 2.2 muestra el estado mecánico del pozo.

Tabla 2.2 Estado mecánico del pozo

<i>Intervalo (in)</i>	<i>Profundidad (mMD)</i>
17 1/2	0 - 305
12 1/4	305 – 2 571
8 1/2	2 571 – 3 995
6	3 995 – 5 127

La zona geológica de la sección de 6 in es la que se corresponde con la sección de 8 1/2 in del pozo VDN – 01; y, por tanto, las pérdidas ocurridas en la construcción de este intervalo se toman como referencia para comparar con las obtenidas en el pozo objeto de estudio en este trabajo.

2.8 Análisis económico

El sector Varadero Oeste Extendido del Yacimiento Varadero, ya tiene más de 10 años de explotación intensa y aporta entre el 10 y 12 % de la producción diaria de petróleo de la EPEP – Centro.

Las pérdidas de circulación dentro de esta zona representan un factor de riesgo no sólo en este caso para la perforación exitosa de la sección, sino la causa principal de las posibles afectaciones a la producción de los pozos vecinos y del pozo VDN - 01 como tal.

Las posibles afectaciones a la producción del reservorio, a partir del volumen de producción que pudiera perderse en el pozo VD - 02 y en el propio VDN – 01 de no aplicarse la técnica de perforación con manejo de presiones en el intervalo de 8 1/2 in, se determinan por el Departamento de Yacimiento con el empleo del simulador IMEX © CMG 2017.

Para las simulaciones se utiliza el pozo objeto de estudio como pozo inyector durante la perforación con valores de densidad equivalente de circulación entre 1 300 – 1 400 kg/m³. Se establecen los intervalos abiertos a la inyección a través de una curva de avance dentro del yacimiento similar a los pozos más próximos, sin considerar la prolongación de la perforación por ningún tipo de complejidad geológica o tecnológica.

La suposición de que las pérdidas de circulación se mantienen durante todo el tiempo está fundamentada en el hecho de que, en este caso, las pérdidas no están determinadas por un evento anómalo, sino en las altas permeabilidades y el grado de depleción del sector.

El cálculo del efecto económico que representa esta afectación en el volumen de producción se realiza con el valor del barril de petróleo declarado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para el mes de marzo del 2019.

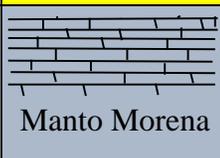
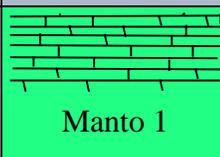
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados que se obtienen al aplicar las metodologías explicadas en el capítulo 2 para la caracterización de la geología y de los parámetros operacionales en la construcción de la sección. Además, se realiza un análisis de las pérdidas de circulación que se presentaron, se comparan con el volumen teórico de pérdidas esperado y se determina el efecto económico de las afectaciones en el volumen de producción de petróleo de no aplicarse la técnica de Perforación con Manejo de Presiones.

3.1 Análisis geológico

El pronóstico de las formaciones geológicas a perforar, se establece tomando como referencia la litología de los pozos más cercanos según la trayectoria a seguir. La tabla 3.1 muestra las complejidades geológicas por formaciones encontradas en este intervalo cuando se perforaron los pozos VD – 02 y VD – 03.

Tabla 3.1 Complejidades geológicas presentadas en pozos vecinos.

Complejidades geológicas por formaciones				
Referencia Pozo VD - 02		Formaciones	Referencia Pozo VD - 03	
Complejidades	Peso del lodo kg/m³		Complejidades	Peso del lodo kg/m³
Estrechez y gasificaciones	1290-1300	 Vega Alta	Zona de asfaltitas y gasificaciones	1300-1360
Estrechez, asfaltitas y pérdidas de circulación	1030-1050	 Manto Morena	Gasificaciones, grandes cantidades de asfaltitas	1150-1350
Severas pérdidas de circulación, gasificaciones y asfaltitas	1030-1050	 Manto 1	Pérdidas de circulación y gasificaciones	1070-1100

Según lo previsto, a partir de las correlaciones con los pozos del área (VD – 02 y VD – 03), la zona a perforar en esta sección es propensa a gasificaciones, zonas de asfaltitas y pérdidas de circulación; estas últimas ocurriendo con mayor intensidad en Manto 1. Las profundidades y la geología esperada aparecen en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Geología esperada según las correlaciones

<i>Profundidades</i>		<i>Formaciones</i>	<i>Descripción</i>
<i>mMD</i>	<i>mTVD</i>		
3810 - 4440	1448 - 1519	Manto Morena	Caracterizado por rocas carbonatadas y pedernales
4440 - 5460	1519 - 1617	Manto 1	Caracterizado por rocas carbonatadas, pedernales y lutitas negras

La secuencia de formaciones geológicas obtenidas al correr los registros geofísicos, tanto para el caño inicial como para el *side track*, se muestran en la tabla 3.3. Las profundidades mostradas por los registros geofísicos difieren en algunos metros de las declaradas mientras se perfora, porque se ven afectadas por el tiempo que demoran en salir los cortes a la superficie y la contaminación de las muestras con los productos químicos, especialmente el material obturante.

Tabla 3.3 Geología real del pozo

<i>Formaciones</i>	<i>Caño inicial</i>		<i>Side track</i>		<i>Descripción</i>
	<i>Profundidades</i>		<i>Profundidades</i>		
	<i>mMD</i>	<i>mTVD</i>	<i>mMD</i>	<i>mTV</i>	
Manto Morena	3744 - 3895	1438 - 1461	-	-	Caracterizado por rocas carbonatadas, lutitas y pedernal
Ronda	3895 - 4210	1461 - 1510	4089 - 4210	1489 - 1510	Caracterizado por rocas carbonatadas con impregnaciones de petróleo y lutitas
Vega Alta	4210 - 4464	1510 - 1535	4210 - 4464	1510 - 1535	Predominan rocas arcillosas y rocas carbonatadas
Manto 1	4464 - 4946	1535 - 1577	4464 - 5000	1535 - 1579	Caracterizado por rocas carbonatadas, lutitas y pedernal. Manifestaciones de petróleo pesado en las muestras

Como se puede apreciar en las tablas 3.2 y 3.3, el tope de las formaciones Manto Morena y Manto 1 aparecen a profundidades cercanas a las previstas en el proyecto del pozo, pero varía el espesor de Manto Morena y se observan dos nuevas formaciones: Ronda y Vega Alta. Esto se debe a que la geología cubana es muy compleja, presenta cabalgamientos de secuencias de rocas antiguas sobre las más jóvenes, con fallas y plegamientos producto de los movimientos tectónicos que la han afectado. Tanto en Ronda como en Manto 1 se encuentran intensas manifestaciones de petróleo pesado impregnadas en las muestras y las pérdidas se intensifican en esta zona.

El *side track* se comienza a construir dentro de la formación Ronda y la geología se comporta igual que en el caño inicial.

3.2 Construcción de la sección

La construcción de la sección comienza a la profundidad de 4 055 mMD. Se perfora con barrena de PDC de 8 1/2 in, con fluido bifásico y con el empleo del sistema rotatorio *Power Drive* para el direccionamiento, ya que este reduce la tortuosidad del caño y elimina tener que deslizar la herramienta, como ocurre en el caso del motor de fondo.

Se comienza a perforar con una velocidad de penetración (ROP) de 5.7 m/h, una densidad de lodo de 1 010 kg/m³ y con un flujo de inyección de nitrógeno de 15 m³/min para alcanzar una densidad equivalente de circulación (ECD por sus siglas en inglés) de 900 kg/m³. En maniobras posteriores, el caudal de bombeo de nitrógeno se incrementa hasta 18 m³/min para garantizar mantener el mismo valor de ECD; ya que la densidad del lodo se aumenta hasta 1 040 kg/m³, debido a la circulación con píldoras viscosas y de lubricidad por perforar zonas con altos valores de torque.

Al alcanzar por muestras la profundidad de 4 525 mMD (1 503 mTVD), ocurre un cambio litológico hacia rocas arcillosas y se observa crudo pesado en los cortes. Por decisión del Departamento de Yacimientos, se decide continuar sin inyectar nitrógeno para, con la adición de productos químicos (KCl) y un valor de densidad diferente, controlar este cambio litológico. Se circula para comenzar a evacuar el nitrógeno y se agrega cloruro de potasio al lodo para inhibir la hidratación de las arcillas que provoca el estrechamiento del caño.

De 4 533 a 4 697 mMD se trabaja sin incorporar nitrógeno al sistema. Los primeros 140 m se realizan con parámetros estables y con pérdidas de circulación controladas; pero a partir de 4668mMD aumenta el por ciento de gases y, a 4 673 mMD, ocurre un aumento brusco de la presión que detiene momentáneamente el *top drive* por vencer el límite fijado (hasta 31 000 lbf.ft) . Las pérdidas aumentan (5 – 8 m³/h), por lo que se hace necesario reducir el caudal y bombear píldoras con material obturante fino y medio. Se intenta continuar perforando, pero se logra avanzar muy poco, aumentan los parámetros de perforación y se para la rotación del *top drive* en repetidas ocasiones.

Durante la perforación se encontraron varios puntos de resistencia y estrechamientos concentrados principalmente desde 4 250 mMD hasta 4 600 mMD teniendo que rimar en reiteradas ocasiones para reducirlo.

Para continuar la perforación a partir de 4 697 mMD, se decide inyectar nitrógeno nuevamente. El alto torque se mantiene, pero al perforar con fluido bifásico, con menor ECD, se reduce el riesgo de pega por presión diferencial de la herramienta en las paredes del pozo.

Al continuar la construcción del caño se presentan problemas con el envío y la recepción de la señal de las herramientas direccionales, tanto del MWD (*Measurement While Drilling*) como del *power drive*. Según Schlumberger (2015), entre un 20 y 28 % de gas en el fluido de perforación se pierde la señal de las herramientas direccionales. En este caso, el flujo de nitrógeno que se bombea representa un 10% aproximadamente, por lo que no debe afectar la telemetría de las mismas; pero la aplicación del método en este pozo ha demostrado que, si el fluido no está bien homogéneo, la acumulación de burbujas de nitrógeno en zonas específicas del caño o en el interior de la sarta puede interferir en la señal. El gas al ser un fluido compresible, dificulta la capacidad de transmitir los pulsos de presión en la columna de lodo.

Al alcanzar la profundidad de 4 946 mMD, por la imposibilidad de mantener la inclinación del pozo a los parámetros del programa inicial, se trata de corregir la tendencia de la caída de ángulo al cambiar el BHA con *power drive* a BHA con motor de fondo y centralizador. En este proceso aumenta el número de maniobras y los viajes a la superficie. Las sarts con motor de fondo a partir de 4 250 mMD comenzaron a mostrar valores de inclinación mayores a los registrados durante la perforación del pozo, a pesar que las velocidades de avance durante el trabajo con estas sarts indicaban el rimado del caño inicial. Al tratar de comprobar estas mediciones con herramienta de registro, se observa el mismo comportamiento de la inclinación a partir de 4 250 mMD, pero solo hasta 4 290 mMD porque no se logra que la herramienta baje a una mayor profundidad.

Se decide bajar una sarta estabilizada y con sistema de medición MWD para ratificar que la trayectoria del pozo no es la adecuada. Al intentar retirar esta sarta ocurre un atrapamiento de la misma por presión diferencial combinada con condiciones geométricas de la zona entre 4 200 - 4400 mMD. Para liberar la misma se realizan operaciones de pesca, corrida de registros eléctricos para determinar el punto libre para cortar la tubería con carga explosiva; pero no se logra destrabar la herramienta. Fue necesario realizar un baño de ácido, con 6 m³ de una solución de ácido clorhídrico y ácido acético, y al maniobrar la herramienta se consigue sacar hasta la superficie.

Dadas las condiciones complicadas de la zona y a los problemas presentados para mantener la inclinación del pozo, se decide realizar un nuevo *side track*, donde se mantienen las mismas condiciones operacionales de perforación existentes en el caño inicial.

Se realizan dos intentos fallido de construcción del *side track*; se toman *surveys* de correlación, para comparar con *surveys* anteriores y definir profundidad óptima para la construcción de *side track* en un tercer intento. A 4 089 mMD comienzan nuevamente los trabajos direccionales. La densidad del lodo se mantiene en $1\ 040\ \text{kg/m}^3$ y la ECD en $930\ \text{kg/m}^3$ para minimizar el riesgo de pega por presión diferencial.

A la profundidad de 4 116 mMD se toma *survey* que da como resultado 79.4° , inclinación que confirma la construcción del *side track*. Se perfora hasta 4 131 mMD y se saca herramienta hasta la superficie para bajar nueva sarta con *power drive* y motor de fondo.

El *side track* se perfora con un flujo de inyección de nitrógeno entre 12 y $15\ \text{m}^3/\text{min}$ para mantener valores de ECD entre 980 y $1030\ \text{kg/m}^3$. Este aumento de la ECD se realiza con el objetivo de reducir los problemas con la telemetría de las herramientas direccionales que se presentaron durante la perforación del caño inicial.

Los valores de torque al comenzar a perforar se mantienen entre 25 000 y 28 000 lbf.ft, pero a partir de 4 843 mMD aumenta el torque en superficie con valores sostenidos de 30 000 lbf.ft que detienen el *top drive*. Es necesario circular con píldoras viscosas y lubricantes en reiteradas ocasiones. Se mantiene el alto torque y no se logra rotación continua para llegar al fondo y perforar. Prueban rimar con variaciones en el choque de MPD para crear diferentes valores de ECD desde 980 a $1\ 160\ \text{kg/m}^3$ y con diferentes velocidades en el gancho. Se continúa la circulación con píldoras viscosas y lubricantes y se realizan viajes de calibración del caño. Finalmente se alcanzan los 5 000 mMD que eran el objetivo de esta sección.

En la figura 3.1 se puede apreciar la curva de avance de la sección y su comportamiento según lo explicado en el desarrollo de este epígrafe

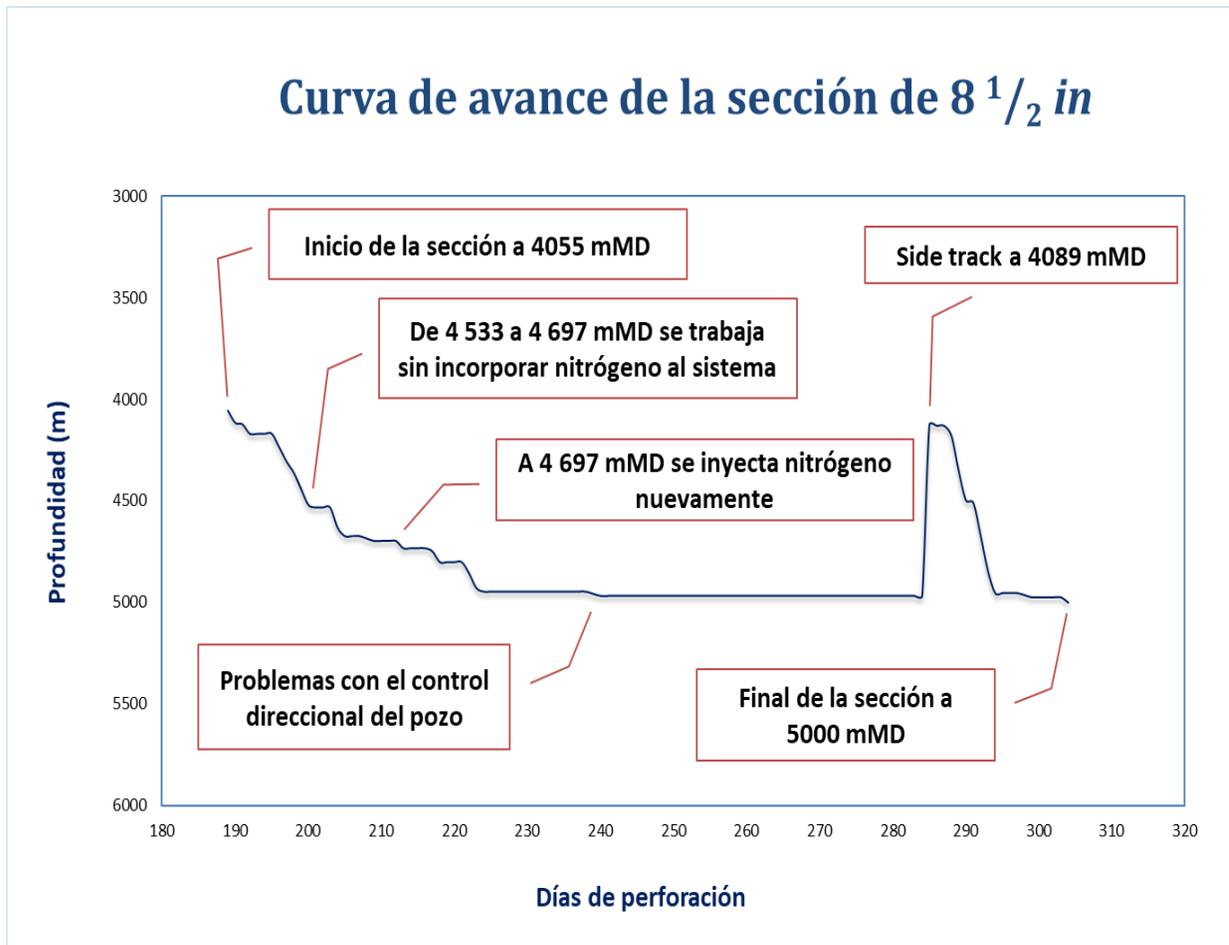


Figura 3.1 Curva de avance de la sección de 8 1/2 in

3.3.1 Análisis de los parámetros de perforación en la construcción del caño inicial y el *side track*

Los principales parámetros que se analizan para la comparación entre la construcción del caño inicial y el *side track* son: los metros perforados, la velocidad de penetración (ROP), la densidad equivalente de circulación (ECD) y las horas reales de perforación; los cuales se resumen en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Parámetros de perforación de los dos caños perforados en la sección

<i>Parámetros</i>	<i>Caño Inicial</i>	<i>Side track</i>
Tope (mMD)	4055	4089
Final (mMD)	4946	5000
Longitud perforada (m)	891	911
ROP promedio (m/h)	5.8	9.2
ECD promedio (kg/m³)	970	990
Horas reales de perforación	161	74

En la construcción del caño inicial de la sección de 8 1/2 in se perforan 891 m, donde se presentan varios eventos de atrapamiento de la sarta de perforación, el aumento considerable del torque y algunos problemas mecánicos en el *top drive* y las unidades de generación de nitrógeno que dieron lugar al aumento del número de maniobras. El principal problema presentado durante la construcción del *side track* es el alto torque.

En la tabla 3.4 se puede observar que el *side track*, al ser perforado totalmente con fluido bifásico, muestra mejores resultados, a pesar de tener valores promedios de ECD superiores.

La velocidad de penetración promedio al perforar el *side track* es de 9.2 m/h y se logra un valor máximo de 15 m/h; mientras que en el caño inicial la ROP promedio es de 5.8 m/h y los mayores valores de ROP (7 – 8.4 m/h) se alcanzan al perforar los primeros 300 m.

Las horas reales de perforación del caño inicial son más del doble de las horas empleadas en perforar el *side track*, aun cuando este último es 20 m más largo. Esto está en correspondencia con los valores de ROP registrados, a las complejidades, tanto geológica como tecnológicas, presentadas al realizar el caño inicial, donde se llega a perforar durante 10 días sin inyectar nitrógeno.

Al construir todo el caño con fluido bifásico se logra mayor velocidad de penetración, se reduce el riesgo de complejidades geológicas y tecnológicas y, por tanto, mayor rapidez para completar la sección.

3.3 Análisis de las pérdidas de circulación

El pozo VDN 01 presenta un gradiente de presión de poro subnormal con pérdidas importantes en la zona de las formaciones desde Manto Morena hasta Manto 1. Debido a estas pérdidas el fluido que va a la formación, en su interacción con el petróleo del yacimiento, incrementa la viscosidad del mismo con la presencia de nitrógeno en el solvente. Además, al perforar un caño por un período relativamente largo en estas condiciones, los efectos potenciales de inundación sobre los pozos vecinos son determinantes.

En la construcción del caño inicial al alcanzar la profundidad de 4 946 mMD se registraron un total de pérdidas a la formación de 1 136 m³. La figura 3.2 muestra el comportamiento de las pérdidas durante la perforación de dicho caño.

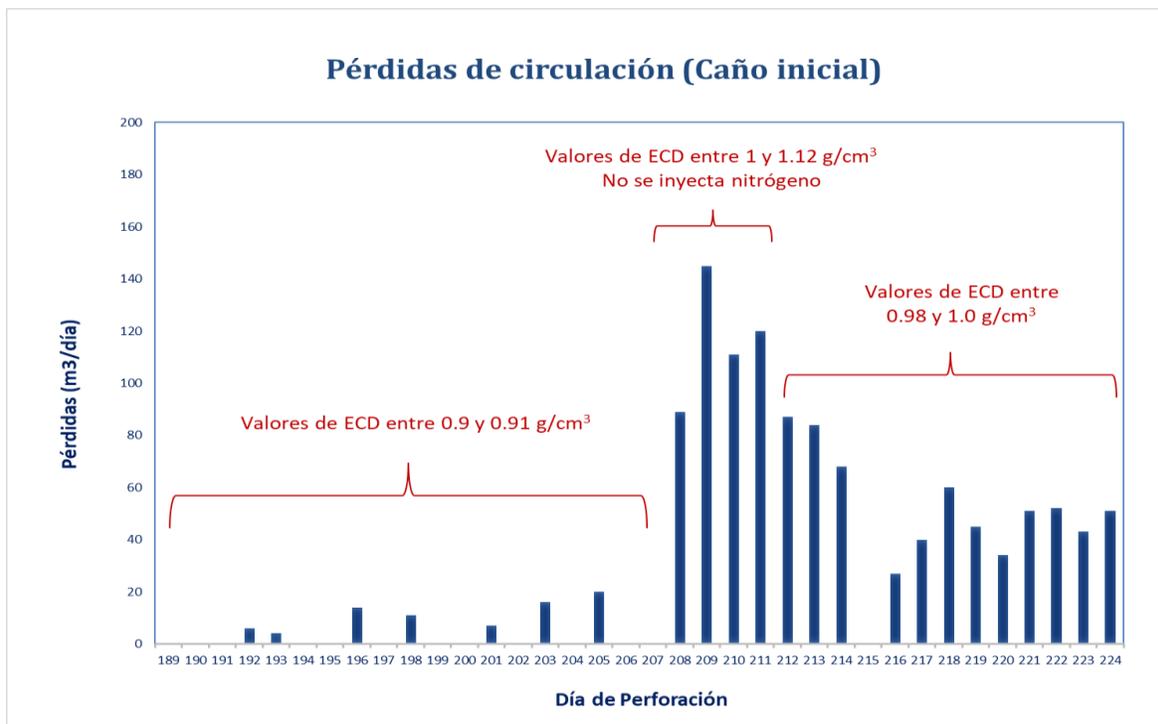


Figura 3.2 Pérdidas de circulación ocurridas durante la construcción del caño inicial

En el gráfico representado en la figura 3.2, se puede observar que del día de perforación 189 al 207, se trabaja con bajos niveles de pérdidas de circulación al establecer valores de densidad equivalente de circulación (ECD por sus siglas en inglés) entre 900 y 910 kg/m³ y con flujos de inyección de nitrógeno de 15 y 18 m³/min. Se logra perforar durante doce días sin pérdidas de circulación a la formación y las pérdidas que ocurren tienen lugar al comenzar a circular y no mientras se perfora.

Cada vez que se detiene la circulación del fluido de perforación para realizar alguna maniobra, se comienza a separar la fase líquida de la gaseosa y, al comenzar a circular nuevamente, es cuando se alcanza la presión máxima sobre el fondo del pozo que favorece las pérdidas a la formación. Se trabajó en función de que las paradas fueran entre 15 y 20 min, ya que al iniciar la circulación solo se pierden de 2 a 3 m³ aproximadamente, según las características de la formación geológica; pero en muchas ocasiones la complejidad de la maniobra no permite que se realice en este tiempo.

El día de perforación 203 se deja de inyectar nitrógeno al pozo, debido a que se detecta el cambio litológico y se observa crudo pesado en los cortes. Mientras la ECD se mantuvo en 910 kg/m³, producto del nitrógeno remanente en la columna de lodo, se logra controlar las pérdidas. A partir del día 208 cuando la ECD alcanza valores entre 1 000 y 1 120 kg/m³, las pérdidas aumentan considerablemente; de perforar con un promedio de pérdidas de 6 m³/ día y aumentar a 120 m³/día.

El día de mayor valor de pérdidas es el 209 con 145 m³/día. Esto se debe en gran medida a los problemas en los viajes de la herramienta encontrando puntos de resistencia a diferentes profundidades y al incremento del torque que llega a detener las rotaciones del *top drive*. En ningún momento se deja de obtener retorno del fluido de perforación en la superficie, pero se llega a perder hacia la formación hasta 20 m³ en una hora.

A partir de los problemas presentados con el torque, las maniobras de viajes y las pérdidas de circulación, es necesario comenzar a perforar con fluido bifásico nuevamente.

En la figura 3.2 se puede apreciar que, del día de perforación 212 al 224, las pérdidas de circulación son mayores que al comenzar a perforar el caño, con un promedio de 49.3 m³/día. Fue necesario ajustar los valores de densidad equivalente de circulación entre 980 y 1 000 kg/m³

debido a que las herramientas de control direccional comienzan a presentar problemas con el envío y recepción de la señal.

El *side track* se perfora con fluido bifásico en su totalidad y se logra alcanzar la profundidad de 5000 mMD. Este conducto se perfora con valores de ECD entre 980 y 1 030 kg/m³ con el objetivo de reducir los problemas con las herramientas direccionales que habían ocurrido en la construcción del caño inicial. El flujo de inyección de nitrógeno se mantiene entre 12 y 15 m³/min.

Al concluir la construcción del *side track* el total de pérdidas hacia la formación es de 1 025 m³ y su comportamiento se puede observar en la figura 3.3.

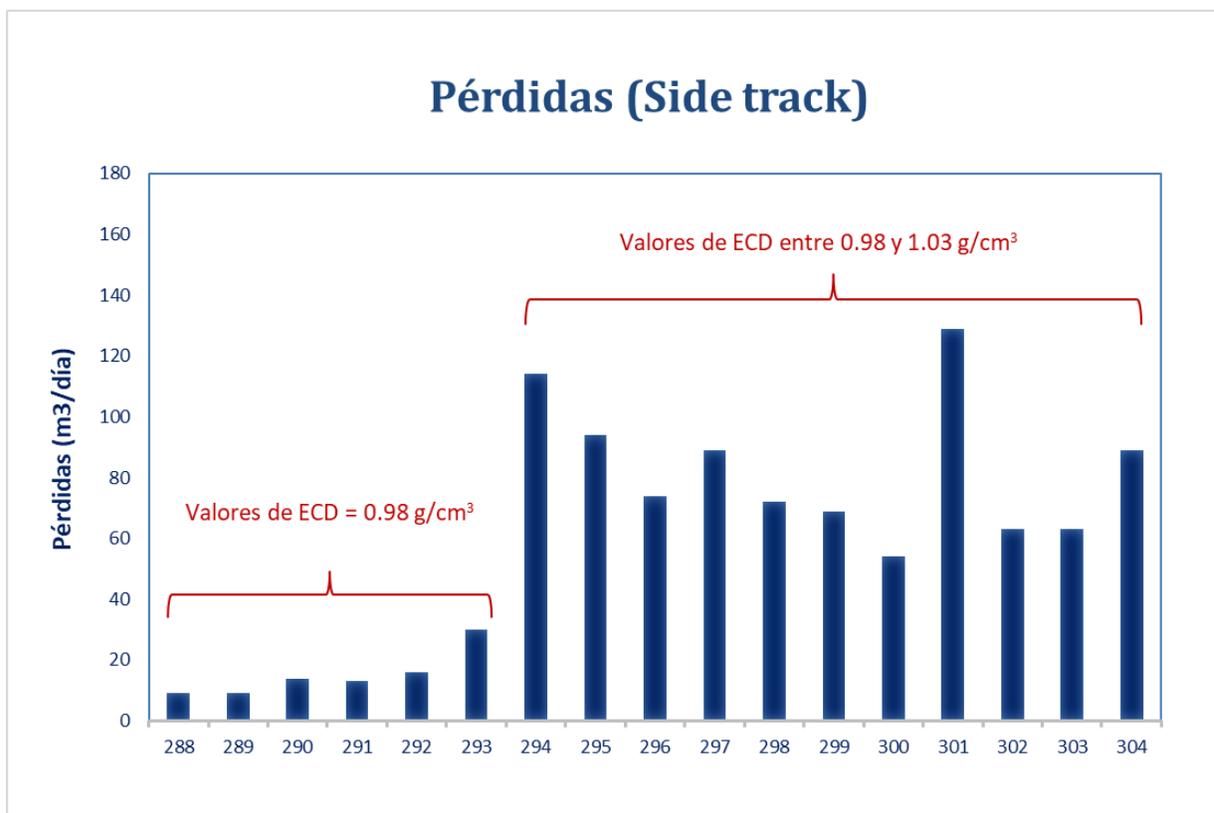


Figura 3.3 Pérdidas de circulación ocurridas durante la construcción del *side track*

La figura 3.3 muestra que del día de perforación 288 al 293 se logran controlar las pérdidas de fluido hacia la formación, con un promedio diario de 15 m³. Durante estos días los parámetros

de perforación se mantienen estables, solo hay una tendencia a aumentar el torque por lo que se bombean píldoras de viscosidad y de lubricidad.

A partir del día 294 los problemas por alto torque se acentúan; se circula con píldoras de limpieza y con lubricantes, pero el torque solo presenta ligeras mejorías, no se logra rotación continua. Todo esto trae como consecuencia que aumente la cantidad de maniobras, donde se realizan circulaciones del fluido con mayor frecuencia y se evacua el nitrógeno que está en el interior del pozo en cada viaje a la superficie. El promedio de pérdidas aumente a 82.7 m³/día.

El análisis de las pérdidas en la perforación de los dos caños muestra que con un valor de densidad equivalente de circulación de aproximadamente 900 kg/m³ se logra controlar las pérdidas de fluido a la formación, lográndose perforar durante varios días sin pérdidas. Las principales pérdidas ocurren al romper la circulación, cuando se alcanza la presión máxima sobre el fondo del pozo, y no mientras se perfora.

3.3.1 Comparación de las pérdidas de circulación reales con el volumen teórico de pérdidas esperado por los geólogos

A partir de las simulaciones realizada por el Departamento de Yacimiento, las pérdidas de circulación en este intervalo alcanzaban valores superiores a los 300 m³/día.

Si se toma como referencia las pérdidas ocurridas en la construcción del *side track*, ya que este se perfora en su totalidad con fluido bifásico, y se comparan con las esperadas según las simulaciones se obtienen los siguientes resultados:

- El *side track* se termina de perforar en 17 días con un total de pérdidas de 1 025 m³.
- Si se asume que en este período de tiempo se pierden 300 m³/día (que es un valor mínimo de las pérdidas esperadas), se obtiene un total de pérdidas de 5 100 m³.

Aún sin tener en cuenta que la técnica de MPD aumenta la velocidad de penetración y reduce el riesgo de complejidades como las pegaduras de la sarta por presión diferencial, dos aspectos muy importantes para agilizar la perforación, las pérdidas de circulación reales son cinco veces menores que las esperadas de perforarse sin fluido bifásico.

3.3.2 Comparación con las pérdidas ocurridas en el pozo VD - 02

En la sección de 6 in del pozo VD – 02 se perforan 973 m por el método convencional, con valores promedios de densidad de 1 080 kg/m³ y de densidad equivalente de circulación de 1130kg/m³, como se puede apreciar en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Comparación entre el side track y el pozo VD - 02

<i>Parámetros</i>	<i>Side track</i>	<i>VD - 02</i>
Tope (mMD)	4 089	4 154
Final (mMD)	5 000	5 127
Longitud perforada (m)	911	973
Densidad promedio (kg/m³)	1 040	1 080
ECD promedio (kg/m³)	990	1 130
Pérdidas de circulación	1 025	3 888

Al comparar las pérdidas de circulación en la sección de 6 in del pozo VD – 02 con las ocurridas en la construcción del *side track* se observan que son superiores. Esto se debe a que es una zona muy fracturada, con alto grado de permeabilidad; y al trabajar con estos valores de ECD la presión sobre el fondo del pozo es mayor, por lo que las pérdidas de circulación hacia la formación son mayores. Al aplicar la técnica de perforación con manejo de presiones se logran valores de ECD menores y, por tanto, las pérdidas son menores.

Además, es importante resaltar que el pozo VD – 02 se perforó en el año 2007, cuando aún esta zona no tenía tantos años de explotación y la presión de capa era mayor, que es un factor determinante en la intensidad de las pérdidas.

3.4 Análisis económico

El efecto inmediato de las pérdidas de circulación sobre los pozos vecinos VD - 02 y VD - 03, determina una afectación significativa de la producción en ambos pozos. En el caso del pozo VD - 03 estas afectaciones representan un 30 % de la producción del año 2017, mientras que para el pozo VD - 02 constituyen el 75 % de la producción, y estos efectos pueden ser irreversibles.

El efecto económico del volumen de producción que pudiera perderse en el pozo VD - 02 y en el propio VDN - 01, al considerarse que no se emplea la técnica de perforación con manejo de presiones en esta sección de 8 1/2 in se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Afectaciones económicas evitadas

<i>Pozos</i>	<i>VD - 02</i>	<i>VDN - 01</i>
<i>Volumen de producción que se pierde (bbl/año)</i>	17 611.47	76 358.3
<i>Precio del petróleo (OPEP) (\$/bbl)</i>	66.28	66.28
<i>Afectación económica evitada (\$/año)</i>	1 167 288.2	5 061 028.12

Las afectaciones económicas que se evitan al reducir las pérdidas de circulación que influyen en la producción del reservorio son de 6 228 316 \$/año.

3.5 Conclusiones parciales

- El tope de las Formaciones Manto Morena y Manto1 aparecen a profundidades cercanas a las previstas en el proyecto del pozo, pero varía el espesor de Manto Morena y se observan dos nuevas formaciones: Ronda y Vega Alta.
- El análisis de las pérdidas en la perforación de los dos caños muestra que con un valor de densidad equivalente de circulación de aproximadamente 910 kg/m³ se logra

controlar las pérdidas de fluido a la formación, lográndose perforar durante varios días sin pérdidas en el pozo VDN - 01.

- Las principales pérdidas ocurren al romper la circulación, cuando se alcanza la presión máxima sobre el fondo del pozo, y no mientras se perfora.
- Al comparar las pérdidas de circulación totales presentadas en la construcción del *side track* se observan que son mucho menores que las esperadas por el Departamento de Yacimientos.
- Las afectaciones económicas que se evitan al reducir las pérdidas de circulación que afectan la producción del reservorio en los pozos VD – 02 y VDN – 01, según las simulaciones realizadas, son de 6 228 316 \$/año.

CONCLUSIONES

La investigación realizada confirma que:

1. La aplicación de la técnica de Perforación con Manejo de Presiones con inyección de nitrógeno disminuye las pérdidas de circulación hacia la formación y las posibles afectaciones a la producción reservorio, lo cual corrobora la hipótesis planteada.
2. Con un caudal de nitrógeno de $18 \text{ m}^3/\text{min}$ y manteniendo una densidad equivalente de circulación de $910 \text{ kg}/\text{m}^3$ se trabaja con un promedio de pérdidas de $6 \text{ m}^3/\text{día}$, lográndose incluso perforar durante 12 días sin pérdidas de circulación en el pozo VDN-01.
3. Las principales pérdidas ocurren al romper la circulación, cuando se alcanza la presión máxima sobre el fondo del pozo, y no mientras se perfora.
4. Las afectaciones económicas que se evitan al reducir las pérdidas de circulación que afectan la producción del reservorio en los pozos VD – 02 y VDN – 01, según las simulaciones realizadas, son de 6 228 316 \$/año.

RECOMENDACIONES

- A partir de los resultados obtenidos en la perforación de la sección de $8\frac{1}{2} in$, se propone la implementación de la técnica de Perforación con Manejo de Presiones en la sección de $6 in$, que no se contemplaba en el proyecto inicial del pozo VDN – 01, y en el próximo pozo a perforarse en el área.
- Para evitar problemas con la telemetría de las herramientas direccionales se debe homogenizar correctamente la columna de lodo y mantener un flujo de inyección de nitrógeno entre 12 y 15 m³/min.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ambrus, A. M. (2017). Modeling and control of managed pressure drilling operations. Thesis for the degree of Doctor of Philosophy. Faculty of Mechanical Engineering. University of Texas. [en línea]. [Consultado 22 enero 2019]. Disponible en <http://hdl.handle.net/2152/54113>
2. Bacallao Ramírez, A. y Martí Martínez, J. (2014). Estudio técnico de los efectos de los aditivos de lodos de perforación, usando minería de datos. Tesina en honor al Título del Diplomado de Perforación de Pozos de Petróleo y Gas. Centro Politécnico del Petróleo. Varadero. Matanzas. Cuba.
3. Baquerizo, G. M. y Quijije, D. E. (2015). Estudio de la perforación de pozo en campos maduros utilizando lodo bajo balance para determinar costos. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad Estatal Península de Santa Elena. Facultad de Ingeniería en Petróleo. La Libertad. Ecuador.
4. Baroid, (1999). Baroid fluids handbook. Houston: Halliburton Company.
5. Belani, A. (2010). It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil. *Journal of Petroleum Technology* [en línea] Vol.58, No.6. p. 40-42 [Consultado 22 enero 2015]. Disponible en <http://www.sciencedirect.com>
6. Castro, M. (2016). Propuestas de mejoras en el sistema de producción de una selección de pozos operados por CUPET. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo. Departamento de Química e Ingeniería Química, Universidad de Matanzas. Sede "Camilo Cienfuegos". Matanzas. Cuba.
7. CMG. (2017). IMEX, Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator. User's Guide. *Computer Modelling Group Ltd.*
8. CUPET. (2008). Curso de Perforación. Varadero: 2 – 6 junio: Matanzas. Cuba.
9. CUPET. (2013). Introducción a la Industria Petrolera. La Habana : Ministerio de Energía y Minas. 239 p

10. Delgado, J.R.; González, E.M.; Marrero, E. (2019). Utilización de técnicas de modelado geológico para la definición tridimensional de un yacimiento de la Franja Gasopetrolífera Norte Cubana. Petro1 – 014 presentada en VII Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de Convenciones. La Habana. Cuba: 1 – 5 abril.
11. Fernández Garrido, R. (2010). Fundamentos de perforación de pozos petroleros en la tierra y en el mar. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación. 460 p.
12. Fernández, A.; Andreina, N.; Marchan, M.; José, E. (2014). Análisis de la caídas de presión en sistemas gaseosos, líquidos y bifásicos utilizando el software comercial PIPEPHASE y cálculos manuales. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Anzoategui. Argentina.
13. Fernández Garrido, R. (2014). Perforación de Pozos Petroleros en Tierra. La Habana : Editorial Científico - Técnica. 265 p.
14. Finley, D.; Ansah, J.; Gil, I.; Lovorn, R.; Shayegi, S. (2007). Comparisons of Reservoir Knowledge, Drilling Benefits, and Economic Advantages for Underbalanced and Managed-Pressure Drilling. IADC/SPE 108350 presentada en IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Texas: 28-29 marzo.
15. Foster, J.K. y Steiner, A. (2007). The Use of MPD and an Unweighted Fluid System for Drilling ROP Improvement. IADC/SPE 108343 presentada en IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Texas: 28-29 marzo.
16. Gallo, F. (2011). Managed Pressure Drilling Operation Using Nitrified Drilling Fluids for Reservoir 5 7/8” Section of Well Oxiacaque 5001. *Mesozoic & Alliance IPM Project*. Villa Hermosa. México.
17. GWDC. (2016). Primary Quickly Manual for GWDC Mud Logging Unit’s Display Software. Created by GWDC Mud Logging Company.
18. Gutiérrez, I. (2009). Propuesta de un método más efectivo para la liquidación de zonas de circulación en la perforación de pozos. Trabajo final en opción al Título Académico

de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Perforación. Departamento de Ingeniería Química y Mecánica, Universidad de Matanzas Camilo Cienfuegos. Matanzas. Cuba.

19. Handal, A. y Øie, S. (2013). Safety Barrier Analysis and Hazard Identification of Blowout Using Managed Pressure Drilling Compared with Conventional Drilling. IADC/SPE 164564 presentada en IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Texas.
20. Hilts, B. (2013). Managed Pressure Drilling. SPE-167621-STU presentada en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana: 30 septiembre – 2 octubre. [Citado 17 octubre 2018]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167621-STU>
21. IADC. (2008). IADC Drilling Manual. Houston: Technical Toolboxes, Inc. 1473 p.
22. IADC. (2011). UBO & MPD Glossary. [en línea]. [Citado 10 febrero 2015]. Disponible en: <http://www.iadc.org/wp-content/uploads/UBO-MPD-Glossary-Dec11.pdf>.
23. Instituto de Geología y Paleontología (IGP). (2013). Léxico Estratigráfico de Cuba. 3ra ed. La Habana: Editorial Centro Nacional de Información Geológica. 458 p.
24. Lako, J. K. (2017). Estimator and Control Design for Managed Pressure Drilling. Thesis for the degree of master. Faculty of Mechanical, Maritime and Materials Engineering. Department of Delft Center for Systems and Control. Systems & Control Engineering. [en línea]. [Citado 25 noviembre 2018]. Disponible en: <https://uuid:bb16aa34-a292-4ab0-b143-6e13388628fa>
25. Lillenes, T. (2015). Rig Integrated Managed Pressure Drilling. Thesis for the degree of Master of Science in Petroleum Technology, Drilling Specialization. Faculty of Science and Technology. University of Stavanger. Norway.
26. Lyu, Y. (2017). A Project Mode in Developing Oil and Gas on Artificial Islands: Cases Study of EPC, Batch Operation and Extended Reach Drilling. SPE-188663-MS presentada en el Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 13-16 noviembre.

27. Mazumder, Q.H. (2012). CFD Analysis of Single and Multiphase Flow Characteristics in Elbow. *Scientific Research*. [en línea] Vol.4, p.210-214. [Citado 22 enero 2015]. Disponible en: <http://www.SciRP.org/journal/eng>
28. Méndez, C.; Paredes, R.; Serapio, J. A. (2012). Caracterización reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional Autónoma de México . Facultad de Ingeniería. Ciudad Universitaria. México.
29. Mogster, J.M.; Goghavn, L.; Imsland, L. (2013). Using MPC for Managed Pressure Drilling. Modeling, Identification and Control. *Norwegian Society of Automatic Control*. [en línea] Vol. 34, No.3, p.131-138. [Citado 17 octubre 2018]. Disponible en: <http://www.mic-journal.no/pdf/2013/MIC-2013-3-3.pdf>
30. Nikoofard, A. (2015). Control and Adaptive Observer Designs for Managed Pressure and Under Balanced Drilling. Thesis for the degree of philosophy doctor. Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering. Department of Engineering Cybernetics. Norwegian University of Science and Technology.
31. NORAD. (2018). Drilling and Well Seminar. Varadero: 26 febrero – 2 marzo: Matanzas. Cuba. 217 p
32. Ondarza, D.; Cavalieri, W.; Alonso, J.; García, J. A.; Navarro, O. (2013). Mud losses in the 7” section at Paredón 501. Article presented for grade 9 promotion. Schlumberger.
33. Oumelkheir, B.; Imad Eddine, B.; Fatima Zohra, B. (2018). Study and simulation of a drilling rig based on a managed pressure drilling (MPD) system. Thesis Professional Master in Oilfield Mechanic. Faculty of Hydrocarbons and Renewable Energies and Earth and Universe Sciences. Department of Drilling and Oilfield Mechanic. University KASDI MERBAH – OUARGLA.
34. Oxana Georgievna, M. (2018). Programa de capacitación profesional “Fluidos de Perforación”. Universidad Estatal Técnica y Petrolera de Ufá. Varadero: 26 – 29 marzo: Matanzas. Cuba. 247 pantallas.

35. Pedrol Álvarez, E y González Swaby, S. (2013). Pérdidas de Fluidos. Metodología de Recomendaciones basadas en Sistemas Cognitivos sobre el Yacimiento. Tesina en honor al Título del Diplomado de Perforación de Pozos de Petróleo y Gas. Centro Politécnico del Petróleo. Varadero. Matanzas. Cuba.
36. Pérez, Y. y Tavares, D. (2019). Optimización de trayectorias de pozos en el Yacimiento Varadero sector oeste, mediante la aplicación de facies sísmicas y atributos. Petro1 – 017 presentada en VII Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de Convenciones. La Habana. Cuba: 1 – 5 abril.
37. Ramirez, M.; Diaz, A.; Luna, E.; Figueroa, Y. (2005). Successful Application of Synthetic Graphite to Overcome Severe Lost Circulation Problem in the Troublesome Foothills of Colombia. AADE-05-NTCE-30 presentada en National Technical Conference and Exhibition, Wyndam Greenspoint, Houston, Texas, 5-7 abril.
38. Saeed, S.; Lovorn, R.; Knudsen, K. A. (2012). Automated Drilling Systems for MPD - The Reality. IADC/SPE 151416 presentada en IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, California.
39. Sandoval, F. (2019). Determinación de propiedades críticas de crudos de la Franja Norte Petrolífera Cubana. Petro2 – P8 presentada en VII Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de Convenciones. La Habana. Cuba: 1 – 5 abril.
40. Schlumberger. (2004 a). Diseño de Tubería de Revestimiento. En su: Tecnología de Perforación. *Drilling School*. Sección 7. p. 1-36.
41. Schlumberger. (2004 b). Lost Circulation. En su: Drilling Problems & Solutions. *Well Site Supervisor Competency Enhancement School*. Sección 4. 24 pantallas.
42. Schlumberger. (2007). Curso de Perforación para Supervisores. *Drilling School*.
43. Schlumberger. (2010). Dynamic Pressure Drilling. *Mesozoic & Alliance IPM Project*. Villa Hermosa. México: June 11 th.
44. Schlumberger. (2015). Dynamic Pressure Drilling. Training tutorial. *SIS Education Services*.

45. Schlumberger. (2016). User Manual 7.0. Hydraulics. SPT Group Schlumberger Company.
46. Schlumberger. (2018). Fundamentos de Perforación con Manejo de Presión y Perforación Bajo Balance. *Entrenamiento y desarrollo de DPM*. Varadero. Cuba: 3 septiembre.
47. Sepúlveda Anaya, O. (2010). Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el Campo Colorado. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Bucaramanga. Colombia.
48. Silveria Estrada, L. (2017). Influencia de los parámetros de operación del pozo V-A perteneciente al Yacimiento Varadero Oeste Extendido en el incremento de la producción de petróleo. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo. Mención: Producción de petróleo. Departamento de Química e Ingeniería Química, Universidad de Matanzas. Sede "Camilo Cienfuegos". Matanzas. Cuba.

SIMBOLOGÍA

BOP – Preventor antisurgencia

ECD – Densidad equivalente de circulación (kg/m^3)

GWDC – Compañía china de perforación ‘*Great Wall*’

ROP – Velocidad de penetración (m/h)

mMD – Metros medidos a lo largo de la herramienta de perforación

mTVD – Metros medidos verticalmente

MWD – herramienta de medición mientras se perfora

PDC – Diamante policristalino

RCD – Dispositivos rotatorios de control

TVD – profundidad vertical

UBD – Perforación bajo balance

UTE – Unidad Tectónico Estratigráfica

ANEXOS

Anexo 1: Configuración estándar de un sistema de MPD



Figura A1.1 Cabezal rotativo

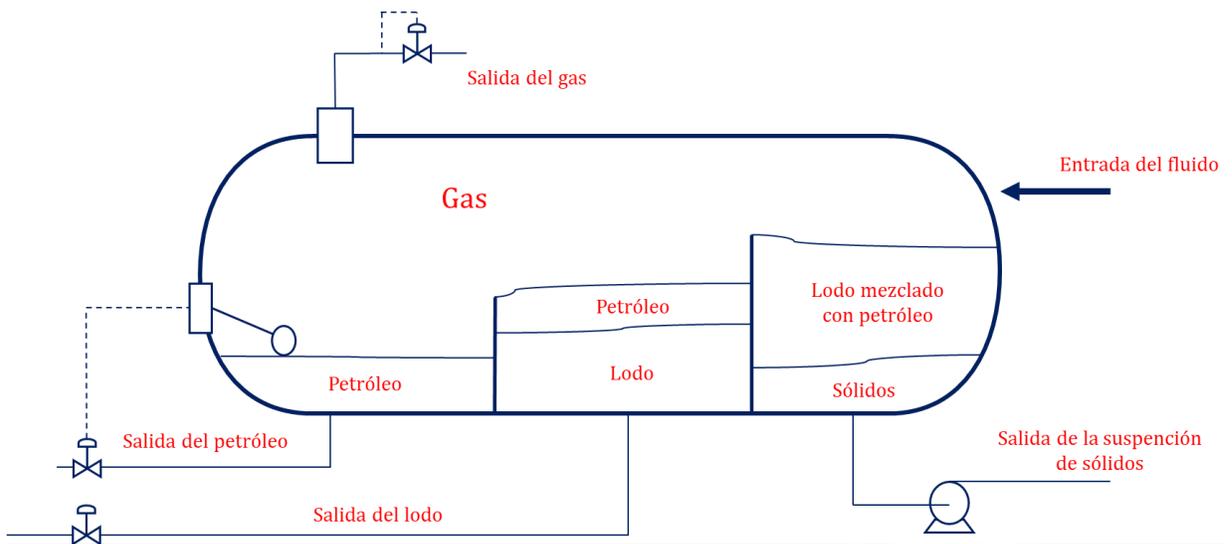


Figura A1.2 Separador horizontal de cuatro fases



Figura A1.3 Ensamble de estrangulación



Figura A1.4 Unidad de generación de nitrógeno



Figura A1.5 Proceso de separación del nitrógeno del aire por medio de una membrana

Anexo 2: Estado mecánico del pozo VDN – 01

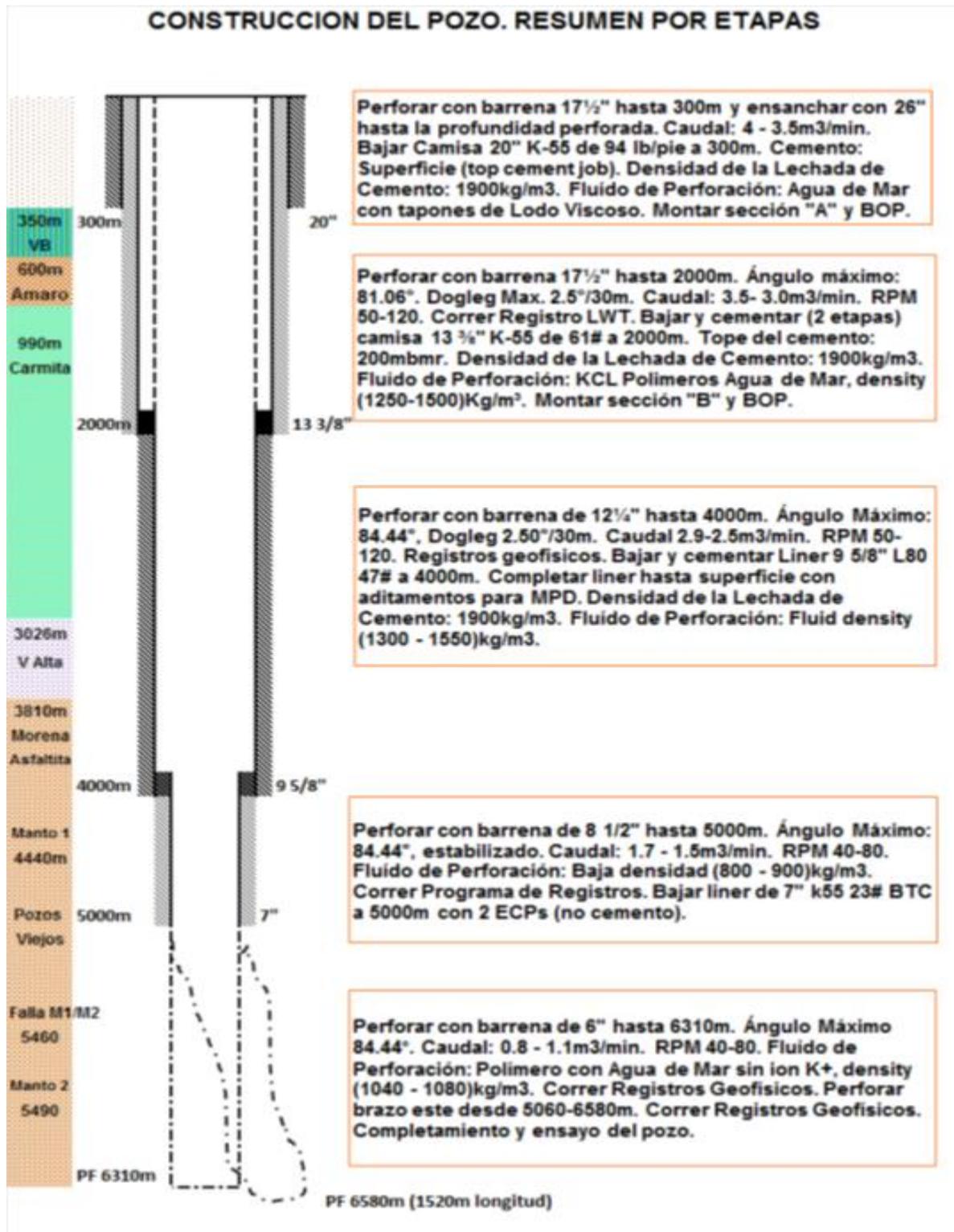


Figura A2.1 Construcción del pozo según el proyecto