

**EVALUACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PERFORACIÓN
UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO**

OMAR LEONARDO SEPÚLVEDA ANAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PERFORACIÓN
UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO**

OMAR LEONARDO SEPÚLVEDA ANAYA

**Trabajo de Investigación presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

Gracias a DIOS por darme la oportunidad de realizar uno de mis sueños y de culminar con gran éxito otra ingeniería más.

A mis padres GUILLERMO y NELLY, quienes siempre han sido el apoyo de mi vida, me han brindado todo el amor y comprensión durante el transcurso de mi vida y a los cuales les debo todo lo que soy y lo que llegare a ser.

A mi ABUELA ALICIA que en paz descansa.

A YULIANA MARCELA y a mi lindo tesoro, LOREN MARIANA quien es el motor de mi vida.

A mi HERMANO y a mi FAMILIA quienes con su apoyo hicieron parte de este sueño.

Al Ingeniero Fernando Calvete, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

A mis COMPAÑEROS de ESTUDIO con el cual fue posible vivir momentos de alegría, felicidad y tristezas, para ellos mi gran aprecio.

Omar Leonardo Sepúlveda Anaya

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	20
1.1 QUÉ ES LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED	20
1.2 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED	21
1.2.1 Disminución en los Costos de Perforación	21
1.2.1.1 Incremento en la Velocidad de Perforación	21
1.2.1.2 Incremento en la Vida de la Broca.	22
1.2.1.3 Reducción de Pérdidas de Circulación	22
1.2.1.4 Reducción en Tiempos de Limpieza y Prueba de Pozo	23
1.2.1.5 Producción Temprana	23
1.2.2 Eliminación de los Problemas de Perforación.	24
1.2.2.1 Pega Diferencial	24
1.2.2.2 Incidentes de Control de Pozo	25
1.2.2.3 Reducción del Daño de Formación.	26
1.2.2.4 Evaluación Temprana del Yacimiento.	27
1.2.2.5 Reducción de los Efectos Ambientales	28
1.3 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED.	28
1.3.1 Inestabilidad del Agujero	28
1.3.2 Influjos de Agua	29
1.3.3 Corrosión	30
1.3.4 Explosiones en Fondo	31
1.3.5 Vibraciones de la Sarta y Ensamble de Fondo	32
1.3.6 Equipo de Perforación Direccional.	32
1.3.7 Factores Económicos	33
1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES	34
1.5 CONTROL DE POZO	35
2. TÉCNICAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED	37

2.1 SISTEMA DE FLUIDOS EN LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED	37
2.2 CLASIFICACIÓN POR TIPO DE FLUIDO	38
2.2.1 Perforación con Aire.	38
2.2.2 Perforación con Nitrógeno	40
2.2.3 Perforación con Gas Natural	42
2.2.3.1 Limpieza del Agujero	43
2.2.4 Perforación con Niebla	45
2.2.5 Perforación con Líquidos Gasificados	47
2.2.6 Perforación con Flujo Controlado	51
2.2.7 Perforación con Espuma Estable	52
2.2.7.1 Fase Continua	54
2.2.7.1.1 Calidad de Espuma	57
3. CAMPO ESCUELA COLORADO	60
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO	60
3.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.	61
3.2.1 Estratigrafía de la Cuenca Valle Medio del Magdalena	63
3.2.2 Pre-cretáceo, Formación Girón	64
3.2.3 Cretáceo.	64
3.2.3.1 Formaciones los Santos-Tambor	64
3.2.3.2 Formación Rosablanca	65
3.2.3.3 Formación Paja.	65
3.2.3.4 Formación Tablazo	65
3.2.3.5 Formación Simití	66
3.2.3.6 Formación la Luna	66
3.2.3.7 Formación Umir.	66
3.2.4 Terciario	66
3.2.4.1 Formación Lizama	67
3.2.4.2 Formación la Paz.	68
3.2.4.3 Formación Esmeralda	68
3.2.4.4 Formación Mugrosa	68

3.2.4.5 Formación Colorado	68
3.2.4.6 Formación Real.	69
3.3 HISTORIAL DE PERFORACIÓN DEL CAMPO COLORADO.	71
3.4 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO COLORADO	72
3.5 PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL CAMPO COLORADO	75
4. EQUIPO DE PERFORACIÓN UNDERBALANCED	76
4.1 CABEZA ROTATORIA	77
4.2 COMPRESORES Y BOOSTERS	79
4.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DE OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES	79
4.3.1 Principios de Trabajo de los Compresores de Pistón	79
4.3.2 Principios de Funcionamiento de un Compresor de Tornillo Rotatorio.	81
4.4 COMPRESORES ELEVADORES DE PRESIÓN (BOOSTER)	82
4.5 MEMBRANA GENERADORA DE NITRÓGENO EN SITIO (NPU)	84
4.6 MÚLTIPLE DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO	84
4.7 ENSAMBLES DE ESTRANGULACIÓN	85
4.8 SEPARADORES	86
4.8.1 Separación de 3 Fases	88
4.9 TOMA MUESTRAS	89
5. METODOLOGÍA Y APLICACIÓN PARA EL CAMPO COLORADO	91
5.1 PRIMERA ETAPA. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO.	92
5.2 SEGUNDA ETAPA. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA Y SELECCIÓN DEL FLUIDO	94
5.2.1 Selección del Fluido	95
5.3 TERCERA ETAPA. MODELAMIENTO DE LA HIDRÁULICA	99
5.3.1 Modelo de Presiones del Fluido Tipo Ley de Potencia	99
5.3.2 Ecuaciones de Estado	105
5.3.3 Ecuaciones de Energía Mecánica	106
5.3.4 Velocidad de los Ripios en el Flujo de Espuma	107
5.4 CUARTA ETAPA. DISEÑO DEL POZO UNDERBALANCED	109
5.4.1 Modelo Hidráulico	109

5.4.2 Aplicación al Diseño del Pozo	109
5.4.2.1 Geometría del Pozo.	110
5.4.2.2 Brocas	110
5.4.2.3 Parámetros para la Perforación Underbalanced del Campo Colorado.	113
5.4.2.4 Desarrollo de la Hidráulica de Perforación.	113
5.4.2.4.1 Volumen calculado en el Anular – Casing	114
5.4.2.4.2 Volumen Calculado en el Anular – Hueco Abierto	114
5.4.2.4.3 Velocidades en el Anular del BHA	116
5.4.2.4.4 Caídas de Presión en los Anulares	116
5.4.2.4.5 Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	117
5.4.2.4.6 Caídas de Presión en la Broca	119
5.4.2.4.7 Potencia Hidráulica	120
5.5 QUINTA ETAPA. EVALUACIÓN POSTERIOR A LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO	121
6. DISEÑO DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO	123
6.1 PERFORACIÓN PRIMERA FASE	123
6.1.1 Operaciones para la Primera Fase	124
6.1.1.1 Corrida de Revestimiento de 9 5/8”.	124
6.1.1.2 Cementación de Revestimiento de 9 5/8”.	125
6.1.1.2.1 Clases y Tipos de Cemento	126
6.1.1.2.2 Diseño para cada Fase de Perforación Underbalanced Campo	127
6.1.1.2.2.1 Revestimiento de Superficie a 800’	127
6.1.1.2.2.2 Revestimiento de Producción	130
6.1.1.3 Programa de Registros Eléctricos	131
6.1.1.3.1 Registros en Hueco Abierto	131
6.1.1.3.2 Registros en Hueco Cementado	132
6.1.1.4 Cañoneo	132
6.1.1.4.1 Tipo de Cañón.	132
6.1.1.4.2 Densidad de Tiro por Pie	132

6.1.1.5 Equipo de Perforación.	133
7. ANÁLISIS ECONÓMICO.	136
7.1 ESTUDIO FINANCIERO	136
7.1.1.1 Inversión Fija.	137
7.1.1.2 Inversión Requerida	137
7.2 FUENTE DE FINANCIAMIENTO	138
7.2.1 Fuentes Internas.	138
7.2.2 Fuentes Externas	138
7.3 FLUJOS DE EFECTIVO	138
7.3.1 Flujos de Efectivo para el Proyecto	138
7.4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS	140
7.4.1 Valor Presente Neto (VPN).	140
7.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).	141
7.4.3 Playback o Periodo de Recuperación	142
7.5 EVALUACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO	142
7.5.1 Costos Promedio por Pie Perforado con Espuma PMPDS.	142
7.5.2 Gastos en Alquiler de Equipos	143
7.5.3 Costos de la Broca	143
7.5.4 Costos Beneficios Promedio por Pozo Perforado Underbalanced en el Campo Colorado.	144
7.5.4.1 Condiciones de Operación Actual	144
7.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	145
7.6.1 Caudal Inicial Esperado	145
7.6.2 Cálculo de Declinación de Producción para el Nuevo Pozo Underbalanced en el Campo Colorado	149
7.6.3 Descuentos Aplicados al Campo Colorado	154
7.7 ANÁLISIS ECONÓMICO (PVN, TIR, R, PAYBACK)	155
7.7.1 Flujo de Caja.	155
7.7.2 Viabilidad Económica para ECOPETROL S.A.	158
7.8 RESUMEN DEL ESTUDIO ECONÓMICO	160

CONCLUSIONES	161
RECOMENDACIONES	162
GLOSARIO	163
BIBLIOGRAFÍA	164

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diferencias entre Perforación Convencional y Underbalanced.	21
Figura 2. Pega Diferencial	24
Figura 3. Clasificación de los Fluidos según su Densidad.	37
Figura 4. Capacidad de Arrastre de Recortes.	38
Figura 5. Perforación con Aire y Densidad entre 0.0012 y 0.012 [gr/cm ³]	40
Figura 6. Contenido de O ₂ para Formar una Mezcla Explosiva	41
Figura 7. Perforación con Nitrógeno y Densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm ³]	42
Figura 8. Perforación con Gas Natural y Densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm ³]	45
Figura 9. Perforación con Niebla y Densidad entre 0.012 y 0.036 [gr/cm ³]	47
Figura 10. Transporte de Cortes con Fluidos Gasificados	48
Figura 11. Perforación con Líquidos Gasificados y Densidad entre 0.48 y 0.85 [gr/cm ³]	50
Figura 12. Perforación con Flujo Controlado y Densidad Mayores de 0.85 [gr/cm ³]	51
Figura 13. Transporte de Cortes con Espumas.	52
Figura 14. Perforación con Espuma Densidad entre 0.036 y 0.42 [gr/cm ³]	54
Figura 15. Fase Continua del Líquido.	55
Figura 16. Ubicación Campo Colorado	61
Figura 17. Columna Estratigráfica Cuenca del VMM	63
Figura 18. Columna Estratigráfica Generalizada del VMM	70
Figura 19. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado	71
Figura 20. Sistema de Control para Perforación Underbalanced.	76
Figura 21. Cabeza Rotatoria.	78
Figura 22. Cabezas Sellantes	78
Figura 23. Metodología PUCEC	92
Figura 24. Ubicación Punto de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado. Coordenadas NE Relacionadas.	93

Figura 25. Geometría del Pozo Underbalanced Campo Colorado	110
Figura 26. BHA hasta 800 [ft]	111
Figura 27. BHA de 800' a 3878'	112
Figura 28. Volúmenes de Perforación	115
Figura 29. Master Log del Pozo	122
Figura 30. Estado Mecánico Propuesto.	133
Figura 31. Curva IPR para la Arena Mugrosa C	148
Figura 32. Historial de Producción Campo Colorado 36	149
Figura 33. Historial de Producción Campo Colorado 75	150
Figura 34. Declinación de Producción Campo Colorado Underbalanced	151
Figura 35. Precios WTI 2010 - 2021	153
Figura 36. VPN vs Tasa de Oportunidad	157
Figura 37. Flujo de Caja de la Metodología.	159

LISTA DE FOTOS

	pág.
Foto 1. Calidad de Espuma Estable PMPDS	58
Foto 2. Compresor de Pistón.	80
Foto 3. Compresor de Tornillo	82
Foto 4. Booster.	83
Foto 5. NPU Mod 750	84
Foto 6. Ensamble de Estrangulación	85
Foto 7. Separador Vertical de Tres Fases	89
Foto 8. Toma de Muestras Geológicas	90
Foto 9. Espuma Estable PMPDS	98

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Puntos de Cedencia, Viscosidad Plástica para Diferentes Calidades de Espuma.	58
Tabla 2. OOIP y Reservas Campo Colorado	73
Tabla 3. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Mugrosa)	74
Tabla 4. Formulación de una Espuma Estable PMPDS para 40 [Bbl]	97
Tabla 5. Datos del Lodo Espuma PMPDS	113
Tabla 6. Datos de la Broca	113
Tabla 7. Datos de la Bomba Triplex con Caudal de 455,7 [gal/min]	113
Tabla 8. Resultados de las Velocidades y Caídas de Presión.	117
Tabla 9. Resultados del Lag Time	119
Tabla 10. Resultados de la Hidráulica de la Broca	121
Tabla 11. Ficha Técnica del Pozo Underbalanced Campo Colorado	123
Tabla 12. Propiedades de la Lechada Seleccionada	128
Tabla 13. Factor de Diseño para Cargas por Tensión.	135
Tabla 14. Calculo de Flujo de Efectivo para el Proyecto	139
Tabla 15. Parámetros de Perforación	143
Tabla 16. Condiciones de Operación Actual de Perforación Underbalanced	144
Tabla 17. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración.	147
Tabla 18. Parámetros Requeridos para el Desarrollo de las Curvas IPR.	147
Tabla 19. WTI Promedio 2010-2021	153
Tabla 20. Factores de Valoración del Crudo.	154
Tabla 21. Lifting Cost por Energía y Well Services del Campo Colorado.	155
Tabla 22. Valoración de Aportes de ECP al Convenio UIS.	155
Tabla 23. Flujo de Caja para el Proyecto	156
Tabla 24. Flujo de Caja Generado con la Tasa de Interés y VPN.	156
Tabla 25. Resumen del Estudio Económico para una TIR de 12%.	159

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PERFORACIÓN UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO.*

AUTOR: SEPÚLVEDA ANAYA, Omar Leonardo **

PALABRAS CLAVES: Perforación Underbalanced, Campo Colorado, Espuma, Fluidos de Perforación Underbalanced.

Los nuevos descubrimientos en campos petroleros han demostrado que muchos pozos han sido localizados en zonas de presión depletadas. Para su desarrollo es necesario nuevas técnicas de perforación como la perforación Underbalanced como unas de las más importantes soluciones para resolver este problema.

Los beneficios de las operaciones Underbalanced son tres principalmente: Incremento de las tasas de penetración, reducción de las pérdidas de circulación y el costo inherente a ellas asociados con la perforación convencional, y una reducción del daño a la formación. Los fluidos de perforación Underbalanced son principalmente cuatro: Gas puro, Niebla, Espuma, y Fluidos aireados o gasificados. La mayor tasa de penetración es obtenida con el uso del gas puro (los gases más comúnmente usados son el nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono), pero presenta problemas de inhibición in situ y corrosión exceptuando cuando se trabaja con nitrógeno. Niebla es formado por una fase líquida (menor del 2 % en volumen) y una fase gaseosa. La espuma es formado por una fase líquida, una gaseosa y un surfactante. Esta posee la mejor limpieza de todos debido a su gran factor de arrastre por la viscosidad que esta tiene. Están formados por una mezcla bifásica con un surfactante.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF OPPORTUNITIES IN THE FIELD DRILLING UNDERBALANCED COLORADO

AUTHOR: SEPÚLVEDA ANAYA, Omar Leonardo **

KEY WORDS: Underbalanced Drilling, Colorado Field, foam, Underbalanced Drilling Fluids.

The new discoveries in Petroleum Fields have shown that many wells have been located in depleted pressure zones. For it's develop it is necessary new drilling technique as Underbalanced drilling how the most important solution for that problem.

The benefit of Underbalanced applications are mainly three: Increasing rate of penetration, reducing lost circulation cost associated with overbalanced drilling and reducing formation damage during the drilling and completion phase.

The most important Underbalanced drilling fluids are four: Gas pure, mist, foam, and gasificated o aireated fluids. The most greater of penetration is getting with gas pure (the most common gases are Nitrogen, air, natural gas and carbonic dioxide) but has many problems with explosion in situ and corrosion except with Nitrogen. Mist is formed by a liquid phase (lesser 2% in volume) and gasses phase. Foam has the greatest drag factor because of its viscosibility. Aireated o gasificated fluids are formed by a liquid phase, gaseous phase and a surfactant that help to join the two phase.

*Work Degree

**Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

INTRODUCCIÓN

La perforación en yacimientos depresionados con técnicas convencionales representa un gran reto en problemas, tales como: pérdidas totales de circulación, pegas por presión diferencial, atrapamiento, descontrol subterráneo, etc., lo que provoca diversas consecuencias, como que los pozos solo se puedan perforar pocos metros dentro del pozo productor, o bien que se tenga que invertir más para controlar pérdidas o para operaciones riesgosas, todo lo cual tiende a incrementar el costo de la perforación.

Lo anterior obedece a que la densidad equivalente necesaria para perforar cierta sección del pozo, contrasta con la que requiere otra sección en tanto se trata de formaciones de diferente presión que requieran de tuberías de revestimiento adicionales, lo que no siempre es técnica y económicamente factible, sin embargo, con la técnica de perforación Underbalanced es posible resolver tales problemas.

Para este propósito el presente proyecto de grado se ha estructurado de la siguiente forma: Primero se realizó una breve descripción de las operaciones, reseña histórica, beneficios de aplicación de las operaciones y se definieron conceptos preliminares, seguido por una descripción de los factores más importantes en la determinación de un candidato adecuado para la aplicación de las operaciones sub-balanceadas, además se plantea las consideraciones necesarias para una técnica de perforación Underbalanced, de igual manera se realizó una breve descripción de las propiedades de los diferentes tipos de fluido de perforación que intervienen y que tienen relevancia durante un proceso de perforación Underbalanced. Posteriormente se realiza una hidráulica de perforación de la empresa Baroid para hacer la simulación Underbalanced del pozo, en este caso utilizando espuma que es lo más factible a utilizar este software ha demostrado que sus simulaciones son aproximadas y confiables

garantizando los parámetros óptimos para desarrollar esta perforación Underbalanced.

La metodología que se va a desarrollar es el proceso PUEC que está encaminado a la prevención del daño de formación al restablecimiento operacional de la circulación en zonas de pérdidas y al incremento de las velocidades de penetración dentro de otras cualidades que benefician el proceso de perforación Underbalanced en el Campo Colorado.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 QUÉ ES LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED

La perforación Underbalanced, es la técnica de perforación en la cual la presión ejercida sobre las formaciones expuestas durante la operación de perforación es menor que la presión de poro de dichas formaciones.

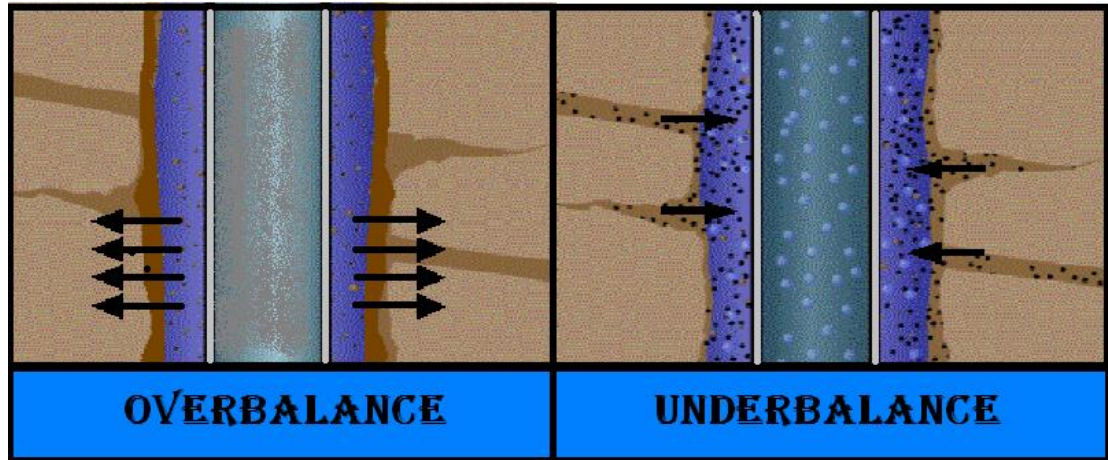
En las operaciones de perforación Underbalanced, la presión ejercida por el fluido de perforación en la cara de la formación es intencionalmente diseñada para ser menor que la presión de poro en la sección de agujero abierto. Dependiendo de la presión efectiva ejercida sobre la formación, la condición Underbalanced, puede o no permitir el flujo continuo de fluidos desde la formación al agujero¹.

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, en cualquiera de los dos casos en que se alcance la condición Underbalanced.

Con el fin de controlar el influjo de fluidos de la formación y las presiones en superficie y fondo, una operación de perforación Underbalanced, requiere de equipo adicional y procedimientos específicos a los desarrollados en operaciones convencionales.

¹ Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Derechos reservados. Weatherford. 2005. Pág. 6.

Figura 1. Diferencias entre Perforación Convencional y Underbalanced



Fuente: Autor del Proyecto

1.2 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED

En muchas ocasiones la perforación de pozos se realiza en ambientes adversos o requieren de un gran esfuerzo para obtener los hidrocarburos de zonas de presión depletada. Aquí es donde la tecnología de perforación Underbalanced hace la diferencia, minimizando los problemas comunes de perforación lo cual proporciona ventajas significantes y beneficios económicos.

1.2.1 Disminución en los Costos de Perforación

1.2.1.1 Incremento en la Velocidad de Perforación. La presión en la cara de formación es ejercida por la suma de las pérdidas de fricción en el anular y la columna hidrostática de lodo, por medio de la perforación Underbalanced se puede disminuir considerablemente el peso de la columna hidrostática, incrementando de 2 a 5 veces la velocidad de penetración ya que la presión diferencial entre la presión en la cara de la formación y la presión de poro disminuye y a su vez las pérdidas de fricción en el sistema disminuyen.

En la perforación bajo balance se puede reducir considerablemente el peso de la columna de fluido utilizando fluidos livianos o fluidos aireados (nitrogenado o gasificado), esto también se ve reflejado en unas menores pérdidas por fricción en el sistema, debido a que estas están directamente en función de la densidad.

1.2.1.2 Incremento en la Vida de la Broca. La perforación en condición de Underbalanced, elimina el confinamiento impuesto sobre la roca por la presión de la columna hidrostática, disminuyendo el esfuerzo aparente de la roca, y por consiguiente disminuye el trabajo que se debe hacer para perforar la roca. Es razonable que el incremento en la eficiencia de la perforación debe incrementar la cantidad de agujero que se debe perforar antes de alcanzar la vida útil de la roca.

La vida de la broca se incrementa porque el pozo se perfora más rápidamente y la remoción de cortes desde la broca es más eficiente (Disminuye el Efecto de sujeción de cortes).

1.2.1.3 Reducción de Pérdidas de Circulación. Cuando la presión ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de fractura de la formación se generan pérdidas de fluido hacia la formación, lo cual resulta ser costoso particularmente si se usan sistemas de lodo especiales ya que el fluido perdido debe ser reemplazado y las pérdidas deben ser mitigadas, comúnmente adicionando material de pérdida de circulación al lodo (LCM).

Este problema puede ser efectivamente reducido o eliminado con la técnica de perforación Underbalanced, usando fluidos livianos o aireados los cuales permiten obtener una presión hidrostática menor o igual que la presión de formación evitando la invasión de fluidos a la formación.

1.2.1.4 Reducción en Tiempos de Limpieza y Prueba de Pozo. Después de una perforación convencional los pozos deben ser estimulados con el fin de aumentar su productividad. Los métodos de estimulación incluyen la acidificación, tratamientos surfactantes para remover el daño de formación, fracturamientos hidráulicos son usados para garantizar una adecuada producción en yacimientos con permeabilidades bajas o para reducir el daño en formaciones con permeabilidades altas.

Reducir el daño de la formación durante la perforación conlleva a disminuir los costos de estimulación. Una menor cabeza hidrostática evita la aparición del filtrado del lodo (torta de lodo) sobre las paredes del pozo, así como también la invasión de lodo y sólidos dentro de la formación, lo cual ayuda a mejorar la productividad del yacimiento y reduce los problemas de perforación.

Un pozo que ha sido perforado en condición de Underbalanced y luego estimulado mediante un lavado con ácido, probó de manera concluyente que la estimulación con ácido no incrementa la productividad. Un pozo perforado y completado Underbalanced, sobrepasará la productividad de un pozo estimulado. Ahorrar los costos de estimulación por fracturamiento hidráulico, a menudo compensa el costo de la perforación Underbalanced². Una evaluación mejorada de la formación es proporcionada por la capacidad para probar el pozo mientras se perfora y de dirigir el pozo hacia las zonas de mayor productividad del yacimiento. La intersección de fracturas es posible ya que se reconoce una fractura mayor por un aumento en la productividad del pozo.

1.2.1.5 Producción Temprana. Cuando un pozo es perforado Underbalanced, la producción de hidrocarburos puede empezar tan pronto como la zona productiva es perforada con un equipo de superficie adecuado es posible recolectar el crudo

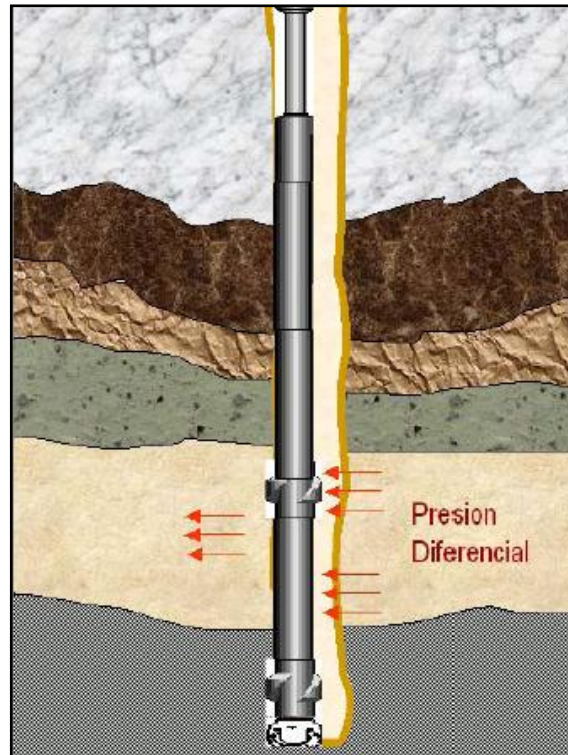
² Ibíd., p. 13.

mientras se perfora. Algunos pozos perforados Underbalanced, se han pagado sólo, con la producción del pozo antes de que la etapa de perforación sea terminada.

1.2.2 Eliminación de los Problemas de Perforación.

1.2.2.1 Pega Diferencial. En operaciones de perforación convencional existe una presión positiva (sobre-balance) entre la presión hidrostática por la columna de lodo en la cara de la formación y la presión de poro de la formación expuesta.

Figura 2. Pega Diferencial



Fuente: Sistemas y Servicios de Pruebas Underbalanced, Weatherford 2005.

Esta presión positiva hace que se forme sobre la pared de la cara del pozo una torta de lodo generada por los sólidos depositados cuando desde el lodo de perforación fluye líquido hacia las zonas permeables de la formación. El espesor

de la torta de lodo depende de un número de factores que incluyen el volumen del líquido perdido hacia la formación y el contenido de sólidos en el lodo. Aunque se puede limitar el espesor de la torta del lodo mediante el control de la composición del fluido y sus propiedades, ésta, siempre se formará cuando tengamos presente una formación permeable y una condición de sobre-balance³.

Como la permeabilidad de la torta de lodo es más baja que la permeabilidad de la formación en la cual se ha formado, esto crea una diferencial de presión entre la formación y la cara del pozo. Si la tubería se incrusta en la torta, la presión diferencial a través de la torta puede imponer una fuerza sobre la sarta empujándola sobre la pared de la cara del pozo. Esta fuerza se incrementará a medida que aumenta el área de contacto (longitud del intervalo permeable) y/o el espesor de la torta.

No ocurren pegas diferenciales de tubería cuando se perfora en condición de Underbalanced, ya que no se forma la torta de lodo en la pared y no hay sobre presión para empujar la tubería contra la pared del pozo.

1.2.2.2 Incidentes de Control de Pozo. Las pérdidas de circulación inducidas por el uso de fluidos pesados no solo tienen un impacto en los costos sino que también pueden llegar a ser peligrosas cuando se pierde el control hidrostático sobre la presión de formación y fluidos de la formación ingresan en el pozo creando un amago de reventón.

Durante una operación de perforación Underbalanced, no se espera que se presenten eventos de descontrol de pozo generados por pérdida de circulación. Además el influjo de fluidos de la formación hacia el pozo es una condición

³ Ibíd., p. 17.

esperada y diseñada, y se cuenta en superficie con el equipo adecuado para el manejo seguro de estos influjos.

1.2.2.3 Reducción del Daño de Formación. La productividad de un pozo frecuentemente se disminuye por una reducción en la permeabilidad del yacimiento causada por la invasión de líquidos y sólidos del lodo durante la etapa de perforación. Esta disminución en permeabilidad se conoce como daño de formación.

Durante la perforación el daño de formación puede ocurrir por varios mecanismos:

- Formación de escamas o emulsiones por la interacción entre el filtrado del lodo con los fluidos del yacimiento o partículas de arcilla en la formación.
- Absorción de aditivos del lodo de perforación generando reducción en la permeabilidad o alteración de la mojabilidad del yacimiento.
- Migración de finos hacia la formación particularmente en condiciones de alto grado de sobre balance.

Todos estos mecanismos involucran la invasión del lodo de perforación, filtrado o sólidos dentro de la formación. En muchas aplicaciones la perforación Underbalanced, puede disminuir el daño de formación ya que la fuerza física que promueve la invasión de sólidos o líquidos desde el lodo hacia la formación es eliminada.

Esto no quiere decir que el daño de formación causado por el fluido de perforación sea completamente eliminado; en algunas circunstancias diferencias químicas entre el lodo de perforación y los fluidos del yacimiento pueden causar que el

filtrado entre en la formación, aún en contra del gradiente de presión (Imbibición espontánea).

Durante la perforación Underbalanced o el completamiento se pueden presentar condiciones de sobre-balance que pueden ser intencionales como por ejemplo: matar el pozo para viajar, toma de registro de desviación o para registros eléctricos, etc. Por esta razón el fluido de perforación seleccionado para una operación Underbalanced, debe ser compatible con la formación productora, de esta manera se reduce el impacto sobre el daño de formación cuando se presenta alguna situación de sobre-balance.

1.2.2.4 Evaluación Temprana del Yacimiento. La técnica de perforación Underbalanced, puede mejorar la detección de zonas productoras de hidrocarburos que cuando son perforadas con métodos convencionales pueden ser más caras.

Cuando un pozo es perforado en condición Underbalanced, al penetrar una zona productora, con adecuada permeabilidad, resultará en un influjo de fluidos desde la formación hacia el fluido de perforación.

Mientras se perfora se pueden monitorear cambios en las condiciones de flujo en superficie tales como aumento en los niveles de tanques, o llama en el quemador de gas o cambios en la presión de flujo. Además estos pueden ser separados y medidos con precisión y realizar en ellos análisis químicos y físicos. El uso de herramientas de registro de condiciones de fondo combinado con los análisis en superficie permite realizar una caracterización temprana de las condiciones del yacimiento.

Procesos de Análisis como PIWD (Índice de productividad mientras se perfora) están diseñados para caracterizar la producción de un reservorio a partir de datos

adquiridos durante la operación Underbalanced, permitiendo mejorar la toma proactiva de decisiones en el momento de la perforación.

1.2.2.5 Reducción de los Efectos Ambientales. Puede haber beneficios ambientales asociados con la operación de perforación Underbalanced adecuadamente manejadas. Estos beneficios dependen de una adecuada aplicación de la técnica. Cuando se perfora con fluidos secos o gaseosos, no hay fluidos de perforación potencialmente perjudiciales que tengan que ser dispuestos después de que la perforación es terminada. Los químicos usados en la técnica de perforación con Niebla y Espuma son surfactantes biodegradables que no causan efectos significativos al medio ambiente.

1.3 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED⁴.

1.3.1 Inestabilidad del Agujero. En perforación convencional la presión de sobre-balance ejercida sobre la formación proporciona un medio de soporte para las paredes del agujero.

La inestabilidad de las paredes del pozo es una de las limitaciones principales de la perforación Underbalanced, ya que a medida que aumenta el grado de Underbalanced, esta fuerza de soporte se disminuye aumentando la tendencia a la inestabilidad del agujero. El colapso del agujero como resultado del esfuerzo de la roca, es uno de los aspectos a considerar.

Esta limitación a la presión de Underbalanced, está principalmente influenciada por los esfuerzos prevalecientes en la formación, la presión interna del yacimiento y la geometría del agujero.

⁴ Ibíd., p. 15.

La inestabilidad de agujero se puede clasificar en dos categorías: Inestabilidad mecánica e inestabilidad química.

- La inestabilidad mecánica se presenta cuando la densidad del fluido no es suficiente para evitar la caída o derrumbe de las paredes de la formación. Esfuerzos tectónicos inducidos o condiciones físicas como la in consolidación contribuyen también a este tipo de inestabilidad.
- El otro aspecto es la estabilidad química que es el resultado de la interacción entre el fluido de perforación y la formación como se ve en formaciones de lutitas y arcillas. Ambos aspectos pueden tener serias implicaciones en la perforación. La inestabilidad del agujero tanto por causas mecánicas como por químicas, puede resultar en un atrapamiento de la sarta.

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 Underbalanced.

1.3.2 Influjos de Agua. La presencia de influjos de agua puede impedir la perforación Underbalanced por varias razones.

El influjo de agua en un yacimiento depletado puede causar problemas graves en un pozo perforado Underbalanced. Si el gasto es suficientemente alto el pozo se puede matar como resultado de este influjo.

Cuando se perfora con espumas, el influjo de agua puede comprometer la estabilidad de la espuma, disminuyendo su capacidad de arrastre y cambiando las condiciones hidráulicas del sistema.

Cuando se perfora con solo aire o gas, el agua de formación puede humedecer los recortes de perforación en el fondo del agujero, causando que se adhieran unos a otros y se acumulen especialmente en la parte superior de los “Drill Collar”, donde el diámetro de la tubería se reduce y la velocidad anular disminuye repentinamente, esta acumulación de cortes forma lo que se conoce como anillos de lodo, los cuales pueden llegar a ser de tal magnitud que pueden ocasionar atrapamiento de la sarta de perforación.

Paradójicamente la adición de agua al fluido en circulación puede controlar la formación de anillos de lodo, saturando los cortes y previniendo que se adhieran unos a otros. Normalmente se cambia de la técnica de perforación con aire a perforación con niebla cuando se detectan influjos de agua.

Si la producción de agua es muy grande, el volumen de almacenamiento en superficie puede llegar a ser insuficiente y se pueden crear sobre costos para el tratamiento o disposición final de estos volúmenes. Definitivamente si el influjo de agua es muy grande la solución final sería perforar convencionalmente.

1.3.3 Corrosión. En perforación Underbalanced la corrosión es producida por la degradación del hierro al realizarse una reacción química con el agua y el oxígeno o con gases corrosivos presentes en la formación, tales como el Ácido Sulfhídrico (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2). El Hierro degradado es convertido en hidróxido de hierro que es comúnmente denominado óxido, que se reconoce por ser flojo, escamoso y de color rojizo.

Hay varios factores que alteran la rapidez con que la corrosión se presenta, tales como la temperatura, la presión, el PH, la salinidad y el contenido de H_2S y CO_2 .

En las operaciones Underbalanced se utiliza un anillo de corrosión en la sarta de perforación que sirve de testigo para identificar la severidad con que la corrosión

se está presentando en el sistema y determinar el método más adecuado para controlarla.

Para prevenir la corrosión se usan secuestradores de oxígeno e inhibidores cuya función es evitar que ocurra la reacción química causante de la corrosión generando una película en la superficie de la tubería.

1.3.4 Explosiones en Fondo. No es muy común que ocurran fuego o explosiones en fondo, pero sus consecuencias pueden ser tan graves como la destrucción de la broca o de parte de la tubería. Estas explosiones pueden ocurrir cuando se perfora con aire.

Para que ocurra una explosión, la composición de la mezcla de hidrocarburo y aire tiene que estar en el rango de explosividad y debe haber una fuente de ignición como por ejemplo un anillo de lodo o una chispa.

Los anillos de lodo pueden llegar a sellar el anular de tal manera que se genera un incremento de presión de la mezcla aire-hidrocarburo, hasta que ocurre una ignición espontánea como ocurre en un motor Diesel. Las chispas pueden también ser generadas por la fricción de la sarta con minerales duros en la cara de la formación.

Estudios importantes han sido realizados con respecto a la definición de los límites explosivos de gas metano, gases con contenido de H₂S y contenido de oxígeno en el nitrógeno generado por membrana.

Las explosiones en el fondo pueden ser evitadas usando fluidos de perforación no inflamables.

1.3.5 Vibraciones de la Sarta y Ensamble de Fondo. La vibración de la sarta de perforación ha sido un problema crítico en operaciones de perforación de pozos Underbalanced, ya que hay menos cantidad de líquido en el pozo para amortiguar el efecto de vibración. El impacto en la sensibilidad de las herramientas de fondo puede ser más severo, reduciendo la vida útil de las mismas.

El efecto de la vibración por la falta de líquido es especialmente severo en las conexiones de la tubería de perforación, sobre todo en el ensamble de fondo. El punto crítico es la interface entre la tubería de perforación y los collares de perforación. Para ayudar a reducir estas vibraciones se debe diseñar la sarta para que el punto neutro esté por debajo de las combinaciones (crossover) de la tubería de perforación y los collares de perforación.

El punto neutro se denomina a la región de la sarta en la cual se cambia de esfuerzo axial de tensión a esfuerzo de compresión.

1.3.6 Equipo de Perforación Direccional. Pozos que requieren que el control direccional y la desviación sean monitoreadas frecuentemente, no pueden ser perforados con fluidos aireados si se quieren utilizar herramientas de telemetría por pulso de lodo MWD (Medición Mientras se Perfora). Los pulsos de presión generados para transmitir la señal no se propagan adecuadamente hasta la superficie en fluidos compresibles.

Hasta hace poco los motores de fondo estaban diseñados para funcionar con fluidos incompresibles; cuando estos motores son usados con fluidos aireados, su vida útil y su desempeño se ven afectados. La energía almacenada en un fluido compresible puede por ejemplo sobre-acelerar el motor dañando el rotor o disminuyendo su vida útil. Motores de fondo especialmente diseñados para ser usados con fluidos compresibles ya han sido desarrollados.

1.3.7 Factores Económicos. Cuando un pozo es técnicamente viable para ser perforado Underbalanced no significa que también lo sea desde el punto de vista económico.

Los costos de la perforación Underbalanced varían mucho dependiendo del yacimiento y la sofisticación requerida en el equipo de separación de superficie, en el equipo de inyección del fluido gaseoso y en el sistema de adquisición de datos. Los fluidos del yacimiento dictaminan el equipo de separación requerido, y la presión del yacimiento dicta la necesidad de un equipo de control de presión además de la necesidad de inyección de gas.

Hay factores que influyen en la viabilidad económica de un proyecto Underbalanced tales como: presencia de zonas con grandes influjos de agua, altas velocidades de penetración o alta productividad lograda con perforación convencional y la logística del área.

Zonas con grandes influjos de agua requieren que sean dispuestos y tratados en superficie de una manera ambiental eficiente; el desarrollo de estos sistemas de tratamiento puede llegar a ser muy costoso.

Si en áreas en las cuales se perfora convencionalmente, las velocidades de penetración son altas, no se logrará un beneficio económico significativo desde el punto de vista de incremento de velocidad de penetración con la aplicación de la técnica de perforación Underbalanced. Lo mismo ocurre cuando se perforan intervalos muy cortos de formación. Este mismo efecto puede ocurrir cuando se perforan yacimientos que tienen un alto índice de productividad, aún, perforada convencionalmente.

En formaciones donde la permeabilidad es muy baja y en las cuales después de perforar Underbalanced, aún es necesario hacer un fracturamiento hidráulico, tampoco podría ser económico aplicar esta técnica.

En áreas de difícil acceso puede ser antieconómico perforar Underbalanced por el costo de movilización de equipos y materiales tales como compresores, unidades de nitrógeno, separadores, etc.

Un proyecto de perforación Underbalanced es justificable en la medida que disminuya los costos finales de perforación y los costos de estimulación, con un incremento en la productividad.

1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES

La perforación Underbalanced tiene riesgos y peligros adicionales a los encontrados en la perforación convencional, ya que crudo, agua y gas de la formación son producidos durante el proceso.

Para asegurar que todos los problemas que tienen que ver con la seguridad y el éxito del proyecto, los siguientes puntos deben ser cubiertos con el personal involucrado.

- Una revisión técnica detallada del yacimiento y de las facilidades de perforación propuestas.
- Debe diseñarse un sistema adecuado para control de la presión y el manejo apropiado de los fluidos producidos en superficie, además del personal debidamente entrenado en este tipo de operaciones.

- El diseño de un programa adecuado de circulación e hidráulica del pozo, que garantice la limpieza adecuada del agujero, la estabilidad de las paredes y mitigue el daño de formación.
- Se deben revisar los procedimientos operativos y las limitantes del yacimiento; las facilidades (máximas presiones de operación, máximos caudales de flujo, quema de gas, almacenamiento de fluidos, etc.).
- Definir detalladamente los planes de contingencia y respuesta a emergencias.
- Se debe elaborar un análisis detallado de los riesgos, cubriendo todos los escenarios y problemas operacionales posibles incluyendo: Alta velocidad en el fluido de retorno, erosión en el equipo de superficie, corrosión y explosiones en el agujero, fluidos inflamables de producción en superficie, presencia de H₂S o CO₂, problemas de estabilidad de agujero.

1.5 CONTROL DE POZO

En perforación convencional la presión hidrostática creada por la columna de lodo proporciona el medio de control primario para prevenir la entrada de fluidos de formación hacia el pozo.

En operaciones Underbalanced esta barrera es intencionalmente reducida o removida y es reemplazada por un control dinámico de presión y flujo en superficie, permitiendo el ingreso de fluidos hacia el pozo. Por consiguiente un incidente de amago de pozo estaría definido por las siguientes situaciones:

- El encuentro de una mayor presión de formación que la tomada como base en la etapa de diseño.
- Mayores caudales de flujo que los tomados como base en la etapa de diseño.
- Pérdida de control en el estrangulador conduciendo a mayores presiones o caudales de flujo de los esperados.

En términos generales un evento de control de pozo puede darse en cualquier momento que la presión o los caudales de flujo superen el rango operativo definido en la planeación del pozo.

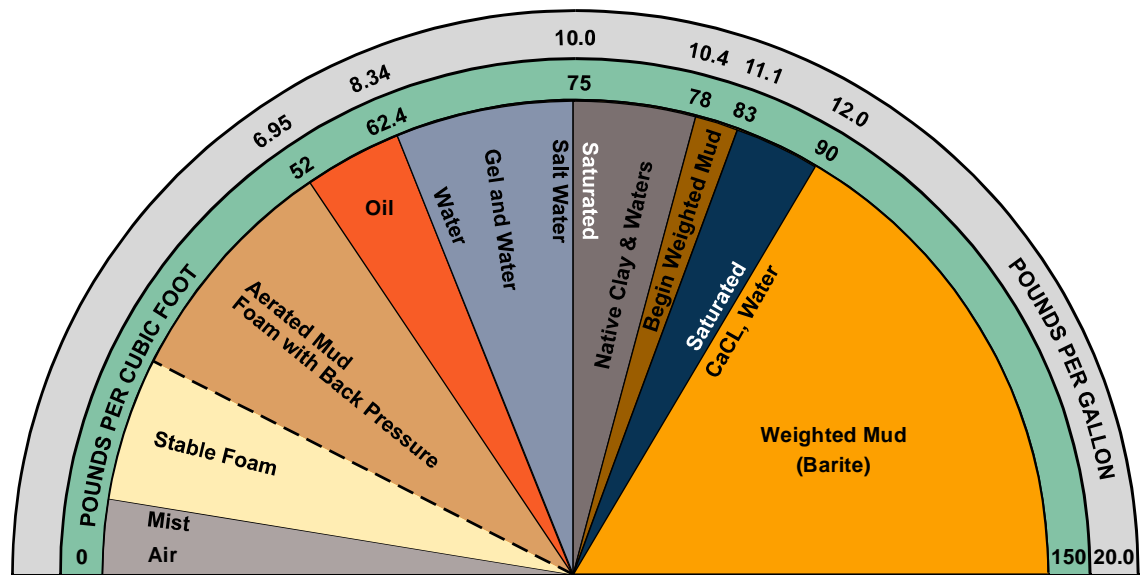
2. TÉCNICAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED

2.1 SISTEMA DE FLUIDOS EN LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED

Este capítulo suministra una descripción detallada de las diferentes técnicas de perforación de fluidos livianos. La principal función de la circulación de los fluidos en una perforación Underbalanced es la de levantar los cortes desde el agujero.

La correcta selección del sistema de fluido es la clave para un resultado exitoso. Por esta razón examinaremos con más detenimiento los sistemas y técnicas de fluidos utilizados.

Figura 3. Clasificación de los Fluidos según su Densidad.



SO_00591 2/4/98

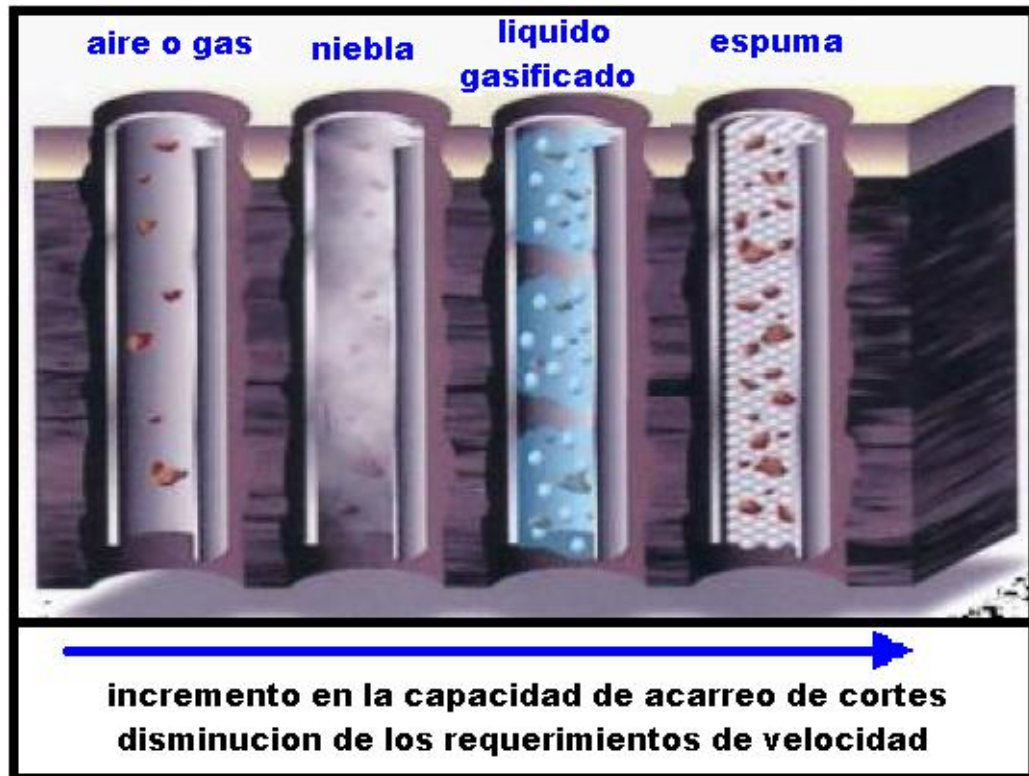
Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos, Weatherford 2005.

La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles está limitada a las condiciones de litología, presión de poro de la formación y donde a pesar de la

necesidad de equipo adicional para aplicar la tecnología se logren ahorros en tiempo del equipo de perforación.

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

Figura 4. Capacidad de Arrastre de Recortes.



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos, Weatherford 2005. Pág. 21.

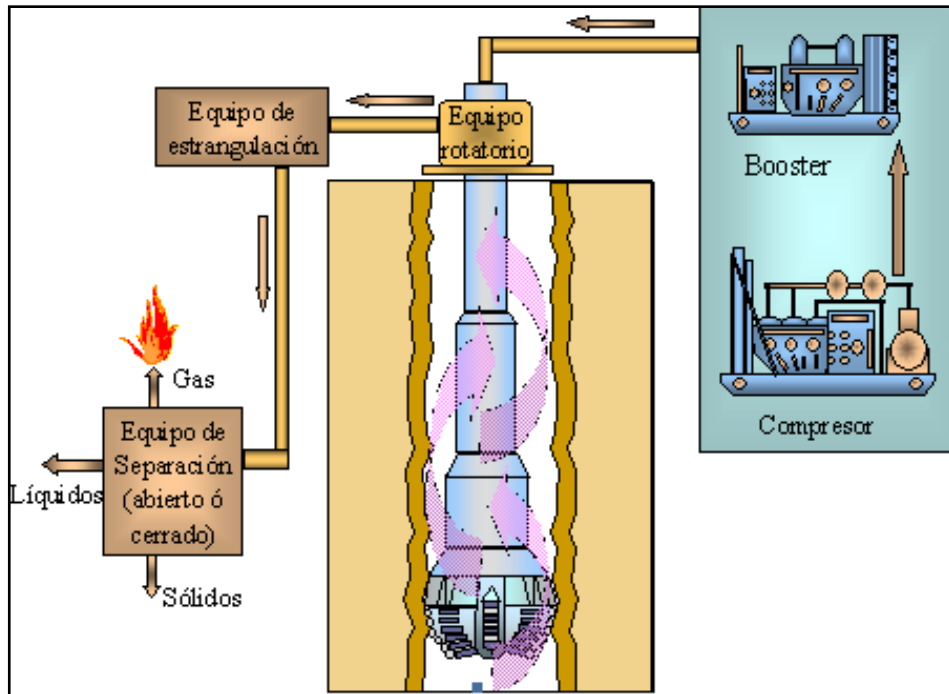
2.2 CLASIFICACIÓN POR TIPO DE FLUIDO

2.2.1 Perforación con Aire. En esta técnica de perforación, la principal función de la circulación del aire, es levantar los recortes desde donde fueron generados en el fondo del agujero y acarrearlos hasta la superficie, con la finalidad de prevenir

daños a la sarta o atrapamientos por su acumulación en la herramienta. Su principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte en particular que es opuesta a la gravedad. Si la fuerza de arrastre es mayor que la fuerza gravitacional, los recortes ascenderán en el espacio anular y se eliminarán en la superficie. Los recortes removidos en la superficie en las operaciones de perforación con aire, son regularmente muy finos al grado de pulverizarlos. El proceso de transporte de recortes es complejo debido al efecto de la presión y la temperatura en el comportamiento del aire, pudiendo presentarse el efecto de estrangulamiento, que es la acumulación de recortes en el espacio anular debido al incremento de presión y disminución del gasto de aire, hasta un punto en que el flujo no es capaz de soportar los recortes. Otro aspecto importante es la geometría del espacio anular que influye en el transporte de recortes. La región geométrica crítica en la cual la velocidad del aire disminuye significativamente es la cima de la herramienta, como consecuencia del incremento de espacio entre la tubería y el agujero, dando lugar a la acumulación de recortes. La experiencia de algunos expertos, indica que las operaciones de perforación en calizas, alcanzan un eficiente transporte de recortes, si la velocidad del aire iguala o excede a los 3000 pies/minuto. Las tres limitaciones principales de la perforación con aire son: los flujos de agua, los fuegos subterráneos y la inestabilidad del agujero⁵.

⁵ RÍOS, Juan y MANDUJANO, Santiago. Desarrollo de la perforación bajo balance en México. México. 2006. p. 87.

Figura 5. Perforación con Aire y Densidad entre 0.0012 y 0.012 [gr/cm³]



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.2 Perforación con Nitrógeno. Las operaciones que utilizan nitrógeno como fluido de perforación o como componente del mismo, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de Nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es flamable, reduciendo al mínimo la posibilidad de fuegos subterráneos. De acuerdo con el Colegio de Minas de E.U., a una presión atmosférica se requiere menos del 12.8 % de oxígeno, antes de que sea posible crear una mezcla flamable de O₂, N₂ y Metano.

La mínima concentración de oxígeno requerida para una mezcla inflamable está influenciada por la presión existente y puede estar representada mediante la siguiente correlación⁶:

$$O_{min} = 13,98 - 1,98 * \text{Log} [P]$$

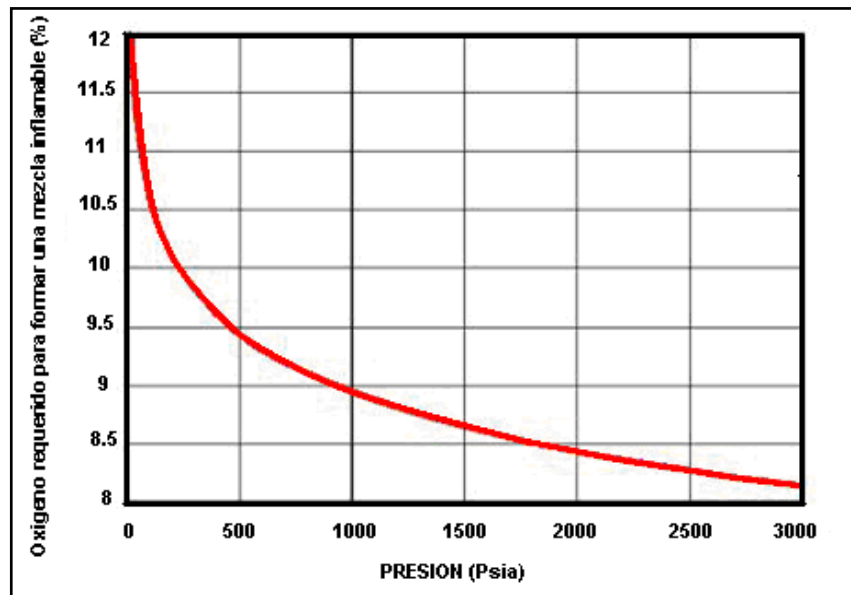
⁶ Ibíd., p. 23.

Donde:

Omin: Porcentaje de Oxígeno

P: Presión Absoluta, Psi.

Figura 6. Contenido de O₂ para Formar una Mezcla Explosiva



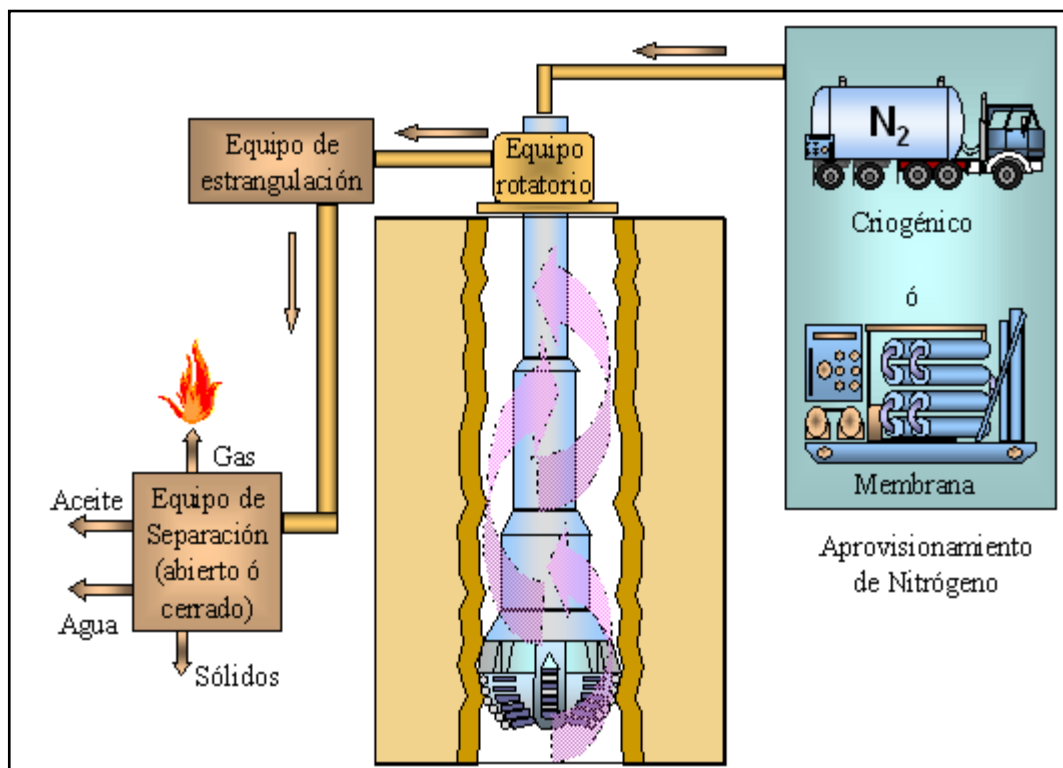
Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

En esta correlación para una presión de 3000 psi, una mezcla de oxígeno, nitrógeno y metano tiene que contener un poco más del 8% de oxígeno para ser inflamable, esto representa el nivel de oxígeno en un fluido de perforación al cual efectivamente se elimina cualquier posibilidad de un incendio en el fondo del pozo.

Las operaciones de perforación que emplean nitrógeno como fluido circulante, levantan los recortes y el influjo de líquidos de la misma forma que el aire. Similar al aire, el gasto de Nitrógeno en el espacio anular generalmente es turbulento; consecuentemente, la densidad es la propiedad que más impacta en el transporte de recortes. Debido a que la densidad del Nitrógeno es ligeramente menor que la del aire a una temperatura y presión estándar, la eficiencia en el transporte de

recortes será la misma que cuando se usa aire, al mismo gasto de inyección en superficie. El aspecto diferencial fundamental es el incremento del costo al emplear Nitrógeno en sustitución del aire. Normalmente el Nitrógeno se puede suministrar por dos métodos, que consisten en el suministro de termos criogénicos o a través de filtros de membrana. La principal limitación del Nitrógeno como fluido de perforación es la económica.

Figura 7. Perforación con Nitrógeno y Densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm³]



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.3 Perforación con Gas Natural. De igual forma que el Nitrógeno, el gas natural puede usarse como fluido de circulación en las operaciones de perforación *Underbalanced*. El empleo de gas natural previene la formación de mezclas flamables en el fondo, cuando se perfora el intervalo productor de hidrocarburos. El gas natural forma casi invariablemente, una mezcla combustible cuando se libera en la atmósfera; esto implica tener un mayor potencial de fuego en la

superficie, por lo que es necesario realizar ajustes en los procedimientos de operación con relación al empleo de aire⁷.

2.2.3.1 Limpieza del Agujero. La densidad del gas natural es generalmente diferente de la densidad del aire, a condiciones similares de presión y temperatura. La gravedad específica se define como la relación de peso por unidad de volumen del gas en condiciones normales o estándar con respecto al peso del mismo volumen de aire. Hidrocarburos gaseosos tienen gravedad específica que incrementa con el aumento de su peso molecular. Ej.: el metano tiene una gravedad específica de 0.55, el etano 1.05 y el propano 1.55 a condiciones estándar de presión y temperatura.

La gravedad específica del gas natural (densidad dividida entre la densidad de aire) depende de su composición, pero está en el rango de 0.6 a 0.7, por consiguiente, la velocidad terminal y relación de levantamiento de cortes será diferente a la lograda con inyección de aire asumiendo el mismo volumen de circulación.

A Continuación se muestra la formula donde se observa que la velocidad terminal de transporte de corte es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la densidad del fluido.

$$V_t = \sqrt{\frac{4gdc.\delta c}{3Cd\delta f}}$$

Donde:

Vt: Velocidad Terminal [pies/seg]

dc: Diámetro de la Partícula [pies]

δc: Densidad de la Partícula [lbm/pie³]

⁷ RÍOS, Juan y MANDUJANO, Santiago. Op. cit., p. 89.

δ_f : Densidad del Fluido [lbm/pie³]

g: Aceleración gravitacional [32.17 pie/s²]

Cd: Coeficiente de arrastre

El efecto neto es que el volumen de inyección de gas requerida para una eficiente limpieza de agujero es mayor cuando se usa gas natural que cuando se usa aire o nitrógeno⁸.

La presión de fondo usando gas natural será menor que perforando con aire para un volumen de inyección que proporcione un transporte de cortes equivalente.

Cuando se perfora con gas natural el tamaño del agujero a perforar es cuidadosamente considerado, debido a que cualquier menor desviación o reducción del diámetro del agujero podría reducir significativamente el caudal de inyección

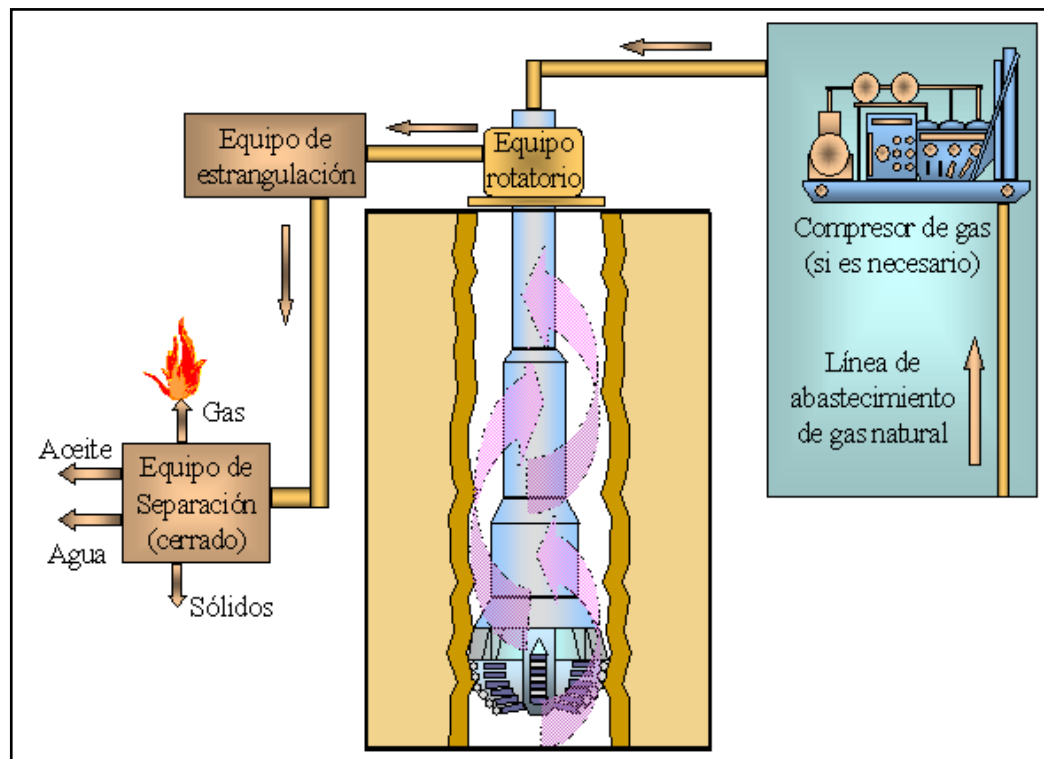
Características de la perforación con aire-gas:

- Velocidades de Penetración altas.
- Aumenta la vida útil de la broca.
- Aumenta el rendimiento de la broca.
- Buenos trabajos de cementación.
- 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.

⁸ ANGEL, R.R. "Volume Requirements for Air and Gas Drilling", Transacion of AIME, Vol. 210. p. 325,

Un aspecto importante que debe tomarse en cuenta cuando se perfora con gas, es la disposición de una línea cercana de abastecimiento, ya que el suministro por otros medios tales como cilindros, resultaría antieconómico. Los procedimientos de operación generalmente son los mismos que se utilizan en la perforación con aire o Nitrógeno. Cuando se hace un viaje, la sarta debe deslizarse a través de la cabeza rotatoria y el flujo de gas debe dirigirse hacia una línea de producción lo más lejana posible del piso de perforación, para prevenir riesgos al personal e instalaciones.

Figura 8. Perforación con Gas Natural y Densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm³]



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.4 Perforación con Niebla. La perforación con niebla es una de las diferentes técnicas en que el fluido es una mezcla de dos fases de líquido y gas. Otros fluidos de perforación que contienen fases líquidas y gaseosas incluyen a las espumas y los lodos gasificados. En la práctica es frecuente obtener perforación

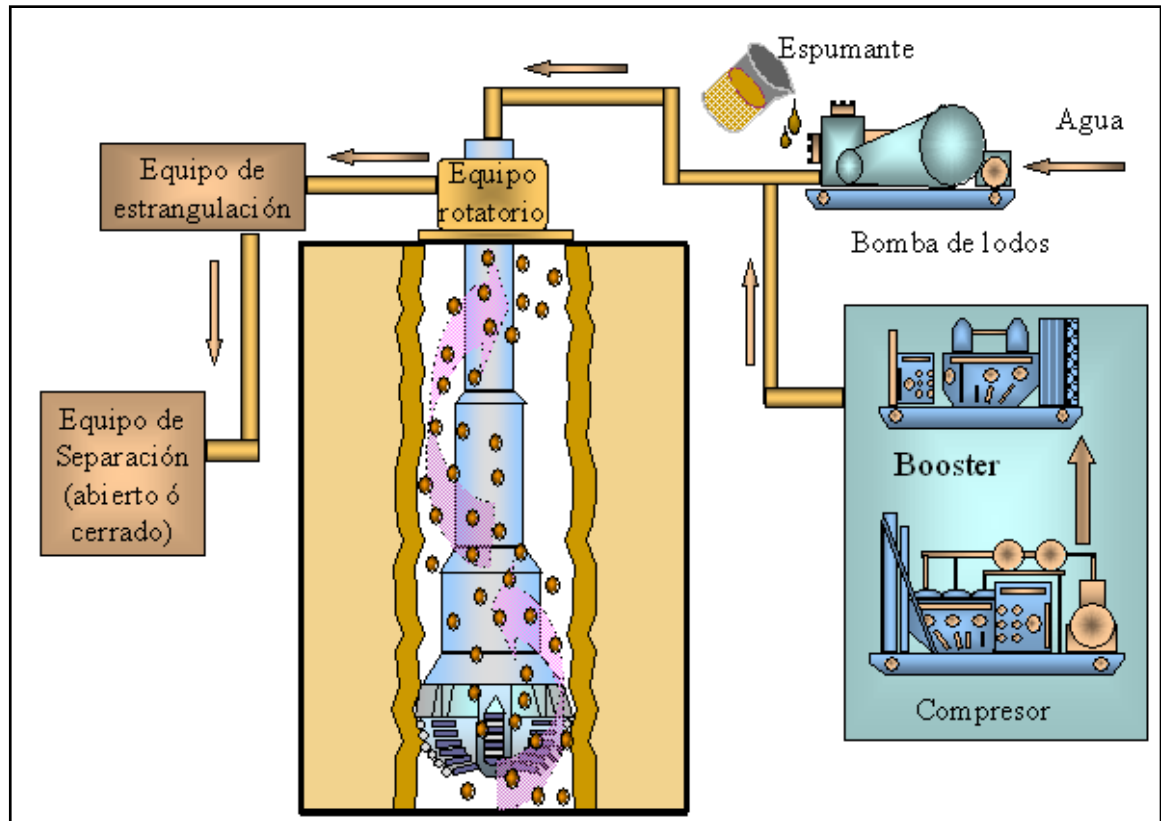
con niebla, cuando al perforar con aire se incorpora una pequeña cantidad de agua con un agente espumante. La niebla se forma si la fracción de volumen de líquido se encuentra en uno o dos por ciento abajo con respecto al gas, a las condiciones prevalecientes de presión y temperatura. La espuma tiene mucha mayor viscosidad que la niebla o el aire seco y mucha mayor eficiencia en el transporte de recortes. La fase líquida en la perforación con niebla es agua con surfactante y un inhibidor de corrosión; formando la niebla por la inyección de líquido dentro del flujo de gas.

Típicamente, la perforación con niebla requiere de alrededor de un quinto de la concentración de espumante que las espumas estables. Por ejemplo, si se requiere de 0.75 a 2 por ciento de espumante, para crear una espuma estable, entonces la concentración del mismo agente para la perforación con niebla estará probablemente en el rango de 0.1 a 0.5 por ciento. La perforación con niebla tiene sus limitaciones características, las cuales incluyen: grandes equipos de compresión, permisos para disposición de agua residual, elevada inestabilidad del agujero y alta corrosión en las partes metálicas del equipo.

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.

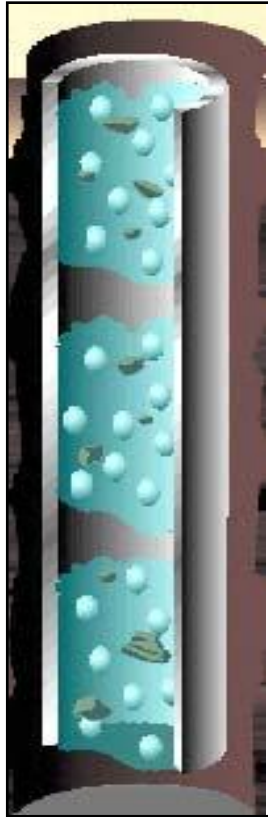
Figura 9. Perforación con Niebla y Densidad entre 0.012 y 0.036 [gr/cm³]



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.5 Perforación con Líquidos Gasificados. 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.

Figura 10. Transporte de Cortes con Fluidos Gasificados



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

Hay varios métodos que se pueden utilizar para gasificar un sistema líquido. La utilización de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo complica el cálculo de la hidráulica. La proporción de gas y líquido debe ser calculada cuidadosamente para asegurar que se utiliza un sistema de circulación estable. Si se utiliza demasiado gas se pueden presentar problemas de descontrol del pozo, limpieza del agujero y por consiguiente pegadas de tubería; si no se utiliza suficiente gas, se excede la presión requerida del fondo de agujero y el pozo se convierte en un sistema sobre balanceado que lo puede inducir a pérdidas de circulación.

Los líquidos gasificados generalmente no contienen surfactante y siempre tiene considerable volumen de líquido bajo condiciones de fondo del pozo. La presión

de fondo tiende a ser mayor en sistemas gasificados que en sistemas de fluido más ligeros. Las densidades efectivas de los líquidos gasificados se encuentran principalmente entre 0.48 a 0.84 [gr/cm³]. A diferencia de otros fluidos de perforación ligeros (espuma) la fase líquida de los fluidos gasificados es siempre limpiada y bombeada dentro del pozo después de retornar a superficie.

Originalmente los lodos aireados constituyen la mayoría de los fluidos de perforación con líquidos gasificados. Las pérdidas severas de circulación pueden llegar a ocasionar elevados incrementos operacionales y problemas en la perforación. Existen algunas áreas donde los materiales para pérdidas de circulación, cementación y aditivos solo permiten recuperar o establecer parcialmente la circulación del pozo. En estas áreas la reducción de la densidad gasificando el lodo de perforación hasta que la presión de circulación sea igual o inferior a la presión de formación, puede llegar a ser una forma económica y efectiva para prevenir las pérdidas de circulación.

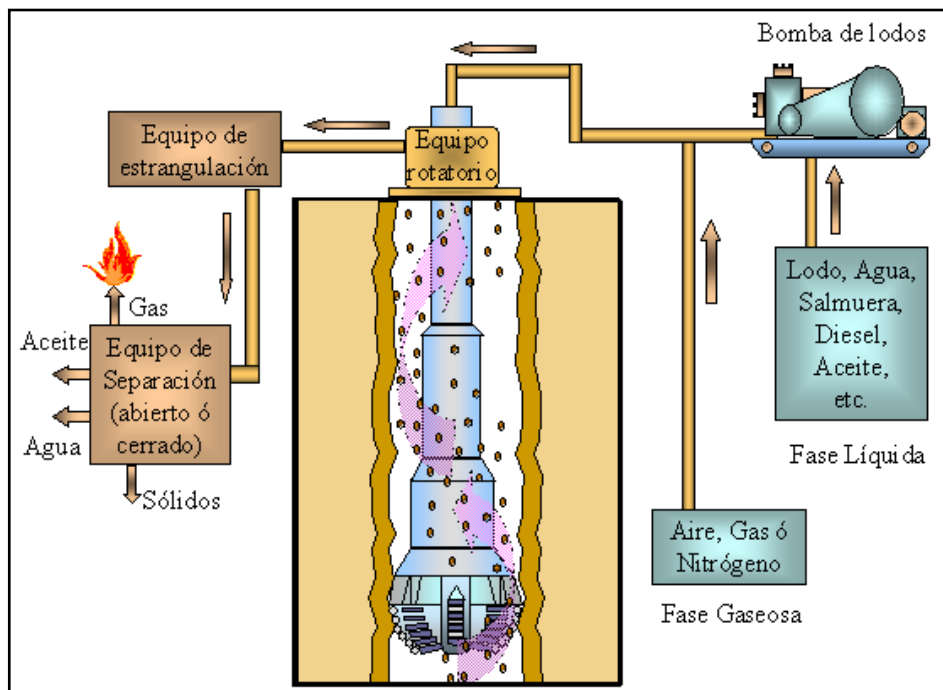
Recientemente los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación predominante usados en la mayor parte del mundo. Su base líquida está conformada por agua, aceite, diesel o lodo que se gasifican utilizando aire, nitrógeno o menos frecuente por gas natural. Muchas de estas aplicaciones se involucran en desarrollo de pozos horizontales. A diferencia de los pozos verticales, estos son más propensos al daño de la formación a medida que el intervalo de producción tiende a estar expuesto al fluido de perforación por largos periodos de tiempo. La estimulación en largos intervalos horizontales para vencer el daño a la formación resulta difícil y costosa. Perforar bajo balance evita el daño a la formación y la necesidad de una estimulación. Esto podría reducir considerablemente los costos del pozo aunque los costos de perforación incrementarán debido a un requerimiento de equipo adicional. La presión de circulación puede ser controlada ajustando el caudal de inyección de gas y líquido.

A menudo la presión diferencial en perforación bajo balance, entre el pozo y los fluidos de formación es muy pequeña, en el rango de 250 a 500 [psi].⁹

Características en sistemas aireados:

- Incrementa la velocidad de penetración
- Previene el daño a la formación
- Mejora la productividad
- Reduce las pérdidas de circulación
- Prueba en tiempo real en la zona de producción

Figura 11. Perforación con Líquidos Gasificados y Densidad entre 0.48 y 0.85 [gr/cm³]

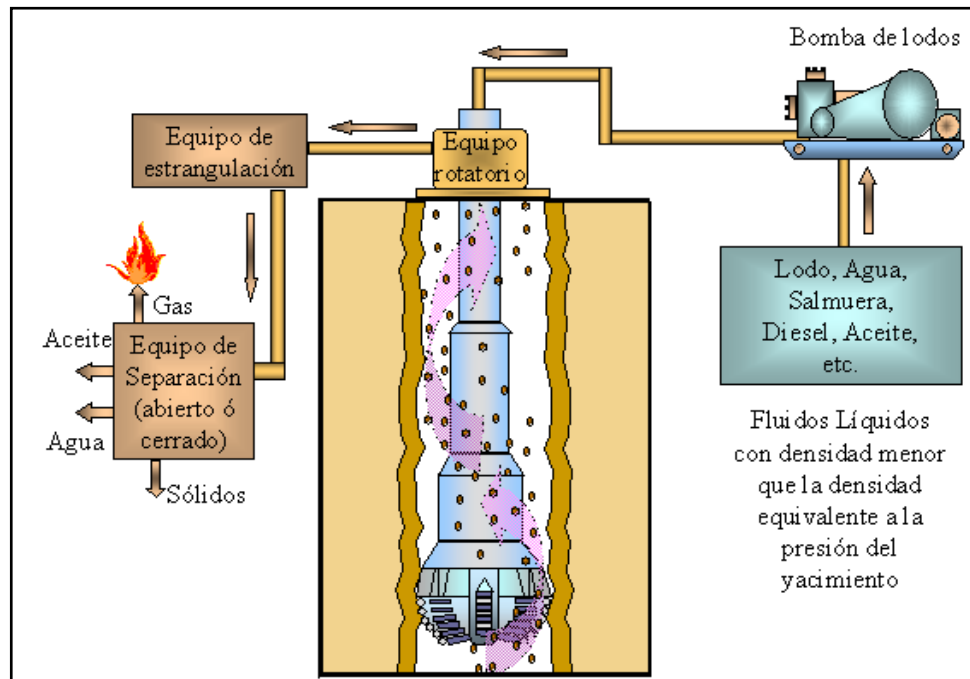


Fuente: Autor del Proyecto

⁹ RÍOS, Juan y MANDUJANO, Santiago. Desarrollo de la perforación bajo balance en México. México. 2006. p. 90.

2.2.6 Perforación con Flujo Controlado. Esta técnica se refiere a aquellas operaciones en que el pozo fluye a la superficie mientras se perfora; ocurre cuando una formación permeable se perfora intencionalmente con un fluido de perforación líquido, estimulando el flujo de la formación. Los sistemas de suministro de gas no se requieren en esta técnica, por lo que pueden usarse sartas con motores y sistemas de telemetría que tienen limitado su uso con líquidos gasificados. El requerimiento básico de la técnica, es que las presiones del agujero deben mantenerse entre una presión máxima igual a la presión de formación y una presión mínima dictada por la estabilidad del agujero. Empresas especializadas prevén incrementos en la aplicación de esta técnica hacia el futuro, dada su compatibilidad con otras técnicas.

Figura 12. Perforación con Flujo Controlado y Densidad Mayores de 0.85 [gr/cm³]



Fuente: Autor del proyecto

2.2.7 Perforación con Espuma Estable. El sistema de espuma estable se logra inyectando una mayor cantidad de líquido y un agente espumante o surfactante. La espuma estable que se utiliza para perforar tiene una textura como la de la espuma de afeitarse. Es un fluido de perforación muy bueno con una capacidad de acarreo de cortes muy alta por su elevada viscosidad y una densidad baja, lo que permite tener columnas hidrostáticas reducidas en el pozo.

Figura 13. Transporte de Cortes con Espumas.



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

En los sistemas de espuma tradicional, una espuma estable mantiene dicha condición incluso cuando retorna a superficie convirtiéndose en un problema si la espuma no se puede romper lo suficientemente rápido. En los antiguos sistemas de espuma, la cantidad de agente antiespumante tenía que ser examinada cuidadosamente para que la espuma se rompiera antes de que cualquier fluido

dejara los separadores. Especialmente en la perforación con sistemas cerrados de circulación, la espuma estable podría causar problemas de sobre flujo por los separadores.

Los sistemas de espumas recientemente desarrollados permiten que sean más fáciles de romper y los sistemas de circulación cerrados permiten que el líquido sea reciclado, resultando una disminución en la cantidad de agente espumante y fluido utilizado.

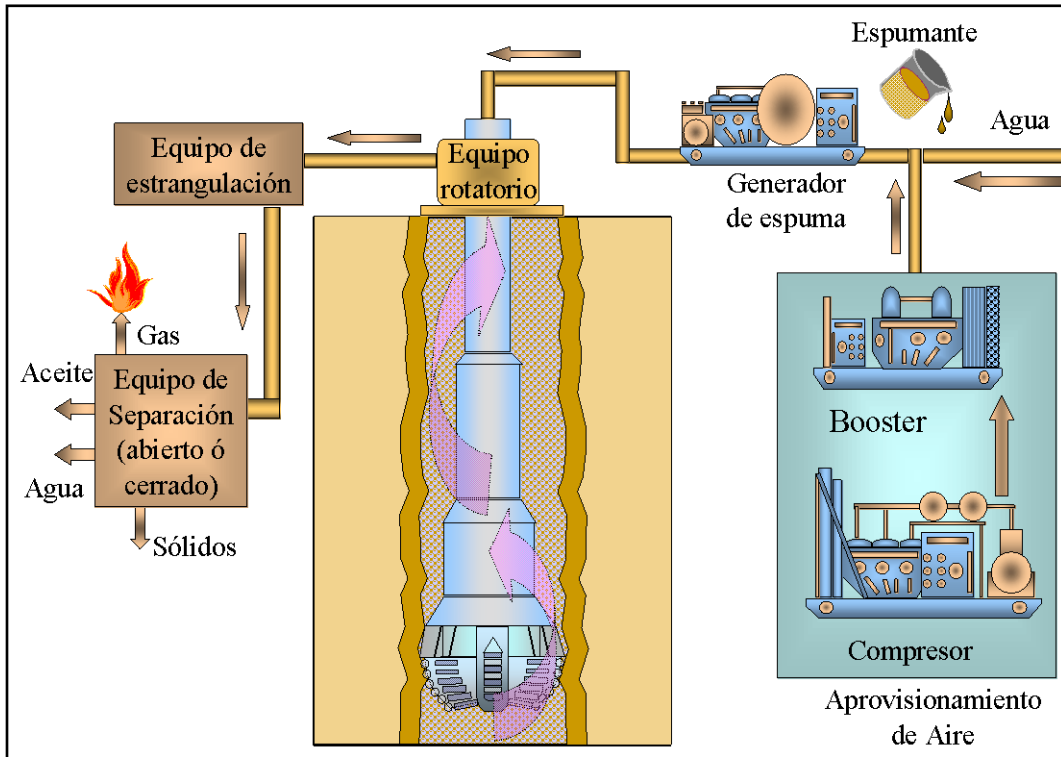
En superficie, la calidad de la espuma utilizada para la perforación está normalmente entre 80% y 95 %. Esto significa que entre el 80% y 95% del fluido es gas y el restante porcentaje es líquido, generalmente agua. En el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de la columna en el anular, esta relación cambia porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo del pozo está entre 50% y 60%.

Características de la perforación con espuma:

- La adición de líquido en el sistema reduce el influjo de agua.
- Alta capacidad de acarreo de cortes de perforación.
- Alta velocidad de penetración por baja densidad y buena limpieza.
- Reduce caudales de bombeo de líquido por su capacidad de acarreo.
- Reduce tendencia de baches dentro del pozo.
- No afecta la remoción de cortes ni la densidad equivalente de circulación (ECD) cuando se presentan cortes ocasionales en los retornos de la espuma a superficie.
- Es necesario buen control en superficie y condiciones estables en el fondo del pozo.
- Es necesario pre-diseñar el sistema de rompimiento de la espuma en superficie antes de la operación.

- Se requiere equipo adicional en superficie.

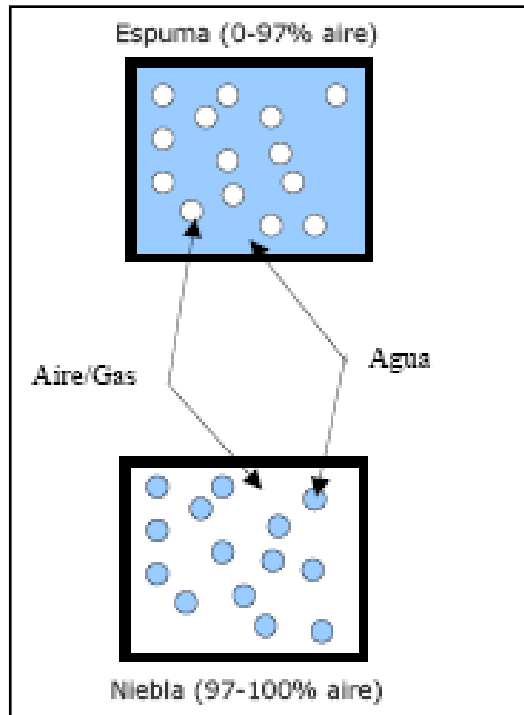
Figura 14. Perforación con Espuma Densidad entre 0.036 y 0.42 [gr/cm³]



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.7.1 Fase Continua. A continuación se muestra la principal diferencia entre la espuma y la niebla, y la continuidad de sus fases. La espuma es definida como un sistema de dos fases teniendo una fase continua de líquido con una fase gaseosa suspendido en burbujas. Por otro lado la niebla es un fluido de dos fases teniendo una fase continua de gas y la fase líquida está suspendida como gotas.

Figura 15. Fase Continua del Líquido.



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

Estos dos tipos de fluidos tienen diferentes propiedades reológicas, capacidad de acarreo, presión hidrostática y fricción.

La alta viscosidad de la espuma permite una mejor eficiencia de transporte de cortes o ripios hasta superficie. Y la velocidad anular es menor que la que requiere la perforación con aire o niebla.

La baja densidad de la espuma permite que las condiciones de bajo balance sean establecidas en casi todas las circunstancias. La presión de fondo con espuma tiende a ser más alta que el gas seco o la niebla. Esto reduce la velocidad de penetración.

La mayor presión anular con espuma puede potencialmente reducir la inestabilidad mecánica del pozo. Al mismo tiempo las bajas velocidades anulares, típicas de la perforación con espuma, ciertamente reduce la posibilidad de erosión de la tubería de perforación.

La espuma tiene mayor capacidad de acarreo de cortes, debido a que ésta depende de la viscosidad más que la velocidad para limpiar el agujero y en comparación con la técnica de niebla, la espuma requiere menor potencia hidráulica.

Características de la perforación con espuma:

- La adición de líquido en el sistema reduce el influjo de agua.
- Alta capacidad de acarreo de cortes de perforación.
- Alta velocidad de penetración por baja densidad y buena limpieza.
- Reduce caudales de bombeo de líquido por su capacidad de acarreo.
- Reduce tendencia de baches dentro del pozo.
- No afecta la remoción de cortes ni la densidad equivalente de circulación (ECD) cuando se presentan cortes ocasionales en los retornos de la espuma a superficie.
- Es necesario buen control en superficie y condiciones estables en el fondo del pozo.
- Es necesario pre-diseñar el sistema de rompimiento de la espuma en superficie antes de la operación.
- Se requiere equipo adicional en superficie.

2.2.7.1.1 Calidad de Espuma. El factor calidad de las espumas es una medida de la fracción de líquido y gases dentro de ellas y a su vez tiene estrecha relación con la capacidad de levantamiento de rípidos que puede presentar la espuma. A medida que la calidad aumenta, también lo hace la capacidad de levante hasta una calidad de 96% valor a partir del cual la capacidad de levante sufre un drástico descenso. 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 pre planificación 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%) en la superficie, esta calidad podría ser muy baja para una efectiva limpieza en el pozo. 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.

Foto 1. Calidad de Espuma Estable PMPDS



Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 1. Puntos de Cedencia, Viscosidad Plástica para Diferentes Calidades de Espuma.

CALIDAD DE ESPUMA	VISCOSIDAD PLÁSTICA (cP)	PUNTO DE CEDENCIA (Lb/100Sf)
0	1.02	0
0-25	1.25	0
25-30	1.59	0
30-35	1.60	0
35-45	2.40	0
45-55	2.99	0
55-60	3.36	0
60-65	3.70	14
65-70	4.30	23
70-75	5	40
75-80	5.76	49
80-85	7.51	69
85-90	9.59	100
90-96	14.39	250

Fuente: TARAZONA, Luís y VILLARREAL Javier. "Diseño y Aplicación de Operaciones de Perforación Sub-Balanceada Mediante el Desarrollo de Sistemas Informáticos". UIS. 2002.

Una calidad de espuma del 80 contiene 80% de gas por volumen, mientras una calidad de 90 de espuma contiene 90% 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, o, sea, espuma fina y en cambio una espuma poliedra tiende a tener una alta calidad, o, sea, espuma gruesa.

3. 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.

El Campo Colorado está situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia), en jurisdicción del municipio de 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 desarrolló 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 aumentó a 75 el total de pozos perforados en la estructura.

Figura 16. Ubicación Campo Colorado



Fuente: Modificado de “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. ECOPEPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

3.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

La evolución tectónica del VMM ha sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un supracontinental limitado por paleo fallas normales, cuyo 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 Lizama.¹⁰

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

¹⁰ Estudio de ECOPEPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones de 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 paleo fallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno.

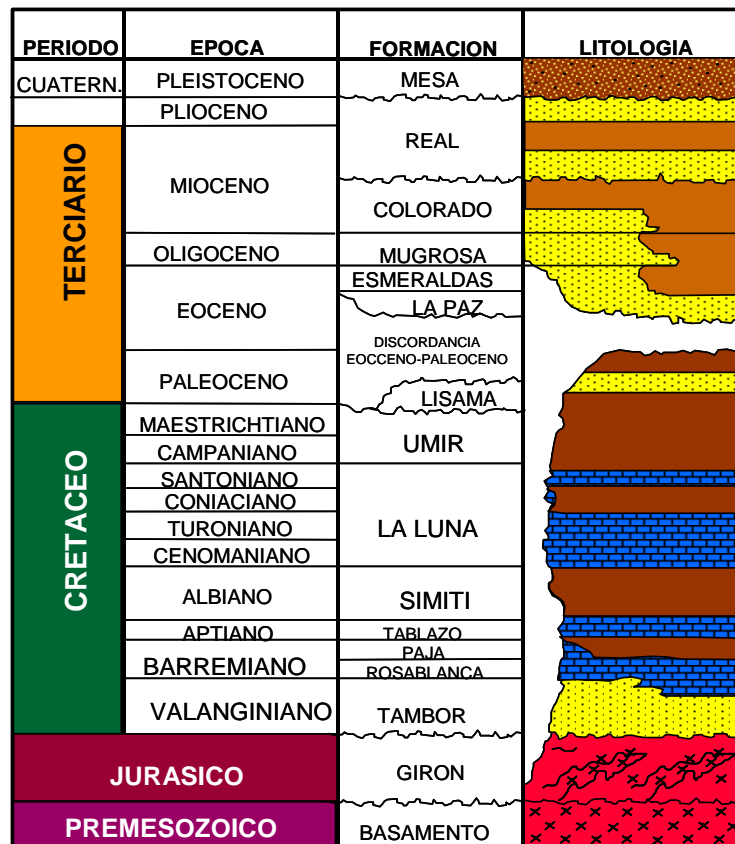
Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

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 paleo geográfica. En los epicentros 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).

3.2.1 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. Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

Figura 17. Columna Estratigráfica Cuenca del VMM



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

3.2.2 Pre-cretáceo, Formación Girón. La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzo arenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzo arenitas 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 sub redondeados, 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.

3.2.3 Cretáceo.

3.2.3.1 Formaciones los Santos-Tambor. 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.

3.2.3.2 Formación Rosablanca. Está 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.

3.2.3.3 Formación Paja. 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 lumaquéllicas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreo, silíceo, 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.

3.2.3.4 Formación Tablazo. 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 lumaquéllicas. 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 varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

3.2.3.5 Formación Simití. 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.

3.2.3.6 Formación la Luna. La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concreciónales 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.

3.2.3.7 Formación Umir. La Formación Umir presenta de base a techo cuarzo arenitas de grano fino de color gris, lodolitas limo arenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzo arenitas 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.

3.2.4 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 las unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996), utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades de posicionales 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 Lizama, 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.

3.2.4.1 Formación Lizama. Las rocas del Paleoceno en el VMM, están representadas por la denominada Formación Lizama, 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 fino granulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representado en el VMM por las Formaciones La Luna, Lizama 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 Lizama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

3.2.4.2 Formación la Paz. La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. 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.

3.2.4.3 Formación Esmeralda. 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 está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

3.2.4.4 Formación Mugrosa. 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), esta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2, cuyo tope está 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”.

3.2.4.5 Formación Colorado. La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo

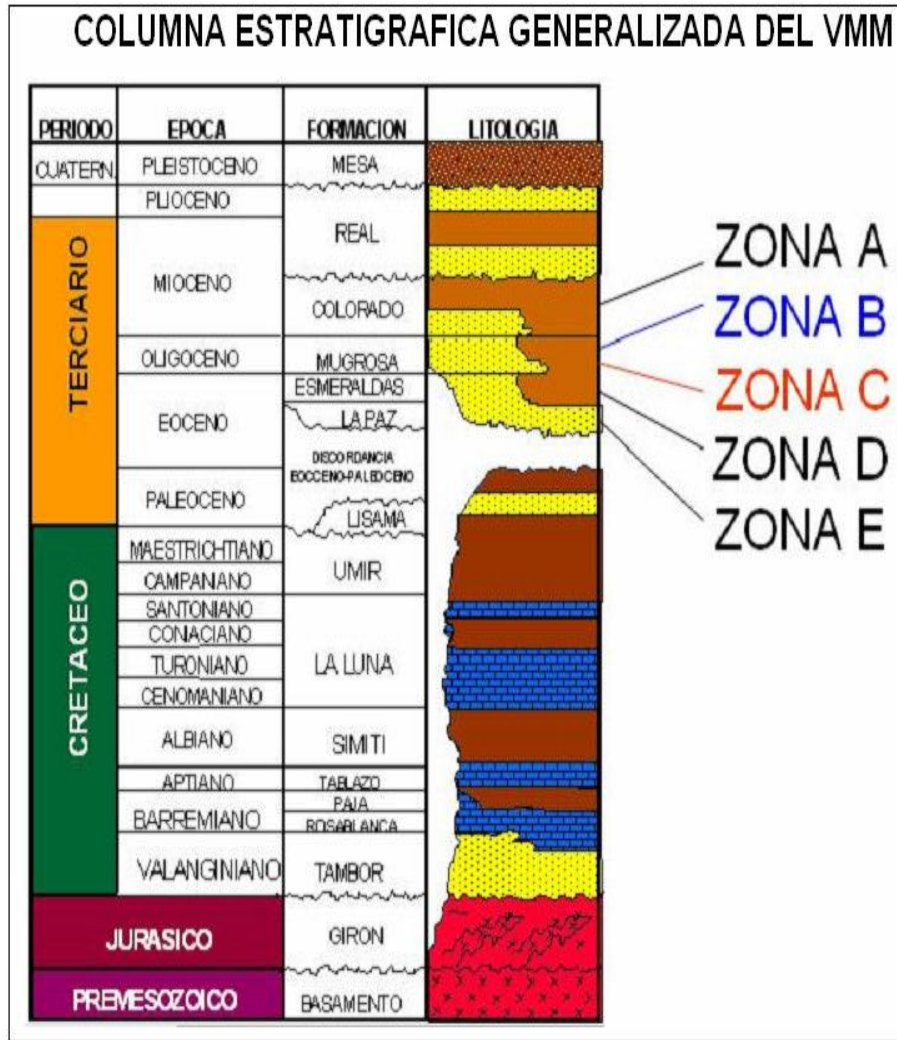
Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).

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”.

3.2.4.6 Formación Real. 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. 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.

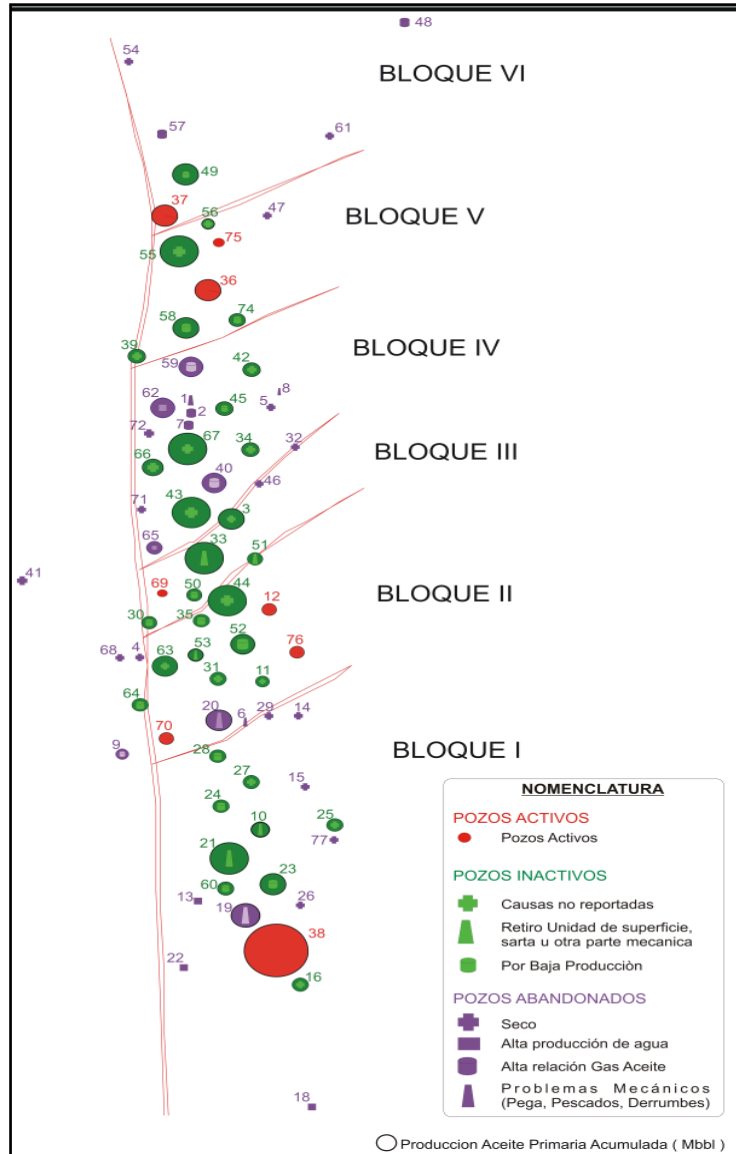
Figura 18. Columna Estratigráfica Generalizada del VMM



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

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (Figura 19), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.

Figura 19. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

3.3 HISTORIAL DE PERFORACIÓN DEL CAMPO 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 pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos 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 promedio 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.

3.4 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO 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 esté muy por debajo de los 300.000 [Bl]. 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 [MMbls] y las reservas primarias producidas son de 8.582 [MMBl] con un factor de recobro actual del 15%. (Tabla 2).

Tabla 2. OOIP y Reservas Campo Colorado

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

Fuente: Presentación Geología y Yacimientos. 2007.

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente tiene 5 pozos activos 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 [Bbl/d], 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 [Bbl/d]; se estima una producción (a partir de los pozos Col 38 y Col 70) promedio de 23 [Bbl/d]. 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.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para sus desarrollos expuestos en la tabla 3, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más 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.

Tabla 3. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Mugrosa)

Características	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 Bls	20.0	37.3

Características	Unidades	Arena B	Arena C
Porosidad promedia	%	13.2	17.6
Espesor promedia de arena	Ft	22.5	33.6
Área	Acres	634	1083
Producción prom /Pozo perforado	M Bls	112	
Espaciamiento / pozo	%	20-30	
Reservas remanentes		100-200	
Factor de recobro		14.83	
Pozos perforados		75	
Pozos activos		21	
Pozos produciendo		7	
Pozos cerrados		54	

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

3.5 PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL CAMPO 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. EQUIPO DE PERFORACIÓN UNDERBALANCED

El manejo adecuado de los fluidos inyectados y producidos durante una perforación en condición de bajo balance requiere de un equipo de control en superficie apropiado. La configuración y requerimientos del equipo de control de flujo está basado en las características de cada pozo, como profundidad, tamaño del agujero, caudal de fluidos inyectados, caudal anticipado de fluidos producidos, cantidad de sólidos, la naturaleza de los fluidos del yacimiento (gas, crudo, agua, H₂S), máximas presiones esperadas y el tipo de sistema de fluido seleccionado. Este sistema además debe permitir el control preciso de la presión del anular mientras se perfora, y debe permitir realizar conexiones de manera segura tanto con el pozo fluyendo como con el pozo cerrado. Finalmente debe permitir el viaje de tubería con presión en el anular.

Figura 20. Sistema de Control para Perforación Underbalanced.



Fuente: Gas Research Institute, "Underbalanced Drilling Manual", 1997.

4.1 CABEZA ROTATORIA

Una cabeza rotatoria es un dispositivo que se instala sobre el preventor anular para desviar el flujo de los fluidos en superficie y además proporciona un sello alrededor de la tubería de perforación aislando la presión y fluidos del anular del piso de perforación, permitiendo fluir el pozo o cerrarlo de manera segura en cualquier momento. Inicialmente fueron usadas en operaciones de perforación convencional para mejorar la seguridad y la protección ambiental¹¹.

El IADC los denomina genéricamente como Dispositivos Rotatorios de Control. (RCD).

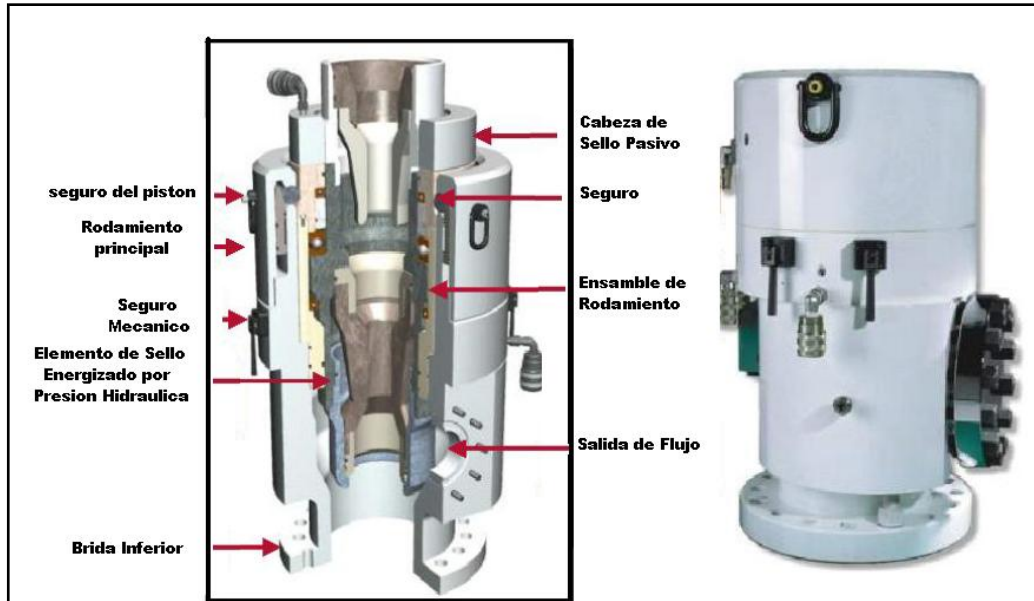
Los dos elementos críticos en todo dispositivo rotatorio son: el medio por el cual se realiza el sello alrededor de la tubería de perforación y el rodamiento que permite la rotación del sello con la sarta de perforación.

Las cabezas o dispositivos rotatorios pueden ser del tipo activo o pasivo dependiendo de la forma en la cual actúa el elemento de sello sobre la tubería.

En las cabezas de sello activo, el sello alrededor de la tubería es asistido con presión hidráulica controlada dependiendo de la presión en el anular (Weatherford serie 3000).

¹¹ Gas Research Institute, "Underbalanced Drilling Manual", 1997. Pag. 38.

Figura 21. Cabeza Rotatoria.



Fuente: Gas Research Institute, "Underbalanced Drilling Manual", 1997.

En las cabezas pasivas el diseño geométrico del elemento sellante hace que éste se auto-ajuste alrededor de la tubería a medida que la presión anular aumenta. (Weatherford serie 1000, 7000, 7100, 8000 y 9000).

Figura 22. Cabezas Sellantes



Fuente: Gas Research Institute, "Underbalanced Drilling Manual", 1997.

4.2 COMPRESORES Y BOOSTERS

Los más usados son los de desplazamiento positivo y dinámicos. Los compresores de desplazamiento positivo permiten modificar la presión de descarga dentro de un gran rango, sin alterar apreciablemente el gasto de flujo a través de la máquina.

En los compresores dinámicos al incrementarse la presión de descarga, se reduce el caudal de flujo. Es indispensable en muchas ocasiones mantener el gasto constante y modificar la presión de inyección. Por esta razón en perforación neumática los compresores comúnmente usados son de tipo recíprocante de desplazamiento positivo de 2 y 3 etapas¹².

En pozos de aceite se utilizan compresores recíprocantes que proveen aire desde 400 a 1200 [pie³/min] a una presión máxima de 300 a 350 [psig]. La capacidad de los compresores de tornillo helicoidal de desplazamiento positivo de dos etapas, proveen caudales de aire entre 750 a 800 [pie³/min] a una presión de 300 [psig].

Por lo general los compresores y bombas compresoras disponen en sus respectivas descargas de un sistema de refrigeración que mantiene la temperatura de flujo entre 150 y 200 °F, de lo contrario, la bomba compresora se puede recalentar dañando su estructura interna; igualmente el empaque del buje giratorio y la manguera pueden quedar fuera de servicio por las altas temperaturas.

4.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DE OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES

4.3.1 Principios de Trabajo de los Compresores de Pistón. El compresor de pistón es uno de los más antiguos diseños de compresor, pero sigue siendo el

¹² Ibid., p. 139

más versátil y muy eficaz. Este tipo de compresor mueve un pistón hacia delante en un cilindro mediante una varilla de conexión y un cigüeñal. Si sólo se usa un lado del pistón para la compresión, se describe como una acción única. Si se utilizan ambos lados del pistón: la partes superior e inferior, es de doble acción.

Foto 2. Compresor de Pistón.



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

La versatilidad de los compresores de pistón no tiene límites. Permite comprimir tanto aire como gases, con muy pocas modificaciones. El compresor de pistón es el único diseño capaz de comprimir aire y gas a altas presiones.

La configuración de un compresor de pistón puede ser de un único cilindro para baja presión y bajo volumen, hasta una configuración de varias etapas capaz de comprimir a muy altas presiones. En estos compresores, el aire se comprime por

etapas, aumentando la presión antes de entrar en la siguiente etapa para comprimir aire incluso a alta presión.

Capacidades de compresión:

- La gama de pistón opera entre 0,75 a 420 Kw. (1 a 563 CV) produciendo presiones de trabajo de 1,5 a 414 bar (21 a 6.000 psi).

Tipos característicos de aplicaciones:

- Compresión de gas (natural, nitrógeno, gas inerte). Alta presión (aire respirable para cilindros de equipos de buceo, prospecciones sísmicas, circuitos de inyección de aire). Embotellado PET, arranque de motores y servicios industriales.

4.3.2 Principios de Funcionamiento de un Compresor de Tornillo Rotatorio.

El compresor de tornillo es un compresor de desplazamiento con pistones en un formato de tornillo; este es el tipo de compresor predominante en uso en la actualidad. Las piezas principales del elemento de compresión de tornillo comprenden rotores machos y hembras que se mueven unos hacia otros mientras se reduce el volumen entre ellos y el alojamiento. La relación de presión de un tornillo depende de la longitud y perfil de dicho tornillo y de la forma del puerto de descarga.

Foto 3. Compresor de Tornillo



Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campo geotérmicos. Weatherford. 2005.

El tornillo no está equipado con ninguna válvula y no existen fuerzas mecánicas para crear ningún desequilibrio. Por tanto, puede trabajar a altas velocidades de eje y combinar un gran caudal con unas dimensiones exteriores reducidas.

Capacidades de compresión:

- La gama de tornillo rotatorio opera entre 4 y a 250 Kw. (5 a 535 CV), produciendo presiones de trabajo de 5 a 13 bar (72 a 188 psi).

4.4 COMPRESORES ELEVADORES DE PRESIÓN (BOOSTER)

Este compresor se encarga de elevar aún más la presión de la línea de acuerdo a los requerimientos. Básicamente es una unidad compresora de desplazamiento positivo que recibe el aire a cierta mínima presión. Algunas alcanzan presiones de

descarga de 2000 [psig] o más. El principio de funcionamiento de los Boosters es de pistón recíprocante.

Foto 4. Booster.



Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campo geotérmicos. Weatherford. 2005.

Para suministrar volúmenes en una operación de perforación bajo balance, se pueden hacer arreglos dependiendo del volumen necesitado. Para volúmenes hasta de 1500 pcpm [40 m³/min], se utilizaría un arreglo simple que consta de cuatro compresores, dos booster de baja y dos booster de alta presión y la presión máxima de inyección podría alcanzar 4000 [psi].

Para pozos que necesiten más volumen de gas, podrían realizar arreglos dobles en donde se pueden generar volúmenes de inyección de hasta 3000 pcpm [80m³/min] a una presión de 4000 [psi].

4.5 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. La capacidad total de generación del sistema es hasta 2600 [scfm] de N₂.

Foto 5. NPU Mod 750



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

4.6 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 choque 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.

4.7 ENSAMBLES DE ESTRANGULACIÓN

Es un dispositivo utilizado en operaciones de perforación Underbalanced, para realizar el control de la presión y el flujo que retorna del anular.

El estrangulador del equipo de perforación dedicado al control de pozo no debe ser utilizado con propósitos de perforación bajo balance, ya que éste debe estar en óptimas condiciones para ser utilizado en el caso de un control de Pozo.

Foto 6. Ensemble de Estrangulación



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

4.8 SEPARADORES

Es un tanque de acero presurizado equipado con una válvula de control de presión (PCV), que permite controlar y manejar el fluido por baches que retornan del pozo, además de la reducción de velocidad de los fluidos para permitir la disgregación de la mezcla de fluidos de retorno del pozo en sus diferentes fases que componen (líquidos, sólidos, gases, agua, etc.), por medio de placas o deflectores que permiten la separación y el manejo adecuado del fluido.

El sistema de separación debe ser diseñado para manejar el influjo esperado, y debe ser capaz de separar el fluido de perforación del flujo que retorna del pozo para que pueda ser bombeado hacia dentro del pozo una vez más.

Estos equipos parten del principio de la separación por diferencia de peso o densidades de los fluidos, por medio de la segregación gravitacional, los cuales se ubicarán desde los fluidos más densos en el fondo hasta el más liviano en la parte superior.

Recientemente han aparecido varios enfoques en la tecnología de separación:

- Separar el gas primero y después tratar con los fluidos y los cortes.
- Separar los sólidos para minimizar la erosión y después tratar con el gas.

El enfoque tomado depende en gran parte de los fluidos que se esperan del yacimiento. Se debe reconocer que la tecnología de separación para la perforación bajo balance puede tener que manejar hasta 5 o 6 fases.

- Fluido de perforación
- Cortes
- Gas / nitrógeno

- Petróleo
- Producto de condensación
- Agua

De la misma manera, para cada patrón de Presión y temperatura, será diferente la composición del gas y del líquido que se separan en la unidad.

Desde el punto de vista práctico estas composiciones se pueden calcular teóricamente. La actividad se conoce como “Separación instantánea” (“flash calculation”).

Así, cuando se desea diseñar un separador, lo primero que deberá hacerse es calcular la cantidad de líquido que permanecerá en el fondo del recipiente y las respectivas composiciones y características de las fases que se separan. Eso servirá de punto de apoyo para hacer el diseño conceptual.

Aplicación de los separadores:

- Perforación Bajo balance (UBD)
- Pruebas de Producción de Pozo (WELL TESTING)
- Facilidades y estaciones de producción.

Funciones Principales:

- Remover líquidos del gas
- Remover Gas de los líquidos
- Remover Sólidos

Principios de separación:

- Fuerza Centrifuga
- Cambios de dirección
- Coalescencia
- Filtros
- Impregnación
- Agitación
- Elementos diversificadores
- Calor
- Químicos

4.8.1 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.

Foto 7. Separador Vertical de Tres Fases



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

4.9 TOMA MUESTRAS

Su función principal es la de recolectar muestras del fluido de perforación para evaluación geológica.

Foto 8. Toma de Muestras Geológicas



Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campo Geotérmicos. Weatherford. 2005.

5. METODOLOGÍA Y APLICACIÓN PARA EL CAMPO COLORADO

El éxito del proyecto de perforación Underbalanced en el Campo Colorado, se realiza aplicando las 5 etapas de la metodología PUCEC que se describen más adelante, y así poder cumplir con los objetivos del proyecto. La adquisición de datos, su interpretación y compresión, constituye un prerrequisito para la exitosa terminación de los pozos de perforación Underbalanced para el Campo Colorado, permitiendo mejorar la productividad del campo.

La metodología PUCEC está encaminada a la prevención del daño de formación, al restablecimiento de la circulación en zonas de pérdidas y al incremento de las velocidades de penetración dentro de otras cualidades que benefician el proceso de perforación Underbalanced¹³.

Para asegurar el éxito de la metodología PUCEC se requiere un planteamiento operacional y de ingeniería para confirmar que el yacimiento, la locación, el equipo y las facilidades estén disponibles y cumplan con los requerimientos necesarios.

La metodología PUCEC comienza con datos básicos, incorporando consideraciones geológicas del yacimiento, buscando seleccionar la mejor técnica Underbalanced y la mejor zona a perforar teniendo en cuenta el historial de los pozos ya existentes.

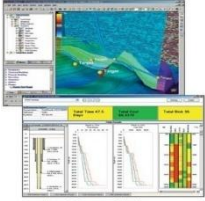
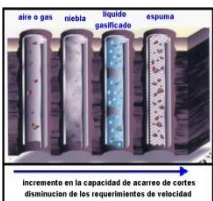
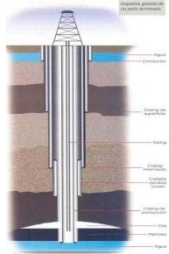


Basado en datos y conocimientos locales existentes, el proceso PUCEC consiste en 5 etapas:

1. Consideraciones del yacimiento.

¹³ MEZA, Efrain y ATUESTA, Carlos. "Diseño de la hidráulica de la perforación bajo balance", Tesis de grado, Ingeniería de petróleos, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 1998.

2. Análisis de la técnica y selección del fluido.
3. Modelamiento de la hidráulica.
4. Diseño del pozo.
5. Evaluación posterior al trabajo de perforación.

Figura 23. Metodología PUCEC

CONSIDERACIONES DE YACIMIENTO	ANÁLISIS DE LA TÉCNICA Y SELECCIÓN DEL FLUIDO	MODELO DE LA HIDRÁULICA	DISEÑO DEL POZO	EVALUACIÓN POSTERIOR AL TRABAJO
 <p>Figura 2. Osipov y Petrof</p> <ul style="list-style-type: none"> ●Evaluación geológica. ●Análisis de pozos vecinos. 	 <p>Incremento en la capacidad de acarre de cortes disminución de los requerimientos de velocidad</p> <ul style="list-style-type: none"> ●Evaluar y escoger la mejor técnica Underbalanced. ●Seleccionar el fluido de perforación Underbalanced De acuerdo a la presión y densidad del lodo. 	 <ul style="list-style-type: none"> ●Modelamiento de condiciones hidráulicas. ●Realizar análisis económicos. 	 <ul style="list-style-type: none"> ●Asegurar el cumplimiento de los criterios de diseño. ●Supervisar la implementación del plan de perforación. 	 <ul style="list-style-type: none"> ●Evaluar los resultados obtenidos.
Metodología PUCEC				

Fuente: MEZA, Efraín y ATUESTA, Carlos. “Diseño de la hidráulica de la perforación bajo balance”, Tesis de grado, Ingeniería de petróleos, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 1998.

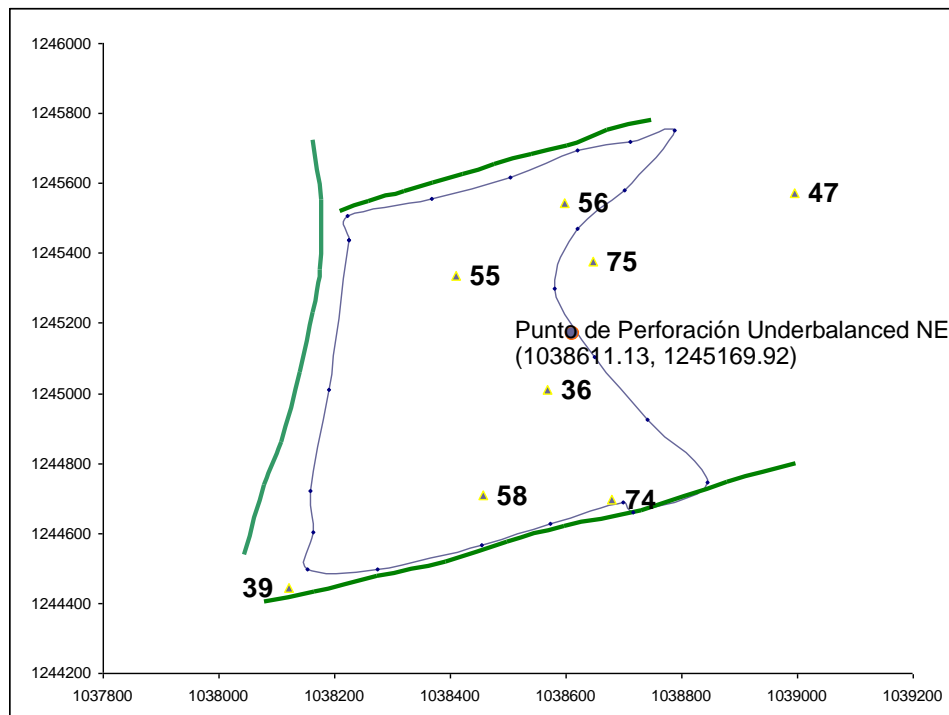
5.1 PRIMERA ETAPA. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO.

Las formaciones productoras del Campo Colorado se dividen en dos: formación Mugrosa y formación Esmeralda. La formación Mugrosa del campo Colorado está

compartimentada en sub-zonas B y C; y éstas a su vez en B1, B2, C1 y C2 respectivamente. La zona Mugrosa B, es la que está en estos momentos brindando producción de hidrocarburos en el campo por lo cual se eligió esta zona como objetivo de perforación.

Teniendo en cuenta el estrato de perforación, nos basamos en la distribución de radio de drenaje de los pozos Colorado 36 y 75, y usando una aproximación de Varonoy y una distribución de nodos de propiedades petrofísicas existentes para el bloque V, como resultado de correlacionar estos dos análisis, se eligió el punto de perforación Underbalanced del Campo Colorado con coordenadas N 1'245.169,92 y E 1'038.611,13 como se aprecia en la gráfica.

Figura 24. Ubicación Punto de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado. Coordenadas NE Relacionadas.



Fuente: AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Underbalanced Aplicada al Campo Escuela Colorado”. UIS, 2008.

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 delimitó nuestro estrato de perforación para el proyecto. De aquí se realiza una evaluación geológica de topes y bases estimados de la formación a perforar Underbalanced en el Campo Colorado.

Tope y base zona B1	1300' – 2200'
Tope y base zona C1	3600' – 3800'
Tope y base zona C2	3800' – 4100'

Un pozo candidato para perforar con la técnica Underbalanced debe reunir las siguientes características:

- ✓ El yacimiento debe ser una roca mecánicamente estable como es la de Campo Colorado.
- ✓ La densidad equivalente requerida por el pozo, debe ser alcanzable con el fluido de perforación, ya sea espuma, líquido, gas o una combinación de ambos, para permitir alcanzar la condición de bajo balance y en su caso minimizar la pérdida de circulación.
- ✓ Que el ECD tenga una alteración de densidad aproximadamente de 2 [lb/gal] al momento de perforar las formaciones.

5.2 SEGUNDA ETAPA. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA Y SELECCIÓN DEL FLUIDO

La correcta selección de la técnica Underbalanced, es la clave para un resultado exitoso de la perforación Underbalanced del Campo Colorado.

La aplicabilidad de las técnicas Underbalanced, están limitadas a las condiciones de litología y presión de poro de la formación. La perforación con fluidos compresibles incluye aire o gas seco, niebla, espuma y lodo gasificado.

5.2.1 Selección del Fluido. Aquí se tiene en cuenta las condiciones básicas que todo fluido de perforación debe satisfacer:

- ✓ Permitir alcanzar la densidad equivalente requerida para la perforación Underbalanced, así como el porcentaje alto de los transportes de los recortes a la superficie (limpieza del pozo).
- ✓ Ser compatible con el yacimiento para evitar: daño, inestabilidad electromecánica y corrosión dentro del pozo.

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 7%; debido a esto hoy tenemos una presión de formación de 650 [Psia]¹⁴. Por esta razón, aplicamos la ecuación de presión hidrostática para la perforación Underbalanced del Campo Colorado con un TD (Total Depth) Profundidad total de 3878 [ft]:

$$P = 0,052 * \rho * h$$

¹⁴ AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.

Despejamos la densidad para hallar el fluido de perforación Underbalanced más adecuado para aplicarlo al Campo Colorado.

$$\rho = \frac{P}{0,052 * h}$$

$$\rho = \frac{650 [psi]}{0,052 * 3878 [ft]}$$

$$\rho = 3,22 [Lb/gal]$$

Con este resultado miramos la Figura 3 y así determinar que nuestro mejor fluido de perforación para el Campo Colorado de acuerdo a los requerimientos de presión de formación y densidad de lodo resulta ser una espuma estable PMPDS. A su vez esta espuma tiene una característica muy importante que es la de acarrear ripios en un 80% en el momento de perforar y es una de las espumas mas económicas del mercado.

Para llegar a tener esta condición de espuma es necesario tener una mezcla de gas, agua y surfactantes; el gas que se usaría en este caso sería el nitrógeno N₂.

El fluido utilizado en el Campo Colorado, sería un fluido espumado PMPDS como fluido de perforación; en los casos donde los gradientes de presión sean menores a los fluidos convencionales, es indispensable perforar sin perder y sin dañar el pozo, para lograr el éxito de los objetivos.

Las características de este fluido PMPDS son¹⁵:

¹⁵ URBIETA, Antonio. "Propuesta de aplicación de perforación bajobalance en el pozo Samaria 1109".UOPMP Reforma-DS, 2002.

- Densidad menor a $0.42 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ que es igual a $26 \text{ [Lb/ft}^3\text{]}$, que permita circulación en pozos de baja presión.
- Base agua, para evitar el riesgo de dañar el medio ambiente.
- Alto pH, para incrementar el rendimiento de los viscosificantes y auxiliar en el control de la corrosión por oxígeno.
- Alta viscosidad y gelatinosidad para asegurar una eficiente limpieza del agujero en condiciones dinámicas, estáticas, garantizar el comportamiento de espuma en mayor longitud del pozo, y disminuir la velocidad de drenaje.
- Estabilidad a temperatura de $150 \text{ [}^\circ\text{C]}$, para poder operar en pozos de baja presión a cualquier profundidad.
- Reciclable, para evitar los problemas de confinamiento y de contaminación del ambiente.
- Capacidad inhibitoria de lutitas, que permita perforar los cuellos arcillosos encontrados frecuentemente al perforar la zona productora.
- Compatibilidad con el medio ambiente lograda mediante el uso de materiales biodegradables.

Tabla 4. Formulación de una Espuma Estable PMPDS para 40 [Bbl]

MATERIAL	CANTIDAD	FUNCIÓN
Agua	1000 L	Base del sistema
Alcalinizante	1 kg	Incrementa el rendimiento de las arcillas y auxilia el control de corrosión por oxígeno.
Arcilla	30 kg	Viscosificante: proporciona estructura rígida al fluido; formación de enjarre y poder de suspensión.

MATERIAL	CANTIDAD	FUNCIÓN
Gelificante para aceite	30 kg	Proporciona estabilidad a la espuma a temperatura de 150°C, y mejora la gelatinosidad del fluido.
Inhibidor de arcilla	20 L	Disminuye o evita la hidratación de los cuellos arcillosos encontrados como intercalaciones.
Polímero Viscosificante biodegradable	15 kg	Proporciona viscosidad adicional y sostenida a 150°C; forma enjarre fino, flexible y resistente.
Agente espumante	20 L	Esencial para la formación de espuma, con resistencia a temperatura de 150°C.

Fuente: URBIETA, Antonio. "Propuesta de aplicación de perforación bajobalance en el pozo Samaria 1109".UOPMP Reforma-DS, 2002.

Foto 9. Espuma Estable PMPDS



Fuente: PONG, Bonifacio. "Fluido Espumado", UPMP-DS, AIPM, México. 1999.

5.3 TERCERA ETAPA. MODELAMIENTO DE LA HIDRÁULICA

Este modelo es con relación al método de Ley de Potencia, por tal motivo se ajusta a la hidráulica de Baroid que se utilizó.

5.3.1 Modelo de Presiones del Fluido Tipo Ley de Potencia¹⁶. El siguiente es un proceso iterativo para calcular presiones en cualquier parte de la sarta. Consta de varios pasos y para sacarle su máximo potencial se recomienda usar una hidráulica de perforación con el método de ley de potencia.

Los pasos son los siguientes:

1. Determinar la velocidad deseada de la espuma, así como la calidad deseada en el fondo del pozo. Calcule las correspondientes tasas de flujo volumétrico de gas y del líquido en el fondo del pozo en [ft³/seg].
2. Después de especificar una calidad de espuma deseada en superficie en el anular, se calcula las tasas requeridas de presión de fondo a presión de superficie.

$$\frac{P_f}{P_s} = \frac{Z_s * T_f * \Gamma_s * (1 - \Gamma_f)}{Z_s * \Gamma_f * (1 - \Gamma_s)}$$

Donde:

P= Presión [lb/ft²]

Z= Factor de compresibilidad de gas

T= Temperatura [°R]

¹⁶ TARAZONA, Luis y VILLARREAL Javier. "Diseño y Aplicación de Operaciones de Perforación Sub-Balanceada Mediante el Desarrollo de Sistemas Informáticos". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. 2002.

Γ = Calidad de la espuma, fracción

Los subíndices s y f son para distinguir entre superficie y fondo respectivamente.

3. Calcula la presión anular de superficie utilizando:

$$P_s = \frac{\rho_l + D_v}{\frac{P_f}{P_s} + \frac{\Gamma_s}{1 - \Gamma_s} * \ln\left(\frac{P_f}{P_s}\right) - \frac{\Gamma_s * D_v}{R' * Z_{prom} * T_{prom} * (1 - \Gamma_s)}} - 1$$

Donde ρ_l = Densidad de la fase líquida [lb/ft³]
 D_v = Profundidad vertical, [ft]

$$R' = \frac{1545}{\text{Peso molecular del gas}}$$

4. Calcular la presión hidrostática de fondo

$$P_f = P_s * \frac{P_f}{P_s}$$

5. Calcular la densidad de la espuma bajo condiciones de fondo

$$\rho_{e-fondo} = (1 - \Gamma_f) \rho_l + \rho_{g-fondo} * \Gamma_f$$

$$\rho_{g-fondo} = \frac{P_f}{R' * Z_f * T_f}$$

Donde:

$\rho_{e-fondo}$ = Densidad de la espuma en el fondo, [lb/ft³]

$\rho_{g-fondo}$ = Densidad de gas en fondo, [lb/ft³]

6. Calcular la tasa de fluido de masa de la espuma utilizada. [lb/seg]

$$M_e = \rho_s * Q_e$$

Donde:

Q_e = Tasa volumétrica de flujo de espuma. [ft³/seg]

7. Calcular la densidad promedio de la espuma.

$$\rho_{e-prom} = \frac{P_f}{D_v}$$

8. Calcular la velocidad promedio de la espuma. [ft/seg]

$$V_{e-prom} = \frac{M_e}{A_a * \rho_{e-prom}}$$

Donde:

A_a = Área de corte de sección anular, [ft²].

9. Calcular la calidad promedio de la espuma

$$\Gamma_{e-prom} = \frac{\rho_l - \rho_{e-prom}}{\rho_l - \rho_{g-prom}}$$

$$\rho_{g-prom} = \frac{P_{prom}}{R * Z_{prom} * T_{prom}}$$

10. La tabla de calidades de espuma con los índices n y k pueden ser utilizadas para el siguiente cálculo.

11. La viscosidad efectiva de la espuma puede ser estimada por la siguiente ecuación.

$$\mu_e = k * \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n \left(\frac{12 * v_{e-prom}}{D-d} \right)^{n+1}$$

12. Calcular número de Reynold.

$$R_e = \frac{V_{e-prom} * (D-d) * \rho_{e-prom}}{\mu_e}$$

Donde: D = Diámetro del Pozo [ft]

d = Diámetro de la tubería de perforación [ft]

13. Calcular el factor de fricción.

$$f = \frac{24}{Re}$$

14. Calcular las perdidas por fricción.

$$P_{fricc} = \frac{2 * f * V_{e-prom} * \rho_{e-prom} * L_h}{g_c * (D-d)}$$

Donde: L_h = Largo del pozo, [ft]

g_c = Gravedad, 32.174 [lb*ft / lb_f – seg²]

15. La presión de fondo total puede ser corregida sumándole las pérdidas de presión por fricción a la presión de fondo por hidrostática determinada en el paso 4.

$$P_{fondo-correctada} = P_{fondo} + P_{friccion}$$

16. Calcular la corrección de la presión de superficie.

$$P_{superficial-correctada} = P_{fondo-correctada} * \frac{P_f}{P_s}$$

P_f/P_s es el valor calculado en el paso 2.

17. Repita los pasos del 7 al 16 hasta que la presión corregida esté bastante cerca de la presión de fondo inicial supuesta.

18. Utilizando la presión de fondo calculada y la tasa de fluido de fondo calculada en el paso 1, se podrá calcular la tasa de flujo de gas en superficie.

$$Q_{gas\ superficie} = \frac{P_f * T_a * Q_{gas\ fondo}}{P_a * T_{fondo} * Z_{fondo}}$$

Donde:

P_a = Presión ambiente, [lb/ft²]

T_a = Temperatura ambiental, [°R]

19. Determine una concentración deseada de recortes libres de problemas de superficie (4-6%) y úsela para calcular la velocidad requerida para el transporte de ripios. Esta velocidad debe ser calculada en el punto crítico en el pozo, generalmente en la parte superior de la tubería de revestimiento.

$$V_{tr} = \frac{ROP * Z_{cr} * T_{cr} * \Gamma_d * P_d}{Z_d * T_d * \Gamma_{cr} * P_{cr}}$$

Donde:

ROP: Tasa de penetración, [ft/seg]

Los sub-índice *cr* y *d* refieren al punto crítico y al punto de entrega de recorte.

20. Luego se debe determinar la velocidad terminal de reposo de recortes, basados en el número de Reynolds de la partícula, que se calcula usando:

$$Re_p = \frac{\rho_{esp} * d_c * V_{ts}}{\mu_e}$$

Donde, ρ_{esp} = Densidad de la espuma, [lb/ft³]

d_c = Diámetro de la partícula

μ_e = Viscosidad efectiva de la espuma [lb/ft-seg]

21. La velocidad mínima [ft/seg] requerida de la espuma para limpiar el tamaño dado de recorte puede entonces ser calculada usando la siguiente ecuación.

$$V_{espuma} = \alpha(V_{tr} + V_{ts})$$

El valor de α es un factor de corrección que para pozos verticales es 1 y para pozos horizontales es de 2.

22. El paso final es comparar la velocidad del paso 21 con la velocidad asumida y especificada en el cálculo de presión de fondo. Si la velocidad requerida de la espuma que fue calculada es menor que la velocidad asumida y especificada arriba, entonces el pozo está siendo limpiado correctamente. De otra forma, lo opuesto se aplica.

5.3.2 Ecuaciones de Estado. La relación entre la variación de la densidad del fluido con la presión y temperatura, es un término de la ecuación de estado. La forma más práctica es la ecuación de los gases reales.

$$V_G = \frac{ZRT}{M_g P}$$

Donde: V_G = Volumen específico [ft³]
 Z = Factor de compresibilidad del gas
 M_g = Peso molecular [lbm/lbmol]
 R = Constante de gas [10 psia*ft³/lbmol*R]
 T = Temperatura absoluta [R]
 P = Presión [psia]

Otra ecuación para gases es la ecuación virial.

$$V_G = \frac{RT}{M_g} \left(\frac{1}{P + P^E} + B \right)$$

Donde: P^E = Exceso de presión debido a la tensión superficial

B' = Segundo coeficiente de modificación virial

Obviando el exceso de presión la ecuación de estado puede quedar de la siguiente manera:

$$V_G = \frac{a}{P} + b$$

Donde:

V = Volumen específico de la espuma.

Los valores de a y b toman diferentes formas para flujo dentro de la tubería y flujo dentro del anular, ya que dentro del anular, la espuma es mezclada con rípidos de roca.

5.3.3 Ecuaciones de Energía Mecánica. Una vez las ecuaciones de estado hayan sido establecidas, el siguiente paso es analizar la ecuación de momento y las de balance de energía.

Para el flujo de tubería la ecuación de energía es la siguiente:

$$\frac{\mu^* du}{g_c} - \frac{g^* d(VD)}{g_c} + v^* dp + \frac{2^* u^2 * f^* d(MD)}{g_c * D} = 0$$

Donde:

u = Velocidad promedio de la espuma

f = Factor de fricción de fanning

g = Aceleración debido a la gravedad

$g_c = 32.2$ [ft-lbm]/ [lbf*seg]

MD = Profundidad medida

VD= Profundidad vertical

D = Diámetro interno del tubo

La ecuación de la velocidad promedio de la espuma es obtenida usando la ecuación de continuidad.

$$u + c * v = \frac{a * c}{p} + b * c$$

Donde el coeficiente c depende de la tasa de flujo másico y área de flujo.

5.3.4 Velocidad de los Ripios en el Flujo de Espuma. Otro avance en el flujo de espumas, es la alta capacidad de arrastre de ripios. Por ejemplo, el punto de cedencia y la viscosidad plástica se incrementará con la calidad de la espuma. Esto aumentará la viscosidad efectiva de la espuma y elevará la propiedad de transporte de recortes a superficie. La velocidad de desplazamiento de una partícula es la tasa a la cual un ripio de determinada densidad y diámetro se sedimenta fuera del fluido.

La estimación de Moore para la viscosidad efectiva es la siguiente:

$$\mu_a = \frac{k}{144} \left(\frac{D_h - D_p}{U_a} \right)^{1-n} * \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.448} \right)^n$$

Donde:

U_a = Velocidad anular [ft/seg]

El número de Reynolds de la partícula está establecido por:

$$R_e = \frac{928 * \rho_f * V_d * d_s}{\mu_a}$$

Donde:

ρ_f = Densidad de la espuma

d_s = Diámetro de la partícula

v_d = Velocidad de deslizamiento

μ_a = Viscosidad efectiva

La velocidad de deslizamiento debe ser obtenida en una iteración con la ecuación de Reynolds. Cuando el número de Reynolds es mayor de 300, la velocidad de deslizamiento puede ser obtenida de:

$$V_d = 1.54 * \sqrt{d_s * \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f}}$$

Donde:

d_s = Densidad del sólido [lb/gal]

Para números de Reynolds menores o iguales a 3, la ecuación de Velocidad de deslizamiento es la siguiente:

$$V_d = 82.87 * \frac{d_s^2}{\mu_a} * (\rho_s - \rho_f)$$

Y para números de Reynolds entre 3 y 300, la velocidad de deslizamiento será:

$$V_d = \frac{290 * d_s * (\rho_s - \rho_f)^{0.667}}{(\rho_f * \mu_a)^{0.333}}$$

Un método aún más sencillo para la determinación de si un hoyo está siendo limpiado, es asumir que el sistema está en flujo turbulento (Numero de Reynolds > 4000), de manera que la ecuación para la precipitación de sólidos cuando el numero de Reynolds es > 300 puede ser utilizada. No se requiere una estimación de la viscosidad del sistema total.

Si el fluido no está bien mezclado, y tiene un número de Reynolds < 300, se puede asumir que la totalidad del sistema de fluido actúa geológicamente más, como un líquido base. Esto es especialmente cierto si la calidad de espuma está por debajo de 55%.

5.4 CUARTA ETAPA. DISEÑO DEL POZO UNDERBALANCED

5.4.1 Modelo Hidráulico. El procedimiento PUCEC está soportado por un modelamiento de las condiciones hidráulicas del pozo el cual nos permite evaluar las siguientes condiciones:

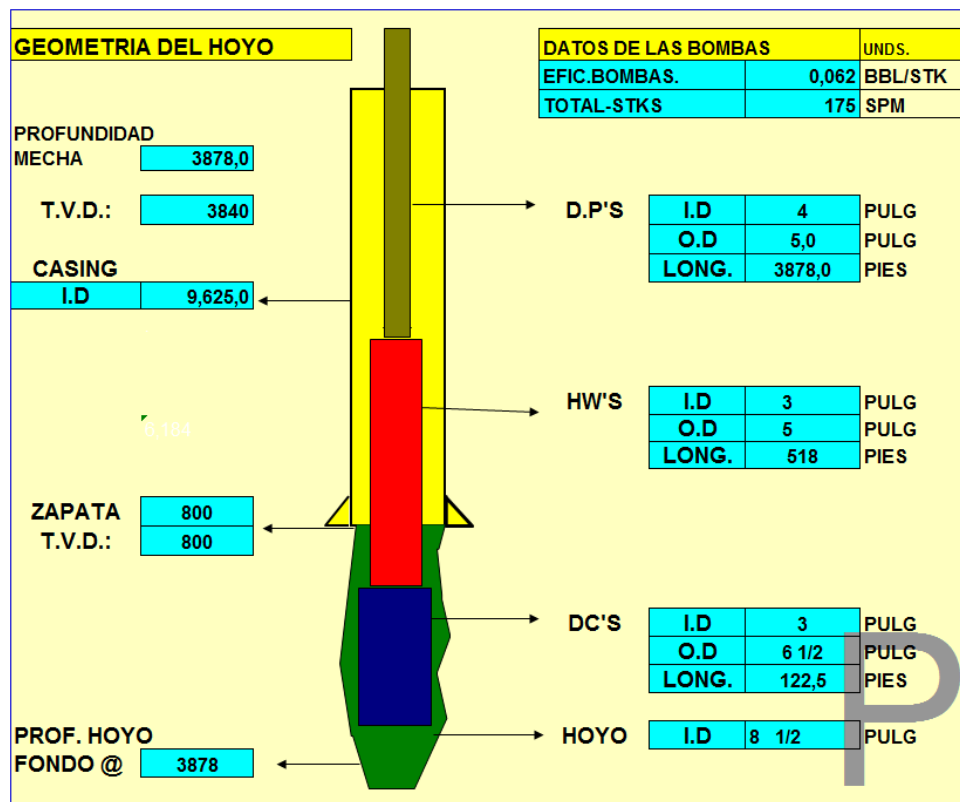
- ✓ Velocidades y volúmenes en casing, hueco abierto y hueco revestido.
- ✓ Determinar si las caídas de presión están dentro de los rangos.
- ✓ Evaluar si se consigue la limpieza adecuada del pozo.
- ✓ Evaluar el Lag Time y ECD.

Estos resultados son realizados por la hidráulica de perforación Underbalanced y son hallados más adelante.

5.4.2 Aplicación al Diseño del Pozo. Este diseño se lleva a cabo de manera similar al de una perforación convencional, considerando los siguientes parámetros:

5.4.2.1 Geometría del Pozo. Se determina principalmente por la profundidad total, diámetro del hoyo y profundidad del zapato. Con base a estos parámetros, se selecciona el diámetro de las brocas a utilizar durante toda la perforación. En la figura 25 tenemos los parámetros a utilizar en la perforación Underbalanced del Campo Colorado.

Figura 25. Geometría del Pozo Underbalanced Campo Colorado












Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

5.4.2.2 Brocas. De acuerdo al código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) para perforación Underbalanced, se recomienda utilizar brocas de PDC. Para este trabajo se comienza a perforar hasta 800 [ft] con una broca de 12 ¼ pulgadas con 6 jet de 12/32 [in²], y cementar casing de 9 5/8 pulgadas. Esto utilizando un BHA como se ilustra en la figura 26.

Cabe recalcar que el área de las boquillas de la broca es igual a $[12/32]^2$ y como son 6 boquillas se suman y el área total es igual a 0,66 [in]².










Figura 26. BHA hasta 800 [ft]

SARTA DE PERFORACIÓN						
POZO: Campo Colorado		LONG. BHA(pies):		687,94		
MECHA #: 1 U		PESO DEBAJO DEL MARTILLO :		KLBS		
DIAMETRO: 12 1/4"		PESO TOTAL DEL BHA :		KLBS		
MARCA: BAKER						
TIPO: GX-09						
SERIAL: SN 5100664						
JETS/TFA: 12 / 0.641						
PROF. ENTRADA: 0 a 800'						
BHA # 1						
ELEMENTO	OD (PULG)	ID (PULG)	LONG. (PIES)	CONEXIÓN SERIAL	PROPIEDAD C.PESCA	LONG. (PIES)
 5 HW'S	5"	2 13/16"	153,1	NC-50	PRIDE 1,50	687,94
 MARTILLO	6 1/2"	2 3/4"	32,1	NC-50	SMITH 2,51	534,84
 12 HW'S	5"	3"	365,37	NC-50	PRIDE 1,55	502,74
 3 DC'S 6 1/2"	6 1/2"	2 7/8"	92,72	NC-50	PRIDE 2,13	137,37
 X/O	7 3/4" x 6 1/2"	3"	3,51	NC-50 BOX x 6 1/2" REG PIN 5845723	PRIDE 2,07	44,65
 STB Espiral	12 1/4" x 8 1/4"	2 13/16"	6,36	6 5/8 REG PIN x BOX GPSS27002	WHEATHERFORD 3,26	41,14
 1 DC'S 8"	8"	3"	30,59	6 5/8 REG PIN x BOX 13095217	PRIDE 3,11	34,78
 Valvula flotadora BIT SUB 8"	8" x 7 7/8"		2,86	6 5/8 REG BOX x BOX NN	PRIDE	4,19
 Mecha 1U Tricónica	12 1/4"		1,33	6 5/8 REG S/N 5100664	BAKER	1,33

Fuente: Autor del Proyecto

Después de esta operación se procede a perforar de 800 [ft] hasta 3878 [ft] con una broca de 8 ½" y un BHA como en la figura 27, hasta una profundidad de 3878 [ft], de acuerdo a los reportes existentes de los pozo del Campo Colorado.

Figura 27. BHA de 800' a 3878'

SARTA DE PERFORACIÓN							
TALADRO: xxxx		POZO: CAMPO COLORADO UNDERBALANCED		LONG. BHA(pies):	680,25		
MECHA #: 2		DIAMETRO: 8 ½"		PESO DEBAJO DEL MARTILLO :	58 KLBS		
MARCA: HALLIBURTON		TIPO: FMH3665ZR		PESO TOTAL DEL BHA :	66 KLBS		
SERIAL: 1129441		JETS/TFA: 6x12 / 0.663		PROF. ENTRADA: 3878'			
BHA # 2							
ELEMENTO		OD (PULG)	ID (PULG)	LONG. (PIES)	CONEXIÓN SERIAL	PROPIEDAD C.PESCA	LONG. (PIES)
	5 HW'S	5"	2 13/16"	153,1	NC-50	PRIDE 1,50	680,25
	MARTILLO	6 ½"	2 ¾"	32,1	NC-50	SMITH 2,51	527,15
	12 HW'S	5"	3"	365,37	NC-50	PRIDE 1,55	495,05
	2 DC'S 6 ½"	6 ½"	2 7/8"	61,68	NC-50	PRIDE 2,13	129,68
	MWD	6 7/8"	2 7/8"	32,05	NC-50 11133972	HALLIBURTON N/A	68
	STB 4 ALETAS LISAS	6 ½"	2 13/16"	7,03	NC-50 696992	WHEATHERFORD 2,52	35,95
	Float Sub Valvula flotadora	6 ¾"	2 7/8"	3,03	NC-50 84252	HALLIBURTON N/A	28,92
	MOTOR Factor: 0.29 Rev./gal Bent Housing: 1.5 Camisa: 8"	6 ¾"	N/A	25,09	NC-50 BOX x 4 ½ REG PIN 286871	HALLIBURTON N/A	25,89
	Mecha # 2 PDC	8 ½"	N/A	0,8	4 ½ REG	HALLIBURTON N/A	0,8

Fuente: Autor del Proyecto

5.4.2.3 Parámetros para la Perforación Underbalanced del Campo Colorado.

Estos son los parámetros para la realización de la hidráulica de perforación, entre ellos tenemos, la geometría del pozo Underbalanced para el Campo Colorado reflejado en la figura 25.

Tabla 5. Datos del Lodo Espuma PMPDS

DATOS DE LODO		UNDS
PESO DEL LODO:	3,2	LPG
PUNTO CEDENTE:	69,0	Lbf/IN ²
VISC. PLASTICA:	7,5	CP
LECTURA F-600 :	40,0	RPM
LECTURA F-300 :	25,0	RPM

Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

Tabla 6. Datos de la Broca

DE LA MECHA	# JETS	DIÁMETRO
CHORROS DE LA MECHA	6	12

Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

Tabla 7. Datos de la Bomba Triplex con Caudal de 455,7 [gal/min]

DATOS DE LAS BOMBAS		UNDS.
EFIC.BOMBAS.	0,062	BBL/STK
TOTAL-STKS	175	SPM

Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

5.4.2.4 Desarrollo de la Hidráulica de Perforación. Para el desarrollo y el diseño de perforación Underbalanced, se utilizó un simulador de la empresa Baroid; ésta hidráulica ha demostrado que los valores son muy confiables y aproximados,

garantizando los parámetros óptimos para desarrollar la perforación Underbalanced en el Campo Colorado, utilizando el método de Ley de Potencia. Con esta hidráulica se saben todos los parámetros de perforación desde volúmenes, hasta caídas de presiones, limpieza del hoyo, lag time, caudal, y densidad equivalente de circulación (ECD). Estos son todos los datos hallados gracias a este programa y a las formulas ya existentes, como por ejemplo:

5.4.2.4.1 Volumen calculado en el Anular – Casing

$$VOL_{\text{anular-casing}} = \frac{(ID_{\text{Casing}}^2 - OD_{\text{Tuberia}}^2)}{1029,44} * L$$

ID= Diámetro interno

OD= Diámetro externo

L= Longitud

$$VOL_{\text{anular-casing}} = \frac{(9\frac{5}{8}^2 - 5^2)}{1029,44} * 800 \text{ [ft]}$$

$$VOL_{\text{anular-casing}} = 52,57 \text{ [Bbls]}$$

5.4.2.4.2 Volumen Calculado en el Anular – Hueco Abierto

$$VOL_{\text{anular-hueco abierto}} = \frac{(ID_{\text{hueco abierto}}^2 - OD_{\text{Tuberia}}^2)}{1029,44} * L$$

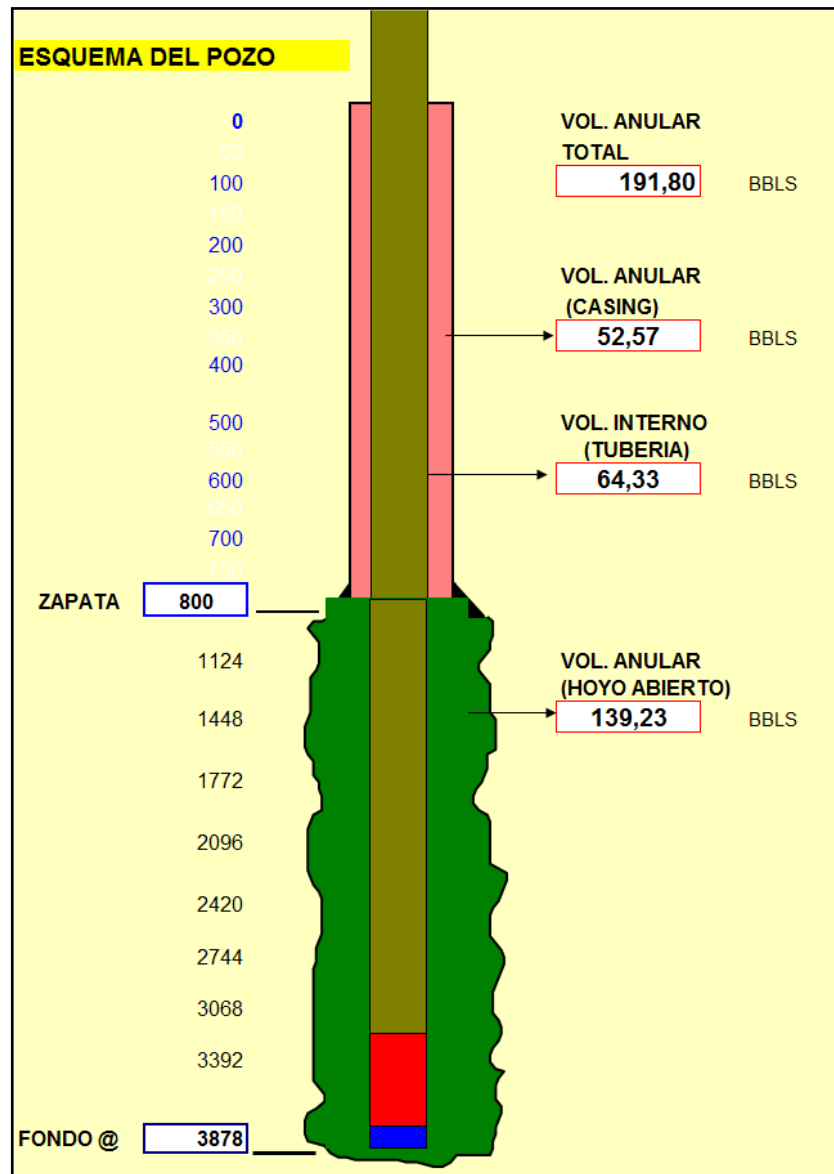
$$VOL_{\text{anular-hueco abierto}} = \frac{(8,5^2 - 5^2)}{1029,44} * 3078 \text{ [ft]}$$

$$VOL_{\text{anular-hueco abierto}} = 139,23 \text{ [Bbl]}$$

Aplicando la misma fórmula para el volumen dentro de la tubería hasta 3878 [ft] nos da 64,33 [Bbls], como se aprecia en la siguiente figura. El volumen total

utilizado en todo el pozo perforado es de 256,1 [Bbl] y es de la suma del volumen del anular-casing 52,57 [Bbl], más el volumen interno de la tubería 64,63 [Bbl], más el volumen en el hoyo abierto 139,23 [Bbl], como se ilustra en la figura 28.

Figura 28. Volúmenes de Perforación



Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

5.4.2.4.3 Velocidades en el Anular del BHA

$$VEL_{Anular\ del\ BHA} = \frac{24,5 * Q}{(ID)_{Hoyo}^2 - (OD)_{tuberia}^2}$$

$$VEL_{Anular - Drill\ Pipe} = \frac{24,5 * 455,7 [gal/min]}{(8,5)_{Hoyo}^2 - (5)_{Drill\ Pipe}^2}$$

$$VEL_{Anular - Drill\ Pipe} = 236,38 [ft/min]$$

$$VEL_{Anular - Drill\ Colar} = \frac{24,5 * 455,7 [gal/min]}{(8,5)_{Hoyo}^2 - (6,5)_{Drill\ Colar}^2}$$

$$VEL_{Anular - Drill\ Colar} = 372,30 [ft/min]$$

$$VEL_{Anular - Heavy\ Wite} = \frac{24,5 * 455,7 [gal/min]}{(8,5)_{Hoyo}^2 - (5)_{Heavy\ Wite}^2}$$

$$VEL_{Anular - Heavy\ Wite} = 236,38 [ft/min]$$

5.4.2.4.4 Caídas de Presión en los Anulares

$$P_{Anular-BHA} = \frac{L * w * VEL_{anular}}{60000(ID - OD)^2} + \frac{L * Vp}{200(ID - OD)}$$

L= Longitud

w= Peso del lodo

Vp= Viscosidad plástica

$$P_{Anulares-Heavy\ Wide} = \frac{518 * 3,2 * 236,38}{60000(8,5 - 5)^2} + \frac{518 * 7,5}{200(8,5 - 5)}$$

$$P_{Anulares - Heavy\ Wide} = 6,1 [Psi]$$

$$P_{Anulares-Drill\ Colar} = \frac{122,5 * 3,2 * 372,3}{60000(8,5 - 6,5)^2} + \frac{122,5 * 7,5}{200(8,5 - 6,5)}$$

$$P_{Anulares} - \text{Drill Colar} = 5 \text{ [Psi]}$$

Realizando las mismas operaciones para las pérdidas de presión, para el drill pipe, nos da un resultado de 28,7 [Psi] y la suma total de las pérdidas en todo el anular del hoyo es igual a [6,1 + 5 + 28,7] = 39,9 [Psi] como se ilustra en la tabla 8.

Tabla 8. Resultados de las Velocidades y Caídas de Presión.

ANULAR HOYO				
SECCION	VELOCIDAD FT/MIN	VELOCIDAD CRITICA	TIPO FLUJO	CAIDA DE PRESION
DC'S-OH	372,30	383,44	LAMINAR	5,0286
HW'S-OH	236,38	505,44	LAMINAR	6,1124
DP'S-OH	236,38	505,44	LAMINAR	28,7625
CAIDA DE PRESION ANULAR HOYO TOTAL:				39,9036

Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

5.4.2.4.5 Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

$$ECD = W + \frac{\sum P_{Anular}}{0,052 * 2000}$$

W= Peso lodo

$\sum P_{Anular}$ = Suma de la pérdidas totales en el anular

$$ECD = 3,2 \text{ [lb/gal]} + \frac{39,9}{0,052 * 2000}$$

$$ECD = 3,449 \text{ [Lb/gal]}$$

Aquí se demuestra que la perforación Underbalanced en el Campo Colorado, cumple con todas las expectativas del proyecto, ya que el ECD es igual a la densidad de la espuma estable PMPDS que es de 3,2 [lb/gal]; la diferencia es muy

mínima de 0,2 [lb/gal]; aquí se demuestra que la espuma es estable y no cambia la densidad en punto de la perforación.

Lag Time y Strokes Total

$$\mathbf{Strok\ Total} = \frac{\mathbf{VOL}_{tuberia-interna}}{\mathbf{Eficiencia\ bomba}}$$

$$Strok\ Total = \frac{64,33\ [Bbls]}{0,062\ [Bbl/Strok]}$$

$$Strok\ Total = 1038\ [Strokes]$$

$$\mathbf{Lag\ Time} = \frac{\mathbf{Strokes\ Totales}}{\mathbf{Strokes\ de\ la\ bomba}}$$

$$Lag\ Time = \frac{1038\ [Strokes]}{175\ [\frac{Strokes}{min}]}$$

$$Lag\ Time = 6\ [minutos]$$

Estos 6 minutos son en llegar el lodo desde superficie al fondo del pozo.

$$\mathbf{Strok\ Total} = \frac{\mathbf{VOL}_{Anular\ total}}{\mathbf{Eficiencia\ bomba}}$$

$$Strok\ Total = \frac{191,8\ [Bbls]}{0,062\ [Bbl/Strok]}$$

$$Strok\ Total = 3093\ [Strokes]$$

$$Lag\ Time = \frac{Strokes\ Totales}{Strokes\ de\ la\ bomba}$$

$$Lag\ Time = \frac{3093\ [Strokes]}{175\ [\frac{Strokes}{min}]}$$

$$Lag\ Time = 18\ [minutos]$$

Este es el tiempo en que el lodo llega desde el fondo a la superficie. En conclusión, el Lag Time es el tiempo en que la muestra llega a superficie, se utiliza cuando hay pérdidas de circulación o cuando hay pegas de tubería. En el caso de que se presente un problema en la perforación Underbalanced, se debe lanzar una píldora y este es un indicador de tiempo. El Lag Time para este pozo es de 6 minutos en llegar una píldora al fondo del pozo y 19 minutos a llegar desde el fondo a superficie, o sea que el ciclo completo es de 24 minutos.

Tabla 9. Resultados del Lag Time

LAG-TIME / LAG-STK								
DATOS	UNDS	LAG	STKS	LAG TIME MINUTOS	HORAS.MIN			
EFIC-BOMBA	0,06200	BBLs/STK	SUP-MECH	1038	6	0,06	FONDO ABAJO	
TOT-STKS	175	SPM	MECH-SUP	3093	18	0,18	FONDO ARRIBA	
			CICLO C.	4131	24	0,24	CICLO COMPLETO	

Fuente: Hidráulica de Perforación de Baroid. 2010.

Hidráulica de la Broca

5.4.2.4.6 Caídas de Presión en la Broca

$$Caidas\ presión\ broca = \frac{(GPM)^2 * W}{10863,1 * (Ab)^2}$$

GPM= Galones por minuto

W= Peso del lodo

Ab= Áreas de las boquillas (Halladas en el numeral 5.4.2.2)

$$Caidas\ presión\ broca = \frac{(455,7)^2 * 3,22 [Lb/gal]}{10863,1 * (0,66)^2}$$

$$Caidas\ presión\ broca = 139,34 [psi]$$

Velocidad en los Chorros

$$Vel.\ Chorros = \frac{0,321 * GPM}{Ab}$$

$$Vel.\ Chorros = \frac{0,321 * 455}{0,66}$$

$$Vel.\ Chorros = 220 [ft/seg]$$

5.4.2.4.7 Potencia Hidráulica

$$Potencia\ Hidraulica = \frac{GPM * Presion\ total\ bomba}{1714}$$

$$Potencia\ Hidraulica = \frac{455 \left[\frac{gal}{min} \right] * 2200 [psi]}{1714}$$

$$Potencia\ Hidraulica = 584 [HP]$$

Fuerza de Impacto

$$Fuerza\ Impacto = \frac{GPM * W * Vel.\ chorros}{1932}$$

$$Fuerza\ Impacto = \frac{455,7 \left[\frac{gal}{min} \right] * 3,22 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 220 \left[\frac{Ft}{seg} \right]}{1932}$$

$$Fuerza\ Impacto = 167 [lb]$$

Estos resultados se ven reflejados en la siguiente tabla de la hidráulica de Baroid.

Tabla 10. Resultados de la Hidráulica de la Broca

AREA TOTAL DE FLUJO (TFA):	0,6627	PULG^2
VELOCIDAD DE LOS CHORROS:	220,052	FT/SEG
POTENCIA HIDRAULICA (HHP):	584,912	HP
FUERZA DE IMPACTO:	167,285	
PREISION DE BOMBA:	2200	PSI

Fuente: Hidráulica de Baroid. 2010.

5.5 QUINTA ETAPA. EVALUACIÓN POSTERIOR A LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO

Al finalizar la operación se deberá presentar un análisis completo de la perforación Underbalanced, el cual debe tener:

- ✓ Reporte y manejo de los datos del Campo Colorado utilizados antes de la perforación, con el objetivo de comparar con los datos actuales de la operación.
- ✓ Hacer un reporte final con respecto al Master Log del pozo Underbalanced: es el estudio geológico del pozo perforado, donde se estudian los topes de la formación, parámetros de perforación, fallas, gases presentes en el pozo, peso del lodo, presión de poro y gradiente de fractura, con el objetivo de dar a conocer los parámetros exactos de la perforación Underbalanced.

6. DISEÑO DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCED EN EL CAMPO COLORADO

El diseño se lleva a cabo de manera similar al que se realiza para perforar con equipo convencional; la única diferencia es que en la perforación Underbalanced el sistema que se utiliza es un sistema cerrado.

Este diseño se realiza para dos fases, la primera fase hasta 800 [ft], y la segunda fase es de 800 a 3878 [ft];

Para este diseño tenemos la siguiente ficha técnica:

Tabla 11. Ficha Técnica del Pozo Underbalanced Campo Colorado

Pozo	Underbalanced Campo Colorado
Tipo de Pozo	Desviado tipo s
Profundidad Final	3878 [ft]
Ubicación	Bloque V Campo Colorado
Coordenadas origen Bogotá	N: 1'245.169,92 [m] S: 1'038.611,13 [m]
Marcadores Geológicos Estimados	Zona B1 1300' - 2200' Zona C1 3600' - 3800' Zona C2 3800' - 4100'

Fuente: Autor del proyecto

6.1 PERFORACIÓN PRIMERA FASE

La primera fase de perforación va hasta 800' donde va el primer zapato. Con un hueco de 12 ¼" y casing con diámetro interno de 9 5/8". Para el inicio de la operación se debe tener en cuenta los volúmenes de perforación hallados en la figura 28 y en la tabla 8, y se prosigue a:

1. Probar equipo de perforación como: bombas, top drive, pistolas, agitadores de los tanques, sistema de control de sólidos, shakers.
2. Armar BHA hasta 800', como se ilustra en la figura 26.

3. Iniciar la perforación teniendo en cuenta: que el Tool Pusher y Company Man estén en la mesa de perforación.
4. Monitorear las operaciones de perforación cada 5 [ft].

6.1.1 Operaciones para la Primera Fase

6.1.1.1 Corrida de Revestimiento de 9 5/8”. Perforar hueco de 12 ¼” desde la superficie hasta aproximadamente 800” con una broca PDC con 6 jet de 12/32”. Estas son las operaciones para este revestimiento:

1. Chequear los siguientes materiales:
 - Herramientas de manejo para revestimiento de 9 5/8”.
 - Zapato flotador instalado en la primera junta en los burros, stop collar a 10 [ft] del zapato.
 - Centralizadores, grasa, puntillas, llave L, soldadura líquida, stinger en la mesa.
 - Cabeza de circulación en la mesa aflojada, inspeccionar o-rings del stinger.
 - Agua fresca en los tanques de cementación, manguera de 2” para circular revestimiento.
2. Achicar contrapozo para observar retorno del lodo, instalar herramienta de corrida de revestimiento para bajar “revestimiento de superficie”.
3. Realizar reunión pre-operacional y de seguridad. Esquema de la operación y definición de posiciones y funciones.

Bajar revestimiento 9 5/8” así:

- Zapato flotador doble válvula tipo stab in.

- Número de juntas según el tally de revestimiento.
 - Utilizar soldadura líquida entre el zapato y la primera junta.
4. Instalar centralizadores flexibles, de acuerdo al programa de cementación.
 5. Conectar cabeza de circulación y circular, liberar cuñero spider y colgar sobre el elevador. Continuar circulando hasta obtener retornos limpios.
 6. Desconectar cabeza de circulación e instalar mesa falsa para bajar Drill Pipe de 5" con "stinger".
 7. Sentar stinger, según el peso del bloque.
 8. Colocar líneas de cementación, circular y verificar sello del "stinger" y retorno del lodo en los shakers.

6.1.1.2 Cementación de Revestimiento de 9 5/8". El propósito de este trabajo es proveer el soporte necesario para poder colgar los revestidores según el estado mecánico y el control de pozo para continuar la perforación de las fases siguientes. Además proveer una buena integridad en el zapato, aislar fuentes de agua superficiales y así poder realizar prueba de LOT (Leak Off Test). A Continuación se presentan los pasos para realizar una prueba LOT.

1. Conectar líneas de cementación.
2. Realizar reunión pre-operacional y de seguridad.
3. Llenar líneas de agua y probar con 1000 y 2000 [psi].
4. Descargar presión, cerrar Pipe Rams superiores y preventor anular.
5. Incrementar presión con la unidad de cementación hasta el punto de Leak Off. Observar presión estabilizada y tomar datos.
6. Desconectar líneas de cementación.
7. Continuar perforando la fase de 8 1/2".

Entre las funciones del cemento se encuentran¹⁷:

- ✓ Restricción en el movimiento de los fluidos entre las zonas permeables y el pozo.
- ✓ Proveer un soporte mecánico a la sarta de Casing.
- ✓ Dar soporte a las paredes de la cara del pozo para evitar colapso de las formaciones.
- ✓ Proteger el Casing de la corrosión por formaciones con alto contenido de sulfuros.

6.1.1.2.1 Clases y Tipos de Cemento

- **Clase A.** Utilizado en un rango de profundidades entre 0-6000 ft y de menos de 170 °F de temperatura, empleado cuando no se requiere de propiedades especiales en el pozo. Económico comparado con los demás tipos de cemento.
- **Clase B.** Hecho para profundidades entre 0-6000 ft y temperaturas menores a 170°F. Utilizado cuando se requiere una alta resistencia a los sulfatos. Más costoso que la clase A, pero mucho más económico que los cementos tipo Premium.
- **Clase C.** utilizado a profundidades entre la superficie y 6000 ft y un rango de temperatura menores a 170°F. Propuesto para zonas someras donde se presentan fuerzas bastante grandes.
- **Clase D.** Profundidades entre 6000 – 10000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con resistencia a los sulfatos, alta y moderada; más costoso que el cemento portland.

¹⁷ ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

- **Clase E.** Diseñado para usos en profundidades entre 10000-14000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con resistencia alta a los sulfatos así como moderada.
- **Clase F.** Para profundidades entre 10000 – 16000 ft, utilizado bajo condiciones extremas de temperaturas (230-320°F) y presiones. Disponible con ambas resistencia a los sulfatos.
- **Clase G y H.** Utilizado en un rango de profundidades entre 0-8000 ft y temperaturas en el rango de los 200°F. Son cementos compatibles con aceleradores o retardadores.
- **Clase J.** Profundidades entre 12000 y los 16000 ft y rango de temperatura de 170 a 320°F. Compatible con aceleradores y retardadores. No fragua a temperaturas menores de 150°F.

De acuerdo al diseño para el pozo Underbalanced Campo Colorado, el tipo de cemento es de tipo A, debido a que la profundidad del pozo propuesto es de 3878 [ft] y la temperatura no sobrepasa los 170 °F que soporta este tipo de cemento.

6.1.1.2.2 Diseño para cada Fase de Perforación Underbalanced Campo Colorado¹⁸. A continuación se presentan los datos y cálculos relacionados a la lechada de cemento según el revestimiento a cementar.

6.1.1.2.2.1 Revestimiento de Superficie a 800'

Datos:

¹⁸ CAPACHO, C.A. y VARGAS E. "Diseño de un Programa de Perforación en El Opón". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1975.

- Longitud sementada = 800 [ft]
- Profundidad de asentamiento del Casing = 800 [ft]
- Diámetro externo del Casing = 9 5/8”
- Diámetro del hueco = 12 1/4”
- Densidad del lodo = 15,6 [lb/gal]
- Posición del flotador = 60 [ft] por encima del zapato
- Factor de exceso de cemento = 30%.

La capacidad del Casing y el espacio anular se obtienen de las tablas de Halliburton “Casing – Cementing, Tables 1972” y son:

- Capacidad del Casing = 3,2470 [gal/ft]
- Capacidad del anular = 2,3428 [gal/ft]

Tabla 12. Propiedades de la Lechada Seleccionada

Propiedades de la Lechada			
% Bentonita	Cantidad Máxima Agua [gal/saco]	Densidad Lechada [lb/gal]	Vol. De la lechada [ft ³ /saco]
0	5,2	15,6	1,18

Fuente: ADAMS, N.J. “Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach”. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

- ***Vol. lechada revestimiento = Posición del flotado * Cap. del casing***

$$Vol. Lechada revestimiento = 60 [ft] * 3,2470 [gal/ft]$$

$$Vol. lechada revestimiento = 195 [gal]$$

- ***Vol. lechada espacio anular = Prof. Casing * Cap. anular***

$$Vol. lechada espacio anular = 800 [ft] * 2,3428 [gal/ft]$$

$$\text{Vol. lechada espacio anular} = 1874 \text{ [gal]}$$

- ***Vol. requerido de lechada = Vol. espacio anular + Vol. revestimiento***

$$\text{Vol. requerido de lechada} = 1874 \text{ [gal]} + 195 \text{ [gal]}$$

$$\text{Vol. requerido de lechada} = 2069 \text{ [gal]}$$

- ***Vol. absoluto de cemento = 3,58 + cantidad maxima de agua***

$$\text{Vol. absoluto cemento} = 3,58 + 5,2 \text{ [gal/saco]}$$

$$\text{Vol. absoluto cemento} = 8,78 \text{ [gal/saco]}$$

- ***Numero de sacos de cemento de 94 lbs = $\frac{\text{Vol Lechada}}{\text{Vol. absoluto cemento}}$***

$$\text{Numero de sacos de cemento de 94 lbs} = \frac{2069 \text{ [gal]}}{8,78 \text{ [gal/saco]}}$$

$$\text{Numero sacos de cemento de 94 lbs} = 236 \text{ sacos de cemento tipo A}$$

- ***Cant. agua en la lechada = Cant. maxima de agua * Numero de sacos***

$$\text{Cantidad agua en la lechada} = 5,2 \left[\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right] * 236 \text{ [sacos]}$$

$$\text{Cantidad agua en la lechada} = 1225 \text{ [gal]} = 29 \text{ [Bbl]}$$

6.1.1.2.2 Revestimiento de Producción

Datos:

- Longitud a cementar = 0 – 3878 [ft]
- Longitud cementada = 3878 [ft]
- Profundidad del Casing = 3878 [ft]
- Diámetro del hueco = 8 ½”
- Peso del lodo = 3,22 [lb/gal]
- Posición del collar flotador = 60 [ft] por encima del zapato
- Factor de exceso de cemento= 45 %

De las tablas de Halliburton “Casing – Cementing, Tables 1972” se obtienen las capacidades del Casing y el espacio anular:

- Capacidad espacio anular = 1,1271 [gal/ft]
- Capacidad revestimiento = 1,4304 [gal/ft]
- Capacidad entre revestimiento = 1,4563 [gal/ft]

El tipo de cemento es el mismo que el seleccionado para el revestimiento de superficie, cemento tipo A. Y los cálculos son iguales a las formulas anteriores.

- $Vol. Lechada revestimiento = 60 [ft] * 1,4304 [gal/ft]$

$$Vol. Lechada revestimiento = 86 [gal]$$

- $Vol. lechada espacio anular = \left[3078 [ft] * 1,1571 \left[\frac{gal}{ft} \right] + 800 [ft] * 1,4563 \left[\frac{gal}{ft} \right] \right] * 1,45$

$$\text{Vol. lechada espacio anular} = 6854 \text{ [gal]}$$

- $\text{Vol. total lechada} = 6854 \text{ [gal]} + 86 \text{ [gal]}$

$$\text{Vol. total lechada} = 6940 \text{ [gal]}$$

- $\text{Vol. absoluto cemento} = 5,2 + 3,58 \left[\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right] = 8,78 \text{ [gal/saco]}$

- $\text{Numero sacos de cemento de 94 lbs} = 6940 \text{ [gal]} / 8,78 \text{ [gal/saco]}$

$$\text{Numero sacos de cemento de 94 lbs} = 790 \text{ sacos de cemento de 94 lbs}$$

- $\text{Cantidad maxima de agua en la lechada} = 5,2 \left[\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right] * 790 \text{ [sacos]}$

$$\text{Cantidad maxima de agua en la lechada} = 4110 \text{ [gal]} = 98 \text{ [Bbl]}$$

6.1.1.3 Programa de Registros Eléctricos. El objetivo de los registros eléctricos es definir los intervalos a cañonear y determinar la litología y propiedades petrofísicas de las formaciones perforadas para validar y ajustar los modelos existentes.

6.1.1.3.1 Registros en Hueco Abierto. Se propone tomar los registros eléctricos que se relacionan a continuación. Se recomienda tomar la información en tres corridas. La primera compuesta por los registros litológicos, resistivos y nucleares. La segunda con registros de imágenes micro-resistivas y sónico dipolar. La tercera corrida corresponde a puntos de presión.

6.1.1.3.2 Registros en Hueco Cementado. USIT: Juego de registros para evaluar la calidad de la cementación y asegurar el sello hidráulico de los revestimientos del pozo.

6.1.1.4 Cañoneo. En los últimos estudios realizados al Campo Colorado, se encuentra uno sobre el cañoneo óptimo para los pozos de este campo¹⁹. Los resultados de este estudio concluyeron en un tipo de cañón una densidad de tiro por pie que son los siguientes:

6.1.1.4.1 Tipo de Cañón. Cañonear con cañón de tipo PowerSpiral de diámetro 1 – 11/16. El cañón PowerSpiral, es un sistema diseñado para operaciones de cañoneo con wireline a través del tubing. Este sistema ofrece un sistema que absorbe el material localizado entre las cargas después del choque.

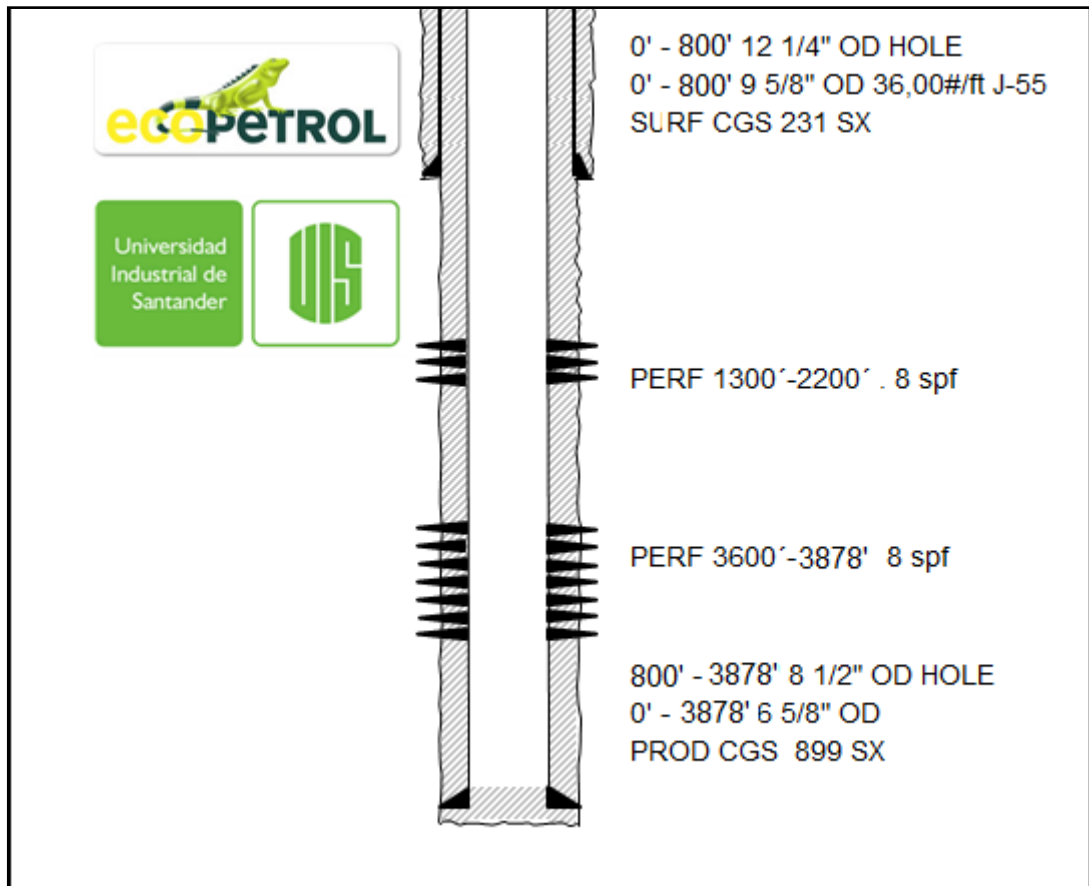
Este material disminuye las ondas del choque durante la detonación, la cual reduce la interferencia carga a carga y minimiza las ondas del choque en el wellbore. Esto incrementa el comportamiento de los disparos a través del wellbore, absorbe el material del choque dejando una cantidad insignificante de detritos en el pozo.

6.1.1.4.2 Densidad de Tiro por Pie. El cañón Power Spira, funciona con una densidad de tiros por pie alta de 8 TPP (Tiros por Pie) lo cual garantiza gran penetración en la formación por parte de las cargas.

¹⁹ ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M.” Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

A Continuación en la figura 30, se muestra el estado mecánico para el pozo Underbalanced Campo Colorado, que se propuso anteriormente:

Figura 30. Estado Mecánico Propuesto.



Fuente: Autor del Proyecto.

6.1.1.5 Equipo de Perforación. Para la selección de un taladro se basa en el diseño de las cargas que tendrá el equipo y seleccionar el más efectivo y económico que satisfaga los requisitos del pozo²⁰.

²⁰ ADAMS, N.J. Op. Cit., p. 153.

El sistema de elevación es diseñado basado en la máxima carga que presentará el taladro y esa sería asentar el Casing de 6-5/8" a una profundidad de 3878 [ft] en un lodo de 3,22 [lb/gal]; para esto se sigue el siguiente procedimiento:

1. Determinar el peso de la sarta en el aire:

$$\left(20 \frac{lb}{gal} * 3728 ft\right) + \left(24 \frac{lb}{gal} * 150 ft\right) = 78160 [lb]$$

2. Calcular el factor de boyanza del lodo:

$$FB = 1 - \frac{w}{65,5}$$

$$FB = 1 - \frac{3,22}{65,5}$$

$$FB = 0,95$$

$$Peso Boyando = 78160 [lb] * 0,95$$

$$Peso Boyando = 74252 [lb] = 37 [Ton]$$

El equipo debe ser evaluado para asegurarse que cumpla con un factor de diseño, que es especificado a Continuación:

Tabla 13. Factor de Diseño para Cargas por Tensión.

Rango de cargas [Ton]	Factor de seguridad de diseño
0 – 150	4
151 – 500	$(4 - \frac{R-150}{350})$
> 501	3

Fuente: Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

3. Como $R=37$ [Ton] de la tabla anterior se observa que el factor de seguridad es 4.
4. Determinar la carga que debe soportar el taladro (gancho):

$$37 [ton] * 4 = 148 [Ton]$$

La capacidad de levantamiento del taladro a seleccionar debe soportar este valor de 148 [Ton].

7. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Los gastos de perforación Underbalanced, son muy significativos en el desarrollo de las actividades de perforación en un campo petrolero y esto no tiene un valor constante por pie perforado para todas las regiones; ellos varían de acuerdo a la profundidad perforada, a equipos utilizados, a la técnica empleada y a las facilidades de acceso al lugar de la perforación.

Los costos discriminados en términos generales sobre los gastos de perforación se dan en la tabla 12; en ella se relacionan los gastos representados en localización, tamaño y uso de la torre, tiempo en el lugar, gastos por formación del pozo y gastos fijos para una perforación Underbalanced.

7.1 ESTUDIO FINANCIERO

El estudio financiero tiene como finalidad cuantificar las inversiones que se requieren para el proyecto, establecer las fuentes de financiamiento y elaborar las proyecciones financieras; para cumplir con estas metas el estudio financiero se apoya en los estudios técnicos y de mercadeo²¹.

7.1.1 Inversión. Es la aplicación de recursos económicos con el objetivo de obtener ganancias en un determinado período. Todo activo o recurso tangible o intangible comprometido en un proyecto con la expectativa de ganancia y la asunción de riesgo económico.

²¹ BOHADA, Marlon y LEÓN, Camilo. “Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos aplicado al Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.

7.1.1.1 Inversión Fija. Se define como el capital requerido para la adquisición de los activos fijos necesarios para la ejecución del proyecto; se componen básicamente de: estudio de viabilidad, maquinaria, instalaciones, montaje de equipos, contingencias y adquisición de terrenos.

7.1.1.2 Inversión Requerida. La inversión requerida antes de la puesta en marcha puede agruparse en: capital de trabajo, activos fijos y gastos pre operativos.

- Capital de trabajo: Es el dinero que se requiere para comenzar a producir. La inversión en capital de trabajo es una inversión en activos corrientes: efectivo inicial, inventario, cuentas por cobrar e inventario, que permita operar durante un ciclo productivo, dicha inversión debe garantizar la disponibilidad de recursos para la compra de materia prima y para cubrir costos de operación durante el tiempo requerido para la recuperación del efectivo (Ciclo de efectivo: Producir-vender-recuperar cartera), de modo que se pueda invertir nuevamente.

El efectivo inicial requerido puede determinarse a través del estudio de mercado, identificando cómo pagan los clientes, cómo cobran los proveedores, y estableciendo las ventas mensuales esperadas.

- Activos fijos: Consta de la inversión en activos como: maquinaria y equipo, muebles, vehículos, edificios, terrenos, etc.
- Gastos pre operativos: Estas inversiones son todas aquellas que se realizan sobre activos constituidos por los servicios o derechos adquiridos necesarios para la puesta en marcha del proyecto, de los cuales, los principales rubros

son los gastos de organización, las patentes y licencias, los gastos de puesta en marcha, las capacitaciones y los imprevistos.

7.2 FUENTE DE FINANCIAMIENTO

Consiste en la consecución de recursos para ejecutar el proyecto; las fuentes pueden ser de dos tipos:

7.2.1 Fuentes Internas. Están constituidas por los dineros provenientes de los dueños del proyecto y pueden estar conformados por los siguientes aspectos: aporte de los socios en efectivo, en especie (bienes inmuebles, muebles y enseres, maquinaria, tecnología), emisión de acciones.

7.2.2 Fuentes Externas. Constituidas por los dineros provenientes de personas, entidades y bancos a través de préstamos a: corto plazo (menor de un año), mediano plazo (superior a un año e inferior a cinco), largo plazo (superior a cinco años).

7.3 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 éste. Antes de establecer éstos, 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.

7.3.1 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 siguiente²²:

La inversión, sólo 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 tienen; 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 explicó en la parte de los egreso; a esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especificó 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 sólo 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.

Tabla 14. Calculo de Flujo de Efectivo para el Proyecto

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS				
	0	1	2	3	4
Inversión (\$) (-)					
Ingresos (\$) (+)					
Mantenimiento (\$) (-)					
Impuesto (Renta) (\$) (-)					
Impuesto (Por regalías) (\$) (-)					
Abono a capital (\$) (-)					
Flujo de caja para el proyecto.					

Fuente: Autor del Proyecto

²² DÍAZ, Alfredo. Matemáticas Financiera. Segunda Edición. Editorial Mc. Graw Hill. 1998.

7.4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La evaluación de proyectos es un proceso por el cual se determina el establecimiento de cambios generados por un proyecto a partir de la comparación entre el estado actual y el estado previsto en su planificación. Es decir, se intenta conocer, qué tanto, un proyecto ha logrado cumplir sus objetivos o bien, qué tanta capacidad poseería para cumplirlos.

En una evaluación de proyectos siempre se produce información para la toma de decisiones, por lo cual también se le puede considerar como una actividad orientada a mejorar la eficacia de los proyectos en relación con sus fines, además de promover mayor eficiencia en la asignación de recursos. En este sentido, cabe precisar que la evaluación no es un fin en sí misma, más bien, es un medio para optimizar la gestión de los proyectos y en este caso se utilizan algunos conceptos como:

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*.

7.4.1 Valor Presente Neto (VPN). Es el valor en el año cero de una serie de flujos anuales de dinero de un proyecto de inversión, descontados por una tasa de interés = i .

Considerado por algunos analistas como el índice apropiado para medir la bondad de un proyecto, en términos de unidades monetarias. El VPN, es la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja (positivos ó negativos) y el flujo de caja de la inversión inicial.

$$V.P.N. = \sum I.N(1+i)^{-t} - \sum K(1+i)^{-t}$$

Donde:

I.N = Ingreso neto.

K = Inversión.

i = Tasa de oportunidad del mercado.

t = Tiempo (en la misma unidad de tiempo que i).

El valor presente neto se interpreta de la siguiente forma:

V.P.N. (+) = PROYECTO VIABLE.

V.P.N. = 0 NO ATRACTIVO. (Genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado).

V.P.N. (-) = NO ATRACTIVO. (Genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado).

7.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte; el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$T.I.R = \sum I.N(1+r)^{-t} - \sum K(1+r)^{-t} \quad \text{Donde:}$$

I.N = Ingreso neto.

K = Inversión.

r = Tasa interna de retorno.

t = Tiempo (en la misma unidad de tiempo que r).

La tasa interna de retorno se interpreta de la siguiente forma:

$i < r$: PROYECTO VIABLE (V.P.N. (+)).

$i = r$: NO ATRACTIVO. (Genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. = 0)).

$i > r$: NO ATRACTIVO. (Genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado (V.P.N. (-)).

7.4.3 Playback o Periodo de Recuperación. El playback o período de recupero se define como el período de tiempo que requiere un proyecto para recuperar el monto de su inversión inicial. Este período de tiempo se calcula según la relación:

$$\sum I.N(1+i)^{-t} = \sum K(1+i)^{-t}$$

Donde:

I.N = ingreso neto.

K = inversión.

i = tasa de oportunidad del mercado.

t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que i).

7.5 EVALUACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

7.5.1 Costos Promedio por Pie Perforado con Espuma PMPDS. Los datos promedios de los parámetros de perforación cuando se usa espuma PMPDS como fluido de perforación y se da en la siguiente tabla 15.

Tabla 15. Parámetros de Perforación

<i>PARÁMETROS</i>	<i>VALOR</i>
Profundidad del Pozo	3878 [ft]
Diámetro de hoyo	8 ½ [in]
Rop	15 [ft/h]
Pie perforado por broca # 1	800 [ft]
Pie perforado por broca # 2	3078 [ft]
Tiempo perforando	288 [h]
Brocas usadas	2 [brocas]
Tiempo de la operación	15 [días] 360[h]

Fuente: Autor del Proyecto

7.5.2 Gastos en Alquiler de Equipos. El costo del alquiler del equipo de perforación Underbalanced, con mano de obra, esta alrededor de 31.000 USD diarios. El costo del alquiler del equipo por pie perforado esta dado por la expresión:

$$CE = \frac{\text{Costos diarios del equipo}}{\text{Rata de penetración}}$$

$$CE = \frac{31.000,0 \left(\frac{USD}{\text{día}}\right)}{15 \left(\frac{ft}{h}\right) * 24 \left(\frac{h}{\text{día}}\right)} = 86,1 \left(\frac{USD}{ft}\right)$$

7.5.3 Costos de la Broca. El valor promedio de la broca PDC con 3 jet de 12(in), es de 5800 USD por broca. El costo del alquiler por equipo por pie perforado esta dado por la expresión:

$$CB = \frac{\text{Valor de la broca}}{\text{Pie perforado/ broca}}$$

$$CB = \frac{5800 \left(\frac{USD}{\text{broca}}\right)}{3878 \left(\frac{ft}{\text{broca}}\right)} = 1,5 \left(\frac{USD}{ft}\right)$$

$$CB = 1,5 \left(\frac{USD}{ft} \right) * 3878 (ft)$$

$$CB = 5817 (USD)$$

7.5.4 Costos Beneficios Promedio por Pozo Perforado Underbalanced en el Campo Colorado.

7.5.4.1 Condiciones de Operación Actual. Con el fin de incrementar la producción y el factor de recobro del Campo Colorado, se propone hacer la perforación Underbalanced en el bloque V de dicho campo; los costos de perforación fueron estimados en base al programa de perforación diseñado y propuesto en capítulos anteriores. Para el volumen utilizado en esta perforación se utiliza un volumen total de 256,13 [Bbl] como se refleja en la hidráulica de perforación de volúmenes (Figura 28), el equipo de perforación Underbalanced comprende todos los equipos que se van a utilizar por un valor de 31.000 [USD/día]. A continuación se muestra la inversión necesaria estimada para la perforación Underbalanced en el Campo Colorado.

Tabla 16. Condiciones de Operación Actual de Perforación Underbalanced

	CANTIDAD	PRECIO (USD) UNIDAD	COSTOS TOTALES (USD)
Volumen Lodo	256 [Bbl]	297	76.032
Equipo Underba.	15 [días]	31.000	465.000
Nitrógeno	32 [m ³]	725	23.200
Costo Broca			5.817
Revestimiento			61.621
Cabezal Pozo			11.200
Equipo Flotación			12.130
TOTAL			655.000

Fuente: Autor del proyecto basados en análisis de costos de perforación realizados por la gerencia de yacimientos de ECOPETROL S.A. para diferentes campos del Valle Medio del Magdalena.

Inicialmente se debe estimar la inversión inicial del proyecto, con el fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

7.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

El objetivo es cuantificar las variables de la evaluación económica como son: (VPN, TIR, R, PAYBACK), y así poder determinar la viabilidad técnica del proyecto.

Para realizar la evaluación económica, se realizan los siguientes pasos:

1. Describir la inversión para el proyecto por un valor de 655.000 (USD), que sería el valor de la perforación Underbalanced para el Campo Colorado, mencionado en la Tabla 16.
2. Se establecen los caudales iniciales esperados y el potencial para el nuevo pozo, utilizando el método IPR de Vogel generalizado y curvas de declinación.
3. Se realiza un análisis económico del (VPN, TIR, R, PAYBACK).
4. Conclusiones de la evaluación económica del proyecto.

7.6.1 Caudal Inicial Esperado. La producción inicial para el pozo propuesto se estableció mediante un análisis de curvas IPR implementado por el método de Vogel generalizado. El cual permite desarrollar curvas IPR para pozos de yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, y se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumenta con la caída de presión²³. Vogel, también consideró que no había daño en la formación, es decir $S = 0$. Lo cual se aplica a este proyecto ya que la perforación Underbalanced (Presión hidrostática es menor que la presión del yacimiento) no causa daño a la formación. Las tablas 17 y 18 contienen la información necesaria

²³ VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for solution gas drive wells. Journal Petroleum Technology. January 1968.

para la implementación del método de Vogel generalizado, aplicando las siguientes fórmulas.

$$Q_o = J^* \left(P_R - P_b \right) + \frac{J^* P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

$$J^* = \frac{Q_o}{\left(P_R - P_b \right) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

La ecuación siguiente está en función del completamiento; esta ecuación es válida para pozos con skin igual a cero, donde se asume que al perforar la técnica Underbalanced y al hacer trabajos de cañoneo y de completamiento, el daño sería cero y se utiliza para corroborar valores con respecto al IPR de Vogel.

$$\frac{Q_o}{q_{\max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$$

En la tabla 18 se encuentra ilustrada la información especificada para cada arena, requerida por el método propuesto para el cálculo de los IPR. Las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) y las tasas de producción de aceite (Q_o) se obtuvieron de los historiales de los pozos vecinos. Los datos restantes que son el radio del pozo (R_p) y la densidad de tiros por pie (SPF), con los cuales se obtienen las

constantes A_0 , A_1 y A_2 , fueron tomados de un estudio en el cual se sugiere para el Campo Colorado un $SPF=2$ y un $RP=0,21^{24}$.

Tabla 17. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración.

UNDERBALANCED PERFORATION				
Rp [In]	SPF	A0	A1	A2
≤ 0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
≤ 0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
≥ 0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
≥ 0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
≥ 0.19	16	0,95146	0,06302	-0,98175
> 0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
> 0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente: SUKAMO, Pudjo Y TOBING, Edward. "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir". SPE 29312, 1995.

Tabla 18. Parámetros Requeridos para el Desarrollo de las Curvas IPR.

MUGROSA B1	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	800
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	150
Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	45
Densidad de Tiro (SPF)	2
Radio de Penetración (Rp), In	0,21
Ao	0,85540
A1	0,06302
A2	-0,88678
MUGROSA C1	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	2208
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	600
Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	3
Densidad de Tiro (SPF)	2
Radio de Penetración (Rp), In	0,21
Ao	0,85540
A1	0,06302
A2	-0,88678
MUGROSA C2	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	2208
Presión de Burbuja (Pb), Psi	2078
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	600

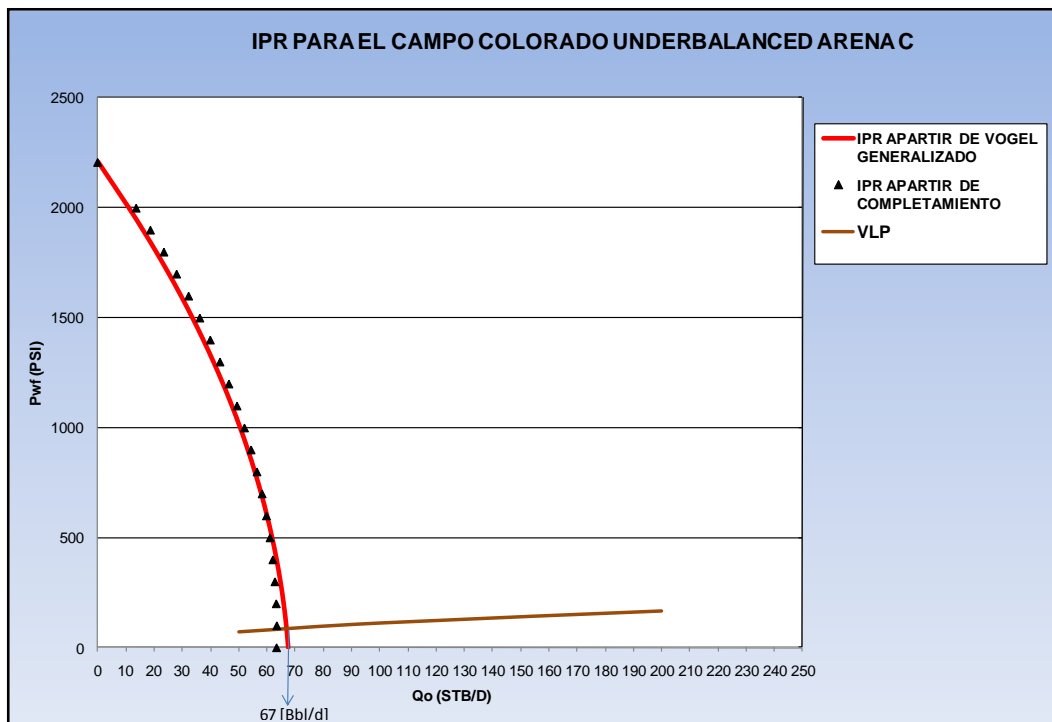
²⁴ ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M." Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	60
Densidad de Tiro (SPF)	2
Radio de Penetración (Rp), In	0,21
Ao	0,85540
A ₁	0,06302
A ₂	-0,88678

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

A partir de las ecuaciones y las tablas 17 y 18 citadas anteriormente se calcularon y graficaron las curvas IPR y VLP; los VLP se calcularon a partir de gradientes de presión vertical para tuberías de producción de 2 7/8" con presión de fondo fluyendo de 600 [psi], con caudales de 50,100 y 200 [Bbl/d] y RGL de la arena C con 0,65 [mcp/Bbl]. A continuación se presentan los resultados.

Figura 31. Curva IPR para la Arena Mugrosa C

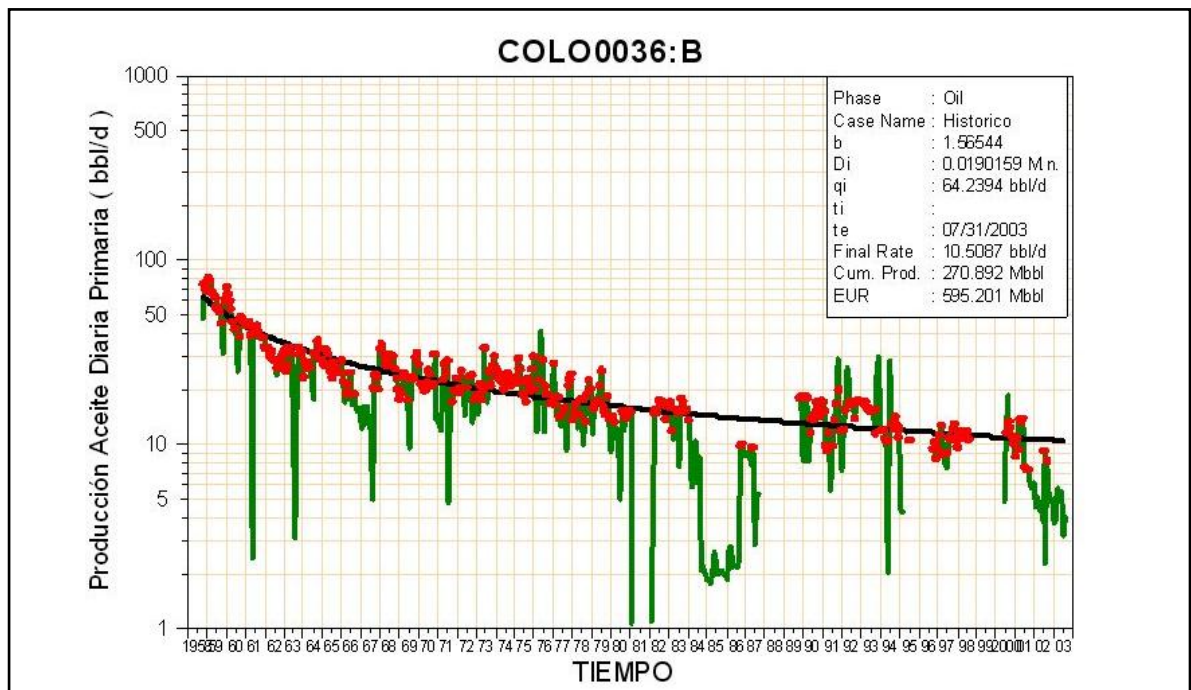


Fuente: Autor del Proyecto

A partir de estos datos se puede hallar el índice de declinación para el nuevo pozo Underbalanced del Campo Colorado. Ver numeral 7.6.2.

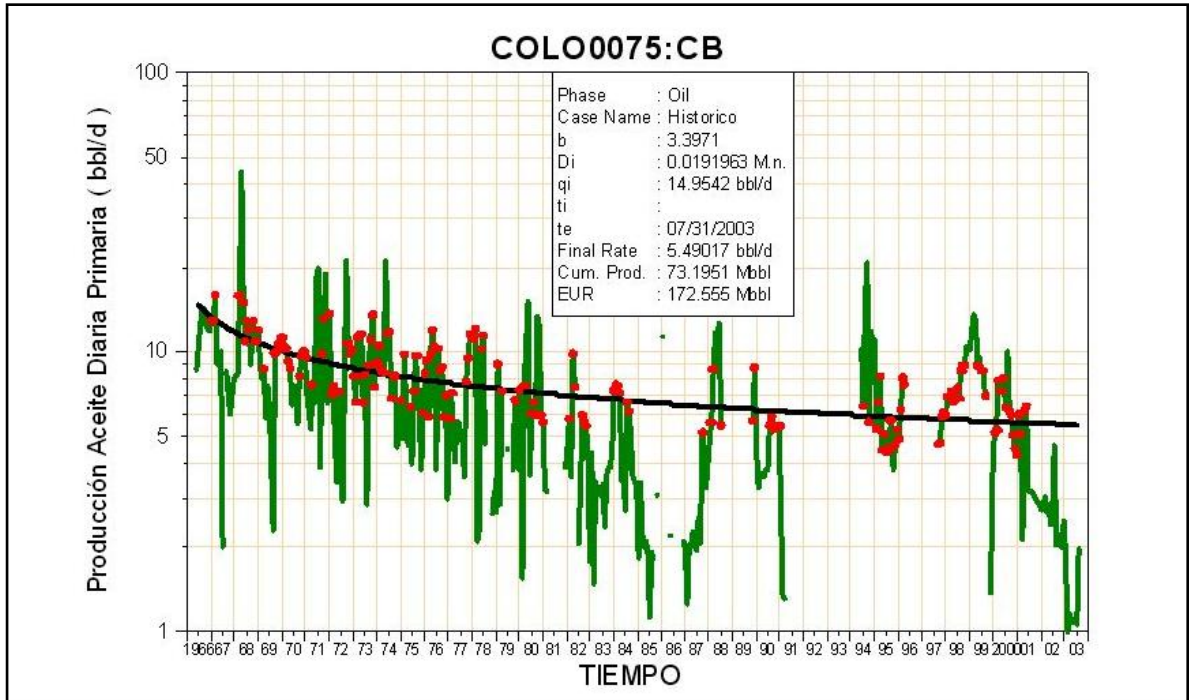
7.6.2 Cálculo de Declinación de Producción para el Nuevo Pozo Underbalanced en el Campo Colorado. Una vez obtenido el nuevo caudal inicial esperado (Q_{oi}) de 67 [Bbl/Día] o 24455 [Bbl/año] de la arena productora C; se procedió a calcular la capacidad del pozo, para ello se utilizó la ecuación de declinación y datos de producción de los pozos Colorado 36 y Colorado 75:

Figura 32. Historial de Producción Campo Colorado 36



Fuente: Autor, basado en información del Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

Figura 33. Historial de Producción Campo Colorado 75



Fuente: Autor, basado en información del Departamento de Producción Campo Colorado 2009.

$$Q = Q_o * e^{-\left[\frac{b_{36} + b_{75}}{2}\right] * t}$$

Q= Tasa de producción actual

Q_o= Tasa de producción inicial

t= Tiempo

b= Ritmo de declinación porcentual con respecto al tiempo

Para obtener la tendencia de la curva esperada, se utilizó una declinación Tipo Exponencial, debido a que es una recuperación primaria y se acoge a las condiciones del Campo Colorado.

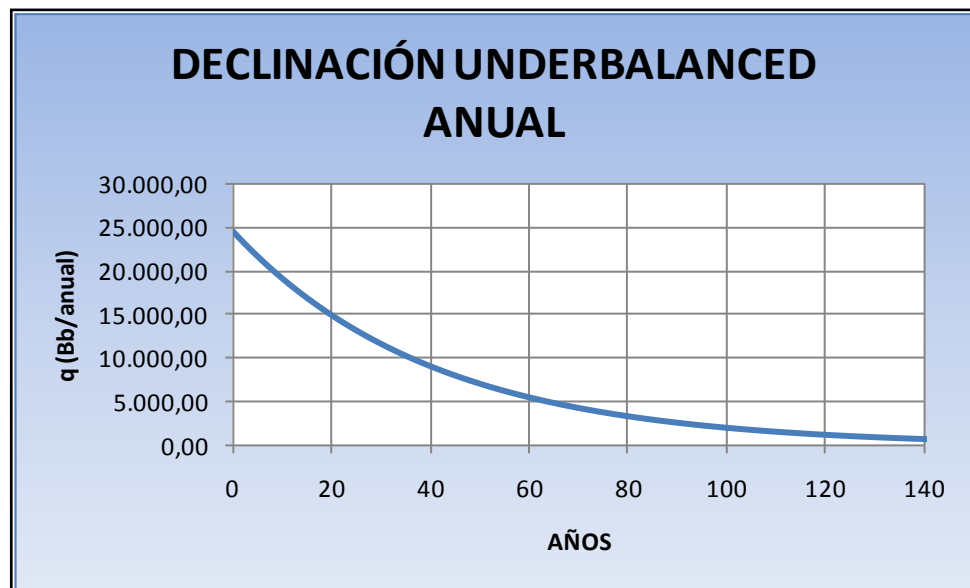
Una vez se obtuvo la información necesaria en cuanto a los parámetros requeridos, se procedió a calcular la declinación esperada para el nuevo pozo Underbalanced, teniendo en cuenta que la producción del pozo es de 24455

[Bbl/año] cabe mencionar que la variable b se toma de los valores de los pozos colorado 36 y 75 que son los pozos más cercanos a la perforación Underbalanced, donde los valores son porcentuales anuales, dando como resultado la siguiente ecuación y grafica:

$$Q = 24455 * e^{-\left[\frac{0,0156544 + 0,033971}{2}\right]*t}$$

$$Q = 24455 * e^{-[0,02481]*t}$$

Figura 34. Declinación de Producción Campo Colorado Underbalanced



Fuente: Autor del Proyecto

Para saber el tiempo límite de producción del Campo Colorado Underbalanced, se asume que el caudal (tasa de producción actual) sea de 730 [Bbl/año], siempre y cuando el barril WTI sea alto, esto es para que el pozo cubra sus gastos de mantenimiento; teniendo esta variable se procede a despejar (t) de la ecuación de declinación, así:

$$Q = Q_o * e^{-\left[\frac{b_{36}+b_{75}}{2*12}\right]*t}$$

$$730 = 24455 * e^{-\left[\frac{0,0156544+0,033971}{2}\right]*t}$$

$$\ln\left(\frac{730}{24455}\right) = -0,024818t$$

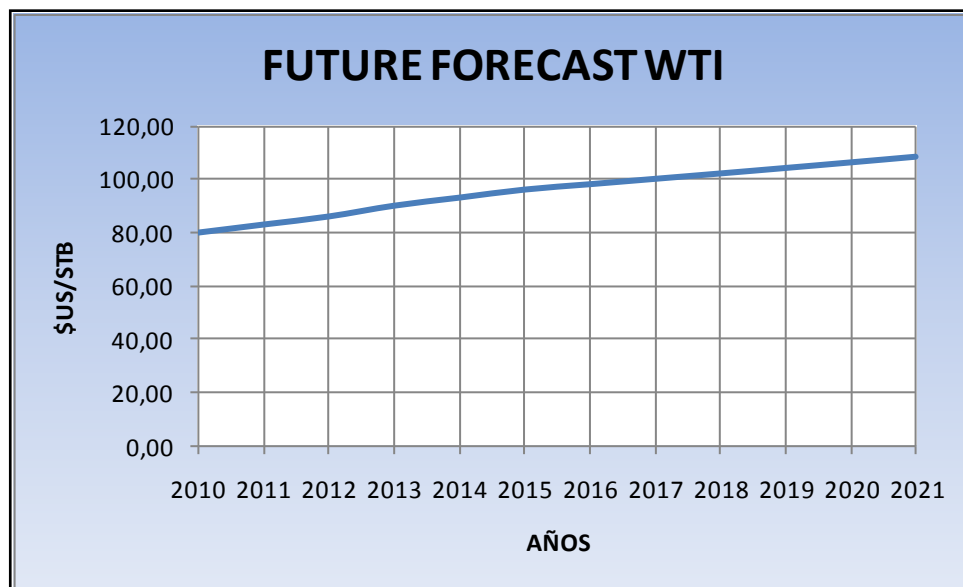
$$-3,511 = -0,024818t$$

$$t \cong 141 \text{ años y } 6 \text{ meses}$$

Este es el tiempo límite económico para el pozo Underbalanced; se recomienda que cada año, se hagan trabajos de well services como: cambio de bombas y desparafinado de tubería; esto es para sostener la producción del pozo; este trabajo genera costos adicionales alrededor de 50.000 [USD/año].

Bajo los parámetros hallados en la declinación de producción se tomó el volumen por unidad de tiempo en [Bbl/años], obteniendo un resultado de barriles producidos por años de producción, y se pretende mirar la viabilidad del proyecto para 10 años después de la aplicación del proyecto; seguidamente se tomó la predicción de los precios del crudo referente para Colombia (WTI), para el mismo periodo de la aplicación del proyecto. Sin embargo el presente análisis no tiene en cuenta los sobrecostos que se generan en la operación Underbalanced, por los problemas presentes en el Campo Colorado y en el desarrollo de la misma (En el presente estudio económico se tomaron costos limpios de operación), lo cual podría incrementar los costos drásticamente.

Figura 35. Precios WTI 2010 - 2021



Fuente: Financial Forecast Center. Oil Price. The Woodlands, USA [Consulta: 20 Abril de 2010].
 Disponible en: <http://www.forecasts.org/oil.htm>.

Tabla 19. WTI Promedio 2010-2021

Año	[USD/Bbl]
2010	80,00
2011	83,00
2012	86,00
2013	90,00
2014	93,00
2015	96,00
2016	98,00
2017	100,00
2018	102,00
2019	104,04
2020	106,12
2021	108,24

Fuente: Financial Forecast Center. Oil Price. The Woodlands, USA [Consulta: 20 Abril de 2010].
 Disponible en: <http://www.forecasts.org/oil.htm>.

7.6.3 Descuentos Aplicados al Campo Colorado. Para aportar a la Universidad Industrial de Santander, la liquidación de la producción mensual del Campo Colorado, ECOPETROL S.A. la realiza, teniendo como base los precios del crudo del Campo Caño Limón, a los cuales se le hacen ciertos descuentos (detallados en la Tabla 20) dando así los precios del crudo del Campo Colorado; dichos precios son los ingresos obtenidos por la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 20. Factores de Valoración del Crudo.

FACTORES DE VALORACIÓN DEL CRUDO	[USD/Bbl]
Precio Promedio WTI (USD/Bbl)	
Precio Promedio Crudo Caño Limón (USD/Bbl)	
Ajuste por Calidad	1,16
Tarifa de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0,64
Ayacucho – Coveñas	-1,73
Impuesto de Transporte	
Galán – Ayacucho	-0,03
Ayacucho – Coveñas	-0,09
Tarifa por Tratamiento	-0,6
Tarifa por Exportación	-1,5
Precio Crudo Colorado (USD/Bbl)	

Fuente: BOHADA, Marlon y LEÓN, Camilo. “Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos aplicado al Campo Colorado”. UIS, 2009.

En la tabla anterior se muestra el descuento del precio del barril WTI, con un valor de 3,43 [USD/Bbl], esto es para costear los gastos que se generan en sacar un barril de petróleo hasta refinería.

Tabla 21. Lifting Cost por Energía y Well Services del Campo Colorado.

TARIFA DE ENERGÍA Y WELL SERVICES.	
Consumo	22320 [kw*h/mes]
Tarifa	0,106505 [USD/kw]
Valor mensual	2377,19 [USD/mes]
Valor promedio por pozo	475 [USD/mes]
Promedio de producción con 30 [Bbl/d] o 900 [Bbl/mes]	2,64 [USD/Bbl]
Trabajo Well Services (Cambio de bombas y des-parafinación de tuberías.)	50000 [USD /año]

Fuente: Departamento Administrativo Campo Colorado 2010.

Los gastos generados por energía en el Campo Colorado son de 2,64 [USD/Bbl] y en general sacar un barril de petróleo en el Campo Colorado cuesta 6,07 [USD/Bbl], incluyendo el transporte hasta refinería; sin embargo se tuvieron presentes los costos generados por mantenimiento del pozo (Well Services) durante la vida útil del proyecto. Una vez obtenidos los costos del crudo del Campo Colorado se procede a analizar los aportes generados por el convenio UIS y sus asociados, para el desarrollo del proyecto.

Tabla 22. Valoración de Aportes de ECP al Convenio UIS.

VALORACIÓN DE APORTES DE ECP A LA ESTRUCTURA DE COOPERACIÓN
Número de barriles Producidos en el mes
(-)Regalías (20%) bbl
Producción después de regalías
(-) Fondo Abandono de Pozos ECOPETROL (X = 1%) bbl
Producción disponible para aporte (bbl)
PRECIO CRUDO COLORADO (USD/bbl)
TOTAL APORTES CORRESPONDIENTES AL CONVENIO (USD)

Fuente: Departamento Administrativo Campo Colorado 2010.

7.7 ANÁLISIS ECONÓMICO (PVN, TIR, R, PAYBACK)

7.7.1 Flujo de Caja. Para el flujo de caja se utilizó un impuesto de renta del 2010 de un 33% y unas regalías del 20%; Una vez cuantificados tanto los costos,

producción, precios WTI y los ingresos netos generados se procedió a realizar el flujo de caja para el proyecto el cual se presenta a continuación:

Tabla 23. Flujo de Caja para el Proyecto

PERIODO [AÑOS]	WTI (USD)	PRODUCCIÓN Mensual [Bbl]	PRODUCCIÓN (Regalías y % Ecopetrol)	WTI (MENOS EL DESCUENTO)	INGRESOS NETOS [USD]	INGRESOS (CON ENERGÍA Y WELL SERVICES) [USD]
1	80,00	24455	19.319,45	76,57	1.479.290,29	1.423.590,29
2	83,00	23856	18.846,03	79,57	1.499.578,73	1.443.878,73
3	86,00	23271	18.384,21	82,57	1.517.984,55	1.462.284,55
4	90,00	22701	17.933,71	86,57	1.552.521,55	1.496.821,55
5	93,00	22145	17.494,25	89,57	1.566.960,14	1.511.260,14
6	96,00	21602	17.065,56	92,57	1.579.758,83	1.524.058,83
7	98,00	21073	16.647,37	94,57	1.574.341,96	1.518.641,96
8	100,00	20556	16.239,43	96,57	1.568.241,95	1.512.541,95
9	102,00	20053	15.841,49	98,57	1.561.495,53	1.505.795,53
10	104,04	19561	15.453,30	100,61	1.554.756,18	1.499.056,18
11	106,12	19082	15.074,62	102,69	1.548.012,46	1.492.312,46
INGRESOS TOTALES (USD)					17.002.942,17	16.390.242,17

Fuente: Autor del Proyecto

Gracias a este flujo de caja, se generó el análisis económico correspondiente dando como resultado:

Tabla 24. Flujo de Caja Generado con la Tasa de Interés y VPN.

PERIODO [ANUAL]	FLUJO DE CAJA	TASA DE INTERÉS (%)	VPN
0	-655.000,00	-----	-----
1	1.423.590,29	0,00	15.735.242,17
2	1.443.878,73	0,10	8.976.628,79
3	1.462.284,55	0,20	5.730.221,42
4	1.496.821,55	0,30	3.968.317,51
5	1.511.260,14	0,40	2.912.578,98
6	1.524.058,83	0,50	2.227.852,48

PERIODO [ANUAL]	FLUJO DE CAJA	TASA DE INTERÉS (%)	VPN
7	1.518.641,96	0,60	1.754.944,24
8	1.512.541,95	0,70	1.411.627,03
9	1.505.795,53	0,80	1.152.277,75
10	1.499.056,18	0,90	949.990,03
11	1.492.312,46	1,00	788.048,39

Fuente: Autor del Proyecto

Respectivamente se realizó el análisis gráfico para interpretar el comportamiento de los parámetros requeridos (VPN).

Figura 36. VPN vs Tasa de Oportunidad



Fuente: Autor del Proyecto

Debido a que ECOPETROL S.A. tiene una TIR del 12% anual se tomó el mismo debido al convenio establecido entre UIS – ECP. El análisis económico se hizo para un horizonte económico de 10 años ya que el pozo muestra una declinación

alta durante el periodo de vida útil y se muestra claramente que el mismo tiene un periodo de retorno de inversión antes del primer año de ejecución del proyecto.

Para analizar el periodo de recuperación (PR) se realizó, tomando el promedio del barril a 10 años debido a que este es el horizonte económico establecido para el proyecto, se utilizó la siguiente fórmula:

$$PR = \frac{\text{Costo total de la inversión}}{(\text{Promedio del Precio del barril} * \text{Promedio del Caudal obtenido})}$$

$$PR = \frac{1212000 [USD]}{95,53 [USD/Bbl] * 21668,52 [Bbl/año]}$$

$$PR = 0,5 [Años] \approx 6 \text{ meses}$$

Se concluyó que la inversión del proyecto, se recupera en un periodo aproximadamente de 6 meses.

7.7.2 Viabilidad Económica para ECOPETROL S.A. Dentro del estudio de impacto económico desarrollado se tienen en cuenta los requerimientos dados por ECOPETROL S.A. en cuando a la viabilidad económica para los proyectos de inversión, ya que el Campo Colorado se encuentra adscrito al convenio de cooperación mutua e intercambio tecnológico con la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y los asociados. (La tasa interna de retorno actualmente manejada por Ecopetrol es del 12% anual para los proyectos de producción desarrollados con sus asociados).

Bajo los parámetros ya descritos se procede a analizar la viabilidad del proyecto con los criterios mencionados anteriormente dando como resultado:

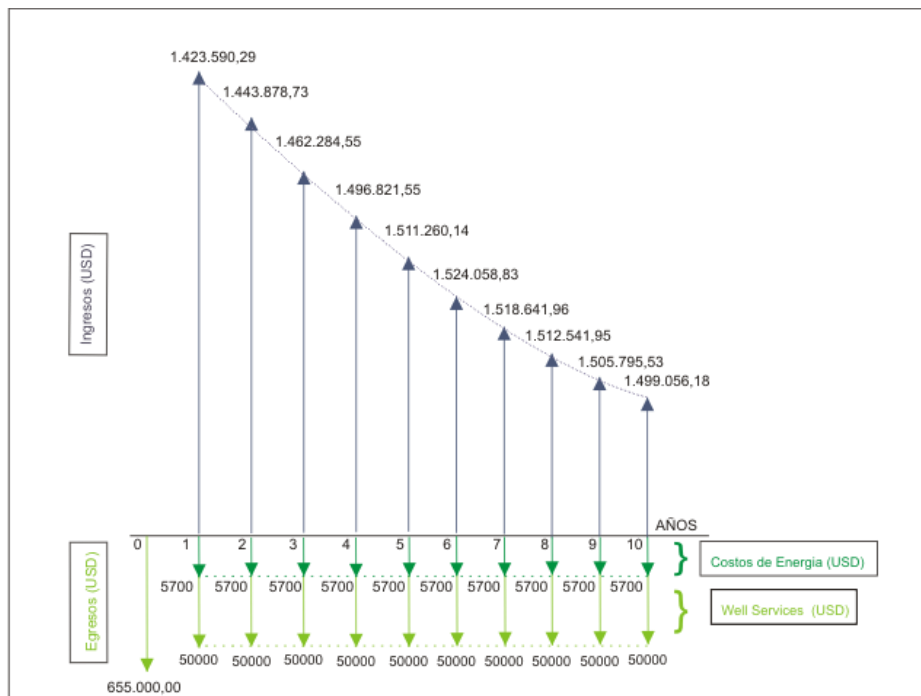
Tabla 25. Resumen del Estudio Económico para una TIR de 12%.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD
INGRESOS (USD)	16.390.242,17
COSTOS (USD)	1.212.000,00
VPN (USD)	8.141.373,60
PR	6 Meses
RELACION BENEFICIO - COSTO (R)	13,52

Fuente: Autor del Proyecto

El flujo de caja generado para el proyecto una vez analizados los parámetros que intervienen directamente dan como resultado:

Figura 37. Flujo de Caja de la Metodología.



Fuente: Autor del Proyecto

7.8 RESUMEN DEL ESTUDIO ECONÓMICO

Bajo los parámetros encontrados siguiendo los métodos ya descritos anteriormente se puede concluir:

- El valor presente neto (VPN) hallado muestra claramente que el proyecto genera buenas ganancias debido principalmente a que el mismo es positivo para cualquier tasa de oportunidad (TIR) posible generada por el proyecto lo cual indica claramente la rentabilidad del mismo para cualquier inversionista del sector de los hidrocarburos.
- Bajo la óptica manejada por ECOPETROL S.A. en cuanto a los proyectos de inversión (Para una TIR = 12%) el proyecto puede ser ejecutado debido a que se encuentra un PVN igual a 8.141.373,60 [USD] lo cual hace que sea viable la ejecución del mismo.
- ✓ Se concluye que el tiempo de retorno de la inversión (P.R.), es relativamente bajo debido al tiempo generado para la implementación de la metodología ya que la misma arrojó como resultado que el tiempo máximo de recuperación de la inversión es de 6 meses para el proyecto Underbalanced; estos datos es comparado con los ingresos que se generan en el flujo de caja, donde en el mes 6 se obtiene un valor igual a la inversión del proyecto.
- ✓ En cuanto a la relación beneficio costo (R) el proyecto se ve atractivo ya que es positivo y es superior a uno, pero para el sector de los hidrocarburos es rentable, lo cual refleja que por cada dólar que se invierte en el proyecto solo se gana 13,32 dólares, lo cual es suficientemente atractivo para proyectos de gran inversión.

CONCLUSIONES

- La perforación Underbalanced, puede mejorar de manera significativa la explotación de hidrocarburos debido a que ésta, permite un mayor rendimiento del yacimiento, ya que disminuye el daño de formación, aumenta la tasa de perforación (ROP) y a su vez alarga la vida útil de las brocas.
- Los resultados obtenidos con el análisis económico dan a conocer claramente que la perforación Underbalanced en el Campo Colorado si es viable económicamente tanto para la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER como para sus asociados.
- El fluido espumado PMPDS permitirá perforar los yacimientos profundos depresionados o con alta permeabilidad, minimizando el daño a la formación.
- Los flujos de caja hallados para el proyecto son atractivos debido a los altos valores obtenidos utilizando las proyecciones del crudo WTI relativamente optimistas aunque se utilizo una proyección de caudal inicial alto de 67 [Bb/D] comparado con los pozos actuales del Campo Colorado (la producción de los pozos activos del Campo Colorado no superan 30 [Bbl/D]).
- Se demuestra que la perforación Underbalanced en el Campo Colorado, cumple con todas las expectativas del proyecto, ya que el ECD y la densidad del lodo utilizado son iguales, lo cual se concluye que la espuma PMPDS utilizada es estable y que el diseño de la perforación utilizado es el más óptimo del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer esta perforación en Campo Escuela Colorado, por la declinación hallada a pesar de su alto costo se demostró las ganancias atractivas generadas por el mismo.
- Sin embargo el presente proyecto también cumple con las expectativas de las partes interesadas en cuanto a generar conocimientos prácticos en aras de crear profesionales idóneos en la aplicación de principios y escalar a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER dentro de nuestro sector como una de las universidades más reconocidas en la industria del petróleo.
- Se recomienda la perforación Underbalanced, con espuma PMPDS, porque es una de las más económicas del mercado, lo cual sería factible aplicarlo a pozos con gran capacidad de producción y con altas reservas de hidrocarburos.
- En pozos con presencia de agua no se recomienda utilizar la perforación Underbalanced, ya que el agua disminuye la densidad de la espuma y afectaría el transporte de ripios, la estabilidad del pozo y la densidad equivalente de circulación.
- Se recomienda que después que cada año se hagan trabajos de Well Services, para que el pozo siga produciendo hasta una vida útil de 142 años

GLOSARIO

ECD = Densidad Equivalente de Circulación

LCM = Material de pérdida de circulación.

MWD = Medición Mientras se Perfora.

Overbalanced = Sobre balance

PIWD = Índice de productividad mientras se perfora

TIR = Tasa Interna de retorno

Underbalanced = Bajo balance

UPMP= Perforación Underbalanced de Pemex

VAN = Valor actual neto

VPN =Valor presente neto

PR = Periodo de repago

BIBLIOGRAFÍA

- ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.
- AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- ANGEL, R.R. "Volume Requirements for Air and Gas Drilling", Transacion of AIME, Vol. 210.
- BOHADA, Marlon y LEÓN, Camilo. "Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos aplicado al Campo Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.
- CAPACHO, C.A. y VARGAS E. "Diseño de un Programa de Perforación en El Opón". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1975.
- CHAPMAN. Petroleum Engineering Ltd, Crude Oil Historical, Constant, Current And Future Prices April 1, 2009.

- DÍAZ, Alfredo. Matemáticas Financiera. Segunda Edición. Editorial Mc. Graw Hill. 1998.
- Documentación Técnica del proyecto de optimización de la perforación bajo balance” Subgerencia de Ingeniería, UPMP-DS, 1999.
- Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para Ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.
- Gas Research Institute, “Underbalanced Drilling Manual”, 1997.
- MELÉNDEZ R, Humberto. Proyectos de Inversión (Maestría en Administración de Empresas). USTA 2003.
- MEZA, Efrain y ATUESTA, Carlos. “Diseño de la hidráulica de la perforación bajo balance”, Tesis de grado, Ingeniería de petróleos, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 1998.
- ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M.” Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.
- Páez Pacho Ruth, Optimización de Sistemas de Producción Mediante Análisis Nodal. 1997.
- RÍOS, Juan y MANDUJANO, Santiago. Desarrollo de la perforación bajo balance en México. México. 2006.

- RODRÍGUEZ, R.D. y BERNAL, J.F. “Metodología para la perforación de pozo infill en un campo maduro con ambiente de depositación fluvial Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.
- Técnicas especiales de perforación. Manual de perforación de PEMEX.
- URBIETA, Antonio. “Propuesta de aplicación de perforación bajobalance en el pozo Samaria 1109”.UOPMP Reforma-DS, 2002.