



**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN UNDER  
BALANCE APLICADA AL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**CARLOS AUGUSTO AFANADOR PINZÓN**

**LUIS EDUARDO DELGADO GONZALEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**



**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN UNDER  
BALANCE APLICADA AL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**CARLOS AUGUSTO AFANADOR PINZÓN  
LUIS EDUARDO DELGADO GONZALEZ**

Trabajo de Investigación presentado como requisito parcial para optar al  
título de Ingeniero de Petróleos.

**Director**

**MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## CONTENIDO

<b>1. Introducción.</b>	14
<b>1.1 Reseña Histórica.</b>	15
<b>2. Marco Teórico.</b>	18
<b>1.2 En Que Consiste La Perforación <i>Under Balance</i>.</b>	18
<b>1.3 Ventajas Y Desventajas De La Perforación <i>Under Balance</i>.</b>	20
<b>1.4 Tipos De Fluidos Utilizados En La Perforación <i>Under Balance</i>.</b>	21
<b>1.4.1 Sistemas De Fluidos Aireados O Gasificados( Dos Fases ).</b>	23
<b>1.4.2 Perforación Con Aire – Gas Seco.</b>	23
<b>1.4.3 Perforación Con Niebla.</b>	25
<b>1.4.4 Sistemas Aireados O Gasificados (Dos Fases).</b>	26
<b>1.4.5 Perforacion Con Espuma Estable.</b>	26
<b>2.3.5.1 Espuma.</b>	28
<b>2.3.5.2 Forma De La Burbuja.</b>	29
<b>2.3.5.3 Calidad Y Textura.</b>	30
<b>2.3.5.4 Rompeduras.</b>	31
<b>2.3.5.5 Agentes Espumantes.</b>	33
<b>2.3.5.6 Antiespumante.</b>	35
<b>2.3.5.7 Limpieza De Hueco.</b>	37
<b>2.3.5.8 Reología.</b>	38
<b>2.3.5.9 Transporte De Cortes.</b>	42

2.3.5.10	El Eficiente Transporte De Cortes Podría Incrementarse Como El Movimientos De Cortes UPHOLE.	43
2.3.5.11	Generados De Espuma.	44
2.3.5.12	Sistema De Retorno.	46
2.3.5.13	El Agente Espumante.	47
2.3.5.14	Otros Aditivos	48
2.3.5.15	Antiespumantes Químicos	50
2.3.5.16	Antiespumantes Mecánicos	51
2.3.5.17	Antiespumantes Químicos Y Mecánicos Combinados	51
2.3.5.18	Reciclado	52
2.3.5.19	Procedimientos Operativos	52
2.3.5.20	Presión Del Standpipe	53
2.3.5.21	Calidad De Espuma	54
2.3.5.22	Influjo De Gas	55
2.3.5.23	Influjo De Líquido	56
1.5	Parámetros Básicos Para La Implementación De La Perforación <i>Under Balance</i>	59
2.4.1	Requisitos De Presión De Fondo Del Pozo	61
2.4.2	Factor De Permeabilidad	61
2.4.3	Factor Porosidad	62
2.4.4	Espesor De La Formación	62
1.6	Problemas Mas Comunes En La Perforación <i>Under Balance</i>	63
2.5.1	Problemas Técnicos	63
2.5.1.1	Estabilidad De La Pared Del Pozo	64

2.5.1.2	Influjo De Agua	64
2.5.1.3	Equipos De Perforación Direccional	65
2.5.1.4	Yacimientos Inapropiados	65
2.5.1.5	Equipos De Superficie	66
1.7	MPD- Managed Pressure Drilling	69
2.	Descripción Del Campo Escuela Colorado	69
2.1	Ubicación Geográfica Del Campo Escuela Colorado	70
2.2	Parámetros Básicos Del Campo Escuela Colorado	72
2.2.1	RE-CRETÁCEO Formación Girón (Jurásico)	74
2.2.2	Cretáceo	74
2.2.2.1	Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)	74
2.2.2.2	Formación Rosablanca (Hauteriviano)	75
2.2.2.3	Formación Paja (Barremiano - Aptiano Temprano)	75
2.2.2.4	Formación Tablazo (Aptiano Tardío – Albiano)	76
2.2.2.5	Formación Simití (Albiano Temprano - Albiano Medio)	76
2.2.2.6	Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)	77
2.2.2.7	Formación Umir (Campaniano A Maestrichtiano – Daniano)	77
2.2.3	TERCIARIO	78
2.2.3.1	Formación Lisama (Paleoceno)	79
2.2.3.2	Formación La Paz (Eoceno Medio)	79
2.2.3.3	Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío)	79

2.2.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior)	80
2.2.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior A Mioceno Medio)	80
2.2.3.6 Formación Real (Mioceno Medio – Mioceno Superior)	83
2.3 Historia De Perforación Del Campo Escuela Colorado	84
2.4 Parámetros Básicos Del Campo Escuela Colorado	87
2.5 Problemas Más Frecuentes Del Campo Escuela Colorado	89
3. Aplicación Campo Escuela Colorado	94
3.1 Criterio De Selección De Los Fluidos A Utilizar En La Perforación Underbalance En El Campo Escuela Colorado.	96
3.2 Diseño Básico De La Perforación Under Balance En El Campo Escuela Colorado.	100
3.2.1 Ventana Operativa	105
3.2.2 Transporte De Cortes	108
3.2.3 Programa Operacional	109
3.2.4 Equipos Necesarios Para La Perforación UBD/MPD.	118
4. Análisis Económico De Proyectos De Inversión	118
4.1 Inversión Neta O Inicial	119
4.2 Flujo De Efectivo	121
4.3 Costos	121
4.3.1 Según El Área Donde Se Consumen	122
4.3.2 Según Su Identificación	123

4.3.3	Según Control Que Se Tiene Sobre Su Consumo	123
4.3.4	Según Su Importancia En La Toma De Decisiones	123
4.3.5	Según Su Comportamiento	127
5.4	Impuestos	128
5.5	Depreciación	130
5.5.1	Métodos De Depreciación	132
5.6	Amortización	133
5.7	Evaluación De La Conveniencia Del Proyecto	134
5.7.1	Valor Presente Neto (Vpn)	136
5.7.2	Tasa De Rendimiento Económico	137
5.7.2.1	Tasa Interna De Retorno (TIR)	138
5.7.2.2	Tasa Promedio De Retorno (TPR)	139
5.7.3	Tiempo De La Recuperación De La Inversión O PAYBACK TIME	140
5.7.3.1	Tiempo De Recuperación Simple O <i>Payback</i> Simple	142
5.7.3.2	Tiempo De Recuperación Ajustado O <i>Payback</i> Ajustado	144
5.8	Ingresos	144
5.9	Predicción Del Precio Del Petróleo	148
5.10	Impuesto	148
5.10.1	Regalías	149
5.10.2	Impuesto De Renta	150
5.11	Lujos De Efectivo	150
5.11.1	Flujos De Efectivo Para El Proyecto	152
5.11.2	Flujos De Efectivo Para El Inversionista	152
5.12	Evaluación De La Conveniencia Del Proyecto	153

<b>5.12.1 Valor Presente Neto (Vpn)</b>	153
<b>5.12.2 Tasa Promedio De Retorno</b>	154
<b>5.12.3 Tasa Interna De Retorno</b>	154
<b>5.12.4 Payback Simple</b>	155
<b>5.12.5 Payback Ajustado</b>	155
<b>5.13 Presentación De Resultados</b>	157
<b>5.13.1 Viabilidad Campo Escuela Colorado</b>	157
<b>5.13.2 Descripción Del Proyecto A Evaluar</b>	160
<b>5.13.3 Producción Inicial De Los Nuevos Pozos</b>	168
<b>5.14 Evaluación Económica Del Proyecto</b>	169
<b>5.15 Evaluación Económica Para El Pozo Vertical</b>	169
<b>5.15.1 Viabilidad Pozo Vertical Escenario Oxy</b>	173
<b>5.16 Evaluación Económica Del Pozo Direccional</b>	173
<b>5.16.1 Viabilidad Economica Pozo Direccional Escenario Oxy.</b>	178
<b>6. Conclusiones</b>	179
<b>Recomendaciones</b>	180
<b>Bibliografía</b>	

## **LISTA DE TABLAS**

<b>TABLA 1 -1. ALGUNOS POZOS REALIZADOS BAJO PERFORACIÓN UNDERBALANCE.</b>	16
<b>TABLA 2-1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCE.</b>	21
<b>TABLA 3-1: OOIP Y RESERVAS CAMPO COLORADO.</b>	85
<b>TABLA 3-2. DATOS BÁSICOS DE YACIMIENTO (FORMACIÓN MUGROSA)</b>	87
<b>TABLA 4-1: PROPIEDADES FÍSICAS DEL BLOQUE V</b>	90
<b>TABLA 4-2: PROPIEDADES PETROFISICAS DEL LOS POZOS COL 36 Y COL 75</b>	92
<b>TABLA 4-3: PROPIEDADES FÍSICAS</b>	94
<b>TABLA 4-4: EQUIPOS NECESARIOS PARA EL PROYECTO</b>	117
<b>TABLA 5-1. AÑOS DE VIDA ÚTIL DE LOS BIENES DEPRECIABLES.</b>	129
<b>TABLA 5-2. ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS EN CRUDOS LIVIANOS Y SEMI-LIVIANOS</b>	149
<b>TABLA 5-3. CÁLCULO DEL FLUJO DE EFECTIVO PARA EL PROYECTO.</b>	151
<b>TABLA 5-4. CÁLCULO DEL FLUJO DE EFECTIVO PARA EL INVERSIONISTA.</b>	152
<b>TABLA 5.5. COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN UNDER BALANCE.</b>	158
<b>TABLA 5-6. VARIACIÓN DEL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO PARA LOS PRÓXIMOS 5 AÑOS, ENFOQUE OXY.</b>	160

<b>TABLA 5-7. DETERMINACIÓN DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE PERFORACIÓN UBD/MPD.</b>	162
<b>TABLA 5-8 PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO Y Q CON DAÑO Y SIN DAÑO.</b>	166
<b>TABLA 5-9: AOF PARA CADA POZO CON SKIN Y SIN SKIN.</b>	168
<b>TABLA 5-10. INGRESOS REFERENTES AL POZO VERTICAL ESCENARIO OXY.</b>	170
<b>TABLA 5-11. ESTIMACIÓN DE IMPUESTOS Y MANTENIMIENTO PARA EL PROYECTO DEL POZO VERTICAL.</b>	170
<b>TABLA 5-12. FLUJO DE CAJA PARA EL POZO VERTICAL ESCENARIO OXY.</b>	170
<b>TABLA 5-13. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO PARA DIFERENTES TASAS DE OPORTUNIDAD, ESTIMACIÓN OXY.</b>	171
<b>TABLA 5-14. ESTIMACIÓN DE IMPUESTOS Y MANTENIMIENTO PARA EL PROYECTO DEL POZO DIRECCIONAL.</b>	173
<b>TABLA 5-15. INGRESOS REFERENTES AL POZO VERTICAL ESCENARIO OXY.</b>	174
<b>TABLA 5-16. FLUJO DE CAJA PARA EL POZO VERTICAL ESCENARIO OXY.</b>	174
<b>TABLA5-17. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO PARA DIFERENTES TASAS DE OPORTUNIDAD, ESTIMACIÓN OXY.</b>	175

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 2-1. DIFERENCIAS ENTRE PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y UNDERBALANCE.</b>	20
<b>FIGURA 2-2. DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS A USAR DE ACUERDO A SU DENSIDAD.</b>	22
<b>FIGURA 2-3. CONDICIÓN DE PRESIÓN UNDERBALANCE E HIDROSTÁTICA DE FONDO.</b>	60
<b>FIGURA 3-1. UBICACIÓN CAMPO COLORADO.</b>	69
<b>FIGURA 3-2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA CUENCA VMM.</b>	73
<b>FIGURA 3-3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL VMM.</b>	81
<b>FIGURA 3-4. DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS PARA EL CAMPO COLORADO.</b>	82
<b>FIGURA 3-5. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CRUDO CAMPO COLORADO.</b>	86
<b>FIGURA 4-1. DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS PARA EL CAMPO COLORADO BLOQUEV</b>	90
<b>FIGURA4-2. UBICACIÓN PUNTO DE PERFORACIÓN. COORDENADAS NE RELACIONADAS.</b>	93
<b>FIGURA: 4-3. ESTADO MECÁNICO POZO VERTICAL</b>	97
<b>FIGURA 4-4. ESTADO MECÁNICO POZO DIRECCIONAL</b>	98
<b>FIGURA 4-5. BHA</b>	99
<b>FIGURA 4-6. PANTALLAZO SIMULADOR WELLFLO</b>	101
<b>FIGURA 4-7. PANTALLAZO SIMULADOR WELLFLO</b>	102
<b>FIGURA 4-8. BHP VS GASTO DE GAS (POZO VERTICAL)</b>	103
<b>FIGURA 4-9. BHP VS GASTO DE GAS (POZODIRECCIONAL)</b>	104

<b>FIGURA 4-10. PROFUNDIDAD VS TRASPORTE DE CORTES (POZO VERTICAL)</b>	105
<b>FIGURA 4-11. PROFUNDIDAD VS TRASPORTE DE CORTES (POZO DIRECCIONAL)</b>	107
<b>FIGURA 4-12. CABEZAL ROTATIVO 7100</b>	113
<b>FIGURA 4-13. CABEZAL ROTATIVO 7100</b>	114
<b>FIGURA 5-1. REPRESENTACIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO.</b>	120
<b>FIGURA 5-2. COMPORTAMIENTO DE UN COSTO FIJO RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.</b>	124
<b>FIGURA 5-3. COMPORTAMIENTO DE UN COSTO VARIABLE RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.</b>	125
<b>FIGURA 5-4. COMPORTAMIENTO DE UN COSTO SEMI - VARIABLE MIXTO RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.</b>	126
<b>FIGURA 5-5. COMPORTAMIENTO DE UN COSTO SEMI - VARIABLE ESCALONADO RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.</b>	126
<b>FIGURA 5-6. REPRESENTACIÓN DEL VALOR PRESENTE.</b>	134
<b>FIGURA 5-7. COMPORTAMIENTO DEL VPN CON RELACIÓN A LA TASA DE INTERÉS.</b>	136
<b>FIGURA 5-8. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL TIR</b>	138
<b>FIGURA 5-9. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL <i>PAYBACK</i> SIMPLE</b>	141
<b>FIGURA 5-10. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL <i>PAYBACK</i> AJUSTADO</b>	143
<b>FIGURA 5-11. CÁLCULO DE LOS INGRESOS</b>	144

<b>FIGURA 5-12. VARIACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO WTI ENTRE MARZO Y ABRIL DE 2008.</b>	148
<b>FIGURA 5-13. GRÁFICA DE RESULTADOS VPN VS. I%</b>	156
<b>FIGURA 5-14. GRÁFICA DE RESULTADOS PAYBACK AJUSTADO VS. I(%)</b>	157
<b>FIGURA 5-15. CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, POZO COLORADO 75.</b>	161
<b>FIGURA 5-16. CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, POZO COLORADO 36.</b>	161
<b>FIGURA 5-17: CURVAS IPR</b>	167
<b>FIGURA 5-18. RELACIÓN VPN (US\$) VS. I (%) PARA EL POZO VERTICAL, ESCENARIO OXY.</b>	171
<b>FIGURA 5-19. RELACIÓN PAYBACK AJUSTADO (AÑOS) VS. I (%) PARA EL POZO VERTICAL, ESCENARIO OXY.</b>	172
<b>FIGURA 5-20. RELACIÓN VPN (US\$) VS. I (%) PARA EL POZO VERTICAL, ESCENARIO OXY.</b>	175
<b>FIGURA 5-21. RELACIÓN PAYBACK AJUSTADO (AÑOS) VS. I (%) PARA EL POZO VERTICAL,</b>	176
<b>FIGURA 5-22. FLUJO DE CAJA PARA EL POZO DIRECCIONAL.</b>	177
<b>FIGURA 5-23. FLUJO DE CAJA PARA EL POZO DIRECCIONAL.</b>	177

## LISTA DE FOTOS

<b>FOTO 4-1: COMPRESOR SULLAIR 1500/350</b>	110
<b>FOTO 4-2: BOOSTER ARIEL 5000 PSI</b>	111
<b>FOTO 4-3: NPU MOD 750</b>	112
<b>FOTO 4-3: CHOKE MANIFOLD</b>	115

## DEDICATORIA

*A DIOS por darme la vida, permitirme alcanzar mis metas, por darme la sabiduría,  
la paciencia, y brindarme tan maravillosa familia*

*A mis padres Herney y Leonor, por brindarme todo su amor y cariño, por creer en  
mi, por darme la oportunidad de crecer y lograr este triunfo, por darme sus  
valiosos consejos a lo largo de mi vida que han servido de formación profesional y  
personal, por ser un ejemplo a seguir, a ellos mi mas sincero respeto, aprecio,  
cariño y amor, esto va por ustedes, los amo.*

*A mis hermanos Edwin, Nicolás y Juan Sebastián, por hacer parte de este sueño,  
por acompañarme a los largo de mi vida y por estar siempre conmigo, por su  
valioso apoyo en todos los momentos, los quiero mucho*

*A mis familiares, quienes con su apoyo hicieron parte de este sueño*

*A mi abuelito Antonio, quien me enseñó la responsabilidad, la ética y el respeto,  
para el mi más sincero respeto*

*A mis amigos de la U, a Christiann, Carlos Andrés, Miguel, Sergio, Andrés Julián,  
compañeros de mil batallas, por acompañarme, por todos los momentos vividos,  
para ellos mi gran aprecio*

*A mi compañero Carlos Augusto, por realizar juntos este trabajo*

LUIS EDUARDO

## DECICATORIA

*Gracias a DIOS por darme la oportunidad de realizar uno de mis sueños y de culminar con gran éxito mi carrera.*

*A mis padres Carlos y Miryam los cuales me brindaron todo el apoyo necesario en el proceso de aprendizaje y desarrollo de mi vida profesional moral y ética.*

*A mis hermanas Paola y Silvia las cuales se sienten orgullosas de mi logro y a toda mi familia en general la cual siempre a tenido la confianza y el apoyo en este proceso.*

*A mi prima lizz que en paz descance, la cual estuvo conmigo en buenos y malos momento.*

*A mi amor la cual estuvo en la lucha conmigo para llevar adelante todo este proceso educativo y de formación profesional.*

*En general a todos mi amigo de la Universidad los cuales estuvieron en la batalla y en especial a Negro el cual me a brindado una amistad incondicional.*

*A el Ing Jhonny Amaya porque gracias a el es que fue posible desarrollar este proyecto.*

*Por ultimo a mi compañero de proyecto Luis Eduardo con el cual fue posible todo este documento.*

CARLOS AUGUSTO

## AGRADECIMIENTOS

MSc. Fenando Calvete, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

A **WEATHERFOR S.A** por permitirnos tener un apoyo directo de sus Ingenieros Jhonny Amaya, Javier Ramírez, Carlos salcedo los cuales nos brindaron un seguimiento técnico y estructural para el desarrollo del proyecto.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores en la contribución a nuestro crecimiento profesional.

A la Ingeniera Karen Pachano por su orientación.

Al estudiante Fabio Correa por su apoyo en la parte de yacimientos.

Al Campo Escuela Colorado por permitirnos desarrollar nuestro proyecto grado y darnos todo el apoyo necesario.

**TITULO: VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA PERFORACION  
UNDER BALANCE APLICADA AL CAMPO ESCUELA COLORADO\***

**AUTORES: CARLOS AUGUSTO AFANADOR PINZÓN**

**LUIS EDUARDO DELGADO GONZALEZ\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Campos Maduros, Perforación Under Balance, Campo Colorado, Viabilidad, MPD, espumas.

La producción de hidrocarburos se enfoca actualmente en los campos maduros, ante la no existencia de grandes hallazgos petrolíferos. Determinar los mejores parámetros de explotación, perforación, producción y desarrollo de un campo petrolero requiere un estudio detallado del yacimiento, a fin de lograr el mayor desarrollo de este.

La perforación Under Balance (UBD) no es una técnica de metodología reciente, se ha utilizado desde los años 50's en países como Estados Unidos, Canadá, Turquía, Israel, Holanda, España, Grecia, Arabia Saudita, Italia, Libia. Es utilizada en la actualidad en todo el mundo gracias a los buenos resultados en evitar el daño a la formación, por consiguiente un mayor cuidado al yacimiento y una evidente mejoría en la producción del mismo. Un tipo de UBD es la MPD la cual utiliza un sistema de lodo presurizable y cerrado que permite la rotación de la tubería y viajes a baja presión, este tipo de perforación UBD es el utilizado para desarrollar este proyecto.

En el presente trabajo, se propone la viabilidad técnica de diseño de perforación para dos nuevos pozos en la estructura del Campo Colorado, un pozo vertical y uno direccional mediante perforación UBD/MPD con espuma, se menciona su ubicación geográfica, propiedades petrofísicas, arenas e intervalos a cañonear y posible producción de cada unos de los pozos. Por ultimo, se describe una viabilidad económica del mismo, indicando, con base en los costos requeridos, la tasa de producción esperada y el valor del precio del petróleo esperado, se realiza el análisis de rentabilidad económica de este proyecto.

---

\* Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero Petroleos

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería petroleos. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

---

**TITLE: TECHNICAL VIABILITY AND ECONOMICS FOR THE UNDERBALANCE  
DRILLING APPLIED TO THE FACULTY FIELD "COLORADO".\***

**AUTHORS: CARLOS AUGUSTO AFANADOR PINZÓN**

**LUIS EDUARDO DELGADO GONZALEZ\*\***

**KEY WORDS:** Develop fields, Under balance drilling, Colorado Field, Viability, MPD, Foam.

The hydrocarbon production is focus nowadays in the fields already develop because of the lack of new discoveries in the oil business. To determine the best exploration, drilling, production and development parameters for an oil field, a thoughtful study of the reservoir is needed in order to optimize in the best way the development of this.

The Under Balance drilling (UBD) is not a recently develop technique. It is been used since the late 50's in countries such as USA, Canada, Israel, Nederland, Spain, Greece, Saudi Arabia, Italy and Libya. This technique is used due to the excellent results to avoid the well bore damage taking care of the reservoir and improving the production of the same. One type of UBD is the MPD which uses the pressurized and closed mud system that allows the drill pipe spinning and has the effect of low pressure trips. This type of UBD is the one we studied in this thesis.

In this proyect we are proposing the tecnicall viability of the drilling design for two new wells in the Colorado field layout. One of those wells is a Vertical design an the other is a directional one using UBD/MPD with foam. We are mentioning their geografic position, petrophysical characteristics, zones of interest and posible production the well will have once it is develop. The economics are also describe based in the required Money input that is needed, the predicted production rate and a predicted barrel of oil price for the same. A utility analisys was made for the wells in thes proyect too.

\* \*\*

---

\* Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero Petroleos

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería petroleos. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

---

## 1. INTRODUCCIÓN

La Perforación Under Balance es una técnica que está siendo aplicada en el mundo entero por sus buenos resultados al momento de evitar el daño a la formación, siendo este un factor muy importante en la capacidad de producción de un pozo de petróleo.

Este proyecto está enfocado en dar una descripción de la perforación UBD/MPD, y desarrollar un diseño de dos pozos, vertical y direccional, para determinar su viabilidad técnica y económica de este tipo de perforación aplicada al Campo Escuela Colorado.

En primer lugar se describe el Campo Escuela Colorado, posterior a esto se realiza el estudio para la selección de la mejor zona para perforar y hasta que profundidad y arena se quiere llegar; ya definidos estos parámetros, se desarrollan los diseños para los dos pozos utilizando el simulador de flujo multifásico **Wellflo** de la empresa canadiense **Neotec**, definiendo una ventana operativa para el diseño de perforación de los pozos y la viabilidad técnica del proyecto.

Una vez ya desarrollada la viabilidad técnica, se realiza su valoración económica, y con un índice de proyección de precio del petróleo y posible tasa de producción de los pozos, se procede a ejecutar la viabilidad económica y el estudio de la rentabilidad de este proyecto en el Campo Escuela Colorado. Finalmente se hacen unas conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del trabajo y desarrollo de este proyecto para el Campo Escuela Colorado.

## 1.1 RESEÑA HISTORICA

La perforación *Under Balance* no es una metodología reciente, esta ha sido utilizada desde antes de los años 50's, en países como Estados Unidos, Canadá, Turquía, Israel, Holanda, España, Grecia, Arabia Saudita, Italia, Libia.

En los últimos años se ha incrementado su implementación en los países antes mencionados ya que esta técnica es muy útil y representativa para perforar pozos de desarrollo a campos maduros, es más económica y rápida que la convencional.

A partir de estas condiciones económicas se ha llegado a un gran desarrollo tecnológico para esta técnica y gracias a esto se ha dado un auge de la perforación *Under Balance* permitiendo desarrollar yacimientos depletados sin los altos daños en las formaciones, navegar a través de las zonas de interés en pozos laterales, reduciendo el costo de la perforación presentando un aumento en la vida útil de las brocas y aumentando la velocidad de penetración.

En la actualidad esta técnica es usada en el golfo de México, en las aguas profundas del Brasil, en el golfo de Venezuela y actualmente en Colombia en los campos Cusiana y Cupiagua debido a que en ellos se presenta un alto estado de depleción y daño en la formación.

Año	País	Operador	Detalles
1995	Germany	BEB	Ulsen
		RWE-DEA	Breitbrunn gas storage
	Australia	WAPET	
1996	Denmark	Maersk	Coiled Tubing
	Netherlands	NAM	Coiled Tubing
	UK	Pentex	Oil field onshore
1997	UK	Shell	First Offshore Well
	Mexico	Pemex	Offshore well GOM
	Indonesia	Mobil	Arun gas field (depletado)
	Spain	SESA	
	Algeria	Sonarco	
	Oman	PDO	
	Argentina	YPF	
1998	UK	Shell	Offshore Barque & Clipper
	UK	Edinburgh Oil & Gas	Coiled tubing gas storage onshore
	Indonesia	Kufpec	Oseil
	Indonesia	Gulf	
	Italy	Agip/SPI	Sicily
1999	UK	Shell	Galleon & Barque
	Sharjah	BP Amoco	

Tabla 1 -1. Algunos pozos realizados bajo perforación underbalance.

Fuente: Autores del proyecto.

Todos los pozos perforados *Under Balance* que se mencionaron previamente, tuvieron que ser perforados bajo balance debido a la productividad o al grado de depleción del yacimiento.

## 2 MARCO TEORICO

### 2.1 ¿En que consiste la perforación *Under Balance*?

Convencionalmente, los pozos son perforados overbalanced, esto significa que el fluido de perforación genera una presión hidrostática mayor a la presión de formación, lo que proporciona la primera barrera de control para el pozo.

La perforación *Under Balance* (UBD) es una operación de perforación en la cual la cabeza hidrostática de el fluido de perforación es intencionalmente menor que la presión de poro de la formación a la cual se está perforando. La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación, o puede ser inducida por medio de la inyección de aire, gas natural o Nitrógeno dentro de la fase líquida del fluido de perforación. El daño a la formación causado por la perforación convencional overbalanced (OBD) puede ser reducida o eliminada por UBD, la cual puede mantener la productividad original de la formación.

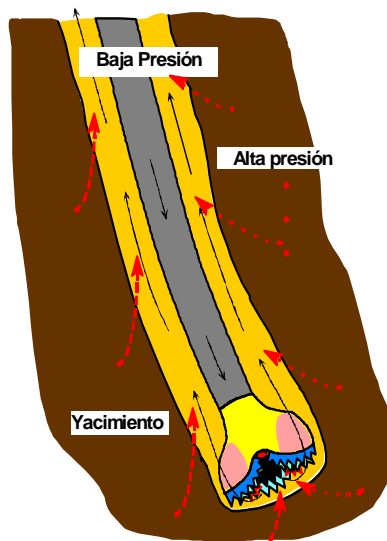
Los mecanismos de daño a la formación que pueden resultar de las operaciones de perforación y que reducen la productividad de los pozos son:

- Fluido de perforación externo / filtración de lodo invasión.
- Migración de finos.
- Fase de captura.
- Incompatibilidad química del fluido invadido con la matriz de la roca in-situ y los fluido in-situ.
- Alteración de la humectabilidad cerca de la cara del pozo y efecto de adsorción en la superficie.

Al comparar la perforación *Under Balance* con la perforación convencional, se puede establecer que un influjo de fluidos de formación hacia el pozo debe ser controlado para evitar problemas de control del pozo.

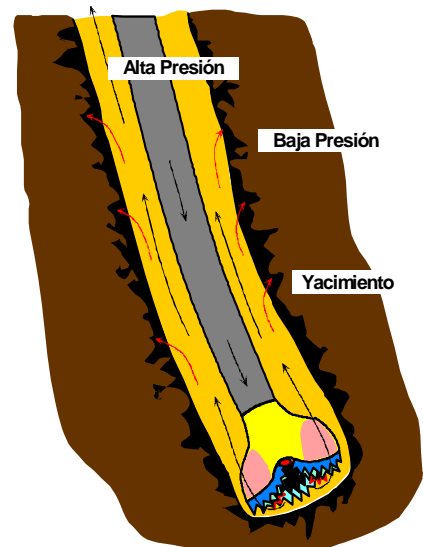
En la perforación *Under Balance*, los fluidos del pozo son llevados a un sistema cerrado en superficie donde se controlan y separan, evitando descontrol en la operación. Con el pozo fluyendo, el sistema de preventoras se mantiene cerrado durante la perforación, en oposición a la perforación convencional donde los fluidos son devueltos a un sistema abierto con el pozo expuesto a la presión atmosférica<sup>1</sup>.

### Perforación *Under Balance*



El retorno de fluidos de al sistema de circulación

### Perforación Convencional



El retorno de fluidos de al sistema de circulación

Figura 2-1. Diferencias entre perforación convencional y underbalance.

Fuente: Autores del Proyecto

## 2.2 Ventajas y desventajas de la perforación *Under Balance*

Ventajas	Desventajas y riesgos
Reducción del daño causado a la formación	Alto costo inicial
Reduce la pérdida de la circulación	Necesidad de un equipo altamente entrenado
Se permite mayor productividad del yacimiento	Presión positiva en superficie, retornos de fluidos a alta velocidad
Reducción de costos en pruebas de productividad	Inestabilidad de las paredes del pozo
Evaluación temprana de las zonas productoras	Presencia viva de los fluidos de perforación en superficie especialmente sulfuro de hidrógeno y gases corrosivos. Erosión de las líneas de flujo
Reducción de pegas diferenciales en zonas repletadas y/o de baja presión	Riesgo de explosiones en condiciones de fondo
Aumentos en velocidad de penetración	Dificultades en la medida del rumbo del pozo
Reducción de costos en volúmenes de fluido de perforación	Se requiere de mayor potencia en las bombas debido al grado de limpieza.

**Tabla 2-1. Ventajas y desventajas de la perforación underbalance.**

Fuente: Autores del proyecto.

### 2.3 Tipos de fluidos utilizados en la perforación *Under Balance*.

En varias ocasiones el obtener la instancia de *Under Balance* será imposible de alcanzar utilizando un líquido puro como fluido de perforación. En este caso lo que se hace es adicionar un fluido menos denso al líquido de perforación para lograr el estado de *Under Balance*.

Los fluidos aireados o gasificados son cualquier fluido en los cuales las fases líquidas han sido ínter mezcladas con el fin de convertirse en una emulsión inversa.

Los gases más comúnmente utilizados para la reducción de la densidad del fluido de perforación son el aire y el nitrógeno, como también el gas metano pero con la preocupación de la seguridad no ha sido tan empleado como los otros dos enunciados.

Los conceptos básicos cuando se trata con fluidos gasificados o aireados siguen siendo lo mismos independientemente del tipo de gas que se vaya a utilizar. La diferencias que se encuentran para los gases, se van a observar en el momento de manejar los retornos en el anular, aún cuando los cálculos son los mismos para todos los gases, en la siguiente figura se observan los diferentes tipos de fluidos que se podrían llegar a implementar dependiendo de la densidad de lodo que se desee llegar a obtener para el pozo a perforar.

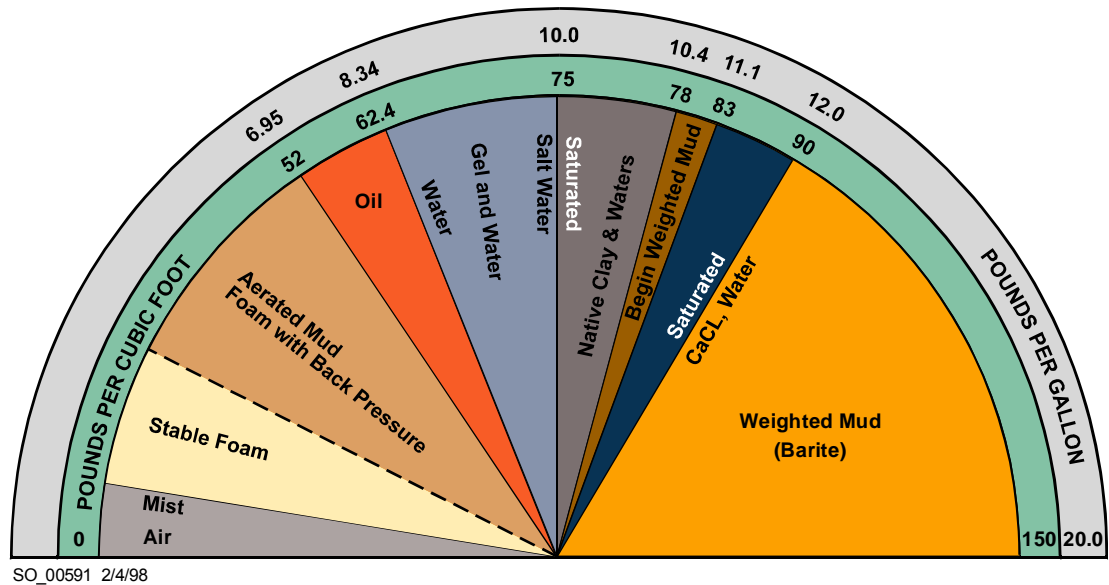


Figura 2-2. Diferentes tipos de fluidos a usar de acuerdo a su densidad<sup>2</sup>.

### 2.3.1 Sistemas de fluidos aireados o Gasificados ( dos fases )

Un Fluido de perforación compresible es básicamente una técnica de perforación en la cual los sistemas más comunes de fluidos de circulación, agua, lodo o diesel, son inyectados o reemplazados por gases altamente compresibles. Estos gases realizan las mismas funciones del fluido de perforación, p.e, lubricar la broca y limpiar el fondo del pozo.

La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles está limitada a las condiciones de litología, presión de poro de la formación y donde se logren ahorros en tiempo del taladro y dinero, a pesar de la necesidad de equipo adicional para aplicar la tecnología *Under Balance*.

La perforación con fluidos compresibles incluye: aire o gas seco, niebla, espuma estable/pesada, y lodo gasificado.

### 2.3.2 Perforación con Aire – Gas seco

Son básicamente sistemas de gas. En las primeras operaciones de perforación *Under Balance* se utilizaba aire para perforar. Hoy, la perforación con aire seco todavía se aplica en la perforación de roca dura (Basamento), y en la perforación de pozos de agua. No se recomienda la utilización de aire en yacimientos de hidrocarburos, puesto que la combinación de oxígeno y gas natural puede causar una mezcla explosiva lo cual podría genera una tragedia. Se conocen varios casos donde fuegos en el fondo del pozo han destruido la tubería de perforación, con la posibilidad de incendiarse el taladro de perforación si el fuego alcanza la superficie y en algunos casos con la destrucción de toda la torre de perforación.

Para evitar el uso de aire, se introdujo el Nitrógeno. La experiencia con nitrógeno en operaciones de reacondicionamiento de pozos lo convirtió en la primera elección para operaciones de perforación *Under Balance*, ya que es un gas inerte que entre otras ventajas disminuye la corrosión y evita las explosiones o fuegos en el fondo del pozo que se está perforando. La utilización de Nitrógeno criogénico o líquido en operaciones de perforación es limitada debido a la gran cantidad de Nitrógeno requerida para una operación *Under Balance*.

Otra opción es la utilización de gas natural, el cual si está disponible y ha probado ser una buena alternativa para operaciones de perforación. Si se está perforando *Under Balance* un yacimiento de gas, se puede utilizar un pozo productor cercano, ó, el gasoducto de producción para obtener el suficiente gas natural necesario a una adecuada presión para la operación de perforación *Under Balance*.

Esto evita la inyección de aire-oxígeno dentro del pozo y cuando está disponible es un sistema económico de perforación.

Características de la perforación con aire-gas:

- Tasas de Penetración altas.
- Aumenta la vida útil de la broca.
- Aumenta el rendimiento de la broca.
- Buenos trabajos de cementación. Pozo en calibre.
- Alta productividad del yacimiento.
- No puede manejar grandes influjos de agua.
- Pueden presentarse baches de aire-agua.
- Pueden producirse anillos de lodo en la tubería si hay influjo de agua.
- La buena limpieza del pozo depende de la velocidad en el anular.

### **2.3.3 Perforación con Niebla**

Si los sistemas de gas o aire seco no son apropiados, la inyección de una pequeña cantidad de líquido formará inicialmente un sistema de niebla. El fluido añadido al ambiente gaseoso se dispersará en pequeñas gotas y formará un sistema de perforación de niebla. Generalmente, esta técnica ha sido usada en áreas donde existe influjo de agua de formación y evita algunos problemas que pueden presentarse si se la perfora con aire seco. Se utiliza en aplicaciones especiales, ya que la limpieza del pozo es más difícil en sistemas de perforación con niebla.

Características de la Perforación con Niebla:

- Similar a la perforación con aire seco con adición de líquido.
- Depende de la velocidad en el anular para remover los cortes.
- Disminuye la formación de anillos de lodo en la tubería.
- Volúmenes requeridos de aire-gas más altos, 30 – 40% más que con aire seco.
- Presiones de Inyección más altas que con aire-gas seco.
- Incorrectas relaciones de aire/gas – líquido produce baches en superficie.

#### 2.3.4 Sistemas aireados o gasificados (dos fases)

Si un sistema de espuma es demasiado ligero para el pozo, se puede utilizar un sistema gasificado. En estos sistemas el líquido se gasifica para reducir la densidad. Hay varios métodos que se pueden utilizar para gasificar un sistema líquido. Estos métodos se discuten en los sistemas de inyección. La utilización de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo complica el programa hidráulico.

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 producirá un atascamiento. Si no se utiliza suficiente gas, se excede la presión requerida del fondo de hueco y el pozo se convierte en un sistema *Under Balance*.

#### 2.3.5 Perforación con Espuma Estable

La espuma puede ser usada como el fluido de circulación durante la perforación y para muchos completamientos de pozos y operaciones de producción. La espuma consiste de una fase líquida continua, formando una estructura celular en el borde y en la trampa del gas. La espuma puede tener viscosidades extremadamente altas, en todas las instancias sus viscosidades será mayor que la de los dos del líquido y el gas que estos contienen. Al mismo tiempo, sus densidades son usualmente menores que la mitad de la densidad del agua. Con esta combinación de alta viscosidad y baja densidad, los fluidos de perforación espumados pueden brindar varios beneficios para las operaciones de perforación.

- La baja densidad de la espuma permite condiciones bajo balanceadas para ser establecidas en casi todas las circunstancias. Las presiones en el bottomhole con espuma tienden a ser mayor que las del gas seco o de la perforación con

niebla. Esto puede reducir la tasa de penetración por debajo de la del gas seco. Sin embargo, las tasas de penetración con espuma son con frecuencia considerablemente altas que las que se pueden alcanzar perforando con lodo.

- La baja viscosidad permite un eficiente transporte de los cortes, velocidades del anular mucho más bajas que las requeridas para el aire seco o la perforación con niebla. Las tasas de inyección de gas para la perforación con espuma puede ser mucho más baja que la del gas seco o la perforación con niebla.
- Las altas presiones en el anular con espuma puede potencialmente reducir la inestabilidad mecánica en el wellbore experimentada cuando se perforan con gas seco o con niebla. Al mismo tiempo, las bajas velocidades en el anular, típicas de la perforación con espuma, reduce la posibilidad de erosión de la pared del borehole o drillstring.

El aire es el más usado comúnmente como fase gaseosa en la espuma de perforación. Es posible hacer la espuma con otros gases. La fase líquida es acuosa. Debido a que la fase líquida es continua, una espuma formada con aire no permitirá normalmente la combustión de los hidrocarburos producidos. Las espumas aireadas son frecuentemente usadas en los extintores para extinguir los hidrocarburos quemados.

Probablemente los mayores beneficios de la espuma como fluido de perforación Under Balance, y la principal razón para usarlo es su habilidad para aligerar grandes cantidades de líquidos producidos. Cuando el agua que entra es demasiada para ser eficientemente levantada con niebla, con frecuencia es recomendable para continuar la perforación Under Balance, cambiar por espuma.

Durante la perforación con espuma, una solución surfactante es mezclada con un flujo de gas y la mezcla es inyectada dentro del drillstring. La generación de

espuma no puede ser completa hasta que las fases gaseosas y liquidas estén exactamente mezcladas como pasan a través de la broca. En una espuma de perforación estable pre – formada, la espuma es formada intencionalmente en la superficie por la mezcla del surfactante y el gas en el generador de espuma.

El termino espuma de perforación será usado en este Proyecto para estas operaciones en las cuales los fluidos de circulación dejan una espuma en todos los puntos del pozo. Las condiciones de circulación tienen que ser escogidas o controladas para ser aseguradas. Principalmente, las presiones de circulación tienen una garantía que los restos de la fracción de volumen de líquido sin un rango definido razonablemente del pozo. En este punto, la propiedad benéfica de la espuma, notablemente es su viscosidad, y puede ser adecuadamente explotada.

#### **2.3.5.1 Espumas**

Una espuma consiste de un agregado de burbujas de gas en una matriz de líquido continuo. El agua sola no forma espuma - algunas burbujas son creadas por fusión tan pronto como se tocan unas con otras. Un surfactante, o agente espumante, en la fase liquida, estabiliza la película que forma la pared de burbuja la cual llena la estructura de la espuma para perdurar.

#### **2.3.5.2 Forma de la Burbuja**

Las espumas son clasificadas con frecuencia de acuerdo a la forma de las burbujas las cuales están contenidas en ellas. En una espuma fresca generada, o una que contiene burbujas muy pequeñas, sus burbujas serán esféricas. Estas son llamadas espumas esfera. En cambio, las espumas poliedro contienen burbujas poliédrales \_ esferas distorsionadas que no tienen un empaquetamiento

tan cerrado como lo hace un poliedro, y la fase líquida entre las burbujas esféricas deben ser más espesas que entre las burbujas poliedro.

Una espuma poliedro ideal, consiste de tamaños iguales de burbujas, las burbujas podrían ser pentagonales, dodecahedrales, que constan de doce lados, donde cada lado es un pentágono. Esto es posible para lograr empaquetamientos cerrados perfectos con esta forma, minimizando el volumen de líquido requerido para formar las películas entre burbujas. En la práctica, un número de factores evitan espumas que contienen igual tamaño y forma en las burbujas.

### 2.3.5.3 Calidad y Textura

Otros dos términos usados para caracterizar las espumas son la calidad y la textura. La calidad de una espuma es su fracción de volumen de gas, expresada en porcentaje. Una calidad de espuma del 65 contiene 65 por ciento de gas por volumen, mientras una calidad de 90 de espuma contiene 90 por ciento de gas por volumen. Una calidad baja de espuma (espuma húmeda) contiene más líquido que una espuma de calidad alta (espuma seca). La textura describe el tamaño y distribución de las burbujas. Una espuma fina tiene pequeñas burbujas y una espuma gruesa tiene burbujas grandes. Combinando estos términos, una espuma esférica tiende a tener baja calidad, espuma fina y en cambio una espuma poliedra tiende a tener una alta calidad, espuma gruesa.

Una vez que la calidad de la espuma sobrepase el nivel del umbral, la fase líquido se vuelve discontinua y la espuma se rompe dentro de una niebla de gotas dispersas. El límite máximo para una espuma estable no está definido claramente. Esto depende de la tasa de corte. La espuma cae a niebla a una calidad del 94 por ciento, para una tasa de corte por debajo de  $5000 \text{ s}^{-1}$ , pero podría persistir si sube a 96 el porcentaje de calidad, para tasas de corte por encima de este nivel. La espuma se vuelve inestable a calidades de 97 a 98 por

ciento, y el flujo de la espuma como babas de espuma y gas, una vez la calidad excede el 98 por ciento.

El limite superior de estabilización de la espuma también depende de la composición de la fase líquida. Operaciones de perforación con espuma en las cuales la calidad es de al menos un 99.1 por ciento son requeridas para generar una espuma estable usando una única solución surfactante, pero la adición de viscosificantes poliméricos a la fase líquida dan una espuma estable de calidad tan alta del 99.65 por ciento.

El limite inferior de estabilización de la espuma es más una pregunta de definición. Las burbujas dispersadas en el líquido pueden resultar estables bajo pequeñas fracciones de volumen de gas. Las burbujas no interactúan con todas, en espumas fluyentes, hasta que la calidad alcance un 55 por ciento. Si la calidad excede alrededor de un 75 por ciento, el flujo es dominado por la deformación de las burbujas adyacentes, y la viscosidad de la espuma se incrementa rápidamente con el incremento de la calidad. Si es probablemente esta observación la que permite describir las espumas estables usadas para perforar tienen rangos de calidades de 75 a 97.5 por ciento. Un fluido ligero se considerará como una espuma estable si su fase líquida es continua y su calidad excede el 55 por ciento.

#### **2.3.5.4 Rompeduras**

Todas las espumas son últimamente inestables. Sin embargo, la espuma esférica fina, baja calidad se deteriora más lentamente que las espumas poliedras gruesas. Dos procesos interrumpen la estructura de la espuma – la delgadez de la pared de burbujas, y el crecimiento de las burbujas grandes a expensas de las pequeñas.

Las paredes delgadas de burbujas debido a la gravedad. Las burbujas tienden a aumentar hacia el tope de la espuma mientras que el líquido se drena a través de la pared de las burbujas hasta la base de la espuma. En algún punto, las paredes se vuelven tan delgadas que se rompen. Esto es energéticamente favorable pues reduce el área superficial del líquido y entonces disminuye la energía libre en superficie. Una espuma esférica redistribuye las burbujas para evitar el excesivo adelgazamiento. Alguna agitación de una alta calidad de la espuma poliedral será, sin embargo, para promover la ruptura de las paredes de burbuja adelgazadas.

La tensión superficial del líquido en una pared de burbuja tiende a colapsar la burbuja. Esto es balanceado por la presión del gas dentro de la burbuja. La presión del gas sin una burbuja es inversamente proporcional al tamaño de la burbuja. Cuando las grandes burbujas hacen contacto con las burbujas pequeñas, la presión del gas es mayor dentro de pequeñas celdas debido a que el gas tiende a difundirse a través del líquido separando las dos burbujas, hasta que las burbujas pequeñas estén totalmente absorbidas por las más grandes.

Las espumas pueden ser estabilizadas por el incremento de la fuerza de la pared de burbujas y por el lento drenaje del líquido a través de estas paredes. Los surfactantes fortalecen las paredes de las burbujas contra un excesivo adelgazamiento. También pueden dar ciertas proteínas las cuales, si se presentan en la fase líquida de una espuma de aire, reacciona con el oxígeno en la interfase aire – líquido, para formar un daño. Incrementando la viscosidad total de la fase líquida que drena lentamente. La mezcla de surfactantes puede incrementar la viscosidad de superficie del fluido base y esto puede también drenar lentamente a través de la pared de burbujas.

### 2.3.5.5 Agentes Espumantes

Los primeros agentes para generar espumas son los surfactantes. Todos los surfactantes consisten de moléculas que tienen un grupo hidrofilito adjunto a una larga cola de hidrofobito, el cual es usualmente una cadena adiposa de hidrocarburos. Estos son clasificados de acuerdo a la naturaleza del grupo hidrofilito; el cual puede ser aniónico, catiónico, anfoterito, o no iónicos. Siempre que sea posible, las moléculas de los surfactantes se orientan ellas mismas tanto que el grupo hidrofilito es un grupo de ambiente acuoso y la cola hidrofobica está en un ambiente no acuoso. Por esto ellas se encontraran en las interfaces liquido – gas de las espumas. Aquí, ellos pueden incrementar o decrecer la tensión superficial del líquido y pueden fortalecer o debilitar la pared de las burbujas. No todos los surfactantes actúan como agentes espumantes – algunos desestabilizaran la estructura de la espuma y pueden ser usados en este caso como antiespumantes.

Al mismo tiempo u otro, todas las clases de surfactantes han sido considerados para aplicaciones de perforación. Sal amonio de alcohol éter es probablemente la más usada generalmente. Estos surfactantes aniónicos son altamente solubles en la mayoría de los líquidos. Ellos dan una espuma con buena estabilidad térmica y son apropiados para uso a muy bajas temperaturas de superficie. Esto significa que su costo es muy alto. Otros surfactantes aniónicos que pueden ser usados como agentes espumantes son las alfa oleofinas sulfonatos. Estos son baratos, se comportan bien en agua fresca y son muy resistentes a la contaminación con hidrocarburo. Trabajan bien en salmueras no toleran la baja temperatura en superficie.

Muy frecuentemente, los agentes espumantes comerciales contienen ambos agentes aniónicos primarios y espumas boosters. El último puede ser etileno o

propileno glicol butil éteres, o botainas anfoteritas. Su función es principalmente aumentar la estabilidad de la espuma.

Los surfactantes cationicos no son comúnmente usados como agentes espumantes en las operaciones de perforación. Los cloruros de amonio cuaternarios no se comportan en pozos de agua fresca, dan pobre a mediocre estabilidad de la espuma y deben ser usados en muy altas concentraciones. Sin embargo, los surfactantes cationes pueden ser importantes considerarlos para perforar esquistos sensibles al agua o por su habilidad para estabilizar arcillas.

En general, incrementando la concentración de agente espumante en la fase líquida se incrementará la estabilidad de la espuma. Un camino conveniente para calcular la estabilidad de la espuma es la medición de su vida media. La vida media es el tiempo requerido para que el volumen de espuma decrezca a la mitad de su valor original. Inicialmente, la vida media de la espuma se incrementará más o menos en proporción directa a la concentración del agente espumante. Con agentes espumantes comunes, una vez la concentración exceda 0.5 por ciento, la vida media no incrementará tan rápidamente. Los datos muestran un incremento en la vida media alrededor de 200 a 300 segundos, como la concentración del agente espumante fue incrementada de un 0.5 por ciento a un 1.5 por ciento.

Existe una concentración crítica de agente espumante por encima de la cual la vida media de la espuma tenderá a decrecer con referencia al incremento en la concentración. Esta concentración no debería ser encontrada en operaciones normales de perforación.

La contaminación de la espuma por salmuera o hidrocarburo puede reducir significativamente su estabilidad. Por ejemplo, 6 por ciento de crudo y 12 por ciento de cloruro de sodio cada uno reduce la vida media de una espuma de

perforación por alrededor del 50 por ciento, y la presencia simultánea de ambos contaminantes reducidos a por lo menos un 25 por ciento de su valor original. Algunos agentes espumantes son más sensibles a la contaminación con salmuera que otros. En casos extremos, los fluidos no se espumificaran por completo en presencia de bajas concentraciones de cloruro.

La temperatura también influye en la estabilidad de la espuma. Como la temperatura incrementa, la tasa de descomposición de la espuma incrementa. Esta es necesaria para incrementar la concentración del agente espumante, como se incrementa la temperatura hueco abajo. En un ejemplo, la concentración de agente espumante tuvo que ser incrementada diez veces más de la requerida a 70 °F, en orden para generar la espuma a la misma vida media a 400 °F.

#### **2.3.5.6 Antiespumante**

Cuando se formula correctamente, la espuma de perforación puede tener una vida media de muchos minutos, si no de horas. Grandes volúmenes de espuma inmanejables pueden acumularse rápidamente en la superficie cuando esta es circulada a tasas típicas. En muchos casos, esto es necesario para acelerar la descomposición de la espuma una vez retorne a la superficie.

Varios medios químicos diferentes están disponibles para destruir la espuma. Muy frecuentemente, los antiespumantes son los mismos surfactantes. La efectividad de un antiespumante depende sobre el agente espumificante de uso específico. Por ejemplo, iso – octano, un aceite soluble en alcohol, es efectivo para destruir la espuma hecho con los comúnmente usados agentes espumantes aniónicos. También varias emulsiones de silicona. La suma de sólidos muy finos, que no son humedecidos por la fase líquida de la espuma, puede mejorar la efectividad del antiespumante.

Esto puede ser necesario para remover la espuma en orden a lograr un efectivo antiespumante. La espuma inicial colapsa que siguiendo la aplicación de un antiespumante puede crear una película de líquido que protege la espuma del antiespumante. Esto sucede más con antiespumantes solubles en crudo, tanto como el iso – octano.

Si la espuma es generada con un surfactante iónico, el contacto con una pequeña cantidad de espuma generada con una carga opuesta de surfactante puede causar el rápido colapso de ambas espumas.

Esto también es posible para destruir espumas mecánicamente. En algunas instancias, particularmente con espumas de alta calidad, esto es suficiente para agitar la espuma y romper las paredes de burbujas. Esto no será efectivo en espumas esféricas de baja calidad, y puede actualmente incrementar su vida media por el contrario por alguna gravedad inducida o segregación de fases. El drenaje de la fase líquida puede ser acelerado y la espuma desestabilizada por rotación o remolino de espuma entonces esto es un tema radial, fuerzas inerciales. Existen a varios sistemas mecánicos antiespumantes. Cualquiera de estos flujos de espuma a través de un hidrociclón o un tubo en espiral apretado para inducir la rotación, o pasarlo a través de una cámara rotaria. Detalles adicionales sobre antiespumantes químicos y mecánicos son dados después.

#### **2.3.5.7 Limpieza de Hueco**

Una buena espuma de perforación parece una crema de afeitarse. Sería esperado que la espuma de perforación no estaría disponible para levantar los recortes del borehole, a muy modestas velocidades en el anular. Un número de factores interactúan para hacer la limpieza del hueco con espuma unos procesos muy difíciles para modelar. Primero, la reología de la espuma es compleja y depende fuertemente de la calidad de la espuma. La viscosidad de la espuma es lo

suficientemente alta que la caída de presión fluye alrededor del pozo es mas grande que como sería con gas seco o niebla como fluido de perforación.

Como se mostró previamente, la fracción de volumen gaseoso en un ligero fluido de perforación, y por definición, la calidad de la espuma, depende fuertemente de la presión. Hay que considerar una interacción entre la reología y la presión en circulación. La situación es más complicada por una intrusión de fluido en la formación. Un influjo de gas incrementaría la calidad de la espuma, posiblemente al extenderse causaría la ruptura de la espuma dentro una niebla y pierde su viscosidad. Un influjo de líquido reducirá la calidad de la espuma. Esto conducirá a perdida de viscosidad e incrementará la densidad de la espuma.

#### **2.3.5.8 Reología**

Han sido numerosos los estudios de la reología de la espuma, cubriendo extensos rangos en gas y tasas de flujo del líquido, composiciones y flujo de las geometrías. Aunque hay diferencias en los resultados de los diferentes estudios, algunas conclusiones generales pueden ser viables.

- Los dos factores tienen un gran impacto sobre el comportamiento del flujo de las espumas que son la calidad y la tasa de flujo.
- La viscosidad de la espuma es independiente de la concentración del agente espumante en la fase líquida, a menos cuando se usa agentes espumantes en campos petroleros a concentraciones típicas de las espumas de perforación.
- Cuando los agentes viscosificantes son adicionados a la fase líquida, la viscosidad de la espuma se incrementa con el incremento de la viscosidad en la fase líquida.

La reología de la espuma no es muy sensible a otras variables de flujo. Estudios del flujo de la espuma en diferentes diámetros internos de tubería, bajo un extenso rango de presiones, temperaturas, calidades, velocidades de flujo, y concentraciones de agente espumante, han encontrado que la presión y la temperatura influye en la reología de la espuma principalmente para regular la calidad de la espuma. Incrementando las presiones se reduce el volumen ocupado por la fase gaseosa, reduciendo la calidad de la espuma.

Cuando el descuento es hecho por esto, la presión tiene solo un impacto menos sobre la caída de presión caracterizando espumas fluyentes a la misma tasa y calidad. Incrementando la temperatura causa la expansión del gas e incrementa la calidad de la espuma. Hay un efecto secundario de la temperatura sobre la viscosidad. Como la temperatura es incrementada de 70 °F a 180 °F, la caída de presión a tasa constante y decremento de la calidad por alrededor de un 25 por ciento. Comparando, la viscosidad del agua decrece en un 65 por ciento sobre el mismo intervalo de temperatura.

Las espumas son efectivamente Newtonianas, sus calidades aumentan alrededor de un 55 por ciento. Esto significa que la viscosidad es independiente de la tasa de corte, por encima de este nivel de calidad por lo menos. En este régimen, la viscosidad de la espuma fue relacionada a su calidad y a la viscosidad de la fase líquida.

Las espumas con grandes calidades aproximadamente de un 55 por ciento no son Newtonianas, con tasas de corte por debajo de  $20000 \text{ s}^{-1}$ .

La viscosidad plástica y el yield point incrementan con un incremento en la calidad, por encima del 96 por ciento; la mayor calidad estudiada. El rango de viscosidad plástica es menos de 4 cP a una calidad de 60 por ciento o más de 15 cP a una calidad de ~96 por ciento. Yield point incrementado menos de 0.1 lbf/ft<sup>2</sup> a mas de

2 lbf/ft<sup>2</sup> por encima del mismo rango. Relacionando con los yield points de los lodos de perforación que son usualmente reportados en unidades de lbf/100 ft<sup>2</sup>, es claro que a una calidad alta de espuma puede tener una resistencia para fluir que es mucho mayor que la de muchos lodos líquidos de perforación.

Los datos cubren las tasas de corte desde 100 a 1000 s<sup>-1</sup> reportando las viscosidades efectivas que van en un rango de 60 a 500 cP. La viscosidad incrementó con el incremento de la calidad, arriba por alrededor de 94 por ciento. A partir de entonces, la viscosidad decrece con un incremento en la calidad, reflejando la interrupción de espuma a niebla. Sin embargo, aún a 97.5 por ciento de calidad, la viscosidad fue aún comparable a un 80 de calidad de espuma. Por encima de esta, la viscosidad cae muy rápidamente, implementando que el transporte eficiente de los cortes podría ser pobre si la calidad de la espuma permitiera subirla más que 97.5 por ciento. Estos datos indican que el flujo de la espuma podría ser laminar por el número de Reynolds es mayor por lo menos de 3000. Esto podría implicar que la mayoría de las operaciones con espuma para perforar podrían desarrollarse en flujo laminar.

La viscosidad efectiva (shear stress dividida por la tasa de corte) es un significado de la comparación de los resultados de estos diferentes estudios de la reología de la espuma. A pesar de las diferencias en los valores reportados, es claro que perforar con espuma tiene un viscosidad efectiva alta bajo todas las condiciones, y que esta viscosidad incrementará como la calidad de la espuma incrementa, al menos en un 90 por ciento de calidad.

#### **2.3.5.9 Transporte de Cortes**

Desde que la viscosidad efectiva en la espuma es grande, es razonable esperar que pudiera ser un eficiente medio para transportar los cortes. La fuerza para levantar aumenta con el incremento de la calidad de la espuma (decrece la

---

fracción de volumen del líquido) a un máximo de la transición de la espuma a un pegajoso flujo de niebla. En este punto, la fuerza ejercida por la espuma fue diez veces mayor que la del agua sola (fracción de volumen del líquido de uno). La mayoría del incremento ocurre como la calidad incrementa sobre un 80 por ciento; para una calidad de espuma de 60, la fuerza levantadora fue dos veces menor que la del agua.

Una velocidad en el anular para la espuma de 100 ft/min fue adecuada para levantar solo la arenisca de la sección horizontal, alrededor de la construcción y por fuera del wellbore. En contraste, el aire seco necesitaba una velocidad en el anular de 2500 a 3000 ft/min y el agua aireada necesitaba de 300 a 400 ft/min.

El transporte de cortes puede ser analizado por comparación de la velocidad de los fluidos de perforación hueco arriba, con la velocidad establecida de los cortes. La fuerza levantadora no es directamente correlacionada con la velocidad establecida (la velocidad máxima de un solo corte podría elevarse si cae libremente a través del fluido). Esta es la velocidad a la cual el peso de boyanza de los cortes es exactamente opuesto por la fuerza de arrastre generada por los fluidos fluyentes que atraviesan el corte.

#### **2.3.5.10 El Eficiente Transporte De Cortes Podría Incrementarse Como el Movimientos De Cortes UPHOLE.**

En perforación con aire seco, el flujo pasa a través del corte casi siempre turbulento. Esto no es necesariamente el caso para la espuma. Las velocidades terminales para flujo laminar, transitorio y turbulento a través del corte.

En resumen, las siguientes generalizaciones son posibles:

- Si el flujo es laminar, un incremento en la viscosidad de la espuma con un incremento en la calidad dominará la reducción en la densidad de la espuma, y la velocidad Terminal decrecerá con el incremento de la calidad de la espuma, hasta que se rompa la espuma dentro de la niebla.
- Si el flujo es turbulento, la velocidad Terminal es independiente de la viscosidad de la espuma. La viscosidad se incrementará con el incremento de la calidad de la espuma, debido a la reducción de la densidad.
- Para condiciones típicas de espuma de perforación, muestra que el flujo a través de la mitad de un corte de una pulgada de diámetro, en una calidad de espuma de 60, y cerca de 10000 pies, es transitorio. La velocidad Terminal computada fue alrededor de 60 pies por minuto.
- En flujo transitorio, la velocidad Terminal es sensible a la diferencia de densidad entre el corte y la espuma, también como la viscosidad efectiva de la espuma. Esto depende de la densidad del fluido y de la gran reducción de la densidad de la espuma (comparado con lodos de perforación), es probablemente la razón de por que no muestra un mayor incremento en la capacidad de transporte de los cortes (sobre el agua) como se esperaría de su viscosidad.

Recientes modelos de circulación de espuma incorporan transporte de cortes y pueden ser usados para determinar las tasas de inyección de gas y líquidos requeridas para una eficiente limpieza en el hueco. Una velocidad en el anular de 90 ft<sup>3</sup>/min podría ser suficiente para un buen transporte de cortes de diámetro de 0.5 pulgada.

#### **2.3.5.11 Generados de Espuma**

La única adición para un sistema convencional de compresor de perforación aire/niebla, para preformar la espuma de perforación, es el generador de espuma.

---

Este asegura la mezcla minuciosa de las dos fases. Un tipo de generador de espuma es localizado donde se encuentran los flujos de gas y liquido. Este introduce al líquido dentro del flujo de gas a través de una restricción de flujo tipo venturi. Otros generadores de espuma son localizados abajo donde se encuentra el flujo del liquido y el aire. Estos generadores de espuma pueden contener bandejas, o aun capas de arena, para potenciar la mezcla.

En la práctica, no es claro cual generador de espuma es requerido específicamente. La mezcla aire y liquido será de flujo invariable a través del número de válvulas y experimenta muchos cambios en la dirección, antes que entre a la Kelly, esto solo puede producir una buena espuma. Aún si la espuma no se forma en la superficie, esto será cuando la mezcla pase a través de la broca. Esta es la evidencia que la espuma generada en la superficie es más tolerante de contaminantes, tal como el agua de formación o los hidrocarburos, que la espuma formó en su presencia. Por los menos hay razones especificas para no hacerlo, esto hace sensible el uso de un generador de espuma.

#### **2.3.5.12 Sistema de Retorno**

Un choke debería ser instalado en la línea blooie, cerca de la cabeza rotaria o de la preventora de reventones rotaria, para presurizar el anular, si es necesario. Si el programa de circulación indica que el anular pierde presión puede ser necesario, luego esta presión adicional debería ser considerada cuando la capacidad especifica de la presión de la cabeza rotaria o de la preventora de reventones rotaria. La sección de la línea blooie entre el choke y la cabeza rotaria deberían también tener una suficiente valoración de la presión para soportar la mayor presión de vuelta probablemente impuesta.

En condiciones muy frías, hay la posibilidad para retornar la espuma congelada y taponar la línea blooie. En estas áreas, es recomendable usar una línea de

---

descarga de espuma adicional, con ambas líneas la blooie y la de descarga de espuma que conduzca al destello del pozo. Esta redundancia no es necesaria para operaciones normales, donde habrá una línea desde el choke al flare pit que podría ser usado para continuar la circulación, pero no la perforación, si la línea blooie fuera a taponar. Pequeñas torres pueden no tener suficiente claridad debajo del piso para dos desviadores encima de una convencional BOP.

No hay una razón fundamental por la cual la línea blooie debería ser mas larga para la espuma que para el aire seco o la niebla de perforación. La flare pit debería estar lo suficientemente lejos del pozo para que el calor de la chimenea no pueda encender algún gas inadvertidamente despedido sobre el suelo de la torre de perforación. Al mismo tiempo la presión que regresa creada por el flujo de caída de presión bajo la línea blooie no debería ser excesiva, si el reactor primario está disponible para caídas producidas de gas lejos del piso de la torre de perforación durante los viajes.

Para la mayoría de las operaciones, una línea blooie de 150 pies de largo tiene que tener satisfacción aprobada. 400 pies de separación entre la línea central del pozo y la chimenea fue usada para un reciente proyecto de perforación con espuma en Oman. En este caso, la línea blooie tenía solo 6 pulgadas de diámetro, y los reactores fueron colocados cerca de la torre de perforación y solo alrededor de la mitad del camino de la línea blooie. Los pozos fueron, sin embargo, matados previamente para pulling off bottom. No hubo preocupaciones acerca de los reactores de gas lejos de la torre de perforación durante los viajes. Ambos el gas natural y el aceite crudo fueron fluyendo dentro de los pozos durante la perforación. Para eliminar problemas con el destello de gas encendiera el aceite crudo en el retorno del pozo, un separador de gas fue instalado en la línea blooie, 330 ft de la torre de perforación. Agua salada fue inyectada dentro del separador, supuestamente para actuar como un agente antiespumante. Dos líneas corridas desde el separador. Una línea, entre 100 y 130 pies de longitud,

toma gas del destello del pozo. El destello del pozo fue depositado sobre tres lados para reducir la radiación del calor a nivel del piso. La otra línea, la cual fue de 130 pies de longitud, tomo los líquidos (espuma en solución, agua producida y crudo ) a la línea de liquido del pozo, aproximadamente 130 pies por 130 pies en plano y 6.5 pies de profundidad.

En operaciones de perforación con espuma, es más normal para descargar los retornos dentro de una larga, combinada llamarada y pozo de reserva. Los volúmenes de líquido descargado dentro de los pozos son probablemente para ser mayores que los de perforación con niebla y aire, considerando que la espuma es con frecuencia usada para manejar grandes influjos de agua. Arreglos adecuados deben ser hechos para manejar los volúmenes anticipados de líquido.

Una larga, apertura en el pozo de retorno no es esencial para la espuma de perforación. Un efectivo antiespumante y pérdida de agua residual son las llaves para el decremento del tamaño del pozo de retorno. Esto aún es posible para usar un cerrado, sistema de superficie cuando perforan con espuma estable.

#### **2.3.5.13 El Agente Espumante**

El liquido inyectado incluye (como mínimo) agua, un agente espumante, y un inhibidor de corrosión. El agente espumante debería ser seleccionado que convenga las condiciones anticipadas en el downhole.

API RP46 describe un método para pruebas con agentes espumantes para ser usado en perforación con niebla. Esto debería ser igual aplicable para perforación con espuma:

- Los líquidos estándar para pruebas son agua fresca, agua fresca con un 15 por ciento de keroseno, 10 por ciento de salmuera y 10 por ciento de salmuera con 15 por ciento de keroseno.
- Diez gramos de fluoruro de sílice se adiciona a un litro de líquido de prueba, para simular la presencia de cortes.
- Espuma, generada con el agente específico, es usado para levantar cada de los cuatro líquidos prueba a 10 pies de longitud , 2.5 pulgadas de diámetro del wellbore modelo.
- La cantidad de líquido prueba acumulada en 10 minutos, en la cima del wellbore es tomado como indicación del agente espumante apropiado para usar en ambientes salinos o hidrocarburos.
- Si es posible, las muestras de los fluidos de la formación actual y los cortes deberían ser sustituidos por los líquidos de prueba regulares y sólidos.

Las condiciones downhole, y la interacción entre el agente espumante y los fluidos de perforación, dictarán la concentración del agente espumante en el líquido inyectado. La mayoría de los agentes espumantes comerciales son usados en concentraciones que el rango va desde 0.5 a 2 el porcentaje. Una concentración de 1 por ciento es con frecuencia un buen punto de comienzo. La concentración de los agentes espumantes debería ser ajustada para alcanzar un nivel de estabilidad de la espuma que balancee una buena limpieza en el hueco con un fácil antiespumante.

#### **2.3.5.14 Otros Aditivos**

Particularmente si la espuma del aire es usada en grandes profundidades alrededor de 4000 pies, evaluando cuidadosamente y seleccionando el inhibidor de corrosión son vitales para prevenir severas corrosiones del equipo downhole. Como fue el caso con perforación de niebla, KCl, u otros inhibidores de esquistos

hidratados, pueden ser adicionados. Viscosificantes pueden ser adicionados a la fase liquida para crear la también llamada “espuma dura”.

### **2.3.5.15 Antiespumantes Químicos**

Volúmenes muy grandes de espuma pueden rápidamente acumularse en la superficie, particularmente si la calidad de la espuma no es muy alta (por ejemplo 95 por ciento o menos), y si no hay intrusión de fluidos en la formación para desestabilizar la espuma. Es normal practicar la toma de medidas para acelerar la descomposición de la espuma. Esto puede ser hecho químicamente y/o mecánicamente.

Es posible destruir una espuma atomizando un antiespumante apropiado sobre la espuma en el pozo de retorno. Más efectivo en los resultados de destrucción de la espuma si el antiespumante es mezclado perfectamente con la espuma retornante. Esto puede ser hecho por inyección de un antiespumante dentro de la línea blooie usando un aro atomizador. Cuando sea posible, el antiespumante debería ser diluido, antes de usar, con un liquido apropiado (agua cuando sea posible), para asistir en la mezcla con la espuma.

La efectividad de un agente antiespumante partícula con frecuencia varia considerablemente de un agente espumante a otro. Es importa, para combinar el antiespumante al agente espumante que está siendo usado. Unas pruebas pilotos simples pueden ser desarrolladas:

- Hacer una pequeña tanda (por ejemplo, litro y medio) de espuma, para revolver una solución del agente espumante en una mezcladora alta.
- Atomizar una pequeña cantidad, (a lo mejor 5 ml), del antiespumante candidato sobre la nueva espuma formada, usando una jeringa hipodérmica.

- Un efectivo antiespumante causará una porción significativa de la espuma a colapsar en segundos.

Si hay restricciones ambientales sobre la disposición del líquido residual, un antiespumante de silicona debería ser considerado. Estos son efectivos sobre muchos agentes espumantes y son benignos ambientalmente.

Las tasas para adicionar antiespumantes serán controladas por la concentración y la tasa de inyección del agente espumante, la calidad de la espuma en la superficie, la extensión de alguna contaminación por la formación de fluidos, la eficiencia del antiespumante y la tasa a la cual la espuma tiene que ser destruida. Una destrucción efectiva de la espuma usualmente necesita pequeños volúmenes del antiespumante que del espumante. Para antiespumantes de silicona, los cuales están disponibles en diferentes concentraciones para silicona activa, pequeños volúmenes significativamente de antiespumante de silicona, requeridos para un antiespumante muy rápido, se apropiaría menos de una décima parte del volumen del agente espumificante usado.

#### **2.3.5.16 Antiespumantes Mecánicos**

Hay diferentes tipos de antiespumantes mecánicos. Todos estos trabajan por una separación acelerada de la gravedad inducida de la espuma del líquido y la fase gaseosa. Un hidrociclón, en conjunción con un antiespumante químico combinado fue suficientemente exitoso en destruir la espuma que la espuma estable podría ser usada en operaciones de perforación costa afuera (debido a las restricciones de disposición y almacenamiento). El antiespumante fue inyectado dentro de la línea blooie y retorna la espuma pasa a través de un hidrociclón. La descarga sólida y líquida saliente fue pasado sobre la rumba y entra a un tanque surge, desde donde fue dispuesto de abajo una inyección de agua adyacente al pozo. En esta instancia, los finos en el agua residual taponan la inyección en el pozo, y

---

por último, el líquido residual tiene que ser dispuesto de tratamientos de facilidad costa adentro. Si este sistema es usado cuando el gas natural podría ser encontrado, el gas emerge de el hidrociclón debería ser tubeado a una llamarada.

Existen otros tipos genéricos de antiespumantes. Uno, es conceptualmente similar al hidrociclón. Se usa un sacacorchos interno a una trayectoria de flujo sujeto a la espuma por las fuerzas inerciales radiales y la aceleración de drenaje. La otra tiene un trompo, un tambor perforado dentro de una vasija externa. El flujo de la espuma da vueltas dentro del tambor. Ahí se rompe bajo la fuerza centrífuga. El líquido pasa a través de los huecos, dentro del tambor, y es descargado a través de la base de la vasija, mientras el gas es descargado por encima. No es claro que tan bien este sistema manejara grandes cantidades de sólidos, tal como los cortes entre la espuma.

#### **2.3.5.17 Antiespumantes Químicos y Mecánicos combinados**

Puede ser necesario combinar antiespumantes mecánicos y químicos, si la descarga es dentro de un tanque pequeño o un sistema cerrado. Inyectando antiespumante dentro de la línea blooie, antes pasa la espuma a través del hidrociclón, incrementando la eficiencia del proceso de destrucción de la espuma para extenderse a un sistema de superficie cerrado donde podría ser usado.

Cuando perforan con un sistema de retorno abierto, vale la pena revisar la calidad y nivel de la espuma en el pozo. Particularmente si la eficiencia del antiespumante es muy baja o si el antiespumante no esta siendo usado es posible para la espuma explotar alrededor de la locación de la torre de perforación o a un sitio afuera también.

Aunque esto podría no tener un impacto permanente sobre el medio ambiente, puede causar mucho disgusto en áreas urbanas o semiurbanas.

### **2.3.5.18 Reciclado**

Usando la mayoría de los antiespumantes químicos efectivamente excluye cualquier posibilidad de reciclar el líquido de la espuma muerta.

Una técnica ha sido desarrollada recientemente, en la cual la espuma es destruida por la ruptura del surfactante. La espuma es generada y circulada a través del pozo en una manera normal, excepto que es usado un agente espumante neutralizador. Inyectado dentro de la línea blooie, desestabiliza la espuma. La espuma tratada pasa a través de un separador gas/líquido. El gas es dirigido al pozo de llamarada. La descarga de líquido con carga de cortes es pasado sobre la rumba y entra a un arreglo convencional de piscinas de lodo. Algunos de los líquidos después de pasar por la rumba son reinyectados dentro de la línea blooie; antiespumante extra es adicionado si es necesario. Si es necesario, el líquido puede ser tratado con floculantes para remover arcillas o centrifugado para remover finos. Cal es adicionada para el líquido en las piscinas para aumentar su pH y acondicionarlo para espumante. El líquido puede ser inyectado dentro del generador de espuma. Un 90 por ciento de reducción en los consumibles requeridos para una tasa dada de espuma fue atribuida para este sistema. La compatibilidad del agente espumante con el agua arreglada, el agua de formación y los hidrocarburos podrían ser establecidos, tal como operaciones convencionales de espumado. El ahorro anticipado en los consumibles podría tener luego un peso contra el costo adicional del sistema.

### **2.3.5.19 Procedimientos Operativos**

En muchas instancias, perforar con espuma estable es similar a perforar con aire seco o niebla. La diferencia de los procedimientos es mostrada a continuación.

### **2.3.5.20 Presión del Standpipe**

Como perforar con aire seco o con niebla, la presión del standpipe deber ser monitoreada cuidadosamente. Los aros de lodo no deberían formarse cuando se perfora con espuma. Un incremento en la presión del standpipe usualmente indica influjo de los fluidos de la formación. Cambios en la calidad de la espuma en la línea blooie con frecuencia confirma el influjo.

### **2.3.5.21 Calidad de Espuma**

Es importante monitorear la calidad de la espuma que retorna cuidadosamente. Una descarga estable de una espuma gruesa, con alta calidad que colapsa rápidamente en la llamarada es preferida. Con un apropiado programa de diseño de circulación, esto ocurrirá a menos que los fluidos de la formación estén fluyendo dentro del pozo. Sin una preplanificación cuidadosa. Podría ser necesario un ajuste en las tasas de inyección y una concentración de agente espumante, para lograr la espuma deseada.

Si la espuma es húmeda (calidad substancialmente menor del 95 por ciento) en la superficie, esta calidad hueco abajo podría ser muy baja para una efectiva limpieza en el hueco. No hay un punto que se inyecte mas liquido necesariamente, incurriendo en gastos innecesarios. Además, una espuma húmeda toma más para descomponerse y requiere más antiespumantes que una espuma seca (alta calidad). Si la espuma parece húmeda en la superficie y no hay evidencia de una intrusión de agua, reduce la tasa a la cual el líquido es inyectado dentro del pozo.

Una intrusión de agua puede ser detectada desde el incremento en la presión en standpipe, si el sistema de superficie permite, comparando las tasas de inyección

y producción del líquido. Si se sospecha de intrusión de agua, puede necesitar incrementar la concentración del agente espumante.

Si la fracción de volumen de gas (la calidad) ha sido permitida para convertirse muy alta, la espuma puede desestabilizar la caída de presión sobre acercando la superficie, y la espuma y el gas se verán en la línea bloqueada. En el extremo, la espuma, puede colapsar a niebla antes de alcanzar la superficie. Estas condiciones normalizarán el incremento como un resultado del influjo de gas, o muy baja de tasa de inyección de líquido.

### **2.3.5.22 Influjos de Gas**

Un influjo de gas incrementará la presión en el standpipe y quemará la llamarada. Si la tasa del influjo es muy grande que la tasa de inyección del aire, esto puede desplazar la espuma sobre este. Inicialmente, esto correlaciona con un incremento en la tasa a la cual la espuma es descargada desde la línea bloqueada. Una vez la espuma ha sido expulsada del pozo, los retornos son probablemente de espuma y gas o niebla, y serán una gran llamarada. Cuando un influjo de gas es sospechado debido a baba en la espuma y en el gas en el flujo de retorno, para la perforación e incrementa la tasa de inyección del líquido hasta que vuelva la espuma estable a ser re establecida. Si esto no se hace, los cortes podrían no ser levantados eficientemente desde el pozo y la sarta puede pegarse.

Los hidrocarburos líquidos también pueden ser producidos. Estos pueden reducir la efectividad de algunos agentes espumantes. Si un agente espumante no es resistente a la contaminación del hidrocarburo, en orden para re establecer el retorno de la espuma estable. Como se dijo anteriormente, una tasa muy alta de influjo de gas puede dar una velocidad suficiente en el anular para levantar efectivamente los cortes desde el pozo. Para determinar si este es el caso:

- Estimar la tasa del influjo
- Comparar la tasa total de gas (influjo de aire inyectado) con la tasa de inyección requerida para una perforación eficiente con niebla en profundidades relevantes y tamaño del hueco.
- Si la tasa total de gas es suficiente para que la niebla limpie el hueco. Hay un pequeño punto de incremento en la tasa del líquido. Si la tasa total de gas no es suficiente, y esto también no posibilita el incremento en la tasa de inyección del líquido para re establecer el retorno de la espuma, esto podría aún incrementar la tasa de aire donde la niebla de perforación se torna viable.
- Por otro lado, podría ser necesario cambiar a lodo.
- Si la perforación continua con niebla, con una intrusión de gas, un potencial incendio hueco abajo debe ser considerado y tomar las precauciones apropiadas.

### **2.3.5.23 Influjo de líquido**

El líquido y gas baboso podría ser visto en la línea blooie. Esto sucederá cuando el influjo de líquido no es compatible con la espuma. La concentración del espumante debería ser incrementada. Esto podría también ser necesario para incrementar la concentración del espumante simple debido a que el pozo se vuelve más profundo y la temperatura de la espuma esta incrementándose correspondientemente.

Si esto es necesario para reducir la tasa de inyección del líquido, incrementa la concentración del inhibidor de corrosión en el líquido inyectado para compensar por la reducción en la tasa de inyección.

## 2.4 Parámetros básicos para la implementación de la perforación *Under Balance*

Previo a que la técnica de perforación *Under Balance* sea emprendida, es necesario realizar una significativa y minuciosa cantidad de trabajo en el yacimiento. No sólo se requiere una presión del yacimiento exacta, sino que el mecanismo de daño del yacimiento deberá ser tenido en cuenta para asegurar que los beneficios requeridos son en efecto posibles. Ciertos pozos o yacimientos son buenos candidatos para las operaciones *Under Balance* y resultan en un recobro mejorado. Otras formaciones o campos pueden no ser convenientes para la perforación *Under Balance* por una variedad de razones. Un resumen de estas razones es listado a continuación:

Yacimientos que se beneficiarán de la perforación *Under Balance*:

- Formaciones que usualmente sufren daño mayor de formación durante las operaciones de perforación o completamiento.
- Formaciones que usualmente exhiben alta tendencia a las pegas diferenciales y pérdida de tubería.
- Formaciones que exhiben zonas de alta pérdida de circulación o invasión de fluidos durante la perforación o el completamiento.
- Pozos con largas fracturas macroscópicas.
- Pozos con formaciones masivas heterogéneas o altamente laminadas que exhiben diferencias en permeabilidad, porosidad o garganta de poro a través de ellas.
- Yacimientos de alta productividad con media a alta permeabilidad.
- Formaciones sensitivas a los fluidos de perforación.
- Formaciones que generalmente exhiben muy bajas ratas de penetración en condiciones sobrebalanceadas.
- Yacimientos con presiones repletadas.

- Yacimientos de roca dura, densa.
- Áreas con inclinación a pozos desviados y formaciones con altos buzamientos.
- Reentradas y workovers.
- Áreas con disponibilidad limitada de agua (limita la factibilidad de operaciones convencionales).
- Formaciones altamente variables zonas heterogéneas.

Yacimientos que generalmente no se beneficiarán de la perforación *Under Balance*:

- Pozos en áreas de muy bajo costo de perforación convencional.
- Pozos de extremadamente baja permeabilidad.
- Formaciones pobremente consolidadas.
- Pozos con baja estabilidad de la cara de la formación.
- Pozos con zonas laminares de matriz vagamente cementada.
- Pozos que contienen múltiples zonas de diferente presión.
- Alta presión de formación.
- Presión de yacimiento desconocida.
- Posibilidad de operaciones *Under Balance* no continuas (numerosos viajes, conexiones, etc).
- Altas tasas de producción a posibles bajos diferenciales de presión.
- Formaciones con altos ángulos de inclinación o fracturados en ares tectónicamente activas.
- Capas gruesas y inestables de carbón.
- Lutitas jóvenes geo-presurizadas.
- Múltiples yacimientos abiertos con diferentes presiones.

Será requerida una prueba de barrido de núcleo o muestra de la formación para establecer la compatibilidad entre el fluido de perforación propuesto, y los fluidos producidos del yacimiento.

Esto es crucial si se perforan yacimientos de petróleo en condición *Under Balance*. Se necesita revisar el potencial para la formación de escamas o costras y emulsión antes de que las operaciones de perforación empiecen. La estabilidad y el índice de resistencia a la compresión no confinada (UCS) de la zona de interés deberán ser determinadas para verificar que la trayectoria propuesta para el pozo es estructuralmente capaz de ser perforada con la caída de presión anticipada en la formación.

Se debe revisar la productividad esperada con el grado de bajo balance propuesto. El objetivo de la perforación *Under Balance* es limpiar el yacimiento, no que el pozo produzca a su máxima capacidad. Se debe saber si existen probabilidades de que el yacimiento produzca, ya que un influjo de agua puede tener efectos significativos sobre el proceso *Under Balance*.

Es importante que se analice la productividad esperada con los ingenieros de yacimientos para obtener una buena indicación de si la perforación *Under Balance* será beneficiosa en dicho caso.

Una vez que las condiciones del yacimiento son comprendidas, y que se ha robado no solo que es ventajoso perforar el pozo *Under Balance* sino que el perfil propuesto del pozo es también suficientemente estable, puede seleccionarse el equipo de superficie.

### 2.4.1 Requisitos de presión de fondo del pozo

Además de ser un componente de la estabilidad del pozo, la presión de poro es el factor más importante en el probable éxito de las operaciones *Under Balance*. No obstante, no hay limitaciones en operaciones *Under Balance* presentadas por presiones de fondo. La presión de poro es el factor mas determinante de que sistema utilizar para obtener el estado de *Under Balance*.

En efecto formaciones con presiones mas bajas son mas propensas a presentar mas limitaciones que otras que presentan altas presiones por lo menos desde el punto de vista de la teoría.

El efecto dinámico que el movimiento del fluido ejerce en la presión de fondo debe ser tomado en cuenta. Estos efectos dinámicos son importante para que el *Under Balance* sea mantenido continuamente durante la operación, obteniendo así mejores resultados. Un factor de diseño es requerido para asegurar que la operación no pase del *Under Balance* al over balance debido a los efectos dinámicos.

En la perforación convencional se selecciona un peso de lodo que proporcione una presión hidrostática de 200 a 1000 psi por encima de la presión del yacimiento.

En la perforación *Under Balance* seleccionamos un fluido que proporcione una presión hidrostática de 200 psi por debajo de la presión inicial del yacimiento. Esto es un punto de partida para la selección del sistema de fluido. En el estudio de viabilidad, esto es más detallado dependiendo del influjo esperado del yacimiento con una caída de presión de 200 psi.

Al evaluar todas las simulaciones hidráulicas de la perforación, estas pueden indicar que 200 psi de caída de presión no son suficientes para alcanzar la

condición *Under Balance* y el pozo estará sobrebalance cuando se circule. Si este es el caso el fluido de circulación tendrá que ser reevaluado.

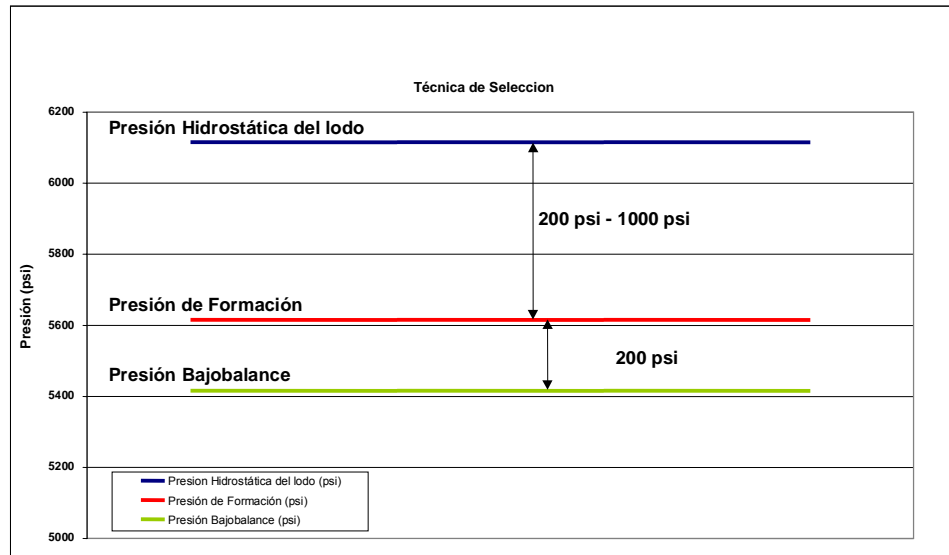


Figura 2-3. Condición de presión underbalance e hidrostática de fondo.

Fuente: Autores del proyecto.

### 2.4.2 Factor de permeabilidad

La permeabilidad incide en uno de los factores más importantes de la formación la capacidad del fluido a fluir a través de la roca. La permeabilidad se debe pensar como una medida del potencial de movimiento del fluido.

Algunos valores de permeabilidad indican la probabilidad de pérdidas de retornos, mientras mas alta sea esta probabilidad las operaciones *Under Balance* son las mas deseables. Formaciones que tienen alto potencial de pérdidas de retornos, son paralelamente buenas candidatas a *Under Balance* y poseen las siguientes características:

- Permeabilidad mayor de 1000 md.
- Presencia de grandes fracturas (aberturas mayores de 100 micrones).

- Fluidos convencionales producen un sobrebalance de mas de 1000 psi.

### **2.4.3 Factor porosidad**

La porosidad de la formación afecta de la misma forma las operaciones *Under Balance* que la permeabilidad. Formaciones con alta porosidad poseen una mayor capacidad de contener fluido que se desplazara hacia afuera de la formación, aunque hay mas espacio para que los fluido fluyan dentro de la misma incrementando las perdidas de retornos. En consecuencia yacimientos con alta porosidad son buenos candidatos para ser perforados con *Under Balance*.

### **2.4.4 Espesor de la formación**

El espesor de la formación afecta de una forma mas leve el uso de las operaciones de *Under Balance*. Lo puede afectar de dos formas principales.

La primera es la parte económica de la operación, indicando por cuanto tiempo se extienden las operaciones y cuanto fluido la formación producirá mientras la condición *Under Balance* exista. En segunda medida esta la producción de fluidos no deseados, de manera que dañen el yacimiento.

## **2.5 Problemas más comunes en la perforación *Under Balance***

No sólo hay ventajas en la perforación *Under Balance*. Antes de embarcarse en un programa de perforación *Under Balance*, se deben revisar las limitaciones del proceso. Hay limitaciones técnicas además de limitaciones económicas y de seguridad en el proceso de perforación *Under Balance*.

Condiciones que pueden afectar adversamente cualquier operación *Under Balance*:

- Insuficiente capacidad de la formación para resistir el stress mecánico sin colapsar.
- Imbibición espontánea debido a la incompatibilidad entre el fluido base usado en el fluido de perforación y la roca o los fluidos del yacimiento. El uso de un fluido no humectante puede prevenir o reducir esta situación.
- Pozos profundos, de alta presión, altamente permeables representan una limitación técnica debido a aspectos de seguridad y de control de pozo.
- Condición de *Under Balance* no continuo.
- Excesiva producción de agua de formación.
- Zonas altamente productoras de agua localizadas cerca al comienzo de la trayectoria del pozo afectarán adversamente la condición de *Under Balance* a lo largo del hueco.
- Pozos donde se requiere columna hidrostática de fluido o presión para matar el pozo durante ciertas operaciones de perforación o completamiento.
- Huecos de pequeño diámetro o condiciones de perforación que resultan en un anular pequeño crearán altas contrapresiones debido a las fuerzas de fricción.
- Pozos con objetivos que contengan presión significativa o variaciones de litología a través del objetivo.

## 2.5.1 Problemas técnicos

### 2.5.1.1 Estabilidad de la pared del pozo

La estabilidad de las paredes del pozo es una de las limitaciones principales de la perforación *Under Balance*. El colapso del hueco como resultado del esfuerzo de la roca, es uno de los aspectos a considerar. El otro aspecto es la estabilidad química, que se ve en formaciones de lutitas y arcillas. Ambos aspectos pueden

---

tener serias implicaciones en la perforación. Definir la máxima caída de presión y revisar la compatibilidad química con los fluidos de perforación propuestos es un aspecto clave en la factibilidad de la perforación *Under Balance*.

No ha sido comunicado ningún caso de colapso de hueco debido a mecánica de la roca y caída de presión en pozos perforados *Under Balance*. En un pozo perforado en España en 1996 fueron encontrados significativos problemas del hueco, debido a esto el pozo fue taponado y desviado tres veces y finalmente fue producido a través de la sarta de perforación como resultado del colapso del pozo. No se ha publicado ninguna investigación adicional sobre las causas, pero es una de los ejemplos publicados de problemas de estabilidad de las paredes del hoyo.

#### **2.5.1.2 Influjo de agua**

El influjo de agua en un yacimiento depletado puede causar problemas graves en un pozo perforado *Under Balance*. Si la tasa de flujo es suficientemente alta el índice del flujo es suficientemente alto el pozo se matará como resultado del influjo de agua.

La inyección de gas a un pozo que produce agua a una alta tasa de flujo es casi imposible. Se debe tener cuidado de que la contacto de agua en un yacimiento depletado no sea penetrada al perforar en condición *Under Balance*.

#### **2.5.1.3 Equipos de perforación direccional**

El equipo de perforación direccional puede tener limitaciones en la perforación *Under Balance*. Herramientas operadas hidráulicamente no pueden ser utilizadas en pozos *Under Balance*, y si un sistema gasificado se utiliza, los sistemas de MWD por pulsos de lodo pueden no funcionar. Ciertos motores y otro equipo direccional pueden ser propensos a fallar como resultado de que los

componentes de caucho se impregnen con el gas utilizado. La descompresión explosiva de los componentes de caucho se debe tener en consideración al seleccionar el equipo.

Mayores valores de torque y arrastre vistos en pozos *Under Balance* (tanto como el 20%) pueden también prevenir ciertas trayectorias de ser perforadas *Under Balance*. El torque más alto se produce por la flotabilidad reducida, combinada con la falta de la torta de filtrado del lodo sobre la pared del pozo.

#### **2.5.1.4 Yacimientos inapropiados**

El yacimiento puede no ser apropiado para la perforación *Under Balance*. Un yacimiento altamente poroso y altamente permeable puede producir demasiado flujo a bajos valores de caída de presión. Es importante que los beneficios percibidos de la perforación *Under Balance* sean tenidos en cuenta al planear operaciones *Under Balance*.

#### **2.5.1.5 Equipos de superficie**

La instalación del equipo de superficie puede resultar ser imposible en algunos lugares mar adentro. Puede haber problemas con la altura entre suelo y la torre de perforación, el espacio de cubierta, o la capacidad de carga de la cubierta. Ambos, el equipo de la cabeza del pozo y el equipo de separación de superficie deben ser diseñados cuidadosamente para que se ajusten a la plataforma o a la torre de perforación.

### **2.6 MPD - Managed Pressure Drilling**

MPD no es un concepto nuevo en la industria, aunque el termino por si mismo puede ser nuevo para la mayoría de las personas. La tecnología de perforación

---

con un sistema de lodo presurizable y cerrado que permite la rotación de la tubería y viajes de baja presión se han desarrollado onshore desde mediados de los 90's.

Una industria familiar participante con MPD plantea que cerca del 75% de las torres de perforación que trabajan en tierra en los Estados Unidos van a perforar por lo menos una sección de cualquier pozo con un sistema de retorno de lodo presurizable y cerrado por varias razones.

Mientras que la mayoría de estos sistemas de MPD no son verdaderamente pozos Under Balance, los contratistas y operadores encuentran que un sistema de retorno de lodo presurizable y cerrado puede afectar más la contención precisa de la presión, manejo y desvío de los fluidos en el anular bajo presión.

La tecnología que es desarrollada para pozos costa adentro puede usualmente ser aplicada en costa afuera, y MPD no es una excepción.

Mientras que MPD utiliza algunos de los equipos utilizados en superficie utilizados para la perforación Under Balance, MPD, particularmente en ambientes costa afuera, no es previsto para producir hidrocarburos mientras perfora pero más bien es más preciso para manejar presiones en el wellbore y retornos en el anular mientras se perfora.

Un mecanismo de control de la rotación, una herramienta desarrollado para una perforación segura en pozos UBD, es requerida para la mayoría de las aplicaciones de MPD, costa adentro y costa afuera. Un RCD (cabeza rotativa) y un dedicado choke afecta muchos de los sistemas de retorno de lodo presurizables y cerrados mientras se perfora.

Cerca del 75% de las torres de perforación que trabajan en Estados Unidos y Canadá usan un control de rotación en cabeza en programa de perforación de

---

pozo por una razón y otra, de acuerdo a Don Hannegan, PE, Director Funcional para **Weatherford UBS**. El también apunta que un gran número de RCDs son usados en superficie para otros propósitos de MPD y Under Balance. Weatherford UBS está tomando algunas de las tecnologías y métodos UBD y usándolos luego para perforaciones exitosas de manejo de presión en pozos por todo el mundo ósea en este caso MPD.

MPD no está diseñado para incrementar la productividad del pozo o minimizar el efecto del daño aunque no se puede decir que no lo hace ya que con esta tecnología también se reducen estos efectos. El objetivo es superar algunos de los problemas de perforación como las bajas tasas de penetración, pérdida de circulación, pegas diferenciales, eliminar un tamaño de casing y/o obtener un hueco abierto más profundo.

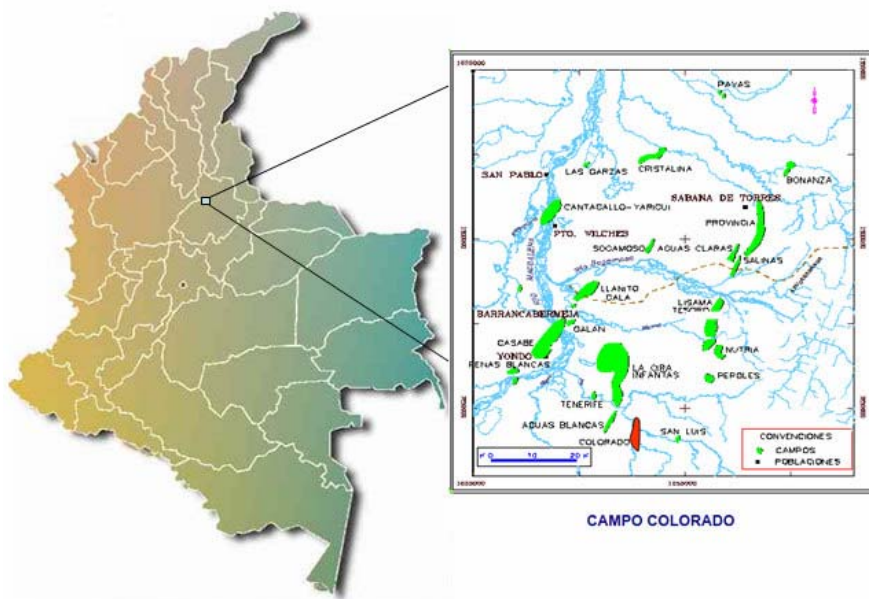
La decisión de perforar hace que en un comienzo se empiece a realizar con sistemas de retorno de lodo presurizado cerrado ellos tienen la habilidad de rotar la tubería y hacerla viajar. Adicionalmente, ellos tienen la habilidad para reducir el lodo en zonas donde la pérdida de circulación es esperada. Alternativamente, si el operador ve una ganancia de lodo o otras indicaciones de un influjo el puede cerrar el choke e inmediatamente incrementar la presión en la cara del pozo. Los operadores también ven una ventaja con MPD cuando este llega al límite de los márgenes entre la presión de poro y el gradiente de fractura para perforar pozos más profundos mientras posiblemente elimina un tamaño de casing.

Varios operadores principales han utilizado MPD en sus programas de perforación alrededor del mundo para varias aplicaciones. Por ejemplo, un operador en el Sudeste de Asia está utilizando MPD en perforación con capa de lodo presurizado para una torre de perforación flotante. El programa va en su tercer pozo<sup>2</sup>.

### 3. DESCRIPCION CAMPO ESCUELA COLORADO

#### 3.1 Ubicación geográfica Campo Escuela Colorado

Actualmente el Campo Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.



**Figura 3-1: Ubicación Campo Colorado.**

Fuente: Modificado de Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro

El campo colorado esta situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio se San Vicente de Chucurí, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y =1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares. Se desarrollo completamente entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, alrededor de unos 60, con lo cual se aumento a 75 el total de pozos perforados en la estructura.

### 3.2 Marco Geológico regional<sup>3</sup>

La evolución tectónica del VMM has sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya MARCO subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general que hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama

La fase tectónica en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central, compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor

ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno.

Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

El VMM constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinial con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleo topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay” (ICP, 1999).

---

## **Estratigrafía de la cuenca Valle Medio del Magdalena**

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (**figura 3-2**). Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

### **3.2.1 PRE-CRETÁCEO Formación Girón (Jurásico)**

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

|












PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
	EOCENO	ESMERALDAS	
		LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	LA LUNA	
	CONIACIANO		
	TURONIANO		
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
	VALANGINIANO	TAMBOR	
JURASICO	GIRON		
PREMESOZOICO	BASAMENTO		

Figura 3-2. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.

### 3.2.2 Cretáceo

#### 3.2.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por

la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

### **3.2.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)**

Esta constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

### **3.2.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano)**

La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéllicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas

lumaquéticas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, silíceas, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

#### **3.2.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano)**

La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéticas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es mas calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varia entre 225 y 540 metros en el área de estudio

#### **3.2.2.5 Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio)**

La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

### **3.2.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)**

La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concrecionales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.

### **3.2.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)**

La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio

## **3.2.3 Terciario**

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera

Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A a la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

### **3.2.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)**

Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un

ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

### **3.2.3.2 Formación La Paz (Eoceno medio)**

La Formación La Paz esta constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados<sup>4</sup> a meándricos de baja sinuosidad<sup>5</sup>. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies<sup>6</sup>. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

### **3.2.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)**

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas esta dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

### **3.2.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)**

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas

varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope esta marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

### **3.2.3.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)**

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).

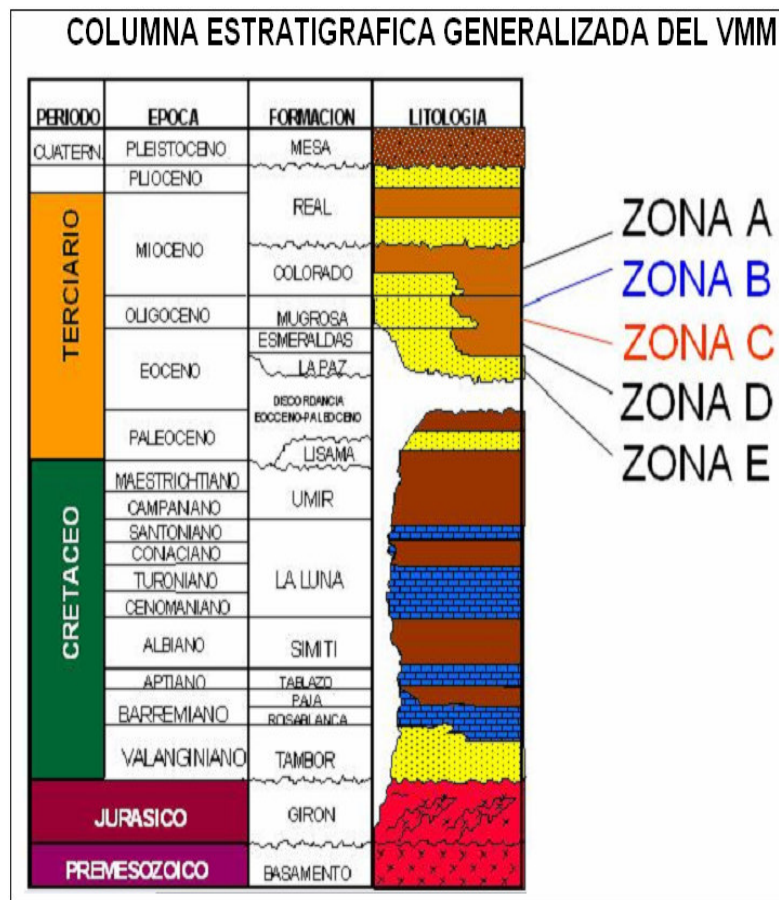
Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

### **3.2.3.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)**

La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (**figura 3-3**). Los alcances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las

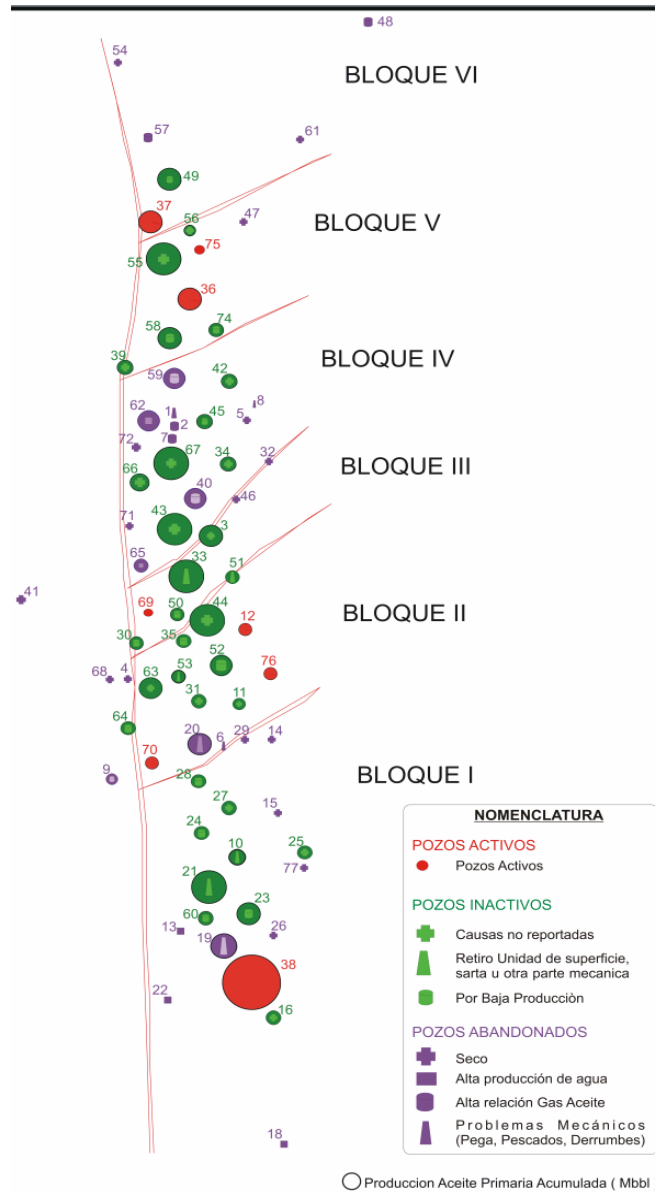
principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.



**Figura 3-3: Columna Estratigráfica generalizada del VMM.**

Fuente: Estudio de ECOPEPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

La estructura del Campo Colorado esta conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran numero de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (figura 3-4), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.



**Figura 3-4: Distribución de los pozos para el Campo Colorado**

Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

### 3.3 Historia de Perforación del Campo Escuela Colorado

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas

mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la perdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados<sup>3</sup>.

### **3.4 Parámetros básicos del Campo Escuela Colorado**

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 BIs. A diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMbbls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMbbls con un factor de recobro actual del 15%. (**Tabla 3-1**)

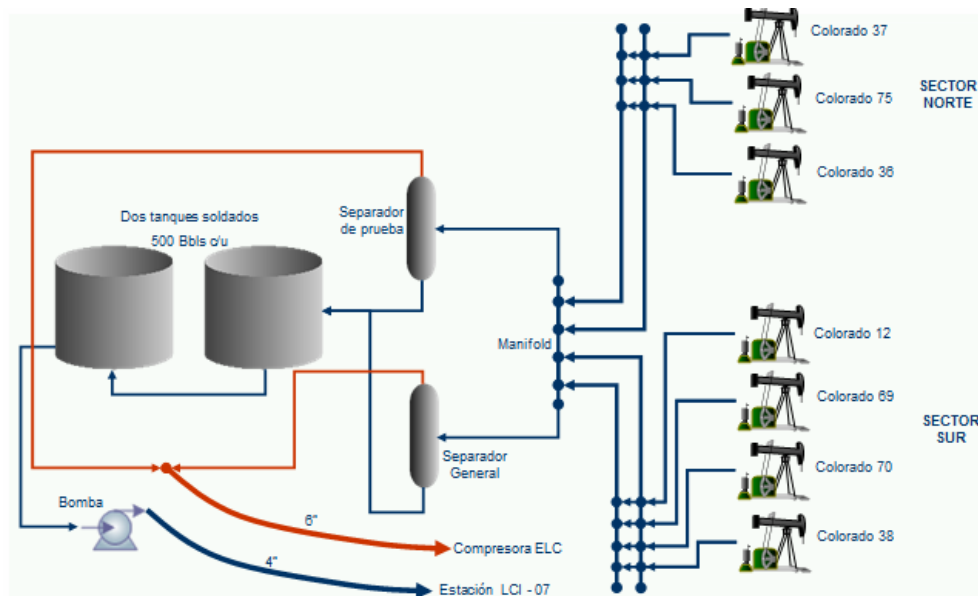
Fase Aceite	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2003 (VOLUMÉTRICO)	120
	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2005 (CORREGIDO)	59
	PROD. ACUMULADA (MBb)	8,59
	RESERVAS REMANENTES (MBb) - CURVAS DE DECLINACIÓN	9,31

**Tabla 3-1: OOIP y Reservas Campo Colorado.**

Fuente: Presentación Geología y Yacimientos 2007

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente tiene 5 pozos activos en con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD y una declinación actual de 15% efectivo anual. Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

Actualmente existen tres pozos en producción, Col – 38 que produce entre 14-18 bopd, y recientemente tras labores del equipo de trabajo del Campo Escuela Colorado se ha logrado poner en funcionamiento el pozo Col - 37 y Col -70 con una producción total de 25 bopd, se estima una producción (a partir de los pozos Col 38 y Col 70) promedio de 23 BOPD. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. (Figura 3-5).



**Figura 3-5: Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado.**

Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007

De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos. Actualmente solo dos pozos registran producción (Col 38 y Col 70). Los 5 restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo expuestas en la tabla 3-2, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace mas difícil la decisión para procesos de reactivación. Uno de los propósitos de este proyecto es dejar una base de datos que pueda ser utilizada en futuras investigaciones.

CARACTERISTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	(psi)	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41.2	39.7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0.958	0.937
Presión de Burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedia	ft	1700	3500
Aceite Original	MM BIs	20.0	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. / Pozo Perforado	MBbls	112	
Espaciamiento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	MBIs	100- 200	
Factor de Recobro	%	14.83	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos Cerrados		54	

**Tabla 3-2. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)**

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

### **3.5 Problemas más frecuentes del Campo Escuela Colorado**

Por las características Parafínicas del crudo del campo COLORADO, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de su vida productiva ha sido la precipitación de Parafina en los sistemas de producción, lo cual se presenta básicamente por la reducción de temperatura y presión, de los fluidos en los procesos de extracción y recolección. Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de Superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

Las oportunidades de desarrollo adicional rentables son pocas, debido al bajo potencial de aceite incremental esperado y a los continuos trabajos de control de parafinas a realizar.

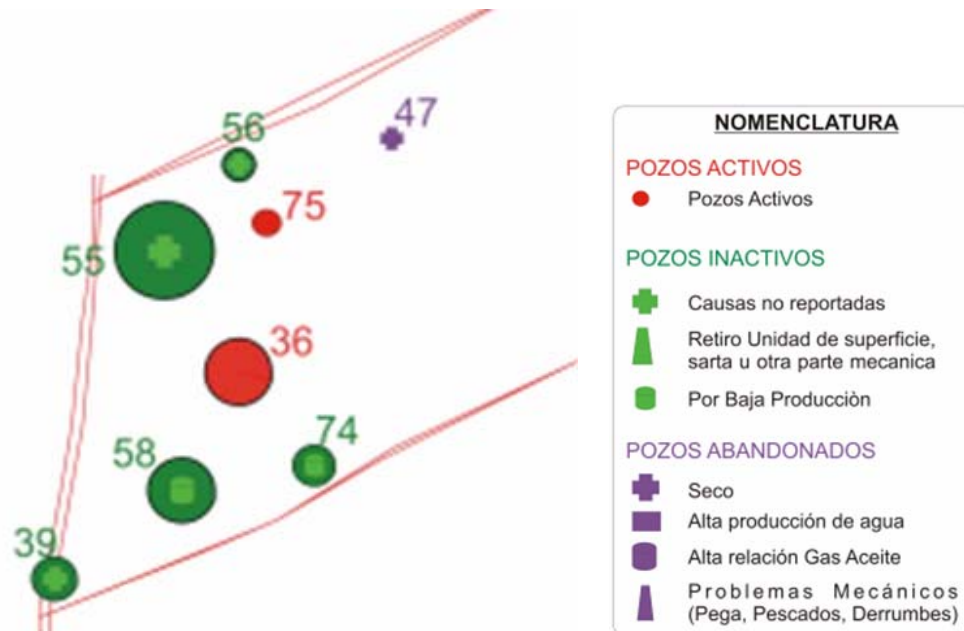
No obstante es factible realizar los análisis económicos con métodos alternativos de levantamiento artificial que impidan la precipitación de las parafinas y se puedan disminuir los costos de recuperar los pozos abandonados.

#### **4. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO**

El desarrollo del proyecto en el Campo Escuela Colorado está basado en la viabilidad técnica y económica de la perforación de dos nuevos pozos dentro de la estructura del campo, un pozo vertical y otro direccional realizados en la delimitación referida del Campo Escuela Colorado (ver figura 3-4).

Para llevar a cabo este proyecto en el Campo Escuela Colorado, toda la información referente al mismo pasó por varios criterios, permitiendo un proceso de selección, con el firme propósito de ubicar el mejor punto posible en el cual realizar la perforación de los dos pozos; se ha elegido el mismo punto para los dos pozos con el fin de analizar la viabilidad de cada uno y las ventajas que acarrea realizar esta perforación en este punto.

La información precedente del campo Colorado no es muy amplia, lo que conlleva a acoplarnos a la literatura existente; como primer paso de criterio de selección se indicó el bloque en el cual realizar la perforación; la elección de este bloque se basó en el INFORME CAMPO COLORADO 2003 – DIAGNOSTICO, ANALISIS Y ESTRATEGIAS DE PRODUCCION PRELIMINAR el cual mostraba una correlación existente entre los pozos C-39, C-36 y C-47 pertenecientes al bloque V de la estructura del campo Colorado; lo que permitió establecer el bloque V como bloque en el cual se realizaría la perforación de los dos pozos; algunas características petrofísicas de este bloque se mencionan en la tabla siguiente.



**Figura 4-1: Distribución de los pozos para el Campo Colorado Bloque V**

Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

Propiedad	Valor
Np (STB)	1,409,080
N (STB)	18,683,969
% FR	7,54
Numero de Pozos	8

**Tabla 4-1: Propiedades Físicas del Bloque V**

Fuente: Pachano Karen, Informe Técnico Campo Colorado Sep 2007

Las formaciones productoras del campo Colorado se dividen en dos, formación Mugrosa y formación Esmeraldas; La formación Mugrosa del campo Colorado esta compartimentada en sub-zonas B y C; y estas a su vez en B1, B2, C1 y C2 respectivamente. La zona Mugrosa B es la que esta en estos momentos brindando producción de hidrocarburos en el campo por lo cual se eligió esta zona como objetivo de perforación.

Analizando estructuralmente la continuidad de los pozos Colorado 39, Colorado 36 y Colorado 47, se observó que la presencia de otros pozos con características productivas se hace mas evidente entre los pozos Colorado 36 y Colorado 47, donde le pozo Colorado 75 (activo productor) se encuentra entre ellos; este pozo dio pie para elegir el punto de perforación de los nuevos pozos entre los ya existentes Colorado 36, 75 y 47, para la selección de la zona específica entre las sub-divisiones B1 y B2 de la formación Mugrosa B, se analizó una correlación del registro SP, en el cual nos indicaba la presencia de arcillas o arenas, conjunto a esto se analizó el registro de resistividad para saber si la presencia de arenas era de aceite, gas o agua.

Los resultados obtenidos del análisis de estos registros SP y resistivo indican que en el pozo Colorado 36 hay grandes presencias de hidrocarburos pero esta continuidad hasta el pozo Colorado 47 no se evidencia; por tal motivo se tomó la decisión de analizar los registros ya mencionados del pozo Colorado 75, pozo que se encuentra entre estos dos pozos, también ubicado en el bloque V y en estado activo; algunas propiedades y la ubicación espacial de los pozos Colorado 36 y 75 esta anexa en la siguiente tabla:

Propiedad	Colorado 36	Colorado 75
Georeferenciación YN	1245011,5	1245377
Georeferenciación XE	1038566,88	1038648
Tope B2 (ft)	3380	3734
Base B2 (ft)	4278	4611
Grosor B2 (ft)	899	877
Sw	0,3276	*
Net Pay	6,5	*
Tipo	Productor	Productor
Np	282232	96854
Bloque	V	V
Area (m2)	17263,53	69834,52
Area (ft2)	42,65	17,26
N del bloque	18,683,969	18,683,969
N por pozo	4,120,584	1,667,167
% FR	6,8	5,8

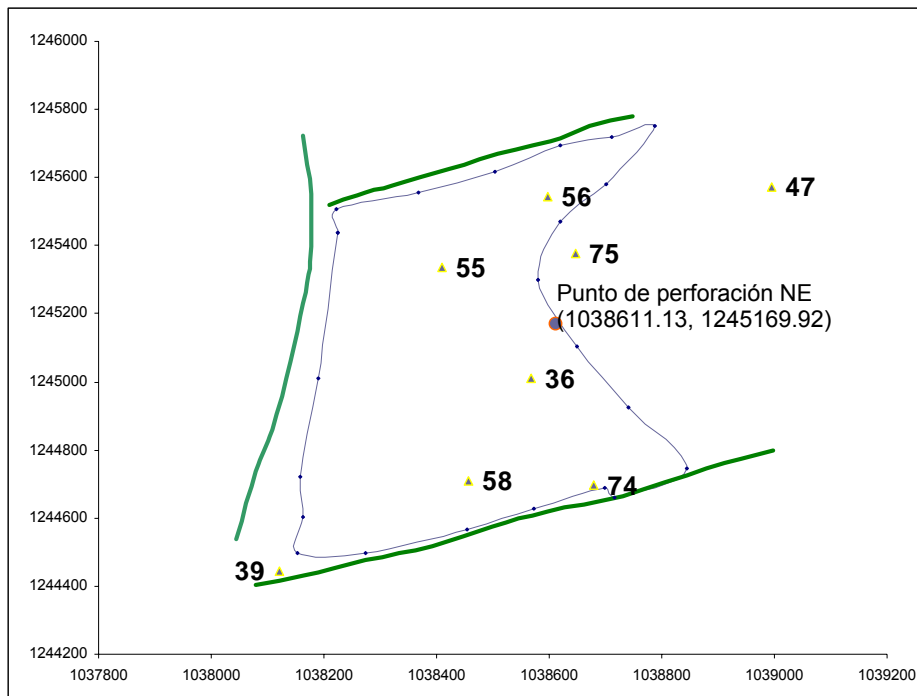
Tabla 4-2: Propiedades petrofísicas del los pozos Col 36 y Col 75

Fuente: Pachano Karen, Informe Técnico Campo Colorado Sep 2007

La continuidad de las arenas entre los pozos Colorado 36 y Colorado 75 se evidencia en gran medida, aunque la zona B2 posee mas arenas con capacidad de hidrocarburos que la zona B1, así que se determinó desarrollar el proyecto de perforación en esta sub-zona; la sub-zona B2 empieza en el pozo Colorado 36 a 3380 pies y se extiende hasta 4278 pies, de igual forma la zona B2 empieza en el pozo Colorado 75 a 3784 pies y se extiende hasta 4611 pies de profundidad.

El resultado del análisis y correlación de los registros SP y resistivo para los pozos Colorado 36 y Colorado 75 en la zona B2 reportaron bajo estos límites de estratos una posible arena continua que se extiende entre los dos pozos; en el pozo Colorado 36 la arena abarca desde 3450 pies hasta 3550 pies de profundidad, y para el pozo Colorado 75 se extiende desde 3800 pies hasta 3878 pies; esta continuidad delimito nuestro estrato de perforación para el proyecto (ver figura).

Ya teniendo delimitado el estrato de perforación, se prosiguió a escoger el punto en el cual realizar la perforación de los dos pozos; para esto, nos basamos en la distribución del radio de drenaje de los pozos Colorado 36 y 75 usando una aproximación de Voronoy, también en una distribución de nodos de propiedades petrofísicas existentes para la zona B2 del bloque V; como resultado de correlacionar estos dos aspectos, se eligió el punto con coordenadas NE – (1038611.13 , 1245169.92) ubicado a 164.4852 metros de la ubicación del pozo Colorado 36 tal como se aprecia en la gráfica.



**Figura 4-2: Ubicación punto de perforación. Coordenadas NE relacionadas.**

Fuente: Autores Del Proyecto

Algunas propiedades del punto elegido se muestran en la siguiente tabla.

Propiedad	Valor
Área (m2)	540,7218
Net pay (ft)	9,6342
Net pay (m)	2,93650416
Porosidad	0,132464
Sw	0,32
So	0,680836
Vo	143,200613
OOIP	900,704646

**Tabla 4-3: Propiedades Físicas**

Fuente: Pachano Karen, Informe Técnico Campo Colorado Sep 2007

El gradiente de presión de fractura para el intervalo del cual se tiene en la profundidad de (3800-3878) pies es de 0.69249 psi/pie; entonces multiplicando por la profundidad, la presión de fractura seria de (2631 - 2685) psi para este intervalo.

#### 4.1 Criterio de selección de los fluidos a utilizar en la perforación UnderBalance en el Campo Escuela Colorado.

En el Campo Escuela Colorado podemos apreciar un fenómeno muy importante el cual es, que la presión de formación se ha mantenido durante tantos años después de haber sido descubierto, ya que desde el momento en el cual se comenzó a producir hasta hoy no se ha producido mayor cantidad de petróleo y esto lo podemos ver reflejado en el factor de recobro que en estos momentos es del 17%, debido a esto hoy tenemos una presión de formación de 650 psia.

En la **figura: 2-2** podemos observar cierto tipos de fluidos a seleccionar para perforar un pozo petrolero, en la siguiente expresión se obtendrá el peso adecuado de lodo para perforar En el Campo Escuela Colorado hasta la profundidad de 3878 ft que es el objetivo final, para posteriormente determinar en la **figura: 2-2** el mejor fluido a trabajar.

$$P = 0.052 * \rho * h \quad (4)$$

Donde:

P= Presión

$\rho$ = Densidad de lodo

h= Profundidad

$$650 \text{ psia} = 0.052 * \rho * 3878 \quad (4-1)$$

$$\rho = 3,223 \text{ ppg} \quad (4-2)$$

Con los resultados obtenidos anteriormente se entro en la **figura: 2-2** y se pudo determinar el mejor fluido de perforación para el Campo Escuela Colorado que cumple con los requerimientos de presión de formación y densidad de lodo, este fluido es una espuma estable.

Esta condición de espuma se puede llegar a tener con una mezcla de gas (en este caso N<sub>2</sub>), agua y surfactantes el cual seria el mismo agente espumante.

#### **4.2 Diseño básico de la perforación Under Balance en el Campo Escuela Colorado.**

Para el diseño básico de los pozos a perforar con Under Balance (MPD) en el Campo Escuela Colorado se tomo como referencia los diseños básico de estados mecánicos de los pozos adyacentes a la nueva posición, ya que en los comienzos de las perforaciones se evidenciaron unas perdidas de circulación superficiales y se necesitaron remediar con la cementación de un casing a 600 ft de profundidad.

Se decidió comenzar a perforar con broca de 12 ¼ pulgadas hasta la profundidad de 600 ft y cementar casing de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgadas, continuando con broca de 8 ½ pulg y bajando casing de 7 pulg, esto basado en los reportes existentes de los pozo del campo colorado los cuales en su mayoría se encuentran así y para hacer los nuevos pozos lo mas similares posible a los pozos existentes, estas condiciones se tomaron en cuenta para los dos pozos a realizar el vertical y el direccional.

Estado mecánico pozo Vertical.

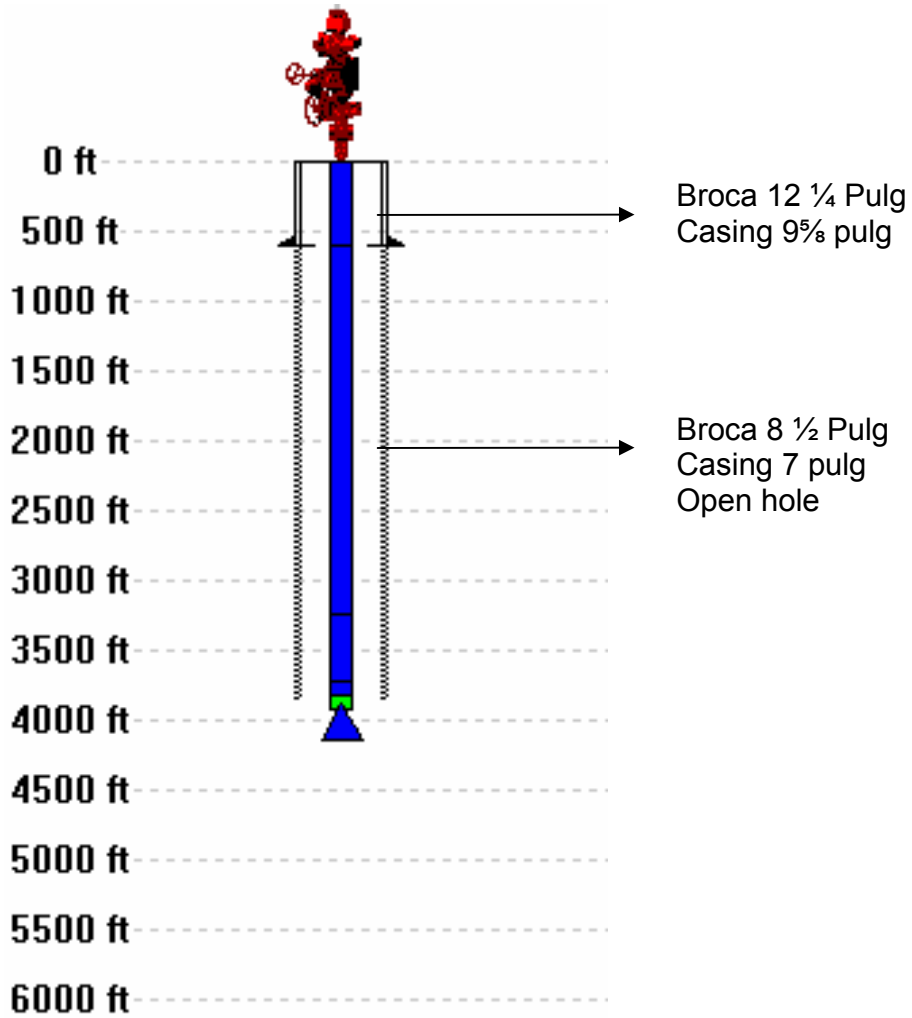
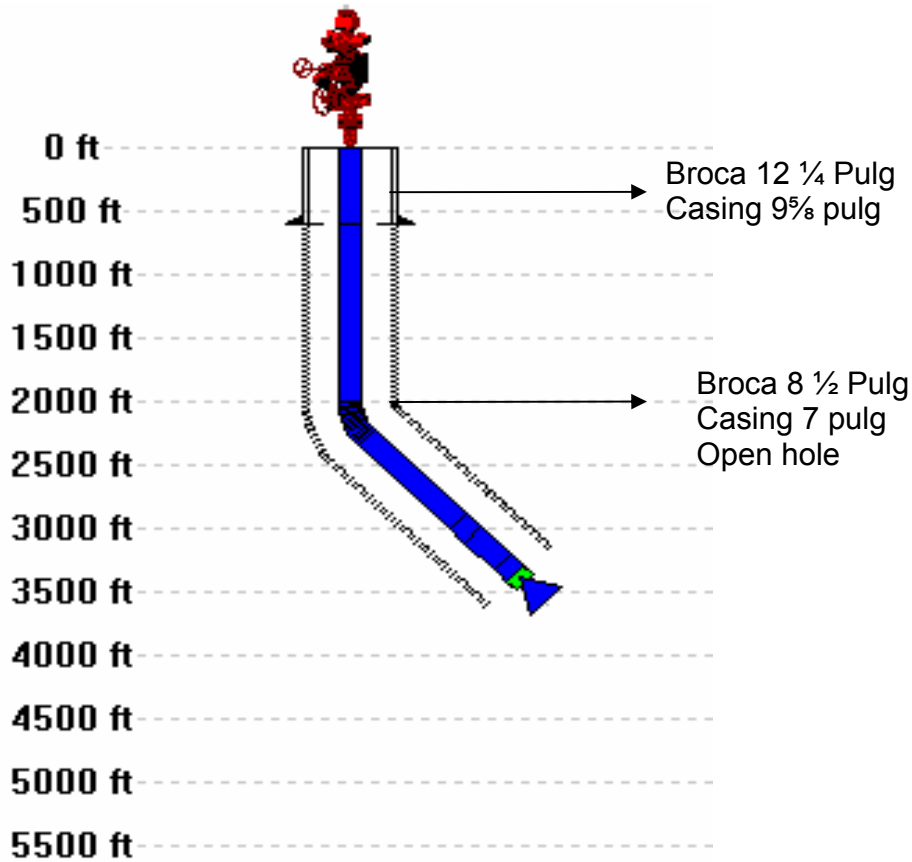


Figura 4-3: Estado mecánico Pozo Vertical  
Fuente: Autores del proyecto

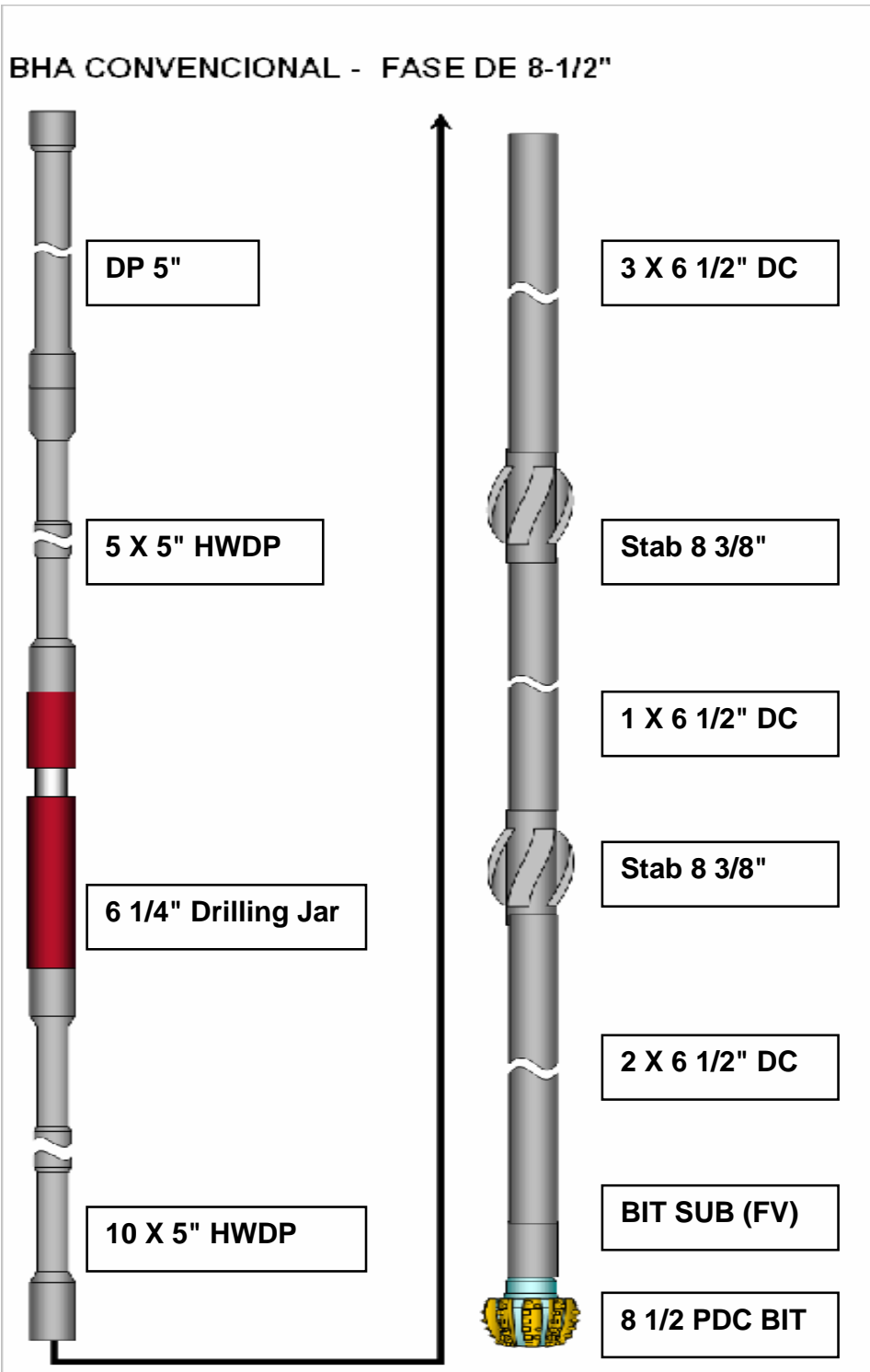
### Estado mecánico pozo Direccional



**Figura 4-4: Estado mecánico Pozo Direccional**

Fuente: Autores del proyecto

Para el diseño del pozo Direccional se tuvo en cuenta un KOP a 2000 ft de profundidad, para comenzar a realizar un ángulo de desviación de 45 grado el cual se desea alcanzar con una tasa de desviación 10 grados por cada 70 ft perforados. Para los dos pozos a perforar se tuvo en cuenta el mismo diseño de BHA, esto teniendo en cuenta que en el pozo direccional se evidencian perdidas de presión en el motor de fondo y en el MWD consideradas en 300 y 100 psia respectivamente.



**Figura 4-5 BHA**  
Fuente: Autores del proyecto

#### 4.2.1 Ventana operativa

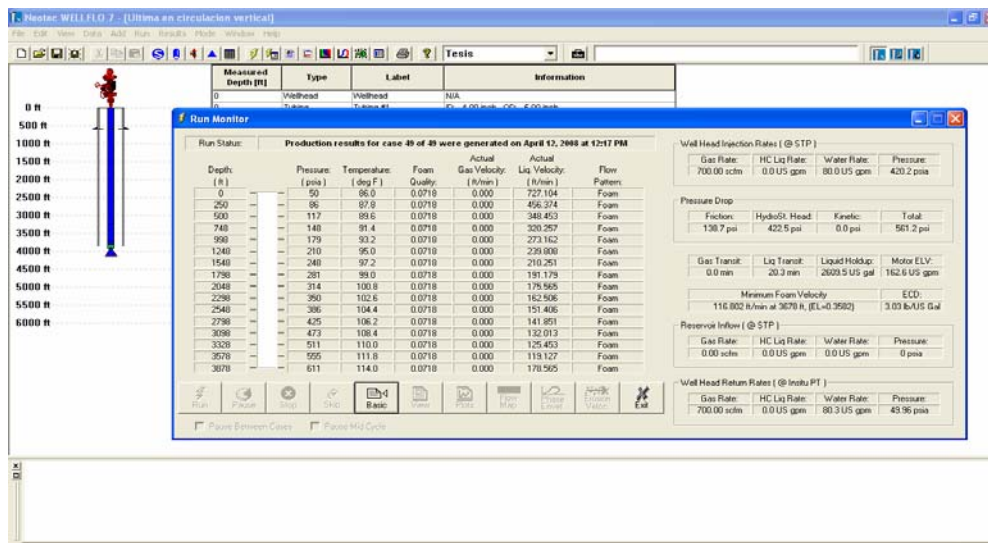
Para la realización del diseño piloto de los pozos a perforar con la técnica Under Balance MPD se utilizo el simulador de modelo hidráulico de flujo multifasico **WELLFLO** de la empresa canadiense **Neotec**, para efectuar la simulación de la hidráulica del pozo, con esto se esta refiriendo a los fluidos de perforación en este caso a la espuma que se va a utilizar para las operaciones a trabajar, este software ha demostrado que sus simulaciones son aproximadas y confiables garantizando los parámetros óptimos para desarrollar la perforación, como parámetros para este simulador se determino tener un flujo controlado de 150 psi por encima de la presión de yacimiento la cual es de 650 psi, esto quiere decir que la presión de fondo llegara por máximo a 800 psi y por consiguiente esto será la primer barrera de control del pozo.

Se decidió tomar un valor de 150 psi por encima de la presión de poro por experiencias de campo suministradas por los Ingenieros de **Weatherford Colombia S.A**, este dato depende de la presión de fractura pero en este caso en particular como el rango entre la presión de fractura y al presión de poro es tan grande se debe tomar un valor que se ajuste y que nos delimite la ventana operativa que se va a tener para trabajar la técnica de UBD/MPD ya que esto se debe determina antes de comenzar las operaciones, estas corridas se deben estar ajustando cada 328 ft perforados y ajustar los modelos hidráulicos a medida que las condiciones varíen. Esto contribuirá a llevar un efectivo control sobre las operaciones y mantendrá el flujo controlado diseñado para 150 psi.

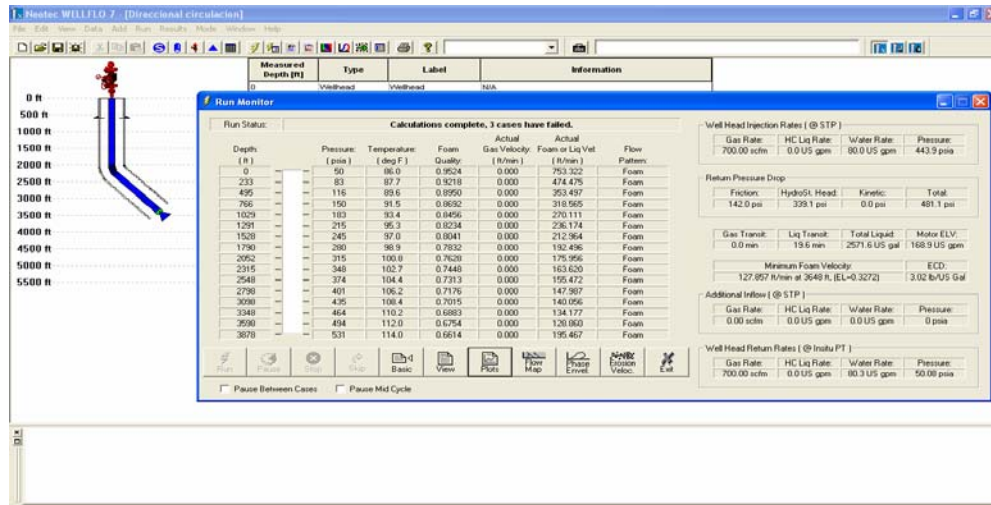
Adjunto a la decisión de tener 150 psi de sobrepresión en el fondo del pozo se ajusto que en el cabezal del pozo haya una presión en el choke de 50 psi, esto se determino así debido a que la presión del yacimiento la cual no es muy alta, por experiencia se sabe que un bueno valor para la presión en cabeza es de 100 psi pero en este proyecto no se toma así por las razones antes mencionadas, vale

recordar que estos parámetros se están tomando para el diseño de los dos pozos tanto el vertical como el direccional.

El simulador **WELLFLO** no muestra un comportamiento de la BHP versus el gasto de gas (en este caso nitrógeno) y gasto de agua en la cual se puede observa la ventana operacional que se va a tener para las operaciones de UBD/MPD, en la **Figura 4-8 y 4-9** para el pozo vertical y para el pozo direccional respectivamente se aprecian las ventanas operativas para el proyecto.



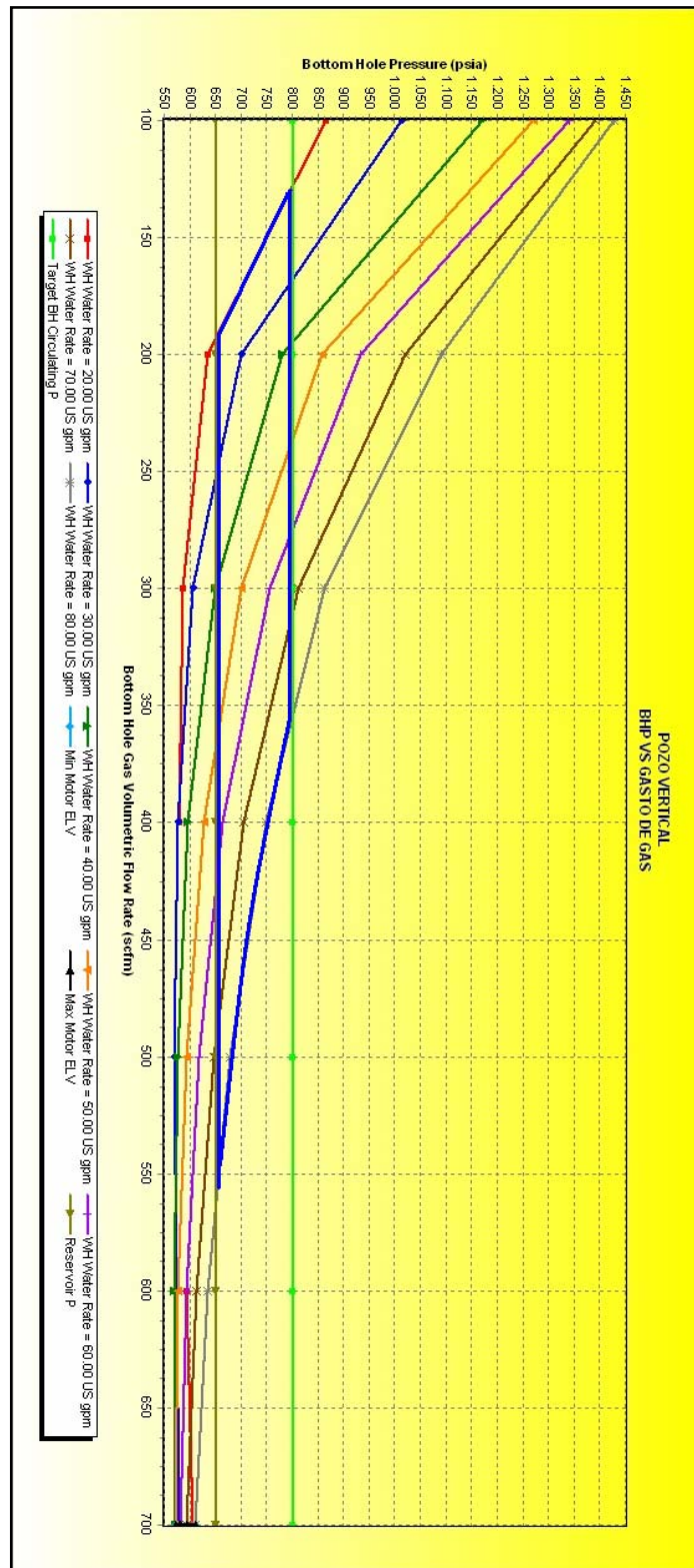
**Figura 4-6: Pantallazo Simulador Wellflo**  
 Fuente: Autores del proyecto



**Figura 4-7: Pantallazo Simulador Wellflo**  
 Fuente: Autores del proyecto

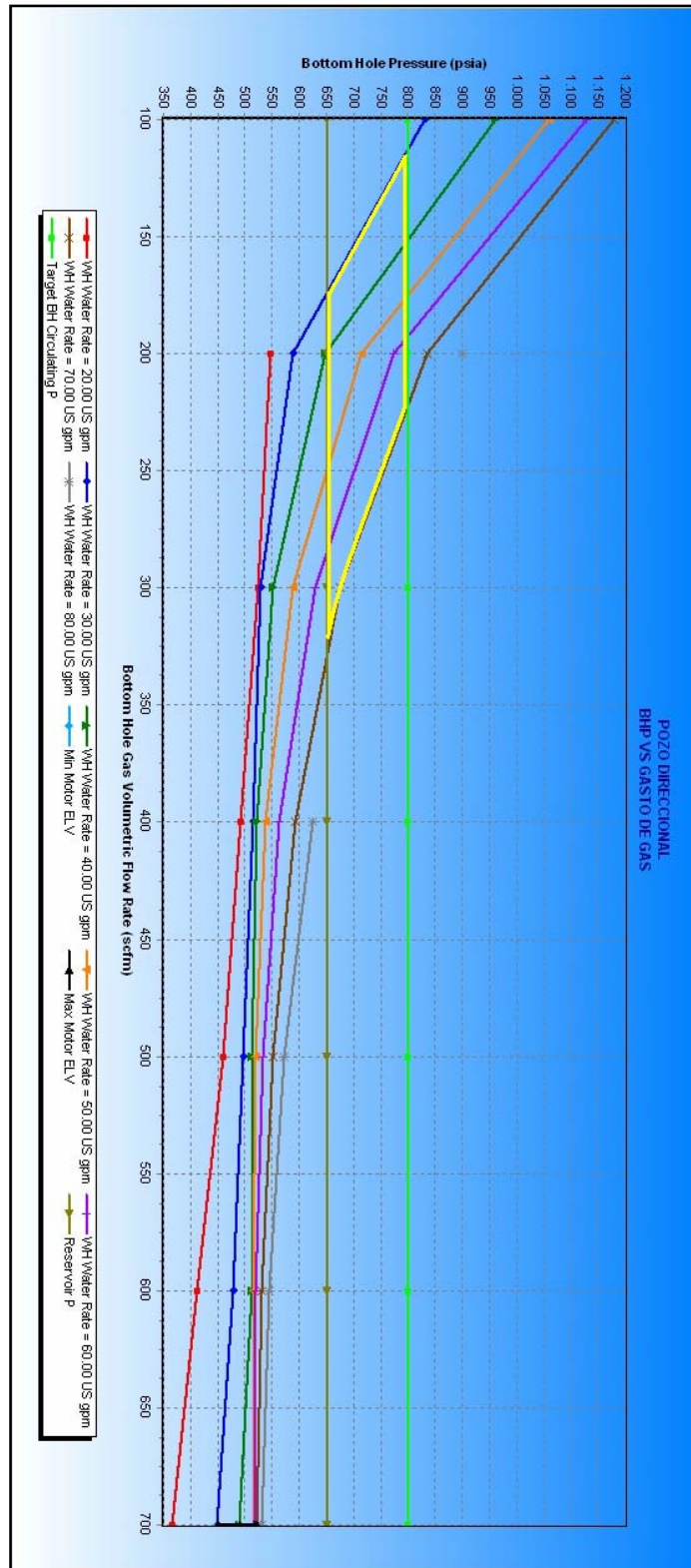
En estas ventanas podemos apreciar un rango de operación en el cual se puede trabajar sin que se cause ningún problema operacional, este rango está dado por un gasto de gas de 130 scfm (N<sub>2</sub>) @ 575 scfm y un gasto de agua que va desde 20 gpm @ 80 gpm esto para el pozo vertical y para el pozo direccional un gasto de gas de 115 scfm @ 330 scfm y un gasto de agua de 30 gpm @ 70 gpm estas diferencias que se aprecian entre pozo y pozo se pueden justificar por las pérdidas de presión que se generan en el motor de fondo y el MWD para el pozo direccional. Con estos gastos de gas y agua se tiene una presión de inyección de 300 psi @ 1000 psi para el pozo vertical y de 300 psi @ 800 psi para el pozo direccional.

Estos datos son muy importantes debido a que se debe contar en la locación con los equipos suficientes para poder generar esos rangos de presión y contar con los componentes necesarios para la preparación de la espuma, posteriormente se mostrara en una tabla los equipos necesarios para realizar este proyecto.



**Figura 4-8: BHP vs Gasto de Gas (Pozo Vertical)**

Fuente: Autores del proyecto



**Figura 4-9: BHP vs Gasto de Gas (Pozo Direccional)**

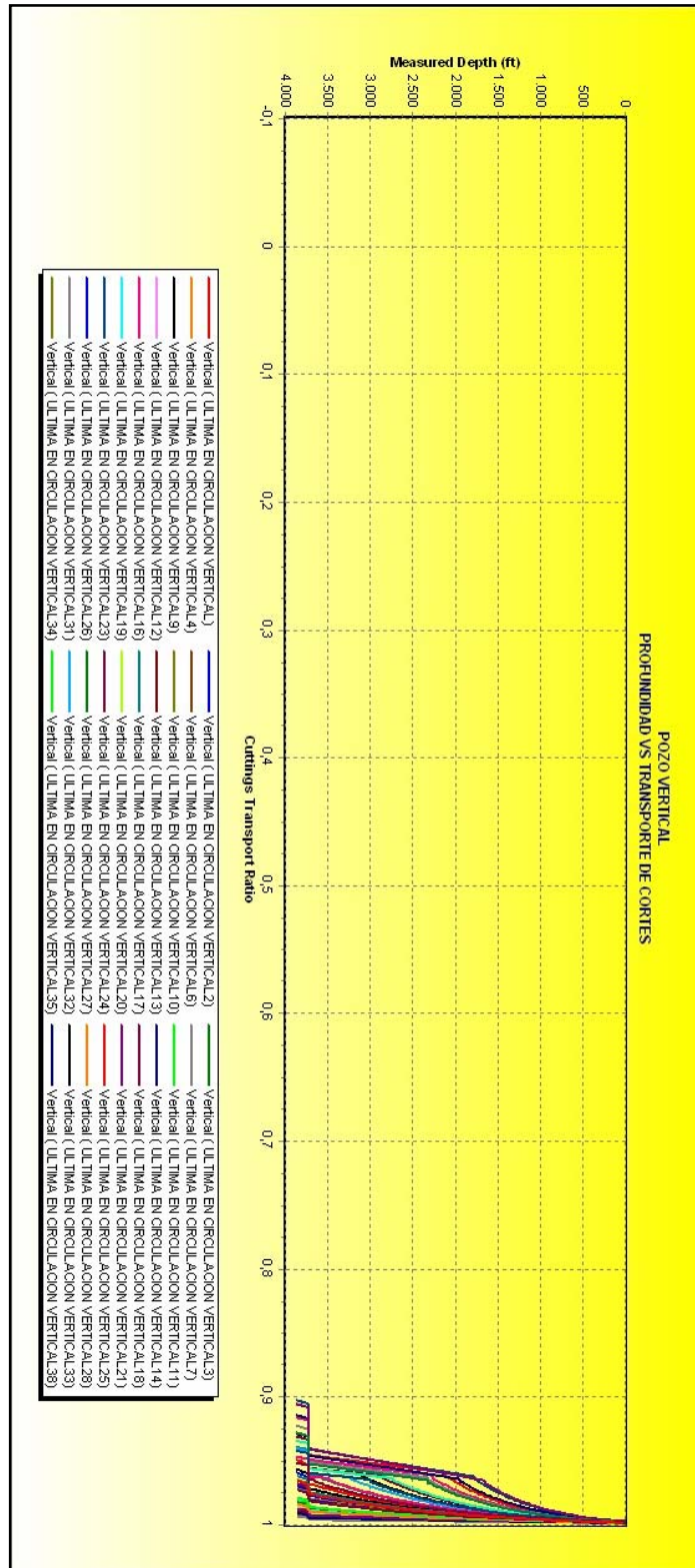
Fuente: Autores del proyecto

#### 4.2.2 Transporte de cortes

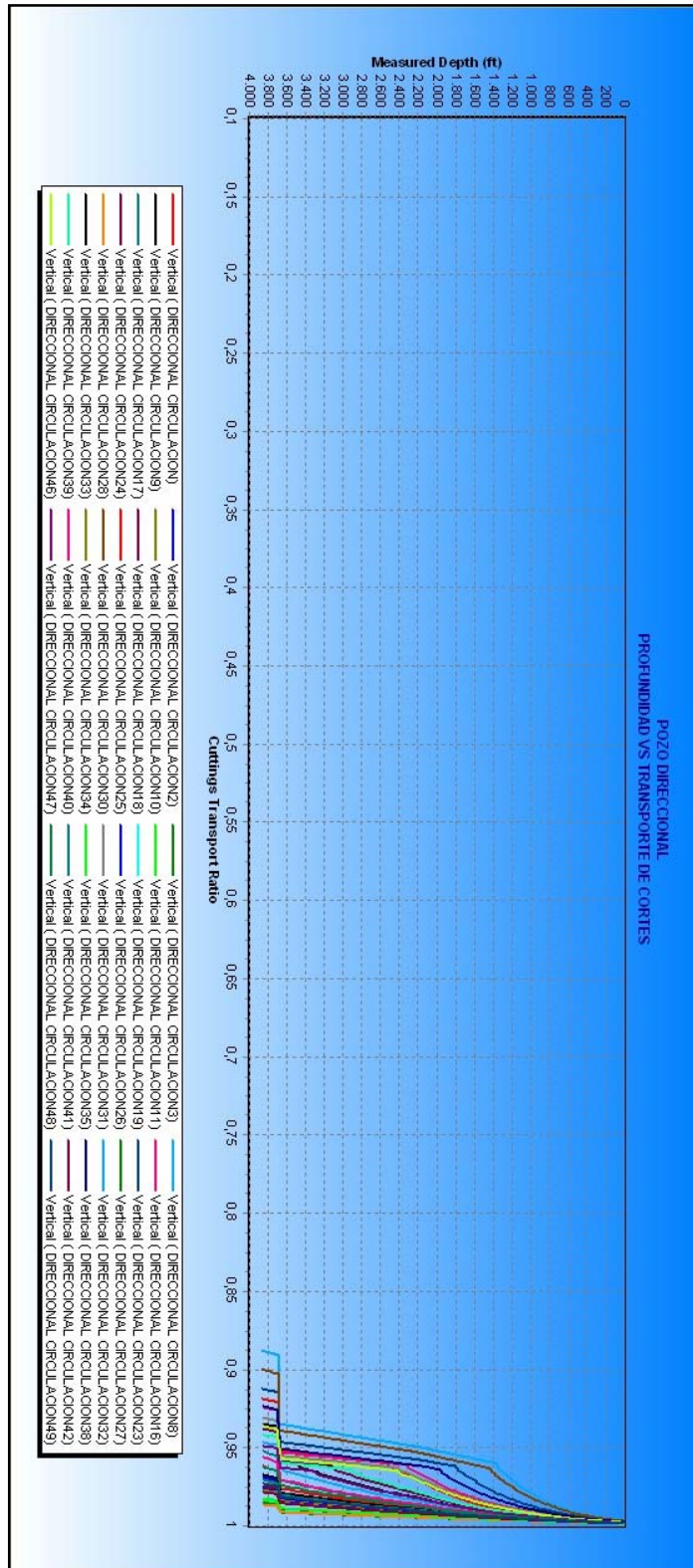
Para el transporte de cortes el **WELLFLO** da el resultado del comportamiento de los cortes con respecto a la profundidad y para un buen diseño y un buen comportamiento de esto, se tiene que para un pozo vertical el porcentaje de limpieza debe ser de mínimo un 60% y para un pozo direccional u horizontal la limpieza del pozo debe estar por encima del 90%.

Para los pozos que se están trabajando en este proyecto el vertical y el direccional se tiene un muy buen porcentaje de limpieza debido a que las espumas brindan excelente levantamiento y transporte de los cortes desde el fondo del pozo a superficie, en el estudio que se realizo se observo que el porcentaje para los dos pozo el vertical y el direccional esta por encima del 90% esto quiere decir que se tiene una muy buena limpieza del hueco.

En las **Figura 4-1 y 4-11** tenemos un comportamiento de Profundidad vs Transporte de cortes para el pozo vertical y direccional respectivamente, se puede apreciar que en las dos figuras el transporte de los corte de perforación en un momento se dispara sin ninguna razón, esto se debe a que el fluido de perforación pasa de una tamaño de casing mayor a uno menor y como el fluido de perforación esta compuesto por un 90% a 95% de gas y de 5% a 10% de liquido por consiguiente el gas se expande y por eso es que se evidencia este aumento de la velocidad en el transporte de los cortes a superficie.



**Figura 4-10: Profundidad vs Transporte de cortes (Pozo Vertical)**  
 Fuente: Autores del proyecto



**Figura 4-11: Profundidad vs Transporte de cortes (Pozo Direccional)**  
 Fuente: Autores del proyecto

### 4.2.3 Programa Operacional

1. Antes de que se inicie la operación de perforación realizar un programa de pláticas de entrenamiento con las guardias del taladro con el fin de que se familiaricen con los procedimientos que se implementan cuando se perfora en condiciones de flujo controlado.
2. Definir las adecuaciones necesarias en la locación y en el equipo para programar con tiempo los cambios y la logística.
3. Debido a los requerimientos de este tipo de operaciones, el sistema de preventoras incluyendo la unidad acumuladora deberán estar en óptimas condiciones ya que por las características de esta operación serán utilizados con mayor frecuencia que en una operación convencional.
4. Montar el cabezal rotatorio de perforación Williams modelo 7100 sobre el preventor anular de reventones.
5. Simultáneamente, Instalar la línea de descarga desde la salida del cabezal rotatorio hasta la entrada al manifold de estrangulación y al separador vertical de tres fases. Instalar una descarga directa a las temblorinas.
6. Montar las líneas de descarga del separador. La línea de descarga de gas desde la salida del separador hasta el quemadero, la línea de descarga de lodo desde el separador hasta la descarga a las temblorinas y la línea de descarga de sólidos hacia las temblorinas.
7. Realizar la prueba de presión de todas las líneas.
8. Verificar el alineamiento de las preventoras con respecto a la tubería de perforación con el objetivo de que cuando se instale la cabeza rotativa quede bien alineada y no haya desgaste prematuro de la goma.
9. Instalar el tapón de prueba de la cabeza rotatoria.
10. Antes de iniciar el viaje a superficie de acuerdo a las dos opciones anteriores retirar el ensamble de baleros de la cabeza rotatoria.

11. Desconectar barrena tricónica y armar el ensamblaje de fondo para iniciar la perforación dentro de la formación.
12. Constantemente revisar los retornos.
13. Durante la perforación, los fluido inyectados (lodo y nitrógeno) se harán pasar por el choke manifold y el separador. El gas separado será enviado por la línea de venteo de la torre o alineado al quemadero.
14. Una vez alcanzada la profundidad final, proceder con la operación de toma de registros eléctricos.

#### **4.2.4 Equipos necesarios para la perforación UBD/MPD.**

En el presente capitulo se presenta un listado de los equipos necesarios para las operaciones de UBD/MPD, debido a que aparte de los equipos convencionales de un taladro se es indispensable varios equipos específicos para poder realizar control de pozo, generación de nitrógeno, líneas de transporte, choke etc.

- **Generación e Inyección de Nitrógeno en sitio**

#### **Compresores de aire y Elevadores de Presión (Boosters)**

Dos compresores Sullair 1500scfm/350psia, con capacidad para manejar 2800 scfm de aire y en conjunto con dos unidades de Nitrógeno 750 y 2 elevadores de presión Ariel generan un total de 1400 scfm, para un total de 2600 scfm de N<sub>2</sub>.

Los compresores toman el aire de la atmósfera y lo elevan a una presión alrededor de 120 a 160 psi y alimentan la unidad de Nitrógeno (NPU), de allí el N<sub>2</sub> pasa al Booster (elevador de presión), el cual lo eleva a la presión requerida por el pozo, la máxima presión de inyección del sistema es de 3800 psi.



**Foto 4-1: Compresor Sullair 1500/350**

**Fuente:** Autores del proyecto



**Foto 4-2: Booster Ariel 5000 psi**

**Fuente:** Autores del proyecto

### **Membrana Generadora de Nitrógeno en sitio (NPU)**

Alimentada por los compresores, la Unidad generadora de Nitrógeno produce un gas con pureza de hasta 98% mediante el proceso de filtrado de aire atmosférico a través de micro membranas capilares. Capacidad total de generación del sistema hasta 2600 scfm de N<sub>2</sub>.



**Foto 4-3: NPU Mod 750**

**Fuente:** Autores del proyecto

### **Múltiple de Inyección de Nitrógeno**

El múltiple de inyección está conformado por un set de válvulas de bola de 2" – 10000 psi. Se utiliza para alinear el Nitrógeno para ser inyectado al pozo o para ventearlo a la atmósfera durante las conexiones, a través de la línea de venteo. Incluye un estrangulador o choke para controlar la cantidad de Nitrógeno a ser inyectado al pozo y un medidor con placa de orificio conectado a un registrador circular de dos plumillas tipo Barton.

- **Control de Fluidos provenientes del pozo**

### **Cabeza Rotativa (RCD) Williams 7100**

La cabeza rotativa Williams 7100 es un sistema de control de pozo y de desviación de fluido, tiene una presión de operación de 2500 psi dinámicas y 5000 psi estáticas, permitiendo que se perforo con presión en cabeza de pozo.



**Figura 4-12: Cabezal Rotativo 7100**

**Fuente:** Autores del proyecto



**Figura 4-13: Cabezal Rotativo 7100**

Fuente: Autores del proyecto

## Choke Manifold

La operación del choke permite durante la operación de perforación aplicar la contrapresión necesaria al pozo para complementar las componentes de presión, logrando de esta manera el control permanente del flujo proveniente del pozo.



Foto 4-3: Choke Manifold

Fuente: Autores del proyecto

### • Separación de 3 Fases

La pieza fundamental del sistema de separación es el separador vertical de tres fases, constituido por una vasija que tiene la capacidad de manejar 875 gpm de capacidad total y una presión de trabajo de 150 psi.

Este separador posee entrada de líquido/gas de 6", y salidas como se especifica a continuación:

- Salida de gas de 6"
- Salida de sólidos de 2"

- Salida de líquido de 4"

Adicionalmente posee sus respectivos visores para monitorear niveles internos de fluido, válvulas de control automático de presión y nivel, bomba para descarga de sólidos, de transferencia y de circulación, y medidor de platina de orificio daniels para medir el gas de salida.



**Foto4-4: Separador Vertical de Tres fases**

**Fuente:** Los autores del proyecto

En la **Tabla 4-4** se presenta un inventario detallado de los equipos necesarios para las operaciones de UBD/MPD para el Campo Escuela Colorado con la cantidad y especificaron.

EQUIPO NECESARIO PARA EL PROYECTO	
Equipo	Unidad
Cabezal de pozo	2
Válvulas HCR - 5000 psi	2
Rubber	4
Bowl Gasket	1
Coffee Pot	1
Ring Gasket	1
Ring Rag	1
Choke Manifold	1
Separador 3 fases	1
Cabina oficinas	1
Compresores Aire	2
NPU	1
Booster	2
Tubería 2" 15.02 Para inyección	1
Mix Pomp	1
Tank ACPM 5000 Gal	2

**Tabla 4-4: Equipos necesarios para el proyecto**

Fuente: Autores del proyecto

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

La decisión de invertir es siempre una de las más difíciles en el momento de desarrollar un proyecto, generalmente se fundamenta en la aplicación de un conjunto de instrumentos analíticos de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de evaluación de proyectos.

El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos para poner en marcha un proyecto y mantenerlo en buenas condiciones de operación, analiza cual será la posible ganancia que se obtendrá del mismo, y si es o no conveniente desarrollarlo.

El objetivo principal de una evaluación económica de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

### 5.1 Inversión Neta o Inicial

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso<sup>7</sup>.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} = & \text{Costos de desarrollo} \\ & + \text{Costos de promoción} \\ & + \text{Costos de construcción} \\ & + \text{Costos de instalación} & \quad (1) \\ & + \text{Gastos de entrenamiento} \\ & - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

## 5.2 Flujo De Efectivo

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en periodos, como se observa en la **figura 5-1**. En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

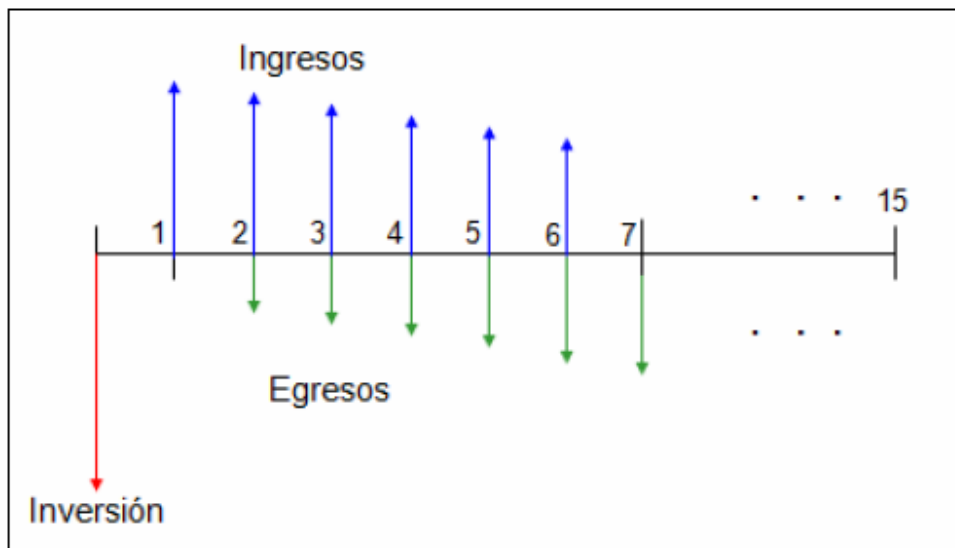


Figura 5-1. Representación del flujo de efectivo.

Los ingresos es el dinero que le esta entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa de mejor manera un flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad (2)$$

### 5.3 Costos

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario

clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital<sup>8</sup>.

### 5.3.1 Según el área donde se consumen

- **Costos de Producción** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición.
- **Costos de Distribución** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- **Costos de Administración** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.
- **Costos de financiamiento** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

### 5.3.2 Según su identificación

- **Directos** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: el material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.

- **Indirectos** Son aquellos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto. En la mayoría de los casos los costos indirectos son costos fijos. Su monto global se conoce para toda la empresa o para un conjunto de productos. Es difícil asociarlos con un solo producto o servicio específico. Para su asignación se requieren base de distribución (metros cuadrados, número de personas, etc.)

### 5.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo

- **Costos Controlables** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa.
- **Costos no Controlables** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo el valor del arrendamiento a pagar es un costo no controlable, pues dependen del dueño.

### 5.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones

- **Costos Relevantes** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.
- **Costos no Relevantes** Son aquellos costos que independiente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

### 5.3.5 Según su comportamiento

- **Costos fijos** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la **figura 5-2**. Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente los costos fijos se pueden afectar al largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de apreciable magnitud.

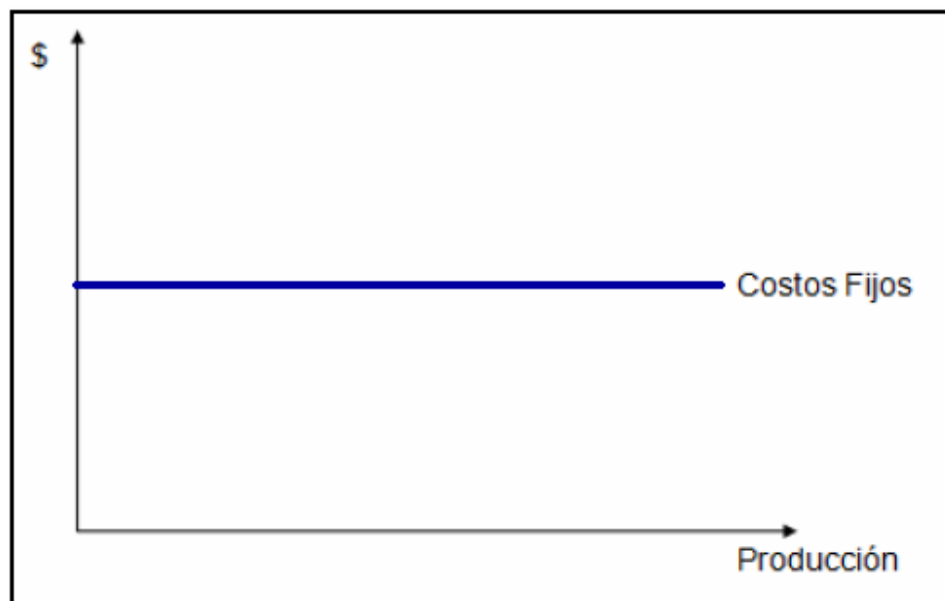


Figura 5-2. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.

- **Costos variables** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la **figura 5-3**. Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden

ser: las materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se hacen en base a la producción. El costo incremental se reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

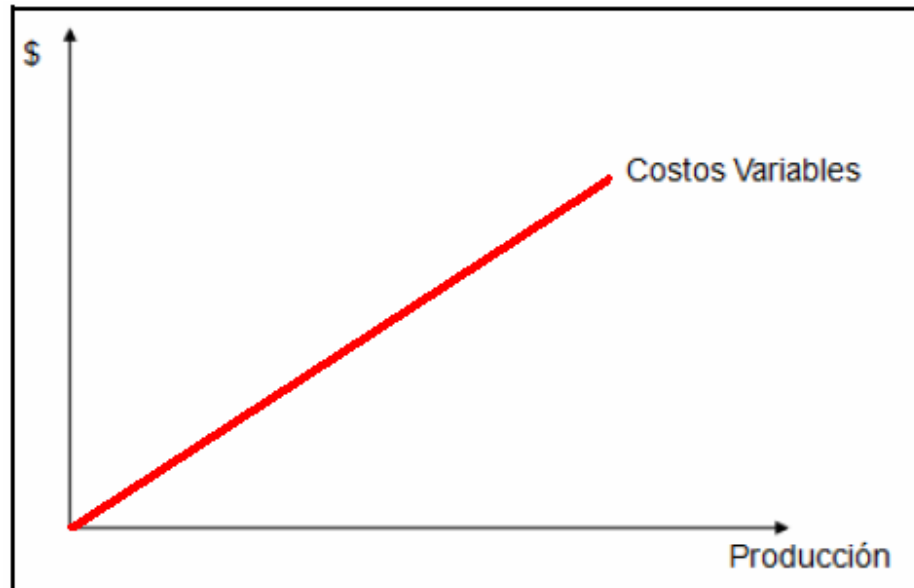


Figura 5-3. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.

- **Costos semi-variables** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (**ver figura 5-4**), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (**ver figura 5-5**).

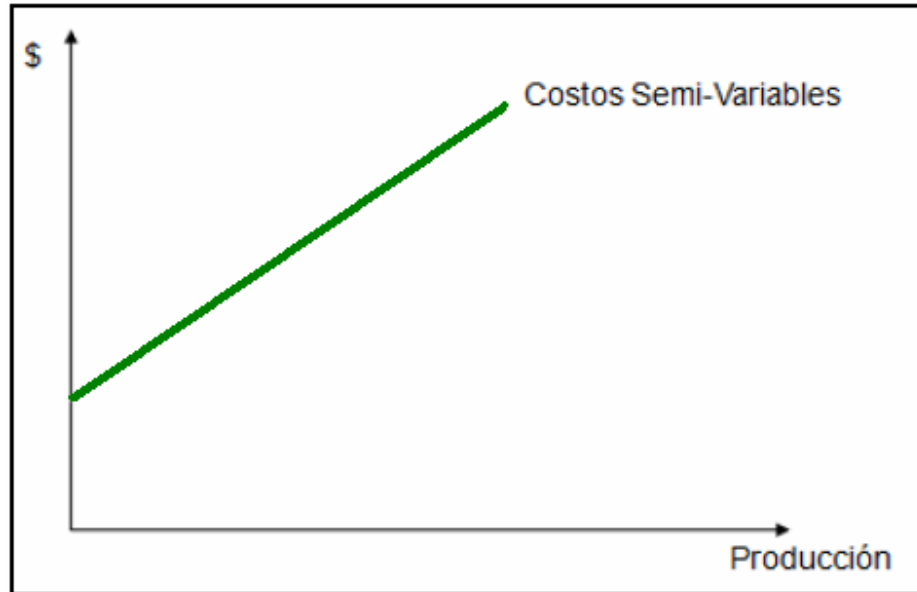


Figura 5-4. Comportamiento de un costo semi - variable mixto respecto a la producción.

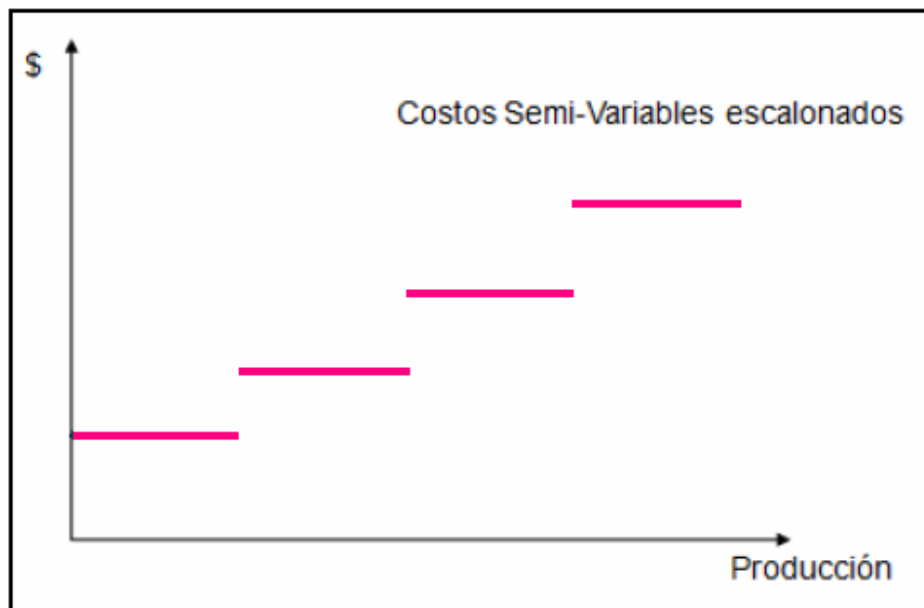


Figura 5-5. Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción.

## 5.4 Impuestos

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos, los directos y los indirectos.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y empresas) y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado

entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

## 5.5 Depreciación

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico.

En todos los casos, la vida útil de un bien depreciable debe definirse en relación con el servicio esperado del activo. Se consideran bienes depreciables, los bienes tangibles adquiridos, que se encuentren registrados contablemente en alguna de las siguientes cuentas: edificaciones, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, equipo de oficina, equipo de comunicación y computación y equipo de transporte, tracción y elevación. En la **tabla 5-1** se observa un estimado de la vida útil de los bienes depreciables nombrados anteriormente.

Bienes depreciables	Años de vida útil
Edificaciones	50
Equipos y accesorios de generación, transmisión y distribución	20
Muebles, enseres y equipos de oficina.	10
Redes, líneas, cables y sus accesorios.	20
Maquinaria y equipo	15
Equipos de comunicación y accesorios.	10
Equipo de transporte y tracción	10
Equipo de computación y accesorios	5

**Tabla 5-1. Años de vida útil de los bienes depreciables.**

**Fuente:** Contaduría General de la Nación, Circular externa 011 de 1996.

La depreciación de los bienes usados, se determina a partir del momento en que se adquieren dichos bienes, teniendo en cuenta su vida útil restante, de acuerdo con las condiciones naturales y capacidad de producción o de servicio de los mismos. Los bienes recibidos en cambio, permuta, donación u otra modalidad, son registrados por su costo de adquisición o por un valor determinado mediante avalúo técnico, el cual se tomará como base para calcular y registrar la depreciación.

A los bienes adquiridos mediante contrato de arrendamiento con opción de compra, se les aplica depreciación como si fueran propios, siempre y cuando el plazo del contrato de arrendamiento sea igual o superior a la cuarta parte de los años de vida útil asignada a los bienes depreciables. El bien adquirido en arrendamiento deberá registrarse por una suma equivalente al valor presente de los cánones pactados en el contrato, más el valor de la opción de compra, la cual servirá de base para el cálculo de la tasa de depreciación.

### **5.5.1 Métodos de depreciación**

Se han desarrollado varios métodos para estimar el gasto por depreciación de los bienes tangibles. Los cuatro métodos de depreciación utilizados son: el de la línea recta, el del número de unidades producidas, el de la suma de los dígitos de los años y el de los saldos decrecientes. Se debe aplicar el que muestre una mejor relación entre los servicios recibidos, la vida útil y el costo del bien depreciable.

La depreciación anual de un bien varía de acuerdo con el método seleccionado, pero la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los bienes fijos. Se

debe tener en cuenta a la hora de depreciar un bien, su valor de desecho, que es el valor al cual se podría vender el archivo después de haber estado algún tiempo en uso<sup>9</sup>.

- **Línea Recta** Por este método se determina una cuota periódica constante para registrarla como gasto durante la vida útil del bien. Se aplica cuando el bien es utilizado de manera regular y uniforme en cada período. La ecuación para calcularla es la siguiente:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Años de vida útil del activo}} \quad (3)$$

- **Número de Unidades de Producción** Se basa en la capacidad de producción estimada del bien, representada en una cuota de costo por unidad producida o por hora de trabajo. Se utiliza cuando pueden estimarse razonablemente las unidades de producción u horas de trabajo y en esta misma forma la producción real del bien. Igualmente, cuando la producción varía significativamente de un período a otro, lo que determina que la vida útil del bien está basada más en función de la producción que en el tiempo.

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Unidades de producción}} \quad (4)$$

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Horas de trabajo}} \quad (5)$$

- **Suma de los dígitos de los años** Se considera como un método de depreciación acelerada y se caracteriza por representar mayor depreciación en los primeros años y menor en los últimos años de vida útil del bien. Para su cálculo se asigna a cada uno de los años de vida útil del bien su dígito
-

correspondiente en forma secuencial, y se determina su suma. El valor a aplicar por concepto de depreciación en cada año se obtiene de dividir el dígito del año entre el valor de la sumatoria de los dígitos de los años y multiplicar el resultado por el costo del bien.

La ecuación que representa esta forma de depreciación es la siguiente:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Suma de años}} * (\text{total de años} - n) \quad (6)$$

- **SalDOS decrecientes** El método de saldos decrecientes más utilizado es el conocido como “Método doble decreciente”, por el cual la depreciación del primer año equivale al doble de la que se calcularía por el método de línea recta. En cada uno de los años siguientes se aplica el mismo procedimiento, tomando como base el saldo del valor en libros existente a la fecha del cálculo. Este método tiene la característica de dejar un valor residual al finalizar el lapso de depreciación programado. Si el bien sigue utilizándose después, puede continuarse con su depreciación hasta que, incluso, el saldo en libros quede en cero.

## 5.6 AMORTIZACIÓN

La amortización de una obligación o deuda se define como el proceso mediante el cual se paga la misma junto con sus intereses, en una serie de pagos y en un tiempo determinado. Por ejemplo, el pago en cuotas mensuales cuando se adquiere vivienda financiada, las cuotas que se pagan al adquirir un automóvil y otros, cuando parte o toda la deuda original ha sido financiada a un plazo determinado.

Para la amortización de una misma obligación pueden presentarse varios sistemas, todos ellos equivalentes desde el punto de vista financiero, tales como cuotas mensuales iguales, cuotas mensuales que aumentan, cuotas mensuales que aumentan en una tasa constante y la combinación de cualquiera de los anteriores. Los sistemas expuestos anteriormente son equivalentes financieramente cuando las tasas de interés respectivas son equivalentes.

## 5.7 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Una vez conocidas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico. Se usan diferentes métodos para el análisis económico de inversiones entre los cuales, los que comúnmente se utilizan por ser efectivos y fáciles de aplicar para los análisis de proyectos son: El valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno (TIR) y Tasa promedio de retorno (TPR)) y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*<sup>10</sup>.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación mas acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos<sup>11</sup>.

### 5.7.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (**ver figura 5-6**). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros<sup>12</sup>.

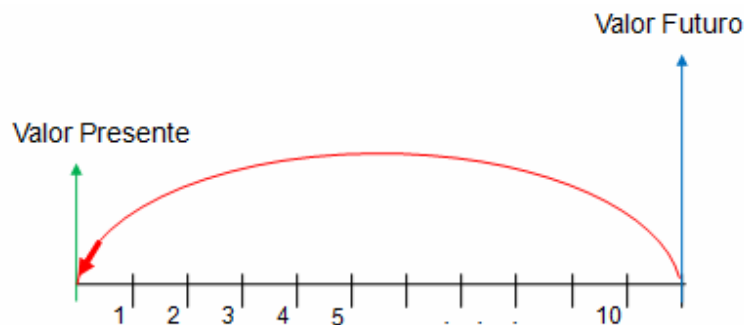


Figura 5-6. Representación del valor presente.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa esta presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{Flujodecaja}{(1+i)^n} \quad (7)$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (8)$$

$$\text{Ganancia Neta} = \text{In} - \text{En} \quad (9)$$

In representa los ingresos y En representa los egresos. En se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero.  $N$  es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1). El valor  $\text{In} - \text{En}$  indica los flujos de caja estimados de cada período. El tipo de interés es  $i$ , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, mas conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la **figura 5-7**.

También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

---

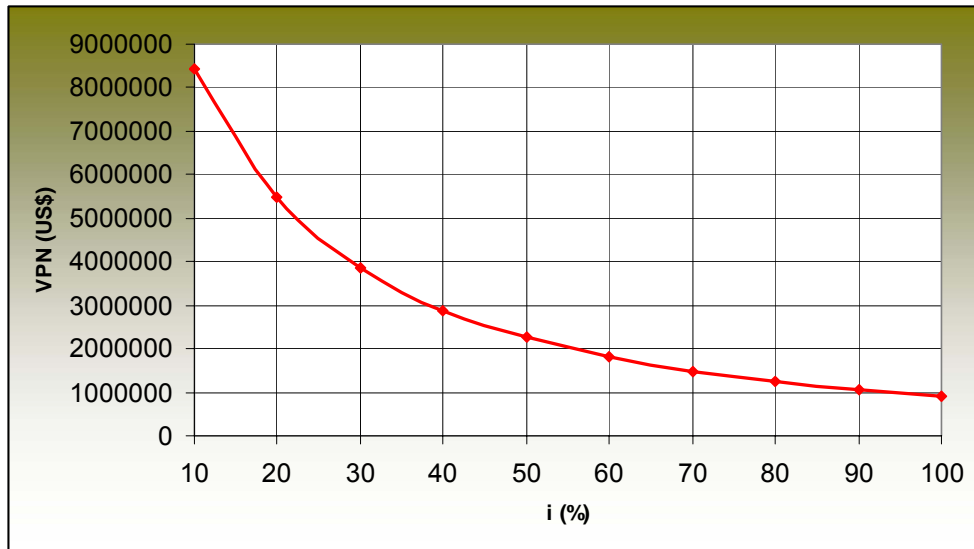


Figura 5-7. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.

### 5.7.2 Tasa de Rendimiento Económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

#### 5.7.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero (**ver figura 5-8**), es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad (10)$$

Donde C= inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que  $i_0$  el proyecto se acepta, si el TIR es menor que  $i_0$  el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a  $i_0$  el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo  $i_0$  la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

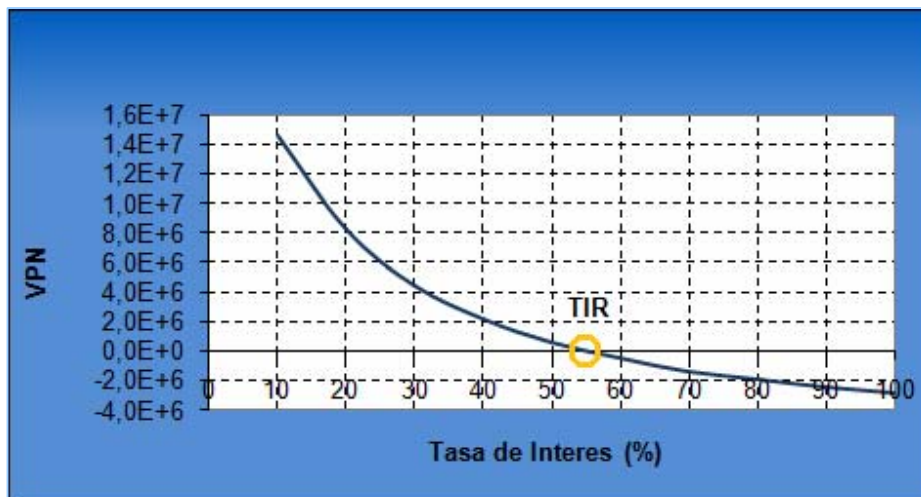


Figura 5-8. Representación gráfica del TIR

### 5.7.2.2 Tasa Promedio de Retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo.

La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Flujosdecaja}{Numerodeaños(n)}}{Inversioninicial} \quad (11)$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

### 5.7.3 Tiempo de la Recuperación de la Inversión O PAYBACK TIME

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un

---

negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

#### **5.7.3.1 Tiempo de recuperación simple o *Payback Simple***

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de

recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$PaybackSimple = \frac{Inversióninicial}{Flujodeefectivoanual} \quad (12)$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo. Es decir, este método no diferencia entre el valor de un flujo de efectivo de US\$1 durante el primer año, y el valor del mismo flujo de US\$1 en un año posterior. En la **figura 5-9**, se observa una representación grafica del *payback* simple, en función de los flujos de efectivo acumulados y el tiempo en años.

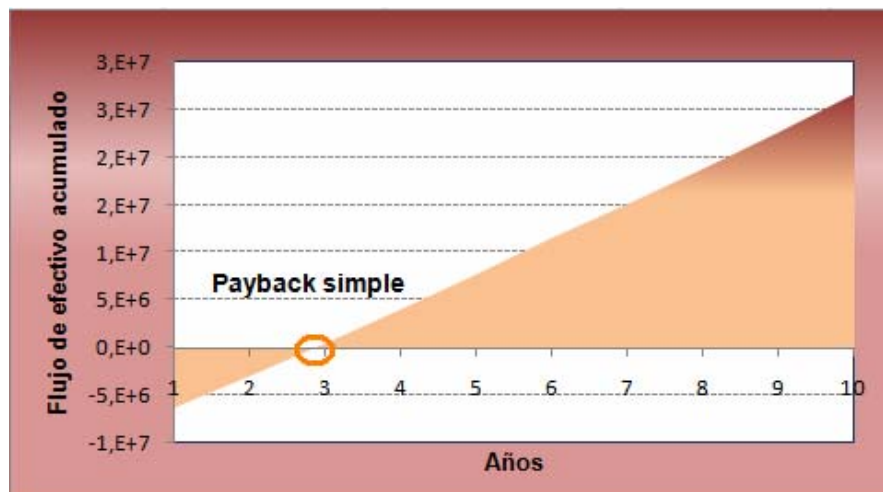


Figura 5-9. Representación gráfica del *Payback* simple

Adicionalmente, este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto que únicamente indica cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser muy importantes en la determinación de la rentabilidad de un negocio o proyecto, por lo cual, el que tenga el menor tiempo de recuperación no necesariamente es el más rentable o el que debiera seleccionarse.

### 5.7.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. Este tiempo depende de la tasa de interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés, mayor será el tiempo de recuperación ajustado, como se observa en la **figura 5-10**.

La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{PaybackAjustado} = \frac{VP_{\text{Inversióninicial}}}{VP_{\text{Flujodeefectivoanual}}} \quad (13)$$

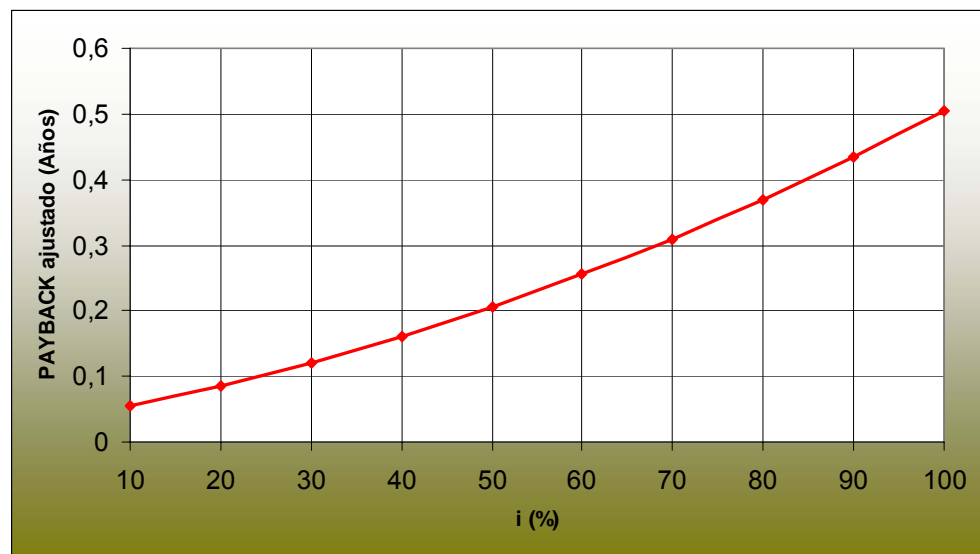


Figura 5-10. Representación gráfica del *Payback* ajustado

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

## 5.8 Ingresos

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo (Ver figura 5-11). La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por

los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

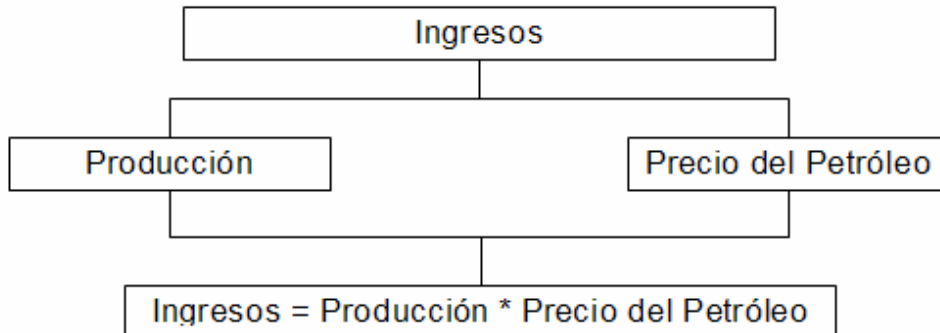


Figura 5-11. Cálculo de los ingresos

### 5.9 Predicción Del Precio Del Petróleo

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticas como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la

larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extrapesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos:

- West Texas Intermediate (WTI). Es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de Nueva York (*Nymex*<sup>13</sup>). Se trata de un crudo de muy alta calidad, es ligero con 39,6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo 0,24%.
- Brent Blend. Comúnmente llamado *Brent*, es el crudo de referencia para el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los diferentes tipos de crudo a nivel mundial, el precio de referencia Brent se cotiza en la International Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe a su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del norte descubierto en 1972 por Shell. Se trata de un crudo ligero con 38,3 grados API y un contenido de azufre del 0,37% (crudo dulce).
- Dubai. Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y amargo en Asia, el Dubai se cotiza tanto en la *Symex*<sup>14</sup> (Singapur) y en la *Nymex* (EEUU). El *Dubai* ha tomado importancia en los últimos años debido al alto consumo y demanda de economías asiáticas emergentes como China e India. Su producción actual es baja cercana a 200.000 barriles, pero su valor influye sobre todos los crudos

pesados que se bombean desde el Golfo Pérsico hacia Asia. Se trata de un crudo de baja calidad con 31 grados API y un alto contenido de azufre del 2,04% que lo hace un crudo amargo.

- Cesta OPEP<sup>15</sup>. Los miembros de la OPEP fijan su política petrolera centrandose en los intereses en la llamada *Cesta OPEP*. Dicha cesta es la referencia que usan los miembros de la OPEP para fijar los precios de sus crudos producidos. La *cesta OPEP* consiste en una media aritmética de siete variedades de crudo que son: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emiratos Árabes), Tía Juana Light (Venezuela) y Isthmus (México).

El crudo más representativo de la *Cesta OPEP* a través del tiempo ha sido el Arab Light, que alguna vez fue la referencia mundial para el precio del crudo hasta principios de los años 80. Se trata de un crudo medio de 34 grados API y un contenido en azufre del 1,78%. El yacimiento donde se extrae esta variedad de crudo es el mítico Ghawar que posee las reservas mas grandes del mundo, la producción del Arab Light en la actualidad esta por encima de cinco millones de barriles.

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI. Históricamente el WTI siempre ha estado en precio y calidad por encima del Brent, mientras la cesta OPEP se ha ubicado unos 5-10 dólares por debajo del Brent. Este comportamiento no es una regla del dedo gordo pues los fenómenos geopolíticos y económicos hacen que el Brent pueda estar en precio por encima del WTI.

---

A lo largo de la historia el precio del crudo nunca se ha mantenido estable y esta a la par de los acontecimientos que marquen la historia de la humanidad, en la **figura 5-12** se muestra la variación del precio del crudo WTI variedad liviano dulce en los últimos años. Los factores que afectan el comportamiento del precio del WTI son principalmente de carácter económico, político y climático.



**Figura 5-12. Variación del precio del crudo WTI entre marzo y abril de 2008.**

Fuente: Tomado y adaptado de slb.com.

## 5.10 Impuestos

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

### 5.10.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la **tabla 5-2**. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para

hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

PRODUCCION DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%*
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y%**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

**Tabla 5-2. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.**

\* Donde  $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

\*\* Donde  $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

Fuente: Ley 756 del 2002. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

### 5.10.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo esta a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

## 5.11 Flujos De Efectivo

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

### 5.11.1 Flujos De Efectivo Para El Proyecto

Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.
- Los costos por operación y mantenimiento, el cual se halla de la forma como se explico en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especifico en la misma parte.
- La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.

- El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente. Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.
- Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la **tabla 5-3**.

	AÑO				
FLUJO DE EFECTUVO	0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (-)					
<b>FLUJO DE CAJA TOTAL</b>					

Tabla 5-3. Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto.

### 5.11.2 Flujos De Efectivo Para El Inversionista

Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo a bono a capital.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la **tabla 5-4**.

	AÑO				
FLUJO DE EFECTIVO	0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (US\$) (-)					
Abono a capital (US\$) (-)					
<b>FLUJO DE CAJA TOTAL</b>					

Tabla 5-4. Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista.

## 5.12 Evaluación De La Conveniencia Del Proyecto

Después de conocer la inversión inicial y los flujos de efectivo anual del proyecto, se determina la conveniencia de este, utilizando los métodos de evaluación descritos en el capítulo al inicio del presente capítulo.

### 5.12.1 Valor Presente Neto (Vpn)

Se halla el valor presente neto de los flujos de efectivo para diferentes tasas de interés, o para una, si ya se conoce la que va a aplicar al proyecto o la que esta manejando el mercado en ese momento; esto se logra aplicando la ecuación [7]. Esto proporciona una medida inicial de que tan aceptable es el proyecto, si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar al proyecto, si el VPN es negativo, aceptar el proyecto, no es una buena opción, por que estaría generando perdidas, y ya si el VPN es igual a cero, se incurre en un punto riesgoso, ya que es incierto si en un futuro, el proyecto genera ganancia o perdida.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{Flujodecaja}{(1+i)^n} \quad (7)$$

### 5.12.2 Tasa Interna De Retorno

Después de haber hallado el valor presente neto, y con los flujos de caja del proyecto, se aplica la ecuación [10] para encontrar el valor del TIR o la tasa de interés en la cual se equilibrarían los ingresos con los egresos a lo largo del proyecto, es decir una tasa de interés en la que el VPN sea cero. Este valor representa la tasa de oportunidad del proyecto.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad (10)$$

Donde C= inversión inicial.

### 5.12.3 Tasa Promedio De Retorno

También con los flujos de caja, se halla el TPR mediante la ecuación [11] y este nos proporcionara una visión de la tasa a la que se recuperara la inversión en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto.

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujosdecaja}}{\text{Numerodeaños}(n)}}{\text{Inversioninicial}} \quad (11)$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

### 5.12.4 Payback Simple

Se halla mediante la ecuación [12] y muestra los años que tomara la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de

---

calculo, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo netos generados por el proyecto, con la inversión inicial, para determinar el número de años que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

$$PaybackSimple = \frac{Inversióninicial}{Flujodeefectivoanual} \quad (12)$$

#### 5.12.5 Payback Ajustado

Es el que más conviene al proyecto y se halla mediante la ecuación [13], ya que considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos con el valor presente de la inversión inicial requerida. Es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

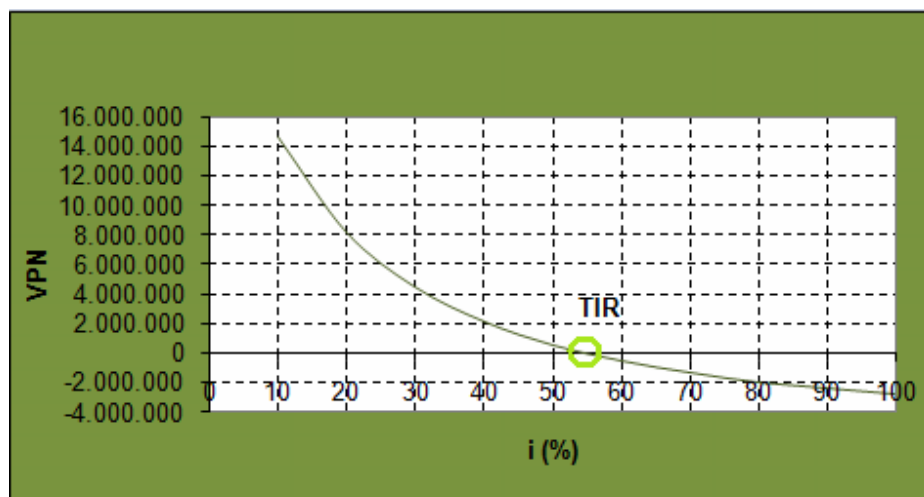
$$PaybackAjustado = \frac{VP_{Inversióninicial}}{VP_{Flujodeefectivoanual}} \quad (13)$$

Con estos resultados se puede determinar la conveniencia del proyecto, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de evaluación.

### 5.13 Presentación De Resultados

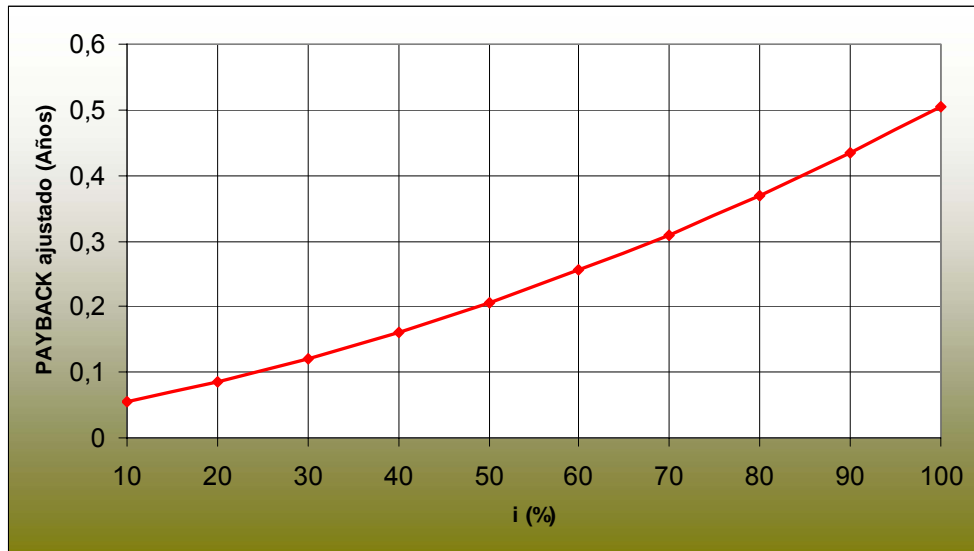
Después de aplicar los cuatro métodos para la evaluación del proyecto, los valores obtenidos, se presentan en forma numérica, organizados en tabla, y en forma grafica.

Para el valor presente neto, se presenta el valor obtenido, a diferentes tasas de oportunidad, en tabla y se hace su respectiva gráfica (VPN vs.  $i\%$ ), de donde se puede observar el comportamiento de este, y obtener gráficamente el valor del TIR, como se observa en la **figura 5-13**, cuando el valor presente neto es igual a cero (VPN=0). El resultado del TIR, también se muestra numéricamente



**Figura 5-13. Gráfica de resultados VPN vs.  $i\%$**

La tasa promedio de retorno, se presenta solamente de forma numérica, al ser solo un valor que no depende de las tasas de oportunidad. También se presenta gráficamente, la variación del tiempo de recuperación ajustado a diferentes tasas de oportunidad (payback ajustado vs.  $i\%$ ). De aquí se observa la tendencia lineal del tiempo con respecto al incremento en la tasa. **Ver figura 5-14.**



**Figura 5-14. Gráfica de resultados Payback ajustado vs. I(%)**

### 5.13.1 Viabilidad Campo Escuela Colorado

Basados en los conceptos mencionados anteriormente, se realizó una viabilidad económica para un proyecto que consta en la perforación de dos pozos en el Campo Escuela Colorado, un pozo vertical y un pozo direccional, con el propósito de incrementar su la producción actual de este campo.

### 5.13.2 Descripción Del Proyecto A Evaluar

Para llevar a cabo este proyecto, se considera la perforación de dos pozos, un pozo vertical y otro pozo direccional, ubicados en el bloque V de la estructura del campo Colorado; los costos de perforación de los dos pozos son los mismos, aunque la tasa estimada de producción para cada pozo es diferente. Los costos iniciales para la realización del proyecto, así como su cantidad, se enumeran en la **tabla 5.5**:

COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE				
EQUIPO	Unidad	Costo unidad (US\$)	Valor/día (US\$)	Valor Total (US\$)
Cabezal de pozo	2	5600	11200	44800
Válvulas HCR - 5000 psi	2	400	800	3200
Supervisor General	1	1350	1350	5400
Supervisor Compresión-Separación	2	1000	2000	8000
Operadores Generales	4	800	3200	12800
Operador RCD	1	1600	1600	6400
Rubber	4	2000	2000	8000
Bowl Gasket	1	100	100	400
Coffee Pot	1	100	100	400
Ring Gasket	1	200	200	800
Ring Rag	1	150	150	600
Diesel utilizado (Galones)	5357	3,135	4200	16800
Choke Manifold	1	1500	1500	6000
Separador ANSI ISO 3 fases	1	1000	1000	4000
Cabina oficina	1	150	150	600
Compresores Aire	2	1150	2300	9200
NPU	1	4000	4000	16000
Booster	2	1500	3000	12000
Tubería 2" 15.02 Para inyección	1	250	250	1000
Mix Pomp	1	1200	1200	4800
Taladro (alquiler/día)	1	25000	25000	300000
Tank ACPM 5000 Gal	2	100	200	800
<b>TOTAL (US\$)</b>				<b>462000</b>

Tabla 5.5. Costo de diseño de equipo de perforación underbalance.

Fuente: Autores del proyecto.

El salario de los operadores generales es de 800 US\$/día, el de los operadores RCD es de 1600 US\$/día, el trabajo de cada supervisor de compresión-separación tiene un costo diario de 1000 US\$ y el supervisor general tiene un salario diario de 1350 US\$.

La perforación de los dos pozos tiene dos segmentos importantes; el primero hace parte de una perforación convencional de 0' hasta 600' de profundidad, la rata de penetración estimada para este tramo, basados en la historia de perforación del pozo Colorado 36 es de 80 pies/día, lo que precisa que tendrá un tiempo de

perforación estimada de 8 días; lo que acarrea, para los dos pozos, que el costo estimado del uso de alquiler de taladro para este tramo sea de US\$ 200000.

Posterior a este tramo, inicia la perforación underbalance hasta la profundidad final, es decir, 3878 pies. Para estimar el costo de los galones de DIESEL utilizado por el compresor de aire y el Booster se partió de la capacidad de cada uno de ellos; la capacidad del compresor de aire es de 38 galones/hora y la del Booster de 17.8 galones/hora, luego se tiene un gasto de 55.8 galones/hora de DIESEL; La rata de penetración para este tramo final es de 50 pies/hora, como nuestra profundidad esta a 3278 pies por debajo del inicio del tope de perforación underbalance se tiene una duración de perforación de 65.56 horas; además, existe un tiempo no productivo estimado en el 15% de el tiempo total de perforación, lo que conlleva a que el tiempo total de perforación sea de 75.4 horas; aproximadamente se suponen 4 días de perforación como estimativo de seguridad.

Como el gasto de DIESEL por parte de el compresor de aire y el Booster es de 55.8 galones/hora, y el tiempo total de perforación de 4 días se deduce que el cantidad de galones de DIESEL a usar será de 5357 galones; El precio del galón de DIESEL esta estimado a partil del 1<sup>ro</sup> de abril del 2008, para Bucaramanga en 5617.27 pesos, lo que conlleva a un gasto total de 30'091.715,39 pesos; la tasa representativa del dólar estima un valor de 1791.63 pesos/US\$ obteniendo así un valor total estimado en US\$ de consumo de DIESEL de 16.800 US\$.

El valor del impuesto de renta esta estimado en 34% y el valor de las regalías se determinaron de acuerdo a la producción estimada del proyecto, las cuales fueron del 20% para el campo Colorado.

La viabilidad del proyecto se realizará bajo un escenario que esta basado en la estimación del precio del crudo para la empresa OXY Ltda, la cual considera el precio del crudo oscilando entre 80 US\$ y 90 US\$, tal cual indica la tabla **5.6**<sup>16</sup>.

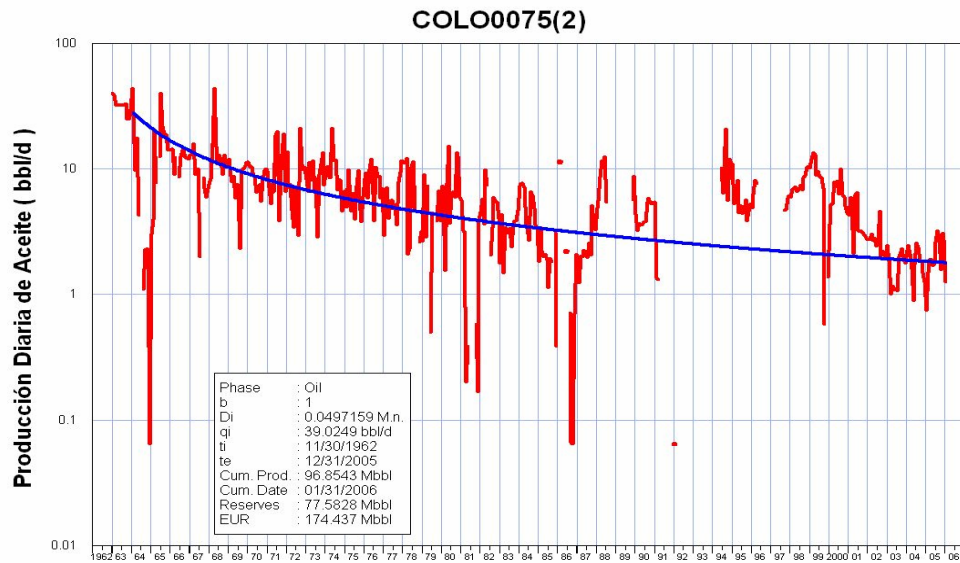
Año	Precio Crudo (US\$/Barril)
1	87
2	84
3	81
4	80
5	80

**Tabla 5-6. Variación del precio del Barril de petróleo para los próximos 5 años, enfoque OXY.**

Fuente: Chapman Petroleum Engineering LTD. Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices – January 1, 2008.

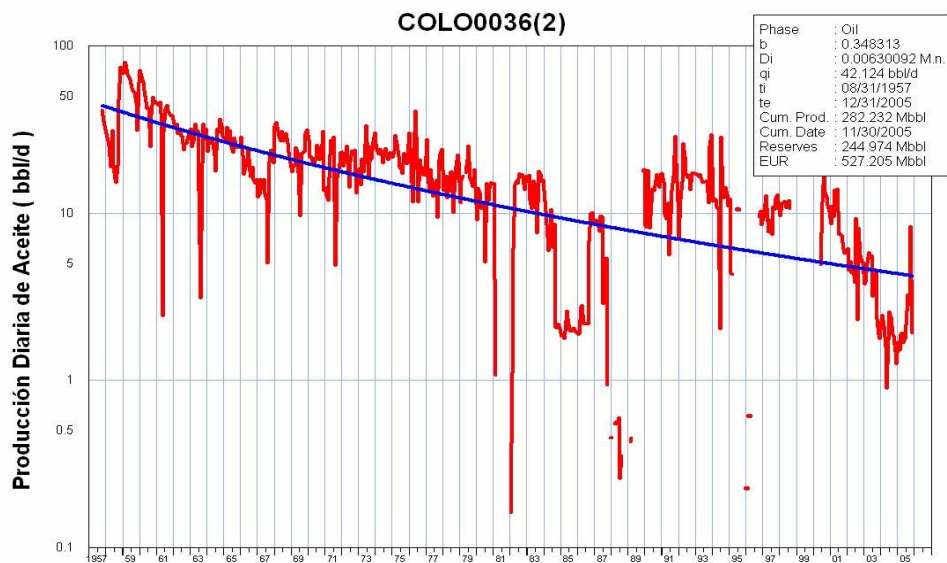
### **5.13.3 Producción Inicial De Los Nuevos Pozos**

La estimación de la producción inicial de aceite para los nuevos pozos, se estableció mediante un análisis IPR y correlaciones de declinación de producción para los pozos Colorado 36 y Colorado 75. Inicialmente, la producción de los pozos Colorado 36 y Colorado 75 no sobrepasó los 50 barriles, 42.124 B/día y 39.0249 B/día respectivamente; basados en esta información, es estableció una tendencia de declinación de producción para los nuevos pozos para el periodo estimado de 5 y 10 años con base en las declinaciones existentes de los pozos ya descritos, tan cual se muestran en las figuras **5-15** y **5-16**.



**Figura 5-15. Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 75.**

Fuente: Campo Escuela Colorado.



**Figura 5-16. Curva de declinación de producción, Pozo Colorado 36.**

Fuente: Campo Escuela Colorado.

Al analizar estas dos gráficas, nos damos cuenta que existe una correlación entre ellas, tanto en su caudal de producción inicial como en la tasa de declinación de producción; esto a su vez, se ha utilizado para estimar la tasa de declinación de producción de los nuevos pozos.

La **tabla 5-7**, proporciona la producción diaria que alcanzaron a tener los pozos Colorado 36 y Colorado 75 en sus primeros 5 años, también se relaciona la declinación de producción que se presentó para estos pozos en estos años y a su vez, se define la declinación que tendrá la producción de crudo por parte de los dos nuevos pozos de perforación UBD/MPD, esta declinación de propuso mediante una estimación porcentual, la cual esta basada en un 60% de la declinación que a cada año tuvo el pozo Colorado 36 y un 40% para el Colorado 75; este valor se delimitó gracias a la distribución espacial que el nuevo pozo tiene, referente a la ubicación de los pozos Colorado 36 y 75.

Producción	C36	C75	Declinación porcentual para el nuevo pozo. Bls/año
Qi-1	42	39	
2	41	32	2,3995
3	39,5	28	1,5
4	36	19	3,4
5	34	15	1,6
6	31	13	1,2
7	30	11	0,8
8	28	10	0,7
9	26	9	0,7
10	24	8	0,7

**Tabla 5-7. Determinación de la declinación de producción para el pozo de perforación UBD/MPD.**

Fuente: Autores del proyecto.

Cinco, Miller y Ramey<sup>17</sup> presentaron una solución referente para calcular el indice de productividad para los pozos direccionales. Ellos también calcularon factores de daño para los pozos direccionales, y, a diferencia de los verticales, ellos solo dependían de la geometría del pozo. La ecuación que calcula el factor de daño existente en un pozo direccional esta definida a continuación.

$$S_s = -(\alpha / 41)^{2.06} - (\alpha' / 56)^{1.865} \log[h_D / 100] \quad (14)$$

para  $t_D \geq t_{D1}$  y  $\alpha' \leq 75^\circ$

Donde:

$$h_D = \left( \frac{h}{r_w} \right) \left( \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \quad (15)$$

$$\alpha' = \tan^{-1} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tan \alpha \right] \quad (16)$$

$$t_D = 0.000264 \frac{k_h t}{(\phi \mu C_i r_w^2)} \quad (17)$$

$$r_w' = r_w \exp(-s) \quad (18)$$

$$J_s / J_v = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w')} \quad (19)$$

Esta serie de relaciones nos permiten estimar el daño existente, y el índice de productividad de un pozo vertical a partir de uno direccional; Los cálculos presentados a continuación indican el valor del daño y de la relación de índices de productividad vertical y direccional. Se asume un espaciamiento entre pozos de 40 Acres.

Usando la serie de relaciones del Método Cinco et al. tenemos que:

$$h_D = \left( \frac{h}{r_w} \right) \left( \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) = \left( \frac{80}{0.354} \right) (\sqrt{1}) = 226 \text{ ft}$$

$$\alpha' = \tan^{-1} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tan \alpha \right] = \tan^{-1} [\sqrt{1} \tan \alpha] = \alpha = 45^\circ$$

$$S_s = -(\alpha / 41)^{2.06} - (\alpha' / 56)^{1.865} \log[h_D / 100]$$

$$S_s = -(45 / 41)^{2.06} - (45 / 56)^{1.865} \log[226 / 100]$$

$$S_s = -1.4465$$

$$r_w' = r_w \exp^{-S_s} = r_w' = 0.354 \exp^{1.4465} = r_w' = 1.50 \text{ ft}$$

$$r_e = \sqrt{40 \text{ acres} * \frac{43560 \text{ ft} / \text{acre}}{\pi}} = 1320 \text{ ft}$$

$$J_s / J_v = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w')} = \frac{\ln(1320 \text{ ft} / 0.354 \text{ ft})}{\ln(1320 \text{ ft} / 1.50 \text{ ft})} = 1.21$$

Para el cálculo de el IPR se implemento el Método de Vogel<sup>14</sup> para fluidos en dos fases asumiendo estado Pseudos, las siguientes expresiones son las utilizadas para el método y para su posterior desarrollo, implementando en la ecuación (14) el daño a la formación:

$$q_o = \frac{k_o h (P_i - P_{wf})}{141,2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{0,472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (20)$$

$$J = \frac{q_o}{P_i - P_{wf}} \quad (21)$$

$$J^* = \frac{1.8J}{\left( 1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_i} \right)} \quad (22)$$

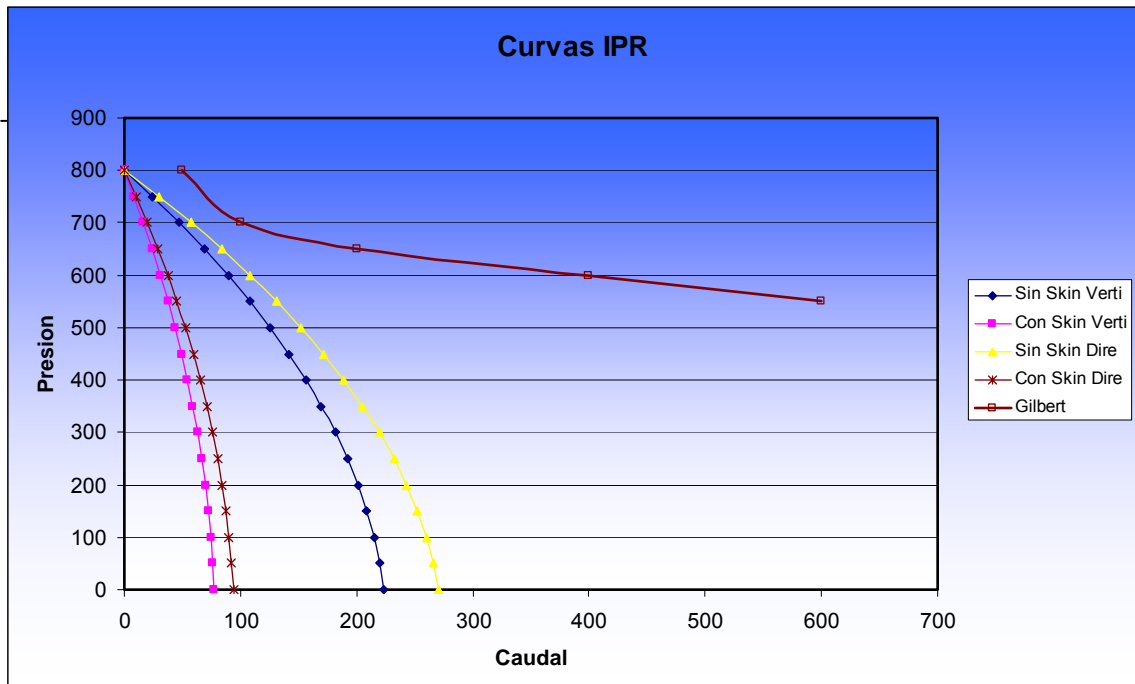
$$q = \frac{J * P_i}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_i} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_i} \right)^2 \right] \quad (23)$$

De las ecuaciones anteriores se obtuvieron los siguientes resultados tabulados en la **tabla 5-8**, y posteriormente graficados para poder obtener la curvas IPR con daño y sin daño a la formación para los pozos nuevos y para asumir que el pozo nuevo se hubiese perforado convencionalmente y sin utilizar la técnica de UBD/MPD, vale recalcar que se asumió como daño de la formación el valor de 10.

Pwf	Q(vertical sin Skin)	Q(Vertical con skin)	Q(Direccional sin skin)	Q(direccional con Skin)
800	0	0	0	0
750	24,42	8,49	29,55	10,27
700	47,44	16,49	57,41	19,95
650	69,07	24,00	83,58	29,04
600	89,30	31,03	108,06	37,55
550	108,14	37,58	130,85	45,47
500	125,58	43,64	151,96	52,80
450	141,63	49,22	171,37	59,55
400	156,28	54,31	189,10	65,71
350	169,54	58,91	205,14	71,29
300	181,40	63,04	219,49	76,27
250	191,86	66,67	232,16	80,67
200	200,93	69,82	243,13	84,49
150	208,61	72,49	252,42	87,71
100	214,89	74,67	260,01	90,35
50	219,77	76,37	265,92	92,41
0	223,26	77,58	270,14	93,87

**Tabla 5-8 Presión de fondo fluyendo y q con daño y sin daño.**

Fuete: Autores de Proyecto



**Figura 5-17: Curvas IPR**

Fuente: Autores del Proyecto

Para el cálculo del fluido que se va a tener en los pozos nuevos se utilizó el método de GILBERT para flujo de fluidos por tubería vertical se asumió que se va a tener de superficie a fondo una longitud de tubería de 3878 ft con un diámetro de 2.375 pulgadas.

Se puede observar en la **figura 5-17** que la columna de fluido no es capaz de llegar a superficie por su propia energía puesto que se puede proponer un sistema de levantamiento artificial el cual será definido por los Ingenieros de Producción. Teniendo en cuenta que la gráfica anterior demuestra que los pozos no fluirán por fuerza propia del yacimiento se tomarán los AOF calculados y definidos en la **Tabla 5-9**, para determinar la viabilidad económica del proyecto.

	AOF
Vertical con Skin	77.58
Direccional con Skin	93.87
Vertical sin Skin	223.26
Direccional sin Skin	270.14

**Tabla 5-9: AOF para cada pozo con Skin y sin Skin.**

Fuete: Autores del proyecto.

Los valores de AOF a utilizar son los referenciados en la tabla anterior, para el pozo vertical se utilizara 223.26 B/día y para el direccional se utilizara 270.14 B/día.

#### 5.14 Evaluación Económica Del Proyecto

Para realizar la evaluación económica, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- I. Se determina la infraestructura requerida para la realización del proyecto. La inversión total es la suma de todos los elementos mencionados en la **tabla 5-5** y dan un total de 462000 US\$.
- II. Se establece el precio del petróleo y la producción anual para calcular los ingresos. Los ingresos se estiman en la producción que tendría el campo anualmente durante el proyecto de OXY a 5 años.
- III. Se calculan los flujos de efectivo anuales, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto.
- IV. Se realiza la evaluación económica por medio de los 4 métodos descritos anteriormente (VPN, TIR, TPR y PAYBACK) y finalmente se presentan los resultados con los cuales se determina la viabilidad técnica del proyecto. Estos

resultados incluyen relación de tasas de oportunidad con el VPN y el Payback ajustado.

## 5.15 Evaluación Económica Para El Pozo Vertical

### 5.15.1 Viabilidad Pozo Vertical Escenario Oxy

Posterior a la descripción del valor total de la inversión, se determinan los ingresos para el tiempo total del proyecto, para lo cual se estima una producción inicial de 223,26 BPD esta producción se establece igual al AOF del pozo; los datos de producción y cantidad de ingresos para los dos escenarios se observan en la siguiente **tabla 5.10**

INGRESOS POZO VERTICAL		Producción B/D OXY	
Año	Precio Crudo (US\$/Barril)	Produccion Barriles/año	Total ingresos (US\$)
2009	87	81489,9	7089621,3
2010	84	80614,0825	6771582,93
2011	81	80066,5825	6485393,183
2012	80	78825,5825	6306046,6
2013	80	78241,5825	6259326,6

**Tabla 5-10. Ingresos referentes al pozo vertical escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.

Se hallan los egresos por mantenimiento, y se establece el flujo efectivo anual, con lo que se determina el flujo de caja para el proyecto, tal como se aprecia en las siguientes tablas.

Regalías (%)	20
Impuesto de renta (%)	34

**Tabla 5-11. Estimación de Impuestos y mantenimiento para el proyecto del pozo Vertical.**

Fuente: Autores del proyecto.

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inversión (US\$) (-)	462000					
Ingresos (US\$) (+)		7089621,3	6771582,93	6485393,18	6306046,6	6259326,6
Regalías (US\$) (-)		1417924,26	1354316,59	1297078,64	1261209,32	1251865,32
Impuesto de renta (US\$) (-)		2410471,24	2302338,2	2205033,68	2144055,84	2128171,04
<b>FLUJO DE CAJA TOTAL</b>	<b>-462000</b>	<b>3261225,8</b>	<b>3114928,15</b>	<b>2983280,86</b>	<b>2900781,44</b>	<b>2879290,24</b>

Tabla 5-12. Flujo de caja para el Pozo Vertical escenario OXY.

Fuente: Autores del proyecto.

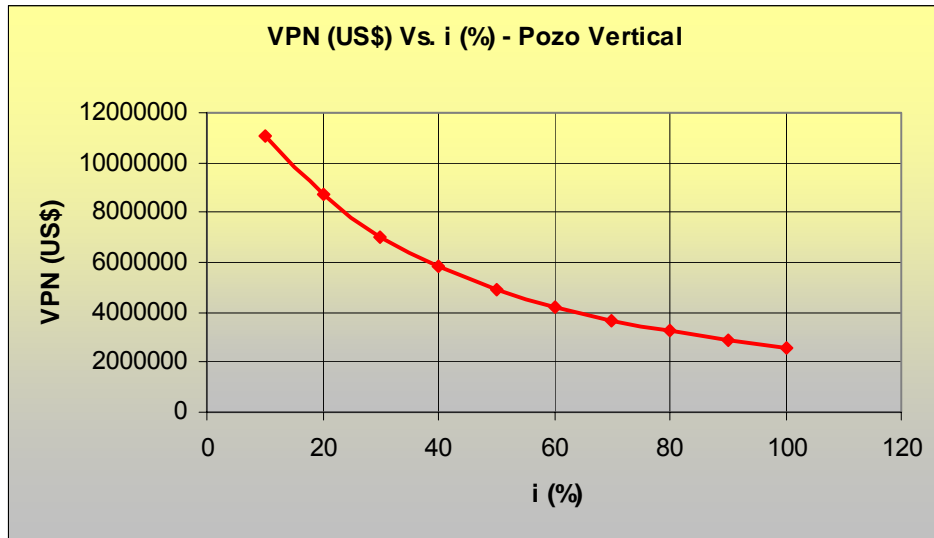
Posterior a esto realizamos la evaluación económica del proyecto; para esto, se presentan los siguientes resultados, indicando las relaciones del VPN y el PAYBACK ajustado respecto a la tasa de oportunidad, el valor de la TPR y la TIR.

A continuación se presentan los resultados para la estimación de la OXY.

i (%)	VPN (US\$)	Payback Ajustado (Años)
10	11087540,03	0,041668395
20	8701301,367	0,053095506
30	7038797,189	0,065636214
40	5834353,938	0,079186146
50	4932657,769	0,093661475
60	4238589,621	0,108998521
70	3691518,724	0,125151742
80	3251432,473	0,142091218
90	2891110,347	0,159800196
100	2591531,704	0,178272949

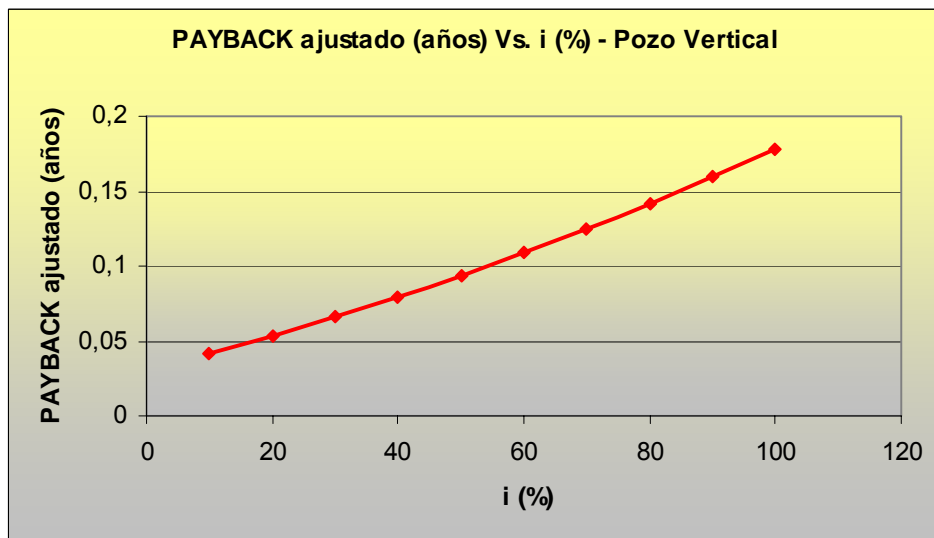
Tabla 5-13. Evaluación económica del proyecto para diferentes tasas de oportunidad, estimación OXY.

Fuente: Autores del proyecto.



**Figura 5-18. Relación VPN (US\$) Vs. i (%) para el pozo vertical, escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.



**Figura 5-19. Relación PAYBACK ajustado (Años) Vs. i (%) para el pozo vertical, escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.

Según la evaluación económica obtenida, se aprecia que el proyecto bajo la estimación del precio del petróleo por OXY es muy viable ya que hasta con tasas de oportunidad del 100%, el VPN es positivo, además, analizando el proyecto en

función del tiempo, resulta muy favorable ya que aun al ser un proyecto de 5 años, se recupera la inversión en casi la mitad de un año. También se observa que el valor de la TPR es siempre mayor a cualquier tasa de retorno esperada.

### 5.16 Evaluación Económica Del Pozo Direccional

La evaluación económica del proyecto para el pozo direccional se realiza de la misma forma que para el pozo vertical, y su respectivo análisis de la misma manera que se realizó con el pozo vertical, Es importante aclarar que la prospección económica para el pozo direccional es mayor que para el pozo vertical, puesto que la distribución en el yacimiento del pozo direccional es mayor que la presentada con el pozo vertical.

Hay que tener en cuenta el desarrollo matemático realizado al inicio del capítulo, en el que se estimó la relación de índices de productividad para un pozo vertical y un pozo direccional, este valor está denotado por:

$$J_s / J_v = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r'_w)} = 1,21$$

La tasa de impuesto por renta e impuesto por regalías esta definido por:

Regalías (%)	20
Impuesto de renta (%)	34

Tabla 5-14. Estimación de Impuestos y mantenimiento para el proyecto del pozo Direccional.

Fuente: Autores del proyecto.

#### 5.16.1 Viabilidad Economica Pozo Direccional Escenario Oxy

Como se realizó para el pozo vertical, primero se describe el valor total de la inversión, se determinan los ingresos para el tiempo total del proyecto, Para realizar la estimación se asume el AOF como caudal inicial de producción el cual

está estimado en 270,14 Bls/día; los datos de producción y cantidad de ingresos para los dos escenarios se observan en la **tabla 5-15**.

INGRESOS POZO DIRECCIONAL		Producción B/D OXY	
Año	Precio Crudo (US\$/Barril)	Produccion (Barriles/año)	Total ingresos (US\$)
2009	87	98601,1	8578295,7
2010	84	97725,2825	8208923,73
2011	81	97177,7825	7871400,383
2012	80	95936,7825	7674942,6
2013	80	95352,7825	7628222,6

**Tabla 5-15. Ingresos referentes al pozo vertical escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.

Se determina el flujo de caja para el proyecto, tal como se aprecia en las siguiente tabla.

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inversión (US\$) (-)	<b>462000</b>					
Ingresos (US%) (+)		<b>8578295,7</b>	<b>8208923,73</b>	<b>7871400,38</b>	<b>7674942,6</b>	<b>7628222,6</b>
Regalías (US\$) (-)		<b>1715659,14</b>	<b>1641784,75</b>	<b>1574280,08</b>	<b>1534988,52</b>	<b>1525644,52</b>
Impuesto de renta (US\$) (-)		<b>2916620,54</b>	<b>2791034,07</b>	<b>2676276,13</b>	<b>2609480,48</b>	<b>2593595,68</b>
<b>FLUJO DE CAJA TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>3946016,02</b>	<b>3776104,92</b>	<b>3620844,18</b>	<b>3530473,6</b>	<b>3508982,4</b>

**Tabla 5-16. Flujo de caja para el Pozo Vertical escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.

Posterior a esto realizamos la evaluación económica del proyecto; para esto, se presentan los siguientes resultados, indicando las relaciones del VPN y el PAYBACK ajustado respecto a la tasa de oportunidad, el valor de la TPR y la TIR. A continuación se presentan los resultados para la estimación de OXY.

i (%)	VPN (US\$)	Payback Ajustado (Años)
10	13556591,94	0,034079362
20	10656800,81	0,043352598
30	8637052,12	0,053490473
40	7174168,534	0,064397707
50	6079254,635	0,075996159
60	5236646,314	0,088224404
70	4572630,322	0,101035939
80	4038569,001	0,114396956
90	3601379,886	0,128284162
100	3237950,062	0,142682868

Tabla5-17. Evaluación económica del proyecto para diferentes tasas de oportunidad, estimación OXY.

Fuente: Autores del proyecto.

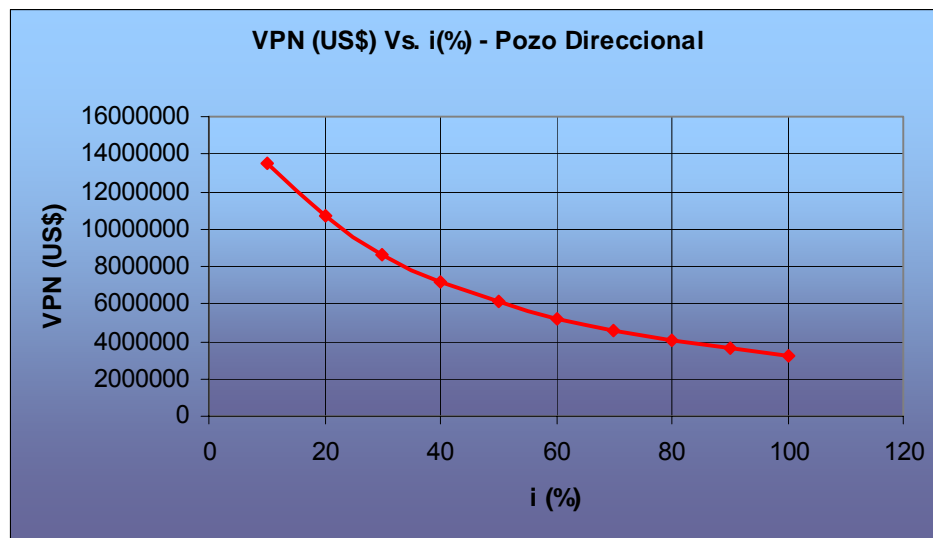
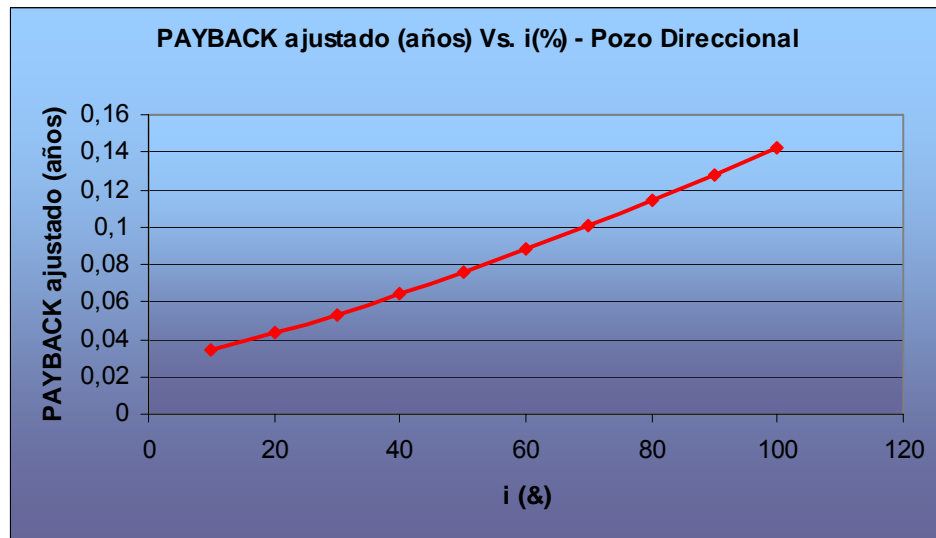


Figura 5-20. Relación VPN (US\$) Vs. i (%) para el pozo vertical, escenario OXY.

Fuente: Autores del proyecto.



**Figura 5-21. Relación PAYBACK ajustado (Años) Vs. i (%) para el pozo vertical, escenario OXY.**

Fuente: Autores del proyecto.

Según la evaluación económica obtenida, se aprecia que el proyecto bajo la estimación del precio del petróleo por OXY es también muy viable ya que estimando tasas de oportunidad de hasta un 100% el VPN es positivo, además, analizando el proyecto en función del tiempo, resulta muy favorable ya que aun al ser un proyecto de 5 años, se recupera la inversión en menos de un año. También se observa que el valor de la TPR es siempre mayor a cualquier tasa de retorno esperada.

A continuación se presentan dos diagramas de flujo, uno para el pozo vertical y otro para el pozo direccional, los cuales indican la inversión y los ingresos obtenidos a lo largo del proyecto.



Figura 5-22. Flujo de caja para el pozo direccional.

Fuente: Autores del proyecto.

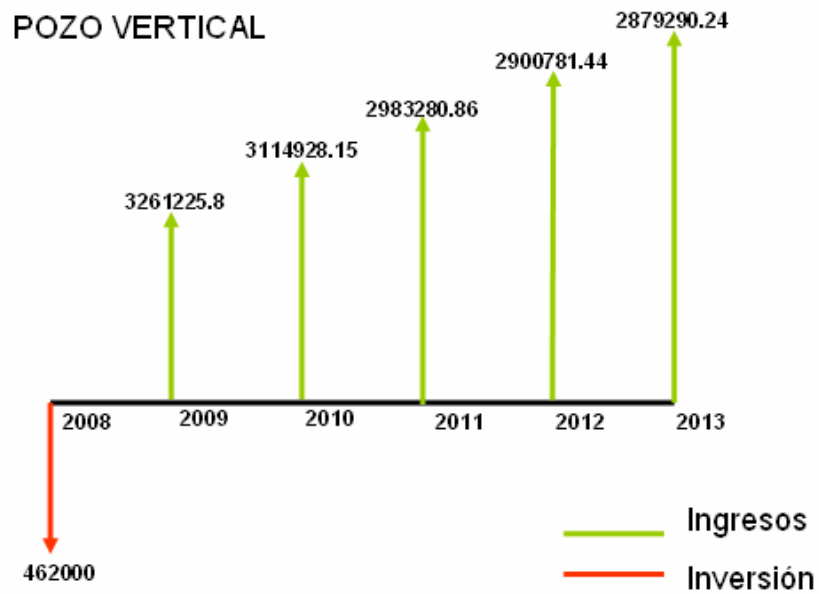


Figura 5-23. Flujo de caja para el pozo vertical.

Fuente: Autores del proyecto.

## CONCLUSIONES

- Se pudo concluir y demostrar que la Perforación Under Balance (MPD) se puede aplicar a campos Maduros.
- Se pudo determinar que la Perforación Under Balance (MPD) es Viable técnicamente para EL Campo Escuela Colorado por los resultados demostrados, y se logró observar que el Campo Escuela Colorado tiene una muy buena ventana operativa para el trabajo y desarrollo de esta técnica y las propiedades físicas necesarias en el yacimiento.
- Los resultados obtenidos gracias a la viabilidad realizada demuestran que el proyecto es viable económicamente, ya que bajo un periodo menor de un año, la inversión es recuperada en su totalidad.
- Aún para tasas de oportunidad del 100% el valor presente neto obtenido es positivo, lo cual evidencia que el proyecto es viable.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda que la técnica de Under Balance (MPD) no sea utilizada en campos con intrusión de agua debido a que el agua es el peor enemigo de esta técnica.
- Es aconsejable que se realice un estudio de producción posterior al estudio realizado para la perforación UBD/MPD trabajado en este proyecto, para poder determinar un alcance más profundo de los beneficios de perforar pozos nuevos en el Campo Escuela Colorado.
- Es favorable llevar a cabo este proyecto de Perforación UBD/MPD en el Campo Escuela Colorado por los resultados técnicos obtenidos en este proyecto.
- Basados en los resultados de viabilidad económica, se recomienda realizar este proyecto, puesto que la compensación de la inversión realizada ocurre en menos de un año.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1 Narvaez Polo Jose Edinson, Perforación Con Aire Y Gas : (Dust Drilling)
- 2 Tarazona Mercado Luis Daniel / Villarreal Mejia Javier Muricio, Diseño y Aplicación de Operaciones de Perforación Sub-Balanceada Mediante el Desarrollo de Sistemas Informáticos Tesis de Grado 2002.
- 2 MPD can control pressures, annulus returns MPD Drill Contractor 2004
- 3 Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.
- 4 NACIONAL FINANCIERA. Escuela de desarrollo, Nafinsa, 2005. Banca de Desarrollo.
- 5 PRIAS, Guillermo. Evaluación técnico - económica de los yacimientos de petróleo y gas.
- 6 BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, McGraw Hill, Book Company Inc. Tokio, 1958, Chapter 4.
- 7 Payback time: Tiempo de reembolso
- 8 McCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.
- 9 MOORE, J.H. Manual de Matemáticas Financieras. Uteha, 1998.

- 10 Nymex: New York Mercantile Exchange, Bolsa de valores de Nueva York
- 11 Symex: Singapur Mercantile Exchange, Bolsa de valores de Singapur.
- 12 OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.
- 13 Chapman Petroleum Engineering LTD. Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices – January 1, 2008.
- 14 Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, T.E.W Nind 2<sup>da</sup> Edicion, McGraw-Hill, inc.
- 15 Cinco, Miller y Ramey. Jhoshi Techonologies Internacional, Horizontal Well Technology, 1991