

Planeación Del Equipamiento Requerido En La Perforación De Un Pozo Bajo Balance:  
Aplicación A Un Caso Colombiano

Javier Andrés Salamanca Diaz y Daniela Serrano Serrano

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ingeniero de petróleoos

PhD. Ingeniería Química

Codirector

Henry Fernando Castro Hernández

Ingeniero de Petróleos

M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

## **Dedicatoria**

A mi familia, por ser mi pilar y estar presente en cada etapa de mi vida, este logro es de ustedes.

Daniela Serrano Serrano

A mis padres y hermano, Javier Salamanca, Alba Luz Diaz y Daniel Salamanca, quienes han estado ahí en todo momento brindándome apoyo y motivándome para seguir adelante sin importar las circunstancias.

A mis abuelos, Gloria, María, Marcos y Wilson, quienes han sido parte fundamental en mi crecimiento personal. Aunque no todos estén presentes sus enseñanzas y consejos siempre serán una guía para lograr mis metas.

A Max, quien siempre estuvo acompañándome día y noche mientras avanzaba en mi proceso profesional, ofreciendo su compañía y amor incondicional.

Javier Andrés Salamanca Diaz

## Agradecimientos

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron de alguna manera a la realización de esta tesis. En primer lugar, quiero agradecer al profesor Emiliano y al ingeniero Henry, cuya orientación experta y dedicación fueron fundamentales en cada etapa de este proyecto, su sabiduría y paciencia han sido un verdadero regalo.

Quiero reconocer el invaluable apoyo brindado por mi madre, cuyo apoyo incondicional, aliento constante y paciencia, fueron un faro de luz en los momentos más oscuros. Gracias por tu infinita bondad, tu fe en mí y por ser mi ejemplo a seguir.

Además, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi hermano Sebastián, cuyo constante apoyo y ánimo fueron una fuente de inspiración para mí. Su paciencia, comprensión y palabras de aliento me impulsaron a seguir adelante en los momentos más desafiantes de este viaje académico. Gracias por estar siempre a mi lado y por creer en mí.

Quiero expresar mi agradecimiento de igual forma a mi compañero de tesis, Javier, por su colaboración, apoyo y dedicación durante todo este proceso. Trabajar juntos ha sido una experiencia enriquecedora, y su compromiso y contribución fueron fundamentales para alcanzar nuestros objetivos. Gracias por tu amistad, tu disposición y tu constante motivación.

A mis amigos y familiares, en especial a mis Titos por su amor y apoyo incondicional; y a la Universidad Industrial de Santander por ser mi alma mater.

A cada uno de ustedes, les estoy profundamente agradecida. Este logro es también suyo y no habría sido posible sin su generosidad y apoyo.

Daniela Serrano Serrano

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que me ayudaron a realizar esta tesis. En primer lugar, a mis padres y hermano, por su apoyo incondicional y creer en mí.

Al profesor Emiliano y el ingeniero Henry, por compartir su conocimiento, su disposición, apoyo y paciencia con nosotros.

A mi compañera Daniela, por su trabajo y dedicación, por brindarme su amistad y ser un apoyo a lo largo de todos estos años.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores con los que tuve la oportunidad de compartir, quienes han aportado en gran medida en mi crecimiento tanto profesional como personal.

Javier Andrés Salamanca Díaz

## Tabla de contenido

Introducción .....	15
OBJETIVOS .....	17
OBJETIVO GENERAL .....	17
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
1. Tecnologías existentes en operaciones de perforación bajo balance.....	18
1.1 Perforación bajo balance (UBD).....	18
1.2 Perforación con presión controlada (MPD) .....	19
1.3 Fluidos de perforación.....	20
1.4 Clasificación de los fluidos de perforación .....	20
1.4.1 Líquidos .....	21
1.4.2 Mezcla de líquido y gas .....	21
1.4.3 Fluidos neumáticos .....	21
1.5 Tipos de fluidos usados en perforación bajo balance.....	22
1.5.1 Espuma .....	22
1.5.2 Aire .....	22
1.5.3. Gas natural.....	23
1.5.4. Lodos gasificados .....	23
1.5.5. Niebla.....	24
1.5.6. Nitrógeno .....	24

1.6. Equipos.....	26
1.6.1 Dispositivo de control rotativo (RCD) .....	27
1.6.2 Choke Manifold.....	31
1.6.3 Válvula de no retorno (Non-Return Valve NRV) .....	32
1.6.4 Válvula de asilamiento de fondo de pozo.....	33
1.6.5 Separador .....	33
1.6.6 Sistema de venteo .....	34
2. Condiciones de operación relevantes durante trabajos de perforación bajo balance.....	35
2.1 Geología .....	35
2.1.1 Comprensión de la geología del sitio de perforación: .....	35
2.1.2 Identificación de peligros potenciales: .....	35
2.1.3 Determinación de la presencia de petróleo y gas: .....	36
2.1.4 Elegir las mejores técnicas de perforación: .....	36
2.2 Selección de tuberías.....	36
2.3 Propiedades fisicoquímicas de los lodos de perforación.....	38
2.3.1 Densidad .....	39
2.4 Presiones presentes en el pozo de perforación .....	39
2.4.1 Presión hidrostática.....	40
2.4.2 Presión de poro .....	41
2.4.3 Presión crítica de fractura .....	42

2.5 Contrapresiones presentes en el pozo.....	43
2.5.1 Pérdida de circulación .....	43
2.5.2 Fluidos subterráneos .....	43
2.5.3 Inflado de zona .....	44
2.5.4 Problemas con el equipo de perforación.....	44
2.6 Tipo de perforación .....	45
2.6.1 Perforación vertical.....	45
2.6.2 Perforación direccional.....	45
2.7 Velocidad de penetración (ROP).....	46
2.8 Tiempo de perforación .....	47
2.8.1 Tiempo programado .....	47
2.8.2 Tiempo total.....	47
2.8.3 Tiempo no productivo .....	48
2.8.4 Tiempos invisibles.....	48
3. Metodología para la planeación de equipos requeridos en la perforación de pozos bajo balance .....	49
3.1 Selección del fluido de perforación.....	52
3.2 Selección de equipos de control de presiones .....	55
3.2.1 RCD (Rotating Control Device).....	55
3.2.3 Choke Manifold.....	56

3.2.4 Selección de los equipos complementarios requeridos .....	57
3.3 Selección del equipo de separación.....	59
4. Planeación y diseño de la configuración de equipos requeridos en la perforación bajo balance del pozo de estudio.....	61
4.1 Perforación fase 8 ½” (9112 ft - 9805 ft) .....	61
4.2 Ventana operativa.....	62
4.3 Estado mecánico.....	63
4.4 Consideraciones para la implementación de un Sistema bifásico.....	64
4.5 Tipos de conexiones con fluidos aireados o <b>N2</b> .....	64
4.5.1 Conexión húmeda.....	64
4.5.2 Conexión seca.....	64
4.6 Estimación del consumo de nitrógeno criogénico.....	65
4.7 Equipos seleccionados para la operación .....	66
4.7.1 Equipos de control de presiones .....	67
4.7.2 Equipo de separación.....	74
4.7.3 Equipo inyección de nitrógeno criogénico .....	75
4.8 Distribución de los equipos en la locación para la sección de 8 ½” .....	77
5. Conclusiones .....	78
6. Recomendaciones .....	79
Referencias bibliográficas.....	80

## Lista de Tablas

Tabla 1. Clasificación de los separadores de acuerdo a la presión de operación.....	34
Tabla 2. Aplicaciones de los sistemas de fluido en UBD .....	53
Tabla 3. Tabla comparativa de RCD o preventores rotatorios.....	56
Tabla 4. Tiempos de conexión sección 8 ½” .....	65
Tabla 5. Consumo de Nitrógeno Criogénico .....	66
Tabla 6. Resumen de los equipos seleccionados para la operación .....	76

## Lista de Figuras

Figura 1 Representación gráfica del manejo de presiones en las diferentes técnicas de perforación. .....	19
Figura 2 Componentes principales de un sistema RCD pasivo. ....	29
Figura 3 Gráfico de selección de Cabezal Rotativo RCD.....	30
Figura 4 Equipo Choke Manifold .....	32
Figura 5 Ventana de Lodo de Perforación .....	40
Figura 6 Ventana Operativa .....	62
Figura 7 Estado mecánico del pozo de estudio .....	63
Figura 8 Cabeza Rotativa Williams RCD 7000.....	68
Figura 9 Starter Mandrel usado con el BART. ....	69
Figura 10 Campana de viaje .....	70
Figura 11 Tubería rígida 4” .....	73
Figura 12 Válvulas HCR.....	74
Figura 13 Manifold T3.....	71
Figura 14 Equipo de inyección de Nitrógeno Criogénico utilizado .....	75
Figura 15 Distribución de equipos en superficie .....	77

## Glosario

**CAMPO:** área continental o marina subyacente por estratos que producen petróleo en cantidades que justifican su explotación comercial.

**CAUDAL:** volumen de fluido que atraviesa una superficie en un tiempo determinado.

**DENSIDAD:** relación entre el peso de una sustancia y el volumen que ocupa dicha sustancia.

**EQUIPO DE SEGURIDAD:** equipos encargados de mantener a presiones controladas el pozo.

**EQUIPO DE SEPARACIÓN:** equipo para la separación de líquidos y sólidos.

**FORMACIÓN:** cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

**FLUIDO:** materia compuesta por moléculas que se atraen entre sí de forma débil, como resultado de esto no pueden mantener una forma determinada, sino que adquiere la del contenedor en donde se encuentre contenida.

**NITRÓGENO:** gas inerte usado para diversas aplicaciones en la industria petrolera. Este gas es de gran importancia en las tres fases de la cadena de suministro de petróleo y gas, desde el aumento de la presión del yacimiento hasta la reducción del riesgo de explosiones.

**PERFORACIÓN:** es el proceso en el cual se construye un hoyo en el subsuelo con la finalidad de explorar y/o para la extracción de recursos naturales, tales como agua, gas o petróleo.

**PRESIÓN:** cantidad de fuerza ejercida por unidad de área.

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA:** presión a la que se somete un cuerpo sumergido en un fluido, debido a la columna de líquido que tiene sobre él.

**RCD:** componente crítico de cualquier sistema de perforación de circuito cerrado, y la primera línea de defensa de un pozo. Herramienta que se instala sobre el conjunto de preventores, diseñada para actuar como desviador de los fluidos provenientes del espacio anular del pozo.

**SEPARADOR:** recipiente cilíndrico o esférico utilizado para separar petróleo, gas y agua del flujo total del fluido producido por un pozo.

**TUBERÍA:** conducto que cumple la función de transportar agua u otros fluidos, de igual forma, también se adecuan para su transporte otros materiales que no son fluidos como los aceites, el gas, el vapor, etc.

**UBD:** técnica que permite perforar con la presión hidrostática del fluido en el pozo menor que la presión de la formación.

## RESUMEN

**TÍTULO:** PLANEACIÓN DEL EQUIPAMIENTO REQUERIDO EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO BAJO BALANCE: APLICACIÓN A UN CASO COLOMBIANO\*

**AUTOR:** JAVIER ANDRES SALAMANCA DIAZ, DANIELA SERRANO SERRANO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Perforación, Operación, Diseño, Equipo, Perforación bajo balance

### DESCRIPCIÓN:

La perforación bajo balance es una técnica que consta en utilizar una presión hidrostática menor o igual a la presión de poro de la formación, de esta manera sugiere que es una técnica idónea para ejecutar perforaciones de forma efectiva en yacimientos naturalmente fracturados, depletados o en zonas con presiones subnormales. Las zonas en la que su aplicación es óptima usualmente se presentan problemas por pérdidas de circulación, inestabilidad del pozo, pega diferencial, entre otros.

Teniendo en cuenta que en Colombia un porcentaje considerable de los yacimientos se encuentran depletados es viable llevar a cabo un trabajo en el cual se plantee la configuración de los equipos requeridos para realizar esta técnica, se establezca una base teórica y se definan los parámetros necesarios para llevar a cabo de manera efectiva la perforación de yacimientos depletados.

En el presente trabajo se realiza una recopilación bibliográfica de las tecnologías existentes en perforación bajo balance para perforar pozos con ventana operacional estrecha y se describen las condiciones de operación relevantes para su aplicación. Posteriormente, se plantea una metodología para la selección de los equipos adicionales requeridos en superficie en base a la información recopilada. Finalmente, se realiza la planeación y el diseño de la configuración de los equipos de perforación requeridos para la perforación de un pozo colombiano.

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- Director: Ph.D. Emiliano Ariza León.

- Codirector: M. Sc. Henry Fernando Castro Hernández.

## ABSTRACT

**TITLE:** PLANNING OF THE EQUIPMENT REQUIRED IN THE DRILLING OF A WELL UNDER BALANCED: APPLICATION TO A COLOMBIAN CASE.

**AUTHOR(S):** JAVIER ANDRES SALAMANCA DIAZ, DANIELA SERRANO SERRANO\*\*

**KEY WORDS:** Perforation, Operation, Design, Equipment, Underbalanced drilling.

### DESCRIPTION:

Underbalanced drilling is a technique that consists of using a hydrostatic pressure less than or equal to the pore pressure of the formation, thus suggesting that it is an ideal technique for drilling effectively in naturally fractured reservoirs, depleted or in areas with subnormal pressures. The zones in which its application is optimal usually present problems due to circulation losses, well instability, differential sticking, among others.

Considering that in Colombia a considerable percentage of the reservoirs are depleted, it is feasible to carry out a work in which the configuration of the equipment required to perform this technique is proposed, a theoretical basis is established, and the necessary parameters are defined to effectively carry out the drilling of depleted reservoirs.

In the present research, a bibliographic compilation of the existing technologies in underbalanced drilling for drilling wells with narrow operational window is made and the relevant operating conditions for its application are described. Afterwards, a methodology for the selection of the additional equipment required at surface is proposed based on the information collected. Lastly, the planning and design of the configuration of the required drilling equipment for a Colombian well is carried out.

\* Graduate Project thesis.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.

- Director: Ph.D. Emiliano Ariza León.

- Co-director: M. Sc. Henry Fernando Castro Hernández.

## **Introducción**

En la actualidad existen técnicas de perforación idóneas que se pueden implementar para mitigar problemas geológicos y operativos en el yacimiento, una de ellas es la perforación bajo balance. La perforación bajo balance se presenta como una tecnología que permite llevar a cabo la perforación de manera efectiva en yacimientos depletados, zonas de presiones subnormales y yacimientos naturalmente fracturados, en ésta se busca que el fluido utilizado para perforar presente una presión hidrostática menor o igual que la presión de la formación, es decir la presión de poro; esto principalmente para evitar un mayor daño a la formación. La perforación bajo balance es una buena opción ya que proporciona un mayor valor actual neto y aumenta las reservas recuperables si se aplica correctamente y se tienen buenas prácticas. No obstante, puede ser más costosa que la perforación convencional debido al requerimiento de equipos adecuados para control de presiones en superficie.

Este trabajo de investigación está compuesto por cuatro capítulos. En el primer capítulo se revisan las tecnologías existentes, enfocándose en los sistemas de fluidos y equipos requeridos para su aplicación, es importante conocer las diferentes tecnologías existentes para saber cuál se adapta mejor.

En el segundo capítulo se identifican las condiciones relevantes que deben ser consideradas, tales como las propiedades fisicoquímicas del lodo, presiones presentes en el pozo, la geología, la velocidad de penetración, entre otros.

En el tercer capítulo se presenta una metodología para llevar a cabo la selección de los equipos en un proceso de perforación bajo balance, basado en esta metodología se plantea la configuración de los equipos requeridos en un pozo colombiano consignado en el cuarto capítulo.

Finalmente, para la aplicación correcta de la perforación UBD y la selección de los equipos requeridos es necesario llevar a cabo desde el inicio del proyecto el estudio de la viabilidad técnica y económica, en este punto es donde toma importancia contar y aplicar una metodología que muestre una estructura clara para la selección de equipos para perforación bajo balance.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Planear la configuración de Equipos Requeridos en la Perforación de un Pozo Bajo Balance en un Campo Colombiano

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Revisar las tecnologías existentes en operaciones de perforación bajo balance.

Identificar las condiciones más relevantes para la ejecución de operaciones de perforación bajo balance, de acuerdo a la literatura.

Realizar la planeación y diseño de configuración de equipos requeridos en la perforación bajo balance en un pozo colombiano.

Plantear una metodología para la planeación de equipos requeridos en la perforación de pozos bajo balance que facilite la toma de decisiones y logre resultados eficientes.

## **1. Tecnologías existentes en operaciones de perforación bajo balance.**

Este primer capítulo se enfocará en las tecnologías existentes en operaciones de perforación bajo balance, de esta manera se definirá en qué consiste la técnica de perforación bajo balance, se contextualizará acerca de los fluidos de perforación, los tipos que existen y su funcionamiento.

### **1.1 Perforación bajo balance (UBD)**

La perforación bajo balance es un procedimiento utilizado en la perforación de pozos en el cual la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación se diseña para ser menor que la presión de poro de la formación.

Según The International Association of Drilling Contractors (IADC) Underbalanced Operations and Managed Pressure Drilling Committee (2012) define la perforación bajo balance como: “Una actividad de perforación en la que se emplean equipos y controles adecuados y en la que la presión ejercida en el pozo es intencionadamente inferior a la presión de poros en cualquier parte de las formaciones expuestas con la intención de llevar los fluidos de la formación a la superficie.”

## 1.2 Perforación con presión controlada (MPD)

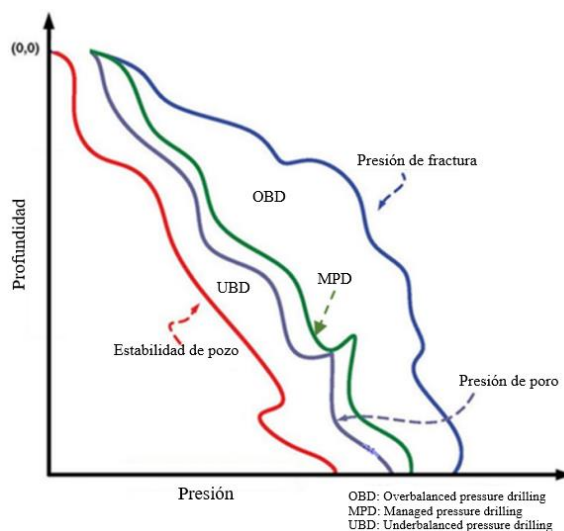
La perforación con tecnología MPD es una forma avanzada de control primario de pozo que utiliza un sistema de circulación cerrado y regulable, lo cual permite controlar de una manera más efectiva el comportamiento de las presiones en el pozo.

Según la IADC, MPD se define como: “El MPD es un proceso de perforación adaptado empleado para controlar de manera más precisa el perfil de presiones en el anular a lo largo del pozo. Los objetivos son los de determinar y comprobar los límites de la presión de fondo de pozo y controlar adecuadamente el perfil de presiones hidráulicas en el anular”. (Fuente: IACD / SPE)

La implementación de esta tecnología minimiza los riesgos operacionales, los costos y también los tiempos no productivos (NPT) los cuales se asocian a problemas de pérdidas de circulación y pega de tubería; de igual manera, mantiene controladas zonas en las cuales hay mayores presiones y tienen mayor posibilidad que ocurra un influjo.

### Figura 1

*Representación gráfica del manejo de presiones en las diferentes técnicas de perforación.*



*Nota.* UBD se realiza manteniendo una presión de operación menor a la presión de poro, mientras que MPD y OBD mantienen presiones superiores a la presión de poro. Adaptado de *Drilling mud window; pressure vs. depth*, de Al-Darweesh, J., et al., 2022, <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01596-w>

### **1.3 Fluidos de perforación**

Todo aquel fluido que se utiliza en operaciones de perforación de pozos es denominado como fluido de perforación. Estos pueden ser líquidos, gaseosos o mezclas entre fluidos y sólidos y deben poseer características físicas y químicas apropiadas para llevar a cabo la perforación.

Los fluidos de perforación deben realizar funciones tales como: controlar las presiones de formación, remover los recortes del pozo, sellar las formaciones permeables que se encuentren durante procesos de perforación, enfriar y lubricar la broca y de igual manera mantener la estabilidad y el control del pozo.

### **1.4 Clasificación de los fluidos de perforación**

Usualmente los fluidos de perforación se clasifican en 3 grandes grupos: fluidos líquidos, mezcla de líquido y gas y fluidos neumáticos.

### **1.4.1 Líquidos**

Este tipo de fluidos son los más utilizados en la industria en procesos de perforación, ya que pueden ser lodos base agua, lodos base aceite o lodos base sintéticos, todos son similares en composición, es decir consisten en una mezcla de sólidos, líquidos y químicos con una fase continua, que en este caso puede ser agua, aceite o un componente sintético.

### **1.4.2 Mezcla de líquido y gas**

Están constituidos por emulsiones estables de lodo, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores del lodo y agentes espumosos. Estos son aplicados cuando otras técnicas no son aptas por razones económicas, mecánicas u de otra procedencia. Con el uso de los fluidos espumosos se baja la presión hidrostática contra la formación con lo que se minimiza la invasión de sólidos y la pérdida de circulación.

### **1.4.3 Fluidos neumáticos**

Este tipo de fluido es usado cuando la perforación con fluidos líquidos no es adecuada o no se puede realizar. Estos fluidos hacen referencia al aire, espumas, lodos aireados, neblina, gas natural, nitrógeno y son aptos para ser utilizados en procesos de perforación de formaciones muy porosas, subnormalmente presurizadas y cavernosas.

## **1.5 Tipos de fluidos usados en perforación bajo balance**

### **1.5.1 Espuma**

Se definen como sistemas que presentan baja densidad, tienen la ventaja de tener una mayor capacidad de transporte y limpieza del agujero. De igual manera reducen problemas como las pérdidas de circulación, ya que las burbujas se expanden al entrar en zonas que presentan baja presión, también son usadas en formaciones altamente inestables y manejan altas viscosidades con una baja densidad. Para su formación es necesaria la presencia de un agente espumante o un surfactante que haga posible el encapsulamiento del aire manteniendo la espuma estable.

### **1.5.2 Aire**

La principal función del aire es levantar los recortes desde el fondo del pozo hasta superficie, con el objetivo de prevenir daños en la sarta o atrapamientos por su acumulación en esta y mantener limpio el agujero. El aire cuenta con las ventajas de tener una gran disponibilidad y su bajo costo en comparación con los otros fluidos además de ser viable cuando se perfora rocas duras. Sin embargo, este no es la mejor opción cuando se perforan zonas que aportan hidrocarburos, ya que puede generar mezclas inflamables, adicionalmente genera problemas de corrosión.

### 1.5.3. Gas natural

Este fluido es ideal como fluido de circulación ya que previene la formación de mezclas inflamables en el fondo del pozo, cuando se perfora la formación productora. También evita que se presente o se agrave la corrosión, sin embargo, cuando hay humedad o agua en el pozo, presencia de  $CO_2$  o  $H_2S$  se puede presentar corrosión.

Este cuenta con la desventaja de riesgo de explosión al exponerse a la atmosfera, por esta razón es necesario realizar un ajuste en los procedimientos y asegurar una buena ventilación en superficie. Debido a su densidad, se puede llegar a requerir más de 20% adicional de metano cuando se perfora con gas natural en vez de aire.

### 1.5.4. Lodos gasificados

En estos sistemas se disminuye la densidad del líquido mediante la mezcla con un gas. Consta básicamente de una mezcla de gas y un líquido de perforación sin el uso de un agente emulsificante o un agente estabilizador.

El líquido que se utiliza puede ser cualquier sistema líquido apropiado para llevar a cabo la perforación. Por otra parte, para la selección del gas se tiene en cuenta el peligro de incendio en la superficie, explosiones en fondo, la corrosión, el costo y la disponibilidad. Los gases comúnmente empleados son el aire, gas natural y nitrógeno.

El uso de lodos gasificados tiene como limitantes el costo, la profundidad y la generación de presiones de surgencia. Este último es el mayor riesgo, debido a su inestabilidad, por esto es

necesario calcular de forma adecuada los volúmenes de líquido y gas de la mezcla. De lo contrario se puede provocar daño a la formación y problemas de estabilidad del pozo. Esto se puede controlar mediante la rotación de la tubería, velocidad y una contrapresión en superficie.

### **1.5.5. Niebla**

La perforación con niebla consiste en la adición de una pequeña cantidad de agua, un agente espumante y un inhibidor de corrosión a la perforación con aire. De tal forma se genera la niebla, donde el gas es la fase continua y el agua es la fase dispersa.

Este fluido de perforación se suele utilizar cuando en la formación hay presencia de poca agua y se requiere transportar los recortes húmedos más grandes fuera del pozo. La niebla también disminuye la formación de anillos de lodo en la tubería. Por último, las operaciones con niebla utilizan entre 25% a 50% más de gas que en la perforación con aire o gas seco y requiere de un 25% más de presión.

### **1.5.6. Nitrógeno**

El nitrógeno puede ser obtenido mediante dos formas, a partir de una membrana o adquiriéndolo en estado líquido bajo condiciones criogénicas.

### **1.5.6.1. Nitrógeno de membrana**

Éste es obtenido a partir de generadores de nitrógeno de membrana, los cuales realizan la separación con una membrana que consta de fibras huecas de polímero, que aíslan el nitrógeno presente en el aire. Este puede ser producido en el lugar donde se llevan a cabo las operaciones de perforación, y usualmente contiene entre 4-6% de oxígeno, más un pequeño porcentaje de otros gases.

El uso de este tipo de nitrógeno disminuye el riesgo de fuego o explosión debido a su baja concentración de oxígeno ( $\pm 5\%$ ). Su baja solubilidad en el aceite hace viable su uso con lodos base aceite, además con el uso de estos fluidos, el potencial de corrosión es muy bajo. Sin embargo, cuenta con ciertas desventajas, este puede ocasionar corrosión, aunque tenga una baja concentración de oxígeno y los costos de operación son elevados, principalmente debido a los equipos requeridos, la movilización de estos y la eficiencia de obtención (40% - 60%).

### **1.5.6.2. Nitrógeno criogénico**

Este es un nitrógeno líquido puro que se encuentra a  $-320^{\circ}\text{F}$  ( $-160^{\circ}\text{C}$ ). Su suministro se puede llevar a cabo a través de camiones, barcos, y/o barcasas dependiendo de la localización del pozo. Este es bombeado como líquido mediante una bomba especial tríplex o una bomba o un reforzador, la presión estándar que se maneja es de 10.000 psi, al pasar el líquido por la bomba se calienta y se expande, cambiando de fase para su posterior uso.

El nitrógeno criogénico evita la corrosión y reduce los riesgos de fuego y explosión debido a que no tiene oxígeno, así mismo, puede ser bombeado a presiones altas en estado líquido, es por

esto por lo que es recomendable en operaciones de tubería flexible que requieren altas presiones de inyección. Por otra parte, la principal desventaja que presenta el nitrógeno criogénico es su costo de operación, puede llegar a costar el doble que el nitrógeno de membrada debido principalmente a la logística requerida para su uso. Normalmente es utilizado cuando se requiere perforar con fluidos gasificados y los tiempos de operación son suficientemente bajos para que sea inviable el uso de un equipo de generación de nitrógeno.

## **1.6. Equipos**

Las operaciones de perforación bajo balance contemplan el uso de equipos adicionales tanto en superficie como en el pozo. Los siguientes son equipos generalmente usados en estas operaciones:

- Dispositivo de control rotativo (RCD)
- Choke Manifold
- Válvula de no retorno (NRV)
- Separador
- Sistema de venteo
- Sistema de adquisición de datos

### 1.6.1 Dispositivo de control rotativo (RCD)

La Definición dada por la (IADC) y la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) según la especificación 16 RCD del American Petroleum Institute (API) es: "Un dispositivo de perforación con un sello giratorio que contacta y sella contra la sarta de perforación (tubería de perforación, casing, Kelly, etc.) con el fin de controlar la presión o el flujo de fluido a la superficie". (Fuente: IADC / SPE)

El RCD (Rotating Control Device) es el equipo de control de pozos más importante que se usa en operaciones bajo balance (UBD), perforación con presión controlada (MPD) y variedad de operaciones de perforación bajo presión.

Este equipo se utiliza sobre el preventor anular, su principal función es proporcionar un sello anular efectivo alrededor de la tubería de perforación durante las operaciones de perforación y tripping. Además, permite desviar el retorno de fluidos hacia el Choke Manifold de UBD. El sello se consigue a través del empaquetado alrededor de la tubería de perforación. El cabezal rotativo consta de una carcasa que contiene la presión, en la cual los elementos del empaquetador se apoyan entre cojinetes y se aíslan por cierres mecánicos.

#### 1.6.1.1 Tipos de RCD:

- **Activos:** Utilizan presión hidráulica externa para activar el mecanismo de sellado, normalmente estos aumentan la presión de sellado a medida que aumenta la presión anular.
- **Pasivos:** En estos se utiliza un elemento de sellado anular o stripper rubber, el cual tiene un diámetro entre 1/2 de pulgada a 7/8 de pulgada (12.7 – 22.2 mm) inferior a la tubería

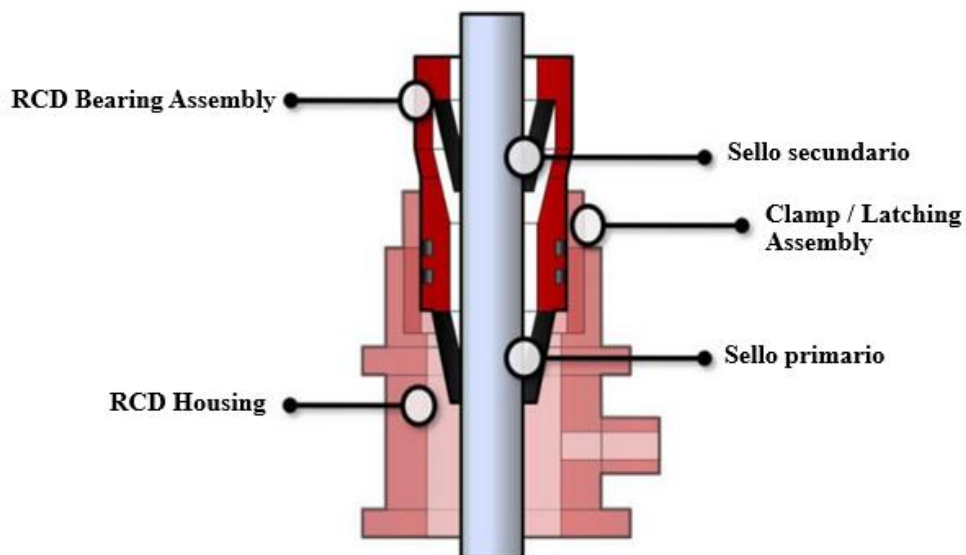
de perforación, este se ajusta a presión en una junta de la tubería de perforación generando un sello. Cuando el elemento se expone a la presión del pozo, se realiza un sellado adicional debido a la presión anular del pozo.

También se pueden utilizar elementos dobles de sellado, uno encima del otro, el elemento que se encuentra en la parte superior actúa como reserva en caso de fugas del sello debidas al desgaste del elemento inferior.

El RCD pasivo está compuesto por tres principales componentes: RCD Housing, Bearing Assembly y el Clam/Latching Assembly. El Housing es típicamente atornillado en la parte superior de la BOP. El Bearing Assembly consiste en un conjunto de elementos de sellado que proveen un sello alrededor de la tubería de perforación, y el mecanismo del rodamiento permite la rotación de los elementos sellantes con la tubería. Finalmente, el Clam/Latching Assembly se encarga de asegurar el Bearing Assembly dentro del RCD Housing. En la figura se presentan los principales componentes de un sistema RCD.

## Figura 2

*Componentes principales de un sistema RCD pasivo.*



Nota. Adaptado de *Dual Element Passive RCD*, de Sehsha, O., et al., 2020.  
<https://doi.org/10.2523/IPTC-20238-MS>

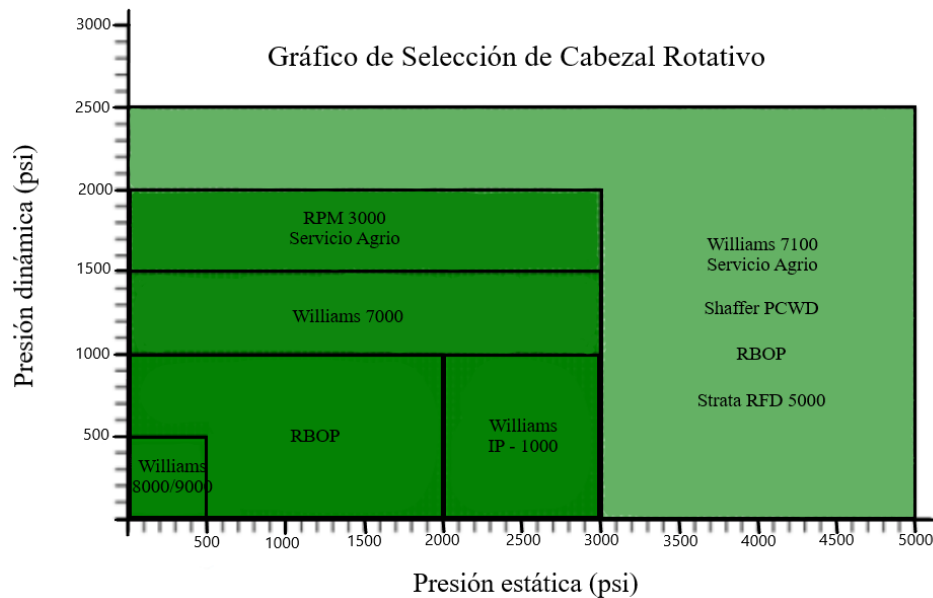
Los dispositivos de control rotativo suelen funcionar a presiones de hasta 5000 psi estáticas y 2500 psi rotativas. Al girar, el equipo se reduce normalmente en un 50% respecto a la especificación estática para reducir el calor generado en los paquetes de cojinetes por la rotación a alta velocidad bajo la carga máxima. Casi todos los sistemas rotativos de alta presión utilizan sistemas de circulación de aceite para lubricar los rodamientos y transferir el calor generado por la rotación a presión.

La clave para seleccionar el cabezal rotativo adecuado para cada operación de UBD es considerar cuidadosamente y realizar una pre-planeación de las posibles condiciones del pozo, algunas de estas pueden ser, los caudales y las presiones previstos.

El principal criterio de selección está basado en las presiones dinámicas y estáticas esperadas.

### Figura 3

Gráfico de selección de Cabezal Rotativo RCD



*Nota.* El gráfico muestra algunos modelos de RCD y BOP seleccionables en función de las presiones de trabajo estáticas y dinámicas. Adaptado de *Rotating Diverter Selection Chart* de Introduction to underbalanced Drilling, Weatherford. (2006).

Puntos importantes para seleccionar un RCD:

- Criterios de diseño: caudales previstos, presiones y temperaturas de funcionamiento.
- Normas y especificaciones de diseño
- Tamaño del orificio
- Mecanismo de sellado, activo/pasivo.
- Historial de pruebas

- Programa de testeo, incluyendo Stripping y medios de prueba de fluidos.
- Certificación

### **1.6.2 Choke Manifold**

Usualmente en operaciones UBD y MPD los chokes usados se encuentran separados de los chokes para control de pozos, esto se debe principalmente a que en estas operaciones este equipo se utiliza de forma constante, por lo que se considera prudente contar con un sistema dedicado al control del pozo.

Este equipo permite el manejo adecuado de la contrapresión en el espacio anular. Se puede utilizar en operaciones de MPD y UBD, con fluido monofásico o bifásico, también se puede utilizar en operaciones en las que se requiera control de presión y descarga controlada de fluidos. En la figura 3 se observa un equipo de choke manifold.

Según el American Petroleum Institute RP53, el choke manifold debe tener las mismas tasas de presión que el preventor. Este equipo debe ser diseñado para manejar los volúmenes máximos esperados, las presiones a las que usualmente pueden trabajar van desde 5000 psi hasta 20000 psi, además deben estar homologados para el manejo de  $H_2S$  y estar equipado con chokes duales que sean independientes, de tal forma que mientras uno esté operando el otro se encuentre aislado.

## Figura 4

### *Equipo Choke Manifold*



*Nota.* En la parte derecha de la imagen se aprecia el choke manifold utilizado en UBD, así como la válvula HCR que se ubica antes del choke, del lado izquierdo se encuentra un toma muestras, requerido para tomar muestras geológicas del pozo.

- **Válvulas HCR:** Estas son válvulas de compuerta de accionamiento hidráulico pueden ser operadas de forma remota o manual, las cuales son instaladas en superficie una a la salida del cabezal rotativo RCD y la otra se encuentra ubicada a la entrada del Choke Manifold.

### 1.6.3 Válvula de no retorno (Non-Return Valve NRV)

Durante toda operación UBD se requiere el uso de las válvulas de no retorno, su principal función es evitar que el fluido de perforación retroceda por la tubería de perforación, también permite llevar a cabo las conexiones de tubería. Cuando se utilizan fluidos bifásicos, se puede emplear una NRV adicional con el fin de disminuir el tiempo de purga durante el proceso de conexión. Ésta se encuentra usualmente ubicada sobre la broca de perforación.

#### **1.6.4 Válvula de asilamiento de fondo de pozo**

Este es un equipo clave durante la perforación y terminación de un pozo UDB. Esta válvula permite aislar la presión de la formación con el objetivo de optimizar la instalación y extracción de los equipos de fondo de pozo, también elimina la presión en superficie. Entonces este equipo permite reducir los tiempos de viaje y aumentar la seguridad mientras mantiene una presión en fondo de pozo constante.

#### **1.6.5 Separador**

La principal función del sistema de separación es separar las diferentes fases del fluido proveniente del flujo de retorno del pozo, asegurando la separación del fluido de perforación para que pueda bombearse nuevamente. El separador se debe diseñar para el manejo de los caudales de fluido y gas esperados. En perforación bajo balance el flujo de fluidos se conoce como de cuatro fases, ya que se compone de agua, gas sólidos y aceite.

Los separadores se pueden clasificar de acuerdo a la presión de operación de la siguiente forma:

**Tabla 1**

*Clasificación de los separadores de acuerdo a la presión de operación*

<b>Clasificación</b>	<b>Presión de Operación</b>
Baja presión	De 10-20 psi, hasta 180-250 psi
Media presión	De 230-250 psi, hasta 600-700 psi
Alta presión	De 750 psi, hasta 5000 psi

*Nota.* Adaptado de Introduction to underbalanced Drilling, Weatherford. (2006)

En perforación bajo balance se puede usar separadores verticales como horizontales, siendo los verticales más efectivos cuando el flujo de retorno es predominantemente gas, y los horizontales son más efectivos cuando predomina el líquido.

### **1.6.6 Sistema de venteo**

Debido a que en la perforación bajo balance se producen fluidos mientras se perfora, estos deben ser manejados en el lugar de perforación. El petróleo crudo y los condensados se almacenan para bombearse a una estación de tratamiento mientras que el gas es generalmente quemado.

La quema se realiza a través de una antorcha o una chimenea, que debe estar equipada con un sistema de encendido automático y bloques de propagación de llama. La ubicación de este equipo debe ser a una distancia adecuada tanto de la boca del pozo, así como de otras fuentes de ignición.

## **2. Condiciones de operación relevantes durante trabajos de perforación bajo balance**

### **2.1 Geología**

La geología cumple un papel fundamental en las operaciones de perforación. Ayuda a comprender la formación de capas de roca, la presencia de petróleo y gas, y los riesgos y desafíos potenciales que pueden surgir durante la perforación. A continuación, se presenta la importancia de la geología en las operaciones de perforación y cómo afecta el éxito de los proyectos de perforación.

#### **2.1.1 Comprensión de la geología del sitio de perforación:**

Antes de que comience la perforación, se realizan estudios para determinar la geología del sitio. Se estudian las formaciones rocosas, la presencia de fallas y otras características geológicas que pueden afectar la perforación. Esta información ayuda a los perforadores a planificar el proceso de perforación, incluido el tipo de equipo a utilizar, la profundidad a perforar y el ángulo del pozo. Al comprender la geología del sitio, las operaciones de perforación pueden ser más eficientes y rentables.

#### **2.1.2 Identificación de peligros potenciales:**

Se pueden identificar áreas de alta presión o formaciones rocosas inestables que pueden representar un riesgo para el personal o el equipo de perforación. Esta información ayuda a tomar

las precauciones necesarias para prevenir accidentes y garantizar la seguridad de todos los involucrados.

### **2.1.3 Determinación de la presencia de petróleo y gas:**

Se utilizan diversas técnicas para determinar la presencia de petróleo y gas en un sitio de perforación. Comúnmente se analizan muestras de rocas, realizan estudios sísmicos y utilizan otras herramientas para detectar la presencia de hidrocarburos. Esta información ayuda a determinar la viabilidad de un proyecto de perforación y planificar el proceso de perforación en consecuencia.

### **2.1.4 Elegir las mejores técnicas de perforación:**

La geología también juega un papel fundamental a la hora de elegir las mejores técnicas de perforación para un sitio en particular. Por ejemplo, el tipo de formación rocosa y su profundidad pueden influir en el uso de técnicas de perforación vertical u horizontal. Al comprender la geología del sitio, los perforadores pueden elegir las técnicas de perforación más eficientes y efectivas.

## **2.2 Selección de tuberías**

Llevar a cabo un diseño y selección adecuado de las tuberías es una parte muy importante durante el desarrollo de cualquier proyecto, debido a que las tuberías son una parte indispensable para el transporte de fluidos de un punto a otro.

Es importante tener en cuenta las normas presentes para la evaluación de sistemas de tuberías, las siguientes son algunas de estas:

- ASME B31.3 Plantas petroquímicas y refinerías
- ASME B31.4 Sistemas de transporte de hidrocarburos, gas, amonio y alcoholes.
- ASME B31.8 Sistemas de transportación y distribución de gas.
- ASME B31.11 Sistemas para la transportación de lodos (fluidos en dos fases)

Factores que se deben tener en cuenta para la selección de tuberías adecuadas:

- Longitud de la tubería o distancia a cubrir con esta.
- El diámetro de la tubería debe tener la capacidad de manejar los volúmenes de fluido esperados.
- El espesor de la pared está relacionado a las presiones que debe soportar la tubería.
- Máxima presión de operación a la cual se debe trabajar la tubería.
- Temperatura de operación
- La estimación de una velocidad óptima en una tubería ayuda a evitar la erosión y vibración de la misma.
- La presión interna: de acuerdo con la norma ASME B31.4, los componentes de tubería en cualquier punto del sistema deben ser diseñados para una presión de diseño interna que no sea menor que la máxima presión de operación en estado estable en ese punto.

Otro factor que considerar es la selección del material de la tubería requerido, algunos de los materiales comúnmente utilizados son:

- Hierro fundido: este material es el que cuenta con menor resistencia a altas temperaturas, cuenta con menor resiliencia y tenacidad.
- Acero al carbón: este cuenta con resistencia a altas temperaturas además de resistencia al choque y tiene resiliencia y tenacidad.
- Acero aleado: posee las mismas características del acero al carbón, pero cuenta con una mayor resistencia a altas temperaturas y también posee mayor resistencia a la corrosión.
- Acero inoxidable: este cuenta con las mismas propiedades que el acero aleado, pero mejoradas, especialmente la resistencia a la corrosión.

### **2.3 Propiedades fisicoquímicas de los lodos de perforación**

El propósito del fluido de perforación es mantener el correcto funcionamiento del proceso de perforación transportando las partículas de corte desde el pozo hasta la superficie, dando el peso adecuado de lodo para controlar la presión de formación, lubricando y enfriando la broca y asegurando la estanqueidad de la pared del pozo a través del desarrollo de un revoque de lodo delgado y resistente.

Entre las principales características reológicas del lodo de perforación están: densidad, viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto de cedencia, pérdida de filtrado, gelatinización, Alcalinidad y Ph.

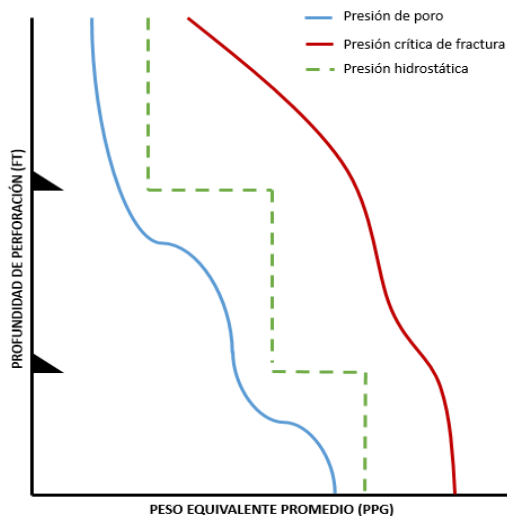
### 2.3.1 Densidad

Esta propiedad se relaciona con el porcentaje y peso de los sólidos presentes en el fluido, de esta manera, se controla la presión ejercida por la columna del líquido para controlar las presiones de formación y no exceder el gradiente de fractura.

### 2.4 Presiones presentes en el pozo de perforación

La ventana de lodo de perforación es el intervalo de valores del peso del lodo en el cual se puede llevar a cabo de forma satisfactoria la perforación, este se encuentra definido en su límite superior por la presión crítica de fractura y en su límite inferior por la presión de poro.

La ventana de lodo tiene tres componentes principales: la presión hidrostática ( $P_h$ ), la presión de poro ( $P_p$ ) y la presión crítica de fractura ( $P_{FR}$ ).

**Figura 5***Ventana de Lodo de Perforación*

*Nota.* Adaptada de Ventana típica de peso de lodo de Alsiyabi, K., Al-Aamri, M., & Siddiqui, N. (2019). 10.2118/194922-MS.

### 2.4.1 Presión hidrostática

Es la presión que ejerce el peso del fluido de perforación a una profundidad específica en condiciones estáticas. Durante las operaciones de perforación de pozos se debe vigilar esta presión ya que es la que se puede considerar como el primer frente de control de un pozo. Esta presión permite mantener la estabilidad del agujero además evita que los fluidos del yacimiento entren dentro de la columna del pozo perforado. Esta presión se conoce con las siglas Ph y se calcula a partir del peso del fluido de perforación y la profundidad vertical verdadera, como se muestra a continuación:

$$P_h(\text{psi}) = 0.052 * ECD(\text{ppg}) * TVD(\text{ft})$$

Donde:

ECD: Peso del lodo

TVD: Profundidad vertical verdadera

### 2.4.2 Presión de poro

Se define como la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento por los procesos de depositación y de compactación a los que los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca se encuentran sometidos. Esta presión puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\text{Presión de Poro} = 0.052 * \rho_{\text{poro}} * TVD(\text{ft})$$

Donde:

$\rho_{\text{poro}}$ : Densidad equivalente de la presión de poro

$0.052 * \rho_{\text{poro}}$ : Gradiente de presión de poro o presión de formación

TVD: Profundidad vertical verdadera

### 2.4.3 Presión crítica de fractura

Se define como la presión en la cual los granos que componen la roca comienzan a perder adherencia unos con otros como resultado de la fractura que sufre la roca. La ecuación para realizar este cálculo se describe a partir del nomograma de Eaton (Escobar et al., 2019):

$$v = 0.0645 * \ln \ln (D) - 0.0673$$

Dónde:

$v$  = Relación de Poisson

$D$  = Profundidad ( $m$ )

Finalmente, la presión de fractura (PFR) se calcula a partir de datos que están en función de la presión de poro (PPD), de la sobrecarga ( $S_D$ ) y de la relación de Poisson ( $v$ ) ya conocida. Para obtener la presión de fractura se utiliza la siguiente ecuación (Aguilar, 2016):

$$P_{FR} = P_{P(D)} + \left( \frac{v}{1-v} \right) (S_D - P_{P(D)})$$

Dónde:

$P_{FR(D)}$  = Presión de Fractura  $\left( \frac{kg}{cm^2} \right)$

$P_{P(D)}$  = Presión de Poro  $\left( \frac{kg}{cm^2} \right)$

$v$  = Relación de Poisson

## **2.5 Contrapresiones presentes en el pozo**

Las contrapresiones en un pozo de perforación son situaciones en las que la presión en el pozo, en algún punto o a lo largo de la columna de perforación, se vuelve más alta de lo esperado o deseado. Estas situaciones pueden surgir por diversas razones y son fundamentales en el control y la seguridad de la perforación de pozos. Aquí hay algunas explicaciones detalladas de las contrapresiones en un pozo de perforación:

### **2.5.1 Pérdida de circulación**

La pérdida de circulación ocurre cuando el fluido de perforación se escapa hacia formaciones permeables en lugar de circular de regreso al pozo. Esto puede resultar en una reducción del volumen de fluido en el pozo, lo que podría llevar a una disminución de la presión en la sarta de perforación.

- Efecto en las Contrapresiones: La pérdida de circulación puede causar contrapresiones al reducir la eficiencia del fluido de perforación para transmitir la presión hidrostática a la formación.

### **2.5.2 Fluidos subterráneos**

Durante la perforación, es posible encontrar capas de agua, gas o petróleo en la formación geológica. Si la presión de estos fluidos es mayor que la presión ejercida por el fluido de perforación, se puede generar una contrapresión.

- Efecto en las Contrapresiones: El encuentro con fluidos subterráneos puede provocar un aumento inesperado de la presión en el pozo, lo que requiere un ajuste cuidadoso para evitar descontroles y problemas operativos.

### **2.5.3 Inflado de zona**

En algunos casos, el fluido de perforación puede penetrar en una formación y causar la expansión o hinchazón de esa zona. Esto puede aumentar la presión en esa área y generar una contrapresión.

- Efecto en las Contrapresiones: El inflado de zona puede crear obstáculos para la perforación y aumentar la presión en la sarta de perforación.

### **2.5.4 Problemas con el equipo de perforación**

Mal funcionamiento de la sarta de perforación, la bomba de lodo u otros componentes del equipo puede llevar a situaciones inesperadas de contrapresión.

- Efecto en las Contrapresiones: Los problemas con el equipo pueden afectar la capacidad de mantener la presión y el control en el pozo.

Para manejar las contrapresiones, los ingenieros y perforadores toman medidas como ajustar la velocidad y la presión de la bomba de lodo, utilizar aditivos en el fluido de perforación, realizar pruebas de pozo, y cerrar el pozo en situaciones de emergencia. El monitoreo constante y la respuesta rápida son cruciales para evitar problemas graves como el descontrol del pozo.

## **2.6 Tipo de perforación**

### **2.6.1 Perforación vertical**

Inicialmente fue la principal técnica de perforación para el desarrollo de los campos, esta consiste en perforar un hoyo en línea recta desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exige la trayectoria de la broca para mantener el hoyo recto. En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo de la vertical dado a los diferentes factores geológicos y mecánicos que se presentan. La perforación de pozos verticales sigue siendo la primera opción en cuanto a pozos exploratorios, inyectoros y reinyectoros, por la facilidad de bajar la tubería de revestimiento y sobre todo porque representa menos costos tanto para eliminación de recortes como en materia de tubulares y cementos.

### **2.6.2 Perforación direccional**

En el pasado, la perforación direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejados dentro del hoyo, mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio para contrarrestar la presión de fondo en un reventón.

En la actualidad, la perforación de pozos de hidrocarburos ha logrado grandes progresos:

1. Desarrolló nuevas técnicas (muy avanzadas).
2. Diseñó y mejoró herramientas y taladros especiales.

La perforación direccional controlada es la ciencia que se ocupa de la desviación de un hoyo a lo largo de un rumbo planificado, hacia un objetivo subterráneo localizado a una distancia

horizontal dada desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotatoria de un taladro de perforación.

No es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final, mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la mecha para mantener el hoyo recto. Esta verticalidad se ve afectada por factores mecánicos y geológicos.

## **2.7 Velocidad de penetración (ROP)**

La velocidad de penetración es la velocidad a la que avanza una broca verticalmente a través de la roca para profundizar el pozo. También se conoce como tasa de penetración o tasa de perforación y normalmente se mide en pulgadas por minuto o metros por hora, pero a veces se expresa en minutos por pie.

Esta medida se utiliza a menudo como un punto de referencia para medir los cambios en los parámetros o procesos de perforación. Por ejemplo, si fuera a cambiar su matriz central, tomaría en cuenta su tasa de penetración con la vieja broca y la compararía con la tasa que alcanza usando una nueva broca. De la misma manera, si usted fuera a cambiar su velocidad de rotación o la presión de la broca, querría ver cómo esto afecta su ROP.

El mejoramiento de las tasas de penetración tiene un impacto directo en la rentabilidad, ya que esto aumentará la productividad y llevará a la recuperación de una mayor cantidad de núcleo.

Cómo garantizar una mejor penetración es un reto para muchos perforadores, pero hay varios factores que deben ser considerados.

- La configuración correcta de la broca
- La altura correcta de la corona
- El flujo de agua correcto
- La velocidad de rotación y la presión correctas

## **2.8 Tiempo de perforación**

### **2.8.1 Tiempo programado**

Es el tiempo que forma parte de la clasificación inicial asociada a las actividades de perforación de pozos petroleros.

### **2.8.2 Tiempo total**

Es el tiempo de ejecución de las operaciones de perforación. Es la suma de los tiempos productivos y no productivos.

### **2.8.3 Tiempo no productivo**

Cada empresa operadora o que ya bien preste servicios maneja una definición de tiempos no productivos la cual se acopla mejor a sus operaciones, sin embargo, la mejor definición asociada a este término es el tiempo en que no existe un avance en la construcción de un pozo o en el que la tasa de penetración es muy baja. A continuación, se presentan algunas de las razones que provocan NPT y estas son:

- Inestabilidad en el hoyo
- Velocidad de penetración (ROP) bajas en formaciones duras.
- Viaje por cambio de brocas
- Trabajos de cementación (secundaria squeeze)
- Fractura de formación
- Pérdidas de circulación (severas o completas)

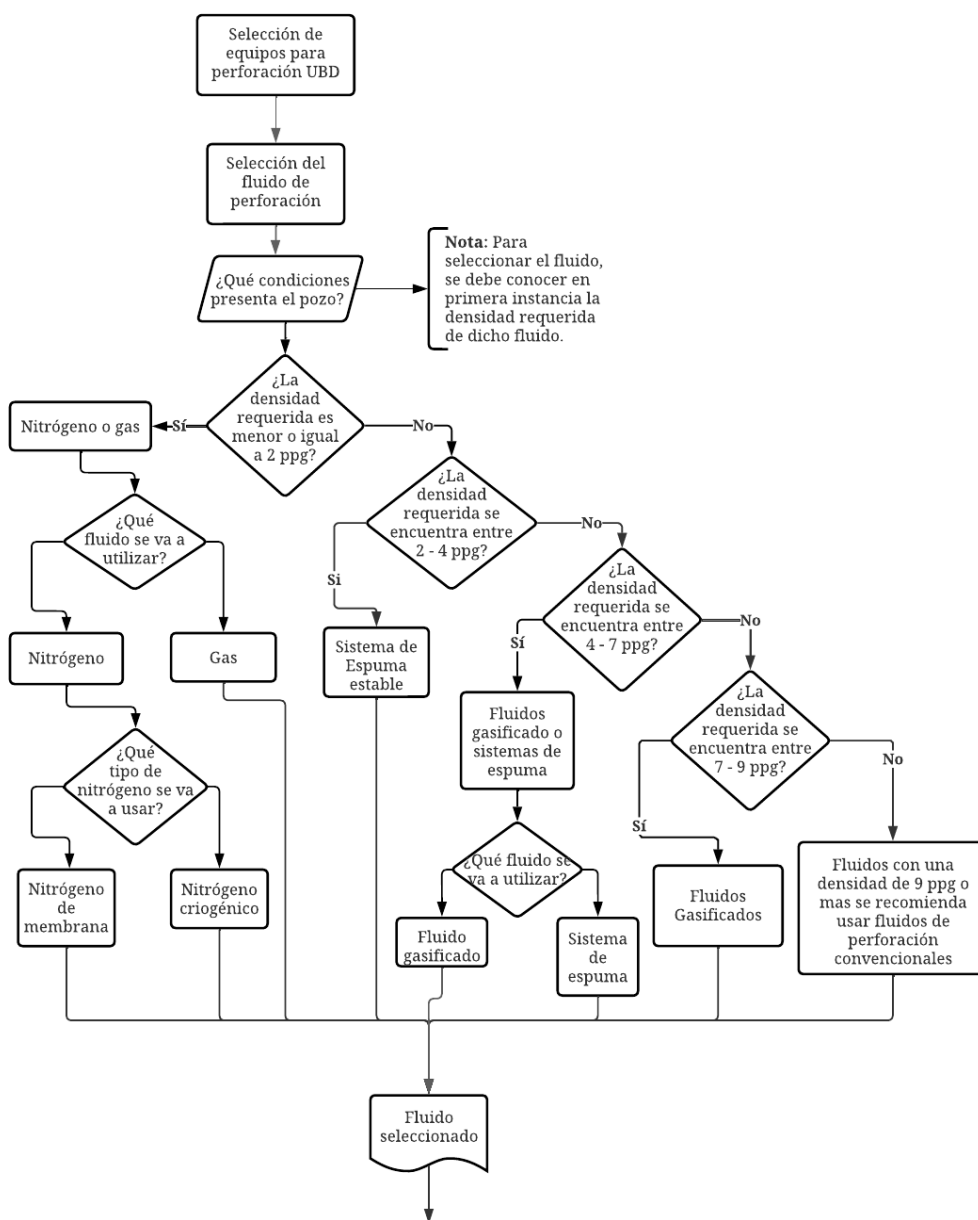
### **2.8.4 Tiempos invisibles**

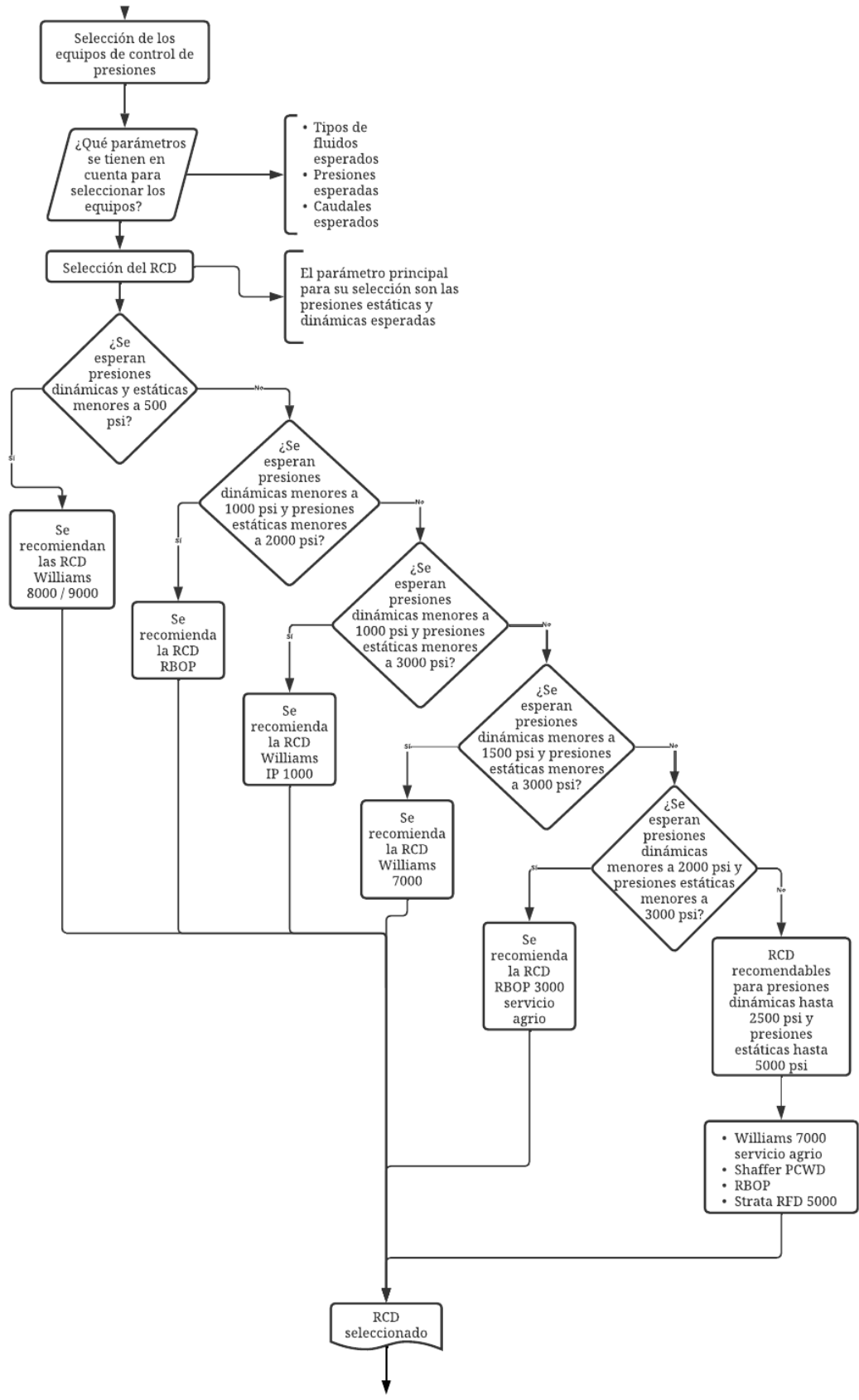
Este tiempo se considera como el 30% del tiempo y del costo de la entrega de un pozo existente, es decir de un pozo construido. Recientemente Shell realizó un estudio (ARAD) el cual es un facilitador altamente significativo para guiar una mejora continua en el rendimiento de la perforación de pozos.

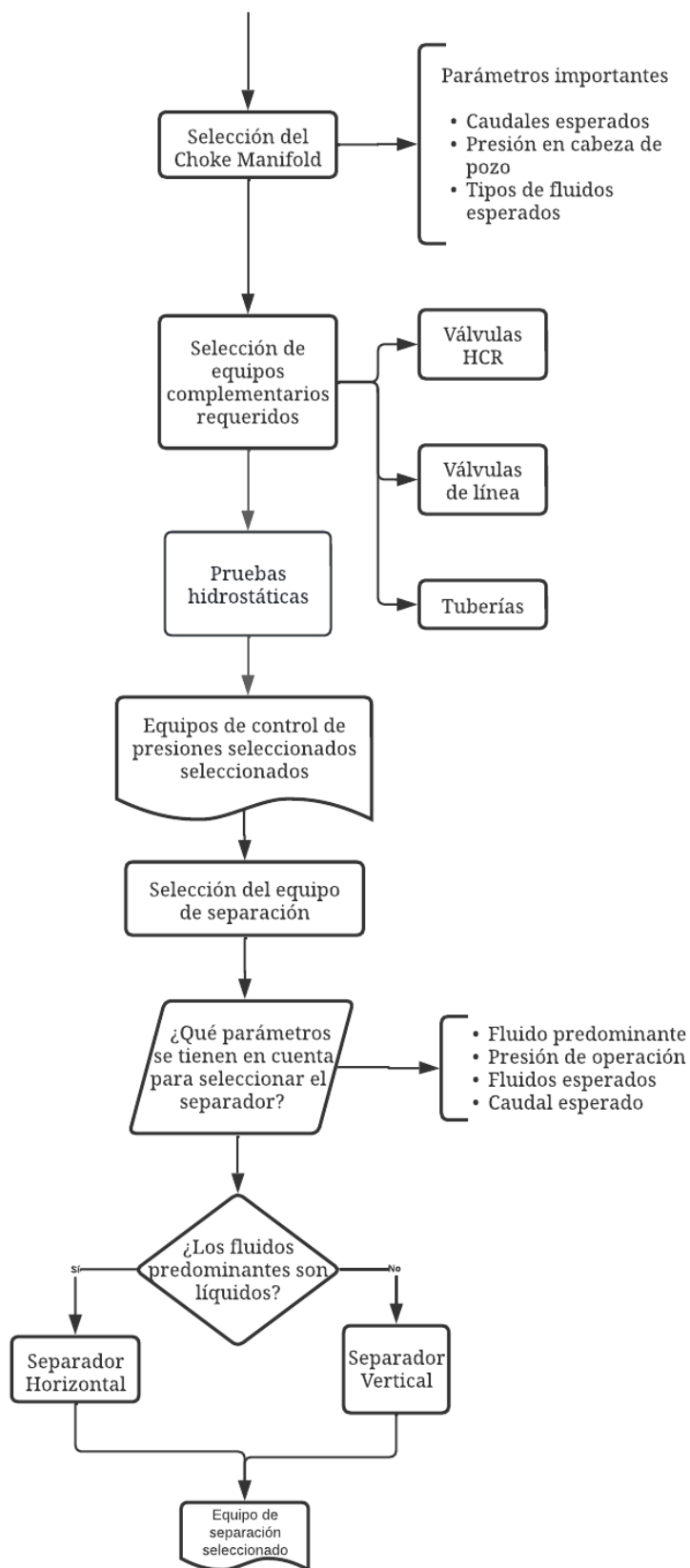
En el desarrollo normal de la construcción de un pozo algunos eventos pueden quedar registrados como operaciones planificadas, esto quiere decir que quedan registrados como operaciones normales, sin embargo, se convertirán en tiempos invisibles.

### 3. Metodología para la planeación de equipos requeridos en la perforación de pozos bajo balance

Para favorecer el desarrollo de un proyecto de perforación bajo balance es importante tener una guía la cual brinde los lineamientos a seguir para su correcta y eficaz ejecución. A continuación, se muestra la metodología para la planeación de selección de equipos para perforación UBD.













### 3.1 Selección del fluido de perforación

Llevar a cabo la selección del fluido de perforación es una tarea bastante compleja en la que para hacerla de forma eficaz se deben tener en cuenta condiciones tales como:

- Características del yacimiento
- Características de los fluidos esperados del pozo
- Compatibilidad del pozo
- Limpieza del pozo
- Corrosión
- Temperatura
- Disponibilidad del fluido de perforación
- Presión requerida de perforación

Estas y otras condiciones se deben tener en cuenta, sin embargo, como la presión de requerida de perforación debe encontrarse por debajo de la presión de poro, para que se lleve a cabo una perforación bajo balance, esta puede ser tomada como el punto de partida en la selección del fluido de perforación.

**Tabla 2***Aplicaciones de los sistemas de fluido en UBD*

Tipo de fluido	Mejora de ROP	Formación de roca dura	Zona de entrada de agua	Perdida de circulación	Capacidad de carga de cortes	Estabilidad del pozo
Aire						
Niebla Espuma Aireado Potencial	Incremento	Incremento	Incremento	Incremento	Incremento	Incremento

*Nota.* En la tabla se muestra de forma resumida las aplicaciones que pueden tener cada uno de los sistemas de fluidos en UBD. Adaptado de Summary of UBD fluid system applications de Al-Darweesh, J., et al., 2022, <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01596-w>

Con base en esto se estableció una forma viable en la que se puede seleccionar el fluido de perforación, teniendo como base el rango de presiones o pesos equivalentes que puede aportar un sistema de fluido de la siguiente manera:

- El primer rango de peso son los menores a 2 ppg, el sistema de fluidos que puede proporcionar es el de gas, como se mencionó en capítulos anteriores hay diferentes gases usados en perforación bajo balance, como lo son el aire, el gas natural y el nitrógeno, los sistemas de gas se ven limitados debido a la presencia de agua en el pozo.

El recomendable el uso del aire, cuando la zona que se va a perforar es roca dura, en la que no se espere aporte de hidrocarburos debido a la generación de atmosferas explosivas además se debe contar con la posibilidad de que se presente corrosión. Por otra parte, se encuentra el gas natural, el cual es recomendado ya que este a diferencia del aire, en pozo evita que haya riesgo de explosión

además de corrosión, sin embargo, esta última se puede presentar cuando hay humedad,  $CO_2$  o  $H_2S$  en el pozo.

El nitrógeno por su parte elimina o reduce en gran medida los problemas relacionados con riesgo de explosión y corrosión, debido a la baja o nula presencia de oxígeno en él, pero cuenta con la desventaja de ser más costoso que los otros gases.

Cuando se utiliza algún tipo de gas ya sea como un sistema propio de gas o forme parte de otros sistemas (niebla, espuma o fluidos aireados) es necesario el uso de equipos como compresores o boosters.

Si el fluido seleccionado es el nitrógeno, se deberá tener en cuenta los siguientes factores para escoger el modo de obtención de este, ya sea nitrógeno de membrana o nitrógeno criogénico, la duración de la operación, la cantidad de fluido requerido, la facilidad de acceso a la locación, el espacio disponible, entre otros.

En caso de seleccionar el nitrógeno de membrana, deberá disponer de un generador de nitrógeno y el espacio requerido para su implementación. Por otra parte, si escoge el nitrógeno criogénico, se debe asegurar principalmente la facilidad para el acceso a la locación de los vehículos que transporten el nitrógeno.

- El segundo rango de peso se encuentra entre 2 ppg a 4 ppg, en este caso será recomendable el uso de un sistema de espuma estable.
- El tercer rango de peso va desde 4 ppg a 7 ppg, para este se recomienda el uso de sistemas de espuma o fluidos aireados. Para seleccionar entre estos dos cual sistema utilizar se podrá usar la tabla 2, donde se puede comprar de forma general las aplicaciones de estos.
- El cuarto rango de peso esta dado entre 7 ppg a 9 ppg, lo recomendable es utilizar sistemas de fluidos gasificados.

- Cuando se requieren pesos mayores a 9, se recomienda el uso de fluidos de perforación convencionales.

## **3.2 Selección de equipos de control de presiones**

### **3.2.1 RCD (Rotating Control Device)**

Para la selección de los equipos de seguridad se deben tener en cuenta ciertos parámetros tales como: tipos de fluidos esperados, presiones y caudales esperados. De igual manera para la selección del RCD es primordial tener en cuenta las presiones de operación, tanto las estáticas, como las dinámicas.

Para dicha selección se tiene en cuenta el “Diagrama para la selección del RCD” mostrado en la figura del primer capítulo.

- Si se esperan presiones dinámicas y estáticas menores a 500 psi se recomienda usar la RCD Williams 8000/9000.
- Si se esperan presiones dinámicas menores a 1000 psi y presiones estáticas menores a 2000 psi se recomienda usar la RCD RBOP.
- Si se esperan presiones dinámicas menores a 1000 psi y presiones estáticas menores a 3000 psi se recomienda usar la RCD Williams IP 1000.
- Si se esperan presiones dinámicas menores a 1500 psi y presiones estáticas menores a 3000 psi se recomienda usar la RCD Williams 7000.
- Si se esperan presiones dinámicas menores a 2000 psi y presiones estáticas menores a 3000 psi se recomienda usar la RCD RBOP 3000 Servicio Agrio.

- Si se esperan presiones dinámicas de hasta 2500 psi y presiones estáticas hasta de 5000 psi se recomienda usar la RCD Williams 700 Servicio Agrio, la RCD Shaffer PCW, la RCD RBOP y la RCD Strata RFD 5000.

**Tabla 3**

*Tabla comparativa de RCD o preventores rotatorios*

Marca	Tipo	Modelo	Presión de Trabajo (psi)		RPM	Rango de presión	Número de elementos
			Estática	Dinámica			
<b>Williams</b>	Cabeza	7100	5000	2500	100	Alta	Doble
<b>Williams</b>	Cabeza	7000	3000	1500	100	Media	Doble
<b>Williams</b>	Cabeza	8000	1000	500	100	Baja	Sencillo
<b>Techcorp-Alpine</b>	Cabeza	3000-tm	3000	2000	200	Media	Doble
<b>Grant</b>	Cabeza	RDH 2500	3000	2500	150	Alta	Doble
<b>Rbop</b>	Preventor	RBOP 1500	2000	1500/1000	100	Media	Sencillo
<b>Shaffer</b>	Preventor	PCWD	5000	2000/3000	200/100	Alta	Sencillo

*Nota.* En la se puede apreciar diferentes modelos de RCD y preventores rotatorios disponibles en el mercado junto con algunos parámetros requeridos para realizar su selección. Adaptada de Tabla comparativa de cabezas o preventores rotatorios de Baquerizo, G., Quijije, D., 2015, <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2477>

### 3.2.3 Choke Manifold

El Choke Manifold también conocido como el conjunto de válvulas encargadas de regular los caudales de fluido que provienen del pozo, actúa en el control de la presión del pozo y del manejo de la dirección del flujo en este. Este equipo de seguridad se diseña bajo diferentes parámetros

como: el tipo de pozo, los valores de presión en cabeza y el caudal del fluido esperado en superficie.

Adicional es necesario tener en cuenta que este equipo debe estar fabricado y diseñado bajo los siguientes estándares:

- NACE MR 0175 - Resistencia de Materiales Metálicos a la fractura por sulfuro de Hidrógeno para Equipos Petroleros.
- API 16C – Estrangulador y Sistemas de Matar
- API 6A – Especificaciones para Equipos de Cabeza de Pozo

### **3.2.4 Selección de los equipos complementarios requeridos**

#### **3.2.4.1 Válvulas HCR**

Para llevar a cabo la selección de estas válvulas hay que tener en cuenta que deben soportar el mismo rango de presiones con el que se seleccionó tanto el RCD como el Choke Manifold, adicionalmente se debe estimar el número de válvulas que se van a utilizar, normalmente se utilizan dos válvulas una a la salida del RCD y otra antes del Choke.

#### **3.2.4.2 Válvulas de línea**

Para la selección de las válvulas se deben tener en cuenta tres aspectos muy importantes:

- Los usos de las válvulas de alta y baja presión
- Cómo usar su Cv (coeficiente de flujo de la válvula) calculado

- Que válvula usar para aplicaciones de líquido o gas

#### PARA APLICACIONES DE GAS:

- Si su presión es más de 300 psi se necesita una válvula de control de alta presión.
- Si es menor de 300 psi se necesita un regulador de baja presión.

#### PARA APLICACIONES DE LÍQUIDOS:

- Si su presión es más de 500 psi se necesita una válvula de control de alta presión
- Si es menor de 500 psi se necesita una válvula de descarga mecánica o neumática

Nota: Al dimensionar la válvula se debe tener en cuenta cual es el coeficiente de flujo de la válvula ya que este es el que determina si es un regulador de baja presión o una válvula de control de alta presión.

#### **3.2.4.3 Tuberías**

Una vez realizado el Rig Visit y reconocimiento del sitio respecto al área y medidas para el posicionamiento de equipos, se procede al alistamiento de la longitud de tubería a utilizar en superficie, teniendo en cuenta la tubería de alta y de baja presión. De acuerdo con la literatura; la tubería de alta presión mayormente utilizada en operaciones de perforación es la conexión unión de golpe 1502 para una presión máxima de 15.000 psi y 602 para presiones máximas de 6000 psi; las anteriores se utilizan comúnmente en diámetros de 2" y 4" respectivamente. Las tuberías de baja presión de mayor utilidad son de 4" con conexiones de serie 200 o tipo brida ANSI 150 – 300.

### **3.2.5 Pruebas hidrostáticas**

Una vez se han seleccionado los equipos de control de presiones se les debe realizar pruebas hidrostáticas, puede ser de manera individual o conjunta y se llevan a cabo en el taller, antes de transportar los equipos a la locación. Estas pruebas consisten en la aplicación de presión hidráulica que aumenta de forma gradual hasta llegar a superar la presión de operación máxima del equipo o sistema. Su objetivo es evaluar la integridad de los equipos, asegurando que sean confiables y seguros.

### **3.3 Selección del equipo de separación**

El sistema de separación debe diseñarse para manejar los fluidos y gases de entrada esperados, de igual manera debe ser capaz de separar el fluido de perforación del flujo de retorno del pozo para que pueda volver a bombear hacia el pozo.

Es necesario un diseño cuidadoso del sistema de separación de la superficie una vez que se conozcan los fluidos del yacimiento. Sin embargo, el sistema de separación debe ser adaptado a condiciones de reservorio y de superficie. Por lo general, el separador es el primer equipo de proceso que recibe el flujo de retorno de un pozo.

Los separadores horizontales y verticales son utilizados en operaciones UBD. Los separadores verticales son más eficaces cuando en los retornos de flujo predominan los gases, mientras que los separadores horizontales tienen una mayor eficiencia con el tratamiento de líquidos.

Por lo general, un separador debe tener las siguientes capacidades:

- Retirar la mayor parte de los líquidos de los gases.
- Retirar la mayor parte de los sólidos del líquido.
- Separar el aceite del agua.

- Tener la capacidad suficiente para manejar el repentino aumento de flujo de líquido del pozo.
- Reducir la turbulencia que se pueda presentar en el cuerpo principal del separador de tal manera que un asentamiento adecuado pueda llevarse a cabo.

#### **4. Planeación y diseño de la configuración de equipos requeridos en la perforación bajo balance del pozo de estudio**

En la figura del estado mecánico (Figura 7) se puede apreciar que el pozo de estudio se perforó en tres secciones, la sección de interés es la tercera, en la cual se perfora la fase 8 ½” que va desde 9112 ft a 9805 ft en MD, las fases anteriores a esta se desarrollaron usando perforación convencional. En esta fase se utilizó un fluido gasificado con nitrógeno, debido a que se presentó una ventana de operación estrecha, que presenta una presión de formación en ECD de 7.8 ppg.

##### **4.1 Perforación fase 8 ½” (9112 ft - 9805 ft)**

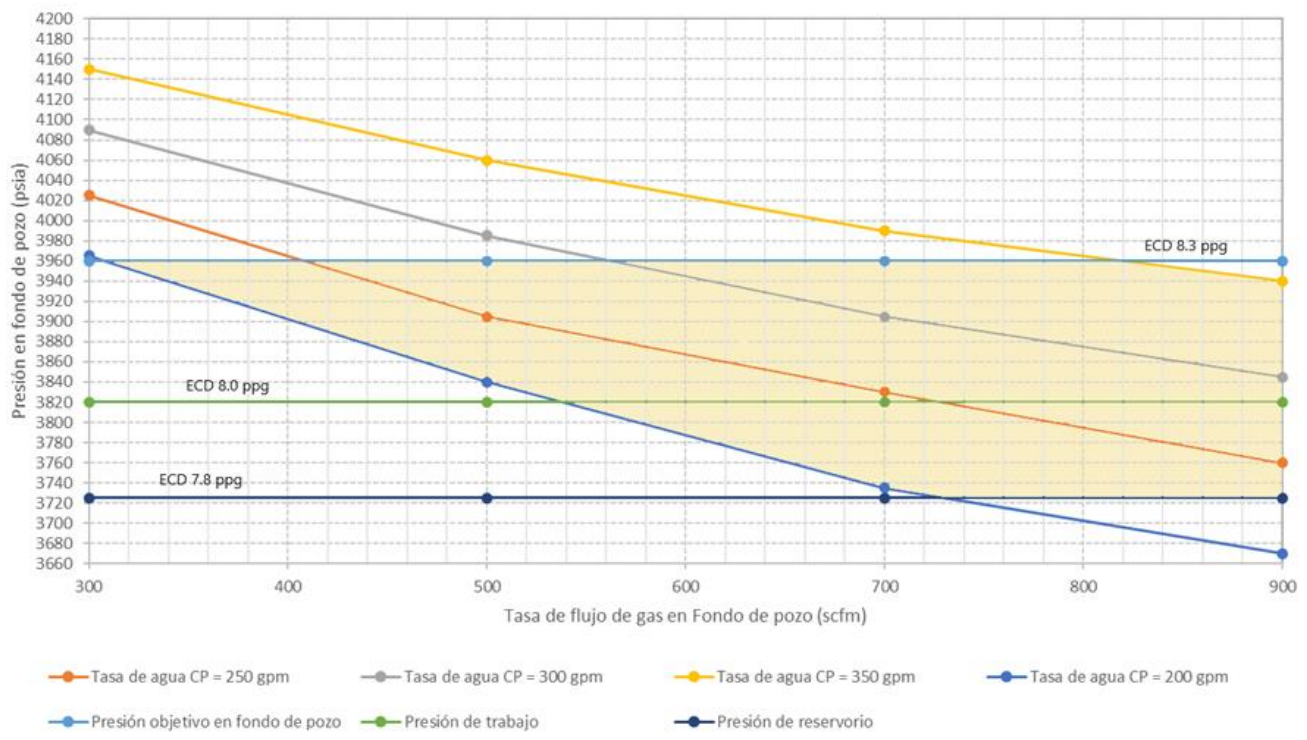
Se implementa un sistema de perforación con fluido bifásico, el cual es la opción más adecuada para ser usada en formaciones con alto potencial de pérdidas por fracturas naturales y presiones de formación bajas, en las cuales se inducen pérdidas por la diferencia entre la presión de formación y el sobre balance en condiciones de fluidos convencionales.

La opción que se presenta para perforar la sección de 8 ½” en el pozo de estudio, es la utilización de un fluido nitrogenado en condición cercana al balance, en una relación de inyección de nitrógeno y lodo de 700 scfm y 250 gpm respectivamente manteniendo una ROP cercana a 35 ft/h con el fin de asegurar una ECD de 8 ppg. Se perforó en una condición cercana al balance debido a que realizar la perforación en condiciones de bajo balance representaba un costo significativamente mayor debido al requerimiento adicional de nitrógeno. La homogeneización del fluido con nitrógeno comprimido es usada para bajar el peso de la columna de fluido sobre la formación y de esta forma perforar de manera segura la formación C.

### 4.2 Ventana operativa

Figura 6

Ventana Operativa

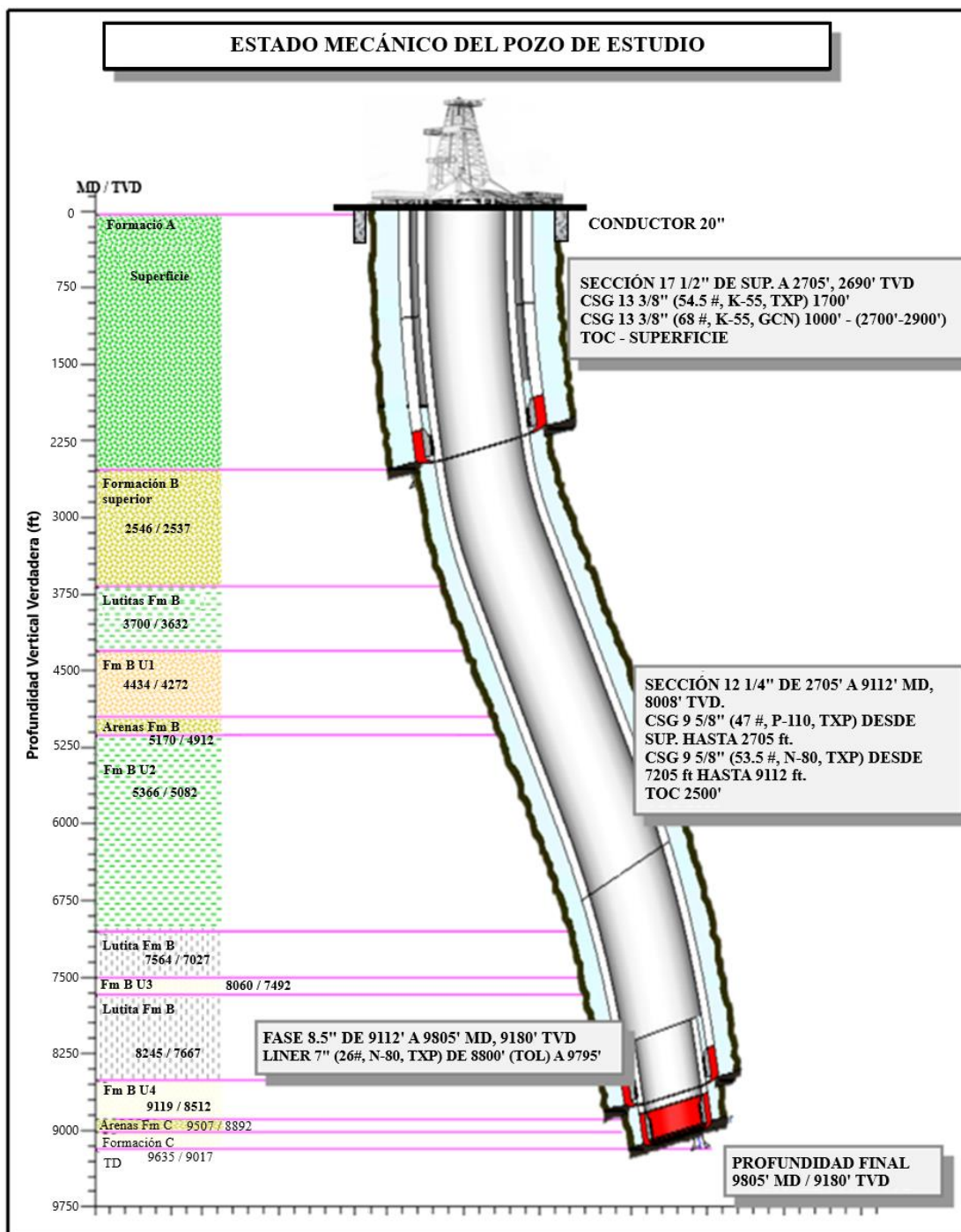


Nota. En la figura se muestra la ventana operativa estimada para la fase 8 ½”.

### 4.3 Estado mecánico

Figura 7

Estado mecánico del pozo de estudio



#### 4.4 Consideraciones para la implementación de un Sistema bifásico

Para la prueba de esta sección con fluido nitrogenado algunas consideraciones deben ser tenidas en cuenta, como son:

**Inestabilidad del Pozo:** La incertidumbre en el tren de presiones podría representar un riesgo operativo.

**BHA:** Para pasar el BHA a través de la cabeza rotatoria es necesario que el Bearing Assembly (que es el componente que aloja la goma de sello) no esté instalado y previo al inicio de la perforación antes de que la broca llegue al zapato, se debe instalar el Bearing Assembly.

#### 4.5 Tipos de conexiones con fluidos aireados o N<sub>2</sub>

##### 4.5.1 Conexión húmeda

Proceso de hacer conexiones cuando se perfora con lodos aireados o nitrogenados en el cual el suministro de aire o nitrógeno se corta primero y se deja la bomba de lodo prendida para desplazar con lodo parcial o completamente la capacidad de la sarta.

##### 4.5.2 Conexión seca

Proceso de hacer conexiones cuando se perfora con lodos aireados o nitrogenados, en el cual el suministro de lodo se corta primero y se deja la inyección de aire para desplazar con aire parcial o completamente la capacidad de la sarta. Para realizar este tipo de conexiones se requiere

de adicionar una línea en tubería hasta el separador gas lodo de MPD, adicionalmente se incrementa el consumo de N2 criogénico debido al desplazamiento del lodo hasta la válvula NRV.

Para la perforación de la sección de 8 ½” se realizaron conexiones secas. La tabla 4 muestra los tiempos por cada conexión bajo los parámetros de inyección de nitrógeno y presión de bomba relacionados.

**Tabla 4**

*Tiempos de conexión sección 8 ½”*

Profundidad Conexión (ft)	Longitud a NRV (ft)	Presión en la Tubería - SPP (psi)	Q N2 (scfm)	Tiempo de Desplazamiento (min)
9207	91	700	700	1
9297	182	700	700	2
9387	273	700	700	3
9477	364	700	700	4
9567	455	700	700	5
9657	546	700	700	5
9747	637	700	700	6

#### 4.6 Estimación del consumo de nitrógeno criogénico

Suponiendo una tasa de inyección promedio de 700 scfm, una velocidad de perforación de 35 pies/h, el viaje corto al zapato, el posterior viaje de acondicionamiento y la bajada del Liner, el consumo de criogénico será de alrededor de 21,395 galones (41 horas); se consideró un 25% de nitrógeno adicional debido a las pérdidas de volumen, el enfriamiento del equipo y el proceso de homogeneización, es decir se considera nitrógeno para un tiempo de operación de N2 de 50 horas.

**Tabla 5***Consumo de Nitrógeno Criogénico*

Proceso	Tasa de Flujo (scfm)	Tiempo (min)	Total (scf)	Volumen Nitrógeno Criogénico (gal)
<b>Perforación</b>				
Homogeneización	700	180	126000	1353
Perforación 35 ft/h	700	1200	840000	9023
<b>Viaje Corto</b>				
Circulación (3 fondos)	700	120	84000	902
Circulación en zapato	700	110	77000	827
Circulación en fondo	700	120	84000	902
<b>Viaje Acondicionamiento</b>				
Homogeneización	450	180	81000	870
Viaje a fondo a 10 ft/min	700	75	52500	564
Circulación (3 fondos)	700	120	84000	902
<b>Bajada Liner</b>				
Homogeneización	450	180	81000	870
Circulación (3 fondos)	700	120	84000	902
			Total	17116
			25% Adic.	21395

*Nota.* En la tabla se establece la cantidad de nitrógeno criogénico requerida para la operación. Se utilizaron 2 tanques de 9000 galones y uno de 5000 galones de nitrógeno criogénico.

#### 4.7 Equipos seleccionados para la operación

A continuación, se presentan los equipos principales que conforman el sistema MPD a ser utilizado en el pozo de estudio.

## **4.7.1 Equipos de control de presiones**

### **4.7.1.1 Selección del RCD y equipos adicionales**

#### **4.7.1.1.1 Cabezal rotativo Williams RCD 7000 – 13 5/8” 5K psi**

Equipo utilizado sobre el preventor anular para proporcionar sello alrededor de la tubería de perforación utilizando un bearing assembly, con el fin de mantener el sistema de presión cerrado y desviar el retorno de fluidos hacia el Estrangulador de MPD semiautomático.

- Cabezal diseñado para perforar con Drill Pipe 5 ½”.
- Capacidad de presión de 1500 psi en condición dinámica, 3000 psi en condición estática y de 5000 psi en condición estática con tapón de prueba
- Diámetro interno de 13 5/8” al igual que la preventora.
- El perfil interno contiene un seguro hidráulico diseñado para recibir, retener y liberar el ensamble de rodamientos (Bearing assembly) con clamp. Salida lateral de 7 1/16” para desviar el flujo hacia el Flow line o choque MPD.
- El cuerpo tiene una Brida de Salida Pernada de 2 1/16” 5,000 psi y una Brida de Salida de 7 1/16” 5K lateral.

**Figura 8***Cabeza Rotativa Williams RCD 7000*

Modelo: Williams 7000

1. Presión dinámica - 1500 psi
2. Presión estática - 2000 psi



**RCD**

*Nota.* Cabeza rotativa utilizada en la perforación. Adaptado de Various Williams Rotating Diverters de Introduction to underbalanced Drilling, Weatherford. (2006)

**4.7.1.1.2 Bearing assembly R1**

Conjunto de sellos y rodamientos que es instalado dentro de la Cabeza Rotativa RCD para brindar sello alrededor de la tubería de perforación y desviar el flujo que retorna del espacio anular hacia la brida lateral. Está compuesto por dos sellos, uno externo instalado en la parte inferior y otro interno de back up en la parte superior. Tiene una unidad con aceite hidráulico para lubricación y refrigerante.

#### 4.7.1.1.3 Starter mandrel

Se usa para insertar fácilmente el BART (Bearing Assembly Running Tool) a través de los cauchos del bearing assembly, el BART es una herramienta que se utiliza para realizar la instalación dentro del RCD. Protege a los cauchos de posible daño causado por las roscas en el fondo de la conexión del BART.

#### Figura 9

*Starter Mandrel usado con el BART.*



*Nota.* Representación gráfica del Starter Mandrel utilizado.

#### 4.7.1.1.4 Campana de viaje

Se utiliza cuando no se tiene el bearing assembly instalado. Protege el perfil interno del cuerpo de la Cabeza RCD de daño físico que pueda ser causado por viajar en los ensamblajes de fondo o al perforar y viajar. Evita una acumulación de lodos y cortes en el perfil de recepción del Cuerpo del 7000.

**Figura 10**

*Campana de viaje*



*Nota.* Representación gráfica de la campana de viaje utilizada mientras no se ha instalado el bearing assembly.

**4.7.1.2 Selección del estrangulador T3 (Manifold)**

Ensamble con Estranguladores para Servicio Extremo para operaciones de perforación con control de presión en superficie, permitiendo el manejo adecuado de la contrapresión en el espacio anular. Es ideal para utilizarse en secciones donde un sistema de manejo dinámico de presiones es requerido para el control primario de pozos.

**Figura 11***Manifold T3*

*Nota.* Manifold utilizado durante la operación.

**4.7.1.2.1 Aplicaciones:**

- Operaciones de MPD con fluido monofásico o bifásico.
- Operaciones de UBD con fluido monofásico o bifásico.
- Operaciones que requieren control de presión y descarga controlada de fluidos.

**4.7.1.2.2 Características:**

- El sistema cuenta con dos estranguladores hidráulicos ajustables que permiten regular las condiciones de presión o flujo dependiendo del requerimiento. Un estrangulador hidráulico para operación principal y otro de respaldo que puede ser utilizado para no detener la operación durante el mantenimiento o reemplazo del estrangulador principal.
- Los estranguladores son de diseño de compuerta y asiento de vanguardia, los cuales reducen en gran medida el desgaste en situaciones de flujo extremadamente hostil. El

bonete del actuador es de desconexión rápida permitiendo cambios rápidos y fáciles de los internos en contacto con los fluidos.

- La compuerta y el asiento son fabricados en carburo de tungsteno sólido (micrograin) al igual que la camisa en el carrete de salida del estrangulador para evitar desgaste excesivo por erosión o turbulencia.

#### 4.7.1.2.3 Equipo diseñado y fabricado bajo estándares:

- NACE MR 0175 - Resistencia de Materiales Metálicos a la fractura por sulfuro de Hidrógeno para Equipos Petroleros.
- API 16C – Estrangulador y Sistemas de Matar
- API 6A – Especificaciones para Equipos de Cabeza de Pozo

**Tabla 6**

#### *Especificaciones del Manifold*

Presión máxima de Operación	5000 psi
Temperatura de Operación	-20 °F a 250 °F
Válvulas	Tipo compuerta 7 1/16" 5k (1), 4 1/16" 5k (4)
Estranguladores	(2) Hidráulico para 5000 psi. Tamaño nominal 4 1/16", apertura máxima 3"
Bloque de entrada	7 1/16" 5000 psi, línea central
Consola Hidráulica	Operada neumáticamente, presión de aire requerida 120 psi. Presión hidráulica 1500 psi. Incorpora indicador de apertura, contador de emboladas, indicador de presión neumática, indicador de presión hidráulica.
Vías de flujo	A través uno o dos brazos con estrangulador a través de línea principal.
Peso	8000 kg

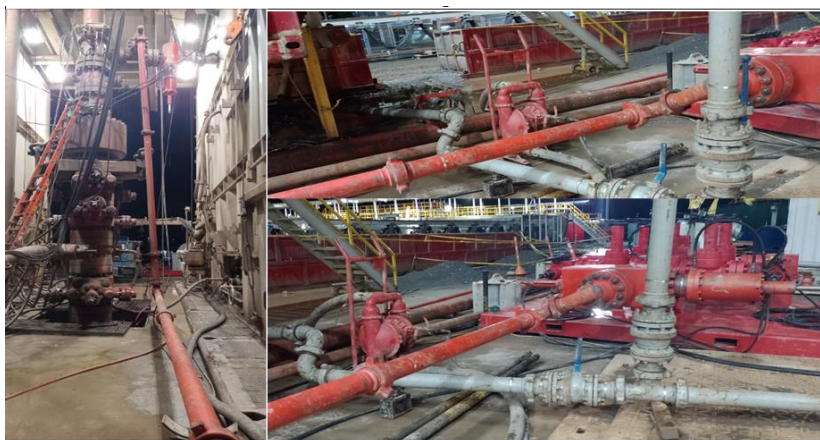
### 4.7.1.3 Selección de equipos complementarios

#### 4.7.1.3.1 Tubería rígida 4"

Se selecciona tubería rígida de 4" para llevar a cabo la conexión entre la Cabeza Rotativa y el choque automático.

#### Figura 12

*Tubería rígida 4"*



#### 4.7.1.3.2 Válvulas HCR 7 1/16" 5K

El equipo de superficie consta de 2 válvulas tipo HCR de 7-1/16" 5K. Una va instalada a la salida de la RCD y la otra a la entrada del choque. Las dos válvulas son operadas hidráulicamente a través de la consola.

**Figura 13***Válvulas HCR*

*Nota.* Válvulas HCR instaladas a la salida de la RCD y a la entrada del choque.

Las válvulas HCR utilizadas son de tipo compuerta, con un tipo de conexión bridada 4 1/8” 5K, cuenta con una presión de trabajo de 5000 psi y una temperatura de operación de -75°F a +250°F.

**4.7.2 Equipo de separación**

Debido a que la perforación se llevó a cabo en condición cerca al balance, no se espera aporte de fluidos por parte de la formación, por lo cual se estableció que el lodo proveniente del pozo se lleva directamente a las zarandas, sin embargo, en caso de presentarse una contingencia se espera aporte de gas, por esta razón se utiliza un separador vertical.

### 4.7.3 Equipo inyección de nitrógeno criogénico

El equipo de inyección de nitrógeno criogénico seleccionado para la operación presenta un flujo mínimo de 250 scfm y un flujo máximo de 3000 scfm, cuenta con una presión de trabajo máxima de 15K psi y tiene una capacidad de tanque de 2700 gal a 95%.

#### Figura 14

*Equipo de inyección de Nitrógeno Criogénico utilizado*



*Nota.* En la imagen se muestra tanto el equipo para inyección del nitrógeno criogénico como el medio para su transporte.

Tabla 7

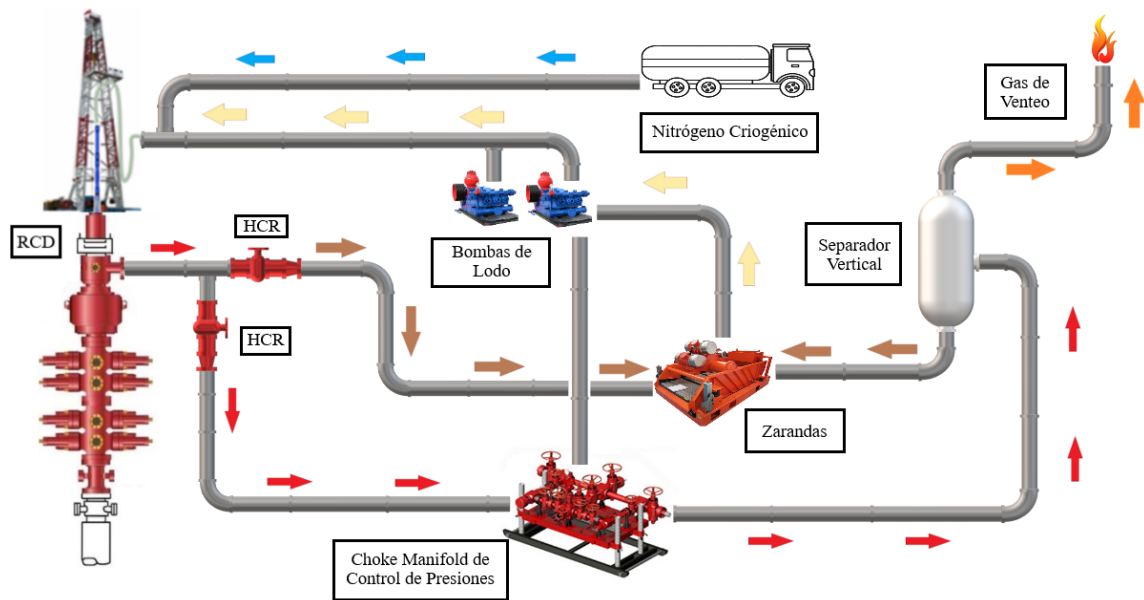
*Resumen de los equipos seleccionados para la operación*

<b>Equipos seleccionados para la perforación de la fase 8 1/2" (9112 ft - 9805 ft)</b>		
<b>Fluido de perforación Seleccionado</b>	Fluido nitrogenado	Relación de inyección de nitrógeno y lodo de 700 scfm y 250 gpm respectivamente manteniendo una ROP cercana a 35 ft/h con el fin de asegurar una ECD de 8 ppg.
<b>Equipos de control de presiones</b>		
* RCD y equipos adicionales	Cabezal rotativo Williams RCD 7000	Cabezal diseñado para perforar con Drill Pipe 5 1/2". Capacidad de presión de 1500 psi en condición dinámica, 3000 psi en condición estática. Diámetro interno de 13 5/8".
	Bearing assembly	Equipo ubicado dentro del RCD que brinda sello alrededor de la tubería de perforación y desvía el flujo que retorna del espacio anular.
	Starter mandrel	Se usa para realizar la instalación del BART
	Campana de viaje	Se usa cuando no se tiene el Bearing assembly instalado, protege el perfil interno del cuerpo del RCD y evita una acumulación de lodos y cortes.
* <b>Choke Manifold</b>	Estrangulador T3	Presión de operación máxima de 5000 psi. Temperatura de operación de -20 °F a 250 °F. Válvulas de tipo compuerta 7 1/16" 5k (1), 4 1/16" 5k (4).
* <b>Equipos complementarios</b>	Tubería	Tubería rígida de 4".
	Válvulas HCR	2 válvulas tipo HCR de 7-1/16" 5k, instaladas a la salida del RCD y la entrada del choke manifold. Presión de trabajo 5000 psi. Temperatura de operación de -75°F a +250°F.
<b>Equipo de separación</b>	Separador vertical	Seleccionado para la separación de gases provenientes del pozo.
<b>Equipo de inyección del gas</b>	Equipo de inyección de nitrógeno criogénico	Flujo mínimo de 250 scfm. Flujo máximo de 3000 scfm. Presión de operación máxima de 15000 psi. Capacidad del tanque de 2700 gal a 95%.

#### 4.8 Distribución de los equipos en la locación para la sección de 8 ½”

Figura 15

*Distribución de equipos en superficie*



## 5. Conclusiones

La perforación bajo balance es una tecnología de gran eficiencia que a su vez no puede ser aplicable a todo tipo de yacimiento o pozo, ya que se deben tener en cuenta las condiciones que limitan su efectividad, tales como: el tipo de formación, las características que presenta el yacimiento, los costos que conlleva la operación, entre otros.

Se estableció que para llevar a cabo la selección de los equipos requeridos para perforación UBD, es necesario definir en primera medida el fluido de perforación a utilizar basándose en la ventana de operación como punto de partida. Una vez seleccionado el fluido de perforación se procede a seleccionar los equipos de control de presiones y separación, los cuales deben tener en cuenta condiciones tales como las presiones estimadas, los fluidos y los caudales esperados en superficie.

Se desarrolló una metodología que muestra el camino a seguir durante la selección de equipos para perforación bajo balance, en la que se establece una estructura clara con el fin de mostrar un paso a paso para facilitar el desarrollo eficaz y seguro de esta técnica en campos donde se presenten las condiciones adecuadas.

En el pozo de estudio se estableció que, aunque la perforación en condiciones de bajo balance es factible, se planea perforar en condiciones cercanas al balance, el cual usa los mismos equipos y fluidos de perforación similares, esto se debe principalmente a un aumento significativo en el costo de aplicación al requerir un uso mayor de nitrógeno para alcanzar una ECD menor a 7.8 ppg correspondiente a la presión de poro de la formación.

## **6. Recomendaciones**

Se recomienda ampliar la investigación sobre el uso, aplicación y características de los fluidos de perforación utilizados para la perforación UBD y MPD en Colombia.

Analizar las condiciones de campos maduros en Colombia donde se encuentren ventanas de lodos estrechas para evaluar las condiciones técnicas y económicas de la aplicación de las técnicas de perforación UBD Y MPD, que contribuyan a prolongar la vida productiva de dichos campos.

Evaluar la factibilidad de aplicación en Colombia de la técnica UBD para la perforación de pozos geotérmicos dentro los futuros proyectos como fuente renovable de energía para la transición energética, que ha dado buenos resultados en otras partes del mundo.

### Referencias bibliográficas

- Al-Darweesh, J., Aljawad, M.S., Al-Ramadan, M. *et al.* Review of underbalanced drilling techniques highlighting the advancement of foamed drilling fluids. *J Petrol Explor Prod Technol* 13, 929–958 (2023). <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01596-w>
- Alsiyabi, K., Al-Aamri, M., & Siddiqui, N. (2019). Effective Geomechanic Approach for Wellbore Stability Analysis. 10.2118/194922-MS.
- Ayala, D., & Torres, H. (2016). ANALISIS TECNICO ECONOMICO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT) EN LAS OPERACIONES DE PERFORACION DEL CAMPO OSO [Escuela Politécnica Nacional ]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14092>
- Baquerizo, G. & Quijije, D. (2015). Estudio de la perforación de pozos en campos maduros utilizando lodo bajo balance para determinar costos. . [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2477>.
- Bernal, S. (2014). CRITERIOS PARA EL CÁLCULO, SELECCIÓN Y DISEÑO DE TUBERÍAS PARA PLANTAS PETROQUÍMICAS. [ESCUELA COLOMBIANA DE CARRERAS INDUSTRIALES].  
<https://repositorio.ecci.edu.co/bitstream/handle/001/2000/Trabajo%20de%20grado.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- Castro, P., & Castro M. (2017). *EVALUACION TECNICA-FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE LA VIDA UTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACION DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR XI DEL CAMPO CORCEL* [Fundacion Universitaria De America ].  
<https://hdl.handle.net/20.500.11839/6460>
- Cleves, C., & Peña, M. (2013). MANUAL DE INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD) Y A LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD). [UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA].  
<https://repositoriousco.co/bitstream/123456789/2317/1/TH%20IP%200234.pdf>.
- Ecd.* (s/f). Slb.com. Recuperado el 29 de marzo de 2024, de <https://glossary.slb.com/terms/e/ecd>
- Forero Marcelo, J.N. . (2008). IMPLEMENTACION DE LA FILOSOFIA “LEAN CONSTRUCTION” PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOCACIONES EN LA

- EXPLOTACIÓN DE POZOS PETROLEROS. . [Universidad de los Andes].  
<https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/a49145c6-7713-4bfc-b9f4-1e2616b7a30d/content>.
- García, L. (2005). *"Perforacion bajo balance : equipo y tecnicas"*. (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, UNAM. Recuperado de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3537972>
- Haen, J. (2018). *COMPORTAMIENTO DEL NITROGENO LIQUIDO-GAS Y SUS CONDICIONES OPERATIVAS PARA EL DISEÑO DE UNA CAMARA CRIOGENICA*. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Hernández, A., Martínez, I., & Mijares, S. (2019). *CASO PRACTICO DE PERFORACION BAJO BALANCE*. Instituto Politecnico Nacional .
- Hoque, A. (2017, octubre 4). *Perforación bajo balance*. Oil and Gas Drilling Glossary - Iadcllexicon.org. <https://iadcllexicon.org/perforacion-bajo-balance/>
- Lozano Salazar, V., Rivas Hoyos, D., Loza, J., Suárez, D., & Calderón, Z. (2011). *METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A PERFORAR EN CONDICIONES DE BAJO BALANCE. APLICACIÓN AL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A*. Revista Fuentes, El reventón energético, 9(2). Recuperado a partir de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2615>
- Medina, E., Espinoza, E., Ramirez, M., & Sandoval, F. (2013). *IMPLEMENTACION DE LA PERFORACION BAJO BALANCE EN EL CAMPO GEOTERMICO DE LOS AZUFRES, MICH. GEOTERMIA*, , 27(01).
- Nas, S. (2006). *Introduction to Underbalanced Drilling*. Weatherford
- Ortiz, A., & Arias, M. (2007). *MANUAL TECNICO DE PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA UNA PERFORACIÓN BAJO BALANCE*. [UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA].  
<https://repositoriousco.co/bitstream/123456789/2138/1/TH%20IP%200027.pdf>.
- Rabia, H. (2002) *Well Engineering & Construction*. Entrac Consulting Limited, London.
- Raza, S., & Lashari, S. (2015). *Application of Underbalanced Drilling in Conventional Reservoirs and is Prospects*. Paper presented at the SPE/PAPG Pakistan section Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, November 2015. Doi: <https://doi.org/10.2118/181126-MS>

- Rehm, B., Haghshenas, A., Paknejad, A., Al-Yami, A., Hughes, J., & Schubert, J. (2012). Underbalanced Drilling: Limits and Extremes. Gulf Publishing Company. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-15513-4>
- Santamaría, C. (2015). "Aplicación de la perforación bajo balance con tubería flexible en el sur de Texas". (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, México. Recuperado de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/109511>
- Sepúlveda, O. (2010). Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el campo Colorado.
- Sehsa, O., Iturrios, C., Mahmood, A., y Kadadha, A. (2020). Historical Performance Analysis and Upcoming Development of Rotating Control Devices in the Kingdom of Saudi Arabia. One Petro. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20238-MS>
- Sierra, M., & Salazar, G. (1999). PRINCIPALES TIPOS DE LODOS EMPLEADOS EN LA PERFORACION DE POZOS DE GAS, ACEITE O AGUA. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, 13, (6).
- Vieira, P., Larroque, F., Al-Saleh, A. M., Ismael, H., Qutob, H. H., & Chopty, J. R. (2007). The Successful Application of Underbalanced Drilling Technology for Reservoir Evaluation and Drilling Performance Improvement in Kuwait. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. doi:10.2118/106680-ms