

**FACTIBILIDAD DE LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS INFILL EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.**

EDWIN JAHIR MARTÍNEZ BAEZ

JUAN DAVID QUIROGA DÍAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**FACTIBILIDAD DE LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS INFILL EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.**

EDWIN JAHIR MARTÍNEZ BAEZ

JUAN DAVID QUIROGA DÍAZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
ING. De Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

CONTENIDO

1.	PERFORACIÓN SLIM HOLE PARA APLICAR COMO POZO INFILL	19
1.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	21
1.1.1	Características	21
1.2	LIMITACIONES	26
1.3	HIDRÁULICA	34
1.3.1	Requerimientos principales	34
1.3.2	Implicaciones sobre los parámetros hidráulicos	35
1.3.3	Modelamiento del lodo	40
1.3.4	Efecto Couette	41
1.3.5	Efecto Crescent	42
1.4	PERFORACIÓN INFILL	42
2.	CAMPO ESCUELA COLORADO.....	47
2.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	47
2.2	RESEÑA HISTÓRICA	48
2.3	MARCO GELÓGICO REGIONAL	49
2.3.1	Estratigrafía cuenca Valle Medio del Magdalena.....	51
2.3.2	Análisis estructural.....	57
2.4	PARÁMETROS BÁSICOS.....	58
2.5	PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN	61
2.5.1	Problemas de parafinas	64
2.5.2	Baja presión de fondo:	64
2.5.3	Bajo potencial	64
2.5.4	Limitada Caracterización	65
3.	METODOLOGÍA PLANTEADA	66
4.	ZONA DE PERFORACIÓN POZO INFILL	68
5.	DISEÑO DEL PROGRAMA PERFORACIÓN	70
5.1	DATOS BÁSICOS.....	71
5.2	LODO DE PERFORACIÓN	74
5.3	SARTA DE PERFORACIÓN	77

5.4	HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN	83
6.	SELECCIÓN DE REVESTIMIENTOS Y DISEÑO DE CEMENTACIÓN	88
6.1	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	90
6.1.1	Casing de Superficie (7.....	92
6.1.2	Casing de Producción (4 ½”)	101
6.2	CEMENTACIÓN.....	107
7.	PRODUCTIVIDAD POZO SLIM HOLE.....	111
7.1	POZOS OFFSET	112
7.2	ANÁLISIS IPR.....	114
7.2.1	Aporte planteado para Slim Hole.....	117
7.3	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	120
7.3.1	Método empleado para seleccionar la unidad de bombeo mecánico	129
7.4	ANÁLISIS NODAL	143
7.4.1	Análisis nodal en el separador.....	144
7.4.2	Curva de Declinación	154
8	ANÁLISIS FINANCIERO	158
8.1	INVERSIÓN NETA O INICIAL	158
8.2	FLUJO NETO EFECTIVO	159
8.3	COSTOS	159
8.4	IMPUESTO.....	161
8.5	DEPRECIACIÓN.....	162
8.6	CONVENIENCIA DEL PROYECTO	163
8.6.1	Valor Presente Neto (VPN)	164
8.6.2	Tasa de rendimiento económico	166
8.6.3	Payback time	168
8.7	INGRESOS	171
8.8	IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA	173
8.9	ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	174
9.	CONCLUSIONES.....	182
10.	RECOMENDACIONES.....	183

BIBLIOGRÁFIA..... 184
ANEXOS..... 187

FIGURAS

Figura 1: Mapas de contorno de ruido de plataforma típica Slimhole (a) y plataforma convencional.....	23
Figura 2: Comparación tamaño del hueco y casing entre SlimHole y Convencional	24
Figura 3: Comparación espacio usado en plataforma convencional y SlimHole.	25
Figura 4: Determinación del régimen de flujo en anulares Slim Hole	32
Figura 5: Excentricidad	33
Figura 6: Comparación entre los modelos Newtoniano, Binghamian y Oswaldiano acerca de las relaciones geológicas y perfiles de velocidad en régimen laminar.	37
Figura 7: Velocidades y fuerzas actuando en los recortes	37
Figura 8: Producción de aceite vs. Tiempo	43
Figura 9: Sección estructural.	44
Figura 10: Localización del Campo Escuela Colorado	47
Figura 11: Historia De Producción del Campo Colorado.	49
Figura 12: Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.....	51
Figura 13: Distribución de los pozos para el Campo Escuela	57
Figura 14: Carta de Selección Tubería de Revestimiento.....	89
Figura 15: Selección Casing de Superficie	97
Figura 16: Colapso Casing de Producción	102
Figura 17: Selección Casing de Producción	105
Figura 18: Estado mecánico propuesto.....	111
Figura 19: IPR colorado 36.....	116
Figura 20: IPR colorado 58.....	117
Figura 21: IPR escenario 1 Slimhole	118
Figura 22: IPR escenario 2 Slimhole	119

Figura 23: Denominación bombas de subsuelo.....	123
Figura 24: Clasificación API unidades superficiales de Bombeo Mecánico.....	125
Figura 25: Relación adimensional (S_p/S) para calcular la carrera efectiva del pistón.....	132
Figura 26: Relación adimensional ($F1/SKr$) para calcular carga máxima en la barra pulida	134
Figura 27: Relación adimensional ($F2/SKr$) para calcular la mínima carga en la barra pulida	136
Figura 28: Relación adimensional ($2T/S^2Kr$) para calcular el torque máximo en la caja de engranajes	138
Figura 29: Valor de ajusta (T_a) para corregir torque máximo (para Wrf/SKr diferente de 0.3)	139
Figura 30: Relación adimensional ($F3/SKr$) para calcular la potencia del motor.	140
Figura 31: Esquema para análisis nodal con Bombeo Mecánico	143
Figura 32: Cálculo HL procedimiento Duckler.....	148
Figura 33: Factor de fricción bifásico Duckler	149
Figura 34: Rendimiento del sistema de bombeo mecánico.....	149
Figura 35: Análisis nodal fondo de pozo	151
Figura 36: Análisis nodal en separador.....	152
Figura 37: Distancia Pozo S-H - Separador.....	153
Figura 38: Gráfica producción C-58.....	154
Figura 39: Gráfica producción C-55.....	155
Figura 40: Declinación S-H.....	157
Figura 41: Valor Presente Neto	164
Figura 42: VPN vs Tasa de Interés	166
Figura 43: TIR vs VNA	179
Figura 44: PAY BACK	180
Figura 45: FLUJO DE CAJA.....	181

TABLAS

Tabla 1	Comparación de plataformas típicas. Con capacidad de perforación de 5000 pies.	25
Tabla 2:	Razón de las pérdidas de presión en el anular y tubería.	30
Tabla 3:	Descripción sección estructural.....	45
Tabla 4:	Características yacimiento por arenas	60
Tabla 5:	Principales pozos productores	63
Tabla 6:	Ponderación y selección zona perforación infill.....	69
Tabla 7:	Marcadores Geológicos	72
Tabla 8:	Cantidad de Barita.....	76
Tabla 9:	Volumen de lodo	76
Tabla 10:	Drill Pipe fase 8 1/2 "	81
Tabla 11:	Drill Pipe fase 6 1/8"	81
Tabla 12:	Diseño BHA fase I	81
Tabla 13:	Diseño BHA fase II	82
Tabla 14:	Cálculos de Hidráulica.....	84
Tabla 15:	Requerimientos principales Hidráulica	86
Tabla 16:	Implicaciones Parámetros Hidráulicos	87
Tabla 17:	Grados Para Selección de Casing 7"	96
Tabla 18:	Características de Diferentes Casing de 4 1/2"	104
Tabla 19:	Evaluación por Tensión Casing de Producción.....	106
Tabla 20:	Selección Final Casings	106
Tabla 21:	Composición del cemento API	107
Tabla 22:	Propiedades del cemento API	108
Tabla 23:	Cementación Fase I	110
Tabla 24:	Cementación Fase II	110
Tabla 25:	Coeficientes método Perez y Kelmar	115
Tabla 26:	Coeficientes (2) método Perez y Kelmar	115

Tabla 27: Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico.....	121
Tabla 28: Denominación bombas de subsuelo	122
Tabla 29: Composición y características de la varilla grado D	124
Tabla 30: Nomenclatura Diseño Bombeo Mecánico	126
Tabla 31: Características embolo unidad de subsuelo.....	127
Tabla 32: Selección de sarta de varillas combinada	129
Tabla 33: Parámetros calculados y selección unidad superficial de Bombeo Mecánico.....	141
Tabla 34: Selección bomba de subsuelo.....	142
Tabla 35: Análisis nodo en fondo de pozo	151
Tabla 36: Análisis nodo en separador	152
Tabla 37: Tasa de declinación	156
Tabla 38: Declinación para SlimHole	156
Tabla 39: Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos	174
Tabla 40: Estimado de inversión	175
Tabla 41: OPEX BM Para CEC.....	176
Tabla 42: Precio de Venta Crudo CEC.....	177
Tabla 43: Resultados Variables Financieras	178
Tabla 44: Ganancias por año	178
Tabla 45: Valores para Diseñar BM	187
Tabla 46: Propiedades Configuración Bombeo Mecánico.....	188
Tabla 47: Bomba de Subsuelo	189
Tabla 48: Valores Diseño Unidad BM	192
Tabla 49: Selección Final Unidad de Superficie BM	193

Figura 1: Mapas de contorno de ruido de plataforma típica Slimhole (a) y plataforma convencional.....	23
Figura 2: Comparación tamaño del hueco y casing entre SlimHole y Convencional	24
Figura 3: Comparación espacio usado en plataforma convencional y SlimHole.	25
Figura 4: Determinación del régimen de flujo en anulares Slim Hole	32
Figura 5: Excentricidad	33
Figura 6: Comparación entre los modelos Newtoniano, Binghamian y Oswaldiano acerca de las relaciones geológicas y perfiles de velocidad en régimen laminar.	37
Figura 7: Velocidades y fuerzas actuando en los recortes	37
Figura 8: Producción de aceite vs. Tiempo	43
Figura 9: Sección estructural.	44
Figura 10: Localización del Campo Escuela Colorado	47
Figura 11: Historia De Producción del Campo Colorado.	49
Figura 12: Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.....	51
Figura 13: Distribución de los pozos para el Campo Escuela	57
Figura 14: Carta de Selección Tubería de Revestimiento.....	89
Figura 15: Selección Casing de Superficie	97
Figura 16: Colapso Casing de Producción	102
Figura 17: Selección Casing de Producción	105
Figura 18: Estado mecánico propuesto.....	111
Figura 19: IPR colorado 36.....	116
Figura 20: IPR colorado 58.....	117
Figura 21: IPR escenario 1 Slimhole	118
Figura 22: IPR escenario 2 Slimhole	119
Figura 23: Denominación bombas de subsuelo.....	123
Figura 24: Clasificación API unidades superficiales de Bombeo Mecánico.....	125

Figura 25: Relación adimensional (S_p/S) para calcular la carrera efectiva del pistón.....	132
Figura 26: Relación adimensional (F_1/SK_r) para calcular carga máxima en la barra pulida	134
Figura 27: Relación adimensional (F_2/SK_r) para calcular la mínima carga en la barra pulida	136
Figura 28: Relación adimensional ($2T/S^2K_r$) para calcular el torque máximo en la caja de engranajes	138
Figura 29: Valor de ajusta (T_a) para corregir torque máximo (para W_{rf}/SK_r diferente de 0.3)	139
Figura 30: Relación adimensional (F_3/SK_r) para calcular la potencia del motor.	140
Figura 31: Esquema para análisis nodal con Bombeo Mecánico	143
Figura 32: Cálculo HL procedimiento Duckler.....	148
Figura 33: Factor de fricción bifásico Duckler	149
Figura 34: Rendimiento del sistema de bombeo mecánico	149
Figura 35: Análisis nodal fondo de pozo	151
Figura 36: Análisis nodal en separador	152
Figura 37: Distancia Pozo S-H - Separador.....	153
Figura 38: Gráfica producción C-58.....	154
Figura 39: Gráfica producción C-55.....	155
Figura 40: Declinación S-H.....	157
Figura 41: Valor Presente Neto	164
Figura 42: VPN vs Tasa de Interés	166
Figura 43: TIR vs VNA	179
Figura 44: PAY BACK	180
Figura 45: FLUJO DE CAJA.....	181

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Diseño de S.L.A. por bombeo mecánico.	188

RESUMEN

TÍTULO: FACTIBILIDAD DE LA TECNOLOGÍA SLIM HOLE PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS INFILL EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTORES: Edwin Jahir Martínez Báez, Juan David Quiroga Díaz**

PALABRAS CLAVE: Factibilidad, Campo Escuela Colorado, Slim Hole, Perforación Infill, Potencial, SLA, Análisis Financiero.

El Campo Escuela Colorado es un campo maduro, heterogéneo y con poca continuidad lateral, con un empuje por gas en solución débil y pozos activos con bajo potencial de producción y constante precipitación de sólidos orgánicos. Sin embargo, según el proceso geológico de sedimentación y la naturaleza estructural del área, se contempla que aún posee condiciones favorables para extender su productividad gracias a compartimentos y zonas no drenadas; éstas sólo pueden valorarse en la práctica mediante la perforación de nuevos pozos, aspecto complejo a su vez debido a las limitaciones financieras del proyecto.

La perforación tipo Slim Hole ha sido desarrollada precisamente como una alternativa para disminuir los costos de operación en zonas con limitada información y/o productividad.

Este proyecto presenta un estudio de las variables críticas para la perforación de un pozo tipo Slim Hole, al igual que el diseño básico del programa de perforación y completamiento, generando una propuesta de sarta de perforación, revestimientos y diseño base del lodo de perforación involucrando el análisis de criterios bajo los cuales se desarrolla la operación como lo son: cargas, volúmenes e inversión.

Se estima el potencial de producción del pozo a perforar calculando su IPR: mediante la técnica de análisis nodal se realiza la evaluación del sistema para la implementación de un Sistema de Levantamiento Artificial obteniendo el caudal que aportara en condiciones de separador, con el cual se aplica la evaluación financiera en un periodo de 10 años determinando la viabilidad de la inversión.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY OF SLIM HOLE TECHNOLOGY FOR INFILL DRILLING WELLS IN CAMPO ESCUELA COLORADO. *

AUTHORS: Edwin Jahir Martínez Báez, Juan David Quiroga Díaz**

KEYWORDS: Feasibility, Campo Escuela Colorado, Slim Hole, Infill Drilling, Potential, ALS, Financial Analysis.

DESCRIPTION:

Campo Escuela Colorado is a mature, heterogeneous and low lateral continuity reservoir, with weak push of gas solution and active wells with low production potential and constant precipitation of organic solids. However, according to the geological sedimentation process and the structural nature of the area, it is contemplated that still has favorable conditions to extend

their productivity with compartments and undrained areas; these can only be assessed in practice by drilling new wells, complex aspect in turn due to the financial constraints of the project.

Slim Hole Drilling type has been developed specifically as an alternative to reduce operating costs in areas with limited information and / or productivity.

This work presents a study of the critical variables for Slim Hole drilling, as well as the basic design of drilling and completion program, generating a proposed drillstring, coatings and design based drilling mud, involving analysis criteria under which is the operation developed such as: loads, volumes and investment.

Production potential of well is expected calculating its IPR: through the technique of analysis nodal assessment system implementing ALS to obtain the flow rate to produce at conditions separator, in which it is applied financial evaluation in a 10-year period determining the viability of the investment.

.

* Graduation Project

** Physico-chemical engineering faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez.

1. PERFORACIÓN SLIM HOLE PARA APLICAR COMO POZO INFILL

La tecnología Slim Hole es una nueva opción para la exploración de hidrocarburos, especialmente en zonas lejanas, de difícil acceso y con restricciones ambientales. Una buena definición de Slim Hole es un pozo donde el 90% o más de su longitud es perforado con brocas de menos de 7 pulgadas de diámetro.¹

La perforación y el completamiento de nuevos pozos están asociadas a un alto costo. Estos costos suman entre el 30% y 70% de los costos del capital inicial para el desarrollo de campos de gas y aceite. Si el desarrollo de un campo de gas o aceite es continuo en áreas maduras, los costos iniciales y de operación pueden ser reducidos. Afortunadamente, el desarrollo exitoso de la tecnología de perforación Slim Hole ha creado oportunidades para la industria del petróleo para reducir los costos de perforación y completamiento. Un Slim Hole ahorra dinero por el uso de casing de superficie e intermedio más pequeños. Entre más pequeño el diámetro del pozo habrá una mayor mejora en las tasas de penetración, además los costos de cementación y de lodos se reducen, y el impacto ambiental se disminuye significativamente sumándole a esto que el tamaño de la plataforma de perforación podría ser reducido.

La perforación Slim Hole ha sido usada activamente desde inicios de 1920 y fue estudiada en profundidad en los años 50s. Los datos de campo e investigación han mostrado que la perforación vertical de pozos Slim Hole puede ser efectiva en la reducción de costos.

El incremento del uso de la tecnología Slim Hole generó en la industria del petróleo el desarrollo de herramientas especiales para registro, perforación, completamiento

¹ RANDOLPH SCOTT, BOSIO JACQUES, BOYINGTON BILL, Slimhole Drilling, The Story So Far, Oilfield Review, Julio 1991.

y Workover. Las herramientas de registro y perforación especiales incluyen (Scott 1962):

- Herramientas de registro gamma ray, neutrón, y gamma ray-neutrón modificadas para pasar fácilmente dentro del tubo.
- Perforadores jet expandibles y perforadores Steel –Cased recuperables.
- Cañoneo tipo seccionalizado conteniendo un tiro por 4 pulgadas de segmento.

Herramientas especiales de cementación se desarrollaron para su uso en Slim Hole. Esto incluye (Scott 1961 b):

- Zapatos flotantes y zapatos guía.
- Tapón de bombas de fondo tipo cerrojo.
- Equipo de cementación por etapas.
- Zapatos de cementación tipo empacado y cesta.

Con la actividad de exploración trasladándose a zonas remotas, la necesidad de reducir costos se ha vuelto crítica. En el actual ámbito económico, la perforación de pozos Slim Hole se propone como un método para reducir la inversión de capital. La industria del petróleo ha repasado muchas técnicas de Slim hole (entre ellas la usada en la industria minera) para crear ideas para mejorar la perforación Slim Hole y su uso en el futuro.

Esta tecnología es una buena alternativa a la hora de perforar, sin embargo se deben tener en cuenta ciertas características de la tecnología como: costos, fluidos de perforación, impacto ambiental, características del equipo, ventajas y desventajas que justifiquen la viabilidad de un proyecto con equipo Slim Hole.

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1.1 Características

- ✓ Importancia de la velocidad de rotación de las varillas (N (rpm)).
- ✓ Espacio anular reducido (\emptyset anular).
- ✓ Las formaciones sedimentarias (blandas) perforadas.
- ✓ Características del lodo.

VENTAJAS

- **Exploración en áreas remotas.** La tecnología Slim Hole puede ser beneficiosa en la exploración en áreas remotas, donde los riesgos se incrementan. Estas zonas, pueden carecer de la infraestructura o una presencia de la industria establecida, en donde la construcción de carreteras y la logística pueden ser muy costosas. En esta situación, los Slim Hole, pueden ser concebidos como pozos de exploración sin tener en cuenta sus capacidades productivas. También se debe tener en cuenta que el tiempo de transporte del equipo de perforación se reduce considerablemente comparado con las plataformas convencionales.
- ✓ **Reducción de costos.** Los pozos Slim Hole ofrecen un potencial significativo para reducir los costos de perforación. Los pozos Slim Hole reducen los costos entre un 40% a 60 % en exploración y el 25% a 40% para pozos en desarrollo, comparado con los convencionales². Las razones de esta reducción son principalmente:
 - + Menor inversión de capital.

² ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements.* Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

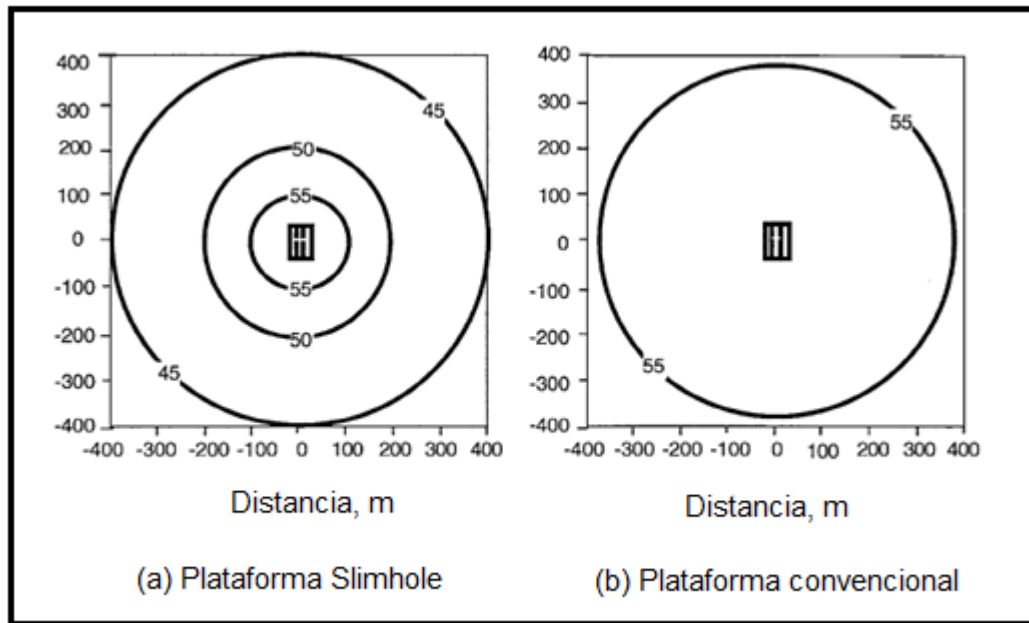
- + Equipos de perforación y Workover son más pequeños.
 - + Locaciones pequeñas.
 - + Reducción en: recortes, brocas, lodos, cemento, combustible y otros costos asociados con el tamaño del hueco.
 - + Reducción en tamaño de casings y costos.
- **Reducción en costos de disposición.** Durante el proceso de perforación se debe disponer de cantidades considerables de recortes, lodo de perforación y fluidos de completamiento. Con el incremento de costos asociados con la disposición de residuos la industria se ha enfocado en la disminución de la generación de dichos residuos. Esto se puede lograr mediante la reducción de diámetro del hueco perforado a menores tamaños de los de un pozo convencional. Si las dimensiones de un Slim Hole es la mitad de un hoyo convencional, el volumen de recortes y lodo sería el 25 % del volumen del convencional. Esto reduciría en gran proporción los costos de disposición. También se reduce significativamente lo concerniente al transporte y a la parte ambiental asociadas con el uso y disposición de recortes, lodo de perforación y fluidos de completamiento³.
 - **Reducción impacto ambiental.** Reducir el impacto ambiental es uno de los mayores retos en la perforación de pozos. La tecnología Slim Hole da la oportunidad de minimizarla tanto en la instalación como en la perforación. Otro aspecto que beneficia la perforación Slim Hole sobre las plataformas convencionales es la reducción de ruido. Esta particular ventaja es de gran utilidad cuando la perforación está cerca a áreas residenciales. En la figura

³ ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements.* Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

1 se muestra un mapa de contorno de ruido típico de una plataforma Slim Hole comparado con uno de una perforación convencional.

Otra ventaja de la tecnología de pozos Slim Hole es la reducción de emisiones, el consumo de combustible y las emisiones de gases a la atmósfera se reducen proporcionalmente.

Figura 1 : Mapas de contorno de ruido de plataforma típica Slimhole (a) y plataforma convencional



Tomado y modificado de: ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements*. Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

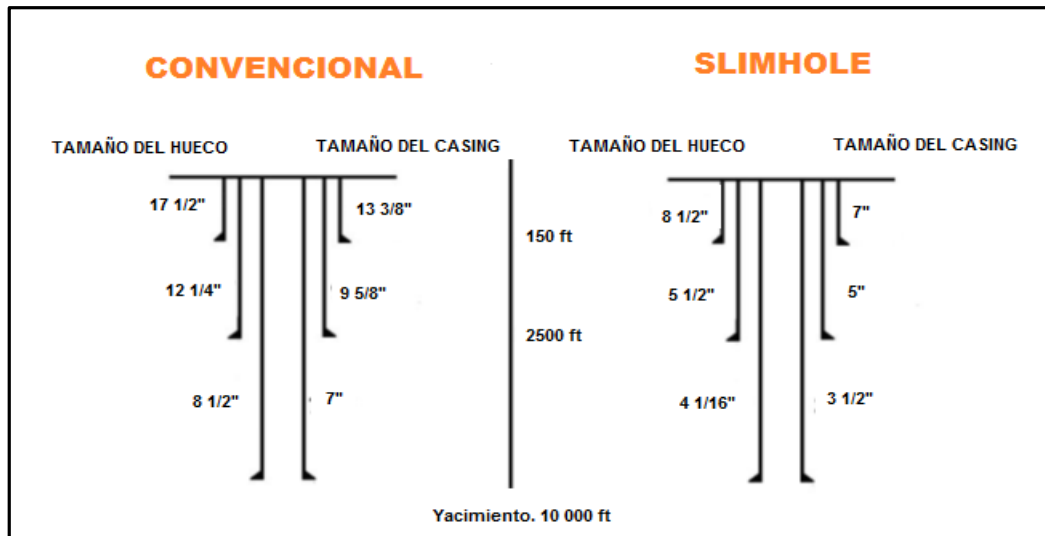
- **Reducción de espacio y equipo.** El reducido equipo de operaciones Slim Hole, lo hace adecuado para sitios que exigen un bajo impacto sobre el medio ambiente, ya que un equipo convencional requiere por lo menos cuatro

veces la superficie de una plataforma de perforación Slim Hole. De igual forma, el peso de la plataforma y la sarta de perforación para los Slim Hole son mucho más livianos que los empleados en perforación convencional. La contaminación del aire también se reduce porque se requiere menos energía para la perforación.

Debido a que el equipo es de menores dimensiones, el control de desechos durante la perforación se hace sin tanque de lodos (piscina de reserva). Así mismo, el tratamiento físico y químico del lodo lo maneja el personal del equipo de trabajo. Todos los materiales de desecho se recogen y se almacenan en contenedores, esto minimiza enormemente el impacto ambiental. Este sistema produce considerablemente menos desechos comparado con la perforación convencional.

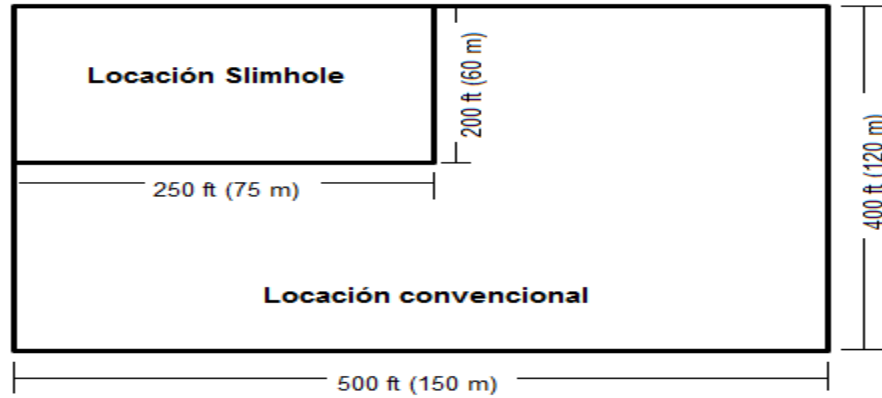
Las figuras 2 y 3 muestran una comparación entre la perforación convencional y la Slimhole en lo que compete a tamaños de casing y espacio utilizado en superficie. Mientras que en la tabla 1 se realiza la comparación de algunas de las características mencionadas teniendo en cuenta valores típicos.

Figura 2 : Comparación tamaño del hueco y casing entre SlimHole y Convencional



Tomado y modificado de: ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements.* Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

Figura 3: Comparación espacio usado en plataforma convencional y SlimHole.



- Diámetro del hueco reducido en un 50%.
- Consumo de lodo reducido en un 75%.
- Recortes reducidos en un 75%.
- Locación de pozo reducida en un 75%.
- Recorte de costos generales de 40% a 60%.

➤ **Tomado y modificado de:** ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements.* Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

Tabla 1 Comparación de plataformas típicas. Con capacidad de perforación de 5000 pies.

Tipo de plataforma	Convencional	Slimhole
Diámetro del hueco- in	8 1/2	3 a 6
Peso de la sarta- ton	40	5 a 7
Peso de la plataforma- ton	65	12
Área en el sitio de perforación -%	100	25
Energía instalada- kW	350	75 a 100
Energía de la bomba de lodo- kW	300	45 a 90
Capacidad tanque de lodo -bbl	470	30
Volumen del hueco- bbl/1000 ft	60	6 a 12

Tomado y modificado de: ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements.* Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

1.2 LIMITACIONES

La tecnología de perforación de pozos Slim Hole puede reducir los costos de la perforación y completamiento de manera significativa. Sin embargo, este ahorro es nivelado por el aumento de las fallas mecánicas, la reducción de la longitud lateral del hueco y falta de control direccional.

Los factores que afectan las operaciones y la economía en la perforación de pozos Slim Hole son los siguientes:

- Una de las desventajas es la falla del drillstring, asociado con el uso de las tuberías de diámetro pequeño. El reducido tamaño de la tubería de perforación de pozos Slim Hole hace que el drillstring sea más débil mecánicamente comparada con su equivalente convencional. Por ejemplo, cuando se cambia la tubería de perforación de 5-1/2 pulgadas a 3-1/2 pulgadas, la capacidad de transmitir torque se reduce en un factor de cinco. Por lo tanto, la fuerza de la sarta de perforación de diámetro más pequeño es siempre una preocupación, especialmente en la operación donde hay un torque elevado. Además la velocidad de la broca se debe elevar con el fin de mantener el poder. Se requieren altas velocidades de rotación para mantener la velocidad cortante lineal así como el diámetro de la broca es reducido.
- La junta de perforación es otro problema de la perforación Slim Hole. Ya que es un tubo de pequeño diámetro y de poco espesor, la junta es inherentemente débil y tiene la tendencia a desenroscarse y descolgarse, particularmente en pozos profundos. Es necesario diseñar y desarrollar sarta de perforación con alto torque y tubería de perforación (drill pipe) premium para reducir la tendencia a fallar.
- La detección de una patada es un problema difícil de detectar para la perforación SlimHole porque si el bache de gas entra al anular del SlimHole ocupara un mayor espacio que en pozos convencionales. Esto puede

resultar en máxima presión admisible más rápido que en un pozo convencional. Se hace necesaria la detección temprana, es necesario detectar una patada con 1 bbl para estar seguro de mantener un control seguro del SlimHole. También a diferencia de un drillstring en pozo convencional, las pérdidas por fricción en SlimHole son muy sensibles a la velocidad de rotación de la tubería.

La presión medida en el standpipe podría estar afectada por otros cambios operacionales como lo es la tasa de bombeo, movimiento del tubo y corazonamiento. La causa de un incremento en la tasa de flujo de retorno del lodo es más difícil de identificar cuando los efectos de más de una de estas operaciones ocurren simultáneamente⁴. Todos estos factores hacen la detección de una patada más difícil.

- Otra desventaja es la disminución de las tasas de penetración, sobre todo con brocas cónicas. Las tasas de penetración llegan a ser óptimas cuando el tamaño del hueco oscila entre 11-1/4 pulgadas a 6-1/2 pulgadas. Cuando se utilizan brocas cónicas, las tasas de penetración tienden a disminuir a medida que se reduce el tamaño del hueco por debajo de 12-1/4 pulgadas. La disminución en la tasa de penetración puede contrarrestar los ahorros obtenidos de la perforación de pozos Slim Hole. La profundidad es un factor clave limitante cuando es considerado un diseño de pozos Slim Hole y sobre todo en la exploración.
- Comparada con las brocas cónicas, las brocas de diamante tienen la ventaja de que no poseen partes rodantes, las cuales requieren fuerza. Esto es importante especialmente en tamaños de hueco reducido, donde el espacio es limitado. Las brocas de diamante se desenvuelven mejor en formaciones

⁴ Shields and Taylor 1992

no consolidadas, especialmente en el fondo de un pozo profundo donde el costo de la maniobra es alto y el tamaño del hueco se reduce.

- La integridad del pozo y la inestabilidad son otras preocupaciones para la perforación de pozos Slim Hole. Debido al pequeño espacio anular entre la sarta de perforación y el pozo, la pérdida de presión es mayor que en una perforación convencional. Esta pérdida de presión adicional reduce la capacidad de controlar las pérdidas de circulación y elevadas presiones de poro. Un sistema de lodos especial es necesario para incrementar la capacidad de suspensión y reducir la fuerza de fricción. Además, el potencial de atascamiento de tubería se incrementa en un SlimHole.
- ✓ **Reología:** Recientes avances en la tecnología Slim Hole incluyen el desarrollo de fluidos de perforación con características especiales debido al importante efecto del espacio anular reducido sobre las pérdidas de presión. Mientras en pozos convencionales un 90% de las pérdidas de presión ocurren entre la tubería de perforación y las boquillas de la broca, en los pozos tipo Slim Hole hasta el 90% de las pérdidas de presión se producen en el anular, esto implica que la densidad del fluido de perforación, material pesante (sólidos) que se utiliza, la viscosidad y las tasas de flujo deban ser consideradas cuidadosamente cuando se perforan este tipo de pozos.⁵

En general, fluidos con bajo contenido de sólidos son utilizados para evitar el recubrimiento del interior de la sarta, y los fluidos deben tener una baja viscosidad para evitar una densidad equivalente de circulación (ECD) excesivamente alta. Varios tipos de fluidos sintéticos se han desarrollado en la industria pero lamentablemente las mejoras no compensan el precio de los mismos, ya que

⁵ Pedersen J.N, 1959, Relating Slim-Hole Drilling Performance to South Louisiana Drilling Problems.SPE 1247-G.

aumentan significativamente el costo de la operación lo que está en total desacuerdo con el objetivo de los pozos Slim Hole. Por ello se hace preferible la utilización de fluidos base agua teniendo como principales beneficios:⁶

- La economía que representa utilizar fluidos base agua.
 - La fácil detección de una patada de pozo debido a la inmiscibilidad que representa el agua y los hidrocarburos.
 - Consideraciones ambientales como disposición de fluidos.
- ✓ **Hidráulica:** Controlar la hidráulica del pozo ha sido siempre un inconveniente para la aceptación de la perforación Slim Hole. Muy temprano durante el desarrollo de la práctica los efectos sobre la hidráulica se hicieron notorios tanto en observaciones de campo como en estudios de laboratorio.

Las principales diferencias son determinadas por tres características especiales:

- *El mínimo espacio anular*, factor que afecta las velocidades de flujo y por lo tanto el régimen de flujo.
- *La rotación*, ésta característica está presente siempre pero en este caso es de gran impacto debido a la influencia de la trayectoria neta del fluido.
- *Excentricidad*, al igual que la rotación siempre está presente, sólo que al disminuir el espacio anular se vuelven importantes sus efectos.

En la **tabla 2** se muestra los valores de pérdidas de presión en el anular para un caso de la literatura donde éstas son de un 40% de la presión total, lo que demuestra la diferencia con un pozo convencional. Donde rara vez las pérdidas exceden el 15%.

⁶ Delwiche R.A & Stratabit D.B., 1992, Slimhole Drilling Hydraulics. SPE 24596

Tabla 2: Razón de las pérdidas de presión en el anular y tubería.

Razón de pérdidas de presión en el anular y tubería para pozo de 6 " de hueco y 3,5" de tubería					
Profundidad de pozo (ft)	Caudal (GPM)	Velocidad de rotación (RPM)	ΔP_{tub} (PSI)	ΔP_{anular} (PSI)	$\Delta P_{anular}/\Delta P_{tub}$ (%)
993	16.8	170	62.3	15.8	15.36
		240	62.3	21.33	34.24
1350	16.8	170	76.93	19.71	25.62
		240	76.93	27.59	35.87
1724		170	92.26	25.15	27.26
		240	92.26	36.47	39.53

Fuente: Modificado de Bai Y. Gao Z., Su Y., Wang H & Zhang F., 2000 Experimental Study of Slimhole Annular Pressure Loss and Its Field Applications SPE/IADC 59265.

- ✓ **Efectos del Espacio Anular Reducido:** Como lo señala su nombre (Slim Hole), este tipo de pozos poseen espacios anulares muy cerrados, condición que dificulta el flujo del lodo de perforación por el mismo, generando así problemas de limpieza de hueco, pega de tubería, dificultad para mantener el régimen laminar en el hueco, derrumbe en el hueco en flujo turbulento, entre otros efectos negativos.

- ✓ **Efectos de la rotación:** Debido a que la rotación genera un incremento en la distancia neta recorrida por el lodo, parece lógico que también cause un aumento neto de las pérdidas por fricción. En un intento por determinar cuantitativamente su influencia se definen los siguientes parámetros de flujo:
 - Número de Reynolds (Re): el cual se encarga de cuantificar el efecto de la velocidad axial sobre el régimen de flujo.

$$R_e = \frac{77.42v_s d_h}{\nu} \quad \text{Ec. 1}$$

- Número de Taylor (Ta): pretende medir el efecto generado por la velocidad tangencial a la tubería en el régimen de flujo.

$$T_a = \frac{0.0462\Omega^2 R^4}{\nu^2} \quad \text{Ec. 2}$$

Dónde:

d_h = Diámetro del hueco o revestimiento, (in).

ν = Viscosidad cinemática, (Stokes).

Ω = Velocidad angular (rpm).

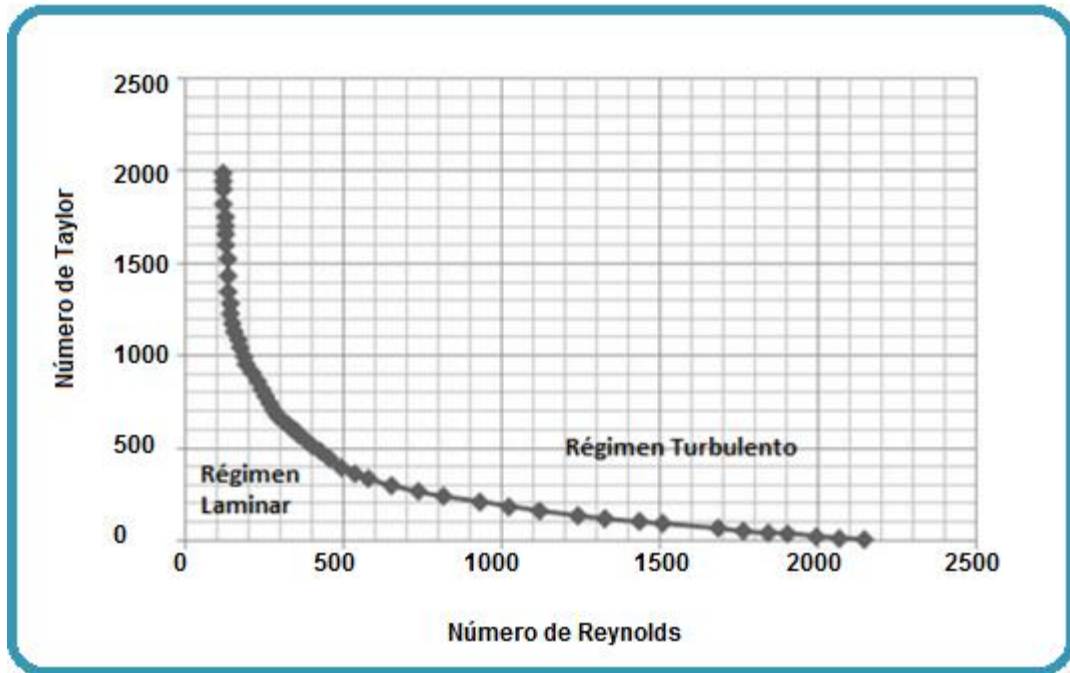
v_s = Velocidad del fluido (ft/s).

R = Radio del eje de rotación a la partícula (in).

La **figura 4** representa una relación para la determinación del régimen de flujo, para altos valores de Reynolds y bajos valores de Taylor el flujo es laminar y para bajos valores de ambos números adimensionales también es laminar, mientras que para altos valores en ambos números el flujo es netamente turbulento.

Desafortunadamente no existe un modelo estándar que combine efectos no-newtonianos, de rotación y turbulencia. Algunos autores en un intento por suplir éste requerimiento han generado modelos que plantean cumplir con estas condiciones, desafortunadamente son modelos con un alto grado de complejidad numérica.

Figura 4: Determinación del régimen de flujo en anulares Slim Hole



Fuente: modificado de Bai Y. Gao Z., Su Y., Wang H & Zhang F., 2000 Experimental Study of Slimhole Annular Pressure Loss and Its Field Applications SPE/IADC 59265.

- ✓ **Efectos de la Excentricidad:** La excentricidad se define como el grado de desviación entre el eje de rotación y el eje de simetría (figura 5). Este factor es de gran impacto en geometrías Slim Hole ya que es responsable en algunos casos de una alteración de hasta un 40% de las pérdidas de presión calculadas, hecho que podría provocar en algunos casos un control inadecuado del pozo.

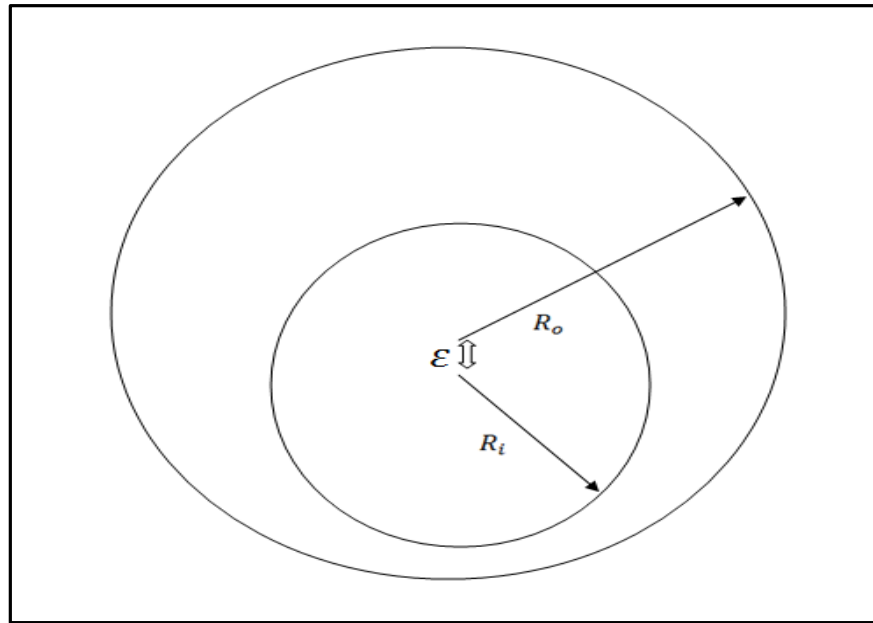
Para tener en cuenta este parámetro sobre las pérdidas de presión se desarrolló un modelo empírico que permite la cuantificación del mismo. El modelo se basa en la relación de las pérdidas de presión con excentricidad a las pérdidas de presión sin excentricidad en función del régimen de flujo y es expresada como sigue:

$$R_{lam} = 1 - 0.072 \frac{e}{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.8454} - \frac{3}{2} e^2 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.1852} + 0.96 e^3 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.2527} \quad \text{Ec. 3}$$

$$R_{turb} = 1 - 0.048 \frac{e}{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.8454} - \frac{2}{3} e^2 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.1852} + 0.285 e^3 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h}\right)^{0.2527} \quad \text{Ec. 4}$$

$$e = \frac{\varepsilon}{R_o - R_i} \quad \text{Ec. 5}$$

Figura 5: Excentricidad



Fuente: Aas B., Hansen S., Merlo E., Rommetveit R. & Sterri N., 1999. A New Hydraulics Model for Slimhole Drilling Applications SPE/IADC 57579

Dónde:

d_h = Diámetro del hueco o revestimiento, (in).

d_p = Diámetro de la tubería, (in).

e = Excentricidad, (adimensional).

n = Índice de flujo, (adimensional).

R_i = Radio de la tubería de perforación, (in).

R_{lam} = Relación de pérdidas de presión con/sin excentricidad en régimen laminar, (adimensional).

R_o = Radio del hueco o revestimiento, (in).

R_{turb} = Relación de pérdidas de presión con/sin excentricidad en régimen turbulento, (adimensional).

1.3 HIDRÁULICA

Características de la perforación Slimhole

- ✓ Importancia de la velocidad de rotación de las varillas (N(rpm)).
- ✓ Muy estrecho el espacio anular (\emptyset anular).
- ✓ Las formaciones sedimentarias (blandas) perforadas.
- ✓ Características del lodo.

Estas 4 características principales hacen absolutamente esencial el estudio de la hidráulica de perforación a partir de las ecuaciones básicas de mecánica de fluidos.

1.3.1 Requerimientos principales: Parámetros de perforación tales como dimensiones del anular, las características del lodo de perforación y la tasa de flujo del lodo deben ser escogidas con el fin de asegurar:

- a) Un suficiente arrastre de recortes a través del anular
 - el perfil de velocidades del lodo en el anular tan uniforme como sea posible
 - Velocidad media anular mayor que la velocidad de sedimentación de los recortes
- b) La estabilidad del Wellbore
 - Gradiente de velocidad pequeño para minimizar el esfuerzo cortante cercano a la pared del hueco.

---- Presión en el anular menor que la presión de fractura de la formación.

---- No reacción química entre los fluidos de perforación y la formación.

c) Desempeños óptimos de la broca

---- Mínima tasa de flujo de lodo para enfriarla.

---- Mínima tasa de flujo de lodo para evitar obstrucción en la broca.

d) Un minimizado consumo de energía de lodo

---- Adecuada selección de las características del lodo

---- Tasa de flujo del lodo ajustada.

Estas condiciones deben ser respetadas simultáneamente para una perforación SlimHole exitosa. Esto es posible con las dimensiones adecuadas del anular, (reología, viscosidad, química) características de los lodos, y ajuste de tasa de flujo.

1.3.2 Implicaciones sobre los parámetros hidráulicos

a) Para mantener el perfil de velocidad anular del lodo tan uniforme como sea posible (para asegurar el arrastre correcto de los recortes y para evitar balling up)

Los perfiles de velocidad dependen del régimen de flujo en el anular:

- Si es turbulento, las velocidades son constantes pero dos distintas dificultades aparecen: tasa de corte (velocidades de deslizamiento) y por lo tanto el esfuerzo de corte cercano a la pared del borehole es demasiado grande (peligroso para la estabilidad del pozo en formaciones blandas perforadas), y las pérdidas de presión de circulación son importantes (proporcional al cuadrado de la tasa de flujo ($ie\%q^2$), y por lo tanto la presión anular. Entonces, es mejor evitarlo.

- Si es laminar, los perfiles de velocidad dependen de la reología del lodo.

Los 3 modelos reológicos para estudiar el comportamiento de varios tipos de lodo son **Newtoniano, Binghamian y Oswaldian**. Una amplia zona de velocidades constantes es posible de alcanzar (figura 6) con un importante valor de cedencia si es lodo **Binghamian (YP>>)**, o con bajo índice reológico si es un lodo **Oswaldian (n<<)**.

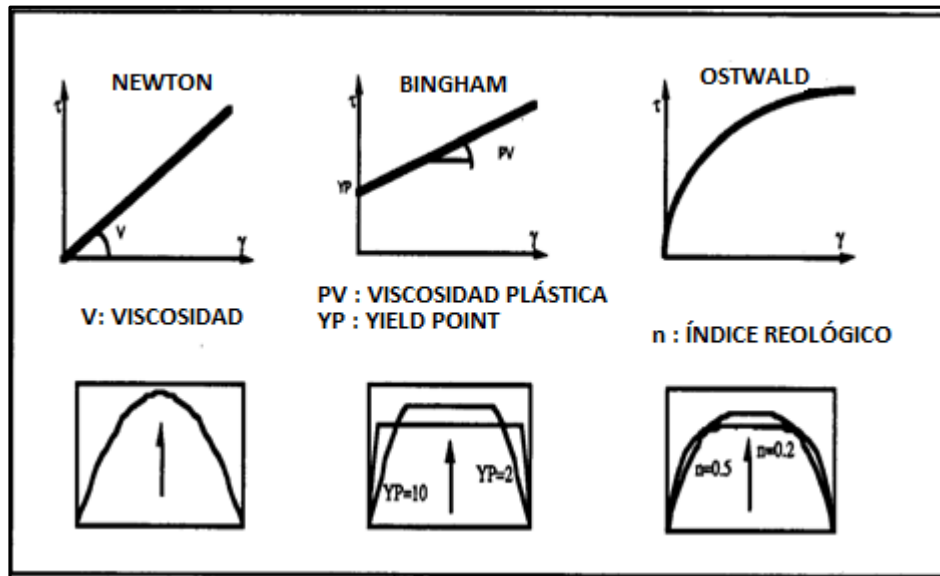
b) Para obtener velocidad anular mayor que la velocidad de sedimentación de los recortes.

Con el fin de asegurar un suficiente efecto de arrastre de recortes (para eliminar el baling up o tener pega de tuberías), es necesario mantener a lo largo de todo el anular una velocidad del lodo mayor que la velocidad de sedimentación de los recortes. Esta es una primera aproximación asumiendo que todas las fuerzas actuando en los recortes están en la misma dirección. Pero en un pequeño espacio anular, si la velocidad de rotación de la tubería es alta, recortes y partículas de lodo siguen una trayectoria helicoidal, entonces las fuerzas de arrastre y los efectos de gravedad ya no son paralelos.

La velocidad de sedimentación de los recortes depende de la densidad de los recortes, forma de los recortes, dimensiones, densidad del lodo, viscosidad y características reológicas. (Figura 7). Estos parámetros están influenciados por la formación perforada y por la broca usada, también por la velocidad de rotación de la sarta.

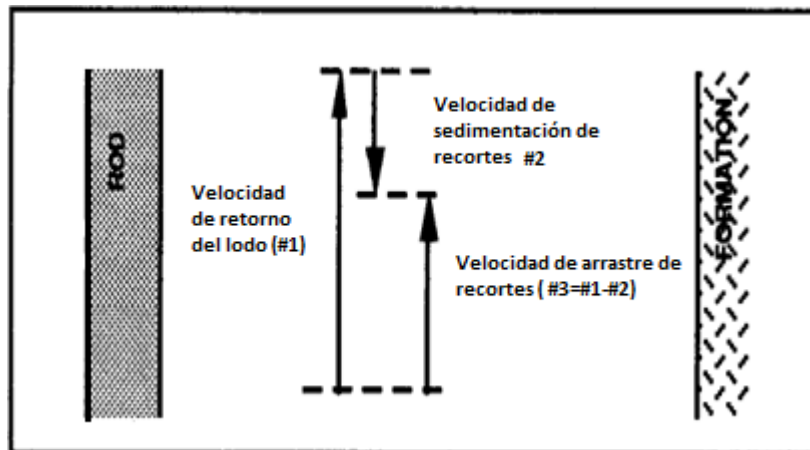
Es en general recomendado tener una velocidad del lodo alrededor de 0.5 m/s. (1.64 ft/s)

Figura 6: Comparación entre los modelos Newtoniano, Binghamian y Oswaldiano acerca de las relaciones geológicas y perfiles de velocidad en régimen laminar.



Fuente: DELWICHE R.A, STRATABIT DB. Slimhole Drilling Hydraulics. Washington, October 1992

Figura 7: Velocidades y fuerzas actuando en los recortes



Tomado y modificado de: DELWICHE R.A, STRATABIT DB. Slimhole Drilling Hydraulics. Washington, October 1992

- c) Para minimizar el esfuerzo cortante cercano a la pared del borehole manteniendo un pequeño gradiente de velocidad.**

El esfuerzo cortante cercano a la pared del borehole puede erosionar este, y causar derrumbe. Este fenómeno es muy peligroso porque en este caso, la rotación de la sarta ya no está soportada por la pared y se puede romper. Esto ampliamente depende del gradiente de velocidad, función de la curva de velocidades anulares del lodo. Es recomendado mantener un flujo laminar dentro del anular en formaciones blandas ya que induce bajos gradientes de velocidad y esto a su vez bajos esfuerzos cortantes.

- d) Para obtener una presión en el anular menor que la presión de fractura de la formación**

Otra forma de derrumbe de formación es obtener una presión anular mayor que la presión de fractura de la formación. La presión en el anular está compuesta por la presión estática (función de la densidad del lodo y la profundidad), y la presión dinámica (función de las pérdidas de circulación

(dependiendo de las características del lodo, dimensiones del anular, profundidad, y tasa de flujo de lodo)).

Una adecuada selección de la densidad del lodo y características reológicas y una tasa de lodo ajustada (mínima) puede evitar este problema de filtración.

e) Para asegurar desempeño óptimo de la broca

Con el fin de evitar cualquier obstrucción al fondo del pozo, es importante que la tasa de flujo del lodo sea suficiente para arrastrar todos los recortes perforados. La descarga de recortes depende de la tasa de penetración (rop) y del área de la sección transversal perforada (Ω).

La capacidad del lodo para arrastrar recortes puede ser definida como una función del radio de descarga de los recortes perforados y de la tasa de flujo del lodo ($x\%$). Dependiendo del tipo de formación perforada, de la broca usada, y de la reología del lodo; máximos radios pueden ser definidos ($x\%$). Entonces se puede encontrar la tasa de flujo mínima de lodo con el fin de asegurar suficiente efecto de arrastre el cual puede ser expresado como:

$$q(\text{tasa de flujo del lodo}) > rop \cdot \Omega / x\%$$

f) Para minimizar las pérdidas por circulación

Es importante minimizar las pérdidas de presión por circulación, con el fin de minimizar el consumo de energía para mantener la presión del anular menor que la presión de fractura de la formación.

Las pérdidas de presión por circulación pueden ser calculadas como:

$$DP = \rho(fL / \phi_{anular}) * (v^2 / 2) * \Delta L * \psi \quad \text{Ec. 6}$$

Dónde:

ρ : densidad del lodo

f : factor de fricción del fluido (dependiendo de la reología del lodo, dimensiones del anular, y régimen de flujo)

L : longitud

$\varnothing_{\text{anular}}$: diámetro hidráulico

v : Velocidad promedio anular

ΔL : Coeficiente couette (teniendo en cuenta la trayectoria helicoidal del fluido)

ψ : Coeficiente creciente (teniendo en cuenta la excentricidad de la sarta en el pozo)

Para un espacio anular pequeño esperado, lo más importante es la reología del lodo. Este aspecto influencia profundamente las pérdidas de circulación. Un alto YP (en régimen laminar) incrementa fuertemente las pérdidas si el espacio anular es pequeño. Este ratio “YP/ $\varnothing_{\text{anular}}$ ” es un parámetro importante acerca de pérdidas de circulación y puede explicar diferencias principales observadas entre perforación SlimHole y convencional.

Es posible definir la dimensión anular optimizada para evitar demasiadas pérdidas de presión importantes, para una máxima tasa de flujo dada (para un rop económico, por ejemplo). Siguiendo una camino lógico, es posible diseñar barriles de corazonamiento, sarta y brocas con estas consideraciones “hidráulicas” de dimensionamiento, combinados con requerimientos geológicos, y leyes de esfuerzo mecánico.

1.3.3 Modelamiento del lodo: En perforación convencional, los lodos son modelados con modelos reológicos clásicos como el de Bingham u Oswald. La relación entre tasa cortante y esfuerzo cortante es usualmente deducido con un reómetro estándar (Fann). El uso en perforación convencional es para definir el modelo del lodo con únicamente dos puntos de la relación reológica. Estos puntos son correspondientes a las tasas más altas. Esta aproximación puede ser justificada en el caso de la perforación convencional. Pero en perforación SlimHole, una mayor precisión del modelo de lodos es requerida,

principalmente para cubrir las tasas pequeñas de corte en una mejor manera. Con el fin de tener una mayor correlación, un modelo reológico de lodo más complejo que el de Bingham u Oswald se ha de definir. Este modelo está definido por 3 parámetros (τ_0, k y n), en vez de dos como en los modelos clásicos. La relación entre la tasa de corte notado como “ $\dot{\gamma}$ ” y el esfuerzo de corte notado “ τ ” puede ser expresado como;

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \quad \text{Ec. 7}$$

En perforación convencional donde el espacio anular es bastante grande, un modelado aproximado no influencia profundamente las pérdidas en el anular. Pero en la perforación SlimHole, debido al poco espaciado usado, la estimación de la presión dinámica en el anular es muy sensible a la selección del modelo del lodo, y un pequeño espaciado anular.

La presión en el anular como ya se había mencionado, es un factor muy importante a ser estimado con precisión en relación con la estabilidad del wellbore. Esta presión anular (AP) es la suma de las componentes hidrostáticas y dinámicas. El uso en la perforación para expresar esta presión anular se hace por la densidad equivalente de circulación ECD como sigue, donde “ g ”= 9.81 m/s^2 y “ Z ” es la profundidad:

$$AP(\text{bars}) = P_{\text{static}} + P_{\text{dyn}} = ECD \cdot g \cdot Z \quad \text{Ec. 8}$$

1.3.4 Efecto Couette: Una diferencia importante entre la perforación convencional y la SlimHole consiste en la velocidad de rotación de la sarta. Esta característica relacionada con el espesor del anular influencia la trayectoria de los recortes y las partículas de lodo.

Para el efecto viscoso llamado “Efecto Couette”, la sarta rotatoria fuerza al lodo a estar en rotación. En consecuencia, la trayectoria de los recortes y las partículas de lodo se hace helicoidal y ya no recto. Este efecto, el cual es

pequeño en configuraciones convencionales, influencia la presión anular por el incremento de la longitud del recorrido del lodo y de la trayectoria de los recortes ya que, si las fuerzas de gravedad y de boyanza actúan en los recortes, permanecen verticales, la fuerza de arrastre (tangente a la trayectoria del lodo) es inclinada.

El incremento de longitud de trayectoria está caracterizado por el coeficiente “ ΔL ”, el cual es el radio entre longitudes de trayectoria helicoidal y la trayectoria recta. Debido a la complejidad del modelo reológico del lodo, el coeficiente “ ΔL ” es estimado de la computación de las velocidades resultantes de las velocidades tangencial y axial.

1.3.5 Efecto Crescent: Otro efecto específico concerniente a la hidráulica perforación SlimHole es el efecto “Crescent”. Dentro del hoyo, la sarta rotatoria no se mantiene concéntrica. En perforación convencional, la sarta es pequeña comparada con el diámetro del hueco y la posición de la sarta no influencia en las pérdidas en el anular. Pero, en configuraciones SlimHole, las relaciones entre los diámetros de hueco y sarta pueden ser cercanas a 1. Para tales relaciones como se usan en SlimHole (mayores a 0.75), la posición excéntrica de la sarta dentro del hoyo influencia el flujo anular y las pérdidas. La mayoría de sargas son excéntricas, más disminución en pérdidas anulares. Este efecto se tiene en cuenta por el coeficiente ψ , definido como la relación entre las pérdidas con sarta excéntrica sobre pérdidas con sarta concéntrica.

Este efecto “Crescent” depende de las características del lodo, la relación entre los diámetros del hoyo y sarta, y la excentricidad de la sarta.

1.4 PERFORACIÓN INFILL

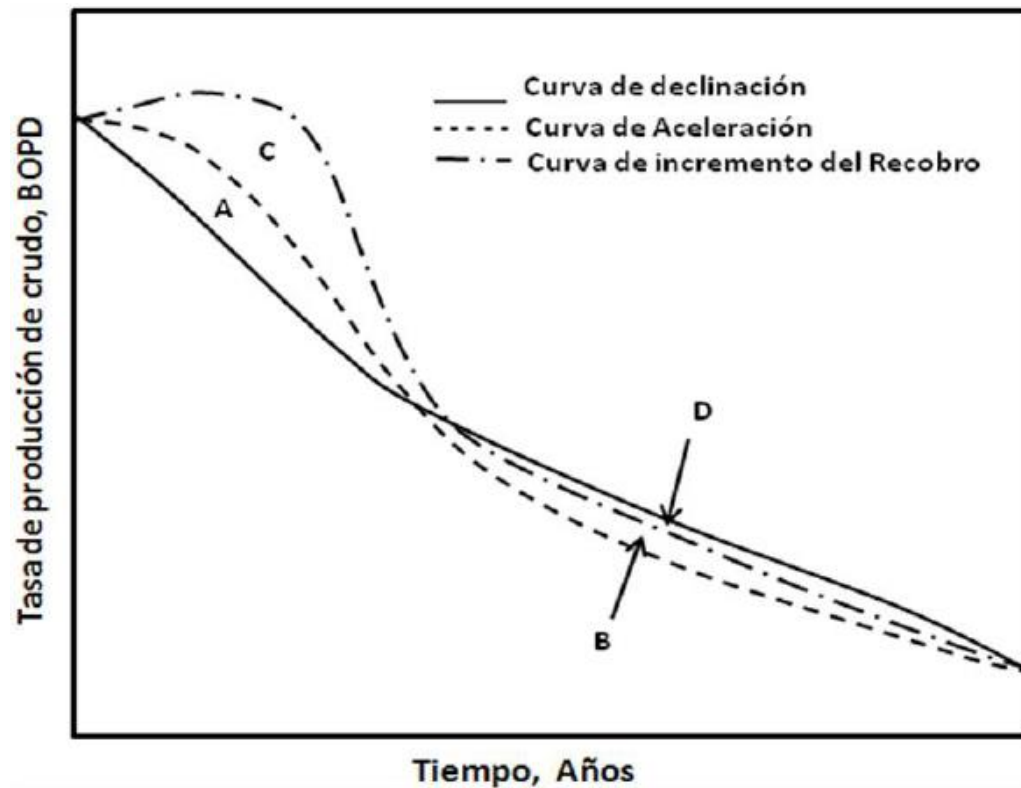
La perforación infill es la perforación adicional de pozos productores y/o inyectores después del desarrollo primario y/o secundario de un campo mejorando la

continuidad lateral entre las zonas productoras como consecuencia en la reducción del espaciamiento entre pozos y obteniéndose también un aumento en las eficiencias areal y vertical del yacimiento. La perforación infill podría esencialmente resultar en la aceleración de la producción en un yacimiento homogéneo ideal pero no incrementar el recobro. Sin embargo, el recobro adicional puede ser obtenido en yacimientos heterogéneos que carecen de continuidad, pudiéndose encontrar zonas aún sin drenar aumentando las reservas.

La **figura 8** muestra una gráfica de tasa de aceite producido vs tiempo de curva de declinación antes de la perforación infill (caso base), curvas de aceleración y de recobro incremental. En el caso de aceleración, el área bajo la curva de aceleración es igual al área bajo la curva de declinación. Además, las áreas A y B entre las curvas de aceleración y declinación son iguales. En el caso del recobro incremental, el área bajo la curva de recobro incremental es mayor que el área bajo la curva de declinación. También, el área C entre el recobro incremental y las curvas de declinación es mayor que el área D entre el recobro incremental y las curvas de declinación.

La discontinuidad y la heterogeneidad entre los estratos cercanos a la zona de interés disminuyen el potencial productivo que pueda tener el yacimiento, siendo la perforación infill el atenuante por excelencia. Muestra de ello lo son el campo Raja, ubicado al sur de Sumatra en el cual se perforaron 6 nuevos pozos infill que mejoraron inmediatamente la continuidad lateral aumentando la producción de 300 a 3500 BOPD y la unidad de North Riley en 1984, en la que se perforaron 91 pozos infill, aumentándose la producción en más del 70%.

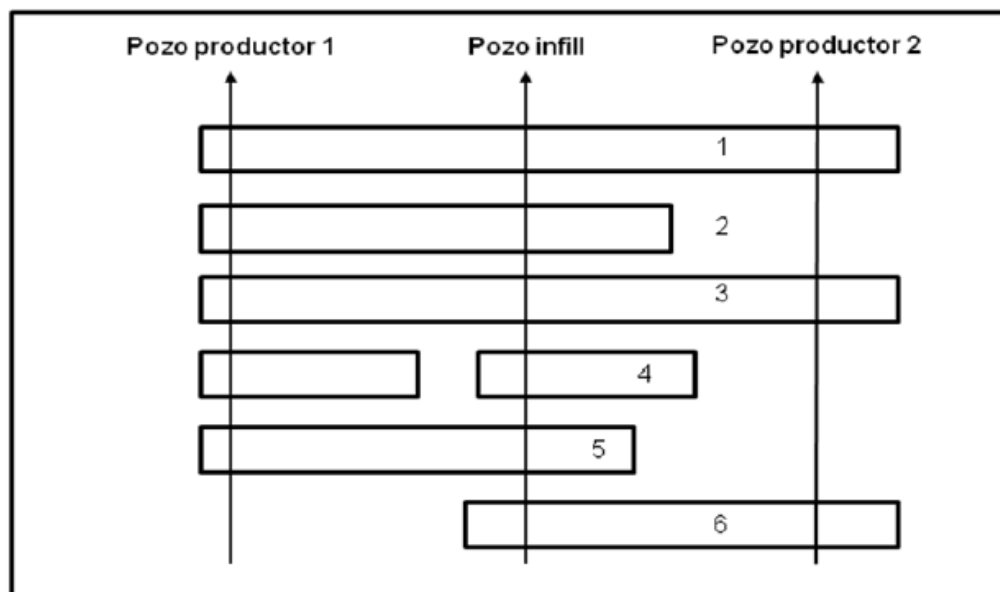
Figura 8: Producción de aceite vs. Tiempo



Fuente: "Integrated Waterflood Asset Management". Ganesh C. Thakur, Absus Sarder .Tulsa Oklahoma. PennWell, 1998.

La **figura 9** muestra un esquema de yacimientos con capas discontinuas con inyectores y productores. La conectividad de la capa y el recobro potencial de inyección de agua son dados en la tabla. Hablando idealmente de recobro óptimo, los inyectores y productores necesitan penetrar toda la zona de interés de aceite lo cual requiere espaciamiento cercano.

Figura 9: Sección estructural.



Fuente: “Integrated Waterflood Asset Management”. Ganesh C. Thakur, Absus Sarder .Tulsa Oklahoma. PennWell, 1998.

Tabla 3: Descripción sección estructural

Capa	Conectividad	Recobro de inyección de agua
1 y 3	Pozo inyector con ambos productores	De los dos productores
2	Pozo inyector con el productor 1	Sólo del productor 1
4	Ninguno	Ninguno
5	Pozo inyector con el productor 1	Sólo del productor 1
6	Pozo inyector con el productor 2	Sólo del productor 2

Fuente: Modificado de “Integrated Waterflood Asset Management”. Ganesh C. Thakur, Absus Sarder .Tulsa Oklahoma. PennWell, 1998. Modificada por los autores.

La heterogeneidad del yacimiento y la discontinuidad de las capas o la conectividad pueden ser controladas mediante la Perforación Infill, afectando el espaciamiento del pozo. La Perforación Infill reduce el espaciamiento de los pozos mejorando la conectividad del pozo y la inyección/producción.

1.4.1 Selección proyecto pozo Infill:

Varios factores podrían ser considerados en la selección de un proyecto infill, como sigue:

- ✓ Rendimiento producción /inyección.
- ✓ Descripción del yacimiento.
- ✓ Diseño proyecto perforación infill.
- ✓ Evaluación económica.

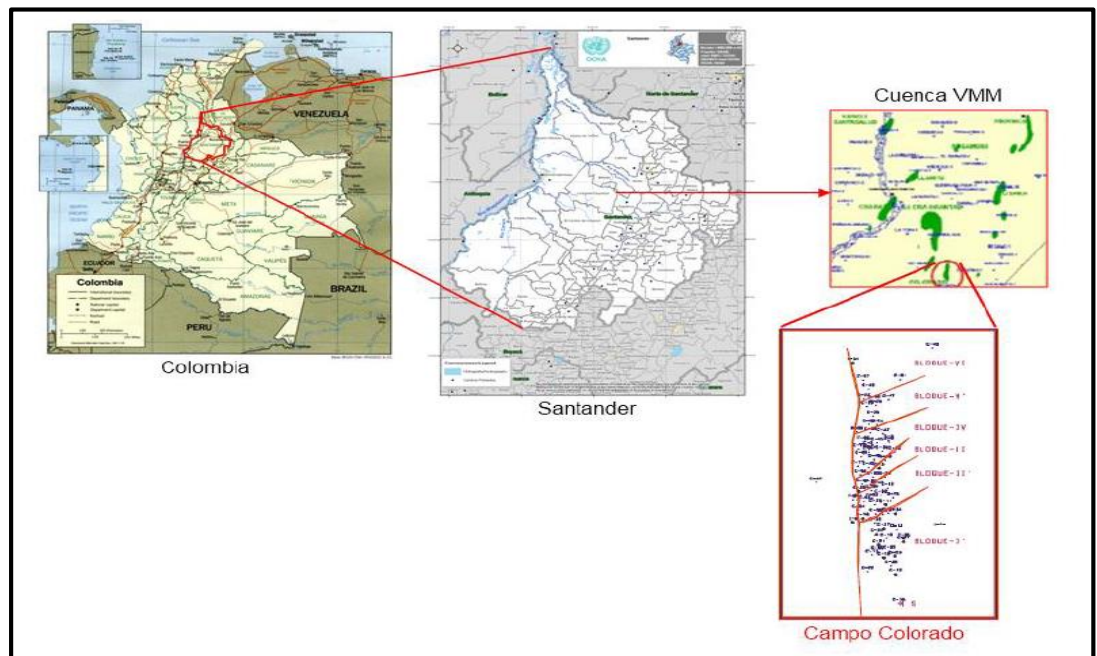
Un modelo integrado de yacimientos requiere de amplios conocimientos en geología, geofísica, propiedades de la roca-fluido, flujo de fluidos y métodos de recobro, perforación y completamiento de pozos, así como también conocer el historial de producción. El adecuado manejo de la información del yacimiento es fundamental para el diseño de la perforación infill en un campo maduro.

2. CAMPO ESCUELA COLORADO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

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 – 1'040500 Este y Y= 1'238.000- 1'247.500 Norte con origen en Bogotá.

Figura 10: Localización del Campo Escuela Colorado



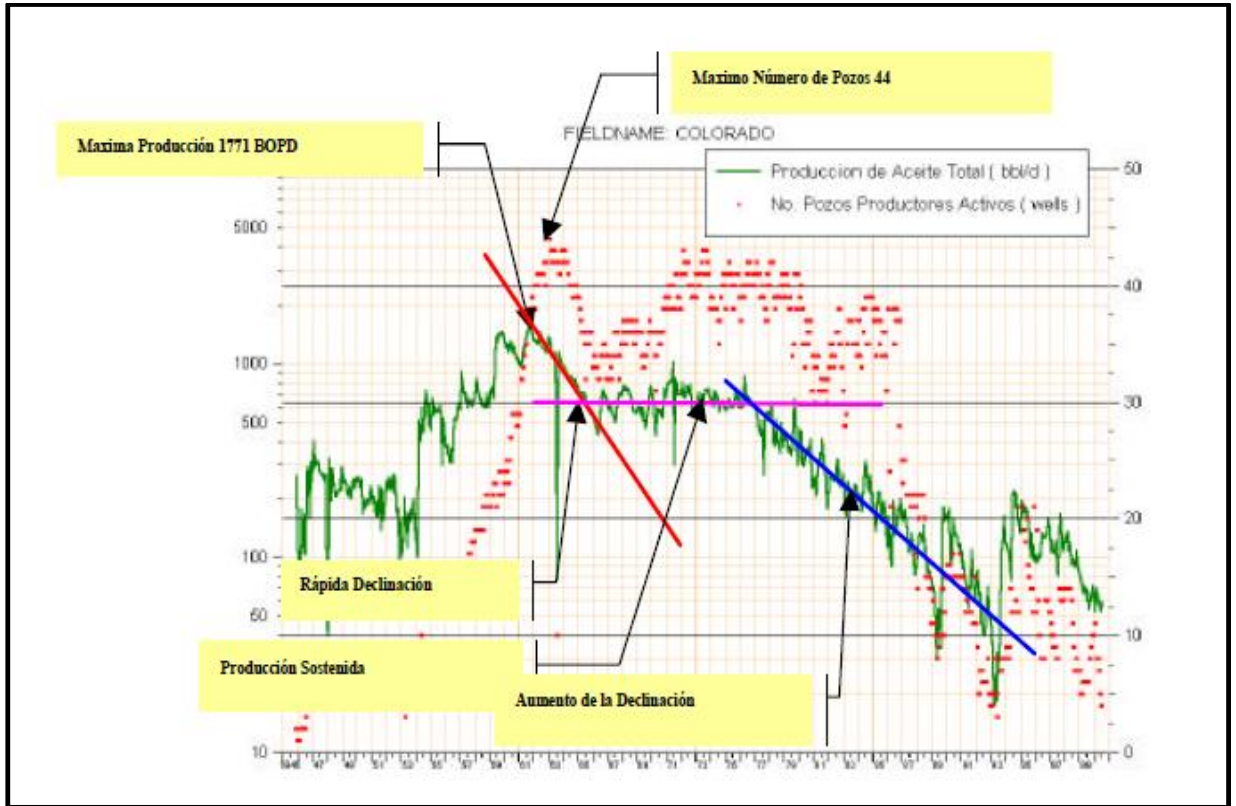
Tomado de: RANGEL P., y AMAYA J. *Evaluación de la tecnología de perforación de pozos multilaterales aplicado al campo colorado.* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2012.150p.

2.2 RESEÑA HISTÓRICA

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 aportaron 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. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

Figura 11: Historia De Producción del Campo Colorado.



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

2.3 MARCO GELÓGICO REGIONAL

La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya 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 hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno. Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

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

fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay” (ICP, 1999).

2.3.1 Estratigrafía cuenca Valle Medio del Magdalena: La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (**figura 12**).

2.3.1.1 PRE-CRETÁCEO

2.3.1.1.1 Formación Girón (Jurásico)

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz 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.

Figura 12: Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM

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

Fuente: Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

2.3.1.2 CRETÁCEO

2.3.1.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)

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

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

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD.

2.3.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)

Está constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquélidos, 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.

2.3.1.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano)

La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquélidas 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 lumaquélidas. 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.

2.3.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano)

La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte median del área de estudio la sección es más 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.

2.3.1.2.5 Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio)

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

2.3.1.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

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.

2.3.1.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)

La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa

discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral– deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio.

2.3.1.3 TERCIARIO

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995).

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

2.3.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)

Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno, representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

2.3.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno medio)

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados⁷ a meándricos de baja sinuosidad⁸. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies⁹. 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.

2.3.1.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos

⁷ SUÁREZ, 1996

⁸ GÓMEZ En: LÓPEZ, 2001

⁹ Op. cit, 1996

(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”.

2.3.1.3.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988). Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

2.3.1.3.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)

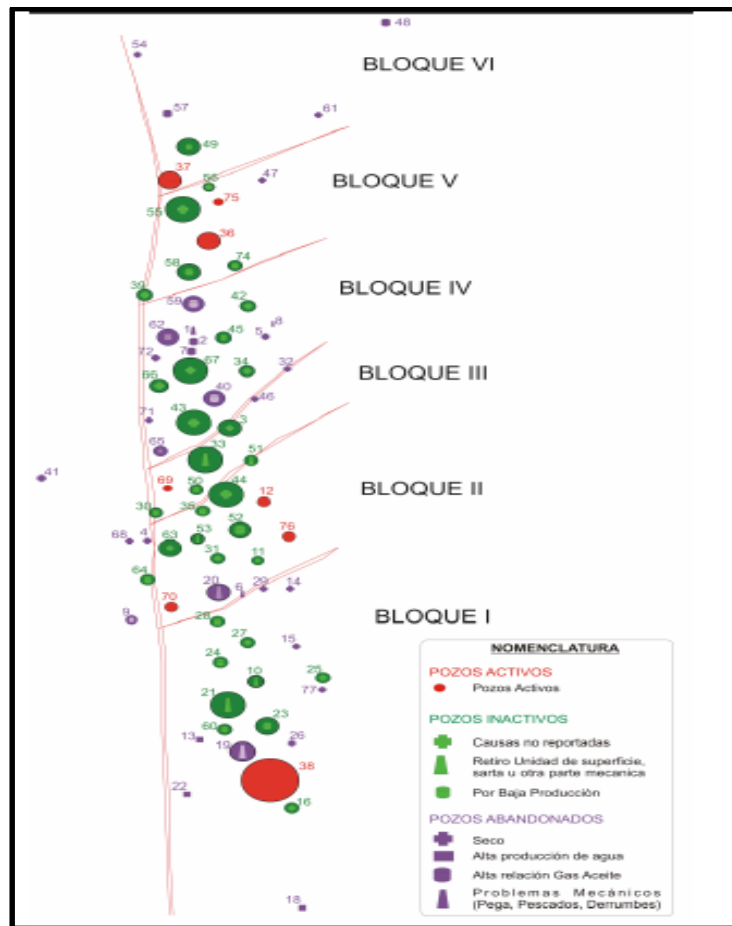
La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

2.3.2 Análisis estructural

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal elongado asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacía el occidente con inclinaciones entre 25 a 45° , con eje N- S y cabeceo hacía el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado, la cual es inversa.

Esta estructura presenta un gran número de fallas que dividen el Campo en 6 bloques (***figura 13***), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.

Figura 13 Distribución de los pozos para el Campo Escuela



Fuente: CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ, Servicio de producción bajo riesgo, para un campo menor de la gerencia regional Magdalena-Campo Colorado. Informe Final. Bucaramanga, 2006.

2.4 PARÁMETROS BÁSICOS

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeralda (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 de energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 Bbl. A diciembre de 2003 se habían extraído 8.57¹⁰ 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 MMBbl y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBbl con un factor de recobro actual del 15%.

El campo escuela con 75 pozos perforados, el campo se encontraba a 2010 con 5 pozos activos con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD y una declinación de 15 % efectivo anual. Actualmente el campo no se encuentra produciendo ya que se encuentra suspendido el contrato firmado Ecopetrol-UIS. Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

Se encontraban cuatro pozos en producción, Col-38 que produce 14-18 BOPD, y recientemente tras labores del equipo de trabajo del Campo Escuela Colorado se logró poner en funcionamiento el pozo Col-37, Col-70 y Col-75 con una producción total promedio diaria de 25 BOPD. El sistema de producción actual es de

¹⁰ Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

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.

De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos. Actualmente cuatro pozos registran producción (Col 37, Col 38, Col 70 y Col 75). Los restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo (**Ver tabla 4**), la cual sirve de base para la elaboración de la metodología de perforación Infill y para su implementación.

Tabla 4: Características yacimiento por arenas

CARACTERISTICAS	UNIDAD	ARENA B		ARENA C	
		B1	B2	C1	C2
Presión estática*	(psi)	800	800	2208	2208
Temperatura de yacimiento	°F	104	104	174	174
API promedio	°API	41,2	39,7		
Sg Gas de Separador	Fracción (Vol)	0,958	0,958	0,937	0,937
Presión de Burbuja	Psia	630	630	2078	2078
Viscosidad condiciones de Yto.	Cp	2,23	2,23	0,467	0,467
Bo a condiciones de Yto.	Rb/ Srb	1,0181	1,0181	1,325	1,325
Rs a Pb	Scf/Stb	140	140	648	648
So	Fracción	0,695617	0,678317	0,708342	0,676007
Aceite Original	MM Bls	24,39	31,84	27,43	37,37
Porosidad Promedio	%	12,9	13,5	15,7	19,6
Espesor Promedio arena	ft	21,8	23,2	24,9	42,3
Area	m ²	6,92x10 ⁶	5,34x10 ⁶	7,39x10 ⁶	5,35x10 ⁶
Producción Prom./ Pozo Perforado	MBbls	112			
Espaciamiento / Pozo	Acres	20-30			
Reservas Remanentes	MMBbls	100 - 200			
Factor de Recobro	%	14,83			
Pozos Perforados		75			
Pozos Activos		9			
Pozos Produciendo		5			
Pozos Cerrados		61			

Fuente: ROGRIGUEZ R, y BERNAL J. *Metodología para la perforación de pozo infill en un campo con ambiente de depositación fluvial .Aplicación Campo Colorado*. [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2009.226p.

2.5 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN

En el campo Colorado, como en cualquier otro campo petrolero se tienen una gran cantidad de problemas que disminuyen la producción total con respecto al potencial del mismo, no obstante, siendo el problema de manejo de la parafinas algo crítico para la producción bajo condiciones económicas, se hace referencia a el de una manera especial.

❖ ANÁLISIS DE ANOMALÍAS

En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas del campo donde solamente un pozo, Colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles y únicamente 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.¹¹ El promedio de producción acumulada por pozo producción por pozo productor es de 152819 barriles de aceite, lo cual es un acumulado muy bajo, denotando bajas propiedades petrofísicas y poca energía en el yacimiento.

Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central de anticlinal, donde están los mejores desarrollos de las arenas B. Los cuales se encuentran rodeados por pozos de bajos acumulados, mostrando una marcada lenticularidad en el campo o problemas de tipo mecánico en los pozos o líneas de producción. Por lo tanto los pozos perforados se clasifican con bajo potencial de hidrocarburos. En la tabla 5 se da una clasificación de los principales pozos productores de acuerdo con su acumulado de Aceite y Gas.

¹¹ Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, ECOPEPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

Tabla 5: Principales pozos productores

DATE	@Name()	Producción Aceite Primaria Acumulada Mbbl	Producción Acumulada Gas MMscf	Agua Producida Acumulada Mbbl
20131101	COLO0038 (2)	516	895	33
20131101	COLO0033 (2)	394	2144	7
20131101	COLO0019	388	1296	20
20131101	COLO0037(2)	356	960	13
20131101	COLO0021	325	481	233
20131101	COLO0043(2)	317	751	23
20131101	COLO0044	309	1551	9
20131101	COLO0055(2)	307	1313	8
20131101	COLO0036(2)	281	1309	5
20131101	COLO0040(2)	276	1561	13
20131101	COLO0003(2)	275	1370	6
20131101	COLO0037	274	603	15
20131101	COLO0020	242	710	8
20131101	COLO0063	241	479	70
20131101	COLO0062	228	360	35
20131101	COLO0058	222	957	21
20131101	COLO0059	210	1188	8
20131101	COLO0066	210	405	21
20131101	COLO0023	209	277	18
20131101	COLO0049	200	516	9
20131101	COLO0074(2)	180	450	7
20131101	COLO0045	186	589	3
20131101	COLO0025	181	1401	14
20131101	COLO0010	176	465	4
20131101	COLO0031	165	468	4
20131101	COLO0027(2)	136	459	8
20131101	COLO0035(3)	130	1259	3
20131101	COLO0051	130	987	7
20131101	COLO0053(2)	129	2621	4
20131101	COLO0012(2)	128	506	6
20131101	COLO0056	108	861	2
20131101	COLO0011	102	102	33
20131101	COLO0075(2)	95	420	2
20131101	COLO0034(2)	86	240	6
20131101	COLO0065	78	230	19
20131101	COLO0039	75	229	4
20131101	COLO0069	72	165	7
20131101	COLO0030	70	234	14
20131101	COLO0028	68	1301	3
20131101	COLO0060	67	496	3
20131101	COLO0050	62	594	2
20131101	COLO0076(2)	62	515	1
20131101	COLO0009(2)	58	137	21
20131101	COLO0024(2)	53	727	7
20131101	COLO0042(2)	42	65	5
20131101	COLO0016(2)	39	76	1
20131101	COLO0070	38	154	3
20131101	COLO0018	26	64	135
20131101	COLO0064	17	28	0
20131101	COLO0025	12	32	1
20131101	COLO0057(2)	5	27	0
20131101	COLO0007	4	558	0
20131101	COLO0013	3	10	11
20131101	COLO0015	0	2	0
20131101	COLO0022	0	0	0
20131101	COLO0048	0	0	1

Tomado y modificado de: Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003

2.5.1 Problemas de parafinas: Las moléculas de parafina están conformadas por cadenas literales de alcanos, de muy pocas ramificaciones, junto con los asfáltenos se encuentran presentes en la mayoría de los crudos y pueden depositarse por cambios termodinámicos o químicos que ocurren durante la explotación de un yacimiento. Los fenómenos que favorecen la precipitación de las parafinas en los pozos productores son: el enfriamiento por expansión de gas, por la inyección de fluidos fríos dentro de las formaciones que contienen crudos parafinados y la pérdida de volátiles.

Las parafinas se pueden precipitar en instalaciones de superficie, en los sistemas de levantamiento y en la formación, cuando la caída de presión en las cercanías del pozo es muy alta, lo cual induce la evaporación acelerada de volátiles del crudo y la posterior precipitación de la parafina, este último fenómeno puede ocasionar la pérdida de reservas por un abandono prematuro de los pozos. Normalmente la parafina se precipita en compañía de otros compuestos como: gomas, resinas y asfáltenos, por lo tanto se recomienda la caracterización de los depósitos orgánicos con el fin de determinar las estrategias de remoción o inhibición de dichos depósitos.

2.5.2 Baja presión de fondo: Actualmente Campo Escuela es un yacimiento depletado, debido a la larga vida de producción que ha tenido y a los escasos trabajos que se le ha realizado a sus pozos con el fin de mantener la presión de yacimiento para en flujo de fluidos hidrocarburos a superficie, dificultando aún más la extracción.

2.5.3 Bajo potencial: éste se atribuye al daño a la formación del Campo Escuela debido a las malas prácticas realizadas en las diferentes fases de desarrollo de la gran mayoría de sus pozos, trayendo como consecuencia un bajo potencial. A continuación se muestran algunos ejemplos de los daños y sus etapas¹²:

- Perforación: Invasión de sólidos del lodo. Invasión del filtrado del lodo.
- Cementación: Invasión del filtrado con altos cambios de pH.

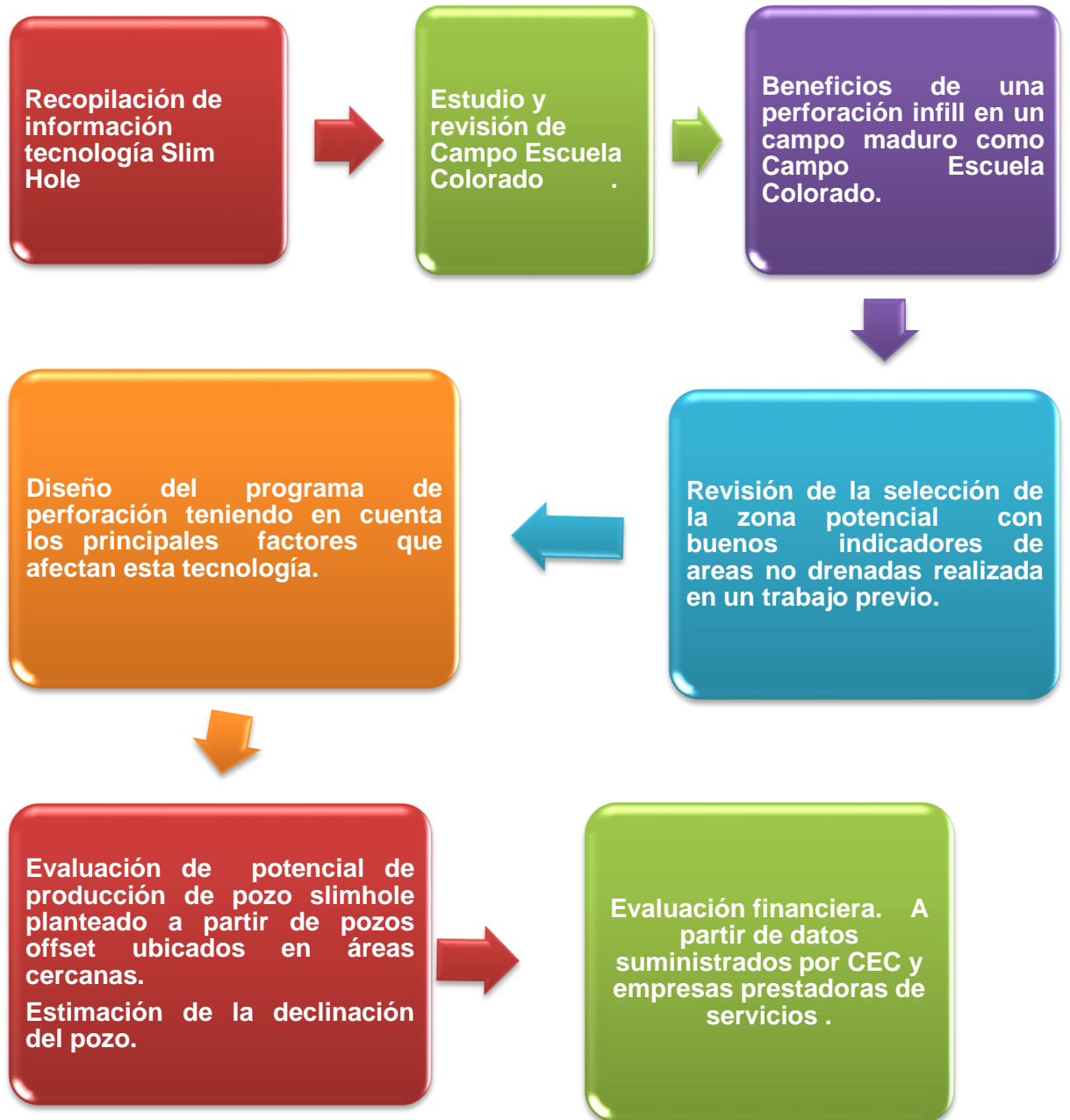
¹² Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución de Trabajos de Estimulación de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación al Campo Colorado. Tesis de grado UIS. Bucaramanga. 2009.

- Cañoneo: compactación de zonas perforadas, formaciones friables.
- Producción: Bloqueo por escamas inorgánicas, migración de finos.
- Invasión de sólidos, hinchamiento de arcillas.
- Estimulación: precipitación de sólidos formados de reacciones secundarias, daño por polímeros, alteraciones de la mojabilidad de la formación.

2.5.4 Limitada Caracterización: pese a que Campo Escuela es un yacimiento maduro, posee poca información acerca de la caracterización litológica, estructural y petrofísica, siendo ésta última de las tres la mejor mencionada por una tesis que se centra en la formación Mugrosa¹³, lo que limita posibles estudios a realizar dificultando la selección y el descarte de posibles zonas de interés o sea cual sea el objeto de estudio a realizar.

¹³ Caracterización Petrofísica a Partir de Núcleos de Perforación y Registro de Pozo Para Las Areniscas de la Formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado Bloques I y II. Tesis de grado UIS. Bucaramanga. 2008.

3. METODOLOGÍA PLANTEADA



Con el trabajo inicial de este proyecto se han estudiado los primeros pasos de la metodología, con lo cual se tiene el panorama general para el desarrollo de este. Por esto, se da como continuación de la metodología propuesta del estudio lo siguiente:

- A partir de la información conocida y en base al trabajo desarrollado por los estudiantes Rubén Rodríguez y José Bernal en la modalidad de pregrado de la Universidad Industrial de Santander del programa de Ingeniería de – Petróleos, titulado “METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZO INFILL EN UN CAMPO MADURO CON AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FLUVIAL .APLICACIÓN CAMPO COLORADO”, se procederá a revisar la metodología implementada y verificar el punto seleccionado para la perforación Infill como alternativa de desarrollo de un campo maduro, analizando las ventajas y posibilidades que éste tiene de aplicación en CEC.
- Se debe realizar un diseño del programa de perforación y completamiento analizando los principales factores que influyen en la planeación de estas operaciones. Tales como: selección de la sarta de perforación, diseño de volúmenes de lodo y cemento, selección de Casings, diseño hidráulico. Para el programa se debe analizar la litología a perforar correlacionando pozos vecinos teniendo en cuenta las formaciones objetivo, siendo también de vital importancia para la selección del lodo así como de las brocas a utilizar.
- Como lo que se desea conocer es la capacidad de aporte del nuevo pozo a perforar, se procederá a revisar los potenciales del pozo SlimHole, esto a partir de pozos de correlación ubicados en el área cercana a las coordenadas seleccionadas. Al igual se debe analizar si la energía de aporte del yacimiento será suficiente para llevar los fluidos a superficie, esto en base a un estimado de presión actual de yacimiento y teniendo en cuenta el potencial calculado. En caso tal, que esta presión no sea la suficiente para el levantamiento del aporte del pozo, se deberá realizar el diseño de un sistema

de levantamiento artificial, para lo cual se debe revisar el sistema implementado en pozos cercanos. Posteriormente, mediante el uso de la técnica de análisis nodal se procederá a calcular el aporte en condiciones de separador, valor que se usará para el análisis financiero del proyecto.

- Mediante una evaluación financiera se determinará la viabilidad (TECNICO-FINANCIERA) para la aplicación de esta tecnología, en base a valores estimados de gastos directos necesarios para la ejecución del proyecto, así como la implementación de indicadores económicos que permite determinar la rentabilidad de un proyecto en un tiempo establecido de acuerdo a la expectativas de recuperación de la inversión. Tales como: Valor neto, Tasa interna de retorno, Pay back, Relación Costo-Beneficio, Rentabilidad y Eficiencia de la inversión.

4. ZONA DE PERFORACIÓN POZO INFILL

Para el desarrollo de este proyecto se ha tenido en cuenta el trabajo realizado anteriormente por los estudiantes Rubén Rodríguez y José Bernal en la modalidad de pregrado de la Universidad Industrial de Santander del programa de Ingeniería de Petróleos titulado “METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZO INFILL EN UN CAMPO MADURO CON AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FLUVIAL .APLICACIÓN CAMPO COLORADO”, mediante el cual se hizo un estudio de las áreas prospectivas a partir del radio de drenaje de los pozos actuales y luego proceden a evaluar mediante ponderación de las diferentes variables de estas zonas no drenadas como lo son: EUR, porosidad, presión, GOR, permeabilidad, conductividad, producción acumulada, reservas, espaciamiento geométrico de los pozos, conectividad hidráulica de los pozos. Obteniendo así, las áreas prospectivas con mayor factibilidad para la perforación de un pozo Infill, como lo indica la tabla 6.

En base a lo anterior y revisando detalladamente el trabajo realizado se decide seleccionar la zona donde se desarrollará la perforación SlimHole como pozo infill.

Tabla 6: Ponderación y selección zona perforación infill

CALIFICACIÓN FINAL POR ZONAS							
B1		B2		C1		C2	
Área	Puntaje	Área	Puntaje	Área	Puntaje	Área	Puntaje
ZB1_1B1	3,357	ZB2_1B1	3,5	ZC1_11	2,714	ZC2_11	3,214
ZB1_1B2	3,429	ZB2_1B2	3,5	ZC1_21	2,786	ZC2_21	4
ZB1_1B3	3,286	ZB2_1B3	3,5	ZC1_41	4	ZC2_41	3,429
ZB1_21	3,071	ZB2_21	2,571	ZC1_51	3,857	ZC2_51	3,571
ZB1_51	3,5	ZB2_51	3	ZC1_61	3,357	ZC2_61	2,5
ZB1_61	2,643	ZB2_61	3,857				

Fuente: RODRÍGUEZ R, y BERNAL J. *Metodología para la perforación de pozo infill en un campo con ambiente de depositación fluvial .Aplicación Campo Colorado*. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.226p Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.

Debido a las áreas resaltadas, en una misma zona prospectiva ubicada en el bloque V con una buena ponderación se perforarían tres arenas correspondientes a la formación Mugrosa B1, C1 y C2. El pozo a perforar sugerido para infill estará

ubicado en las coordenadas N 1244900 E1038320 con origen en Bogotá para producir las áreas ZB1_51, ZC1_51, ZC2_51.

Estas tres áreas pueden ser perforadas por un mismo pozo vertical y obtuvieron los mejores promedios en la matriz de selección desarrollada.

5. DISEÑO DEL PROGRAMA PERFORACIÓN

El éxito de la perforación de un pozo depende en esencia de una óptima planeación inicial, ya que ella establece las bases para determinar el riesgo, la disminución de costos y todos aquellos problemas potenciales, anticipando lo inesperado siendo un apoyo para la toma de decisiones.

Los pozos offset (los más cercanos al pozo a perforar y pertenecientes a la misma zona de interés) desempeñan un papel de suma importancia a la hora de planear la perforación del infill, ya que proporcionan datos de la columna litológica (formaciones perforadas), las brocas utilizadas, tubería empleada, registros corridos y su respectivo análisis, completamiento al igual que los problemas operacionales registrados durante la perforación.

Los pozos de Campo Escuela Colorado han presentado pérdidas de circulación durante la perforación debido a la inestabilidad de las paredes del hueco, por lo que la profundidad de asentamiento del revestimiento de superficie de dichos pozos oscila entre 500ft y 650 ft¹⁴.

5.1 DATOS BÁSICOS

❖ Localización pozo SlimHole

Ubicado en el bloque V N 1244900 E1038320 con origen en Bogotá para producir las áreas ZB1_51, ZC1_51, ZC2_51. Selección basada en estudio previo de selección de zona.¹⁵

❖ Profundidad total:

¹⁴ Ecopetrol S.A. Files Campo Escuela Colorado (en físico). Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

¹⁵ RODRÍGUEZ R, y BERNAL J. *Metodología para la perforación de pozo infill en un campo con ambiente de depositación fluvial .Aplicación Campo Colorado*. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.226p Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.

5.900 pies

❖ **Marcadores geológicos estimados**

Tabla 7: Marcadores Geológicos¹⁶

MUGROSA C1	TOPE	3955	ft
	BASE	4419	ft
MUGROSA C2	TOPE	4473	ft
	BASE	5033	ft
ESMERALDAS	TOPE	5043	ft

❖ **Objetivo geológico**

Se plantea perforar por debajo de la base de la formación mugrosa C2 hasta una profundidad final de 5900 ft.

❖ **Corazonamiento**

El corazonar arenas productoras es de gran importancia para reevaluar las propiedades petrofísicas, lo cual genera mayor confiabilidad para el modelamiento y caracterización del campo, para así reducir la incertidumbre en el desarrollo de este. Se plantea tomar muestras de corazón de Mugrosa C y mugrosa B (Tope B ubicado aprox. a 2300 ft) de 100 ft. Para tener el registro respectivo y realizar el análisis petrofísico.

❖ **REGISTROS**

El objetivo de los registros eléctricos es obtener mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua de formación, resistividad y porosidad de las rocas así como un

¹⁶ Ecopetrol S.A. Files Campo Escuela Colorado (Archivo topes de formaciones para pozos). Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

perfil de litologías presentes para así planear futuras acciones relacionadas con los yacimientos de interés.

Los registros necesarios para obtener la información necesaria de la viabilidad del pozo serán escogidos por la empresa que desee operar dicho pozo. Se plantea los siguientes en el desarrollo del proyecto:

✓ **Hueco abierto**

Se plantea desde profundidad de 1000 ft hasta la profundidad final planteada.

- Potencial espontaneo [SP].
- Resistivos.
- Gamma Ray.
- Microlog.
- Caliper.
- MDT (probador de formación).
- Sónico.

Desde profundidad total hasta 100 pies por encima de la zona de interés

- Densidad-Neutrón.

Mediante la correlación de las muestras de corazonamiento y los registros eléctricos se debe plantear las zonas de cañoneo para tener mayor confiabilidad en esta implementación con el fin de obtener el mejor escenario de desarrollo del campo disminuyendo incertidumbres.

5.2 LODO DE PERFORACIÓN

Dentro de las principales funciones se definen:

- ✓ Enfriar y lubricar la sarta y broca.
- ✓ Limpiar fondo de pozo
- ✓ Transporte de recortes a superficie.
- ✓ Mejorar tasa de penetración
- ✓ Minimizar torque, arrastre y pega de tubería.
- ✓ Minimizar problemas de contaminación.
- ✓ Mantener integridad de pozo.
- ✓ Controlar las presiones de formación.
- ✓ Minimizar daño a la formación.

Como ya se mencionó previamente, controlar de manera adecuada el fluido de perforación es de vital importancia en una aplicación SlimHole ya que este influye directamente en el comportamiento hidráulico durante la operación de perforación, donde se pueden presentar distintos problemas relacionados con el control adecuado de las propiedades del lodo como lo son:

- *El mínimo espacio anular*, factor que afecta las velocidades de flujo y por lo tanto el régimen de flujo.
- *La rotación*, ésta característica está presente siempre pero en este caso es de gran impacto debido a la influencia de la trayectoria neta del fluido.
- *Excentricidad*, al igual que la rotación siempre está presente, sólo que al disminuir el espacio anular se vuelven importantes sus efectos.
- La integridad del pozo y la inestabilidad. Altas pérdidas de presión en el espacio anular. Se debe incrementar la capacidad de suspensión y reducir la fuerza de fricción.
- Un alto YP (en régimen laminar) incrementa fuertemente las pérdidas si el espacio anular es pequeño.

- Fluidos con bajo contenido de sólidos han de ser utilizados para evitar el recubrimiento del interior de la sarta, y los fluidos deben tener una baja viscosidad para evitar una densidad equivalente de circulación (ECD) excesivamente alta.

Se propone la utilización de fluido base agua y se propone los siguientes aditivos (* sujeto a estudio y revisión con los respectivos aparatos de pruebas para la adecuada aplicación del modelo reológico):

- ❖ Soda caustica (NaOH) o Potasa Caustica (KOH) para mantener el pH, los cuales proveen una base alcalina para compensar los químicos ácidos y aguas contaminadas.

Adición mediante prueba y error agregando entre 0.1 y 0.2 de la base alcalina por barril de lodo hasta que se obtiene un pH requerido (11 -13).

- ❖ Barita, la necesaria para obtener el peso de lodo , se calcula mediante la siguiente relación.

$$\frac{lb}{bbl} = \frac{1490*(W2-W1)}{35.4-W2} \quad \text{Ec. 9}$$

Donde;

Lb/bbl =libras de barita necesarias para incrementar la densidad de 1 barril de lodo.

1490 = peso de un barril de barita.

W2= densidad final del lodo, ppg.

35.4= peso de un galón de barita,ppg.

W1= actual del fluido, ppg.

Se obtiene para las dos fases la cantidad de barita a utilizar:

Tabla 8. Cantidad de Barita

Concentración	FASE I 8 1/2 "	FASE II 6 1/8 "
lb/Bbl	188	155

- ❖ Debido a los reportes de perforación se estima que en la primera fase se presentan bastantes pérdidas por circulación por lo tanto se debe adicionar material de pérdida para reducir éstas. Generalmente es usado material como la mica, cascara de nuez y cascara de arroz cuando se presentan perdidas severas. Para la aplicación de este material es de vital importancia mantener la densidad del lodo, por lo tanto el ingeniero de lodos debe supervisar que no se incremente está y que se generen las menores pérdidas posibles.¹⁷
- ❖ Materiales necesarios a medida que se perfora y de acuerdo a la experiencia del equipo de perforación con el objetivo de evitar pérdidas de tiempo y de material para cada sección.

- **Volumen de lodo**

Se ha de definir el volumen de lodo para la planificación de piscinas a utilizar.

$$V = 540 + V_h \quad \text{Ec. 10}$$

Se tiene:

Tabla 9. Volumen de lodo

	FASE I 8 1/2 "	FASE II 6 1/8 "
V _h [Bbl]	42	193
V _L [Bbl]	582	733

¹⁷ Ecopetrol S.A. Files Campo Escuela Colorado . Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

5.3 SARTA DE PERFORACIÓN

Un diseño de sarta de perforación involucra la determinación de longitudes, pesos y grados de drillpipe, los cuales pueden ser usados durante la perforación o cualquier otra operación. El diseño de la sarta de perforación depende de factores críticos, incluyendo:

- Profundidad y tamaño del hueco
- Peso del lodo
- Factor de seguridad deseado en la tensión y margen de overpull
- Longitud y peso de los collares
- Tamaño de tubería deseado
- Tipo de inspección que se haga en la tubería

Relación de rigidez para transiciones (SR), en una transición de un tamaño de drillcollar o tubería a otro, la razón de rigidez no deberá exceder

- 5.5 para perforación de rutina
- 3.5 para perforación en condiciones severas o difíciles

- **Factor de boyanza**

Se origina por las propiedades físicas de los fluidos que ejercen fuerzas opuestas al peso de un objeto sumergido en ellos, llamada fuerza de empuje.

$$F_f = 1 - \frac{\rho l}{\rho_{acero}} \quad \text{Ec. 11}$$

- **Longitud de los drill collars**

$$L_{DC} = \frac{WOB * FS}{W_{DC} * F_f * 0.85 * \cos(\theta)} \quad \text{Ec. 12}$$

+ **Selección de la tubería pesada**

Los HWDP se utilizan para mantener el drillpipe normal a una tensión constante (evitando doblamiento), teniendo el punto neutral de tensión y compresión, ya que es altamente resistente comparado con el drillpipe.

Los HWDP se caracterizan por tener un diámetro externo similar al de la tubería estándar de perforación, pero con un interno (ID) más reducido, son usados en la zona de transición, entre el drillpipe estándar y los drillcollars, que es el área de mayor acumulación de fatiga por la concentración de esfuerzo de doblamiento.

+ **Selección del drillpipe**

La principal función del drillpipe es la de transmitir el movimiento rotacional y llevar el lodo de perforación a alta presión hasta la broca, durante la perforación la tubería está sometida a esfuerzos de tensión en la superficie, compresión en el fondo y torsión a lo largo de la sarta; por lo tanto, debe ser capaz de resistir todos los tipos de carga involucrada y tener un tiempo de vida de servicio razonable

Las propiedades de la tubería disminuyen desde el momento en que se utiliza para la perforación; por esta razón el API clasificó la tubería de acuerdo al grado de desgaste, de la siguiente manera:

- Clase 1 o tubería nueva: drillpipe sin desgaste
- Premium: Drillpipe con desgaste uniforme y espesor mínimo de pared del 80% del original. En la práctica una vez la tubería nueva se ha utilizado enseguida se degrada a premium.
- Clase 2: la tubería tiene un espesor mínimo de pared del 65%, con todo el desgaste sobre un lado siempre y cuando el área transversal sea la misma que la clase premium.
- Clase 3: la tubería tiene un espesor mínimo de 55% con todo el desgaste sobre un lado.

Parámetros para diseñar la tubería de perforación

✓ Tensión

$$P = (Ldp * Wdp + Ldc * Wdc) * F_F \quad \text{Ec. 13}$$

$$P = (Ldp * Wdp + Ldc * Wdc + L_{HWDP} * W_{HWDP}) * F_F \quad \text{Ec. 14}$$

➤ Margen de sobretensionamiento “OVERPULL” (MOP)

La resistencia del DP, es expresada como la resistencia a la cedencia. Esta es definida como la carga a la cual sucede la deformación.

La carga máxima de tensión por diseño se calcula:

$$P_a = P_t * 0.9 \quad \text{Donde } P_t \text{ es la resistencia a la cedencia de la tubería.}$$

La diferencia entre P_a y P_t da el MOP.

El valor de diseño del MOP, normalmente está en un rango de 50000 a 200000 Lbs. La relación entre P_a y P , da el factor de seguridad (SF)

$$SF = \frac{P_a}{P} \quad \text{Ec. 15}$$

➤ Longitud del drillpipe que resiste por tensión :

$$L_{dp} = \frac{P_t * 0.9 - MOP}{Wdp * F_F} - \frac{Wdc}{Wdp} * Ldc \quad \text{Ec. 16}$$

Cuando se usa HWDP:

$$L_{dp} = \frac{P_t * 0.9 - MOP}{Wdp * F_F} - \frac{[(Wdc * Ldc) + (W_{HWDP} * L_{HWDP})]}{Wdp} \quad \text{Ec. 17}$$

$$L_{dp} = \frac{Pt*0.9/RS}{Wdp*F_F} - \frac{Wdc*Ldc}{Wdp} \quad \text{Ec. 18}$$

✓ **Colapso**

Se puede definir como la presión externa requerida para causas cedencia a la tubería o casing.

$$P_C = \frac{L*\rho_1}{19.251} - \frac{(L-Y)*\rho_2}{19.251} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde las densidades son fuera y dentro de la tubería respectivamente (1y2) y L representa profundidad total del pozo y Y profundidad de los fluidos en la tubería.

$$SF = \frac{\text{Resistencia al colapso}}{\text{Presión de colapso}} \quad \text{Ec. 20}$$

✓ **Cargas por choque**

Las cargas por choque suceden cuando las cuñas colocadas o el DP está en movimiento, y pueden contribuir a la ruptura de la tubería en diseños limitados. La adición de la fuerza de tensión, Fs, generada de las cargas por choque es calculada así;

$$Fs = 3200 * Wdp \quad \text{Ec. 21}$$

Se realizaron los cálculos de diseño, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Diseño de BHA por fases.
- Se asume un solo tipo de cada componente (HWDP, DP, DC), es decir de igual longitud y propiedades iguales.
- Selección por tensión y que cumpla colapso la tubería de perforación.
- Factor de seguridad de 1.15.
- WOB para primera fase de 15000 y de 60000 para la segunda fase.
- MOP de 150000.

- Valores de propiedades de elementos tomados de: TH Hill Associates, Inc (Material de curso de perforación UIS 2012), basado en la norma API RP 7G.

Los valores de WOB y MOP según fuentes consultadas son valores de diseño por experiencia de acuerdo a la profundidad aunque esto está sujeto a cambio a medida que se realiza la perforación, es decir dependiendo de las condiciones reales que se presenten durante la operación.

Las tablas 12 y 13 muestran los diseños de BHA propuestos para las fases de perforación y con sus respectivos valores de cálculo. Las tablas 10 y 11 muestran la tubería de perforación escogida con sus respectivas características.

Tabla 10. Drill Pipe fase 8 1/2 "

DRILL PIPE SELECCIONADO SECCIÓN 8 1/2"						
OD (in)	ID (in)	Wdp (lb/ft)	Ldp	Tensión (lbs)	Collapso (Psi)	Clase
5,00	4,28	19,50	30,00	436150	8765	PREMIUM -G


Fuente: Norma API RP 7 G.

Tabla 11. Drill Pipe fase 6 1/8"

DRILL PIPE SELECCIONADO SECCIÓN 6 1/8"						
OD (in)	ID (in)	Wdp (lb/ft)	Ldp	Tensión (lbs)	Collapso (Psi)	Clase
3.50	2.60	15.50	30.00	451115	7345	CLASE PREMIUM -S

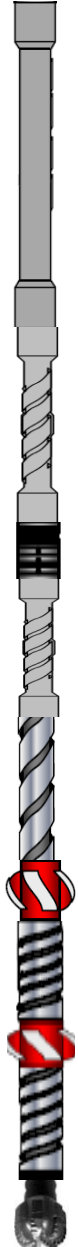
Fuente: Norma API RP 7 G.

Tabla 12. Diseño BHA fase I



SARTA	C	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD [in]	ID [in]	PESO AIRE [lb/ft]	PESO ACUM. AIRE [lb]	PESO ACUM. BOYADO [lb]	LONG. PARCIAL [ft]	LONG. [ft]	LONG ACUM. [ft]
	2	(2)HWDP 5" LISO	NC 50	5	3	49,3	22285	18420	60,00	30,00	302,9
	1	(1) MARTILLO	NC 50	5	3	90	19327	15975	32,15	32,15	242,9
	2	HWDP 5" SPIRAL	NC 50	5	3	49,3	16434	13583	60,00	30,00	210,7
	2	(2) DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2	3	89	13476	11138	60,00	30,00	150,7
	1	DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2	3	89	8136	6725	30,00	30,00	90,7
	1	ESTABILIZADOR	NC 50	6 3/4	3	91	5466	4518	30,00	30,00	60,7
	1	DC 6 1/2"	NC 50	6 1/2	3	89	2736	2261	30,00	30,00	30,7
		BIT PDC 8 1/2" IADC M422	4/12 REG	8 1/2		91	66	54	0,72	0,72	0,7

Tabla 13. Diseño BHA fase II

SARTA	C	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD [in]	ID [in]	PESO AIRE [lb/ft]	PESO ACUM. AIRE [lb]	PESO ACUM. BOYADO [lb]	LONG. PARCIAL	LONG. [ft]	LONG ACUM. [ft]	
	21	(2)HWDP 5" LISO	NC 50	4.00	2.75	41.00	89843	71148	630.00	30.00	1892.9	
	6	DC		4.75	2.50	44.0	64013	50693	180	30	1262.9	
	1	(1) MARTILLO 6 1/2"	NC 50	4	3	41	56093	44421	32.15	32.15	1082.9	
	21	HWDP SPIRAL		4.00	2.75	41.0	54775	43377	630.00	30.00	1050.7	
	6	DC		4 3/4	3	44.0	28945	22922	30.00	30.00	420.7	
	1	ESTABILIZADOR	NC 50	4 1/8	2.5	42.0	21025	16650	30.00	30.00	390.7	
	8	DC	NC 50	4 3/4	2.50	44.0	19765	15652	240.00	30.00	360.7	
	2	DC 4"		4 3/4	2.50	44.0	9205	7290	60.00	30.00	120.7	
	1	ESTABILIZADOR		4 1/8	2.5	42.0	6565	5199	30.00	30.00	60.7	
	4	DC 4"		4 3/4	2 1/2	44.0	5305	4201	30.00	30.00	30.7	
			BIT PDC 6 1/8		6 1/8		35	25	20	0.72	0.72	0.7

5.4 HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

Incluye un balance calculado de los distintos componentes del sistema de circulación para hacer máxima la ROP y mantener limpia la broca y agujero mientras se está bajo las fuerzas del pozo, la superficie y el equipo de fondo.

❖ **Caída de presión a través de la broca**

Diseñar la hidráulica para tener una caída de presión a través de la broca entre el 50 % y 65 % de la presión total de circulación disponible en superficie. Si las pérdidas de presión parasita son mayores al 50% de la presión de bombeo disponible, entonces optimice la velocidad del chorro de lodo en las toberas de la broca.

Para la hidráulica de perforación en un pozo tipo SlimHole es de vital importancia controlar cuidadosamente los parámetros para evitar distintos problemas así como se resumen en las tablas 15 y 16.

La siguiente tabla muestra los valores calculados para la hidráulica con una optimización por potencia donde se estima que la presión en la broca es el 65% de la presión en el stand pipe.

Tabla 14 Cálculos de Hidráulica

ΔP_{tub} (psi)	ΔP_{anular} (psi)	$\Delta P_{\text{equipo sup}}$ (psi)	
865.5	123.6	19.50	
OPTIMIZADO POR POTENCIA ($P_{\text{bit}}=P_{\text{sp}}*0.65$)			
$P_{\text{standpipe}}$ (psi)	P_{bit} (psi)	Vboquillas (ft/seg)	A (in ^ 2)
2881.8	1873.2	391.1	0.178
Dboquillas (1/32 in)	Hhpb	Bomba	
8.8	234.7	F-750 Triplex 6" -8" liner size 5"	

Se realizaron los cálculos de pérdidas de presión mediante el modelo reológico de plástico de Bighman, se considera que se debe modelar mediante un modelo apropiado, el cual incluye análisis de la trayectoria de las partículas en el anular y de la excentricidad. Para esta aplicación no se realizó mediante este modelo ya que se deben tener pruebas tomadas para el lodo diseñado en un reómetro. Debido que

la relación entre diámetro de la sarta de perforación y del hueco no es superior a 0.85 se estima que los valores calculados se aproximen mediante el modelo utilizado.

Tabla 15. Requerimientos principales Hidráulica

REQUERIMIENTOS PRINCIPALES			Arrastre de recortes	La estabilidad del Wellbore
	~Dimensión del anular	~Características del lodo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El perfil de velocidades del lodo en el anular tan uniforme como sea posible. ✓ Velocidad media anular mayor que la velocidad de sedimentación de los recortes 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gradiente de velocidad pequeño - minimizar el esfuerzo cortante cercano WB. ✓ Presión en el anular menor que la presión de fractura de la formación. ✓ Sin reacción química fluidos de perforación - formación..
			Desempeño óptimo de la broca	Un minimizado consumo de energía de lodo
	~Tasa de flujo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mínima tasa de flujo de lodo para enfriarla. ✓ Mínima tasa de flujo de lodo para evitar obstrucción en la broca 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adecuada selección de las características del lodo. ✓ Tasa de flujo del lodo ajustada 	

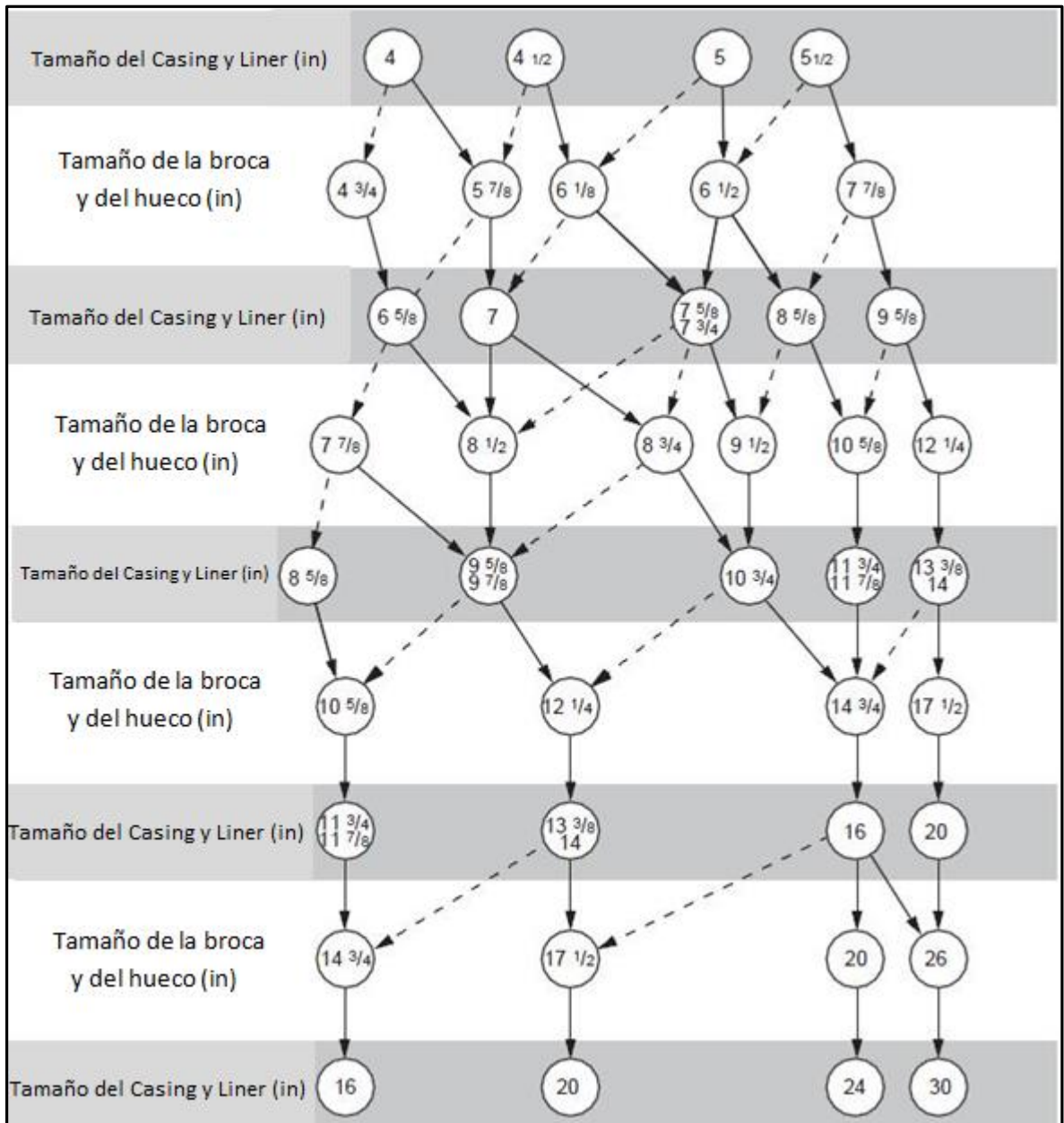
Tabla 16. Implicaciones Parámetros Hidráulicos

IMPLICACIONES PARÁMETROS HIDRÁULICOS	Mantener perfil de velocidad anular del lodo tan uniforme como sea posible			
	RÉGIMEN TURBULENTO	<u>Tasade corte</u>	RÉGIMEN LAMINAR	Perfiles de velocidad dependen de la reología del lodo. Newton, Bingham y Oswald.
		<u>Esfuerzo de corte cercano al BH.</u>		
	Velocidad anular mayor que la velocidad de sedimentación de los recortes			
	Velocidad de recortes depende de:	Densidad Recortes, Forma, Dimensiones, Viscosidad y Características reológicas lodo		<u>Influenciado por :</u> Formación perforada, broca usada, velocidad de rotación de la sarta
	Minimizar el esfuerzo cortante cercano a la pared B-H manteniendo un pequeño gradiente de velocidad			
	EC puede erosionar B-H y causar derrumbe	<u>Depende de :</u>	Gradiente de velocidad	Flujo laminar en anular de formaciones blandas==bajos gradientes de velocidad==bajos esfuerzos cortantes.
			Función de la curva velocidades anulares lodo	
	Obtener una presión en el anular menor que la presión de fractura de la formación			
	Panular > P fract. = Derrumbe	<u>PRESIÓN ANULAR</u>	Presión estática	Función densidad del lodo y profudidad
			Presión dinámica	Función de las pérdidas de circulación → <u>Características del lodo, anular, profundidad, tasa de flujo</u>
	Asegurar desempeño óptimo de la broca			
	Tasa de flujo que sea suficiente para arrastrar todos los recortes perforados.	<u>Descarga depende de:</u> →	Tasa penetración (rop) -- área de la sección transversal perforada (Ω).	
	<u>Capacidad arrastre</u> →	f(radio de descarga de los recortes perforados y de la tasa de flujo del lodo (x%))		
Minimizar las pérdidas por circulación				
< Pérdidas de P por circulación = Minimizar el consumo de energía para mantener Panular <P fract.	$DP = \rho(fL / \phi_{anular}) * (v^2 / 2) * \Delta L * \psi$		ΔL : Coeficiente couette (teniendo en cuenta la trayectoria helicoidal del fluido) ψ : Coeficiente crescent (teniendo en cuenta la excentricidad de la sarta en el pozo)	

6. SELECCIÓN DE REVESTIMIENTOS Y DISEÑO DE CEMENTACIÓN

A partir de los pozos de correlación se escogieron las etapas de perforación seleccionando profundidades de asentamiento del pozo debido a las litologías a atravesar, partiendo de la definición de un pozo tipo slim hole se decide plantear la geometría de este finalizando con un hueco de 4 ½ " e iniciando con una primera etapa de casing de 7". Para la selección del tamaño de la broca se tiene en cuenta la carta de selección de tubería de revestimiento de la figura **14**, la cual es un diagrama resumen de las combinaciones de la tubería estándar utilizadas en la industria del petróleo. La carta presenta una serie de escenarios para los diámetros de tubería existentes de acuerdo a la normatividad propuesta por el API, y los relaciona con los diámetros de broca adecuados para perforar el hueco, asegurando las operaciones de corrida de revestimiento y proporcionando dimensiones apropiadas para una correcta cementación.

Figura 14. Carta de Selección Tubería de Revestimiento



Fuente: SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

6.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El diseño y selección del tamaño del Casing, tipo y cantidad de casing es uno de los aspectos más importantes para el éxito del pozo. El casing es utilizado para brindarle protección durante las fases de perforación y producción del pozo siendo este diseñado para resistir las fuertes condiciones de operación a los que son sometidos.

El Casing es uno de las partes más costosas en un programa de perforación; el costo promedio de tuberías está alrededor del 18% del promedio de costos de un pozo completado. Esto hace que para el ingeniero de perforación sea importante diseñar el programa de casing más económico para perforar el pozo de manera segura y asegurar la vida de este.

Las funciones principales de cualquier Casing son:

1. Mantener la integridad del pozo evita
2. Aislar zonas de presiones anormales
3. Proteger las formaciones someras de los lodos pesados requeridos para secciones más profundas del pozo.
4. Prevenir contaminación agua fresca por influjos.
5. Soportar sedimentos no consolidados

❖ ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ¹⁸

La tubería de revestimiento debe cumplir con características específicas que permitan suplir cada uno de los requerimientos técnicos y operacionales para ser instalada en el pozo. El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API Spec 5^a, ha establecido parámetros que permitan tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, las cuales se indican a continuación:

¹⁸ SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.

- Diámetro externo
- Diámetro interno
- Espesor de pared
- Peso
- Grado del acero
- Tipo de conexión
- Longitud de la junta

❖ PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes durante la operación de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales y cumpla con los requerimientos de diseño. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

- ✓ Tensión : resultado del peso que ejerce la sarta
- ✓ Colapso: se presenta cuando la presión externa sobrepasa la presión interna.
- ✓ Estallido (presión): se presenta cuando la presión interna sobrepasa la presión externa.

El API ha definido los valores promedios de las propiedades de resistencia a la tensión, colapso y estallido para cada uno de los grados de tubería de revestimiento, en su boletines 5C2 y 5C3, a las que denomina “mínimum performance properties”.

El diseño se realizó mediante método gráfico, el cual se fundamenta en los gráficos de los perfiles de presión de colapso y estallido desde superficie hasta la profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento. Una vez graficados los perfiles de presión, se trazan líneas verticales correspondientes a los valores de resistencia al colapso y estallido para cada una de los grados de tuberías disponibles, con base en los boletines de propiedades. El criterio de

selección final del método, está basado en asegurar que los valores de resistencia al colapso y estallido propios de cada grado de tubería satisfagan los valores máximos de presión de colapso y estallido calculados, para el intervalo en evaluación.

6.1.1 Casing de Superficie (7 ")

El Casing de superficie propuesto a partir del análisis de pozos de correlación por la calidad de las formaciones a perforar será sentado a 600 ft y cementado hasta superficie. Las fuerzas principales a analizar en el diseño del Casing de superficie son tres: Colapso, estallido y tensión. Los cálculos de influjos se basarán en un posible influjo de gas, para lo cual se considera un gradiente del gas de 0.1 psi/ft.

+ Colapso

El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. Las cargas de colapso se producen por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento; es máxima en el zapato del Casing y cero en superficie.

La resistencia de la tubería de revestimiento bajo la acción de presiones externas, depende en general de varios factores. Los factores considerados de mayor importancia al determinar la resistencia crítica al colapso son: longitud, diámetro, espesor de pared y propiedades físicas del material (yield point, límite elástico, relación de Poisson, etc).

A profundidades someras las pérdidas de circulación son muy comunes. Si se encuentra en una zona de pérdidas severas cerca del fondo del próximo intervalo de perforación y no haya otra formación permeable por encima de la zona de pérdida es probable que el nivel del fluido caiga más allá del zapato del Casing, en ese caso la presión interna del zapato del Casing cae a cero (evacuación completa).

Similarmente, si la tubería se corre vacía, la presión interna en el zapato del Casing también será cero.

El Casing de superficie en la mayoría de los casos se cementa hasta superficie por varias razones, la más importante es soportar las formaciones débiles ubicadas a profundidades someras. La presencia de un recubrimiento detrás del Casing mejora la resistencia al colapso por encima de un 23%, pero no se obtiene si el cemento contiene vacíos o grietas. En la práctica es casi imposible obtener un cemento sin grietas, y por lo tanto, se asume que existe un gradiente de agua salada detrás del Casing cementado para compensar el efecto de los huecos o vacíos en las cargas por colapso. Las siguientes suposiciones son tomadas en el diseño para la fuerza de colapso en el Casing de superficie:

1. El gradiente de presión equivalente al peso específico del fluido que se encuentra fuera de la tubería que es el mismo usado como fluido de perforación cuando se bajó la sarta.
2. El Casing se encuentra totalmente vacío, la cual es la situación menos favorable, lo cual sería para pérdida de circulación completa.
3. Factor de seguridad para el colapso de 0,85.

❖ *Presión de colapso en superficie= 0*

❖ *Presión de Colapso en el zapato del Casing @ 600 = presión Externa – presión interna*

$$P_c = 0.052 * \rho_l * \textit{profundidad} \qquad \text{Ec. 22}$$

$$P_c = 0.052 * 11.36 * 600$$

$$\underline{P_c = 354 \text{ psi}}$$

+ **Diseño para estallido**

Para todas las sartas de tubería de revestimiento, una carga de estallido ocurre cuando la presión interna es mayor que la presión externa. El criterio de estallido para el diseño de la tubería de revestimiento, normalmente se basa en la máxima presión de formación resultante de una patada durante la perforación de la siguiente sección del pozo (Broca de 6 1/8). Por razones de seguridad se asume que el influjo de fluidos desplazará totalmente al lodo de perforación, teniendo en cuenta así los efectos de estallido de la presión de formación dentro de la tubería de revestimiento.¹⁹

El gradiente de gas se encuentra en el orden de 0.1 psi/ft, por lo que causa un decrecimiento muy pequeño en la presión de formación a medida que el gas sube por el pozo. Cuando se asume una patada de gas se debe tener las siguientes consideraciones:

1. La presión de estallido en el asiento del casing es igual a la presión de inyección.
2. Datos de presión de gas deben estar disponibles. En pozos exploratorios o donde no se tiene esta información, la presión de la formación a la profundidad total (TD) de la próxima sección se calcula a partir del peso máximo del lodo a esa profundidad. Una presión de gas igual a este valor utilizada para el cálculo de la presión interna.
3. Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el agua salada, 0.465 psi/ft.
4. Factor de seguridad de 1.1.

La presión de estallido es calculada así:

¹⁹ Adams, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

$$P_{estallido} [psi] = \text{presión interna} - \text{presión externa} \quad \text{Ec. 23}$$

$$P_{formación} [psi] = (\text{peso de lodo a } 5900') * 0.052 * (\text{profundidad})$$

$$P_{formación} [psi] = (13.63) * 0.052 * (5900) = 4182 \text{ psi}$$

$$P_{interna} [psi] = (Pf) - (Prof2 - Prof_{CS}) * Gg \quad \text{Ec. 24}$$

Donde $Gg=0.1$ psi/ft. Gradiente de invasión del gas.

Donde $Prof_{CS}$ es la profundidad de asentamiento de Casing

$$P_{interna} [psi] = (4182) - (5900 - 600) * 0.1$$

$$P_{interna} [psi] = 3652$$

Se asume un gradiente de agua salada según la teoría²⁰ de 0.465 psi/ft para el cálculo de presión externa.

$$P_{externa} [psi] = G_{aguasalada} * \text{profundidad} \quad \text{Ec. 25}$$

$$P_{externa} [psi] = 0.465 * 600$$

$$P_{externa} [psi] = 279$$

- **Presión de estallido en profundidad**

$$P_{Est.CSD[600 ft]} = 3651 - 279 = 3372 \text{ psi.}$$

- **Presión de estallido en superficie**

²⁰ RAHMAN, SS & CHILINGARIAN, G.V. "Casing Design Theory and Practice". ELSEVIER SCIENCE, 1995.

$$P_{EstCSD\ sup}[psi] = presión\ interna - presión\ externa$$

$$P_{externa}[psi] = 0$$

$$P_{interna}[psi] = (Pf) - (Prof^2) * Gg$$

$$P_{interna}[psi] = 4182 - (5900 * 01)$$

$$P_{interna} = P_{EstCSD\ sup} = 3592 [psi]$$

Luego de calculados los valores de presión de colapso y de estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se ejecuta el "método gráfico" para la selección preliminar de la tubería de revestimiento. En la tabla 17 se presentan los valores de resistencia al colapso y al estallido, para diferentes grados de tubería de 7" disponibles.

Tabla 17. Grados Para Selección de Casing 7"

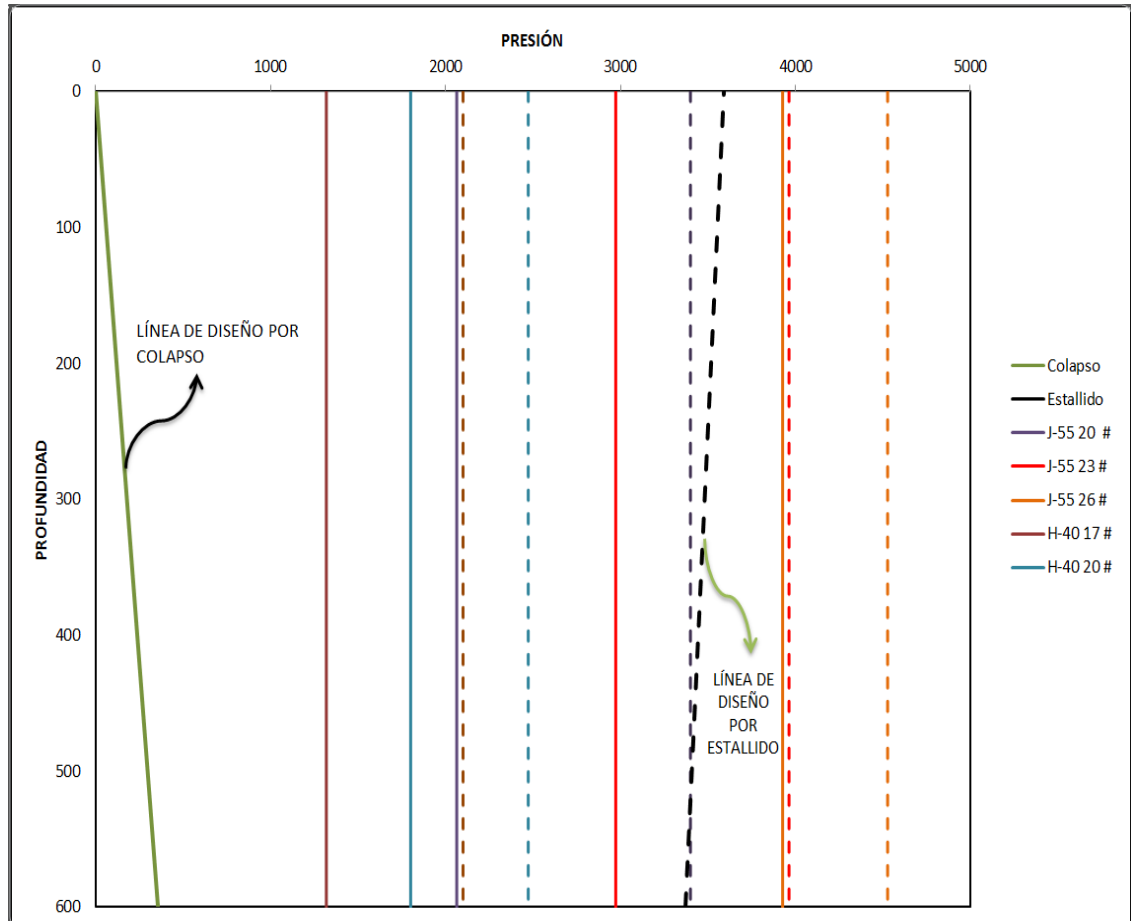
CASING 7"					
GRADO	PESO (lb/ft)	Resistencia al colapso [Psi]	Resistencia al estallido [psi]	Resistencia a la cedencia *1000 lbs	ID [in]
J-55	20	2270	3740	316	6,456
J-55	23	3270	4360	366	6,366
J-55	26	4320	4980	415	6,276
H-40	17	1450	2310	196	6,538
H-40	20	1980	2720	230	6,538

Fuente: HALLIBURTON, Casing strengths, section No 221. Volume and height between casing and hole.2001

Con los valores calculados y con las propiedades de la tubería se realiza la gráfica de selección (figura 15). La línea de colapso se extiende desde 0 en superficie, hasta 354 psi a 600 ft de profundidad. La línea de estallido se hace

desde 3592 psi en superficie hasta 3372 psi en profundidad. Las líneas verticales corresponden a las resistencias al colapso de la tubería de 7" de cada uno de los grados de tubería evaluados (línea punteada corresponde a estallido y la línea continua corresponde al colapso).

Figura 15. Selección Casing de Superficie



Como se observa en la figura anterior los grados J-55 23# y J-55 26# cumplen con los requerimientos para colapso y estallido, para toda la sección I. Las demás tuberías no cumplen ya que estas con el valor de diseño como lo muestra la gráfica no cumplen con la resistencia al estallido.

La tubería seleccionada para la sección I es la J-55 23#.

Ya que se tiene la selección cumpliendo con los requerimientos de estallido y colapso se procede a evaluar las cargas por tensión para la tubería seleccionada.

+ **Tensión**

Una vez seleccionada la tubería de revestimiento que cumple con las cargas de colapso y estallido, es necesario confirmar que dicha tubería satisfaga los requisitos de diseño por tensión.

Para la tubería seleccionada se tiene una resistencia a la Cedencia según tabla 16 de 366000 lbs.

- ✓ *Carga de tensión durante la instalación* : Se asume que la tubería está sujeta en la superficie, pero libre para moverse en la zapata guía, las cargas a considerar son las siguientes:

- *Peso en el aire*: se define como el peso nominal de la tubería de revestimiento multiplicado por la longitud real.

$$Peso_{aire}[lb] = W \left[\frac{lb}{ft} \right] * longitud\ real\ [ft] \quad \text{Ec. 26}$$

$$Peso_{aire}[lb] = 23 * 600 = 13800\ lbs$$

- *Flotación*: puede ser calculada usando el método de presión de área y se define, como la presión hidrostática multiplicada por las áreas seccionales cruzadas de la tubería de revestimiento. Cuando el mismo fluido se encuentra en el interior y exterior de la tubería de revestimiento (procedimiento de corrida de tubería) la flotación se calcula así :

$$F_{boyanza} = P_e * (A_0 - A_i) \quad \text{Ec. 27}$$

$$F_{boyanza} = 1 - \frac{\gamma m}{\gamma s} \quad \text{Ec. 28}$$

donde:

P_e = presión hidrostática en el fondo de la tubería de revestimiento [psi]

A_0 = Área del diámetro exterior [pul²]

A_i = Área del diámetro interior [pul²]

γm = peso específico del lodo en lb/gal

γs = peso específico del acero en lb/gal, 65.4 lb/gal

Para lo que se tiene:

$$F_{boyanza} = 1 - \frac{11.36}{65.4} = 0.8263$$

El ID de la tubería de tiene en la tabla 16, para la tubería escogida es 6.366 [in].

Luego de sentada la junta se realiza una prueba de integridad donde la presión de la prueba es el 60% de la resistencia al estallido de la tubería por lo tanto las fueras por tensión en el tope de la junta está representada por:

$$FT = PBcsg + FTPI \quad \text{Ec. 29}$$

Dónde: PBcsg representa la fuerza boyante y FTPI la fuerza de tensión debido a la prueba de integridad.

$$FTPI = \frac{\pi}{4} * ID^2 * Pprueba \quad \text{Ec. 30}$$

$$\begin{aligned} FT &= 13800 * 0.8263 + \left(\frac{\pi}{4}\right) * (6.366)^2 * 4360 \\ &= 150177 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Para el cual se calcula el factor de seguridad de:

$$F_{seg} = \frac{\text{Resistencia a la cedencia}}{\text{Peso acumulado}} \quad \text{Ec. 31}$$

$$F_{seg} = \frac{366000}{150177} = 2.43$$

Por lo tanto la tubería de revestimiento seleccionada cumple satisfactoriamente con el criterio de factor de seguridad por tensión

- *Flexión:* cuando la tubería es forzada en zona de presencias de curvaturas, se presentan fuerzas de flexión. La fuerza de flexión es una carga de tensión que ocurre en la pared externa y cargas de compresión que ocurren en la pared interna, de la tubería de revestimiento. La fuerza de flexión es calculada utilizando la siguiente formula

$$F_{flexión} = 64 * DLS * OD * W \quad \text{Ec. 32}$$

Aplicable solo para pozos desviados lo cual no aplica para este caso, la desviación la define el DLS.

- *Arrastre:* la fuerza de arrastre es el resultado de la resistencia al movimiento entre el hueco y la tubería. Ocurre en pozos desviados y en huecos apretados.

Se han de tener en cuenta siempre las fuerza de boyanza y el peso del casing en el aire, sin importar si el casing está estático o en movimiento.

Las cargas de tensión se calculan para que el yield strength del Casing seleccionado nunca sea excedido. En la selección inicial del Casing es de vital importancia que este pueda cargar su propio peso en el lodo, y cuando este es seleccionado, se ha de comparar con la resistencia de la tubería o de las uniones. Un factor de seguridad entre 1.6 -1.8 o mayor se debe tener en cuenta para el diseño.²¹

6.1.2 Casing de Producción (4 ½")

Este Casing está asentado en la profundidad final propuesta de 5900 ft y cementado en el zapato.

Para el diseño de se tienen en cuenta las siguientes suposiciones:

1. Considerar que el Casing está vacío
2. El peso específico del fluido fuera de la tubería es el mismo que el fluido de perforación utilizado cuando la sarta fue corrida.

✓ **Presión colapso superficie**

$$P_{colapso\ sup} = 0\ \text{Psi.}$$

✓ **Presión colapso zapato**

$$P_{colapso\ zapato} = P_{externa} - P_{interna}$$

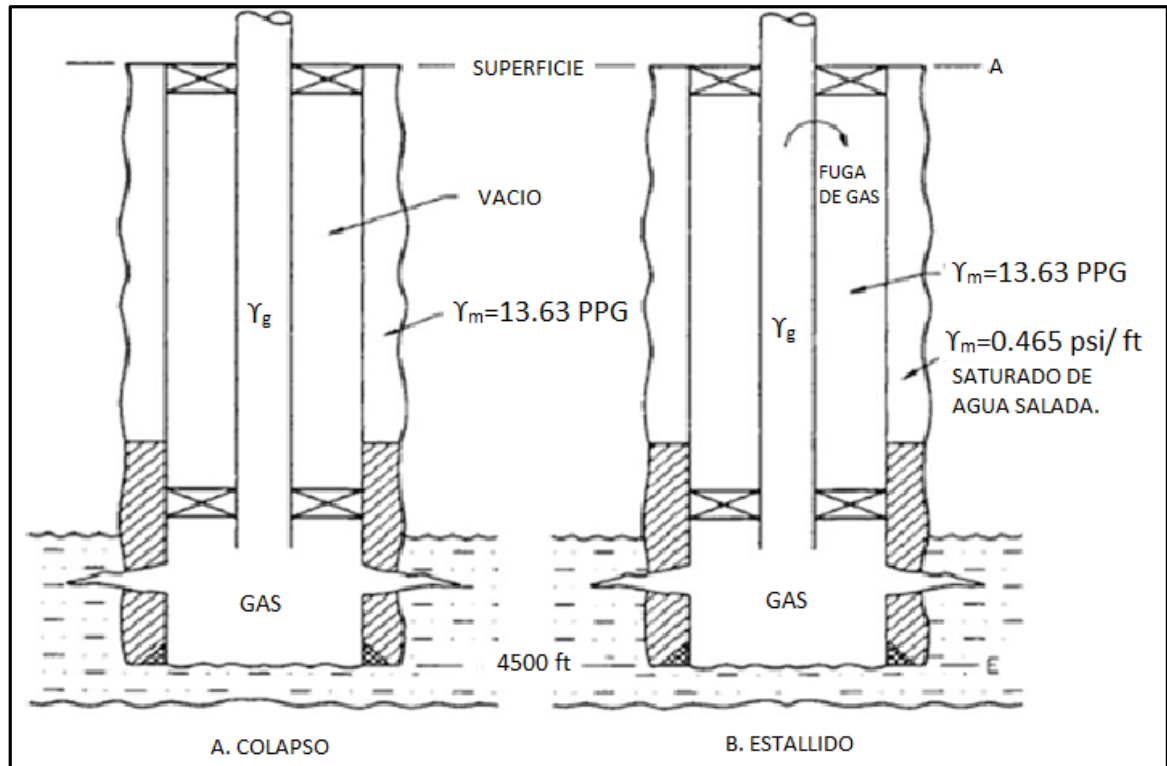
$$P_{externa} = 0.052 * den\ lodo * profundida \quad \text{Ec. 33}$$

$$= 0.052 * 13.63 * 5900$$

$$P_{externa} = P_{colapso\ zapato} = 4181\ \text{psi.}$$

²¹ RAHMAN, SS & CHILINGARIAN, G.V. "Casing Desing Theory and Practice". ELSEVIER SCIENCE, 1995.

Figura 16. Colapso Casing de Producción



Tomado y modificado de: RAHMAN, SS & CHILINGARIAN, G.V. "Casing Design Theory and Practice". ELSEVIER SCIENCE, 1995.

Como lo muestra la figura anterior la producción de hidrocarburos vía tubing es sellada por un empaque. En condiciones ideales, solo el casing por encima del zapato estará bajo la presión de estallido. El casing de producción debe soportar la presión de estallido en caso que el tubing falle, por esto debe ser diseñado bajo el peor escenario posible. Debido a esto se tienen las siguientes suposiciones:

1. El pozo productor tiene una presión de fondo igual a la presión de poro de la formación y el fluido de producción es gas.
2. Tubing de producción presenta fugas de gas
3. El peso específico del fluido en el anular entre el tubing y el Casing es el mismo que el fluido de perforación en el pozo cuando la sarta se corrió.

4. El peso específico del fluido fuera del Casing es el del fluido de perforación pero deteriorado, como el peso específico del agua salada.

✓ **Presión estallido zapato**

$$\mathbf{Presión_{estallido zapato} = Presión interna - Presion externa a 5900 ft \quad Ec. 34}$$

$$Presión interna = 0.052 * 13.63 * 5900 = 4182 \text{ psi}$$

$$Presion externa = 0.465 * 5900 = 2744 \text{ psi}$$

$$Presión_{estallido zapato} = 4182 - 2744 = \mathbf{1438 \text{ psi}}$$

✓ **Presión estallido superficie**

$$Presión_{estallido superficie}$$

$$= Presión interna - 5900 * Gg \quad \mathbf{Ec. 35}$$

$$Presión_{estallido superficie} = 4182 - 5900 * 0.1 = 3592 \text{ psi}$$

Ahora con fluido empaquetado entre tubing y casing se tiene que:

✓ **Presión estallido zapato**

$$\mathbf{Presión_{estallido zapato} = Presion superficie + P hidrostática fluido empaquetado - presión externa \quad Ec. 36}$$

$$Presion superficie = 3592 \text{ psi}$$

$$P \text{ hidrostática fluido empaquetado} = 0.052 * 13.63 * 5900 \\ = 4182 \text{ psi}$$

$$Presion externa = 0.465 * 5900 = 2744 \text{ psi}$$

$$Presión_{estallido zapato} = 3592 + 4182 - 2744 = \mathbf{5030 \text{ psi}}$$

✓ **Presión estallido superficie**

$$Presión_{estallido\ superficie} = 4182 - 5900 * 0.1 = 3592\ psi$$

La tabla 18 muestra las propiedades de diferentes grados de tubería de 4 1/2”.

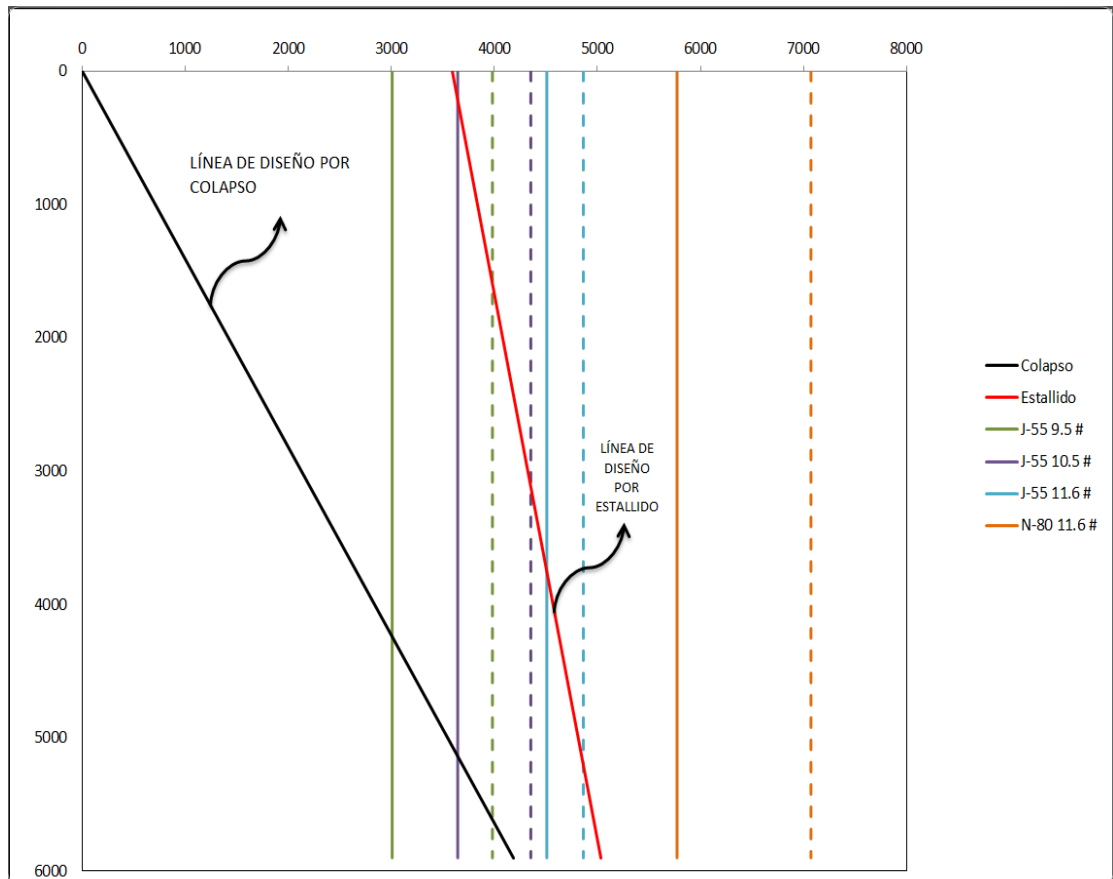
Tabla 18. Características de Diferentes Casing de 4 1/2”

CASING 4 1/2 ”					
GRADO	PESO (lb/ft)	Resistencia al colapso [Psi]	Resistencia al estallido [psi]	Resistencia a la cedencia *1000 lbs	ID
J-55	9,5	3310	4380	152	4,09
J-55	10,5	4010	4790	165	4,052
J-55	11,6	4960	5350	184	4
N-80	11,6	6350	7780	267	4

Fuente: HALLIBURTON, Casing strengths, section No 221. Volume and height between casing and hole.2001

Se realizó el mismo procedimiento de selección para esta fase con el método gráfico obteniendo los siguientes resultados.

Figura 17. Selección Casing de Producción



Como se observa en el gráfico la única tubería que cumple con los dos criterios es la N-80 11.6# para la profundidad total. Así mismo la tubería J-55 9.5 # no cumple con el requerimiento. Debido a esto observando se decide plantear una sarta combinada de Casing para hacerlo viable de una manera más económica, por lo tanto la tubería J-55 11.6#, que fallaría teniendo en cuenta el factor de seguridad alrededor de 3600 ft de profundidad, entonces se decide usar esta hasta una profundidad de 3000 ft y de esa profundidad en adelante usar tubería N-80 11.6#.

✓ **Tensión**

Se realiza la evaluación de la sarta de casing combinada de igual forma como se hizo con la primera sección teniendo los siguientes resultados:

Tabla 19. Evaluación por Tensión Casing de Producción

PROF.	GRADO Y PESO	PESO EN EL AIRE	F boyanza	Resistencia cedencia	ID	PB csg	FTPI	FS
3000-5900	N-80 11.6 #	33640	0.792	184000	4	26629	66967	2.7
0-3000	J-55 11.6 #	34800	0.792	267000	4	27547	86207	3.1

Como se puede notar la selección de la sarta de revestimiento cumple con el factor de seguridad mayor a 1.8 y por lo tanto es aceptado este diseño.

La selección final del casing queda como sigue en la siguiente tabla:

Tabla 20. Selección Final Casings

PROFUNDIDAD	CASING	GRADO Y PESO	FS
0-600	Superficie	J-55 23#.	2.43
0-3000	Producción	J-55 11.6 #	3.1
3000-5900	Producción	N-80 11.6 #	2.7

6.2 CEMENTACIÓN

En la perforación el procedimiento de cementación de vital importancia ya este se encarga de aislar zonas y asegurar el casing.

Entre las funciones principales se encuentran:

- 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 el colapso de las formaciones.
- Proteger el casing de la corrosión por formaciones con alto contenido de cloruros.

Existen varios tipos de cementos clasificados por API dependiendo de su aplicabilidad, de acuerdo a las propiedades necesarias para distintos rangos de temperatura, profundidad así como a las condiciones químicas con las cuales puede reaccionar.

Tabla 21. Composición del cemento API

COMPOSICIÓN DEL CEMENTO API						
TIPO	COMPONENTES %				Finura cm ² /g	Relación agua /cemento
	C3S	C2S	C3A	C4AF		
A	53	24	8	8	1500-1900	0.46
B	47	32	3	12	1500-1900	0.46
C	70	10	3	13	2000-2400	0.56
D	26	54	2	12	1100-1500	0.38
G	52	32	8	12	1400-1600	0.44
H	52	32	8	12	1200-1400	0.38
J	53.8		38.8		1240-2480	0.44
	SiO ₂		CaO			0.435

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

El rendimiento del cemento, en pies cúbicos por saco, es el volumen que ocupará el cemento seco, agua y aditivos cuando la lechada es mezclada de acorde a las especificaciones del diseño. Este rendimiento variará de acuerdo al tipo de cemento (tabla 22). Un factor que afecta en gran medida el rendimiento del cemento es la densidad, ya que grandes cantidades de agua deben añadirse para alcanzar cementos de bajo peso que no fracturen las zonas someras y zonas frágiles. La densidad del cemento es un criterio de bastante importancia en el diseño.

Tabla 22. Propiedades del cemento API

PROPIEDADES DEL CEMENTO API				
TIPO	Agua de mezcla gal/saco	Densidad lb/gal	Volumen de la lechada ft ³ /saco	Tiempo de fraguado 113F, hr
A	5.2	15.6	1.18	2.5
C	6.3	14.8	1.32	1.75
G	5	15.8	1.15	1.75
H	4.3	16.5	1.05	2

Fuente: HALLIBURTON, cementing tables, section No 221. Volume and height between casing and hole.2001

Se toma la decisión de usar el cemento clase G con 0% de bentonita debido a que el pozo objetivo se encuentra dentro del rango de aplicación ya que el pozo está en el rango de aplicación cumpliendo en profundidad (0-8000 ft) y temperatura (hasta 200 °F)

❖ LECHADA PARA CADA REVESTIMIENTO

Se realizan los cálculos básicos y necesarios para la aplicación de la lechada según el revestimiento a cementar.

- Capacidad de espacio anular:

$$\frac{Dh^2 - OD_{csg}^2}{1029.4} [bbl/ft] \quad \text{Ec. 37}$$

ó mediante la lectura de capacidades entre hueco y casing de tablas de volúmenes.²²

- Para capacidad del casing:

$$\frac{ID^2}{1029.4} [bbl/ft] \quad \text{Ec. 38}$$

- Volumen de la lechada en el revestimiento:

$$Vol. Lech Csg [Bbl] = Cap. csg * posición cuello flotador \quad \text{Ec. 39}$$

- Volumen de la lechada en el espacio anular:

$$Vol. LechAnular [Bbl] = Cap. esp anular * profundidad asentamiento * Factor de excesoZ \quad \text{Ec. 40}$$

- Volumen requerido lechada

$$Vol TLech [Bbl] = Vol. Lech Csg + Vol. lechAnular \quad \text{Ec. 41}$$

Se realizaron los cálculos correspondientes y los volúmenes estimados de la lechada se encuentran registrados en la tablas **23** y **24**, correspondiente a la primera y segunda fase respectivamente.

²² HALLIBURTON , cementing tables, section No 221. Volume and height between casing and hole.2001

Para los cálculos de número de sacos de cemento y volumen de agua se deben tener en cuenta los valores registrados en la tabla 22. Además se tiene en cuenta un factor de exceso de 50% para la lechada entre revestimiento y hueco abierto.

Tabla 23. Cementación Fase I

SECCIÓN 7 " -- OH 8 1/2 "			
Prof Asentamiento	600	VOL. LECHADA EN REVESTIMIENTO [Bbls]	2,8
Capacidad anular (bbl/ft)	0,0226	VOL. LECHADA EN ESPACIO ANULAR [Bbls]	20,3
Capacidad casing (bbl/ft)	0,0394	VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO [Bbls]	<u>21</u>
Capacidad OH (bbl/ft)	0,0702	VOLUMEN TOTAL DE LA LECHADA [Bbl]	44
Posición flotador (por encima del zapato-Shoe Track) [ft]	70	SACOS DE CEMENTO	113
		VOLUMEN DE AGUA [Bbl]	13

Tabla 24. Cementación Fase II

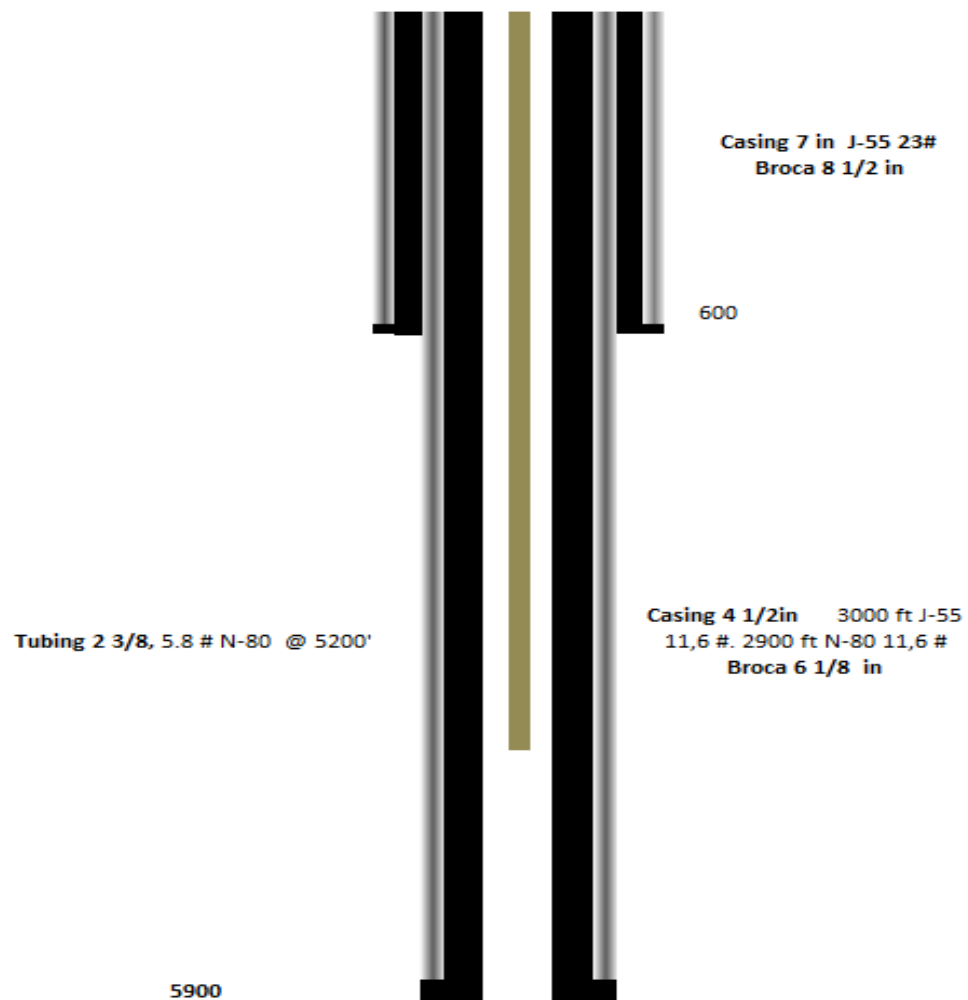
SECCIÓN 4 1/2 " -- OH 6 1/8 "			
Prof Asentamiento	5900	VOL. LECHADA EN ESPACIO ANULAR J55 -OH [Bbls]	60,4
Capacidad anular OH -Csg (bbl/ft)	0,0168	VOL. LECHADA EN ESPACIO ANULAR N-80 -OH[Bbls]	73,0
Capacidad casing (bbl/ft)	0,0155	VOLUMEN ANULAR Csg 7"- Csg 4 1/2 " (bbl/ft)	11,8
Capacidad anular Csg 7"- Csg 4 1/2 " (bbl/ft)	0,0197	VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO [Bbls]	<u>91</u>
Posición flotador (por encima del zapato-Shoe Track) [ft]	70	VOLUMEN TOTAL DE LA LECHADA [Bbl]	165

VOL. LECHADA EN REVESTIMIENTO [Bbls]	1,1	SACOS DE CEMENTO	658
		VOLUMEN DE AGUA [Bbl]	78

7. PRODUCTIVIDAD POZO SLIM HOLE

Para el análisis de la productividad del pozo se deben tener en cuenta factores tales como propiedades del yacimiento así como el completamiento, por lo tanto se tiene en cuenta el completamiento planteado en la etapa del programa de perforación y de completamiento para el desarrollo de este pozo.

Figura 18: Estado mecánico propuesto



7.1 POZOS OFFSET

Se seleccionaron pozos cercanos ubicados en el bloque V para realizar las correspondientes correlaciones.

Debido a la cercanía con el área seleccionada estos pozos pueden representar de manera significativa la estratigrafía del pozo a perforar.

En el programa de perforación se tienen en cuenta los marcadores geológicos que representan las profundidades de las arenas objetivo con lo cual se considera que la profundidad final planteada será de 5900 pies, con el objetivo de alcanzar las formaciones Mugrosa B y C.

Teniendo en cuenta los datos de pozos offset y la ejecución de un estudio anterior donde se realizó la sensibilización de los tiros por pie óptimos para los completamientos se plantea realizar un cañoneo de 8 tiros por pie²³, se realiza esta sensibilización en el momento de la evaluación de la productividad del pozo planteado como SlimHole.

COLORADO 36

ESTADO MECÁNICO: Se puede observar que el pozo se encuentra abierto al flujo en el intervalo 2044-2356 ft. Correspondiente a la formación Mugrosa zona B1 de acuerdo a lo revisado en los registros. Las demás zonas se encuentran aisladas, esto debido a la falta de capacidad de aporte de producción.

Completado con casing de 9-5/8 hasta 609' y con casing de 6-5/8 J-55 hasta 5979'. Produciendo con tubing 2-7/8 J-55. Con sistema de bombeo mecánico convencional, bomba de subsuelo RHBC ¼ " @ 2214'.

²³ DÍAZ VILORIA, Ricardo José. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. Bucaramanga, 2009. 217p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Se encuentran aisladas las zonas inferiores pertenecientes a un acuífero.

PRUEBA ECHOMETER : Se observa que el nivel del líquido está a 1570', El API reportado como 40.

Bottom Hole Pressure: 177.4 psi

Presión yacimiento: 800 psi.

Producción en el momento de la prueba:

Aceite 18

GE agua: 1.05

GE gas: 0.644

COLORADO 55

ESTADO MECÁNICO: El pozo se encuentra abierto al flujo en los intervalos [2290-2438],[4646-5192],[5318-5515] ft. Correspondientes a la formación Mugrosa zona B1 y zona C como se verificó en los registros. Completado con casing de 8-5/8 hasta 501'y con casing de 5-1/2 hasta 5608'. Produciendo con tubing 2-7/8 N-80.

PRUEBA ECHOMETER:

La gravedad API del aceite producido reportado como 40.

Bottom Hole Pressure: 433.6

Presión yacimiento: 1200 psi.

Producción en el momento de la prueba:

Aceite 34 BBL/D

Agua: 0.2 BBL/D

GE agua: 1.05

GE gas: 0.644

COLORADO 58

ESTADO MECÁNICO: Se encuentran cañoneados y abiertos a flujo los intervalos [2146-2176],[2327-2589],[4230-4518],[4750-5176], produciendo las arenas B y C de la formación Mugrosa. Completado con casing de 8-5/8 hasta 512'y con casing de 5-1/2 hasta la profundidad final de 5903. Produciendo con tubing 2-7/8 J-55.

PRUEBA ECHOMETER:

La gravedad API del aceite producido reportado como 40

Bottom Hole Pressure: 193.8 psi

Presión yacimiento: 1200 psi.

Producción en el momento de la prueba:

Aceite 34 BBL/D

Agua: 0.2 BBL/D

GE agua: 1.05

GE gas: 0.97

7.2 ANÁLISIS IPR

Para el desarrollo de capacidad de aporte del yacimiento al pozo se decide utilizar la correlación desarrollada por Perez y Kelmar ²⁴ donde se tiene en cuenta la producción de aceite por gas en solución basado en la técnica de perforación y el radio de las perforaciones. Mediante la siguiente expresión:

²⁴ SUKAMO PUDJO, TOBING EDWARD L. TOBING. Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir.SPE 29312. Asia pacific Oil & Gas conference & Exhibition. Kualalumpur, March 1995.

$$q_o = Q_{\max} \left(a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 42}$$

Donde;

a_o, a_1 y a_2 son constantes que dependen del radio de perforación perforado y la técnica de perforación como se muestra en las tablas 25 y 26.

Q_{\max} , es la tasa de producción máxima sin perforación.

Tabla 25: Coeficientes método Perez y Kelmar

Perforación Overbalanced				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.61710	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	8	0.87333	0.10715	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283

Tomado y modificado de: SUKAMO PUDJO, TOBING EDWARD L. TOBING. Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. SPE 29312.

Tabla 26: Coeficientes (2) método Perez y Kelmar

Perforación Underbalanced				
Rp (inches)	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	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

Tomada y modificada de: SUKAMO PUDJO, TOBING EDWARD L. TOBING. Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. SPE 29312.

En base a los registros Echometer facilitados por Campo Escuela Colorado donde se obtiene la presión de fondo fluyendo y las presiones estáticas para cada caso en particular se procede a realizar los cálculos obteniendo de esta manera los IPR's correspondientes a cada pozo.

Figura 19: IPR colorado 36

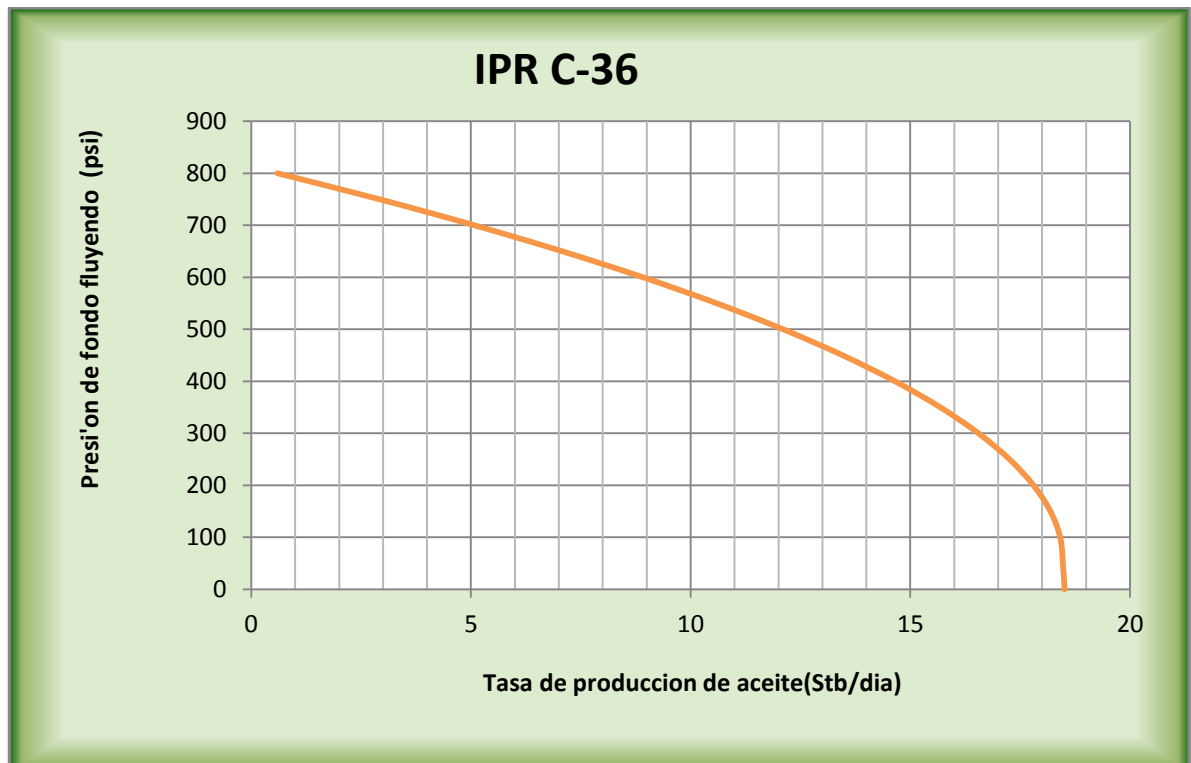
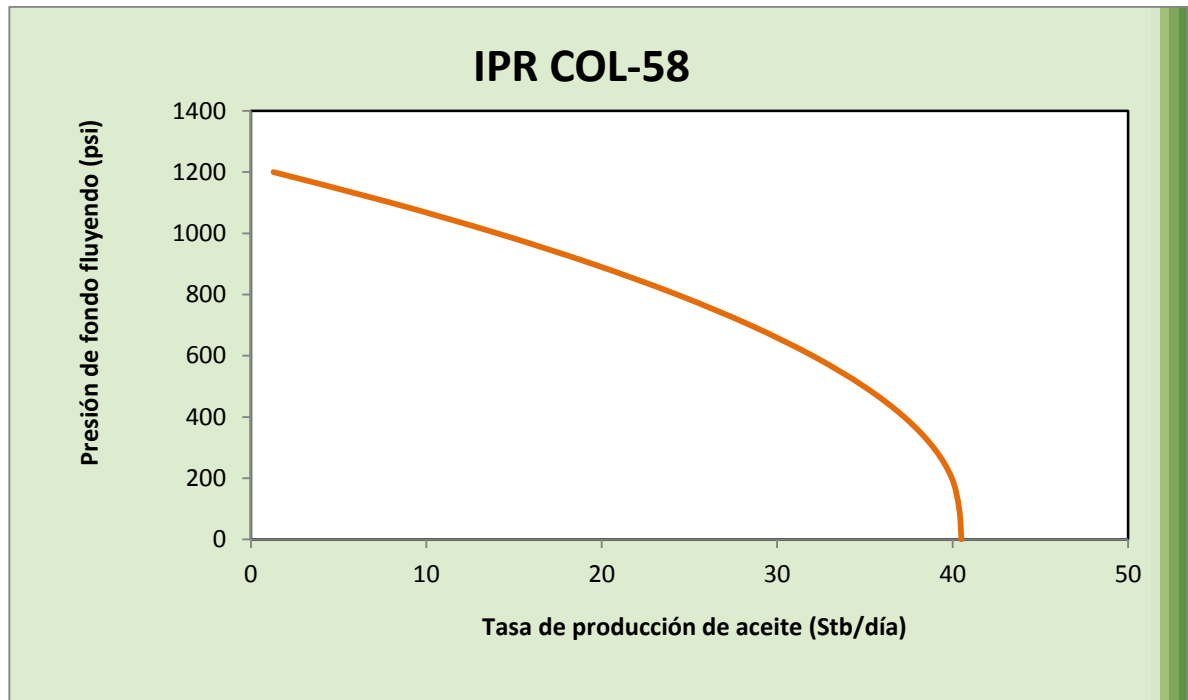


Figura 20: IPR colorado 58



7.2.1 Aporte planteado para Slim Hole

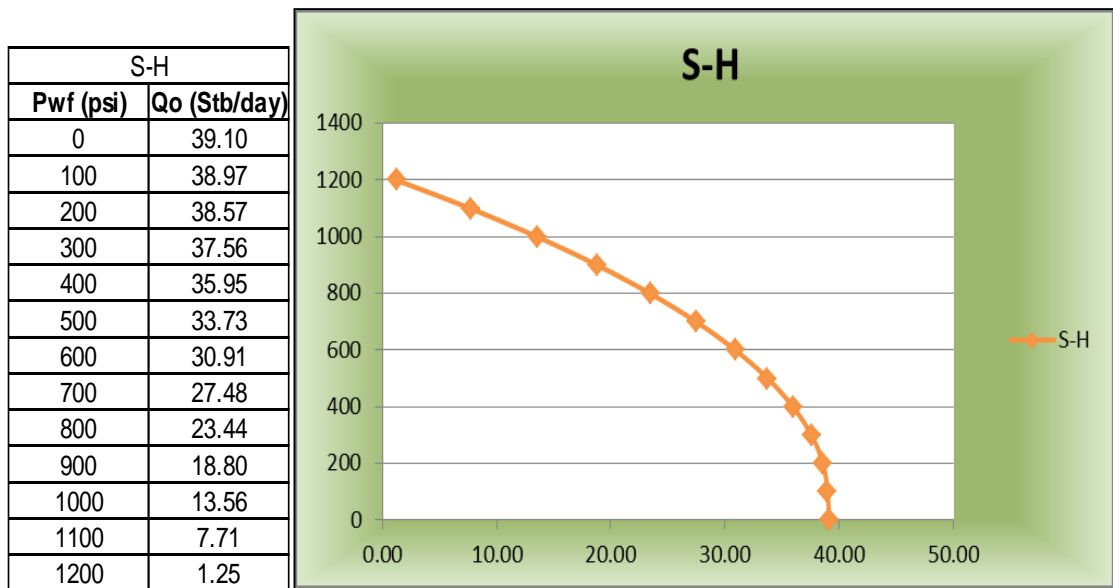
Luego que se realizó un análisis a cada uno de los pozos offset seleccionados, se decide realizar un análisis nodal para el pozo planteado y se procede a plantear dos posibles escenarios de aportes de producción esperados del pozo Slimhole a partir de los aportes que se podrán tener, teniendo en cuenta las propiedades de los pozos de correlación.

Se plantea realizar el análisis para las arenas inferiores de la formación Mugrosa (C1, C2) ya que presentan mayor aporte de producción del área seleccionada y además presenta mayor presión de yacimiento, en caso que la formación mugrosa B genere aporte será un plus para el proyecto.

❖ Escenario 1

Se considera como un promedio de aporte de la producción de las arenas inferiores de la formación Mugrosa (C-55 y C58). Obteniendo así el siguiente IPR:

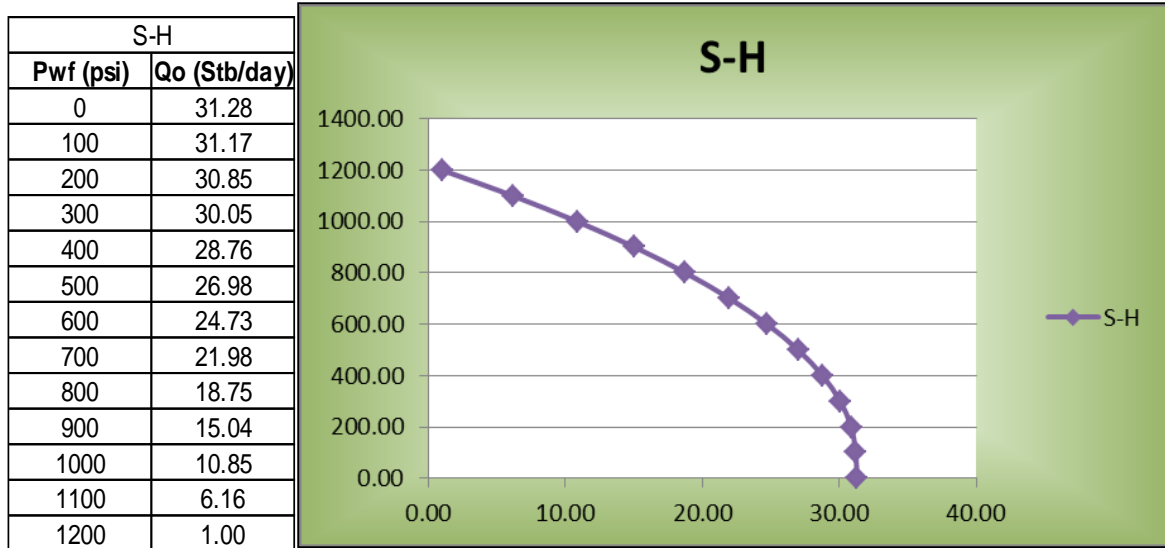
Figura 21: IPR escenario 1 Slimhole



❖ Escenario 2

Se considera un aporte menor por parte de la formación productora. Suponiendo este aporte como un 80 por ciento a partir de los aportes de la formación Mugrosa de los pozos de correlación (C-55, C-58).

Figura 22: IPR escenario 2 Slimhole



Con estos aportes de la formación se realiza el análisis de pérdidas de presión en tubería vertical y se realiza el análisis nodal para esta configuración en fondo de pozo para conocer si es suficiente la energía del yacimiento para la producción o si es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial.

Al realizar el análisis de pérdidas en tubería vertical mediante la correlación de Orkiszewski, la cual se seleccionó como la más adecuada a partir de estudios comparativos²⁵ que sugieren rangos de variación de los parámetros de producción y las propiedades del fluido, para los cuales se aconseja alguna correlación en especial, teniendo en cuenta parámetros como corte de agua, tasa de producción de aceite, gravedad API del fluido producido, diámetro de la tubería de producción, RGL. Los autores de referencia plantean con estos estudios como las

²⁵ Rai R., Singh I., and Srinivasan S.: "Comparasion as Multiphase -Flow Correlations With Measured Field Data of Vertical and Deviated Oil Wells in India". SPE Prod Eng. Aug. 1989.

correlaciones que mejor se ajustan: Hagedorn and Brown, Orkiszewski, Beggs and Brill y Aziz Govier.²⁶

Con las variables que involucran la configuración del pozo planteado y las propiedades del fluido se realizó el cálculo de pérdidas de presión lo cual da como resultado que la energía actual de yacimiento (1278 psi²⁷) no es suficiente para que el pozo tenga flujo de manera natural, por tal motivo se debe implementar un sistema de levantamiento artificial. Esta consideración se hace partiendo que los pozos offset seleccionados están ubicados lo suficientemente cercanos y que el bloque V en esta zona no presenta demasiada discontinuidad, por lo tanto se asume que la presión de yacimiento en el punto donde se planea realizar la perforación será un valor cercano o el mismo que poseen los pozos de correlación además de tener en cuenta un estudio de pronósticos de presiones de yacimiento.

En los pozos offset se verificó que todos usan levantamiento por bombeo mecánico, siendo que éste se considera el sistema de levantamiento artificial más antiguo y más utilizado debido principalmente a sus bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja de presión se decide realizar el diseño para este sistema.

7.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

BOMBEO MECÁNICO

Ya que es el método de levantamiento artificial más común, donde el movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas acopladas colocadas dentro de la tubería de producción, además es el sistema de levantamiento artificial más usado ya que no requiere de mucha infraestructura,

²⁶ RUIZ SERNA, Marco A. Análisis nodal y el flujo en un sistema de producción. 1999. 180 pag. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. Facultad de Minas, Departamento de Recursos Minerales, Unidad de Petróleos y Gas Natural

²⁷ GONZÁLEZ HERRERA, Andrés. GÓMEZ MARTÍNEZ, Mario. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2011. 167p Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.

cuenta con una variedad de herramientas y accesorios que permiten manejar tanto las condiciones superficiales como las subsuperficiales.

Tabla 27: Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Sistema relativamente simple de operar y analizar	Unidad de superficie requiere de grandes tamaños
Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a bajo costo	Gas libre en el pozo puede reducir drásticamente la producción de los fluidos.
Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.	En pozos desviados presenta problemas de fricción.
Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.	La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas
Se puede bombear pozos con bajas presiones.	
Puede levantar crudos pesados y a altas temperaturas.	
Puede usarse gas o electricidad como fuente de potencia.	
Disponibilidad en diferentes tamaños.	

Fuente: GONZÁLES FUENTES, Pilar. VARGAS REYES, Diana Beatriz. Optimización de la producción con bombeo mecánico del sector M-14 del campo Tibú usando herramientas ECHOMETER. Bucaramanga, 2012. 294p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico- Química. Escuela Ingeniería de Petróleos.

▪ DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

El Bombeo Mecánico tiene como objetivo elevar los fluidos a la superficie cuando el pozo ha dejado de fluir por la presión natural de yacimiento. Partiendo desde el nivel dinámico y un nivel neto del pozo, se efectuarán los cálculos necesarios para el diseño de la instalación con un mínimo de:

- Torsión.
- Carga en la varilla pulida.
- Rango de cargas en las varillas.

- Requerimientos de potencia del motor principal.
- Costo de mantenimiento de la unidad.
- Roturas de varillas.
- Producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad.
- Costo de instalación.
- Costo inicial.

Las partes esenciales del sistema de bombeo mecánico son:

- 1) El equipo superficial de bombeo (U.B.M.) y las conexiones superficiales.
- 2) La bomba subsuperficial impulsada por varillas y sus accesorios.
- 3) La sarta de varillas de succión.
- 4) La tubería de producción (T.P.) y accesorios para bombeo mecánico.

▪ **BOMBA SUBSUPERFICIAL DE BOMBEO**

Sus funciones son: admitir el fluido de la formación al interior de la tubería de producción y principalmente elevar el fluido admitido hasta la superficie.

Las bombas se pueden clasificar en diferentes tipos: Dinámicas o de desplazamiento positivo.

Bombas Dinámicas: agregan energía al fluido mientras éste pasa a través de la bomba para incrementar su velocidad de manera que las subsecuentes reducciones de velocidad dentro o fuera de la bomba producen un incremento de presión.

Bombas de desplazamiento positivo: periódicamente añaden energía al fluido a través de la aplicación de fuerzas a un volumen constante.

Existen varios tipos de bomba de profundidad empleada para diferentes aplicaciones. Las más utilizadas son:

- a) Bombas de tubería de producción (TH).
- b) Bombas de inserción.(RH/RW)

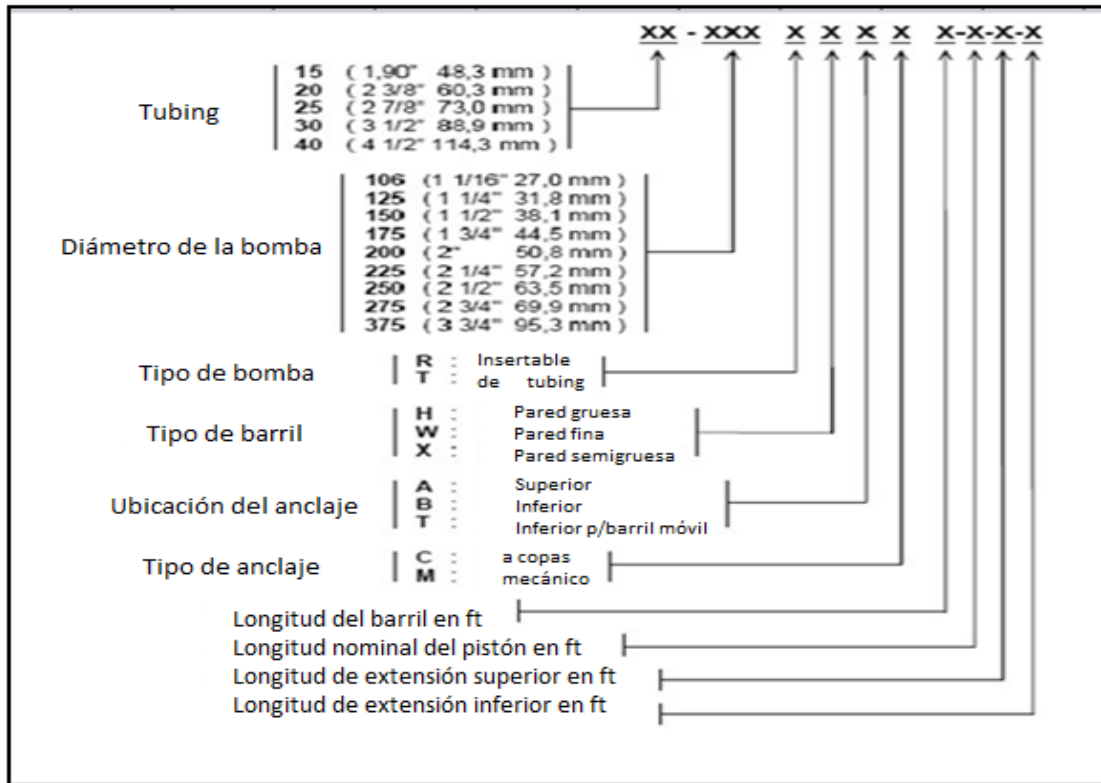
Se denominan de la siguiente manera:

Tabla 28: Denominación bombas de subsuelo

TIPO DE BOMBA		CON PISTÓN DE METAL LISO	
		Barril pared gruesa.	Barril pared fina.
INSERTABLE	Barril estacionario, anclaje superior.	RHA	RWA
	Barril estacionario, anclaje inferior.	RHB	RWB
	Barril móvil, anclaje inferior.	RHT	RWT
DE TUBING		TH	----

Tomado y modificado de: Bolland. Manual de partes: Bombas Mecánicas de profundidad. Buenos Aires, Argentina.2005. Capítulo 1.

Figura 23: Denominación bombas de subsuelo



Tomado y modificado de: Bolland. Manual de partes: Bombas Mecánicas de profundidad. Buenos Aires, Argentina.2005. Capítulo 1.

- **SARTA DE VARILLA DE SUCCIÓN**

La función de la sarta de varillas de succión es: transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial.

Las varillas de succión disponibles en el mercado son de cinco diferentes diámetros estándar. Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera, y por lo tanto, la más económica, que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas.

El máximo esfuerzo de trabajo para las varillas depende de su composición química y propiedades mecánicas, además de la naturaleza del fluido bombeado, es decir, si éste es o no corrosivo. Como regla general, es deseable mantener el esfuerzo de las varillas por debajo de las 30000 lbs/plg², sin embargo, la experiencia en diferentes áreas productoras puede indicar límites menores.

La tabla 29 indica la composición y características de la varilla grado D

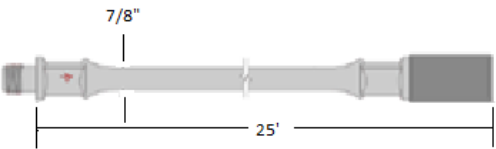
Tabla 29: Composición y características de la varilla grado D

ANÁLISIS QUÍMICO DE LAS VARILLAS DE SUCCIÓN GARDO D								
AISI	% Carbón	% Magnesio	% Silicio	% Fosfato	% Azufre	% Niquel	% Cromo	% Molibdeno
4142SR	0.40-0.45	0.75-1.0	0.15-0.30	0.035 máx.	0.04 máx.	0.25 máx.	0.80-1.10	0.15-0.25

ANÁLISIS FÍSICO DE LAS VARILLAS DE SUCCIÓN CON COPLE				
elongación	% Área reducción.	Dureza Brinell	Esfuerzo de cedencia (psi)	Esfuerzo de tensión (psi)
10 min.	45 min.	240-294	100 000 min.	115 000 - 140 000

Diámetro API disponibles (in)				
5/8" Ø	3/4" Ø	7/8" Ø	1" Ø	1-1/8" Ø

Longitud de las varillas disponibles				
2 ft	4 ft	8 ft	25 ft	30 ft

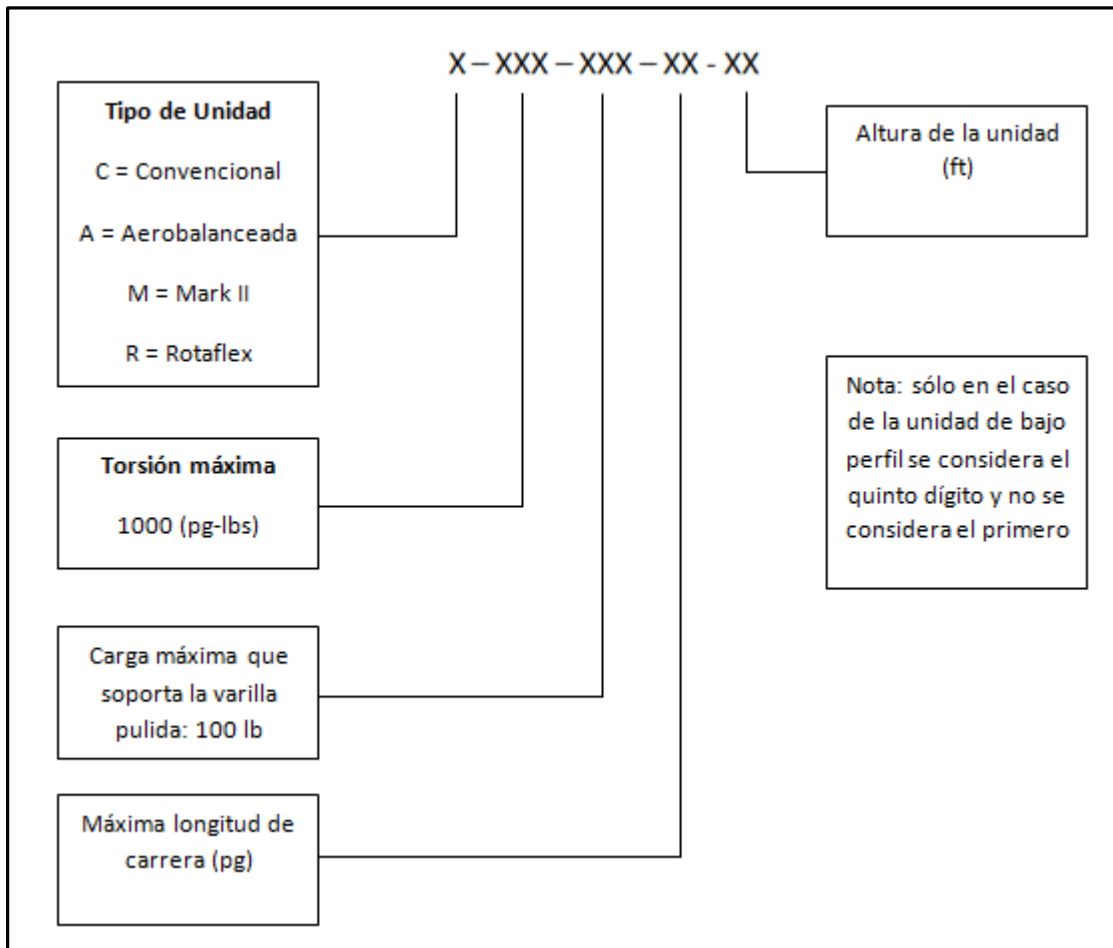


Fuente: RAGA MARTÍNEZ, Juan Adolfo, Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción poza rica región norte. Veracruz, 2001. 256p. Trabajo práctico técnico. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica

▪ **CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES.**

De la misma forma que las bombas, las unidades manejan una clasificación (API) para describir el tipo de unidad así como las cargas y longitudes principales, si se requiere conocer más a detalle las dimensiones de las unidades (para su instalación) se debe de consultar el catalogo del fabricante.

Figura 24: Clasificación API unidades superficiales de Bombeo Mecánico



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

❖ **DISEÑO BOMBEO MECÁNICO**

▪ SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA BOMBA

Para una profundidad de colocación de la bomba y un volumen de producción dado, existe un tamaño apropiado de ésta que es el resultado de mantener una carrera efectiva del émbolo y una velocidad de operación moderada. El factor más importante a considerar en la selección de una bomba es el volumen de fluido que es capaz de desplazar por cada pulgada de carrera del émbolo, el cual depende del diámetro de la bomba.

La tabla 30 resume la nomenclatura utilizada para el diseño de Bombeo mecánico.

Tabla 30: Nomenclatura Diseño Bombeo Mecánico

NOMENCLATURA		UNIDAD	NOMENCLATURA		UNIDAD
PD	desplazamiento teórico de la bomba en el fondo	BPD	E	Modulo de elasticidad	
Ap	Area de la sección transversal del émbolo	plg ²	Ar	Area de la varilla	plg ²
S	Longitud de la varilla pulida	plg	At	Area de la tubería	plg ²
N	Velocidad de bombeo, embolada/min	spm	LN	Nivel neto	pies
K	Constante de bombeo	BPD/plg/spm	Hh	Potencia hidráulica	Hp
dp	diámetro del émbolo (pistón)	plg	Hf	Potencia por fricción	Hp
Ev	Eficiencia volumétrica de la bomba	%	Hb-PRHP	Potencia varilla pulida	Hp
Wr	Peso muerto sarta de varillas	lbs	CBE	Contrapeso requerido	lbs
α	Factor de aceleración		PT	Torsión máxima	lbs/plg
G	Gravedad específica del aceite		H	Nivel del fluido	pies
Ff	Fuerza de flotación de las varillas	lbs	S		
LT	Profundidad de a bomba	pies	mr	Peso por unidad de longitud de las varillas en el aire	lbs /pie
Vc	Volumen columna de fluido	pies ³	Er	Constante elástica de las varillas	plg/lbs
Vf	Volumen del fluido	pies ³	Fc	Factor de frecuencia útil en el diseño de varillas	
Wf	Carga del fluido	lbs	Et	Constante elástica de la tubería de producción	plg/lbs-pie
Ffric	Carga por fricción	lbs	Fo	Carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo	lbs
Wmáx-PPRL	Carga máxima en la varilla pulida	lbs	Kr	Constante de resorte total de la sarta de varillas	
Wmin-MPRL	Carga mínima en la varilla pulida	lbs	1/Kr	Constante elástica para el total de la sarta de varillas	plg/lbs
er	Elongación en la varilla	plg	Wr	Peso total de las varillas en el aire	lbs
et	Elongación en la tubería	plg	Wrf	Peso total de las varillas en el fluido	lbs
ep	Sobrecarga del émbolo	plg	F1	Factor de PPRL	
Sp	Carrera efectiva del émbolo	plg	F2	Factor de MPRL	
F3	Factor de PRHP		T	Torsión de la manivela	lbs/plg
Ta	Factor de ajuste de torsión para valores de Wrf/Skr diferentes de 0.3				

El desplazamiento teórico de la bomba en el fondo (PD) es determinado por:

$$PD = 0.1484 * A_p * S_p * N.....(BPD)$$

Ec. 43

Otra forma de calcular el desplazamiento teórico de la bomba es mediante una constante de bombeo (K), la cual es obtenida de acuerdo al tamaño del émbolo y es determinada por la siguiente ecuación:

$$K = 0.1484 A_p \quad \text{Ec. 44}$$

$$PD = K S_p N \quad \text{Ec. 45}$$

Dónde:

$$A_p = \frac{\pi * d_p^2}{4} \quad \text{Ec. 46}$$

El valor de K, se puede obtener directamente de la tabla 31, con el diámetro del émbolo.

Tabla 31: Características embolo unidad de subsuelo

DATOS DEL ÉMBOLO		
DIÁMETRO plg d_p	ÁREA plg ² A_p	CONSTANTE DE LA BOMBA BPD/plg/spm K
1	0.785	0.116
1 ¹ / ₁₆	0.886	0.131
1 ¹ / ₈	1.227	0.182
1 ¹ / ₄	1.767	0.262
1 ³ / ₄	2.405	0.357
1 ²⁵ / ₃₂	2.408	0.369
2	3.142	0.466
2 ¹ / ₄	3.976	0.590
2 ¹ / ₂	4.909	0.728
2 ³ / ₄	5.940	0.881
3 ³ / ₄	11.045	1.639
4 ³ / ₄	17.721	2.630

Fuente: RAGA MARTÍNEZ, Juan Adolfo, Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción poza rica región norte. Veracruz, 2001. 256p. Trabajo práctico técnico. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica

El gasto de producción en la superficie (q) es menor que el desplazamiento teórico de la bomba, debido a la eficiencia volumétrica de la bomba (Ev), la cual es calculada como la relación de gastos

$$E_v = (q/PD)(100)$$

Ec. 47

La liberación de gas es un factor muy significativo en la estimación de la eficiencia volumétrica, ya que por ejemplo: en pozos con alta relación gas –líquido se tienen eficiencias muy bajas, del 25% al 50%, en aquellos donde existe una buena separación del gas de formación se tendrán eficiencias del 50% al 70%, en pozos con una buena separación y buena sumergencia de la bomba las eficiencias serán del orden del 70% al 80% y para pozos sin gas pero con un alto nivel de fluido las eficiencias volumétricas pueden aproximarse al 100%.

❖ FACTORES QUE CONTRIBUYEN A FORMAR LA CARGA TOTAL DE LA VARILLA PULIDA.

Dentro del ciclo de bombeo se presentan cinco factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla pulida, estos factores son:

1. El peso muerto de la sarta de varillas.
2. La carga por aceleración de la sarta de varillas.
3. La fuerza de flotación de las varillas.
4. La carga del fluido que se ejerce sobre la varilla pulida.
5. La carga por fricción.

Tabla 32: Selección de sarta de varillas combinada

DATOS DE LA BOMBA Y DE LAS VARILLAS										
No. DE VARI LLA	DIA. DEL EMBOLO pulg d_p	PESO DE LAS VAR. lbs-pie m_r	CONSTANTE ELÁSTICA pulg/lbs pie $\times 10^{-6} E_r$	FACTOR DE FRECUENCIA A F_c	SARTA DE VARILLAS, % DE CADA DIAMETRO					
					1 1/8	1	7/8	3/4	5/8	1/2
44	Todos	0.726	1.990	1.000	-	-	-	-	-	100.0
54	1.06	0.906	1.668	1.138	-	-	-	-	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633	1.140	-	-	-	-	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584	1.137	-	-	-	-	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525	1.122	-	-	-	-	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460	1.095	-	-	-	-	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391	1.061	-	-	-	-	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318	1.023	-	-	-	-	93.5	6.5
55	Todos	1.135	1.270	1.000	-	-	-	-	100.0	-
64	1.06	1.164	1.382	1.229	-	-	-	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319	1.215	-	-	-	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232	1.184	-	-	-	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141	1.145	-	-	-	47.4	45.3	7.4
65	1.06	1.307	1.138	1.098	-	-	-	34.4	65.6	-
65	1.25	1.321	1.127	1.104	-	-	-	37.3	62.7	-
65	1.50	1.343	1.110	1.110	-	-	-	41.8	58.2	-
65	1.75	1.369	1.090	1.114	-	-	-	46.9	53.1	-
65	2.00	1.394	1.070	1.114	-	-	-	52.0	48.0	-
65	2.25	1.426	1.045	1.110	-	-	-	58.4	41.6	-
65	2.50	1.460	1.018	1.099	-	-	-	65.2	34.8	-
65	2.75	1.497	0.990	1.082	-	-	-	72.5	27.5	-
65	3.25	1.574	0.930	1.037	-	-	-	88.1	11.9	-
66	Todos	1.634	0.883	1.000	-	-	-	100.0	-	-
75	1.06	1.566	0.997	1.191	-	-	27.0	27.4	45.6	-
75	1.25	1.604	0.973	1.193	-	-	29.4	29.8	40.8	-
75	1.50	1.664	0.935	1.189	-	-	33.3	33.3	33.3	-
75	1.75	1.732	0.892	1.174	-	-	37.8	37.0	25.1	-
75	2.00	1.803	0.847	1.151	-	-	42.4	41.3	16.3	-
75	2.25	1.875	0.801	1.121	-	-	46.9	45.8	7.2	-

Fuente: RAGA MARTÍNEZ, Juan Adolfo, Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción poza rica región norte. Veracruz, 2001. 256p. Trabajo práctico técnico. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica

7.3.1 Método empleado para seleccionar la unidad de bombeo mecánico

Dos de los procedimientos más usados en el diseño de instalaciones de bombeo mecánico son:

- Método Craft Holden
- Método API-RP- 11L

Para el diseño de la unidad que se desea emplear se decide realizarlo con el método API-RP- 11L, por lo tanto se plantea a continuación la metodología a desarrollar.

MÉTODO API-RP-11L

PARÁMETROS ADIMENSIONALES:

- ✓ N/N_o = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro.
- ✓ N/N_o' = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

La frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas N/N_o' se define como:

$$N_o' = \frac{F_c a}{NL_T} \quad \text{Ec. 48} \qquad \frac{N}{N_o} = \frac{4NL_T}{F_c a} \quad \text{Ec. 49}$$

El fabricante de las varillas recomienda una aceleración, pero en la práctica se obtiene otra, la cual se mencionan a continuación:

Teóricamente $a = 17000$ pie/seg.

Prácticamente $a = 16300$ pie/seg = 978000 pie/min.

Por lo tanto:

$$\frac{N}{N_o'} = \frac{NL_T}{245000F_c} \quad \text{Ec. 50}$$

- ✓ F_o/SK_r = Relación del alargamiento de las varillas a la carrera de la varilla pulida.

El parámetro adimensional F_o/SK_r representa el alargamiento real de las varillas producido por la carga de fluido. Entonces, $(F_o/K_r)/S$ es el alargamiento de varillas expresado en fracción de la carrera de la varilla pulida.

Para sargas de un solo diámetro:

$$K_r = \frac{EA}{L_T} \quad \text{Ec. 51}$$

Para sartas de diámetro variable:

$$\frac{1}{K_r} = \frac{1}{E} \left[\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \dots + \frac{L_n}{A_n} \right] \quad \text{Ec. 52}$$

El término F_o/SK_r da el alargamiento de las varillas causado por la aplicación estática de la carga de fluido en porcentaje de la carrera de la varilla pulida.

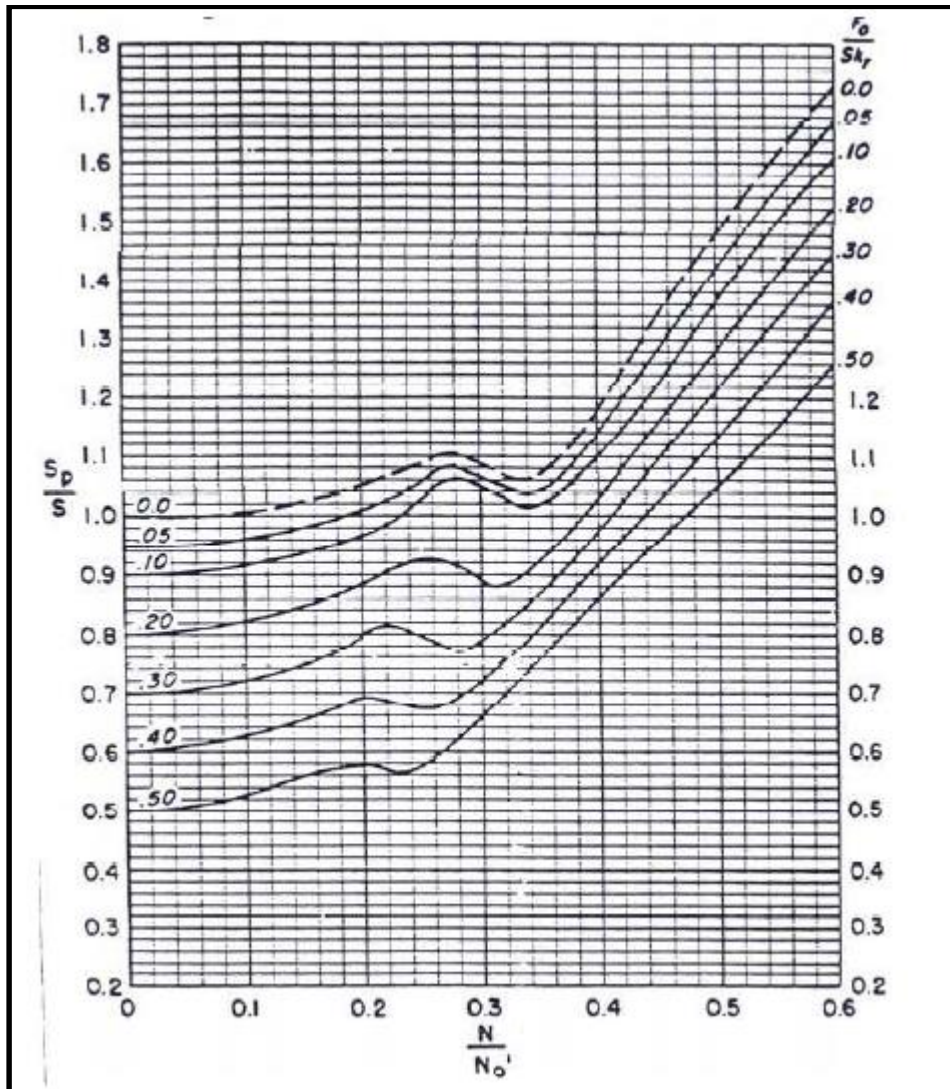
DEFINICIONES ADICIONALES DEL MÉTODO API

✓ **Carrera del émbolo:**

$$S_p = [(S_p/S) \times S] - [F_o \times 1/K_t] \quad \text{Ec. 53}$$

Si la tubería de producción está anclada, el término $1/k_t = 0$ El término (S_p/S) se obtiene de la figura 25.

Figura 25: Relación adimensional (S_p/S) para calcular la carrera efectiva del pistón



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

✓ **Desplazamiento de la bomba**

Como ya se ha descrito previamente mediante las fórmulas:

$$PD = 0.1166 \times Sp \times N \times D^2 \quad \text{Ec. 54} \quad \text{ó} \quad PD = K Sp N \quad \text{Ec. 55}$$

✓ **Máxima carga en la varilla pulida**

La máxima carga en la varilla pulida se calcula en dos formas:

1. Para quienes prefieren expresar la carga de fluido como función del área neta del émbolo:

$$\mathbf{PPRL = 0.433 LT (A_p - A_r) + W_r + W_r (SN^2/70500)} \quad \mathbf{Ec. 56}$$

2. Otra aproximación que da idénticos resultados, define la carga de fluido como función del área total del émbolo, es decir, el área de la sección transversal de las varillas y de la bomba de inserción:

$$\mathbf{PPRL = 0.433 LT (A_p) + W_{rf} + W_r (SN^2/70500)} \quad \mathbf{Ec. 57}$$

Ó bien :

$$\mathbf{PPRL = F_o + W_{rf} + W_r (SN^2/70500)} \quad \mathbf{Ec. 58}$$

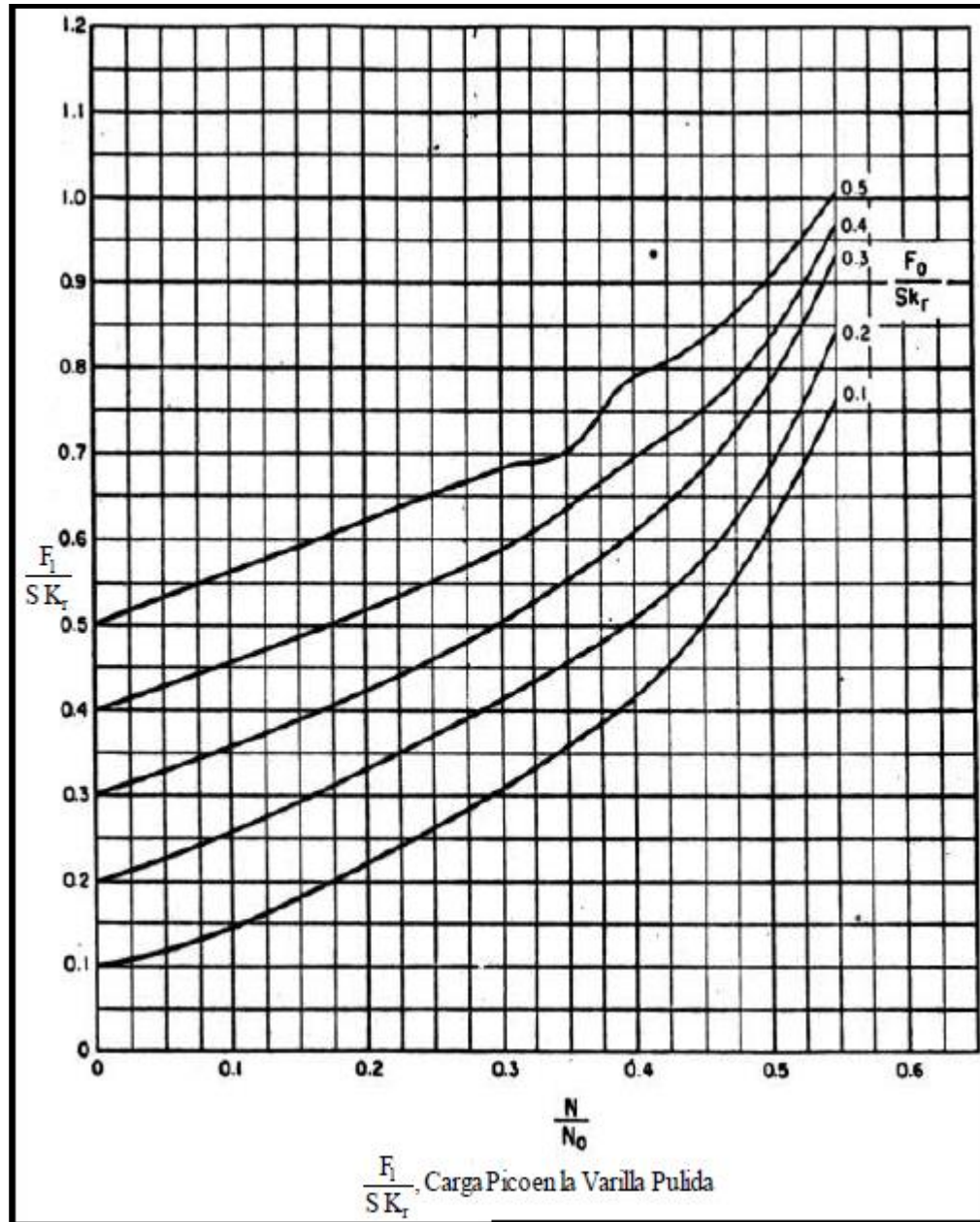
El método API para la predicción de PPRL ocupa la ecuación:

$$\mathbf{PPRL = W_{rf} + (F_1/SK_r) SK_r} \quad \mathbf{Ec. 59}$$

El término adimensional F_1/SK_r se obtiene de la figura 26.

En esta figura se toma en cuenta el efecto armónico de la sarta de varillas, así como los efectos normales de aceleración.

Figura 26: Relación adimensional (F_1/SK_r) para calcular carga máxima en la barra pulida



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

✓ **Mínima carga en la varilla pulida.**

La fórmula convencional para la mínima carga en la varilla pulida para unidades de geometría convencional es:

$$MPRL = W_{rf} - W_r (SN^2/70500) \quad \text{Ec. 60}$$

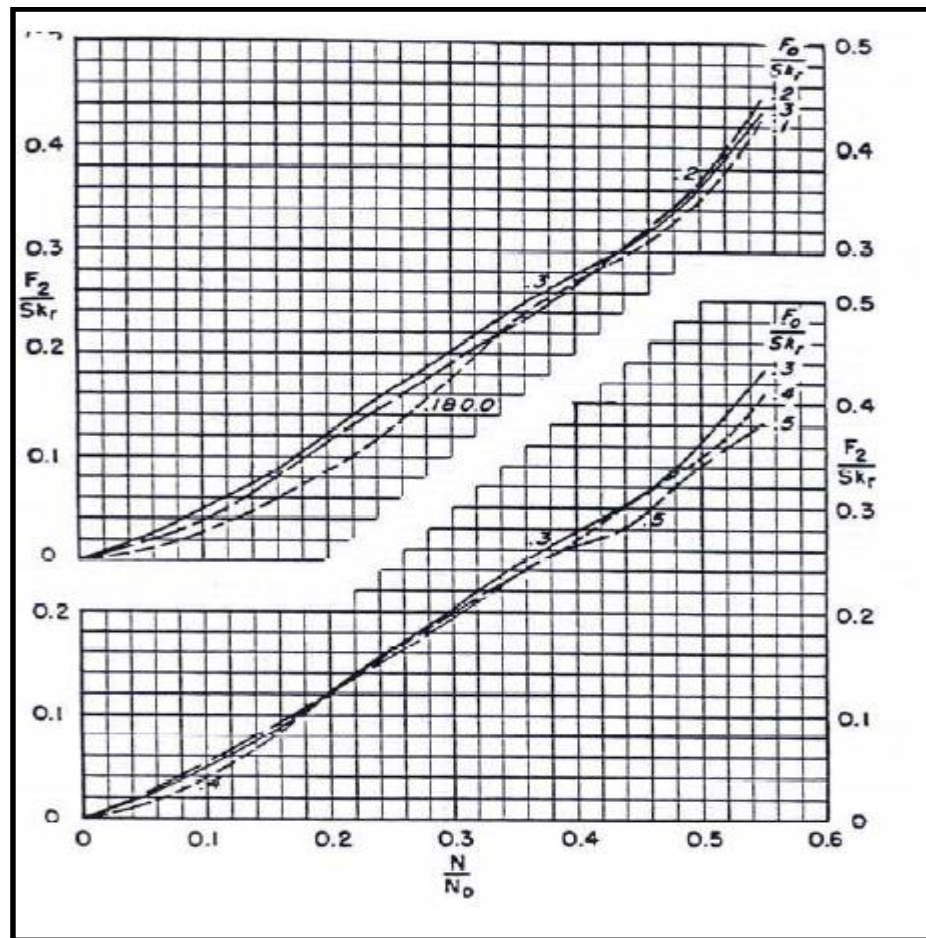
El método API expresa la predicción de la carga mínima en la varilla pulida en la siguiente forma:

$$MPRL = W_{rf} - (F_2/SK_r) SK_r \quad \text{Ec. 61}$$

El término adimensional F_2/SK_r se obtiene de la figura 27.

En esta figura se consideran los efectos normales de desaceleración, más los efectos armónicos de las varillas.

Figura 27: Relación adimensional (F_2/SK_r) para calcular la mínima carga en la barra pulida



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

✓ **Torsión Máxima**

El método convencional para el cálculo de la torsión máxima en unidades con geometría convencional es:

$$P_T = PPRL - MPRL * \frac{S}{2} * G \quad \text{Ec. 62}$$

El método API establece para el cálculo de la torsión máxima la siguiente formula:

$$PT = (2T/S^2K_r) + SK_r \times S/2 \times T_a \quad \text{Ec. 63}$$

El valor del término $(2T/S^2K_r)$ se obtiene de la gráfica **28**.

Donde T_a es el ajuste por torsión máxima para valores $W_{rf}/S_{kr} \neq 0.3$ y se calcula así:

$$T_a = 1 + \left[(\% \text{ del gráfica en fracción}) * \frac{W_{rf}/S_{kr} - 0.3}{0.1} \right] \quad \text{Ec. 64}$$

De la gráfica **29** se lee el valor del porcentaje:

✓ **Potencia en la varilla pulida**

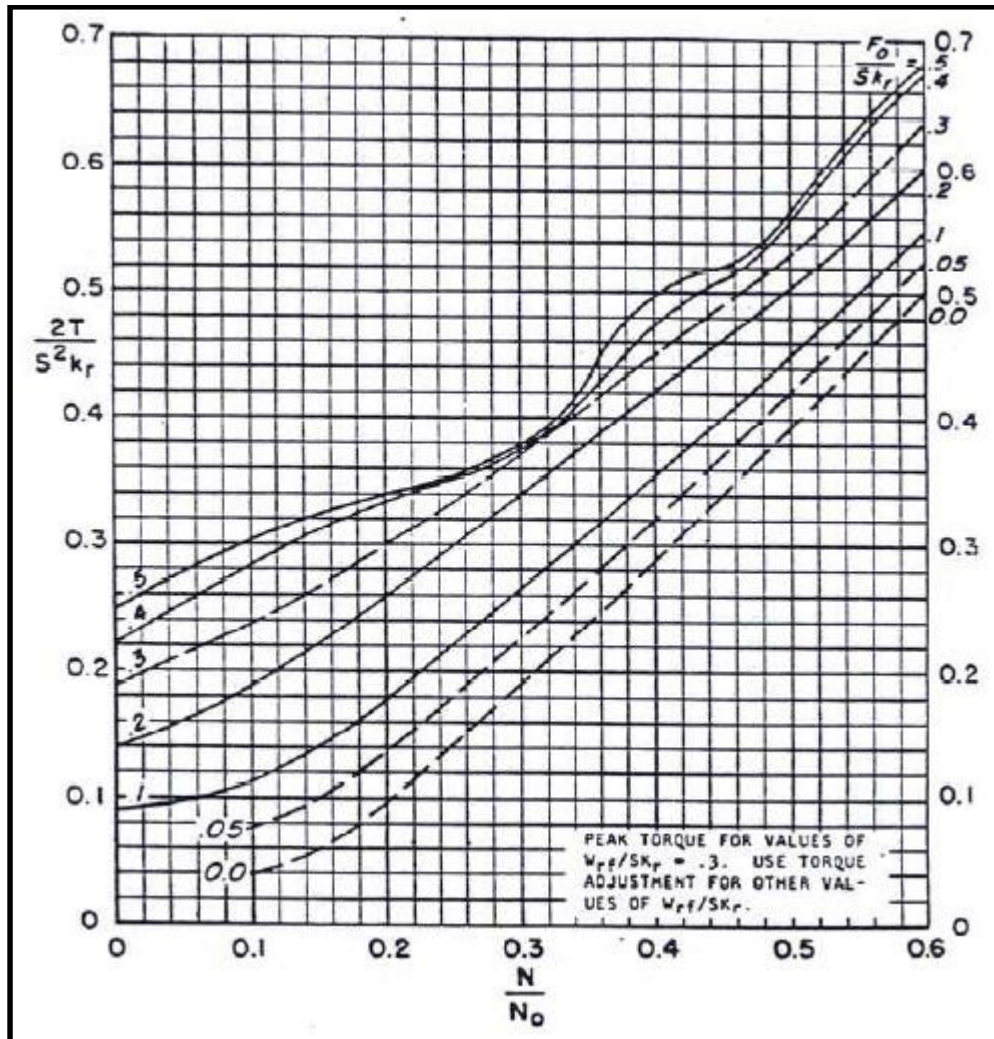
$$PRHP = (F_3/S_{K_r}) \times S_{K_r} \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6} \quad \text{Ec. 65}$$

El valor de (F_3/S_{K_r}) se obtiene de gráfica 33.

✓ **Contrapeso Requerido.**

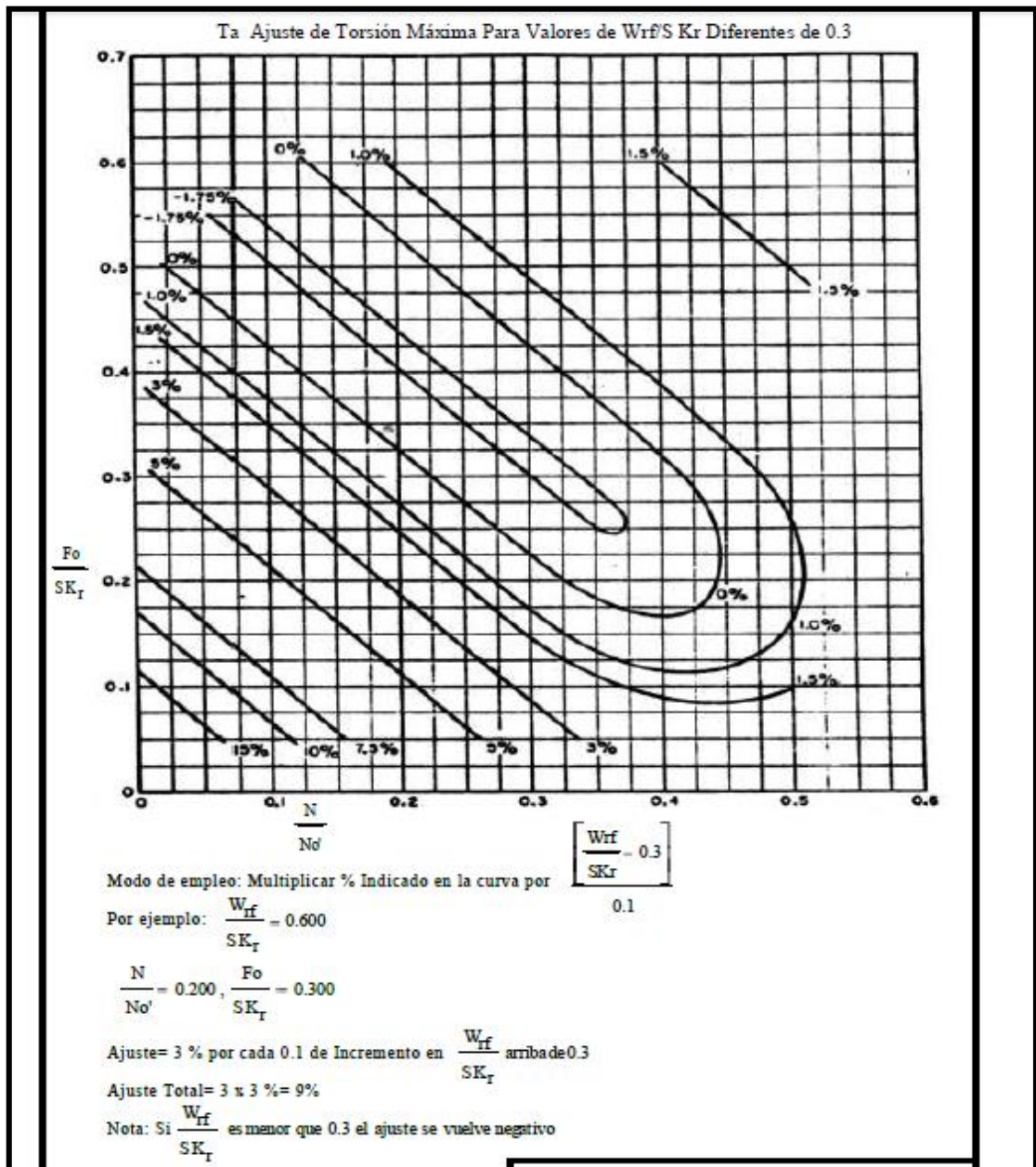
$$CBE = 1.06 (W_{rf} + \frac{1}{2} F_o) \quad \text{Ec. 66}$$

Figura 28: Relación adimensional ($2T/S^2Kr$) para calcular el torque máximo en la caja de engrajes



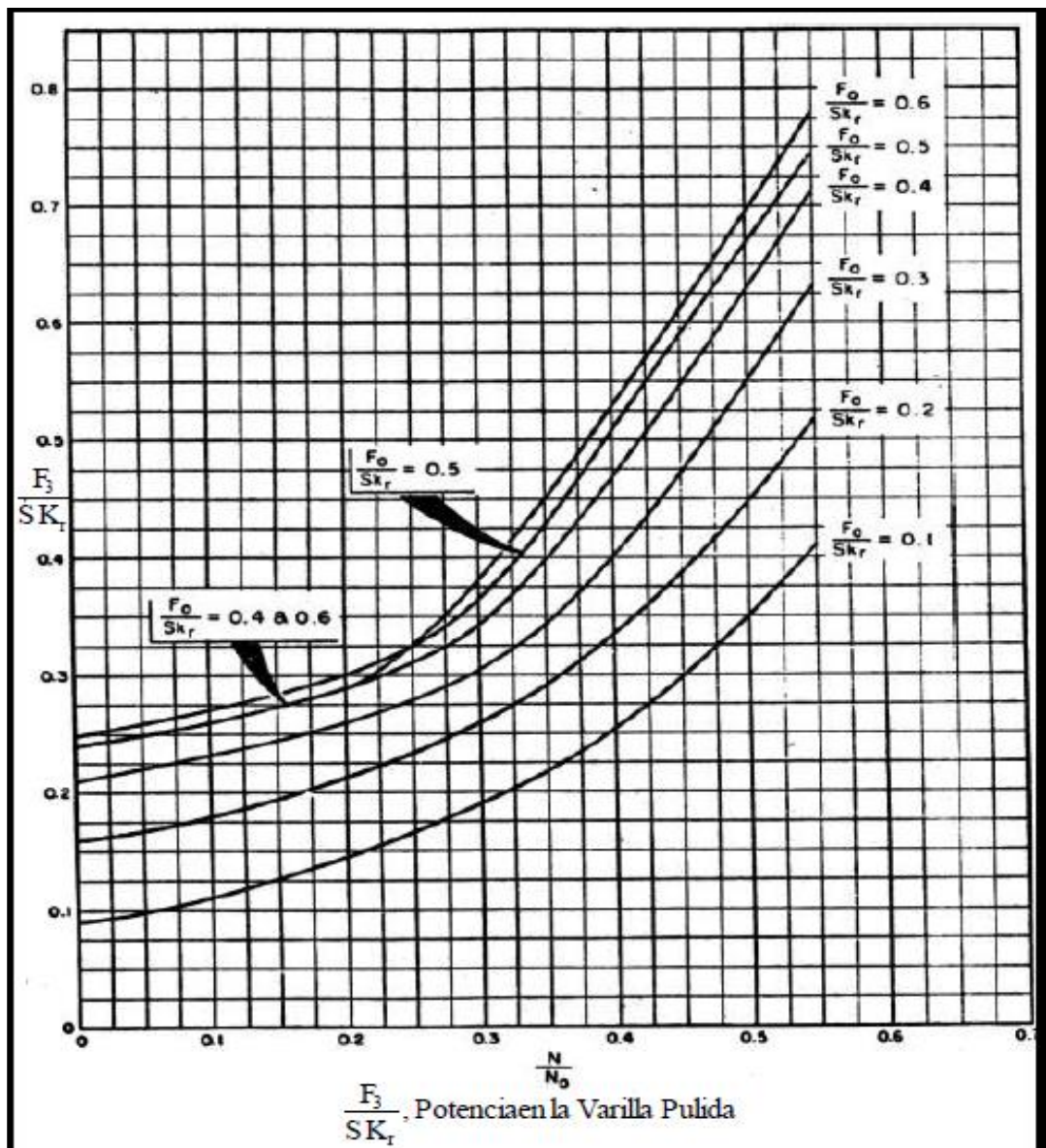
Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

Figura 29: Valor de ajusta (Ta) para corregir torque máximo (para Wrf/SKr diferente de 0.3)



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

Figura 30: Relación adimensional (F_3/SK_r) para calcular la potencia del motor



Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED) PDVSA. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2002. 70p.

Para el pozo planteado se aplicó el método API RP 11 L obteniendo como resultados para la selección de la unidad de bombeo mecánico lo siguiente:

Tabla 33: Parámetros calculados y selección unidad superficial de Bombeo Mecánico

CONDICIONES		VALORES OBTENIDOS		UNIDAD SELECCIONADA
Tubería producción	2 3/8"	Fo	2492 lbs	C-80D-119-54
L _T	5000'	SKr	9582 lbs	
G	0.83	N/No	0.20	
N	10 spm	Fo/SKr	0.23	
S	48	N/No'	0.18	
D _p	1 1/4"	Sp	37.8 plg	
dr ₁	3/4"	P _D	86.5 bls/día	
dr ₂	5/8"	PPRL	9458 lbs	
Tubería Anclada		MPRL	4762 lbs	
Nivel dinámico del fluido igual a la		PT	73846 lb /plg	
longitud de las varillas		PRHP	2.9 hp	
		CBE	7588 lbs	

La selección de la unidad se hace de acuerdo a la torsión máxima y carga máxima en la varilla pulida, se selecciona la unidad utilizando el catálogo Lufkin²⁸.

En el *anexo 1* se encuentra el desarrollo matemático para la selección de la unidad así mismo se anexa como material magnético la hoja de cálculo en Excel donde se realizaron los cálculos.

Se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar las condiciones de operación teniendo en cuenta el caudal, el cual arrojo como resultado el análisis nodal (28.2

²⁸ RAGA MARTÍNEZ, Juan Adolfo. Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción Poza Rica Región Norte, 2001. 256p. Trabajo de grado. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería. Mecánica Eléctrica.

bopd). Para lo cual se obtuvo como resultado que se puede operar a 8 rpm con una longitud de varilla pulida de 36 pulgadas teniendo así una eficiencia volumétrica de 77%.

La bomba de subsuelo seleccionada de acuerdo a lo planteado en el Anexo 1 es la siguiente:

Tabla 34: Selección bomba de subsuelo

BOMBA SELECCIONADA		
Tubing	2 3/8"	20-125-R-H-B-C-8-10
Diámetro de la bomba	1 1/4 "	
Tipo de bomba	Insertable	
Tipo de Barril	Pared Guesa	
Ubicación anclaje	Inferior	
Tipo Anclaje	A copas	
Longitud del barril	8	
Longitud nominal del pistón	3	

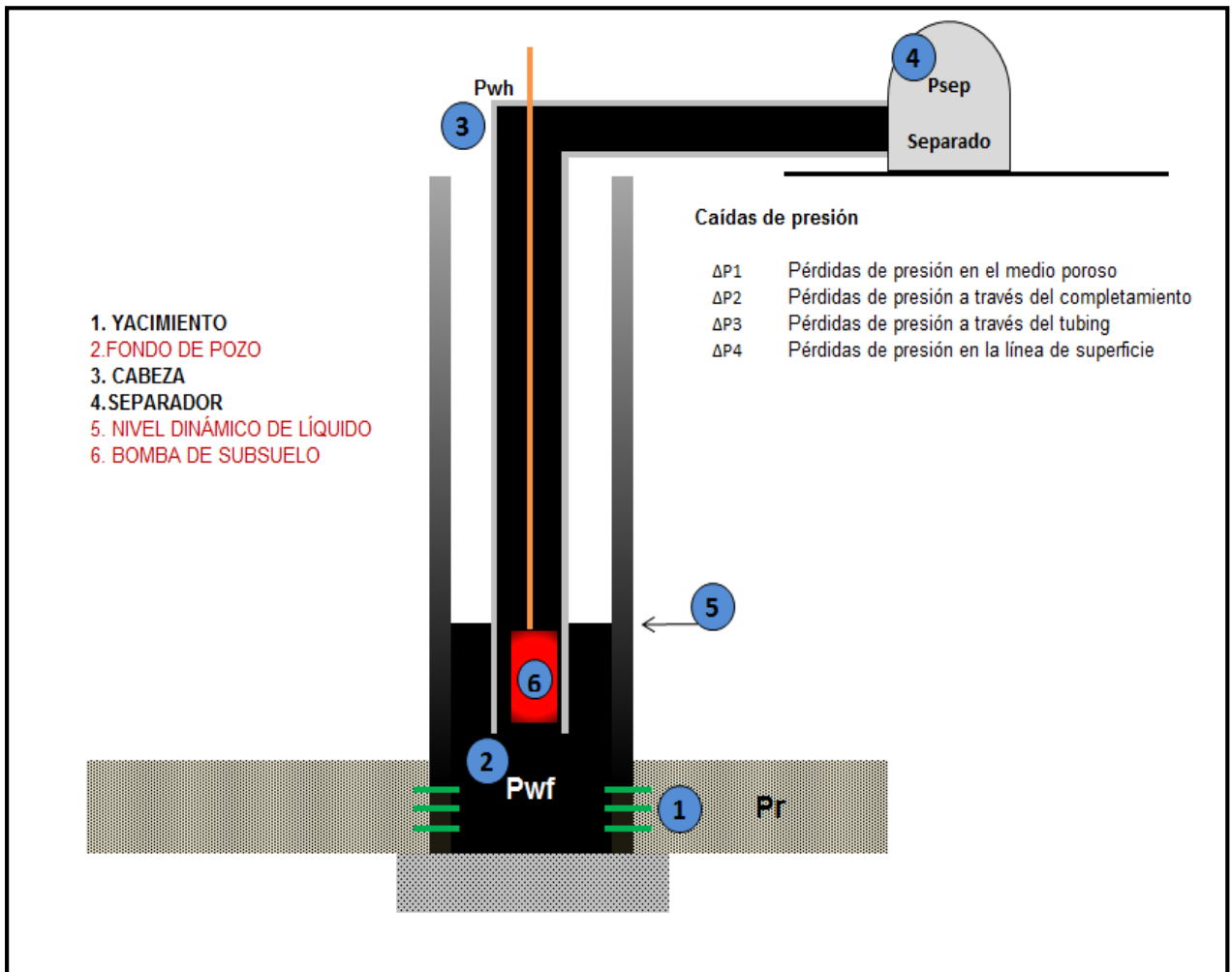
En el proceso de diseño se verificó la eficiencia a la cual trabajará el sistema de bombeo mecánico arrojando para la tasa de aporte de 29 una eficiencia de 79 % con un recorrido de 36 in de la varilla pulida disponible en la unidad de bombeo seleccionada y con una velocidad de 8 rpm, como se mencionó anteriormente.

A partir de la selección de la bomba de subsuelo y el sistema de bombeo mecánico se plantea realizar el análisis nodal para así conocer el aporte que se espera de venta del pozo.

7.4 ANÁLISIS NODAL

Como la presión en separador es conocida para el caso de Campo Escuela Colorado ($P_{sep}=20$ Psi) se plantea el esquema de análisis nodal en el separador como lo indica la figura 31.

Figura 31: Esquema para análisis nodal con Bombeo Mecánico



Modificado de: GONZÁLES FUENTES, Pilar. VARGAS REYES, Diana Beatriz. Optimización de la producción con bombeo mecánico del sector M-14 del campo Tibú usando herramientas ECHOMETER. Bucaramanga, 2012. 294p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela Ingeniería de Petróleos.

7.4.1 Análisis nodal en el separador

✓ INFLOW

La construcción de las curvas inflow está dada por las componentes del sistema aguas arriba (upstream), por lo tanto para el esquema planteado corresponde a los cálculos realizados anteriormente: el aporte de producción de la formación (IPR) se calculó mediante la metodología descrita por Perez y Kelmar en la cual se tienen en cuenta las perforaciones en la cara del pozo. Para las pérdidas en el pozo se estudió mediante la aplicación del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico ya que la presión del yacimiento actual no sería suficiente para llevar a superficie el fluido producido. En cuanto a las pérdidas en tubería vertical se realizaron los cálculos aplicando la metodología propuesta por Orkiszewski y finalmente para las pérdidas en la tubería horizontal se evaluó con la correlación de Duckler.

$$P_{sep} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4 \quad \text{Ec. 67}$$

$$P_{wf} = P_r - \Delta P_1 \quad \text{Ec. 68}$$

$$P_{wh} = P_{wf} + \frac{F_0}{A} - \Delta P \quad \text{Ec. 69}$$

$$P_{sep} = P_{wh} - \Delta P_4 \quad \text{Ec. 70}$$

✓ Outflow

$$P_{sep} = P_{sep} \quad \text{Ec. 71}$$

A continuación se plantea la metodología propuesta por Duckler para el análisis de pérdidas de presión en tubería horizontal, y así mismo se incluye como

material adicional en anexo digital las hojas de cálculo desarrolladas tanto para las pérdidas en tubería vertical como en horizontal.

❖ CORRELACIÓN DE DUCKLER PARA FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL

Duckler presenta una correlación caracterizada por su sencillez en el manejo de las variables la cual ha sido ampliamente aceptada en los trabajos que se relacionan con flujo multifásico en tuberías horizontales. La correlación tiene en cuenta el deslizamiento entre fases (HL), no considera regímenes de flujo, desprecia efecto aceleración y utiliza una adaptación de la conocida ecuación de Fanning en flujo monofásico para encontrar el efecto de fricción. La ecuación general a utilizar es:

$$-\Delta P = \frac{2f_{TP}V_{TP}^2\rho_{TP}L}{gc * d} \quad \text{Ec. 72}$$

Dónde:

f_{TP} : Factor fricción mezcla

ρ_{TP} : Densidad de la mezcla

V_{TP} : Velocidad de flujo de la mezcla

Ecuaciones:

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad \text{Ec. 73}$$

$$\bar{ql} = \frac{qt * 5.615 * \bar{Bo}}{86400} \text{ (pies}^3 \text{ / seg)} \quad \text{Ec. 74}$$

$$\bar{q}_g = \frac{qt}{86400} [R_{gl} - \bar{R}_s] * \frac{14.7 \bar{Z} \bar{T}}{520 \bar{P}} \text{ (pies}^3 \text{ / seg)} \quad \text{Ec. 75}$$

Fracción de líquido

$$\lambda = \frac{\bar{q}_l}{q_g + q_l} \quad \text{Ec. 76}$$

Viscosidad de la mezcla

$$\mu_{T,P} = \mu_l \cdot \lambda + (1 - \lambda) \mu_g \quad \text{Ec. 77}$$

Densidad del líquido

$$\rho_L = \frac{62.4 \gamma_L + \frac{R_s * 0.0764 \gamma_g}{5.615}}{B_o} \quad \text{Ec. 78}$$

Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_g (520) \bar{P}}{14.7 \bar{Z} \bar{P}} \quad \text{Ec. 79}$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_{T,P} = \frac{\lambda^2}{\rho_L H_L} + \frac{(1 - \lambda)^2}{\rho_g (1 - H_L)} \quad \text{Ec. 80}$$

Número de Reynolds de la mezcla

$$NRE_{T,P} = \frac{\rho_{T,P} V_{T,P} d}{\mu_{T,P}} \quad \text{Ec. 81}$$

Velocidad de la mezcla

$$V_{T,P} = \frac{\bar{q}_g + \bar{q}_L}{A} \quad \text{Ec. 82}$$

Factor de fricción asociado a la fase aceite

$$f_o = 0.0014 + \frac{0.125}{[NRE_{T,P}]^{0.32}}$$

Ec. 83

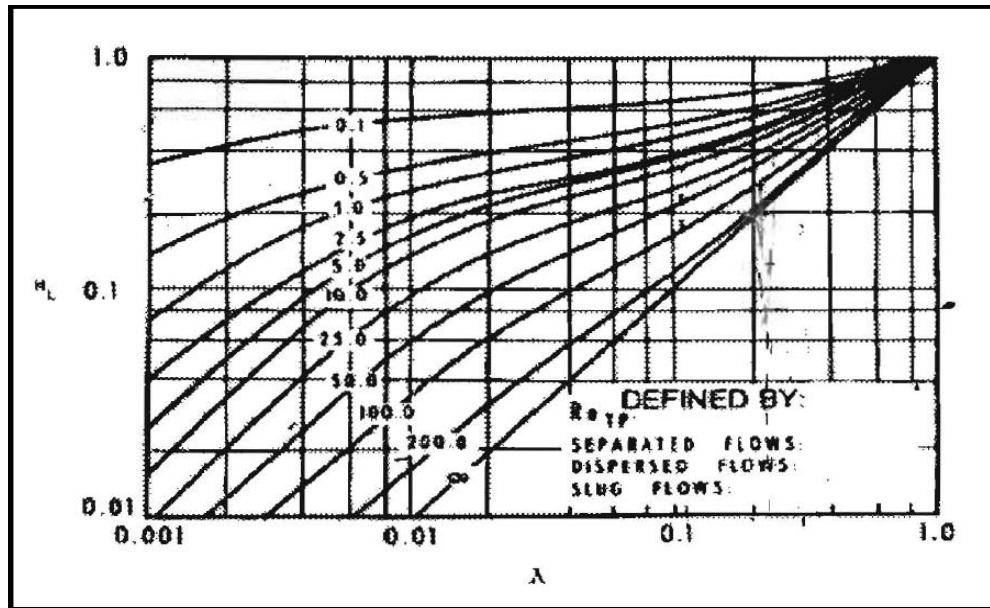
➤ **Procedimiento General Propuesto para Aplicar la Correlación de Duckler.**

Los siguientes pasos se proponen como procedimiento para aplicar la correlación de Duckler para una situación particular:

- Fijar incremento de longitud (ΔL)
- Asumir incremento ó decremento de presión (ΔP)
- Hallar condiciones promedias (\bar{P} , \bar{T})
- Hallar propiedades P.V.T a condiciones promedias
- Hallar \bar{q}_L , \bar{q}_g , y λ
- Hallar $\mu_{T,P}$, ρ_L , ρ_g , $V_{T,P}$
 - ✓ Suponer un valor de H_L
 - ✓ Calcular densidad bifásica $\rho_{T,P}$
 - ✓ Hallar número de Reynolds bifásico $N RE_{T,P}$
 - ✓ Leer el valor de H_L de la gráfica **32** y comparar con el valor supuesto H_{Ls}
- Hallar F_o
- Leer la relación $\frac{f_{T,P}}{f_o}$
- Hallar $f_{T,P} = \left(\frac{f_{T,P}}{f_o}\right) * f_o$
- Hallar ΔP de la ecuación general y comparar con el valor supuesto.

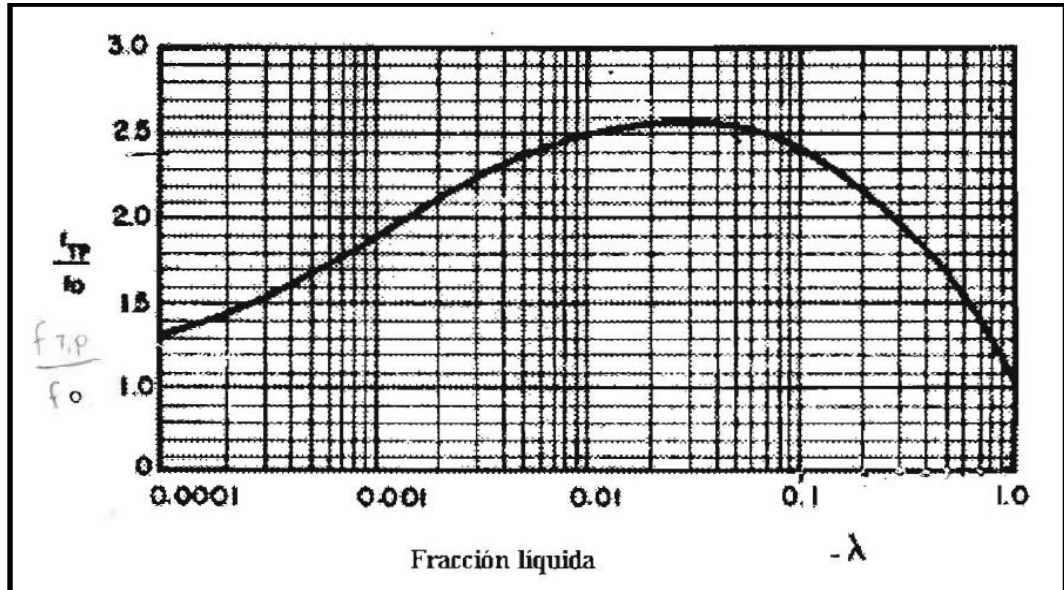
Factor de deslizamiento (H_L) en función del número de Reynolds bifásico y del porcentaje de líquido (λ).

Figura 32: Cálculo HL procedimiento Duckler



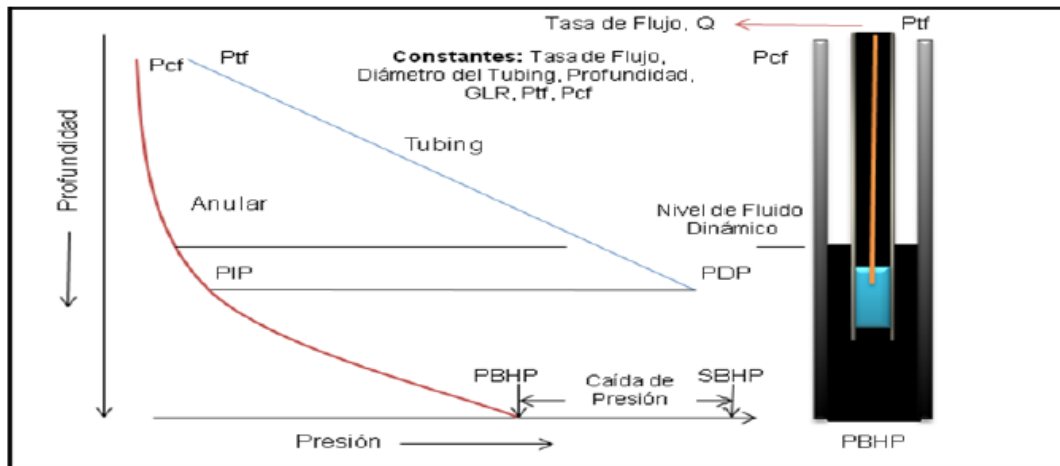
Fuente: RUIZ SERNA, Marco A. Análisis nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. 172p. Requisito parcial para la promoción a profesor asociado. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Facultad de Minas. Departamento de Recursos Minerales. Unidad de Petróleo y Gas Natural.

Figura 33: Factor de fricción bifásico Duckler



Fuente: RUIZ SERNA, Marco A. Análisis nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. 172p. Requisito parcial para la promoción a profesor asociado. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Facultad de Minas. Departamento de Recursos Minerales. Unidad de Petróleo y Gas Natural.

Figura 34: Rendimiento del sistema de bombeo mecánico



Tomado de: DÍAZ VILORIA, Ricardo José. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. Bucaramanga, 2009. 217p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

En la figura anterior se puede observar como es el comportamiento que generalmente describe las variables de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Para este caso son constantes la tasa de flujo (Q), el diámetro de la tubería de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba, la relación gas-liquido (GLR) y las presiones de fondo fluyendo a través del cabezal del pozo (Pcf) y a través de la línea de flujo (Ptf). A través de la sarta de producción la presión en función de la profundidad describe un comportamiento lineal, empezando con la presión de descarga de la bomba (PDP) localizada a la profundidad correspondiente del asentamiento de la bomba, y finalizando con la presión en cabeza de pozo; se puede distinguir el incremento de presión que ocurre a través de la bomba de subsuelo (presión de descarga, PDP- presión de entrada PIP). Por otro lado la curva roja describe el comportamiento de la presión en función de la profundidad en el espacio anular iniciando en el punto medio de las perforaciones y finalizando en la profundidad del nivel dinámico del fluido.

Se tiene para el análisis de presiones con bombeo mecánico:

$$Pwh + \Delta P_{ft} - \frac{Fo}{Ap} = Pwf \quad \text{Ec. 84}$$

ΔP_{ft} : Pérdida de presión en tubería. psi

Fo : carga del fluido, lbs

Ap : Area sección transversal del pistón, in².

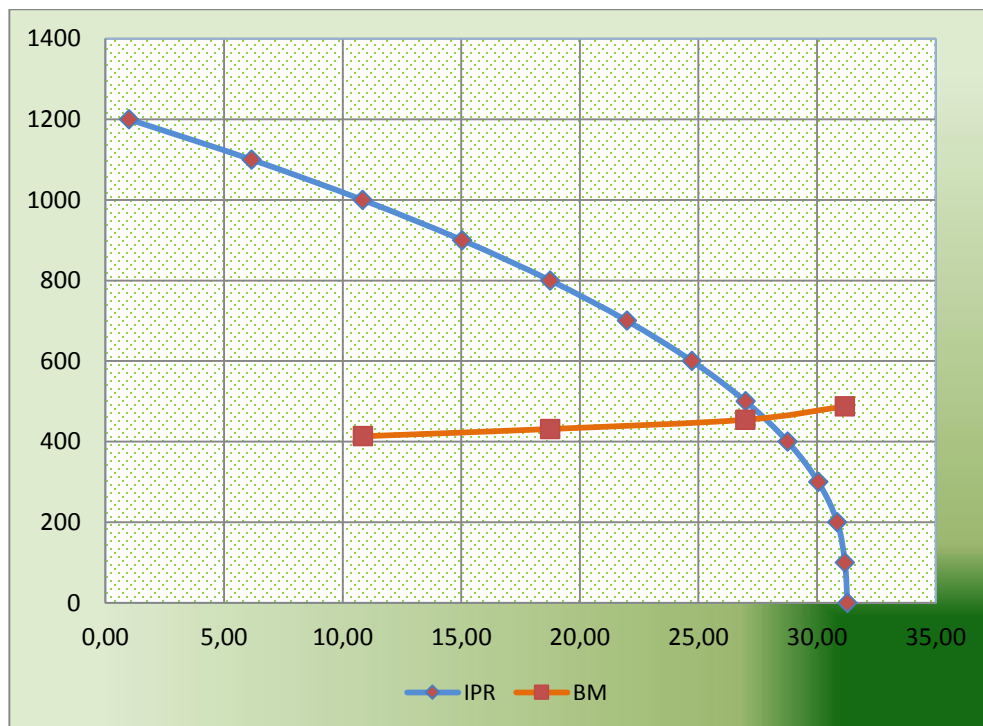
Analizando para el nodo en fondo de pozo se tiene:

Tabla 35: Análisis nodo en fondo de pozo

Qo (Stb/day)	ΔP_{tb} (psi)	Fo	Pfo	pwh (psi)	PDP	pwf
31.17	2448	2492	2030.66429	70	2100.66429	487.335715
26.98	2415	2492	2030.66429	70	2100.66429	454.335715
18.75	2392	2492	2030.66429	70	2100.66429	431.335715
10.85	2374	2492	2030.66429	70	2100.66429	413.335715

Al graficar cruzando con el IPR:

Figura 35: Análisis nodal fondo de pozo

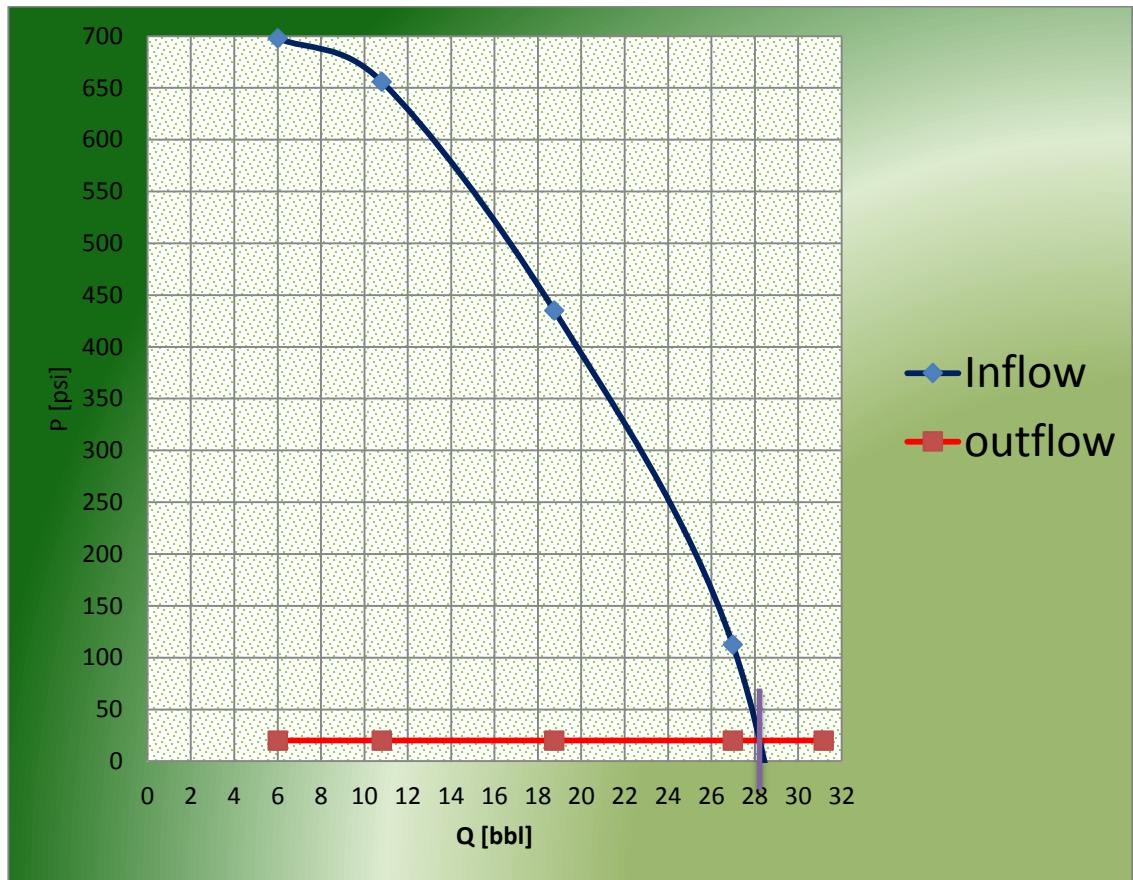


Para el análisis en el nodo separador se tiene:

Tabla 36: Análisis nodo en separador

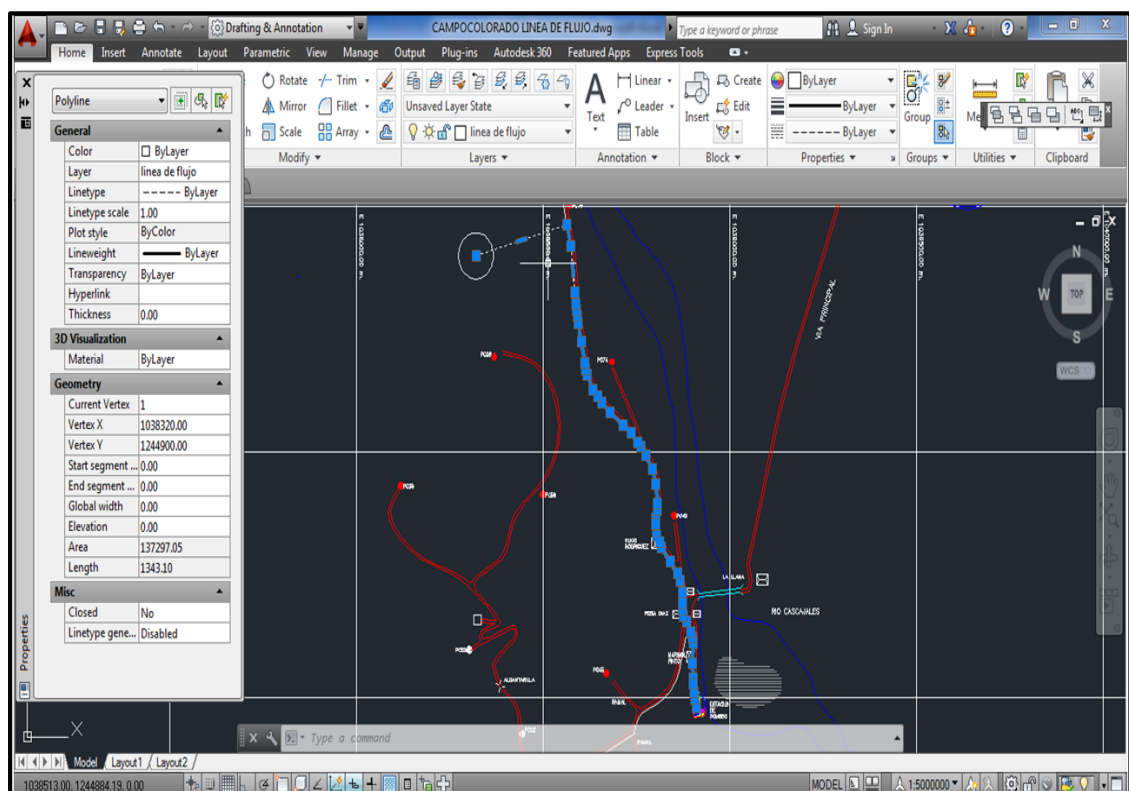
INFLOW								OUT FLOW
Q	pwf	ΔP_{tb}	Fo	Pfo	pwh	ΔP_{LF}	Psep	Psep
31.17	100	2448	2492	2030.66429	-317.335715	3	-320.335715	20
26.98	500	2415	2492	2030.66429	115.664285	3	112.664285	20
18.75	800	2392	2492	2030.66429	438.664285	3.5	435.164285	20
10.8	1000	2374	2492	2030.66429	656.664285	0.6	656.064285	20
6	1100	2351	2392	1949.17695	698.176954	0.2	697.976954	20

Figura 36: Análisis nodal en separador



En los anteriores cálculos es válido agregar que para las pérdidas en superficie teniendo el mapa diseñado por Campo Escuela en el programa SolidWorks de tuberías de transporte hacia la estación de recolección, se ubicó en coordenadas cartesianas el punto donde se planea la perforación el pozo y se trazó una línea hasta la tubería de principal y sobre esta hasta la estación, obteniendo así la distancia como lo ilustra la figura 37.

Figura 37. Distancia Pozo S-H - Separador



Como se nota en la figura 36 para una presión en el separador de 20 psi se obtendrá un caudal producido de 28.2 Bpd. En el escenario que se está manejando, el cual es en el que se espera un menor aporte al generado por la formación mugrosa C y sin tener en cuenta el posible aporte de la formación mugrosa B.

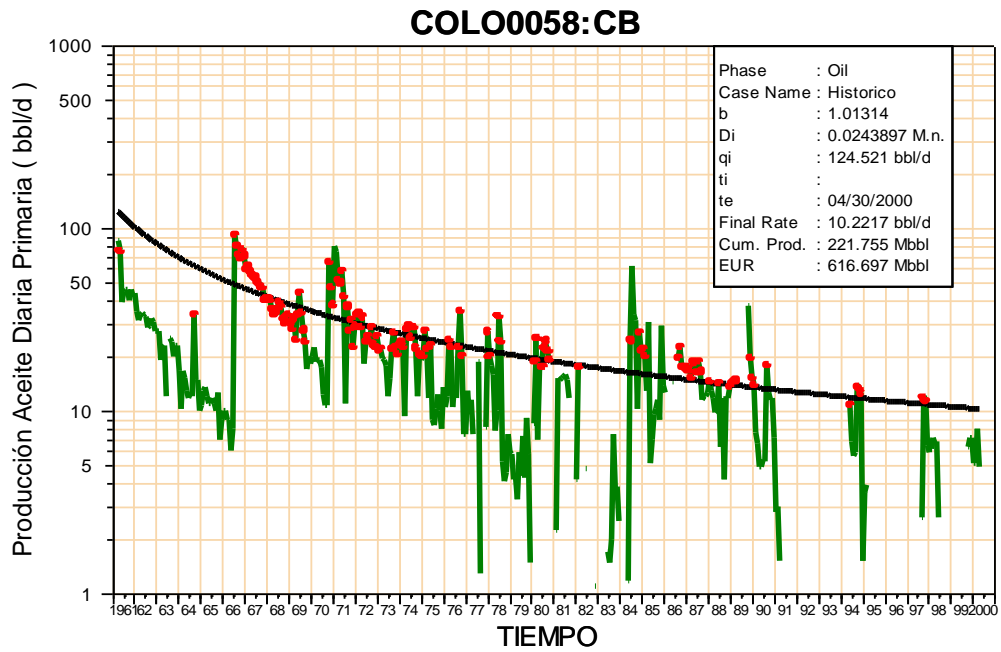
Así mismo, como en el proceso de selección de la unidad de bombeo mecánico como de la bomba de subsuelo se realizaron algunas variaciones con el fin de encontrar las mejores condiciones de operación del sistema tales como recorrido de la varilla pulida así como los strokes por minuto donde se observó que con menos velocidad y con la adecuada longitud de la varilla pulida se logran mejores resultados siendo así que para el aporte generado se obtiene una eficiencia del 79%.

A partir de este valor de caudal se realizaron los cálculos para el análisis financiero teniendo en cuenta una declinación exponencial evaluada con los pozos de correlación.

7.4.2 Curva de Declinación

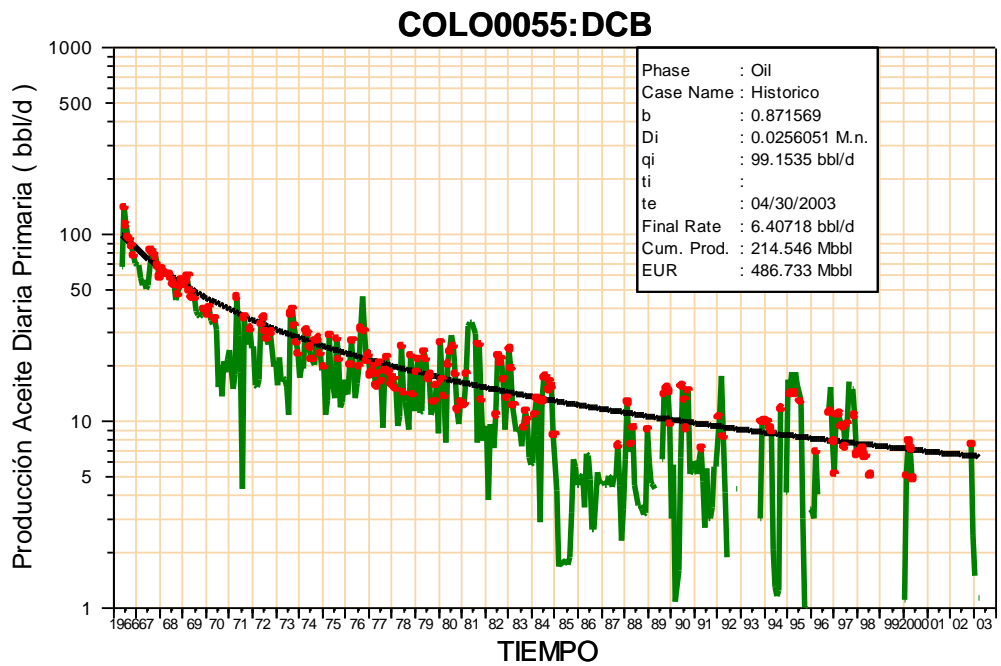
A partir de los de los historiales de producción que se ilustran a continuación en las figuras 38 y 39 obtenidos de la base de datos de Campo Escuela Colorado para los pozos C-55 y C58, los cuales están produciendo las arenas inferiores de la formación mugrosa y que han sido el objetivo del presente estudio, además mediante la realización de un contraste con los datos de producción de 2012 se logra obtener una estimación de la tasa de declinación efectiva mensual para luego, a partir de esta hacer una evaluación para el pozo Slimhole que se planea perforar. El valor a calcular se realiza mediante una estimación de declinación exponencial.

Figura 38: Gráfica producción C-58



Fuente: Files Campo Escuela Colorado. Declinaciones de petróleo. 2003

Figura 39: Gráfica producción C-55



Fuente: Files Campo Escuela Colorado. Declinaciones de petróleo. 2003

Estos valores se contrastaron con los valores reportados de producción en el año 2012, para los cuales se realizó el cálculo de la tasa de declinación, por lo cual se tiene:

Tabla 37: Tasa de declinación

TASA DE DECLINACION			
COL-55		COL-58	
Tasa de declinación M.n		Tasa de declinación M.n	
2003	2012	2003	2012
0.02561	0.04923	0.0243897	0.0104

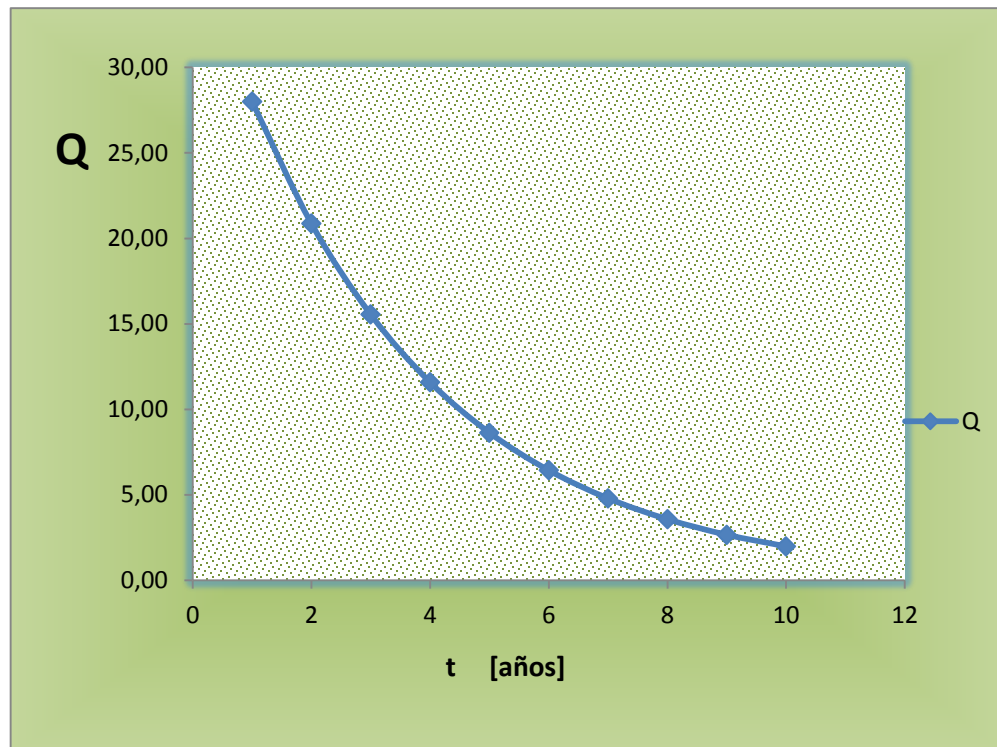
Teniendo en cuenta que los valores de data de producción dependen de cada pozo y de los trabajos realizados para aumentar la productividad de los mismos, además los valores contrastados son confiables en el rango. Por lo tanto se decide tomar como valor promedio una tasa de declinación $D_i=0.02741$ M.n, y a partir de esta realizar los cálculos del pozo Slimhole planteado, lo cual es un valor aproximado del esperado en el momento de la implementación.

Por lo tanto para el pozo planteado se obtiene una declinación de la siguiente manera:

Tabla 38: Declinación para SlimHole

t [años]	Qo
1	28.00
2	20.86
3	15.54
4	11.58
5	8.63
6	6.43
7	4.79
8	3.57
9	2.66
10	1.98

Figura 40: Declinación S-H



A partir de estos cálculos de tasas esperadas con el tiempo se realizará el respectivo análisis financiero del proyecto teniendo en cuenta la tasa de producción con la que se espera que se produzca el pozo, la cual fue obtenida previamente con la técnica de análisis nodal implementando un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

8 ANÁLISIS FINANCIERO

Durante el desarrollo de un campo maduro, se deben tomar decisiones de juicio en el momento de invertir y como invertir. Por tal motivo, para la aplicación de un proyecto se debe realizar un análisis financiero lo cual involucra los factores que pueden afectar la economía de este. Lo que implica el estudio de costos detallados para iniciarlo, y mantenerlo funcionando en condiciones óptimas de operación sumándole a esto la rentabilidad que se pueda obtener del desarrollo del mismo.

Por lo tanto se decide implementar el análisis financiero sistemático con el fin de conocer la viabilidad de la inversión, para esto se ha de tener en cuenta las tres etapas siguientes:

1. Estimar la inversión neta o inicial, la cual se ve conformada por los costos de desarrollo del proyecto.
2. Calcular los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo.
3. Evaluar la conveniencia de este de acuerdo a la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

8.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto.

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

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

**INVERSIÓN NETA INICIAL = (COSTOS DE DESARROLLO +
COSTOS DE PROMOCIÓN + COSTOS DE CONSTRUCCIÓN +**

COSTOS DE INSTALACIÓN + GASTOS DE ENTRENAMIENTO) –
GANANCIA NETA POR LA VENTA DEL BIEN USADO.

Ec. 85

8.2 FLUJO NETO EFECTIVO

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de aplicar esta operación, suelen representarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dura la operación medido en periodos. En la operación de flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación directos, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

El dinero que ingresa al proyecto es estimado como las ganancias que aporta la producción, el dinero recibido por venta de equipos, las exportaciones, entre otros; mientras que los egresos se estiman como el dinero ocasionado por gastos en el este mismo como pagar compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa el flujo de efectivo es la siguiente:

**FLUJO DE CAJA = INGRESOS – EGRESOS – IMPUESTOS –
DEPRECIACIÓN**

Ec. 86

8.3 COSTOS

En el análisis financiero de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes

para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital²⁹.

Según el área donde se consumen:

- ✓ Costos de producción
- ✓ Costos de distribución
- ✓ Costos de administración
- ✓ Costos de financiamiento

Según su identificación

- ✓ Directos
- ✓ Indirectos

Según control que se tiene sobre su consumo

- ✓ Costos controlables
- ✓ Costos no controlables

Según su importancia en la toma de decisiones

- ✓ Costos relevantes
- ✓ Costos no relevantes

Según su comportamiento

- ✓ Costos fijos
- ✓ Costos variables

²⁹ 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. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico- Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2009.

8.4 IMPUESTO

Son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer necesidades colectivas. Se usan generalmente, dos tipos de impuestos: los directos y los indirectos.³⁰

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

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

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

³⁰ Art 2, Ley 58/2003, Ley General Tributaria, Colombia.

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

8.5 DEPRECIACIÓN

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

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

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

✓ Métodos de depreciación ³¹

³¹ Decreto 1536 de mayo de 2007 y Ley 1111 de 2006

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

La depreciación anual de un bien varía de acuerdo con el método seleccionado para la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo, no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los bienes fijos. Se debe tener en cuenta a la hora de depreciar un bien, su valor de desecho, que es el valor al cual se podría vender activo después de haber estado algún tiempo en uso.

8.6 CONVENIENCIA DEL PROYECTO

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

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

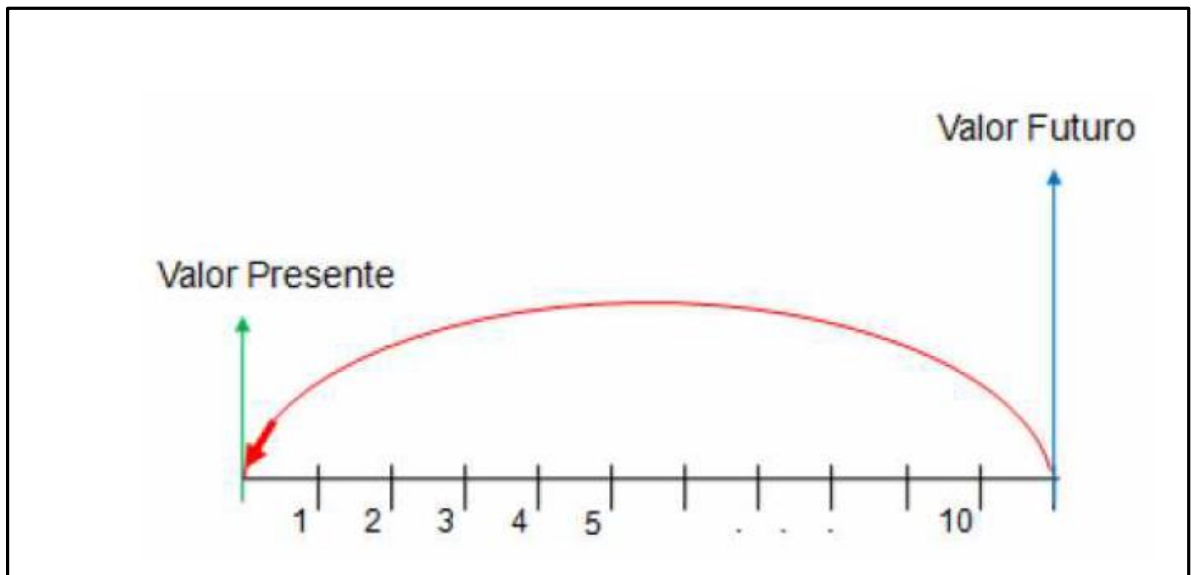
Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación más acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos.

8.6.1 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver figura 41). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

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

Figura 41. Valor Presente Neto



Fuente: 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.

Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico- Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2009.

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

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

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. 87}$$

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

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad \text{Ec. 88}$$

$$\text{Ganancia Neta} = l_n - E_n \quad \text{Ec. 89}$$

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

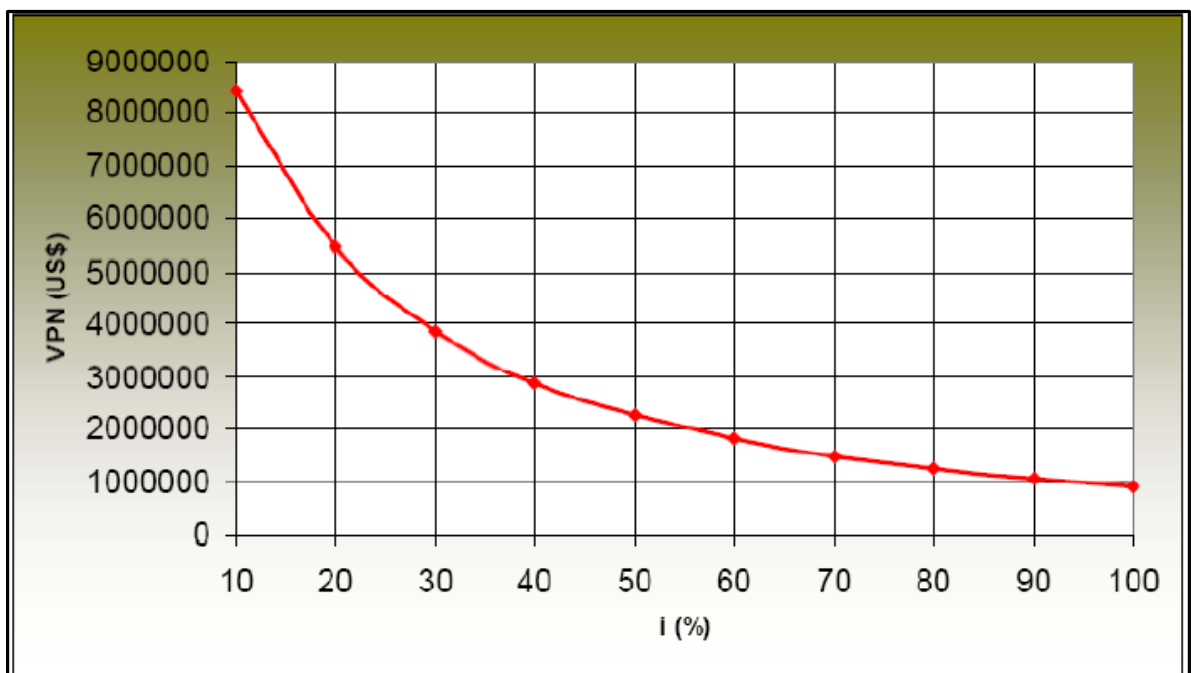
Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren

la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero, es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la figura 42.

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

Figura 42. VPN vs Tasa de Interés



Fuente: AFANADOR, CARLOS. y DELGADO, LUIS “ Viabilidad técnica y Económica de la perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado”. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2008.

8.6.2 Tasa de rendimiento económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o

después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente.

Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

- **Tasa interna de retorno (TIR)**

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

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

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. 90}$$

Donde C es la inversión inicial.

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

- **Tasa promedio de retorno (TPR)**

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

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujos de caja}}{\text{Número de años}(n)}}{\text{Inversión inicial}} \quad \text{Ec. 91}$$

Dónde:

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

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

8.6.3 Payback time

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la

inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es inestable, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

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

- **Tiempo de recuperación simple (Payback simple)**

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

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

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto es forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple es la siguiente:

$$\textit{Payback simple} = \frac{\textit{Inversión Inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}} \qquad \text{Ec. 92}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del

negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo. Es decir, este método no diferencia entre el valor de un flujo de efectivo de US\$1 durante el primer año, y el valor del mismo flujo de US\$1 en un año posterior.

- **Tiempo de recuperación ajustado (Payback ajustado)**

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

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

La ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$\textit{payback ajustado} = \frac{VP \textit{ inversión inicial}}{VP \textit{ flujo de efectivo anual}} \quad \text{Ec. 93}$$

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

8.7 INGRESOS

En un proyecto de la industria del petróleo los ingresos provienen directamente de la venta del crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción se evalúa mediante simulación numérica o por métodos analíticos existentes para inyección, y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

- **Predicción del precio del petróleo**

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

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

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si es un crudo liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H_2S y CO_2 es menor al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

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

- West Texas Intermediate (WTI): Es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de New York (Nymex). Se trata de un crudo de muy alta calidad, es ligero con 39.6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo el 0.24%.
- Brent Blend: Comúnmente llamado Brent, es el crudo de referencia para el mercado Europeo, pero también lo es para el 65% de los diferentes tipos de crudo a nivel mundial, el precio de referencia Brent se cotiza en la International Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del Norte descubierto en 1972 por Shell. Se trata de un crudo ligero con 38.3 grados API y un contenido de azufre del 0.37% (crudo dulce).
- Dubai: Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y amargo de Asia, el Dubai se cotiza tanto en la Symex (Singapur) y en la Nymex(EEUU). El Dubai ha tomado importancia en los últimos años debido al alto consumo y demanda de economías asiáticas emergentes como China e India. Su producción actual es baja cercana a 200.000 barriles, pero su valor influye sobre todos los crudos pesados que se bombean desde el Golfo Pérsico hacia Asia. Se trata de un crudo de baja calidad con 31 API y un alto contenido de azufre del 2.04% que lo hace un crudo amargo.
 - Cesta OPEP: Los miembros de la OPEP fijan su política petrolera centrandose en la llamada Cesta OPEP. Dicha cesta es la

referencia que usan los miembros de la OPEP para fijar los precios de sus crudos producidos. La cesta OPEP consiste en una medida aritmética de siete variedades de crudo que son: Sahara Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emiratos Árabes), Tía Juana Light (Venezuela) y Isthmus (México).

El crudo más representativo de la Cesta OPEP a través del tiempo ha sido el Arab Light, que alguna vez fue la referencia mundial para el precio del crudo hasta principios de los años 80's. Se trata de un crudo medio de 34 grados API y un contenido de azufre de 1.78%. El yacimiento donde se extrae esta variedad de crudo es mítico Ghawar que posee las reservas más grandes del mundo, la producción del Arab Light en la actualidad está por encima de los cinco millones de barriles.

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

8.8 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

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

- **Regalías**

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 39. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15^o), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 39. Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos

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

Fuente: Ley 756 del 2002. Ley de regalías. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Bogotá D.C.

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

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

8.9 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Con los conceptos explicados anteriormente se procede a realizar el cálculo de las variables como indicadores para evaluar el proyecto y posteriormente generar un concepto de viabilidad desde el punto de vista financiero de la perforación de un pozo tipo SlimHole como infill en el sector V del Campo Escuela Colorado con el objetivo de incrementar el factor de recobro.

Partiendo de datos estimados de costos de implementación de este proyecto: valores obtenidos a partir de datos suministrados por distintas empresas (Key

Energy, Serinco, Halliburton, Erazo-Valencia y varias más)³², las cuales se encuentran operando en el campo Tibú y nos han brindado un aporte valioso para tener un mejor conocimiento en cuanto a tarifas actuales de operación en el país. Generando así un promedio de costos para la inversión, sumándole a esto un estimado de costos de perforación de pozos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, estimados por la gerencia de yacimientos de yacimientos de ECOPETROL. Además en base a datos suministrados por parte de Campo Escuela Colorado se tiene el valor de implementación de un bombeo mecánico el cual se hace necesario según los cálculos estimados en el desarrollo de este trabajo, obteniendo de igual manera valores de lifting cost para el Campo así como el valor de venta de crudo con los descuentos por impuestos aplicados (US \$75/Bbl).

Es válido aclarar que este es un estimado para la aplicación ya que cada proyecto tanto para su planeación y desarrollo implica una serie de costos detallados que en este caso se decide no incluirlos además que estos costos pueden incrementarse o reducirse de alguna manera a medida que el proyecto se ejecute con éxito.

La tabla 40 muestra los valores, a partir de los cuales se realizan los cálculos de la inversión.

Tabla 40. Estimado de inversión

ACTIVIDAD	COSTO
SERVICIO REGISTROS ELÉCTRICOS (INCLUYENDO EQUIPOS NECESARIOS)	36144,2
SERVICIO DE CAÑONEO Y PRUEBAS (PLT)	98831,58
PROFESIONALES DE SUPERVISIÓN ING PERFORACIÓN	32730
MOVILIZACIÓN, ARME Y DESARME DE EQUIPO	357346,32
EQUIPO DE PERFORACIÓN	229845
SERVICIO INSPECCIÓN /REPARACIÓN	9137
EQUIPO DE FLOTACIÓN Y ACCESORIOS PARA CENTRALIZACIÓN	14176
SERVICIO DE CEMENTACIÓN	36641,25

³² Departamento de producción Catatumbo, CBO, files Open Wells. ECOPETROL S.A. Derechos reservados.

UNIDAD GEOLOGIA	30427
SERVICIO CONTROL DE SÓLIDOS	53006
PROFESIONAL GEOLÓGO / WELL SITE	2911,67
SERVICIO DE INGENIERIA DE LODOS	12570
RENTA BROCAS	50582
REVESTIMIENTOS	166324
FLUIDO PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	44230
CABEZALES Y ÁRBOLES DE NAVIDAD	36652
BAJADA DE TUBULARES Y CASING DRILLING	4475
ALQUILER DE MARTILLOS	11043
COMUNICACIONES	8263
	1235335,01
BOMBEO MECÁNICO	
TUBERIAS	60000
EQUIPOS	200000
OBRAS CIVILES	25000
TRABAJO DE WORKOVER	20000
TOTAL	1540335,01

Tabla 41. OPEX BM Para CEC

LIFTING COST CRUDO [US\$/BI]	15
LIFTING COST AGUA [US\$/BI]	0,6
LIFTING COST GAS [US\$/1000 SCF]	0,2
PRECIO DE VENTA [US\$/BI]	75

Como ya se mostró en el capítulo 4 donde se estima la producción aportado por el pozo (IPR) a partir del análisis de pozos de correlación cercanos a la zona donde se planea realizar la perforación donde se obtuvo mediante la técnica de análisis nodal para el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico diseñado en base a las estimaciones de presión actual para este bloque generando un aporte estimado de producción de (28.2 bpd) con una presión de fondo fluyendo de 420 psi y teniendo en cuenta la curva de declinación estimada según datos de producción de los mismos, se realiza la evaluación de las distintas variables involucradas en el análisis financiero. Sumándole a esto los costos que tiene la producción de los fluidos (lifting cost), valores tomados en base a información suministrada por Campo Escuela Colorado como se muestra en la figura anterior y con un valor de venta del barril de crudo de 80 dólares (usado en la industria para proyecciones), y según tabla 42 con los respectivos ajustes para así obtener un valor de venta de 74.5 US\$/Bbl

Tabla 42. Precio de Venta Crudo CEC

FACTORES DE VALORIZACIÓN	US \$/BL
PRECIO CRUDO VASCONIA (US \$/BL)	80
AJUSTE POR CALIDAD	1,68
TARIFA DE TRANSPORTE	
Tarifa de operación portuaria	-0,611
Galán -Ayacucho	-2,1011
Ayacucho-Coveñas	-2,0775
Impuesto de Transporte	
Galán -Ayacucho	-0,1261
Ayacucho-Coveñas	-0,1247
Tarifa por tratamiento	-0,6
Tarifa por Exportación	-1,5

PRECIO CRUDO COLORADO (US\$/BL)
--

74,5

Fuente: Files, Campo Escuela Colorado.

Se decide plantear el análisis para un periodo de 10 años, generando el flujo de efectivo anual, y a partir de esto el flujo de caja para el proyecto utilizando los parámetros de TIR, VPN y payback a partir de una tasa interna de oportunidad (TIO) de 12% (Gerencia de Yacimientos de ECOPETROL S.A), la cual es la tasa de interés mínima a la que la empresa está dispuesta a invertir su dinero.

A partir de la declinación de del análisis de venta de fluido anual, así como de los costos de tratamiento de fluidos como de gas se evalúan la entrada de dinero al proyecto y los gastos anuales que este implica.

En las tablas 43 y 44 se muestran barriles netos y resumen de resultados. Luego de la aplicación de descuento por regalías el cual es de 20 % de la producción según Ley 756 del 2002. Y los resultados para las variables financieras de evaluación.

Tabla 43. Resultados Variables Financieras

VNA	\$1.441.239,06
TIR	10%
Rb/c	1.2
ROI	0,21

Tabla 44. Ganancias por año

Producción estimada [Bbl/año]	Regalías [Bbl/año]	Producción año [Bbl]	Ganancias netas
10220,00	2044,00	8176,00	\$609.435,77
7593,23	1518,65	6074,59	\$565.996,61
5641,60	1128,32	4513,28	\$420.522,95
4191,59	838,32	3353,27	\$312.439,24
3114,26	622,85	2491,41	\$232.135,44
2313,82	462,76	1851,06	\$172.471,49
1719,12	343,82	1375,30	\$128.142,50
1277,27	255,45	1021,81	\$95.207,04
948,98	189,80	759,19	\$70.736,72
705,07	141,01	564,06	\$52.555,82

Las figuras 43,44 y 45 muestran el análisis gráfico de las variables financieras evaluadas.

Figura 43. TIR vs VNA

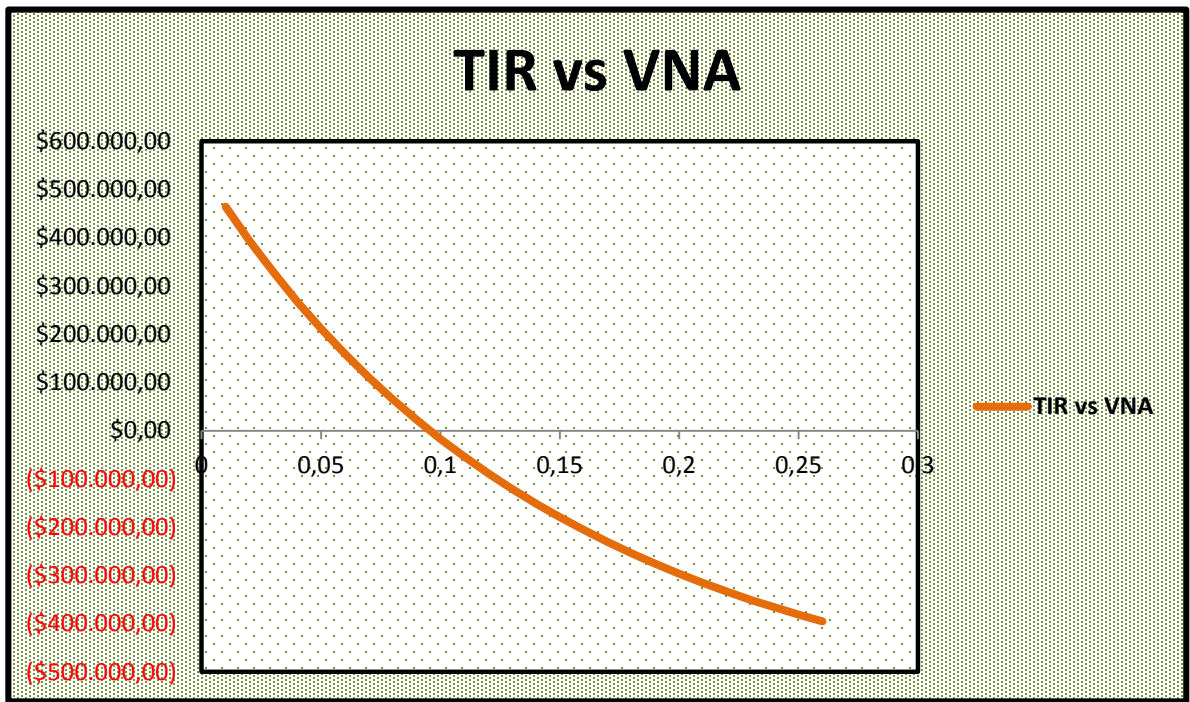


Figura 44. PAY BACK

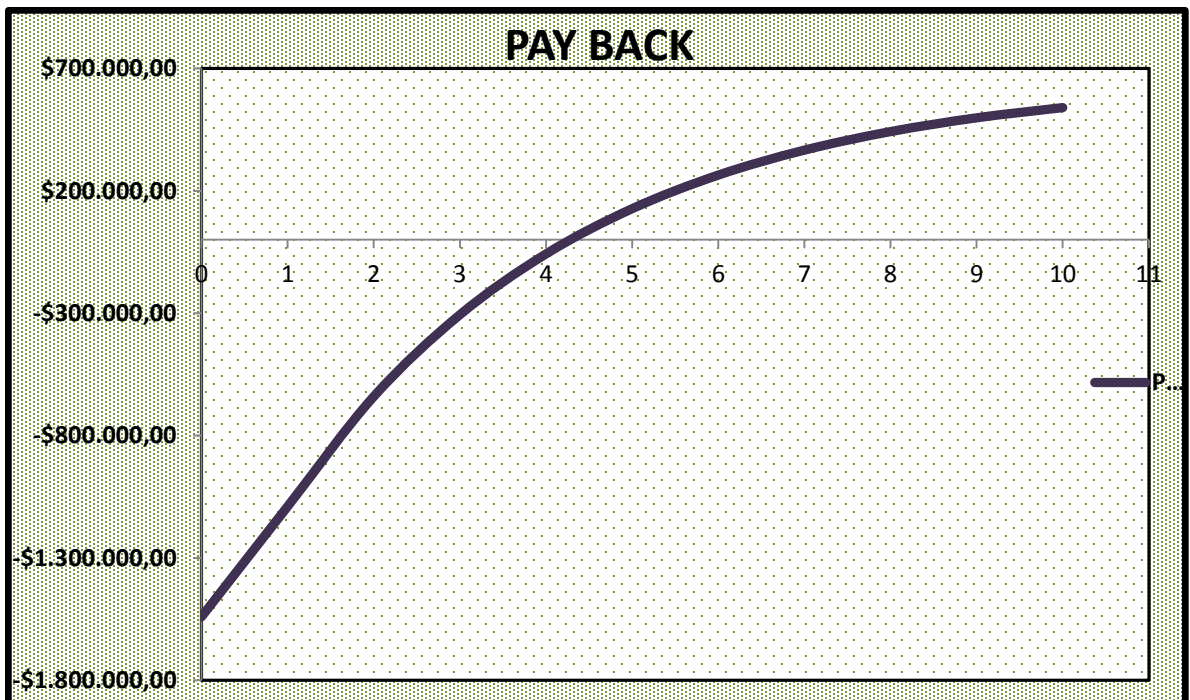
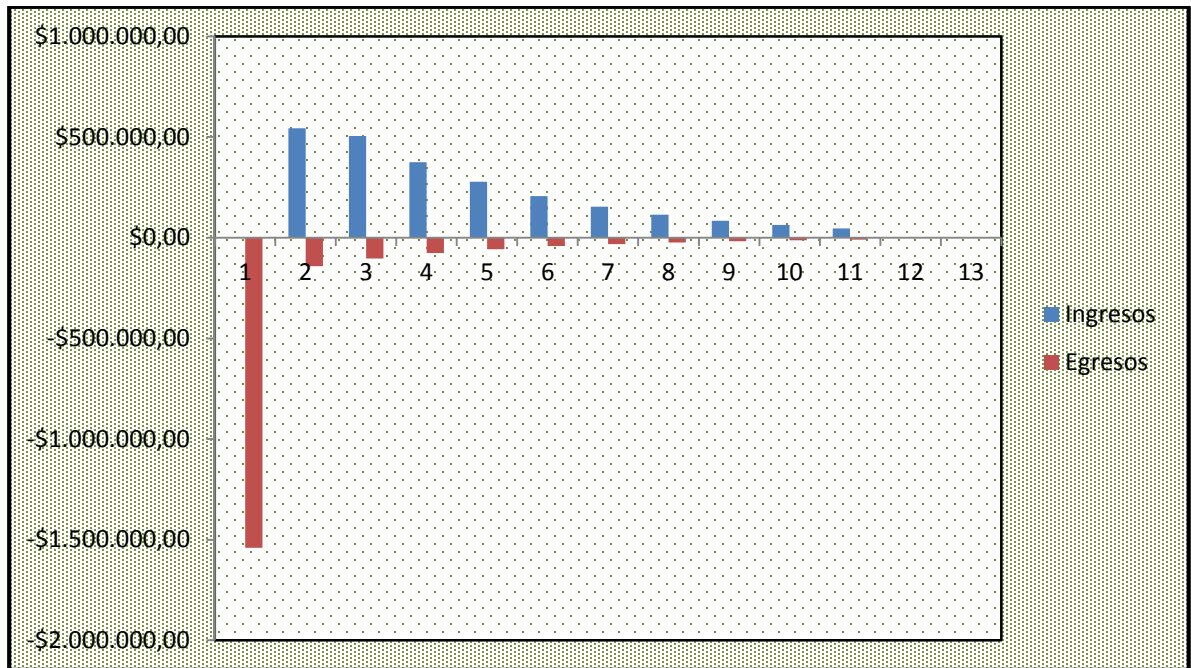


Figura 45. FLUJO DE CAJA



Como análisis se tiene: Un VPN de US\$ 1´441.239 lo cual significa que se puede realizar la inversión ya que se obtendrá una rentabilidad considerable y se logra cubrir la inversión. El tiempo de pago de la inversión es de 4.2 años y la TIR es del 10 %, con una relación beneficio-costo de 1.1 y una eficiencia de la inversión del 21% lo cual hace que la decisión final de invertir o no los recursos, es directamente del inversionista de acuerdo a las expectativas y prioridades de inversión de la empresa.

9. CONCLUSIONES

- Las variables críticas para la perforación de un pozo tipo Slim Hole están relacionadas con el pequeño espacio anular ya que esto genera inconvenientes operacionales tales como: falla de la sarta de perforación, difícil detección de patada de pozo, altas pérdidas de presión en el espacio anular. Por lo que es de suma importancia un correcto diseño previo para cada una de las fases.
- Los resultados del análisis de la tecnología Slim Hole soportan la viabilidad de aplicación de esta técnica para el desarrollo de Campo Escuela Colorado, ya que está no amerita la utilización de los mismos recursos que la técnica convencional de perforación. Debido que, para su aplicación requiere menores volúmenes de lodo, cementación, y tratamiento de recortes.
- El adecuado control de parámetros de perforación (ROP, RPM, GPM) así como el manejo de la hidráulica son de vital importancia para la aplicación exitosa de la técnica.
- Con el dato de presión actual de yacimiento estimado, se identificó la necesidad de aplicar un sistema de levantamiento artificial, por lo que se diseñó un bombeo mecánico teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo luego del completamiento. Considerando este sistema debido al historial de pozos cercanos, como viable.
- Se determinó el potencial de producción del pozo Slim Hole para implementarlo como infill en una zona no drenada con el fin de incrementar el factor de recobro de Campo Escuela Colorado y a partir de una estimación de presión actual del yacimiento para el bloque V, se evaluó el sistema de producción para el pozo teniendo en cuenta las facilidades actuales del Campo.

- Financieramente el proyecto de perforación Slim Hole como pozo infill es viable; esto se nota en los resultados de las variables evaluadas que muestran un tiempo de recuperación de la inversión un poco más de los cuatro años (Pay Back = 4.2 años), un valor presente Neto positivo (VPN= 1´441.239 US\$), tasa interna de retorno de 10% (TIR=10%). La decisión de invertir el capital es criterio de la empresa y está ligado a las prioridades de inversión y desarrollo.

10. RECOMENDACIONES

- Se debe realizar un estudio del fluido de perforación evaluando los parámetros reológicos así como los aditivos con el fin de obtener el programa de fluidos adecuado para la implementación del proyecto.

- Debido a la falta de pruebas de presiones actuales de yacimiento se recomienda realizar éstas, en el Campo Escuela Colorado con el fin de disminuir incertidumbres con la evaluación de presiones del sistema de producción.
- Se debe realizar la revisión del equipo de perforación con el fin de seleccionar el adecuado, debido a las cargas y condiciones a las que se va a operar para la ejecución de la operación.
- Se recomienda a futuro, realizar un estudio adicional para el sistema de levantamiento artificial, evaluando otras alternativas de aplicación en base a las ventajas y desventajas de los distintos SLA, con el fin de establecer si es viable una aplicación con mayor eficiencia que la propuesta en el desarrollo de este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- AMAYA CRISTIANO, Karl Leonard y CALVO VEGA, Jhon Freddy. *Geoestadística Univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado*. Bucaramanga, 2010. 169p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.

- AZARI MEHDI, SOLIMAN MOHAMED Y WENDLER CURTIS. *Testing and production Performance of Slim-Hole Wells. Halliburton EnergyServices. Western Regional Meeting. Bakersfield, Marzo 1995.*
- BESWICK A.J, y HILLS D.L. *Low Cost Slim Hole Drilling System. Drilling Conference held in Amsterdam. Febrero 1995*
- BUDEZ VERGARA JONATHAN ENRIQUE Y MUÑOZ PINZÓN DIDIER ALBERTO. *Reología e hidráulica de pozos estratigráficos tipo Slim Hole. Aplicación perforación cuenca Cauca- Patía. Tesis de grado. Bucaramanga 2012.63p. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.*
- CASTILLO MARTÍNEZ, Aldemar y RÍOS SIERRA, Julio Rodolfo. *Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II. Bucaramanga, 2008. 116p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología y Escuela de Ingeniería de Petróleos.*
- DELWICHE R.A, STRATABIT DB. *Slimhole Drilling Hydraulics. Washington, October 1992,*
- Ecopetrol S.A.GERENCIA MAGDALENA MEDIO, ICP .*DIAGNÓSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO. 2003. EL centro.126p.*
- GANESH C. Thakur, ABDUS Satter, *Integrated Waterflood Asset Management.*PennWell Publishing Company, Tulsa, 1998, Oklahoma. 436 p.
- GARCÍA MANTILLA, Jerson Andrés y FONSECA SALAS, Crispín Aurelio. *Modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación Mugrosa en el Campo Escuela –Colorado. Bucaramanga, 2009. 128p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología*
- L. W. HOLM, *Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports, SPE, Union Oil Co. California. Julio 1980.*

- MATÍNEZ GARZÓN MIGUEL, TABORDA CHRISTIAN CAMILO. *Evaluación de los parámetros de perforación de los pozos estratigráficos tipo SlimHole en la Cuenca Cauca- Patía*. Tesis de grado. Bucaramanga 2012.161p. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
- MILLHEIM K.K. *Slim Hole Drilling Technology- Past, Present, Future*. SPE PetroVietnam. Marzo 1995.
- NIND T.E.W. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. LIMUSA. México 1987.484p.
- RANDOLPH SCOTT, BOSIO JACQUES, BOYINGTON BILL, Slimhole Drilling, The Story So Far, Oilfield Review, Julio 1991.
- RODRÍGUEZ R, y BERNAL J. *Metodología para la perforación de pozo infill en un campo con ambiente de depositación fluvial .Aplicación Campo Colorado*. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.226p Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
- RUIZ SERNA, Marco A. Análisis nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. 172p. Requisito parcial para la promoción a profesor asociado. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Facultad de Minas. Departamento de Recursos Minerales. Unidad de Petróleo y Gas Natural.
- SAGOT A, Y DUPUIS D. *One Year Experience in SlimHole Drilling*. Drilling conference held. New Orleans, Louisiana. Marzo 1996
- SUKAMO PUDJO, TOBING EDWARD L. TOBING. Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir.SPE 29312. Asia pacificOil& Gas conference&Exhibition. Kualalumpur, March 1995.
- T.L. GOULD, AND A.M. SAM SAREM,.Infill Drilling for Incremental Recovery. SPE, UnocalScience&TechnologyDiv, JPT, Marzo 1989.
- ZHU TAO, CARROLL HERBERT B. *Topical Report. SlimHole Drilling: Applications and Improvements*. Bartlesville, Oklahoma, August 1995.

ANEXOS

ANEXO A

DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

MÉTODO API RP 11 L

Se tiene:

Tabla 45. Valores para Diseñar BM

qo	28.2	BOPD
qw	8.91	BWPD
qg	6429.6	SCFD
Gewater	1.05	
GE oil	0.825	
Dens oil	40	API
Grav gas	0.65	
Nivel dinámico	5000	pies

Para la selección de la bomba de subsuelo se tuvieron en cuenta los pozos offset como indicadores de confiabilidad.

- $dp=1 \frac{1}{4}$ in
- Sarta de varillas combinada $3/4"$ y $5/8"$.
- Tubería de producción $2 \frac{3}{8}"$.
- $S=54$ in
- $N=10$ spm

Para la sarta de varillas se tiene:

Tabla 46. Propiedades Configuración Bombeo Mecánico

sarta de varillas combinada	mr lb/pie=1.321	%		Fc(factor de frecuencia)	Er(constante elastica)
3/4"	1.63	37.3		1.104	1.13E-06
5/8"	1.16	62.7			
tubería de producción	Et (cte elástica)	OD	ID	At	
2 3/8 "	3.07E-07	2.375	1.867	1.692	
émbolo	dp	Ap	K		
1 1/4"	1.25	1.22718463	0.182		

Fuente: RAGA MARTÍNEZ, Juan Adolfo, Manual de selección de unidades de bombeo mecánico del activo de producción poza rica región norte. Veracruz, 2001. 256p. Trabajo práctico técnico. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Por lo tanto la bomba de subsuelo escogida es:

Tabla 47. Bomba de Subsuelo

BOMBA SELECCIONADA		
Tubing	2 3/8"	20-125-R-H-B-C-8-10
Diámetro de la bomba	1 1/4 "	
Tipo de bomba	Insertable	
Tipo de Barril	Pared Gruesa	
Ubicación anclaje	Inferior	
Tipo Anclaje	A copas	
Longitud del barril	8	
Longitud nominal del pistón	10	

Los cálculos se realizaron considerando la tubería anclada para evitar efectos por vibración.

- Cálculo de la carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo

$$F_0 = 0.34GD^2 H \quad \text{Ec. 94}$$

$$F_0 = 0.34 * 0.83 * 1.25^2 * 5000$$

$$F_0 = 2492.14lbs$$

- Constante elástica total de la sarta de varilla

$$\frac{1}{Kr} = Er * L_T$$

Ec. 95

$$1.13E - 6 * 5000$$

$\frac{1}{Kr} = 5.64E - 03 \text{ plg/ lbs}$
--

- Carga necesaria para el total de la sarta de varillas

$$SKr = \frac{S}{1 / Kr}$$

Ec. 96

$$= 54 / 5.64E - 03$$

$SKr = 9582 \text{ lbs}$

- Alargamiento real de la varilla producido por la carga del fluido

$$\frac{F_0}{SKr}$$

Ec. 97

$$= 2492 / 9582$$

$\frac{F_0}{SKr} = 0.23$

- Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro.

$$\frac{N}{N_0} = N * L_T / 245000$$

Ec. 98

$$\frac{N}{N_0} = 10 * 5000 / 245000 = 0.2$$

- Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

$$\frac{N}{N_0} = N * L_T / 245000 * F_c \quad \text{Ec. 99}$$

$$\frac{N}{N_0} = 10 * 5000 / 245000 * 1.104 = 0.18$$

- Constante elástica de la tubería

$$\frac{1}{Kt} = 0$$

Porque es tubería anclada no se considera efectos elásticos.

PARÁMETROS NO DIMENSIONALES

- Peso de la varilla en el aire

$$W_r = 1.321 * 5000 = 6605 \text{ lbs}$$

- Peso de las varillas con fluido

$$Wr = Wr[1 - 0.1276] = 5912lbs$$

- Wrf/Sko. Torsión

$$Wrf / SK_0 = 5912 / 9582$$

$$Wrf / SK_0 = 0.62$$

Como es diferente de 0.3, se debe realizar un ajuste de T_a con la figura 26. A partir de los datos calculados se hace las correspondientes lecturas de las figuras 25, 26, 27, 28,30.

Tabla 48. Valores Diseño Unidad BM

Valores gráficas	
Sp/S	0.7
F1/Skr	0.42
F2/Skr	0.009
$2T/S^2 \cdot Kr$	0.29
F3/Skr	0.26
%para T_a	0.009

$$T_a = 1 + \left[(\% \text{delagráfica en fracción}) * \frac{Wrf/Skr - 0.3}{0.1} \right] \quad \text{Ec. 100}$$

$$T_a = 1 + \left[(0.009) * \frac{0.62 - 0.3}{0.1} \right] = 1.028$$

CÁLCULO DE CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

✓ **Carga máxima varilla pulida**

$$PPRL = Wrf + (F1/SKr) SKr$$

$$\underline{PPRL = 9458 \text{ lbs}}$$

✓ **Carga mínima varilla pulida**

$$MPRL = Wrf - (F2/SKr) SKr$$

$$\underline{MPRL = 4762 \text{ lbs}}$$

✓ **Torsión máxima**

$$PT = (2T/S^2Kr) + SKr \times S/2 \times Ta$$

$$\underline{PT = 73846 \text{ lb/plg}}$$

✓ **Potencia en la varilla pulida**

$$PRHP = (F3/SKr) \times SKr \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6}$$

$$\underline{PRHP = 2.9 \text{ hp}}$$

✓ **Contrapeso requerido**

$$CBE = 1.06 (Wrf + \frac{1}{2} Fo)$$

$$\underline{CBE = 7588 \text{ lbs}}$$

Para la selección de la unidad superficial se tuvo en cuenta el catálogo Lufkin ya referenciado con base a la carga máxima y la torsión máxima calculada. Como se indica a continuación.

Tabla 49. Selección Final Unidad de Superficie BM

UNIDAD	C-114D-173-54	C-114D-133-54 C-80D-133-54	C-80D-119-54	C-57D-76-54	C-80D-133-48
CAPACIDAD DEL VÁSTAGO PULIDO; lbs	17,300	13,300	11,900	7,600	13,300
LONGITUDES DE CARRERA; plg	54,44,34	54,45,36	54,45,36	54,41,28	48,40,32
BALANCÍN	18" x 71 lbs	18" x 60 lbs	18" x 60 lbs	16" x 36 lbs	16" x 57 lbs
COLGADOR DE CABLE DE ALAMBRE	1" x 9" CTRS	7/8" X 9" CTRS	7/8" X 9" CTRS	3/4" X 9" CTRS	3/4" X 9" CTRS
MANIVELAS	5456C	4850C	4850C	4246C	4850C
COJINETE DEL MUÑÓN	4 SD	5 SA	5 SA	5 SA	5 SA
COJINETE IGUALADOR	3R	4R	4R	5R	4R
COJINETE CENTRAL	4TGA	4TGA	4TGA	5C	4TGA