

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE DIFERENTES PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN PARA LA REDUCCIÓN DEL IMPACTO QUE GENERAN LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN CAMPO CASTILLA CAMPAÑA 2015-2018.

LAURA LORENA COLMENARES NEGRETE
JAVIER HERNÁN VARGAS VARGAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE DIFERENTES PRÁCTICAS DE
PERFORACIÓN PARA LA REDUCCIÓN DEL IMPACTO QUE GENERAN LAS
PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN CAMPO CASTILLA CAMPAÑA 2015-2018.

LAURA LORENA COLMENARES NEGRETE
JAVIER HERNÁN VARGAS VARGAS

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Ricardo Bustos Acosta
Ingeniero de Petróleos.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019

Nota de Aceptación

Ing. Laydy Paola Mora Parrado

Ing. Edinson Enrique Jimenez Brancho

Bogotá D.C, mayo de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradecemos a Dios por darnos salud y la oportunidad de desarrollar este proyecto.

Agradecemos nuestro director el Ingeniero Ricardo Bustos Acosta, por su tiempo, apoyo, motivación, dedicación, guía, entrega, profesionalismo, buenos valores y por compartir su amplio conocimiento y experiencia con nosotros para llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

A ECOPETROL S.A., por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto y permitimos el estudio de una problemática real de su interés, aplicando nuestros conocimientos y objetividad para crear una experiencia profesional, también por facilitarnos información e instalaciones.

A la Fundación Universidad de América, por facilitarnos el uso de sus instalaciones, material bibliográfico, equipos y personal calificado.

Finalmente, a todos los ingenieros hicieron acompañamiento y guiaron el proyecto, que fueron de gran importancia para su culminación gracias a su conocimiento y experiencia: a los ingenieros Miguel Rodríguez, Adriangela Romero, Yatniel Pirela, Sebastián Gómez y a la geóloga Adriana Henao.

Laura Lorena Colmenares Negrete & Javier Hernán Vargas Vargas.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar una etapa de mi vida, llena de tristezas y alegrías, por darme salud, fuerza y valentía para continuar luchando a pesar de todas las dificultades y nunca abandonarnos.

A mis padres Pedro Pablo Colmenares S y Mary Luz Negrete R por el apoyo, amor y ánimo que me brindaron en todos los momentos de la carrera en especial en este proyecto. A ellos por inculcarme valores inigualables, estar siempre a mi lado en cada paso y meta que me propongo, también por enseñarme a ser perseverante y tener fe. A mis abuelos que siempre han estado conmigo acompañándome y guiándome.

Al director, el ingeniero Ricardo Bustos por darnos la oportunidad y confianza.

A mi compañero Javier Vargas por su apoyo, paciencia y a pesar de todas las dificultades que se presentaron y nunca se rindió. A todas las personas que estuvieron presentes durante el transcurso de mi carrera, me hicieron crecer como persona, compañera y amiga. Y durante este proyecto por acompañarme y darme el empuje para continuar.

Laura Lorena Colmenares Negrete.

DEDICATORIA

En primer lugar quiero agradecer a Dios por darme salud y vida para poder desarrollar este proyecto, por llenarme de fe para seguir adelante, llenarme de amor y pasión por hacer realidad esta experiencia y poder desarrollar este trabajo.

Dedico este trabajo de grado a mis señores padres, Hernán Javier Vargas y Liliana Vargas, por brindarme apoyo y motivación incondicional y continua para nunca rendirme y llegar cada día mas lejos. quiero agradecer a ellos por el esfuerzo sin fin que realizan con amor para apoyarme en mi proceso. a mis hermanas Isabella y Loussiana por ser un motor para llegar mas lejos tanto profesional como personalmente. este trabajo es para ellos por la gran admiración que les tengo, padre, madre son el mejor ejemplo que podre tener. También dedico este trabajo a mi tío Jhon Vargas y su señora esposa Patricia Alarcon por hacer parte de mi proceso y el gran apoyo que me brindaron para poder culminar mi proceso del que hicieron parte.

Por último a mis amigos y todas las personas que hicieron parte de mi formación durante mis estudios. También quiero agradecer a mi compañera Lorena Colmenares por su tiempo, compromiso y dedicación para cumplir este objetivo.

Javier Hernán Vargas Vargas.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	25
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna Estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	33
1.3.2.1 Basamento	33
1.3.2.2 Formación Une	33
1.3.2.3 Formación Gachetá	34
1.3.2.4 Formación Guadalupe	34
1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos	34
1.3.2.6 Formación Mirador	35
1.3.2.7 Formación Carbonera	35
1.3.2.8 Formación León	36
1.3.2.9 Formación Guayabo	37
1.3.3 Geología Estructural	37
1.3.4 Geología del Petróleo	38
1.3.4.1 Roca Generadora	38
1.3.4.2 Roca Reservorio	38
1.3.4.3 Migración	39
1.3.4.4 Roca Sello	39
1.3.4.5 Trampa	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	40
1.4.1 Método de producción	41
1.4.2 Número de pozos del Campo	41
1.4.3 Producción acumulada	41

1.4.4 Gráfica de producción acumulada del Campo	42
1.4.5 Características del Yacimiento	42
2. MARCO TEÓRICO	44
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN	44
2.1.1 Presión de formación	44
2.1.1.1 Presión de formación normal	44
2.1.1.2 Presión de formación anormal	44
2.1.1.3 Presión de formación subnormal	44
2.1.2 Presión hidrostática	45
2.1.2.1 Densidad equivalente de circulación	45
2.1.3 Presión de fractura	46
2.1.4 Gradiente	46
2.1.4.1 Gradiente de temperatura	46
2.1.4.2 Gradiente de temperatura del Campo	46
2.1.4.3 Gradiente de presión	46
2.1.4.4 Gradiente de presión del campo	47
2.1.4.5 Gradiente de fractura	47
2.1.5 Pérdidas de presión en el anular	49
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	49
2.2.1 Funciones del fluido de perforación	49
2.2.1.1 Suspensión de los recortes	50
2.2.1.2 Lubricar y enfriar la broca	50
2.2.1.3 Transporte de los recortes a superficie	50
2.2.1.4 Control de las presiones	50
2.2.1.5 Soporte de las paredes del pozo	50
2.2.1.6 Medio adecuado para registros eléctricos	50
2.2.1.7 Proveer energía hidráulica	50
2.2.1.8 Flotación de la columna de perforación	50
2.2.2 Tipos de fluido de perforación	51
2.2.2.1 Base agua	51
2.2.2.2 Base aceite	51
2.2.2.3 Base aire/gas	51

2.2.2.4 Base espuma o fluidos aireados	51
2.2.3. Puenteo	52
2.2.3.1 Agentes Puenteantes	52
2.2.3.2 Características de los agentes Puenteantes	53
2.2.3.3 Tipos de agentes puenteantes	53
2.3 FRACTURA	54
2.3.1 Tipo de fractura	54
2.3.1.1 Fracturas naturales	54
2.3.1.2 Fracturas inducidas	55
2.3.2. Registros de imagen	55
2.3.3 Medición de fractura	55
2.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	56
2.4.1 Clasificación de las pérdidas de circulación	56
2.4.1.1 Pérdidas menores o por filtración	56
2.4.1.2. Pérdidas parciales	56
2.4.1.3 Pérdidas totales	57
2.4.2 Causas de las pérdidas de circulación de origen natural	57
2.4.2.1 Formaciones no consolidadas	58
2.4.2.2 Formaciones cavernosas	58
2.4.2.3 Formaciones falladas o fracturadas	58
2.4.2.4 Formaciones depletadas	58
2.4.3 Causas de las pérdidas de circulación inducidas	58
2.4.3.1 Malas prácticas de perforación	58
2.4.3.2 Aumento del ECD por carga anular	59
2.4.4 Consecuencias de las pérdidas de circulación	59
2.4.4.1 Daño de formación	59
2.4.4.2 Pega por empaquetamiento	59
2.4.4.3 Influjos	60
2.4.4.4 Incremento de costos de perforación	61
2.5 PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES REALIZADOS PARA SELLAR FRACTURAS	61
2.5.1 Identificación del porqué de la pérdida	62
2.5.2 Causas que impiden el remedio de las pérdidas de circulación	65

2.5.3 Material de control de pérdidas (LCM)	66
2.5.3.1 Tipos de LCM	66
2.5.4 Implementación de otras tecnologías	70
2.5.4.1 Pildoras crosslink	70
2.5.4.2 Fluido bimodal	70
2.5.4.3 Fluido tixotropicos	71
2.6 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN	71
2.6.1 Perforación sobrebalance	71
2.6.2 Perforación bajobalance	72
2.6.2.1 Factores de aplicabilidad	72
2.6.2.2 Equipos	72
2.6.2.3 Ventajas y desventajas	73
2.6.2.4 Técnicas para realizar perforación bajobalance	73
2.6.3 Manejo de presiones controladas	76
2.6.3.1 Factores de aplicabilidad	76
2.6.3.2 Equipos	77
2.6.3.3 Ventajas y desventajas	81
2.6.3.4 Aplicaciones de la práctica MPD	82
2.6.4 Perforación en ciego	83
3. ESPECIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE APLICABILIDAD	84
3.1 IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO	84
3.1.1 Estado mecánico generalizado del campo	84
3.1.2 Introducción y análisis de registros	85
3.1.3 Registros de imagen	85
3.1.3.1 Identificación del tipo y tamaño de fractura	86
3.1.3.2 Localización de fracturas	88
3.4 REPLANTEAMIENTO DE PRÁCTICAS EMPLEADAS PARA PERFORAR POZOS CON PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	89
3.5 RIESGOS DE OPERACIÓN	89
3.5.1 Colapso de shale K1 superior	89
3.5.2 Caída de nivel de la columna	90
3.5.3 Fracturas inducidas	90

3.5.4 Pegas por empaquetamiento	90
3.6. ESPECIFICACIÓN CRITERIOS DE APLICABILIDAD CAMPO CASTILLA CAMPAÑA 2015-2018	90
3.6.1 Resultados de la campaña	90
3.6.2 Selección de criterios de aplicabilidad	100
3.6.2.1 Procedimientos o prácticas realizadas	100
3.6.2.2 Limitaciones o problemas	100
3.6.2.3 Operaciones adicionales	101
3.6.2.4 Tiempo de la perforación	101
3.6.2.5 Tiempos no productivos (NPT's)	102
3.6.2.6 Costo de perforación	102
3.6.2.7 Volumen perdido	102
3.6.2.8 Tipo de pozo	102
3.6.2.9 Profundidad	102
3.6.2.10 Éxito y fracaso	102
3.6.2.11 Riesgos	100
4. REALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MATRICES SEGÚN LOS CRITERIOS ESPECIFICADOS	103
4.1 MATRIZ DE SELECCIÓN	108
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	114
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	114
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	115
5.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	116
5.3.1 Tasa interés de oportunidad (TIO)	117
5.3.2 Flujo de caja	117
5.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	123
6. CONCLUSIONES	124
7. RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa localización Campo Castilla	30
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo Castilla	32
Figura 3. Corte esquemático transversal de la Cuenca de los Llanos Orientales	38
Figura 4. Producción acumulada del Campo Castilla	42
Figura 5. Pérdidas de la circulación de origen natural	57
Figura 6. Pega por empaquetamiento	60
Figura 7. Influjos de gas	61
Figura 8. Material de control pérdida de circulación escamado	67
Figura 9. Material de control pérdida de circulación granular	68
Figura 10. Material de control pérdida de circulación fibroso	69
Figura 11. Inyección de gas por Stand pipe	74
Figura 12. Inyección de gas por sarta auxiliar	74
Figura 13. Inyección de gas por Liner auxiliar	75
Figura 14. Ensamblaje de Riser	77
Figura 15. Dispositivo de control rotatorio	78
Figura 16. Aislador de pozo	79
Figura 17. Carretel de flujo	79
Figura 18. Múltiple de amortiguación	80
Figura 19. Medidor de coriolis	81
Figura 20. Estado mecánico generalizado del Campo	84
Figura 21. Registro de imagen visualización 360° de una formación	86
Figura 22. Clasificación y tamaño de las fracturas en un registro de imagen	87
Figura 23. Localización de las fracturas	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades del Yacimiento Campo Castilla	43
Tabla 2. Resumen pozos con perforación sobrebalance, bajobalance	110
Tabla 3. Resumen pozos con otras tecnologías	110
Tabla 4. Resumen pozos con MPD	111
Tabla 5. Resumen pozos perforación en Ciego	111
Tabla 6. Matriz de selección de perfil de priorización	112
Tabla 7. Matriz de selección de perfil de priorización	112
Tabla 8. Costos de inversión	115
Tabla 9. Costos de operación	115
Tabla 10. Costos de la campaña sin la implementación de las prácticas estudiadas	116
Tabla 11. Costos de la campaña con la implementación de prácticas de perforación	116
Tabla 12. 5 pozos práctica perforación con MPD	119
Tabla 13. 5 pozos práctica perforación en ciego	119
Tabla 14. 5 pozos otras tecnologías	120
Tabla 15. 5 pozos perforación Sobrebalance, Bajobalance (LCM)	120

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Prueba de leak off test	48
Gráfica 2. Costo de criterios año 2018	95
Gráfica 3. Volumen de perdidas año 2015	96
Gráfica 4. Tiempos no productivos año 2015	96
Gráfica 5. Volumen de perdidas año 2016	97
Gráfica 6. Tiempos no productivos año 2016	97
Gráfica 7. Volumen de perdidas año 2017	98
Gráfica 8. Tiempos no productivos año 2017	98
Gráfica 9. Volumen de perdidas año 2018	99
Gráfica 10. Tiempos no productivos año 2018	99
Gráfica 11. Costos Año 2018	108
Gráfica 12. Costo de perdidas año 2015	121
Gráfica 13. Costo de perdidas año 2016	121
Gráfica 14. Costo de perdidas año 2017	122
Gráfica 15. Costo de perdidas año 2018	122

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Geología del petróleo del Campo Castilla	40
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la perforación bajobalance	73
Cuadro 3. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2015	91
Cuadro 4. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2016	92
Cuadro 5. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2017	93
Cuadro 6. Resumen general reporte de eventos de perforación - año 2018	94
Cuadro 7. Matriz de comparación criterio limitaciones o problemas de cada práctica	103
Cuadro 8. Matriz de comparación criterio riesgos de cada práctica	104
Cuadro 9. Matriz de comparación criterio operaciones adicionales de cada práctica	105
Cuadro 10. Matriz de comparación criterio tiempo de perforación de cada práctica	105
Cuadro 11. Matriz de comparación criterio tiempos no productivos de cada práctica	106
Cuadro 12. Matriz de comparación criterio costos de la perforación de cada práctica	107
Cuadro 13. Matriz de comparación criterio volumen perdido de cada práctica	107
Cuadro 14. Matriz de comparación criterio éxito y fracaso de cada práctica	107
Cuadro 15. Peso de criterios de evaluación	109

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación Eaton para el Cálculo de la Presión de Poro	45
Ecuación 2. Ecuación para el cálculo de la presión hidrostática	45
Ecuación 3. Ecuación para el cálculo del gradiente de presión en un punto	46
Ecuación 4. Ecuación para el cálculo del gradiente de presión	47
Ecuación 5. Ecuación para el cálculo del gradiente de fractura	47
Ecuación 6. Calculo del VPN	116
Ecuación 7. Calculo VPN sin proyecto	118
Ecuación 8. Calculo VPN con proyecto	118

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resumen campaña	132

ABREVIATURAS

° Grados
" Pulgada.
% Porcentaje.
°C Grados Celsius.
°F Grados Fahrenheit.
Bbl Barril.
Bbl/hr Barriles por hora
BHA Bottom hole assembly
BPD Barriles por día.
CaCo3 Carbonato de calcio
CAPEX Capital expenditures.
DSIT Drill String Isolation Tool
ECD Equivalent Circulating Density
ECP Ecopetrol S.A.
Ft Pies
H2S Ácido sulfhídrico.
lb Libra.
Lb/bbl Libras por barril
Lbm/gal Libras por galón
LCM Lost control material
LOT Leak of test
m Metros.
mm Milímetros
MPD Managed pressure drilling
OPEX Operating expense.
pH
Pp presión de poro
Ppg libras por galón
ppm Partes por millón.
psi Pounds force per square inch.
Psi/ft. Pressure per unit of depth
PSIG Libras por pulgada cuadrada
Psup Presión superficial
Pulg Pulgada.
RCD Dispositivo de control rotativo
ROP Velocidad de penetración
RPM Revoluciones por minuto.
TIO Tasa interna de oportunidad.
TVD True vertical Deep (Profundidad total verdadera)
US\$ Dólares
VPN Valor presente neto

GLOSARIO

ANTICLINAL: pliegue de capas de roca que es convexo hacia arriba, con forma de cresta de ola o arco¹.

CABALGAMIENTO: término usado para referirse a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren sobre yaciendo a rocas más modernas².

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación³.

DEPRESIÓN PLANA: área o porción de relieve terrestre, situada por debajo del nivel de las regiones que la circundan. También se considera como depresión al relieve que se encuentra por debajo del nivel del mar⁴.

EOCENO: período geológico comprendido entre el Paleoceno y el Mioceno de la Era Cenozoica o Terciaria. Eoceno deriva del griego Eo que significa aurora, albores, comienzo, principio, inicio. Ceno = Nuevo, reciente. Eoceno = Albores del Cenozoico⁵.

EROSIÓN: fenómeno de descomposición y desintegración de materiales de la corteza terrestre por acciones mecánicas o químicas. También pérdida física de suelo transportado por el agua o por el viento, causada principalmente por deforestación, laboreo del suelo en zonas no adecuadas, en momentos no oportunos, con las herramientas impropias o utilizadas en exceso, especialmente en zonas de ladera, con impactos adversos tan importantes sobre el recurso como la pérdida de la capa o del horizonte superficial con sus contenidos y calidades de materiales orgánicos, fuente de nutrientes y cementantes que mantienen una buena estructura y, por lo tanto, un buen paso del agua y el aire⁶.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: producto de los diversos ángulos de deposición de las capas, la cual se efectúa en los deltas o en los desiertos⁷.

¹ AGENCIA NACIONAL DE MINERIA. Glosario técnico minero. [En Línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/glosariominero.pdf> p.13

² DÁVILA Jorge. Diccionario geológico. [En línea] Consultafo 28/10/2018 Disponible en <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf> p.132

³ Ibid., p.226

⁴ Ibid., p. 243

⁵ Ibid., p. 289

⁶ ANH Glosario técnico minero., Op. Cit., p.57

⁷ DÁVILA Jorge., Op. Cit., p314

FALLA ANTITÉTICA: una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias. Antitética indica que la falla y los estratos se inclinan hacia las direcciones opuestas⁸.

FALLA: una fractura o una zona de fractura sobre la cual se produce un movimiento diferencial entre dos bloques rocosos adyacentes. El desplazamiento puede ser de milímetros a cientos de kilómetros. Hay varios tipos de falla, clasificados según la forma como se desplaza un bloque con respecto al otro⁹.

FALLAS INVERSAS: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia arriba con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzos de compresión¹⁰.

FALLAS NORMALES: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia abajo con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzo de distensión¹¹.

FRACTURA: ruptura de la roca, haya o no desplazamiento a lo largo del plano de ruptura¹².

GARGANTA PORAL: es el espacio poral que se encuentra entre los granos de la roca¹³.

INTRACLASTOS LODOLÍTICOS: partícula sedimentaria compuesta de carbonato cálcico procedente de la erosión local del suelo de la cuenca sedimentaria. Las partículas pueden ser fragmentos de barro de carbonato cálcico parcialmente consolidado o partículas compuestas constituidas de agregados de intraclastos más pequeños¹⁴.

KEROGENO TIPO I: es de alto contenido de C/H y de bajo contenido de Oxígeno. Es procreador de Aceite.

⁸ GEOLOGÍA ESTRUCTURAL [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en http://iespoetaclaudio.centros.educa.jcyl.es/sitio/upload/geologia_estructural.pdf p.8

⁹ ANH Glosario técnico minero., Op. Cit., p.69

¹⁰ ANH Glosario técnico minero., Op. Cit., p.69

¹¹ Ibid., p.69

¹² Ibid., p.72

¹³ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_throat.aspx.

¹⁴ Glosario geología. Término. 2012-04-08. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/intraclasto>

KEROGENO TIPO II Y III: tienen contenido de C/H regular y de oxígeno también, son procreadoras de gas¹⁵.

KEROGENO: es la materia precursora del petrolero, contiene entre 80-90% de la materia orgánica (MO) alojado en la roca sedimentaria, dentro de ella se encuentra en menor cantidad el Bitumen que es soluble en solventes orgánicos¹⁶.

LITOLOGÍA: conjunto de caracteres petrográficos de una masa (formación, estratos, entre otros) de rocas¹⁷.

NÓDULOS: masa globosa, decimétrica o centimétrica, que se diferencia por su composición o su estructura del resto de la roca que la contiene¹⁸.

PALEOCENO: primera época del período Paleógeno, que se extiende desde 65 hasta hace 53 millones de años¹⁹.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, los poros deben estar interconectados para que exista permeabilidad²⁰.

POROSIDAD: la porosidad es la medida de los espacios huecos en una roca y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén: porosidad = % (volumen de poros (huecos) / volumen total) x 100; la porosidad se expresa como \emptyset . Casi todos los almacenes tienen un \emptyset entre 5% y 30%, y la mayoría entre 10% y 20%²¹.

PRESIÓN: es la fuerza que se aplica sobre un área, es expresada en libras por pulgada cuadrada²².

REVOQUE: delgada capa permeable que deja el fluido de perforación en una formación permitiendo el sello de los poros de la roca y evitando la filtración de fluido, tiene propiedades además de la permeabilidad como el espesor, solidez²³.

¹⁵ Ibid.,

¹⁶ GEONEXT. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://post.geonext.com/glossary/kerogeno/>

¹⁷ ANH Glosario técnico minero., Op. Cit., p.93

¹⁸ ANH Glosario técnico minero., Op. Cit., p.114

¹⁹ Ibid., p119

²⁰ ANONIMO. La comunidad petrolera. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-la-permeabilidad.html>.

²¹ Ibid., p127

²² ANONIMO, Wild Well control, Fundamentos y conceptos sobre presión. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://wildwell.com/wp-content/uploads/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf> p.19.

²³ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cake.aspx>

SEDIMENTACIÓN: es la separación de partículas sólidas en suspensión de un líquido; se realiza por asentamiento gravitacional²⁴.

SISTEMA PETROLÍFERO: los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello²⁵.

TIXOTROPÍA: propiedad de los fluidos de tener forma de gel en reposo y de volver a ser fluido al momento de presentarse agitación, es una propiedad muy importante presente en los de perforación²⁶.

TRAMPA: zona de una roca almacén (porosa y permeable) en la que se acumulan hidrocarburos²⁷.

YACIMIENTO SATURADO: en estos yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, por ende, el gas se encuentra aún disuelto en el petróleo y no hay volumen inicial de capa de gas. Inicialmente se encuentra en la fase líquida, eventualmente las burbujas de gas se desprende una vez alcanzado el punto de burbuja, en donde el gas liberado posteriormente se aglutina hasta tener condiciones de flujo al pozo en cantidades cada vez más incrementable, mientras que el flujo de crudo decrece gradualmente²⁸.

YACIMIENTO: lugar o terreno donde se ubican minerales de rendimiento económico o fósiles. Sinónimo: Depósito mineral, cuerpo mineralizado, etc. Ej. Yacimiento minero, yacimiento petrolífero, yacimiento acuífero, yacimiento fosilífero²⁹.

²⁴ Ibid., p143

²⁵ SCHLUMBERGER. Sistema petróleo. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx?p=1

²⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/thixotropy.aspx>.

²⁷ REAL ACADEMIA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES . [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

²⁸ ALAN SAID. Tipos de yacimientos. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.academia.edu/4953949/TIPOS_DE_YACIMIENTOS-ALAN_SAID

²⁹ DÁVILA Jorge., Op. Cit., p 862

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en desarrollar una evaluación técnico financiera de diferentes prácticas de perforación para disminuir el impacto que generan las pérdidas de circulación implementadas durante la perforación de pozos de la campaña 2015-2018 desarrollada por Ecopetrol S.A. Inicialmente investiga todo lo relacionado con el campo, para tener idea de la trayectoria del mismo, su historia, ubicación, producción, número de pozos, estratigrafía y las formaciones que lo comprenden, entre otros aspectos relevantes del campo.

Se prosigue a realizar una amplia investigación de todo lo relacionado con las pérdidas de circulación, desde sus causas hasta las posibles consecuencias que estas pueden llegar a generar. En Campo Castilla uno de los inconvenientes más persistentes son las pérdidas de circulación durante la perforación de pozos, debido a que este es un Campo maduro en el cual sus formaciones se encuentran depletadas y existe una pequeña ventana operacional.

Una vez se identifica la causa raíz de la problemática se empezó a realizar un análisis en gran detalle de uno a uno de los pozos que fueron perforados durante la campaña y presentaron pérdidas de fluido, dicho análisis tuvo como punto focal las pérdidas de circulación en la zona de interés K1, K2 y T1 debido a que allí se presentan pérdidas de grandes cantidades de fluido en un aproximado de 19.000 Bbl en un pozo.

Con los resultados obtenidos del análisis y la data proporcionada por la empresa, en primer lugar, se realizó un recuento e identificación de cómo, en que momento y la manera como había sido el resultado de las prácticas estudiadas, teniendo en cuenta cantidades de fluido perdido, procedimientos, costos y tiempos de uno a uno de pozos que presentaron pérdidas durante la perforación. Concluido el análisis se continuó con la selección de los criterios que mayor relevancia y más impacto generaron en la problemática basados en eventos relevantes y pozos críticos con pérdidas para así poder desarrollar la matriz de selección que nos indicó cuál de las prácticas estudiadas era la que mejor resultado tuvo al momento de presentarse pérdidas de circulación.

Para dar un mayor soporte a los resultados obtenidos en la matriz de selección, se decide realizar una matriz comparativa la cual también muestra eventos propios de cada práctica la cual refleja el resultado obtenido en la matriz de selección. Por último, se realiza una evaluación financiera la cual busca involucrar un fin de tipo cuantitativo de los resultados de la implementación de las prácticas es gran importancia para la empresa trabaja en pro de buscar disminuir costos y tiempo de perforación asociados las pérdidas de circulación.

Palabras claves: Campo Castilla, pérdidas de circulación, Formación K1, K2, T1, causa raíz, prácticas de perforación.

INTRODUCCIÓN

La operación de perforación de pozos petroleros lleva consigo diferentes contratiempos de los cuales el principal y más común es pérdidas de circulación, este está presente en la mayoría de Campos en el mundo. En Colombia como lo es el Campo Castilla al ser un Campo maduro y depletado, presenta fracturas naturales las cuales al realizar la operación se pueden reabrir o inducir a mayor cantidad. Es por esta razón que en Ecopetrol S.A. busca diferentes alternativas como solución a estos problemas que generan impacto en costos y tiempo.

La búsqueda de estas soluciones lleva al planteamiento de estudios para encontrar las causas a raíz presentes en el Campo que generan las pérdidas de circulación, toma de registros, estudios de fluidos de perforación, materiales que permitan sellar y curar las fracturas de manera correcta y eficiente, generando resultados tanto positivos como negativos debido a la aplicación de estos estudios.

En la campaña 2015 - 2018 se tiene una población de 116 pozos que presentaron pérdidas de circulación a lo largo de esos 4 años, de los cuales en 2015 se perforan 82 pozos presentando pérdidas en 42, en 2016 de 42 14 con pérdidas, 2017 50 pozos perforados y 23 con problemas y por último en 2018 60 con 38. Evidenciando un porcentaje de pozos con problemas de pérdidas de 51.2%, 33.3%, 46%, 63.3%. En cada año respectivamente. En estos cuatro años la constante búsqueda de optimización de costos sin realizar malas prácticas operacionales determina la implementación de diferentes prácticas como: Perforación sobre balance y bajo balance (Material de control de pérdida), Otras tecnologías (Fluido Bimodal, Tixotrópico, Píldoras Cross link), Perforación en Ciego y perforación con manejo de presiones controladas.

Es por esto que se decide realizar un estudio técnico-financiero de las diferentes prácticas mencionadas para encontrar cuál de estas es la más viable al momento de realizar una perforación teniendo en cuenta su aplicación y éxito en los pozos en los cuales se implementó.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluación técnico-financiera de diferentes prácticas de perforación para la reducción del impacto que generan las pérdidas de circulación en campo castilla campaña 2015-2018.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Exponer las generalidades y características geológicas del Campo Castilla.
2. Describir técnicamente las prácticas utilizadas para la perforación con pérdidas de circulación en Campo Castilla.
3. Especificar los criterios de aplicabilidad de las prácticas de perforación considerados para la perforación en Campo Castilla para la campaña 2015-2018.
4. Elaborar una matriz de selección entre cada una de las prácticas de perforación utilizadas en la campaña 2015-2018 en Campo Castilla, teniendo en cuenta los criterios de aplicabilidad especificados.
5. Analizar los resultados obtenidos en la matriz de selección según los criterios definidos entre las prácticas de perforación de la campaña 2015-2018 en Campo Castilla.
6. Evaluar la viabilidad financiera de cada una de las prácticas que mitiguen el impacto por pérdidas de circulación y sus costos. Mediante la metodología del VPN (Valor presente neto).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se describe la información sobre el Campo Castilla en la cual se especifica la localización, historia, marco geológico donde se mostrará la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca y el Campo, posteriormente se describe la geología del petróleo y por último la historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Las actividades de exploración en el Campo Castilla iniciaron en el año 1944 con el fin de encontrar yacimientos petrolíferos, pero hasta 1969 se dió el descubrimiento del Campo Castilla por la compañía petrolera Chevron Petroleum Company. En ese momento se inició la perforación del Pozo Castilla-1 el cual alcanzó una profundidad de 7.347 pies, donde se comprueba presencia de crudo de gravedad API entre 10° y 13.5° provenientes de las arenas de las formaciones Guadalupe (Arena K1) y Une (Arena K2) respectivamente, características por las cuales no se llevó a cabo su explotación en su momento debido a falta de recursos y transporte. Actividades que se realizaron bajo el contrato de concesión Cubarral N°.1820.

Para el año 1975 se empieza con la explotación del campo y con la perforación de más pozos importantes como el pozo Castilla Norte, se declara comercialidad para el año 1977, con un contrato de asociación entre las compañías Chevron Company y Ecopetrol S.A, el cual tuvo una duración de 25 años (1975-2000)³⁰. Ecopetrol S.A queda con la operación directa del Campo a partir del año 2000 donde se decide dividir el campo en tres: Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este. Para el año 2015 Campo Castilla logra superar al mayor Campo productor el cual era Rubiales con una producción de 246.992 barriles durante los meses de Mayo – Junio³¹.

Actualmente el Campo Castilla se encuentra en producción bajo la operación directa de ECOPETROL S.A comprendiendo un área de explotación de 23.400 hectáreas.

³⁰ REINOSO RODRIGEZ, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El tiempo [En línea] [Consultado el 26/06/2018] Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>.

³¹ REVISTA EL PORTAFOLIO. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. El portafolio [Consultado el 26/06/2017] Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-mayor-productor-petroleo-colombia-34782>.

1.2 LOCALIZACIÓN

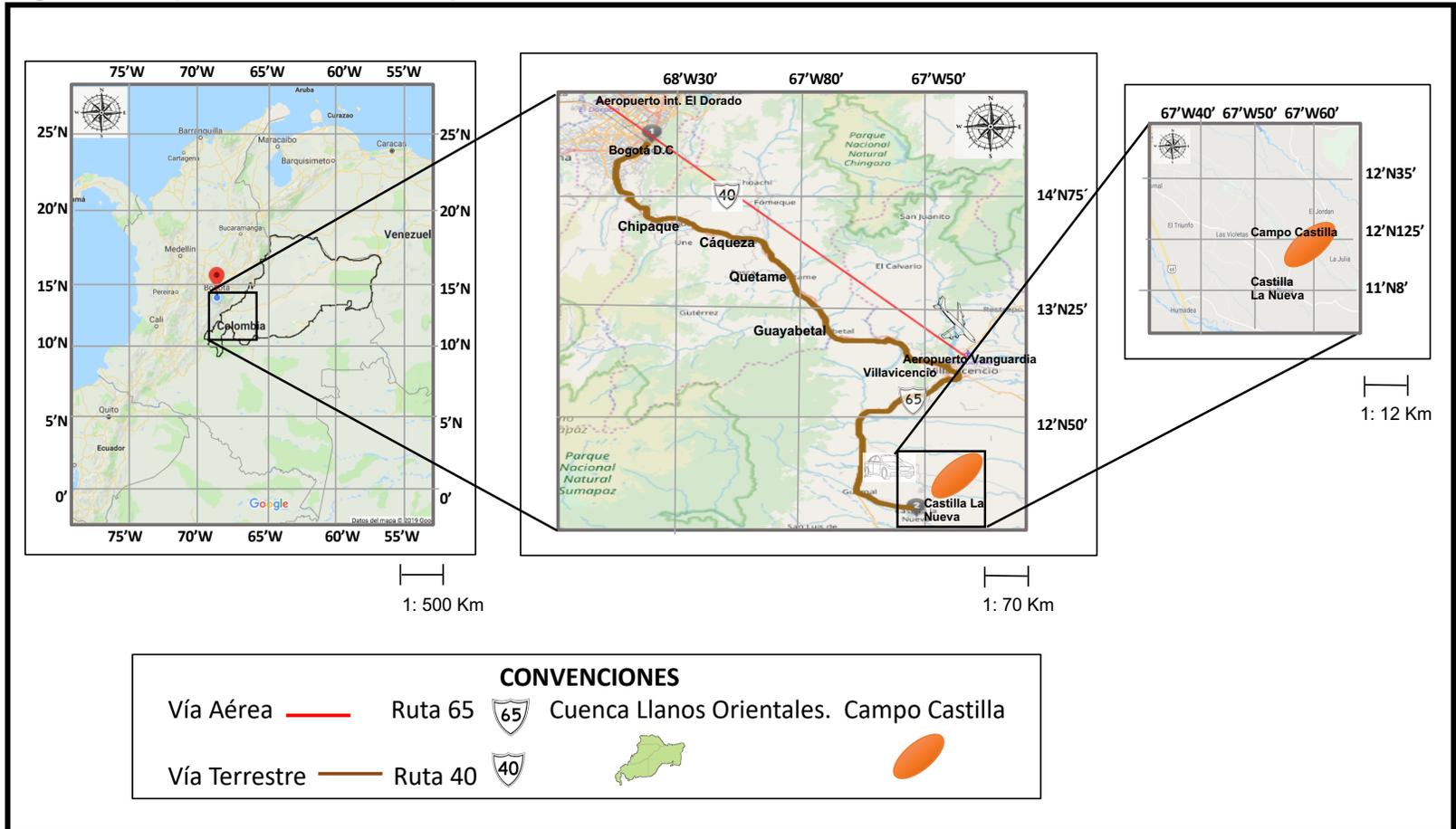
El Campo Castilla se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en la República de Colombia, departamento del Meta, municipio de Castilla La Nueva, como se muestra en la **figura 1**.

Se puede acceder al Campo Castilla por vía terrestre o aérea. Por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá, se toma la ruta 40 (Bogotá – Villavicencio) hacia el sur de la Capital, se pasa por los municipios Chipaque, Cáqueza, Quetame y Guayabetal hasta llegar a la ciudad de Villavicencio, allí se avanza aproximadamente 1.7 Km salida por el sur de la ciudad que lleva a la Ruta 65 hacia el Occidente del país, rumbo al municipio de Guamal, por último, se continúa por la ruta que lleva al municipio Castilla la Nueva hasta llegar al Campo Castilla. El recorrido total desde Bogotá hasta Campo Castilla es de 156 km.

Como se mencionó anteriormente se puede acceder por vía aérea desde la Ciudad de Bogotá del Aeropuerto internacional el Dorado hasta el Aeropuerto Vanguardia en el Municipio de Villavicencio. Desde allí se continúa por vía terrestre hasta el Campo como se describió anteriormente³².

³² INVIAS. Viajero Seguro. [En línea] [Consultado 06/07/2018] Disponible en <https://hermes.invias.gov.co/viajeroseguro/>.

Figura 1. Mapa localización Campo Castilla



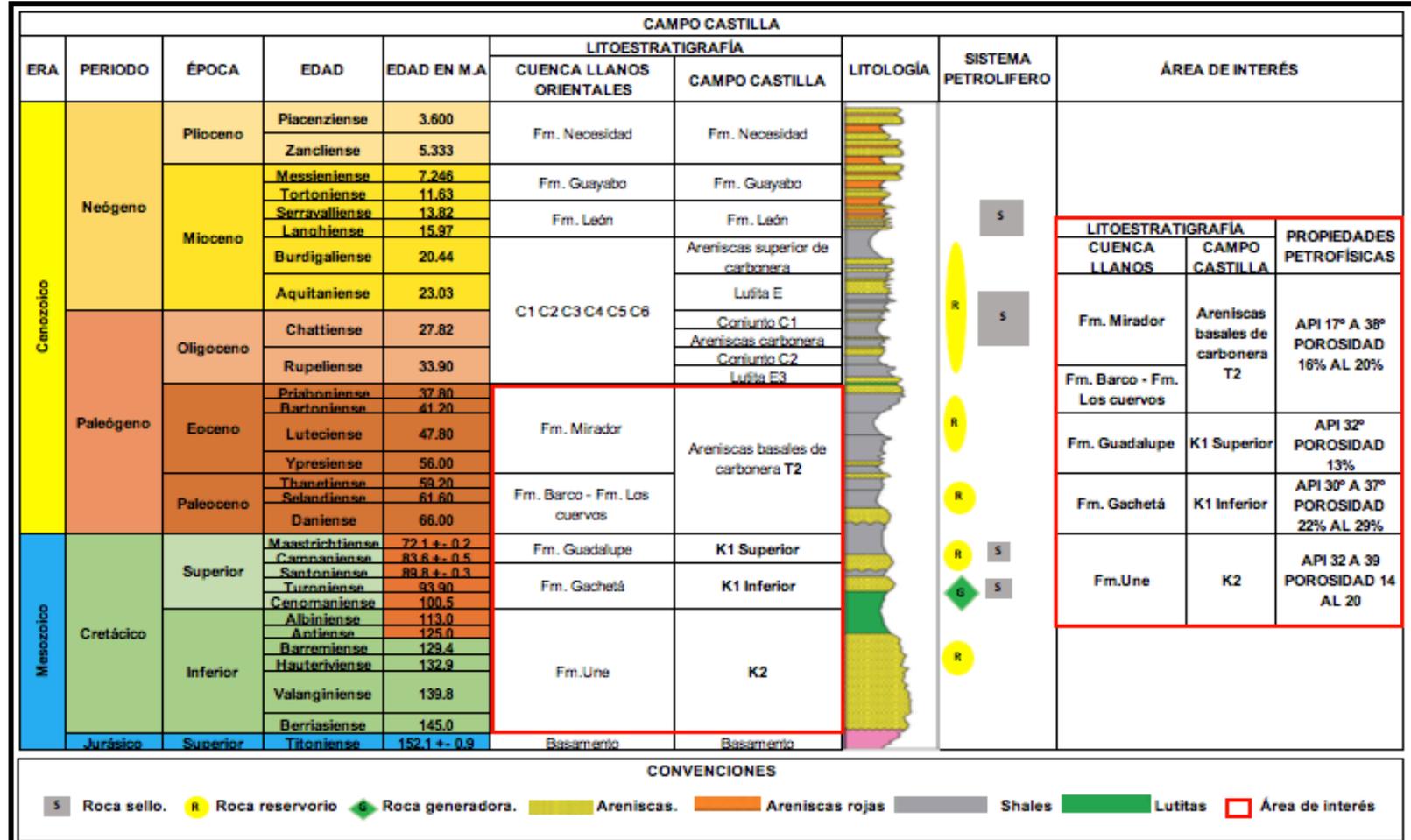
Fuente: GOOGLE MAPS. Ruta Bogotá D.C – Castilla la nueva, Meta. Modificado por los autores.2019.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo del Campo Castilla, el cual se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Se hace énfasis en las formaciones Guadalupe y Mirador en consideración a ser el objeto de estudio en el presente trabajo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **figura 2**, Se muestra la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales y el Campo Castilla, el cual atravesó las Formaciones Guayabo hasta Unidad K2. Se detallan las características de cada una de las unidades litoestratigráficas que componen dicha columna, adicionalmente se destacan los elementos del sistema petrolífero y las formaciones de interés donde se presentan pérdidas de circulación.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo Castilla.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia 2010. Modificada por los autores. 2018.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones que hacen parte de la Cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra el Campo Castilla, algunas de estas formaciones fueron alcanzadas por los pozos del campo y otras no. Dicha descripción se realiza dando prioridad a las edades de cada formación de la más antigua a la más reciente, luego la litología, espesor, ambiente de depositación y sus respectivos los contactos³³.

1.3.2.1 Basamento. Según Obando y Pérez³⁴, 1988, en esta cuenca se tienen dos tipos de basamento: un basamento ígneo-metamórfico (pozos Negritos-1 y Vorágine-1), cuyo fallamiento normal causó relieve positivo que controló los depósitos pre-ordovícicos; y filitas (metamorfismo de bajo grado, en los pozos Suria-1, Castilla-2, 12 y 18, y Quenane-1127-1X; cuarcitas (pozo Candilejas-1). En el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana.

1.3.2.2 Formación Une. Esta formación es descrita por Hubach en 1931, quien le asigna una edad en el Cretácico comprendida entre el Albiano y Cenomaniano³⁵. Está constituida principalmente por areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas, su espesor está aproximadamente entre 50-650 pies que aumenta hacia el noroeste de la Cuenca de los Llanos Orientales. El ambiente de depositación es marino somero, aunque hacia el este la base de la formación puede contener depósitos continentales fluviales³⁶. La formación suprayacente a la formación Une es la Formación Gachetá y la subyacente es el Basamento. Hace referencia a la formación K2, cuenta con una porosidad de 14% a 20%, con crudos de °API de 32° a 39°³⁷.

³³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad. Colombia [Consultado el 26/06/2018] Disponible en http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradoModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf P.41

³⁴ *Ibíd.*, P.41.

³⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental-Sector Soapaga. [consultado 09/08/18] Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/CARTOGRAFIA%20GEOLOGICA%20SOAPAGA-C.ORIENTAL%202005.pdf>. P 101.

³⁶ ANH. Informe prospectividad área crudos pesados. [En línea]. [Consultado 26/06/2018]. Disponible en http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf. P 31.

³⁷ Informe de prospectividad Op.,. Cit., p.48

1.3.2.3 Formación Gachetá. Hace parte del periodo Cretácico, representando la máxima transgresión hacia el Oriente y Sureste de la cuenca, está constituida por una secuencia de lutitas de color gris, con pocas areniscas y pequeños niveles calcáreos. Su espesor máximo en el sector suroccidental de la cuenca aproximadamente de 600 pies, presenta un ambiente de depositación continental de plataforma interna. Los contactos suprayacentes y subyacentes son las formaciones Guadalupe y Une. Esta Formación es referente a la sección K1, nombre asignado operacionalmente por Ecopetrol S.A. aportando la producción de varios campos de la cuenca, con una porosidad de 22% a 29% y crudo de °API entre 30° - 37°³⁸.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Es la formación productora de la cuenca, según datos arrojados por algunos pozos indican su edad Cretácica en el Campaniano, está compuesta por intercalaciones de areniscas, lodolitas grises y limolitas con silicio. Su espesor máximo es de 600 pies³⁹, presenta un ambiente de depositación continental; sus formaciones suprayacente y subyacentes son Barco y Gachetá respectivamente. Presenta una porosidad del 13% y crudo de °API de 32°⁴⁰.

1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos. Barco y los Cuervos fueron descritas por Notestein 1944⁴¹, quien les asignó una edad del Paleoceno inferior y Paleoceno superior al Eoceno inferior respectivamente, Barco se compone de areniscas de cuarzo grises bastante brillantes, de grano fino a medio, presenta estratificación cruzada, localmente arcillosas, alternadas con lodolitas gris oscuras, ligeramente micáceas, carbonosas, con nódulos de hierro. La formación Los Cuervos se compone de arcillolitas de color a gris verdoso con intercalaciones de carbón y areniscas con restos vegetales, esta formación tiene un espesor entre 38 – 820 pies⁴², el espesor máximo de estas dos formaciones se registra en el pozo Medina1, donde tiene 1.710 pies. Ambas formaciones presentan un ambiente de depositación transicional de planicie costera y las formaciones que las suprayacen y subyacen son Mirador y Guadalupe.

³⁸ *Ibíd.*, p.48

³⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [Consultado el 09/08/2018] Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. p 48.

⁴⁰ Informe de Prospectividad. Colombia, Op. cit. P.48

⁴¹ DIAGNOSTICO E.O.T MUNICIPIO DE CARCASÍ – SANTANDER. [Consultado el 09/08/2018] Disponible en [http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/eot_dimensi%C3%B3n_ambiental_geolog%C3%ADa_2003_carcas%C3%AD_santander_\(40_pag_209_kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/eot_dimensi%C3%B3n_ambiental_geolog%C3%ADa_2003_carcas%C3%AD_santander_(40_pag_209_kb).pdf) p 49.

⁴² INFORME DE PROSPECTIVIDAD. COLOMBIA, Op. cit. P.49

1.3.2.6 Formación Mirador. Hubach 1957 y Van Der Hammen¹⁹⁵⁸⁴³, le asignan una edad a la formación Mirador en Eoceno inferior a medio, Notestein en 1944 describe esta formación como compuesta principalmente por areniscas de cuarzo, blancas y gris claras, de grano fino a medio y carbonosas, con algunos intraclastos lodolíticos; Constituye las areniscas del reservorio más importante de la cuenca, con buenas propiedades petrofísicas, su espesor máximo va entre los 525 y 1312 pies, con ambiente de depositación continental. Las formaciones que la suprayacen y subyacen son León y unidad C8 de la carbonera respectivamente⁴⁴. Esta formación genera crudos con API de 17° a 38° con porosidad del 16% al 20%". Ecopetrol le asigno el nombre operacional T2⁴⁵.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Hammen⁴⁶ 1958 Le asigna a esta formación una edad en Eoceno superior-Oligoceno inferior, está conformada por serie de areniscas, arcillolitas grises verdosas, limolitas y carbones. Está dividida en ocho unidades operacionales C1 a C8 siendo las unidades pares constituidas esencialmente por niveles arcillosos, actuando como excelentes sellos. Mientras las unidades impares indican acumulaciones de hidrocarburos siendo C7 la más importante, su espesor promedio es de 2,500 pies. El ambiente de depositación de toda la formación es transicional de planicie costera y la suprayacen y subyacen las formaciones León y Mirador.

•**Unidad C8 (Unidad E4).** Evidencia una variación en el espesor a lo largo del borde de la Cuenca de los Llanos Orientales unos 50 pies a 400 pies prolongados hacia la montaña, presenta una secuencia de lutitas grises y verdosas intercaladas con arcillolitas grises.

•**Unidad C7 (Unidad T1).** Está compuesta por unas secuencias intercaladas de areniscas, limolitas, arcillolitas de grano fino a medio, provenientes de un ambiente marino somero, deltaico y continental, cuentan con un espesor aproximado de 250 a 280 pies en la parte central de la cuenca⁴⁷.

•**Unidad C6 (Lutita E3).** Presenta una secuencia intercalada de lutitas y arcillolitas y presencia de arena en la base, su espesor promedio se encuentra entre 100 a 150 pies en el centro de la Cuenca⁴⁸.

⁴³ DIAGNOSTICO E.O.T MUNICIPIO DE CARCASÍ – SANTANDER. Op. cit. P.51

⁴⁴ SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. Anexo I compilación de la cuenca de los llanos orientales. [En línea]. [Consultado el 18/07/2018]. Disponible en <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>. P 8.

⁴⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit. P.49

⁴⁶ *Ibíd.* P.51

⁴⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad Colombia [En línea] [Consultado el 18/07/2018]. Disponible en http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradoModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf P.51

⁴⁸ *Ibíd.* P.51

•**Unidad C5.** Su espesor varía entre 50 a 300 pies, presenta intercalaciones de niveles de arcillolita y arenisca poco consolidada, con tamaño de grano medio a grueso. Según la nomenclatura de ECP esta se encuentra presente en el Conjunto C2 donde estaría incluida la Unidad C4, este conjunto litológicamente presenta un espesor aproximado de 1000 pies⁴⁹.

•**Unidad C4.** Para el sector suroeste de la cuenca no se presenta características litológicas evidentes, evidencia una alternación de capas de areniscas, limolitas y lutitas. En el Piedemonte Llanero alcanza espesores de 700 pies y su máximo alcanzado es de 1050 pies⁵⁰.

•**Unidad C3.** Presenta un espesor entre 150 pies y hacia el suroeste alcanza más 700 pies. Compuesta por arenisca fina a gruesa, con una intercalación de limolitas y arcillolitas de color gris verdoso, presenta también niveles carbonosos hacia la parte central de la cuenca⁵¹.

•**Unidad C2 (Lutita E).** Compuesta por lutitas y limolitas de espesor de 100 a 200 pies hacia la parte media de la cuenca y aumentando gradualmente a 900 pies hacia el borde suroccidental. “Es uno de los sellos mejor desarrollados después de la Formación León y de mayor extensión hacia el Este”⁵².

•**Unidad C1 (Areniscas superiores de Carbonera).** Presenta presencia de cuerpos arenosos intercalados por delgados niveles de lutitas y limolitas. Su espesor se encuentra alrededor de 2000 pies antes del piedemonte. “Es la última secuencia de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León”⁵³.

1.3.2.8 Formación León. Representa la última invasión de los mares terciarios de la cuenca, su litología está constituida por capas gruesas de lutitas grises, y en suroeste de esta se presenta alto contenido de arena⁵⁴.

⁴⁹ Ibíd. P.51

⁵⁰ Ibíd. P.51

⁵¹ Ibíd. P.51

⁵² Ibíd. P.52

⁵³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad. Colombia [Consultado el 18/07/2018] Disponible en http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/EstudiosIntegradoModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf P.52

⁵⁴ Ibíd. P.52

1.3.2.9 Formación Guayabo. Representa la última sedimentación de la Cuenca, esta litológicamente compuesta por una secuencia de gravas y arenas con pequeñas intercalaciones de arcillolitas grises a rojiza, su espesor es una secuencia espesa de más de 13.000 pies en el piedemonte de la cordillera. Presenta un ambiente de depositación hacia la base marina y hacia el tope fluvial continental fluvial. Se encuentra subyacida por la Formación León y suprayacida con la Formación Necesidad⁵⁵.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales es una depresión topográficamente plana determinada por un monoclinial en los períodos (Paleozoico- Cretáceo – Terciario). Se generaron depósitos fluviales con llanuras costeras. Esta cuenca sufre un levantamiento progresivo hacia el Este el cual es cortado por fallas normales antitéticas con desplazamientos bajos en las direcciones NS, NE-SO, NO-SE, en estas fallas es propicio el entrapamiento de hidrocarburos⁵⁶. Es la cuenca más extensa del País y se ha subdivido en tres zonas donde la zona I, zona oriental (oriente – suroriente de la cuenca), una segunda zona caracterizada por ser la zona central o de plataforma y una zona III, conocida como zona occidental o de piedemonte donde se encuentra localizado el Campo Castilla.

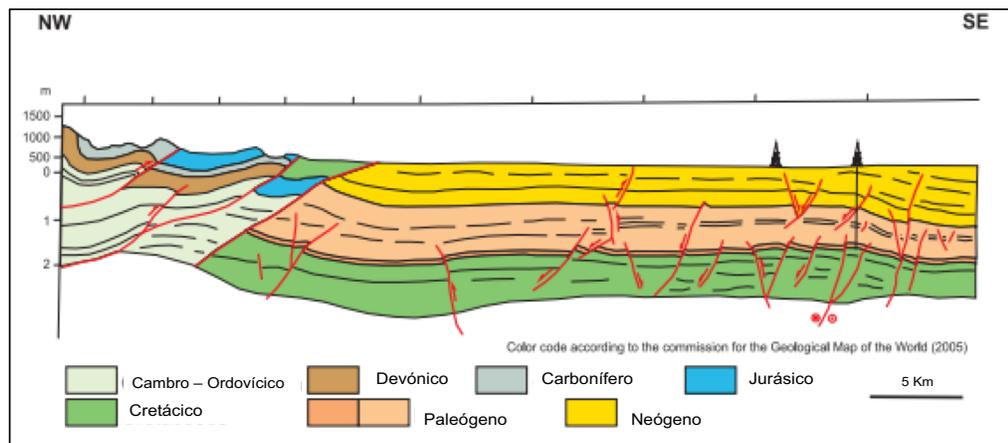
El Campo Castilla está estructurado por un sistema de fallas (Castilla – Apiay) haciendo referencia a pliegues y fallas inversas y normales, es limitado por fallas de tipo compresional, de cabalgamiento correspondientes al piedemonte llanero⁵⁷. En la **figura 3**, se muestra el corte esquemático transversal de la Cuenca de los Llanos Orientales.

⁵⁵ *Ibíd.* P.52

⁵⁶ RINCON, Lenin. Determinación de oportunidades de hidrocarburos detrás del revestimiento (oil behind casing) en los campos operados por perenco en la asociación casanare, cuenca de los llanos orientales. Proyecto de grado Geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.. P 41

⁵⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op., Cit, p.81

Figura 3. Corte esquemático transversal de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. Modificado por los autores. 2019.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describen los principales parámetros asociados con la geología del petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se ubica el Campo Castilla.

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca generadora del Campo Castilla situado en la Cuenca de los Llanos Orientales se constituye por lutitas y calcáreas marino continentales de la Formación Gachetá con rangos de TOC (total contenido de materia orgánica) entre 1 y 3%, poseen un kerógeno tipo II y III, la materia orgánica para el Kerógeno II (Alginita) proveniente de algas lacustres o lagos anóxicos de gran capacidad para generar hidrocarburos líquidos, para el tipo de Kerógeno III la materia orgánica fue proveniente de material leñoso y celulósico de plantas terrestres con capacidad de generar gas principalmente⁵⁸; con un espesor neto entre 150 a 300 pies⁵⁹.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Los principales reservorios de la Cuenca, son las areniscas de las Formaciones Carbonera, Mirador, Barco, Guadalupe y Une. En Campo Castilla, las principales rocas reservorio pertenecen a la Formación Guadalupe unidad K1 Superior con una porosidad aproximada de 19,5% y permeabilidad promedio de 1180 mD, la Formación Une unidad K2 areniscas inferiores con porosidad entre 10,8 - 28% y 1660 mD de permeabilidad. La unidad

⁵⁸ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [Diciembre 2009] Disponible en [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

⁵⁹ *Ibíd.*, P.2

K2 ha sido denominada operacionalmente por Ecopetrol y es objetivo principal de producción debido al óptimo mecanismo de empuje el cual ha dicho por muchos años que es acuífero activo. Presenta con crudos de °API de 32° a 39°, y un GOR en relación de 300 a 1700 scft/bbl⁶⁰.

1.3.4.3 Migración. En la Cuenca de los Llanos Orientales ocurrieron dos eventos de migración del hidrocarburo, una vez éste se formó en la roca generadora migró hacia las rocas de buena porosidad (arenas) donde se presentó la acumulación de los hidrocarburos, evento el cual se presentó durante el periodo Eoceno tardío-Oligoceno y se conoce como migración primaria. La migración secundaria ocurrió dentro del mismo yacimiento donde, según la orientación de las capas geológicas, el petróleo migró desde el periodo Mioceno hasta hoy en día.

1.3.4.4 Roca Sello. “El sello regional de la cuenca de los llanos orientales es la Formación León y de igual manera, las unidades pares (C2-4-6-8) de la Formación Carbonera. Existen además sellos intrafomacionales como algunas lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá⁶¹.

1.3.4.5 Trampa. En el Campo Castilla el entrampamiento de hidrocarburos es de tipo estructural, se concentra en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado al Este por una falla debido al proceso de compresión. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio⁶².

⁶⁰ Informe de prospectividad Op.,. Cit.,. p.4

⁶² Ibíd. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2010.

Cuadro 1. Geología del petróleo del Campo Castilla.

ROCA	FORMACIÓN	CARACTERISTICAS
Generadora	Fm. Gachetá	TOC 1 – 3 % Kerógeno Tipo II Y III Espesor 150 - 300 pies
Reservorio	Fm. Carbonera Fm. Mirador Fm. Barco Fm. Guadalupe Fm. Une	Porosidad promedio Campo 19% Permeabilidad del Campo 1.18 mD Espesor petrolífero original 25 Y 45 Pies
Sello	Fm. León Fm. Carbonera (Pares) Fm. Guadalupe Fm. Gachetá	Fm. León – Sello Regional

Fuente: ANH, 2010. Modificado por los autores.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Este inicia su producción en el año 1976, donde evidencia un aumento de producción prolongada, su producción era de 20.000 BOPD aproximadamente. Luego en el transcurso del periodo del contrato de asociación que duro 25 años se extrajeron aproximadamente 30.000 BOPD. En el año 2000, luego que se finalizara el contrato de asociación con la compañía estadounidense; se experimentaron altos y bajos en la extracción del crudo por el conflicto armado y la corrupción, Ecopetrol S.A. inicia operaciones del Campo presentando un aumento significativo en la producción.

Según el Ministerio de Minas y Energía, en el año 2014 en el mes de diciembre se destacó la producción del Campo Castilla con gran aporte alcanzando una producción diaria de 1.007.400 barriles en el país⁶³. Para el año 2015 Campo Castilla logra superar al Mayor Campo de Colombia productor el cual era Campo Rubiales con una producción de 246.992 barriles durante los meses de Mayo – Junio⁶⁴. En el año 2016 tuvo una producción promedio de 121.363 BOPD⁶⁵.

⁶³ DINERO. Producción de petróleo se mantiene sobre el millón de barriles. [En línea] [Consultado 26/06/20185] Disponible en <https://www.dinero.com/pais/articulo/produccion-petroleo-colombia-durante-2014/204702>. P.2.

⁶⁴ REVISTA EL PORTAFOLIO. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. El portafolio [Consultado el 26/06/2017] Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-mayor-productor-petroleo-colombia-34782>.

⁶⁵ EL TIEMPO. En 20 campos se produce el 66% del petróleo del país. [En Línea] [Consultado 23/09/2018] Disponible en <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>

Para febrero del 2017 contó con una producción acumulada de 115.392 BOPD. La Cuenca de los Llanos Orientales es categorizada como la cuenca más importante del territorio colombiano para la producción de hidrocarburos, estudios demuestran que esta podría contener hasta 24.000 millones de barriles de petróleo en situ, representados en campos de grandes dimensiones como lo son Campo Rubiales, Campo Caño Limón, Campo Apiay, el Campo de nuestro interés Campo Castilla y otros casi 200 campos menores que han sido explotado en esta cuenca.

A continuación, se hablará sobre la historia de producción del Campo Castilla haciendo énfasis en el método de producción, número de pozos del campo y las características del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. El Campo posee un yacimiento de hidrocarburo pesado, es un yacimiento subsaturado el cual tuvo un mecanismo de empuje hidráulico fuerte de gran tamaño como mecanismo primario de producción. Al ser Campo Castilla un campo maduro con pozos de más de 20 años de producción sus arenas se han ido depletando, razón por la cual ha sido necesario instalar sistemas de levantamiento artificial con el fin de aportar energía al yacimiento para aumentar la producción, tales como: Bombeo mecánico y bombeo electrosumergible, también se han desarrollado un número considerable de procesos de inyección, ideales para yacimientos con grandes prospectiva y baja presión de fondo, esto quiere decir que se ha llegado hasta recobro secundario en el campo el cual cuenta con aproximadamente 43 años de explotación; alto índice de productividad y alta relación agua-petróleo debido a su principal mecanismo de empuje: acuífero activo.

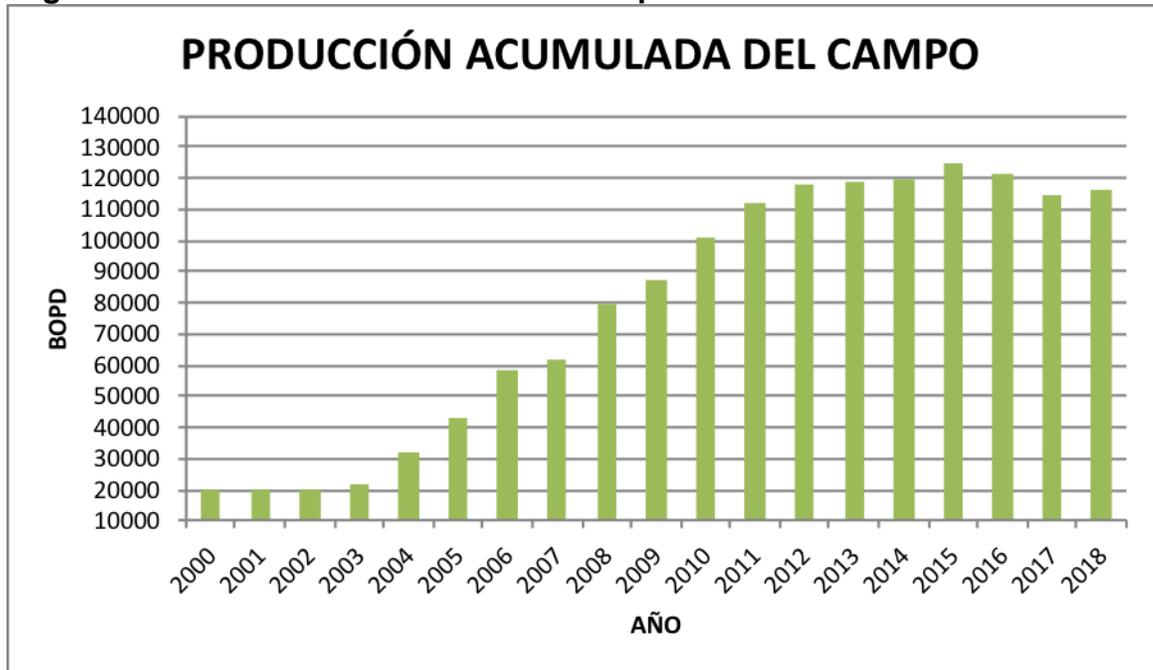
1.4.2 Número de pozos del Campo. El campo encierra más de 650 pozos productores aportando una producción total de 120.000 BOPD, los cuales se distribuyen de tres estaciones: estación Castilla-1, estación Castilla-2 y estación Acacias. Cabe resaltar que algunos pozos perforados fueron convertidos en pozos inyectores y otros pozos fueron abandonados temporalmente por limitaciones económicas⁶⁶.

1.4.3 Producción acumulada. El Campo Castilla lleva produciendo desde el año de 2000 en el cual se aprecia un crecimiento hasta el año 2015. Allí a causa de la crisis se evidencia una disminución de producción. En el 2018 se recupera con un aumento de 1.819 BOPD comparado con los datos del 2017.

⁶⁶ ECOPETROL. Campo Castilla. [Consultado 19/07/18] Disponibles en <http://200.116.42.67/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA-1.pdf>. P.4

1.4.4 Gráfica de producción acumulada del Campo.

Figura 4. Producción acumulada del Campo Castilla.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Fiscalizada Crudo agosto 2018. Modificado por los autores. 2018.

1.4.5 Características del Yacimiento. A partir de pruebas y estudios se ha logrado conocer las propiedades del yacimiento del Campo, que son de gran importancia para la toma de decisiones y operación de las actividades de producción de cada pozo. Estas propiedades se centran en las unidades de interés que son K1, K2 de la Formación Guadalupe y unidad T2 de la Formación Mirador. A continuación, se muestran las propiedades del yacimiento correspondiente al Campo Castilla en la **tabla 1**.

Tabla 1. Propiedades del Yacimiento Campo Castilla.

CAMPO CASTILLA	UNIDAD K1 - K2	UNIDAD T2
1. Profundidad del yacimiento. [ft] TVDSS	7000	6800
2. Espesor Neto. [ft]	500	60
3. Mecanismo de Producción.	Acuífero	Acuífero
4. Presencia de Capa de Gas.	No	No
5. Temperatura Promedio del Yacimiento [°F]	198	185
6. Porosidad Promedio. [%]	18	19
7. Permeabilidad Promedio del Yacimiento [mD]	1500	2000
8. Saturación Inicial de Agua. [%]	15%	20%
9. Gravedad. [°API]	12.5	9
10. Viscosidad Aceite [cP] @Temp. Yacimiento.	134	450
11. Factor volumétrico. [RB/STB]	1.042	1.03
12. Presión Inicial del Yacimiento. [psia]	2830	3100
13. Presión Actual del Yacimiento. [psia]	2450	3000
14. Presión de Burbuja [psia]	150	150

Fuente: CARREÑO, Francisco; MÁCIAS, Juan. Aplicación de la metodología tripod beta modificada para el diagnóstico de las causas raíz de los problemas operacionales presentados en la perforación de los pozos k, l y m en el campo castilla. Bogotá, 2017. Modificado por los autores.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se explican los conceptos básicos de las variables que influyen durante la perforación de un pozo con relación a las pérdidas de circulación. Tipos, causas y consecuencias, así como las prácticas de perforación utilizadas cuando se han presentado pérdidas de circulación. Con el fin de entender técnicamente las prácticas de perforación y sus principios.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN

Se definen los conceptos básicos a tener en cuenta durante la perforación en cuanto a presiones.

2.1.1 Presión de formación. La presión de la formación es aquella presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos (petróleo, agua, gas) dentro de la formación, también se le conoce como presión de poro (Pp). Las presiones de las formaciones que se presentan en la perforación de un pozo pueden ser las siguientes: presiones normales, altas (anormales), o bajas (subnormales). Es de gran importancia para elaborar el diseño del perfil de presiones para la planeación de perforación de un pozo.

2.1.1.1 Presión de formación normal. Generalmente los pozos con presiones de formación normales tienen menos complicaciones que los pozos con presiones anormales al momento de realizar su planeación, para un pozo con presiones de formación normal se requiere densidades de fluido de perforación entre 8.51-9.51 ppg.

2.1.1.2 Presión de formación anormal. Se da cuando la presión de la formación es mayor a la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación. Para atravesar formaciones con presiones anormales se necesitan densidades muchos mayores para lograr un buen control del pozo.

2.1.1.3 Presión de formación subnormal. Son presiones más bajas que la presión normal, estos es, menor a la presión que ejerce la columna hidrostática. Para formaciones con presiones subnormales se deben utilizar tuberías de revestimiento adicionales para generar mayor estabilidad en zonas débiles o de muy baja presión debido a factores geológicos, técnicas formaciones depletadas debido a su explotación.

Para el cálculo de la presión de formación o presión de poro se utiliza el método de Eaton véase en la **ecuación 1**, el cual a partir de la toma de un registro sísmico se puede conocer la presión de poro.

Ecuación 1. Ecuación Eaton para el Cálculo de la Presión de Poro.

$$Pp = S - (S - Phyd) * \left(\frac{\Delta Tn}{\Delta Tlog}\right)^n$$

Fuente. PETROWIKI. Métodos para determinar presiones de poro. [En línea] Consultado 30/08/18 Disponible en http://petrowiki.org/Methods_to_determine_pore_pressure

Dónde:

Pp = Presión de poro, [psi].

S = Es el esfuerzo principal (Esfuerzo vertical normalmente), [psi].

Phyd = Corresponde a la presión hidrostática del fluido que almacena la roca, [psi].

ΔTn = Tiempo de tránsito normal para cada formación, [psi].

$\Delta Tlog$ = Tiempo registrado por la herramienta a cada profundidad, [psi].

n = Exponente de ajuste con valor usualmente 3.

2.1.2 Presión hidrostática. Se refiere a la presión que es ejercida por la columna de fluido en todas las direcciones hacia la formación, se determina por medio de la **ecuación 2.**

Ecuación 2. Ecuación para el cálculo de la presión hidrostática.

$$Ph = 0,052 * \text{peso lodo} * \text{profundidad vertical verdadera}$$

Fuente. Glossary Oilfield. [En línea] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx Consultado Agosto 2018.

Ph= Presión hidrostática (psi)

0,052 = Factor de conversión

Peso del lodo (Lbm/gal)

Profundidad vertical verdadera (ft)

2.1.2.1 Densidad equivalente de circulación. Hace referencia a la suma de la columna hidrostática, los sólidos generados por la perforación y las pérdidas de presión por fricción en el anular. Todo esto se divide entre el factor de conversión 0,052 multiplicado por la profundidad en el punto donde se quiere tomar la medida. Con este cálculo se evita los influjos y pegas.

2.1.3 Presión de fractura. Indica la presión mínima requerida para que una formación llegue a ser fracturada, su principal consecuencia son las pérdidas de circulación. Ésta fractura es ocasionada por un excesivo peso del lodo utilizado en la perforación, cuando se cierra el pozo por un largo tiempo hace que incremente su presión provocando un influjo. Las formaciones someras suelen fracturarse a menor presión que las formaciones profundas debido a que no se encuentran bien compactadas⁶⁷.

2.1.4 Gradiente. Relaciona la variación del valor de una magnitud en función de la distancia, es decir el cambio de una magnitud entre dos puntos y la distancia que se registra entre ellos⁶⁸.

2.1.4.1 Gradiente de temperatura. Es el incremento de la temperatura por unidad de profundidad en TVD. Los gradientes de temperatura varían ampliamente entre un lugar y otro, normalmente oscila alrededor de 15 °F/1000 pies. El gradiente de temperatura se calcula dividiendo la diferencia de temperaturas de fondo y superficie entre la profundidad (TVD) por mil debido a que se reporta en unidades de °F/1000⁶⁹.

2.1.4.2 Gradiente de temperatura del Campo. El campo de estudio presenta un gradiente de temperatura aproximado de 16.28 °F/ft, debido a que el área donde se encuentra ubicado tiene una temperatura promedio de 83°F, la temperatura promedio del yacimiento es 198° y la profundidad (TVD) es de aproximadamente 7.000 ft.

2.1.4.3 Gradiente de presión. Es el cambio en la presión por cada unidad de profundidad, en profundidad verdadera (TVD), fórmula para el gradiente de presión en un punto en la **ecuación 3** y general **ecuación 4**. La presión incrementa proporcionalmente conforme a la profundidad, normalmente el gradiente de presión se expresa en unidades de psi/ft, para presiones de formación normales el gradiente de presión varía entre 0,433 psi/ft (8,33 ppg) y 0,465 psi/ft (8,95ppg).

Ecuación 3. Ecuación para el cálculo del gradiente de presión en un punto.

$$G_p = [\text{Densidad del fluido (ppg)} * 0.052 (\text{factor de conversión})]$$

Fuente. MANUAL DE CONTROL DE POZOS. Consultado octubre 2018. Sec 2 p.17

⁶⁷ Tipos de presiones en los yacimientos: hidrostática, de formación, de fractura y total de descarga. La Comunidad Petrolera Junio 6- 2009 [En línea] Consultado agosto de 2018 Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/presiones-en-los-yacimientos.html>

⁶⁸ DEFINICION .DE. Gradiente. [En línea] [Consultado 24/10/18] Disponible en: <https://definicion.de/gradiente/> P. 1.

⁶⁹ Ibid., P.1.

Ecuación 4. Ecuación para el cálculo del gradiente de presión.

$$GP = \frac{P_{sup} - P_f}{D}$$

Fuente. MANUAL DE CONTROL DE POZOS. Consultado octubre 2018.
Sec 2 p.17

Donde

P_{sup} : temperatura de superficie [psi]

P_f : temperatura de fondo [psi]

D: profundidad [ft]

2.1.4.4 Gradiente de presión del campo. El Campo de estudio es un campo maduro, lo cual indica que las formaciones se han depletado, presentando un gradiente de presión aproximado de 0.35 psi/ft⁷⁰.

2.1.4.5 Gradiente de fractura. Es de gran importancia determinar este gradiente para la planeación de un pozo y evitar que se sobrepase la presión evitando futuros problemas como el fracturamiento de la roca. Según Eaton se puede calcular con la siguiente **ecuación 5**.

Ecuación 5. Ecuación para el cálculo del gradiente de fractura.

$$Gf = \left[\frac{P_{sc}}{d} - \frac{P_o}{d} \right] * \left(\frac{v}{1-v} \right) + \frac{P_o}{d}$$

Fuente. Encarnación Enrique. TESIS FORTALECIMIENTO DE POZOS DURANTE LA PERFORACIÓN “STRESS CAGE” [En línea] Consultado Agosto 2018.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.10/7581/Tesis.pdf?sequence=1> p.18

Donde:

d: Profundidad pozo (pies)

Gf: Gradiente de fractura (psi/ft)

P_{sc} : Presión de sobrecarga (psi)

P_o : Presión de poro (psi)

v: Relación de poisson, adimensional

⁷⁰ SCHLUMBERGER. Gradiente de presión [En línea] [Consultado 24/10/18] Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure_gradient.aspx.

El FBP indica la presión a la cual se fractura la formación, máxima presión que la formación puede resistir antes de que ocurra una fractura, cuando se alcanza este punto se deja de bombear fluido a la formación.

FPP es la presión a la cual la fractura se propaga.

- **Prueba integridad de pozos.** Esta es una prueba que se realiza para determinar la resistencia de la formación a ser fracturada. Para esta se debe presurizar la columna hidrostática hasta el punto donde muestre que el fluido tiene una presión y una densidad en la cual no presentará fugas ni generará fracturamiento⁷².

2.1.5 Pérdidas de presión en el anular. El fluido dentro del pozo presenta pérdidas por fricción al momento de regresar de fondo a superficie, bien sea por la rugosidad en el espacio anular o por cambio en el tamaño de la trayectoria de flujo debido a restricciones o accesorios presentes a lo largo de la sarta, tales como conexiones o boquillas de la broca. Es necesario que vencer estas pérdidas en el espacio anular debido a que cuanto mayor sea la pérdida de presión, mayor será la densidad equivalente de circulación (ECD), por lo cual, el transporte de recortes a superficie será insuficiente. Sin embargo, estas pérdidas se consideran pérdidas menores, pero son importante tenerlas en cuenta al momento de realizar los cálculos de la hidráulica para la perforación. Dicha resistencia que se opone a dejar fluir ocasiona la perdida de presión lo que se convierte en energía térmica (calor) en la tubería.

2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido o lodo de perforación tiene diferentes características físicas y químicas estables a altas temperaturas. No son tóxicos, corrosivos e inflamables con el fin de evitar problemas en las tuberías y en la formación, deben ser inertes a las sales solubles o minerales que se pueden presentar en las formaciones a lo largo de la perforación⁷³.

2.2.1 Funciones del fluido de perforación. Se explican las funciones básicas que deben tener los fluidos de perforación.

⁷² PRESIONES DE FORMACIÓN. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo [En línea] [Consultado Octubre 2018] Disponible en: <https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf> p.22

⁷³ FLUIDOS DE PERFORACIÓN. Agosto 2010. Consultado en Septiembre 2018 p.1.

2.2.1.1 Suspensión de los recortes. La función del fluido de perforación de mantener los recortes en suspensión en el momento de parar la circulación, en este se forma una estructura de gel para mantenerlos hasta que se reinicia la circulación⁷⁴.

2.2.1.2 Lubricar y enfriar la broca. La cantidad de calor generada por la fricción entre la broca y la sarta debe ser absorbida por el lodo. El cual debe tener unas características en su composición que cumplan. Es de gran importancia debido a que aumenta la vida útil de la broca, disminuye el torque y arrastre y el desgaste de tuberías y brocas⁷⁵.

2.2.1.3 Transporte de los recortes a superficie. Es importante sacar los recortes del fondo del pozo, con el fin de evitar que se acumulen, generen pegas y/o restrinjan el movimiento de la sarta de perforación. La principal propiedad que permite el transporte de los recortes o suspensión hace referencia a la tixotropía⁷⁶.

2.2.1.4 Control de las presiones. El lodo de perforación debe proveer un control a las presiones de las formaciones, con el fin de evitar influjos y sobrepresiones.

2.2.1.5 Soporte de las paredes del pozo. El lodo debe tener la capacidad de generar un soporte a las paredes del pozo, para evitar derrumbes, su soporte debe depender de la formación por la que se esté pasando, depende el tamaño del revoque.

2.2.1.6 Medio adecuado para registros eléctricos. El lodo de perforación debe tener características conductivas para permitir una buena realización de la toma de registros para la evaluación de las formaciones⁷⁷.

2.2.1.7 Proveer energía hidráulica. Al proveer una energía hidráulica la broca tiene la capacidad de mejorar y mantener la limpieza del hueco con una buena velocidad del fluido de perforación.

2.2.1.8 Flotación de la columna de perforación. El lodo debe proporcionar la necesaria flotabilidad para contener y contrarrestar el peso generado por el revestimiento y la columna de perforación.

⁷⁴ GUTIÉRREZ Fabio. CONTROL DE POZOS MANUAL DEL ALUMNO. 1era Edición. Bogotá-Colombia. Junio 2014. Consultado Septiembre 2018. P.200

⁷⁵ *Ibíd.*, p.200

⁷⁶ *Ibíd.*, p.200

⁷⁷ *Ibíd.*, p.201

2.2.2 Tipos de fluido de perforación. Existen diferentes tipos de lodos de perforación, los cuales se encargan de cumplir con las funciones anteriormente mencionadas. Los tipos que se utilizan son base agua, aceite, aire, gas y aireados.

2.2.2.1 Base agua. Como su nombre lo indica su fase continua es el agua, la más común agua dulce, contiene otros componentes arcillosos y sólidos reactivos e inertes. Son lodos que se utilizan para las fases iniciales, es decir, pocas profundidades. Son capaces de soportar hasta 220 °F, dan buena limpieza al hueco, es el menos costoso y fácil de adquirir. Genera problemas debido a que las formaciones pueden contener arcillas hidratables y shales los cuales reaccionan al lodo e inducen a problemas en la permeabilidad, llevando a daños de la formación, y pegas de tubería⁷⁸.

2.2.2.2 Base aceite. Compuesto por aceite (fase continua) y otros sólidos en suspensión, son especiales para perforar a altas temperaturas y profundidades, ideal para la perforación de la zona productora debido a que no contiene contaminantes, las arcillas y shales no reaccionan a este lodo y disminuye el riesgo de daño de formación y corrosión de tubería. Es más costoso que el lodo base agua y la limpieza de las herramientas es más difícil.

2.2.2.3 Base aire/gas. En este se utilizan en fase continua aire comprimido, gas natural o mezclas de aire y agua, este tipo brinda una mejor perforación sin afectación a los shales, generando un hueco de mejor calidad, una rata de perforación mayor a las que se producen con el resto de fluidos, en muestras de corazonamiento se dan sin contaminación. No cuenta con la capacidad de transporte de recortes a superficie, provoca corrosión en la tubería, existe la posibilidad de generar explosión al mezclarse con los gases presentes en el pozo⁷⁹.

2.2.2.4 Base espuma o fluidos aireados. Son lodos que tienen la combinación de agua y agentes espumantes que se inyectan en las corrientes de aire o gas. Esta mezcla viscosa y firme se utiliza para reducir la presión hidrostática e incrementar la rata de penetración⁸⁰.

⁷⁸ HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. Op. Cit. P.60

⁷⁹ Idíd., p.59-60.

⁸⁰ Idíd., p.60.

2.2.3. Puenteo. Son sólidos los cuales se adicionan en píldoras al fluido de perforación, con la finalidad de que sitúen en la garganta poral o las fracturas de la formación creando un revoque de filtración o sello para protegerla de la pérdida total de fluido o un filtrado excesivo, evitando el daño de formación. Estos sólidos se conocen como material de pérdidas de circulación o LCM, se agregan al pozo en una cantidad que se considere conveniente, teniendo en cuenta el volumen de fluido que se está perdiendo y la formación en la cual se presenta la pérdida. La cantidad de material añadido se relaciona directamente con la severidad de la pérdida de circulación, puede utilizarse cualquier producto de tamaño adecuado, incluidas la mica, la cáscara de nuez, fibras, entre otros⁸¹.

La granulometría adecuada es de gran importancia para impermeabilizar la cara de la zona de interés. Primero las partículas más gruesas forman un puente en los espacios porosos alrededor del pozo, reduciendo la porosidad y la permeabilidad de esta zona; luego dicho puente es sellado con las partículas coloidales y subcoloidales que taponan los espacios que dejan los sólidos de puenteo, reduciendo la permeabilidad del revoque, y solo admiten el ingreso hacia la formación de una cantidad mínima de filtrado sin sólidos.

2.2.3.1 Agentes Puenteantes. Se agregan al fluido de perforación, con el fin de formar un mejor revoque externo en la cara de formación permeable para evitar la invasión o pérdida. En el fluido de perforación inicialmente las partículas más gruesas de estos agentes se sitúan en los espacios porosos alrededor de la cara del pozo, lo cual reduce la porosidad y permeabilidad en la zona, luego las partículas coloidales y subcoloidales de mejor tamaño terminan de sellar los espacios de dicho puente, lo que reduce la permeabilidad del revoque impidiendo el ingreso de sólidos y filtrado a la formación⁸².

Las consideraciones que se toma en cuenta para un puenteo exitoso son:

- ◆ Sello instantáneo
- ◆ Baja permeabilidad
- ◆ Alta resistencia
- ◆ Granulometría adecuada
- ◆ Baja presión de remoción del sello
- ◆ Solubilidad, los agentes puenteantes se seleccionan de manera que sean removidos fácilmente con agua o aceite.

⁸¹ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea] [Consultado 09/10/18]. Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bridging_agent.aspx.

⁸² Ibíd.

2.2.3.2 Características de los agentes Puenteantes:

- **Forma de la partícula.** El puenteo es mejor si la partícula de material es de forma angular o en bloque (formas de pulverizar el carbonato de calcio).
- **Medida de la partícula.** La regla dice que la píldora del fluido que lleva el material puenteante debe tener partículas con un diámetro al menos de 1/3 o mayor que el tamaño más grande de gargantas porales.
- **Distribución del tamaño de las partículas.** Se recomienda tener una amplia curva de distribución del tamaño de partículas para su efectividad.
- **Concentración total de la partícula.** Al menos el 10% del volumen de sólidos del fluido debe ser material puenteante.
- **Solubilidad de la partícula.** Las partículas deben ser solubles en ácido, agua o aceite.
- Se debe evitar utilizar fluidos que contengan en su composición bentonita.

2.2.3.3 Tipos de agentes puenteantes. Los principales tipos de partículas que pueden ser usadas para esta función, son los que se describen a continuación:

- **Sales.** Son de fácil remoción aplicando agua de formación o agua dulce. La sal debe tener una adecuada distribución de tamaño de partícula de acuerdo a las características de la formación de interés. Las sales más utilizadas son cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, cloruro de sodio y el bromuro de sodio.
- **Resina Medida.** Utilizada en fluidos elaborados base agua, se deben probar con anterioridad cuando es usado en un reservorio de petróleo. (soluble en aceite).
- **Fibra celulósica medida.** Se usa en fluidos base agua, salmuera y oleosos, la mayoría son un 40% soluble en ácido, se utiliza como último recurso para el control en pérdidas en formaciones productoras que probablemente serán acidificadas.
- **Microburbujas.** Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables y recirculables que actúan como material puenteante, facilitando la perforación de zonas con bajos gradientes de presión y altas permeabilidades.

Los Aphrones son microburbujas esféricas conformadas por un núcleo de aire o gas, rodeado por delgadas capas de agua y mantenidas por la tensión interfacial

desarrollada por un surfactante, se originan bajo condiciones de turbulencia y cavitación a nivel de la broca.

- **Carbonato de calcio.** Es un sólido que se obtiene rocas sedimentarias como la caliza, con más del 98% de contenido en CaCO_3 . Se puede utilizar en fluidos base agua, salmuera y fluidos base aceite, además de ser un agente de puenteo, es un material densificante. Posee bajo costo es soluble en ácido clorhídrico.

Como agente puenteante y aditivo para el filtrado, las concentraciones varían desde 10 hasta 50 lb/bbl. El carbonato de calcio fino (0.1 - 20 micrones) se utiliza como agente densificante estándar. El carbonato de calcio mediano (10 – 100 micrones) y el carbonato de calcio grueso (80 – 500 micrones) se usan para puenteo.

2.3 FRACTURA

También conocida como diaclasa, es la ruptura en las paredes de la roca, se caracterizan por mejorar la permeabilidad de las rocas debido a que crean y mejoran la conexión entre los poros.

2.3.1 Tipo de fractura. A continuación, se explican los dos tipos de fracturas que existen, para determinar una fractura se utilizan métodos como el registro sísmico, densidad y resistividad.

2.3.1.1 Fracturas naturales. Estas fracturas se originan por los esfuerzos que se producen en la roca, este tipo mejora significativamente la permeabilidad, genera una porosidad secundaria y aumenta la comunicación entre los poros de las rocas del yacimiento. Así como beneficios, trae consecuencias las cuales al crear canales de flujo puede incrementar la probabilidad de derrumbe en el momento de estimular la fractura, generar una producción anticipada de fluidos o problemas como pérdidas de circulación del 90 al 100% de fluido.

- **Fracturas parcialmente abiertas.** Son fracturas que no se han cementado o por efectos naturales se encuentran parcialmente rellenas por minerales, estas generan un efecto positivo para el flujo del petróleo; aunque en el caso de flujo de agua llega a provocar canalizaciones⁸³.

- **Fracturas abiertas.** Este tipo de fracturas permiten el paso del fluido sin restricción alguna a diferencia de las parcialmente abiertas.

⁸³ TREJO, Ascencio. Et al. Yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Guadalajara Campus Tabasco (2015). P. 8-9 [En línea] Consultado 25/10/18 Disponible en https://www.academia.edu/15691265/Yacimiento_Naturalmente_Fracturado

2.3.1.2 Fracturas inducidas. Al tener este tipo de fracturas se tiene mayor probabilidad de que se presente una pérdida de circulación, para controlar se debe bombear material de control de pérdida. Este tipo se genera por malas prácticas operacionales que se dan en el momento de la perforación del pozo, viajes de tubería y conexiones⁸⁴. Cuando la presión hidrostática alcanza o excede la presión crítica de fractura de la roca.

2.3.2. Registros de imagen. Es una herramienta con la cual se puede visualizar la formación de manera detallada, emite una corriente eléctrica reconocida por microelectrodos que transforman la información en imágenes donde se evidencian todas las características de la formación principalmente el tipo de litología, espesor, fallas. La herramienta está constituida por cuatro brazos ortogonales con patines que cuentan con electrodos en cada uno de ellos, por medio de estos se logra registrar la formación⁸⁵. Su orientación es controlada por medio de magnetómetros triaxiales y acelerómetros los cuales determinan la posición exacta de la herramienta, los valores de micro resistividad de los electrodos se evidencian en curvas verticales e imágenes en 360°. La interpretación de los registros se basa en colores oscuros es alta resistividad y los colores claros baja resistividad los cuales indican fracturas⁸⁶.

2.3.3 Medición de fractura. Las fracturas presentes en las formaciones se miden en micrones, debido a su pequeño tamaño, un micrón es equivalente a 1×10^{-6} mm. En Campo Castilla se han reportado fracturas hasta de 140 micrones. En algunos registros de imágenes corridos como CMI (compact micro-imager) que son implementados para el análisis de las fracturas proporcionan el tipo de fracturas, si es abierta o parcialmente abierta y el tamaño de la fractura identificada.

⁸⁴ ESCALONA Ernest. Petroskills, LLC. Drilling Fluids Technology . EEUU .2011. p. 15-2-4

⁸⁵ FAJARDO Terán. Et al. Perfiles de imágenes. La Paz, Bolivia (2012) [En línea] Consultado 31/10/18 Disponible en <https://registrosdepozosumsa.files.wordpress.com/2012/05/registro-de-imagen.pdf> p. 6-9

⁸⁶ TÉLLEZ Dulce. Et al. Interpretación geológica de los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI) y de echados (HDT) con ayuda de los registros de litodensidad y neutrón. México D.F (2010) [En línea] Consultado 31/10/2018 Disponible en <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15177/Interpretaci%C3%B3n%20Geol%C3%B3gica%20de%20los%20registros%20de%20Im%C3%A1genes%20El%C3%A9ctricas%20de%20Pared%20de%20Pozo%20%28FMI%29%20y%20de%20Echados%20%28HDT%29%20con%20ayuda%20de%20los%20registros%20de%20Litodensidad%20y%20Neutr%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. p.37-40.

2.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas de circulación se presentan durante la perforación de pozos de crudo o gas, donde el fluido de perforación utilizado se pierde de manera parcial o total en la formación. Esto se puede evidenciar en superficie ya que el fluido que retorna es menor al que se bombeo inicialmente.

Las principales razones por las cuales se presentan las pérdidas de circulación son: las fallas y/o fracturas de origen natural (como lo son formaciones cavernosas, no consolidadas y fracturadas), o por fracturas inducidas que hacen referencia al uso de un excesivo peso del lodo el cual sobrepasa el umbral de presión de fractura, malas técnicas de perforación, agotamiento de la energía del yacimiento; produciendo que la columna de fluido disminuya haciendo que se reduzca la presión hidrostática generando un desequilibrio y provocando un influjo⁸⁷.

Cuando se presentan pérdidas de circulación se deben tomar decisiones inmediatas para lograr su remediación, esto por el impacto económico que generan presentando tiempos no productivos, aumento de costos al necesitar más fluido de perforación, píldoras de control de pérdidas para lograr controlar la perdida y evitar que sea mayor su impacto.

2.4.1 Clasificación de las pérdidas de circulación. Las pérdidas de circulación como se mencionó anteriormente tienen lugar en cualquier momento y en todos los escenarios sin importar el tipo de geología o ambiente en que se estén realizando las operaciones de perforación de un pozo, se pueden clasificar de acuerdo al caudal que se pierde hacia la formación.

2.4.1.1 Pérdidas menores o por filtración. Son las pérdidas que presentan menor caudal y su rango de pérdida de fluido está en un aproximado menor a 10 barriles por hora, el tamaño de los poros son mayores al tamaño de los sólidos que lleva el lodo, ocurre principalmente en arenas de alta permeabilidad⁸⁸.

2.4.1.2. Pérdidas parciales. Son las pérdidas que están en un rango de 10 a 100 bbl/hr de pérdida de fluido.

⁸⁷ WILSON,A. ECD-Management Strategy Solves Lost Circulation Issues. (WILSON, 2014) Society of Petroleum Engineers,2014. P.7-9

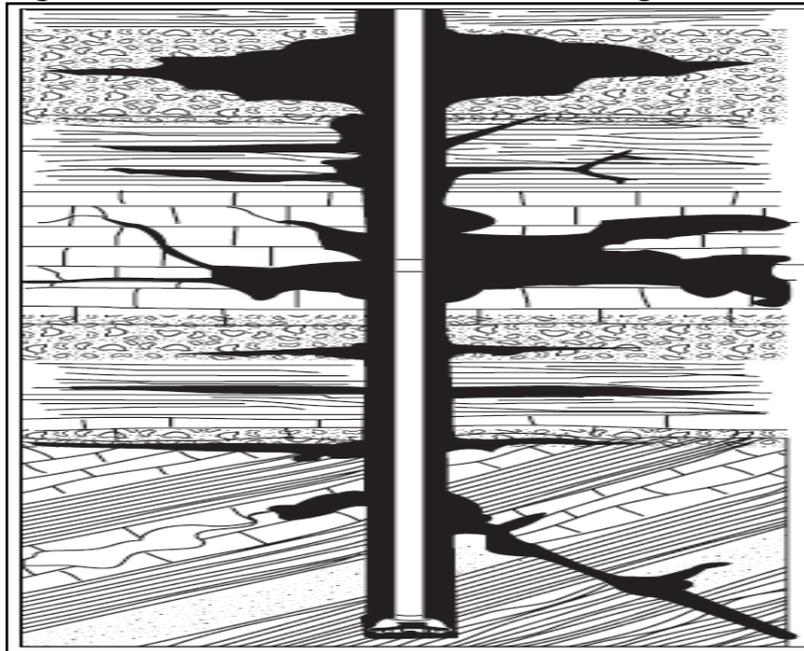
⁸⁸ MI SWACO, *Manual de Ingeniería De Fluidos De Perforación*. HOUSTON, TEXAS, EE.UU: MI SWACO. (2006)

2.4.1.3 Pérdidas totales. Son las pérdidas de fluido que exceden los 100 bbl/hr, se puede llegar a no tener retorno de fluido de perforación⁸⁹.

2.4.2 Causas de las pérdidas de circulación de origen natural. Para tener un control sobre las pérdidas de circulación se deben conocer primero las causas por las que se generan para encontrar la solución adecuada para su remediación. Estas causas pueden ser de origen natural o inducido la mayoría por factores humanos.

Este tipo de pérdidas se generan debido a que la formación tiene propiedades que conducen a una pérdida, cabe resaltar que no son creadas por el hombre. Su clasificación se muestra en la **figura 5**, en el inciso **a** se muestran las formaciones no consolidadas, en el **b** formaciones cavernosas, **c** fracturas naturales, fallas y zonas de transición de carbonatos, **d** fracturas inducidas.

Figura 5. Pérdidas de la circulación de origen natural.



Fuente. MI SWACO, Manual de Ingeniería De Fluidos De Perforación. HOUSTON, TEXAS, EE.UU: MI SWACO.2006 Sec 14.1 p.423

⁸⁹ OILFIELD REVIEW. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. [Consultado 19/07/2018] Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/03_stabilizing.pdf P.5

2.4.2.1 Formaciones no consolidadas. Son formaciones con alta permeabilidad de grano grueso en su mayoría someras, tienden a derrumbarse debido a que el tiempo de compactación no se completó y por medio de esta inestabilidad el fluido encuentra nuevos caminos por donde fluir.

2.4.2.2 Formaciones cavernosas. Estas formaciones se caracterizan por ser carbonatos y/o formaciones que se crearon en el proceso del enfriamiento del magma. Están fisuradas y con el paso del agua se disuelve creando cavernas que permiten el paso de fluido, al momento de la perforación por la presión ejercida estas incrementan su tamaño permitiendo que se pierda mayor fluido. Son formaciones fáciles de identificar y localizar por medio de registros y litología⁹⁰.

2.4.2.3 Formaciones falladas o fracturadas. Son formaciones de alto riesgo debido a que en el momento de realizar la perforación por el incremento de presión activa la falla y esta al ser el punto más frágil de la formación generará riesgos de sismicidad es por esto que se debe realizar el procedimiento de manera adecuada.

2.4.2.4 Formaciones depletadas. Son formaciones que con el tiempo presentan una disminución de la presión debido a la extracción de los fluidos de las formaciones de interés y de yacimientos aledaños, esto hace que se reduzca la ventana operacional provocando un cambio en la manera del manejo de presiones al momento de la perforación.

2.4.3 Causas de las pérdidas de circulación inducidas. Estas pérdidas ocurren por malos procedimientos operacionales que se generan al momento de realizar la perforación, sobrepasando la ventana operacional llegando al gradiente de fractura, para la prevención de estas pérdidas se deben tener en cuenta los parámetros de perforación como ROP, cantidad de recortes, torque, peso sobre la broca. Estas pérdidas se pueden generar por los problemas mencionados a continuación.

2.4.3.1 Malas prácticas de perforación. Al realizar la perforación, se cometen errores humanos por distracciones, cansancio, entre otros factores. Los cuales se ven evidenciados en un aumento de la velocidad en que se sube o baja tubería excediendo las presiones y llegando a causar una fractura que induce a una pérdida de circulación.

⁹⁰MI SWACO, *Manual de Ingeniería De Fluidos De Perforación*. HOUSTON, TEXAS, EE.UU: MI SWACO. (2006)

2.4.3.2 Aumento del ECD por carga anular. En el momento en que se acumulan los recortes en el espacio anular, se genera un aumento del ECD, lo cual requiere mantener un control de la ROP, ya que si incrementa la carga anular se produce un exceso de presión, provocando una fractura. Según el manual MI SWACO⁹¹, se debe mantener la concentración de recortes en el espacio anular por debajo del 4%.

2.4.4 Consecuencias de las pérdidas de circulación. Es un reto para los ingenieros de lodos y perforación tratar de evitar al máximo las pérdidas de circulación, pues al momento de presentarse éstas se pueden generar problemas técnicos como daño de formación, influjos, pegas de tubería y si no se controlan de manera óptima se puede llegar hasta la pérdida del pozo. Todos estos son problemas que incurren de tiempo y financieros que afectan el proyecto de perforación de las empresas encargadas. A continuación se exponen algunas de las consecuencias que se pueden generar a raíz de las pérdidas de circulación.

2.4.4.1 Daño de formación. Hace referencia a reducción de la permeabilidad de la formación, esto sucede cuando al momento de presentarse una pérdida de circulación en la cara del pozo, el fluido de perforación entra en la formación y se genera el daño; Así que los sólidos presentes en el fluido perforación se precipitan y se sitúan en las gargantas porales de la formación lo que lleva consigo una disminución en el índice de producción del pozo. Esta consecuencia de las pérdidas de circulación es muy común y generan problemas en etapas posteriores como en la producción.

2.4.4.2 Pega por empaquetamiento. El empaquetamiento ocurre cuando partículas de la formación o recortes caen dentro del pozo y el fluido de perforación no puede arrastrarlos a superficie, estas partículas se atascan y llenan en anular alrededor de la sata de perforación causando la pega por empaquetamiento. Este tipo de pega como se puede observar en la **figura 6**, es común en zonas donde el anular tiene espacio reducido, generalmente en los drillcollars de gran diámetro, estabilizadores y demás herramientas de diámetro grande.

⁹¹ MI SWACO, Op. Cit. Sec 14.5 p.427

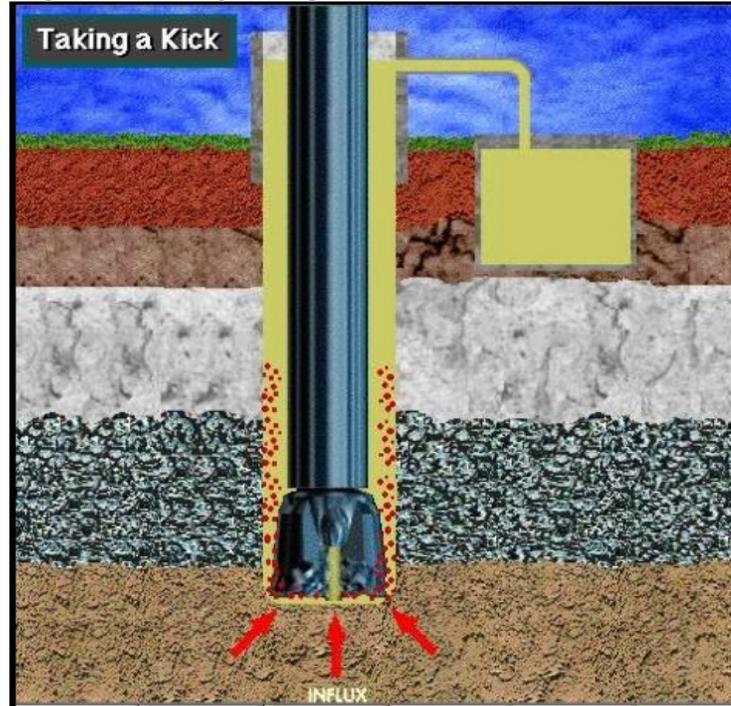
Figura 6. Pega por empaquetamiento.



Fuente. Madrid Marcelo. PEGADURA DE TUBERÍA. [En Línea]. 2017 [Consultado 12 febrero 2019] http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/pegadura-de-tuberia-de-perforacion_20.html

2.4.4.3 Influjos. Un influjo se presenta cuando existe un aporte de fluidos de la formación hacia el pozo, puede que sea la formación productora o no; en la mayoría de los yacimientos de petróleo existe agua subterránea dando lugar por lo general de manera repentina a un influjo de agua hacia el pozo, también es muy común que se presenten influjos de gas como se ilustra en la **figura 7**, o de petróleo. Al momento de presentarse una pérdida de circulación el fluido entra en la formación ocasionando una discusión en el nivel de este, provocando que la presión hidrostática de la columna del lodo se haga menor que la presión del yacimiento, presentándose el aporte de fluidos o influjo. Si no se identifica y se controla de manera oportuna un influjo si éste llega a la cabeza del pozo con mucha presión puede generar lo que comúnmente se conoce como reventón, poniendo en riesgo el pozo, personal y la operación.

Figura 7. Influjo de gas.



Fuente. ARCE Lisbeth. Prevención de arremetidas y control de pozo [En línea] 30 Agosto 2014 [Consultado Julio 2018] Disponible en <https://es.slideshare.net/noeibarracondori/control-de-pozos>

2.4.4.4 Incremento de costos de perforación. Cuando se presenta una pérdida de circulación, se debe parar la operación, identificar el tipo y el lugar de la pérdida, para luego escoger la mejor solución para este problema, los tiempos no productivos invertidos en solucionar la pérdida de circulación, se ven reflejados en tiempos de cuadrilla, tiempos de taladro, adicionales a lo estipulados, la preparación de más fluido de perforación para reponer el que se está perdiendo, los materiales o procedimientos utilizados para curar la pérdida, entre otros. Son factores que influyen directamente en el presupuesto de perforación de un pozo, esto es fundamental para las compañías, puesto que ninguna compañía está orientada a que se aumente el presupuesto al momento de la perforación de un pozo.

2.5 PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES REALIZADOS PARA SELLAR FRACTURAS.

Como se mencionó anteriormente las pérdidas de circulación tienen lugar cuando el fluido de perforación fluye hacia la formación en lugar de retornar a superficie por el espacio anular y se pierde, llevando como consecuencia a altos costos del

lodo, inestabilidad del pozo, pegadas de tubería y en casos más extremos pueden llegar a ocasionar reventones y la pérdida de pozo, consecuencias que se explicaron anteriormente.

Cuando se observa que la pérdida de circulación ocurre, lo primero que se debe responder en lo posible son los siguientes interrogantes:

- 1) ¿Por qué se presenta la pérdida?
- 2) ¿A qué altura esta encuentra la pérdida?
- 3) ¿Cuál es el tipo de formación en la que se presenta?
- 4) ¿Cuál es el procedimiento a realizar para solucionar el problema?

Primero que todo las condiciones en las cuales se presentó la pérdida se deben registrar con precisión y estudiar detalladamente, se debe tener claro durante que procedimiento se presentó la pérdida, (durante perforación, circulación o viajes de tubería), también es indispensable conocer el tipo de pérdida (infiltración, parcial o total) y la severidad de dicha pérdida respecto a las formaciones atravesadas. Conociendo esta información se puede tener idea de la causa que está generando, ubicación de la pérdida y el remedio para solucionar el problema⁹².

2.5.1 Identificación del porqué de la pérdida. Existen diversas indicaciones las cuales pueden proveer información para identificar la zona de pérdida tales como información sobre la formación o durante las operaciones:

◆ **Formación.** Es indispensable conocer información litológica y de registros para tener idea de donde se pueden presentar problemas como en las formaciones cavernosas, estas se distinguen por ser carbonatos. Este tipo de formaciones generalmente están fisuradas y al entrar en contacto con el fluido se disuelven generando cavernas lo que da origen a una pérdida de circulación rápida, de gran tamaño, teniendo como resultado una caída de la columna considerable⁹³.

Una pérdida de circulación más lenta, puede generarse en formaciones de lutita, ya que al entrar en contacto con el agua tienden a fracturarse, este tipo de pérdida menor debe controlarse rápidamente porque si no son controladas, las fracturas pueden ampliarse y aumentar.

◆ **Durante las operaciones.** El aumento del peso del fluido de perforación puede generar una mayor presión hidrostática lo cual puede ocasionar fracturas

⁹² ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación. [En Línea]. Dallas. 2006. P.14.7. [Consultado 30/10/18] Disponible en:

https://www.academia.edu/33533726/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_-_API.pdf

⁹³ MI SWACO. Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación. Houston. 2006. P.14.8. [Consultado 30/10/18]

inducidas, este tipo de fracturas puede remediarse por sí solas o requerir algún tipo de remediación.

Otra operación que puede llegar a generar una fractura o reabrir zonas de pérdidas es el movimiento brusco de la sarta de perforación.

- ◆ **Localización de la zona de pérdida.** Cuando ocurre una pérdida de circulación, luego del cuestionamiento y la información que hay que tener en cuenta, se debe procurar continuar con la circulación lo más pronto posible para evitar las consecuencias que estas generan. Cabe resaltar que una de las zonas más vulnerables para que se presenten pérdidas es el último revestimiento. A continuación se explican algunos métodos para localizar el sitio de la pérdida⁹⁴.
- ◆ **Ubicación de la zona de pérdida.** Para verificar la zona de pérdida se introduce en el pozo un girador con cable monofilar, el cual consta de unas aletas y un rotor el cual se acciona si hay movimiento horizontal del fluido, la velocidad con la que el rotor y las aletas se mueven se registran en una película mediante rayas o espacios evidenciándose que la velocidad del rotor aumente notoriamente cuando el girador alcance el punto de la pérdida. Este método tiene dos desventajas, la primera, se necesita que la pérdida sea de grandes volúmenes para que se evidencia el cambio de velocidad y la segunda es que si el lodo contiene material puenteante no funciona correctamente⁹⁵.
- ◆ **Ubicación Análisis de temperatura.** Se realiza mediante un termómetro de fondo que mide la temperatura del fluido y la formación. Se introduce un elemento, el cual cambia su resistencia cuando cambia la temperatura, de esta manera se establece un gradiente de temperatura del pozo cuando el fluido y la formación están en equilibrio. Al momento de ingresar fluido nuevo a la formación, el cual se encuentra frío, se debe observar una gran diferencia de temperaturas de entre el lodo y la formación a la altura de la pérdida.
- ◆ **Ubicación de la pérdida mediante trazador radioactivo.** Este método consta de dos partes, primero es realizar un registro de rayos gamma antes de introducir el trazador para que sirva como base de análisis, en segundo lugar, se bombea una píldora con el trazador radioactivo, para luego tomar nuevamente el registro de rayos gamma el cual muestra altas concentraciones del material radioactivo en la zona de pérdida. Este método muestra de manera precisa el lugar de la zona de pérdida pero es costoso debido a que se requieren equipos de toma de registros⁹⁶.

⁹⁴ MI SWACO. Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación. Houston. 2006. P.14.8.
[Consultado 30/10/18]

⁹⁵ *Ibíd.*, P.14.8.

⁹⁶ *Ibíd.*, P. 14.9

- ◆ **Ubicación por estudio de temperatura con cable.** Esta herramienta de temperatura con cable se compone de una resistencia de alambre calibrada que es sensible a los cambios de temperatura, puede ser usada con cualquier tipo de lodo. La herramienta se introduce al pozo hasta un punto que se desee analizar, luego se bombea lodo en el pozo, si la herramienta está ubicada por encima de la zona de pérdida el lodo entra en contacto con esta y genera un cambio en la resistencia, si no cambia la resistencia de la herramienta no cambia, la herramienta está ubicada luego de la zona de la pérdida⁹⁷.
- ◆ **Ubicación de la pérdida mediante transductores para medir presiones.** Método de simple construcción y operación, además no es fácilmente afectado por el material de control de pérdida, se realiza con la implementación de un cilindro pequeño, abierto en la parte inferior, con menor diámetro en la parte inferior el cual restringe el paso del lodo a través de este, junto al cilindro hay una ventana con un diafragma de neopreno con dos electrodos fijos y un electrodo que realiza un movimiento de vaivén el cual produce una variación del voltaje del circuito debido a la variación de presión, la variación del voltaje indica la velocidad de flujo del lodo, mostrando el punto donde el lodo permanece estático⁹⁸.
- ◆ **Conocer la severidad de la pérdida.** Es indispensable saber que tanto fluido de perforación se está perdiendo, anteriormente se explicó el tipo de pérdida y la cantidad en barriles por hora de fluido que se pierde, este en un indicativo para tan severa es la pérdida que se está presentando. Otro indicativo es conocer que tanto cae la columna de fluido, esto altura también indicara que tan severa es la pérdida, si la columna no es visible, se debe tratar de saber hasta cuanto ha caído, introduciendo algún objeto al pozo o mediante medición por eco sonido.
- ◆ **Procedimientos para el control para de las pérdidas de circulación.** El procedimiento que se realice para remediar la pérdida de circulación debe ser acorde a la severidad, haciendo referencia al tamaño del material y función. Para cualquier tipo lo primero que se realiza es disminuir el peso del lodo, para problemas de pérdida por filtración y parciales, el primer procedimiento que se debe considerar es el de sacar tubería y esperar, consiste en detener la circulación cuando se detecte la pérdida, la broca se debe levantar hasta un punto seguro y se espera de 4-8 horas en estado estático buscando restablecer retornos completos, las lutitas al entrar en contacto con el agua puede que se regeneren y se puede poner en marcha la circulación nuevamente.

⁹⁷ *Ibíd.*, P. 14.9

⁹⁸ *Ibíd.*, P. 14.9

En segundo lugar, si el primer procedimiento no tiene resultado se opta por realizar la inyección a alta presión de lechada de alta pérdida de filtrado, que por la presión y filtración el LCM se sitúa dentro de la fractura, se separa de la lechada y forma un revoque sellando la fractura.

- ◆ **Para pérdidas por filtración.** Este tipo de pérdida se puede generar en cualquier tipo de formación, debido que no se genera un buen sello en la formación expuesta, como se mencionó anteriormente este tipo pérdida comprende entre 1-10 bbl/hr.

Si luego de emplear el procedimiento de sacar tubería y esperar, no se obtienen buenos resultados, se debe preparar una píldora de LCM que contenga agentes sellantes de tamaño fino a medio. Si no se puede implementar una inyección de lechada a presión de la alta pérdida de filtrado.

- ◆ **Para pérdidas parciales.** Se realiza el mismo procedimiento inicial que para pérdidas por filtración, si no se tiene resultado el tamaño del LCM debe ser de mediano a grandes y también la inyección de alta presión de lechada alta pérdida de filtrado.
- ◆ **Para pérdidas totales.** Para dar solución a un a pérdida total de fluido, si no se tiene resultado con las técnicas que recomiendan realizar primero que son sacar tubería y de inyección a presión de lechada de alta pérdida de filtrado, se opta por implementar un tapo duro de cemento.

2.5.2 Causas que impiden el remedio de las pérdidas de circulación. A continuación, se exponen algunas de las causas que impiden solucionar el problema de las pérdidas y por ende el restablecimiento de la circulación.

- ◆ Esto debido a que por lo general no se tiene claridad de donde ocurre la pérdida y el material de control no se ubica correctamente o no hay una buena distribución del material puenteante debido a que deben existir una mezcla de tamaños partícula para iniciar el sello y para terminar de sellar.
- ◆ Si no se mantienen registros de las áreas donde ocurrieron eventos similares de pérdidas, pues adquirir experiencia de zonas donde se han presentado pueden ser valiosos.
- ◆ También pueda que la integridad de la formación sea demasiado débil y sea incapaz de soportar la presión hidrostática que es necesaria para controlar otras zonas.

2.5.3 Material de control de pérdidas (LCM). Estos materiales son sólidos que se agregan al fluido de perforación para controlar las pérdidas de circulación, su tamaño depende del volumen de la pérdida y tamaño de la fractura que se presenta⁹⁹.

En principio y hasta el año 2015 la única solución en Campo Castilla cuando se presentaba una pérdida de circulación era bombear píldoras de LCM para curar la zona de pérdidas. Dependiendo del material y granulometría que lleva la píldora existe una restricción de bombeo en una concentración hasta de 40 lb/bbl para atacar la pérdida en dinámico debido a las herramientas direccionales que se manejan, con el fin de seguir perforando sin necesidad realizar cambio de la sarta.

Cuando el material bombeado no era eficiente, el procedimiento a realizar era parar la perforación, sacar la tubería, reemplazar el BHA por un BHA de punta abierta para evitar pegas por empaquetamiento y taponamientos, y así poder bombear una píldora de mayor concentración hasta de 200 lb/bbl para atacar de manera efectiva la zona de pérdida, sacar nuevamente el BHA de punta abierta, meter nuevamente la herramienta direccional y seguir con la perforación.

2.5.3.1 Tipos de LCM. Para controlar una pérdida de circulación durante la perforación o un completamiento en la industria se emplea el uso de LCM, los cuales se dividen en:

- **Material de control de pérdida de circulación escamados.** Como su nombre lo indica tienen forma de escamas planares, de acuerdo a su composición puede ser granular, fibrosa de esto depende la rigidez y compactación que tenga un ejemplo se puede ver en a continuación en la **figura 8**, No pueden ser utilizados en lodos base aceite y su concentración normal varía entre 3 – 40 ppb.

Los materiales más utilizados comúnmente son cascarilla semillas y de algodón, celofán, corcho.

⁹⁹ ESCALONA. Op. Cit., p. 11-37.

Figura 8. Material de control pérdida de circulación escamado.



Fuente. TÍRUPATÍ ENTERPRISES. Loss circulation materials [en línea]. Maharashtra, India [Consultado: 25 de octubre de 2018]. Disponible en:
<http://www.tirupatient.com/loss-circulation-materials.html>

- **Material de control pérdida de circulación granulares.** Son materiales que tienen una gran capacidad de generar un puenteo, tienen diferente tamaño de partícula y rugosidad. Se debe controlar la cantidad y el tamaño del material con el fin de evitar taponamiento por grumos su concentración está entre 2.0 – 10.0 ppb. Puede ser utilizado con lodos base aceite¹⁰⁰.

Los materiales más comunes son bentonita, carbonato de calcio, cascara de nuez, asfalto, caucho, grafito grueso. En la **figura 9**, se expone la cascarilla de nuez como ejemplo.

¹⁰⁰ Ibid., p. 11-37-38

Figura 9. Material de control pérdida de circulación granular



Fuente. TÍRUPATÍ ENTERPRISES. Lost circulation materials [en línea]. Rajasthan, India [Consultado: 25 de Octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.indiamart.com/pravikminerals/lost-circulation-material.html>

• **Material de control de pérdida de circulación fibrosos.** Son aptos para temperaturas bajas y uso a corto plazo, los materiales más comunes son nylon tratado, fibras textiles, y fibras minerales como el asbesto véase en la **figura 10**, un ejemplo de estos materiales. Debido al pH que presenta el cemento las fibras tienen uso limitado por lo que presenta degradación. Las fibras que son sintéticas son utilizadas para trabajar en altas temperaturas, no son recomendados para lodos base aceite, concentración entre 3.0 – 40.0 ppb¹⁰¹ y sellamiento de fracturas con diámetro aproximado de 30 a 40 micrones¹⁰².

¹⁰¹ Ibid., p.11-37

¹⁰² DASGUPTA, D. Et al. Successful casing cementation in total loss conditions – case histories. IADC/SPE 125660.

Figura 10. Material de control pérdida de circulación fibroso.



Fuente. OILFIELD REVIEW SCHLUMBERGER. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments [en línea]. 2014 [Consultado: 25 de Octubre de 2018]. Disponible en:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/or_s14/aut14/1_sealing.pdf

- **Material de control de pérdida de circulación mezclados.** Cumplen un papel importante por la variedad del tamaño de partícula y cantidad de material que se utiliza, haciendo que la distribución de partícula sea más eficiente debido a la variedad. Son una mezcla de materiales fibrosos, granulares y escamados, no son recomendados para lodos base aceite debido a que contiene material escamado y su concentración es 10.0 - 30.0 ppb¹⁰³.
- **Tapones de refuerzo.** Son utilizados comúnmente cuando se tienen pérdidas totales, existen dos clases de tapones los blandos y los duros. Los tapones duros se componen de cemento puro, cemento más bentonita o cemento más gilsonita, son fáciles de conseguir y tienen alta efectividad para sellar las pérdidas (fraguado rápido). Los blandos son mezclados en fondo y se utilizan principalmente cuando existen fracturas inducidas, su mezcla se compone de aceite diesel y bentonita. También se tiene la inyección de polímero entrecruzado el cual está compuesto de una lechada de polímero y material de control de pérdida de circulación, esta mezcla es maleable y esponjosa¹⁰⁴.

¹⁰³ Ibid., p.11-37

¹⁰⁴MI SWACO,. Manual de Ingeniería De Fluidos De Perforación. HOUSTON, TEXAS, EE.UU: MI SWACO. (2006) p 14 -23

Cuando los tapones de refuerzo son bombeados por el preventor se debe tener control y seguimiento porque se pueden presentar varios riesgos como lo son: la formación de geles, pega de tubería por lo que se debe estar circulando siempre para lograr una limpieza adecuada y evitar la formación de baches al interior de la tubería, la mezcla de los aditivos debe ser la correcta para impedir la contaminación por fluidos.

2.5.4 Implementación de otras tecnologías. La búsqueda de una solución más eficaz que el material de control de pérdida de circulación debido a que no logra el 100% del control sobre esta, lleva a la implementación de píldoras con polímeros y otros. Con estas tecnologías cuando se llegaba al punto de pérdida de igual manera se paraba y se curaba la sección o zona de pérdidas. Estas son:

2.5.4.1 Píldoras Cross link. Es la unión de enlaces de cadenas independientes de polímeros por medio de agentes agrupantes, temperatura y tiempo. Este agrupamiento da lugar a un material con propiedades dúctiles y esponjosas y su tiempo de formación está controlado por un retardador o acelerador el cual depende de la temperatura que tenga la formación donde se bombea la píldora¹⁰⁵.

Un tipo de píldoras son las píldoras crosslinked activadas químicamente cuentan con una combinación de material fibra celulosa de partículas finas las cuales generan medio a alto sellamiento fracturas o fallas. Pueden ser mezcladas con agua dulce o agua salada y su preparación dura cinco minutos aproximadamente. Se debe tener precaución al momento de bombear la píldora debido a que no es química ni termalmente degradable, puede tener complicaciones al momento de ser bombeada cerca de la zona de producción¹⁰⁶.

2.5.4.2 Fluido bimodal. Es una tecnología que se empezó a implementar en el año 2016 como una nueva tecnología para controlar las pérdidas de circulación, este fluido presenta un amplio rango de tamaño de partículas (10-1.700 micrones), con capacidad de sellar fracturas hasta de 2.000 micrones. En un principio esta tecnología de fluido Bimodal tuvo buenos resultados en pozos perforados en el campo de estudio en los cuales se tenía una alta probabilidad de que ocurrieran pérdidas de circulación, pero se dejó de implementar en cierta medida debido a que para lograr el sello deseado con este sistema se requiere densidades de 9.2 – 9.5 ppg por el tamaño y concentración de partículas que incluye, generando valores de ECD superiores a 10.2 ppg, con lo cual se corre el riesgo de reabrir fracturas o inducir a ellas.

¹⁰⁵ BRUTON, James. Et al. Lost circulation control: Evolving techniques and strategies to reduce downhole mud losses. SPE/IADC 67735. 2001.

¹⁰⁶ CAUGHRON, Douglas. Et al. Unique crosslinking in tandem with fracture prediction model cures circulation losses in deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE 74518

2.5.4.3 Fluidos tixotrópicos. Son fluidos geles que al estar en circulación fluyen pero al entrar en reposo se vuelven más gelatinosos, esta fuerza de gel debe ser relativamente baja para poder separar los recortes y el gas presente en el lodo así mismo disminuir el suaveo al momento de sacar tubería y poner en recirculación sin sobrepresionar las bombas¹⁰⁷. Pocos polímeros se comportan como fluidos tixotrópicos.

2.6 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

Durante la perforación de pozos petroleros, se atraviesan varias formaciones de las cuales se debe conocer y analizar muy bien su geología, con el fin de saber cuáles son los riesgos que se toman al pasar por cada una de estas formaciones las cuales pueden presentar fracturas y fallas naturales, formaciones no consolidadas, cavernosas. O debido a la composición de las formaciones por malas técnicas operacionales se induce a problemas que producen pérdidas de circulación. Con el fin de tener en cuenta cuál es la técnica de perforación más adecuada.

Al tener en cuenta la trayectoria a perforar se aplican varias prácticas de perforación que sirven para reducir el impacto por pérdidas de circulación, lo que ayuda a reducir los tiempos no productivos, pérdida de fluido e incremento de costos. A continuación, se describen algunas de las prácticas de perforación remediales utilizadas en Campo como lo son: perforación sobre balance, bajo balance, manejo de presiones controladas y perforación en ciego.

2.6.1 Perforación sobre balance. Esta perforación se basa en perforar con mayor presión hidrostática comparada con la presión de formación. Cuando existe un exceso de presión se induce con más facilidad a pérdidas de circulación, daño de formación en las formaciones más someras llevando a fracturas. Se debe mantener un control sobre las presiones en este tipo de técnica para perforar para evitar problemas de gran costo y de gran riesgo¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Hawker. David. Et al., PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO., Datalog 2001 V3.0 p. 57-58

¹⁰⁸ HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO DATALOG Versión 3.0. Calgary, Alberta, Canadá, Marzo 2001. Consultado en Agosto 2018. P.68

2.6.2 Perforación bajo balance. La perforación bajo balance consiste en perforar con menor presión hidrostática en comparación con la presión de la formación, es de gran importancia mantener esta presión controlada debido a que si aumenta se convertirá en perforación sobre-balance lo que genera un aumento de presión creando fracturas y produciendo daño en la formación. Se pueden utilizar lodos base agua, aceite, aireado o espuma, gas como aire y nitrógeno¹⁰⁹.

2.6.2.1 Factores de aplicabilidad. Se dice que existen varios pozos candidatos para la aplicación de esta práctica entre estos se encuentran: pozos que no estén compuestos por arenas y esquistos poco consolidados debido a que se tiene el riesgo de colapso por lo que se puede perder el pozo, para estos pozos es recomendable tener un estudio geomecánico donde se analice la presión de poro. Otros candidatos son pozos con zonas depletadas o que su presión sea mínima para mantener controlada la presión de circulación con la de la formación. Pozos con formaciones con alta interacción roca-fluido debido a que el fluido de perforación puede ser incompatible con la formación generando una reacción adversa provocando lavado de formaciones, precipitaciones. Pozos horizontales son buenos candidatos para perforación bajo balance debido a que se tiene un control de la presión hidrostática con la de formación evitando que se genere filtración de fluido en la formación causando daño¹¹⁰.

2.6.2.2 Equipos. Para la perforación bajo balance se necesitan varios componentes aparte de los que se pueden encontrar en una perforación convencional entre ellos están:

- ◆ Este tipo de técnica requiere grandes volúmenes de gas y es por esto que se debe contar con el suministro necesario para la inyección de gas para realizar la perforación.
- ◆ Son necesarios los compresores para que el gas suministrado sea comprimido y pueda ser inyectado en el pozo por un tubo vertical. Estos entregan el gas a condiciones estándar 14.7 psig y 60 °F.
- ◆ Una línea de gas que vaya desde el compresor hasta el tubo vertical por el cual se inyectará el gas esta debe tener un diámetro de 4" para reducir las pérdidas por fricción. Esta línea debe tener una válvula de alivio por las altas presiones que se pueden tener, manómetros para medir su presión, un depurador que eliminará el exceso de humedad presente en la corriente de aire¹¹¹.

¹⁰⁹ *Ibíd.*, p.162

¹¹⁰ UNDERBALANCED DRILLING MANUAL. Versión 1.0. BAKER HUGES INTEQ. 1999. Consultado en Agosto 2018 p.5

¹¹¹ *Ibíd.* p19

- ◆ Una línea Blooie la cual es se encarga de recibir y descargar el gas que llega a superficie después de la perforación, es instalada debajo de la cabeza de rotación, Esta línea debe mantener en posición recta debido a que el gas llega a diferentes velocidades y presiones.
- ◆ Es vital tener un medidor de gases con filtros en superficie, principalmente para eliminar impurezas y así mismo toma de muestras. Con esto evitar que el polvo llegue al a los detectores, el gas tenga humedad y llegue a dañar los equipos¹¹².

2.6.2.3 Ventajas y desventajas. En el **cuadro 1**, se muestran ventajas y desventajas de la perforación bajo balance.

Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la perforación bajobalance.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Disminuye riesgo de daño de formación, pega diferencial y pérdida de circulación.	No se debe usar en pozos con formaciones frágiles.
Aumenta la productividad del pozo	En formaciones fracturadas se pueden tener riesgo a derrumbes.
Mejor para perforar pozos verticales, sin tener cambios en ROP, WOB, RPM.	En formaciones someras puede producir influjo.
	Requiere mayor terreno para equipos.

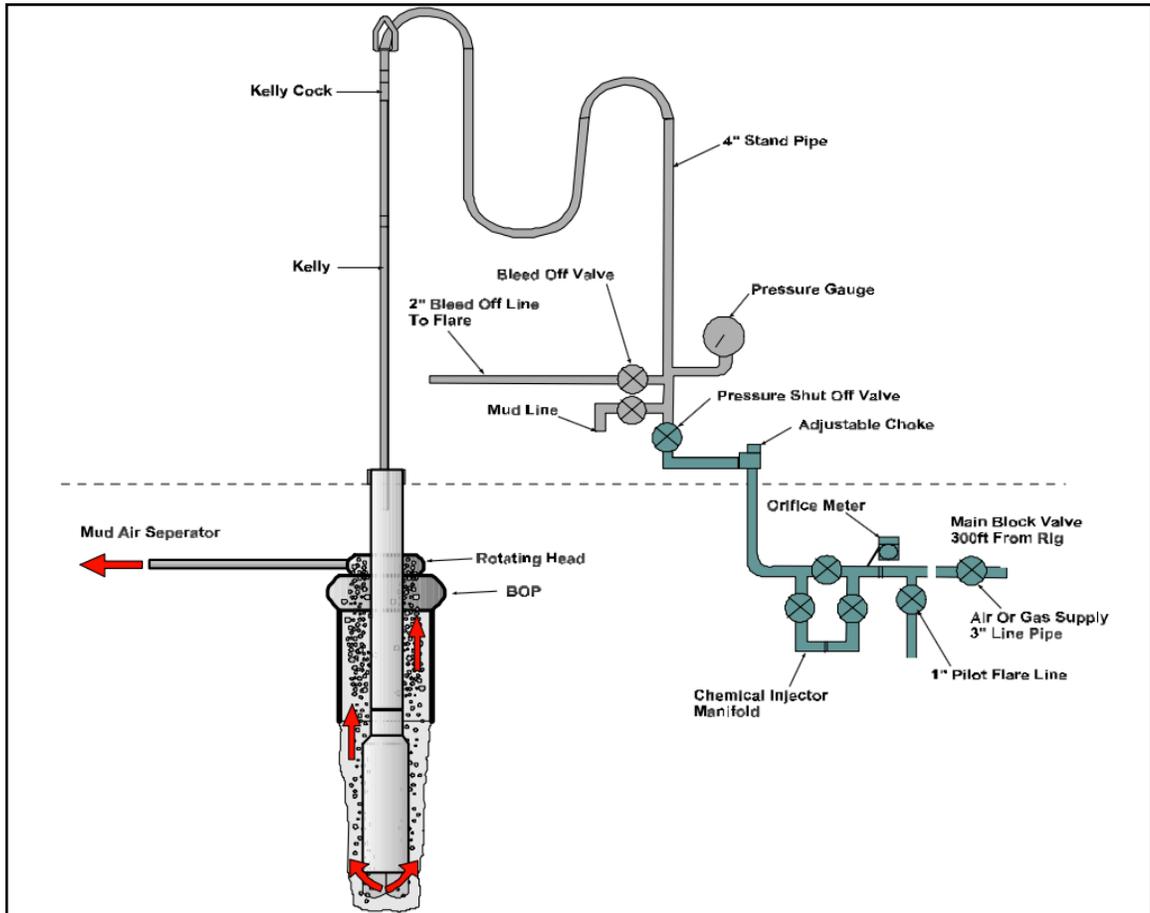
Fuente. HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO DATALOG Versión 3.0. Calgary, Alberta, Canadá. Marzo 2001. Consultado en Agosto 2018 p.162-163.

2.6.2.4 Técnicas para realizar perforación bajo balance. Para realizar la perforación bajo balance se tienen varias técnicas que se explican a continuación entre ellas Inyección de gas por stand pipe, Inyección de gas por la sarta auxiliar, Inyección de gas por el liner auxiliar.

- **Inyección de gas por Stand pipe.** Para realizar una perforación bajo balance se puede inyectar gas o fluidos multifásicos por el stand pipe requiriendo un menor tamaño de hueco, necesitando menor cantidad de gas a utilizar, mejor capacidad de control de corrosión y mejorando el transporte de fluidos en pozos horizontales, una visualización de cómo se realiza esta técnica se muestra en la **figura 11**.

¹¹² HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. Op. Cit. P.171.

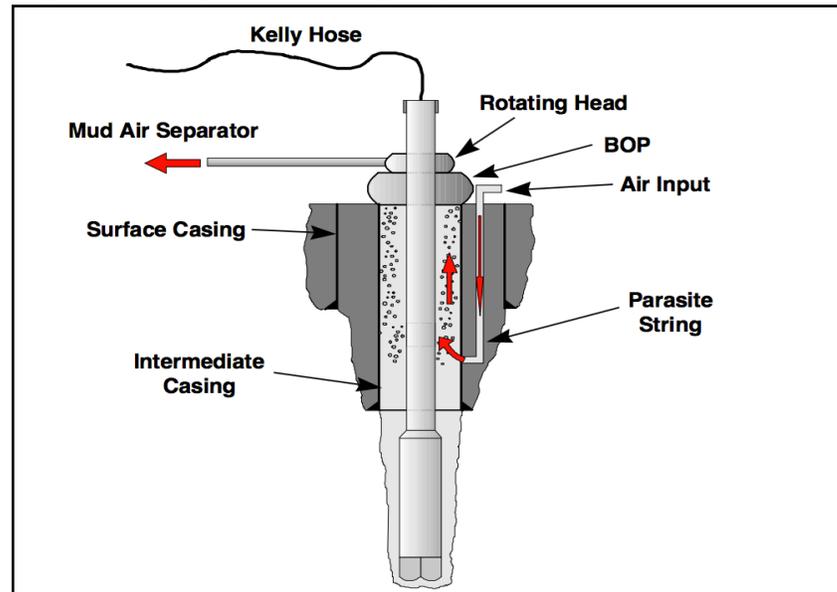
Figura 11. Inyección de gas por Stand pipe.



Fuente: UNDERBALANCED DRILLING MANUAL. Versión 1.0. BAKER HUGES INTEQ. 1999. Consultado en Agosto 2018 p.12

- **Inyección de gas por sarta auxiliar.** Este tipo de inyección requiere mayor cantidad de gas por lo que lo hace más costoso, su implementación hace que sea necesario un espacio para la sarta auxiliar como se evidencia en la **figura 12**, por la cual se inyectara el gas debe tener un control debido los riesgos mecánicos que llevan a tener un pozo desviado. El volumen que ingresa por la sarta auxiliar es mayor que en la sarta normal necesitando mantener un control de presión para que la perforación no se convierta en sobrebalance.

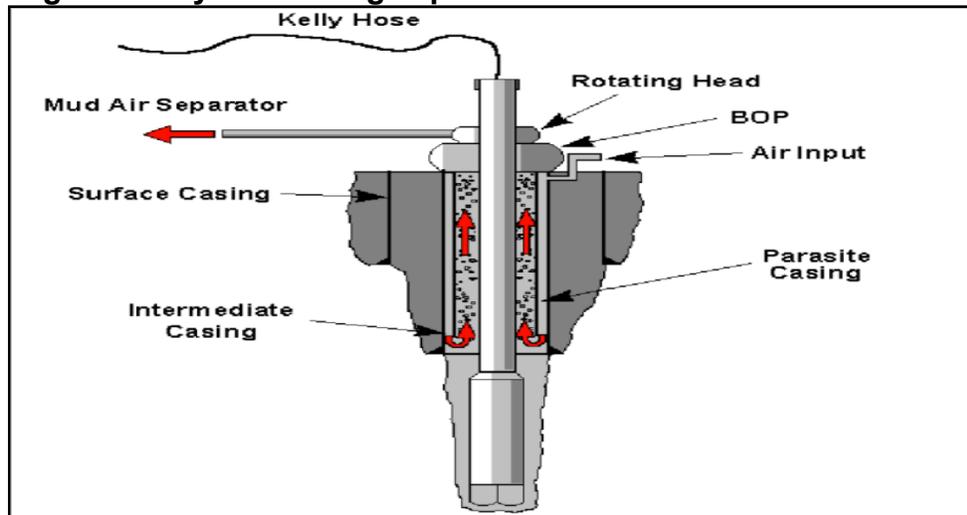
Figura 12. Inyección de gas por sarta auxiliar



Fuente: UNDERBALANCED DRILLING MANUAL. Versión 1.0. BAKER HUGES INTEQ. 1999. Consultado en Agosto 2018 p.16.

- **Inyección de gas por liner auxiliar.** Se cumple el mismo funcionamiento que en la inyección de gas por sarta auxiliar, pero la diferencia radica que en este se debe instalar un liner auxiliar que debe estar centralizado como en la **figura 13**, y el fluido inyectado ingresa por el casing intermedio permitiendo la perforación.

Figura 13. Inyección de gas por Liner auxiliar



Fuente. UNDERBALANCED DRILLING MANUAL. Versión 1.0. BAKER HUGES INTEQ. 1999. Consultado en Agosto 2018 p.17

2.6.3 Manejo de presiones controladas. es una práctica utilizada para controlar con precisión el perfil de presión en el anular de todo un pozo, para así lograr implementar la hidráulica adecuada y determinar los límites de presión en el fondo del pozo. Así en consecuencia MPD logra evitar influjos de fluidos de la formación a la superficie como también las pérdidas de circulación, controlando en conjunto la densidad del fluido de perforación, la presión de fricción en el anular y generando una contrapresión a la formación¹¹³.

Perforación con manejo de presión controlada es una solución a problemas que se generan durante la perforación convencional, ayuda a reducir costos y problemas asociados a la perforación de pozos con ambientes anormales, como tiempos no productivos, pérdidas de circulación, pegadas e inestabilidad de la formación¹¹⁴. En esta práctica de perforación se utiliza un fluido de perforación con densidad baja como nitrógeno, nitrógeno criogénico o fluido aireado para generar una presión hidrostática menor a la de la formación, evitando cambios bruscos en la presión; en formaciones fracturadas se realiza con un lodo presurizado¹¹⁵. Con esta técnica se tiene un control de contrapresiones, densidades de los fluidos, nivel del fluido en el anular, como su circulación, evitando influjos en la formación, como se mencionó anteriormente, todo esto de manera dinámica, generando respuestas mucho más rápidas que en una perforación convencional al momento de generarse variaciones de presiones abruptas o inesperadas. Al considerar utilizar MPD en pozos donde no eran económicamente posibles para perforar por presiones de formación bajas, estrechas ventanas operacionales o formaciones altamente depletadas, se puede convertir en pozos exitosos.

2.6.3.1 Factores de aplicabilidad.

- ◆ Incertidumbre geológica.
- ◆ Bajas presiones de formación.
- ◆ Yacimientos con presiones anormales o subnormales.
- ◆ Formaciones Inestables.
- ◆ Estrecha ventana operacional.
- ◆ Formaciones con problemas asociados a pérdidas de circulación o aporte de fluidos.
- ◆ Necesidad de reducción de costos.

¹¹³ HALLIBURTON, Automated MPD [En línea] [Consultado 9/10/18] Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/testing-subsea/optimized-pressure-drilling/managed-pressure-drilling/automated-mpd.html>

¹¹⁴ HALLIBURTON, Managed pressure drilling [En línea] [Consultado 9/10/18] Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/deepwater/deepwater-assets/brazil/challenges-solutions/managed-pressure-drilling.html>

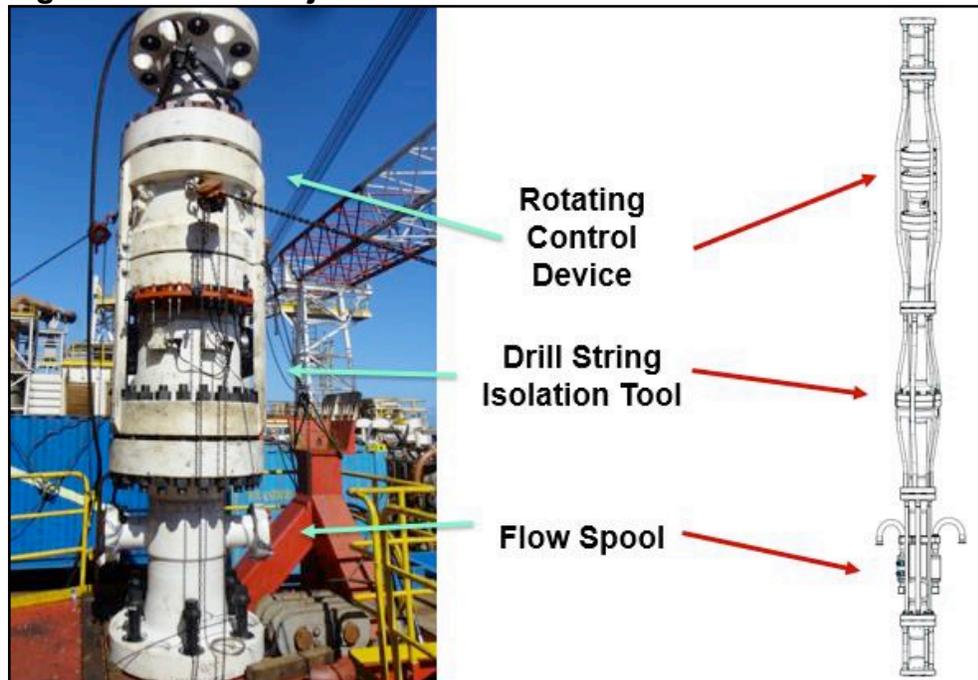
¹¹⁵ WANG Guo, FAN Honghai, LUI Gang. DESIGN AND CALCULATION OF A MPD MODEL WITH CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE. PETROL. EXPLOR. DEVELOP., 2011, 38(1): 103–108. Science direct. Consultado Agosto 2018.

Los pozos candidatos para la aplicación de esta técnica son pozos en los que las formaciones sean compatibles con el lodo de perforación a utilizar debido a que debe ser de baja densidad y en algunos casos presurizado. Pozos donde se tenga un bajo flujo y donde sea fácil el manejo de la ventana operacional en cuanto a presiones. La mayoría de pozos en los que se aplica esta técnica resultan ser pozos donde se tiene una reducción de presión, zonas depletadas¹¹⁶.

2.6.3.2 Equipos. A continuación, se exponen los equipos y herramientas para la implementación de MPD que en conjunto logran mitigar o evitar los problemas que surgen durante de la perforación.

• **Ensamblaje de Riser (Riser Assembly).** Este equipo **figura 14**, se ubica luego de las BOP's, la función principal del este equipo es crear un sello hermético en el espacio anular y re direccionar el fluido por una línea preferencial. Hacen parte del ensamblaje de riser los siguientes componentes:

Figura 14. Ensamblaje de Riser



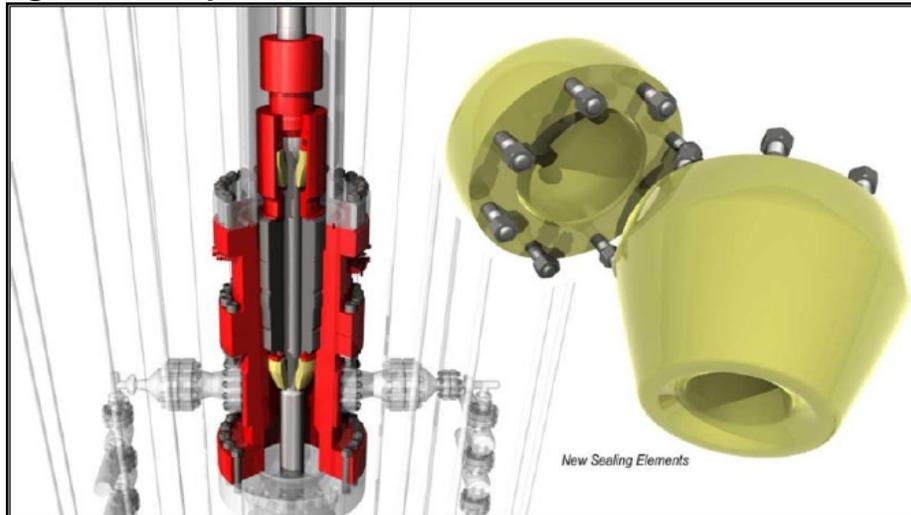
Fuente. CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. 2010.

¹¹⁶ SPRIGGS Paul, FRINK Philip MPD PLANNING: HOW MUCH IS ENOUGH?. 2008 SPE/IADC 113682, consultado Agosto 2018.

• **Dispositivo de control rotatorio (Rotating Control Device. RCD).** También llamado cabeza rotatoria, el RCD está ubicado en la parte superior del ensamblaje y va conectado con el conductor, la función principal de este componente es crear un sello con el anular a través de una goma rotatoria para que el fluido pueda ser re direccionado por una línea de flujo alterna, también el sello con el anular evita influjos tanto de gas o fluido y tiene la posibilidad de una reacción temprana. El RCD se debe implementar junto con la BOP tipo de ariete porque puede cumplir la función de esta. **(Figura 15).**

Este Dispositivo controla la contrapresión que se genera principalmente en las conexiones y en el fluido de retorno. En algunos casos se llega a necesitar un RCD que irá conectado al choque manifold en el cual se controlará mejor la presión que se tiene en la cabeza del pozo, se necesitará una bomba MPD, válvulas de alivio de presión, una línea de retorno hacia las zarandas¹¹⁷.

Figura 15. Dispositivo de control rotatorio.



Fuente. CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1-INTRODUCTION TO MPD. 2010.

• **Aislador de la sarta de perforación (Drill String Insolation Tool “DSIT”).** Este componente del ensamblaje se ubica justo debajo de la cabeza rotatoria **figura 16**, actúa de manera a una BOP, porque su principal función es crear un sello para aislar el pozo y al momento de realizar el cambio de goma del RCD en el momento en que esta se desgaste o para realizar mantenimiento a la herramienta.

¹¹⁷Ibíd. p.5

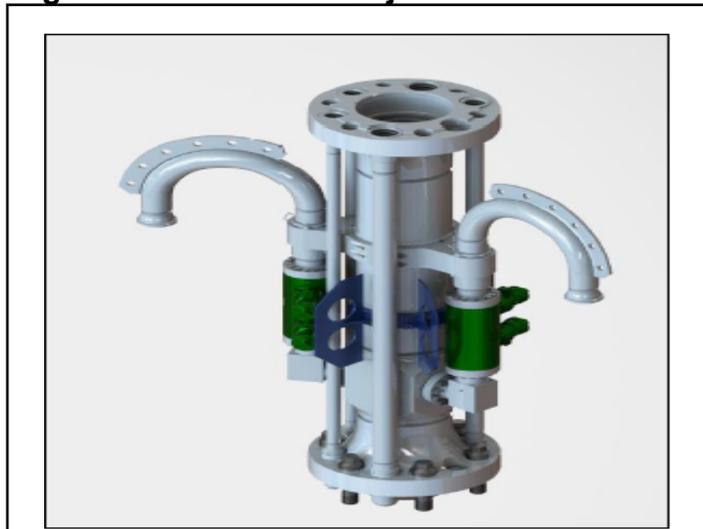
Figura 16. Aislador de pozo.



Fuente. CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. 2010.

- **Carretel de flujo (Flow Spool).** está ubicado debajo del DSIT y es el último componente del ensamblaje del Riser, son dos mangueras en forma cuello de ganso, una para el retorno de fluido y otra por si la primera falla **figura 17**, su función es re direccionar el fluido a través de la manguera que es accionada hidráulicamente hacia donde lo requiera la operación, comúnmente es hacia el Manifold.

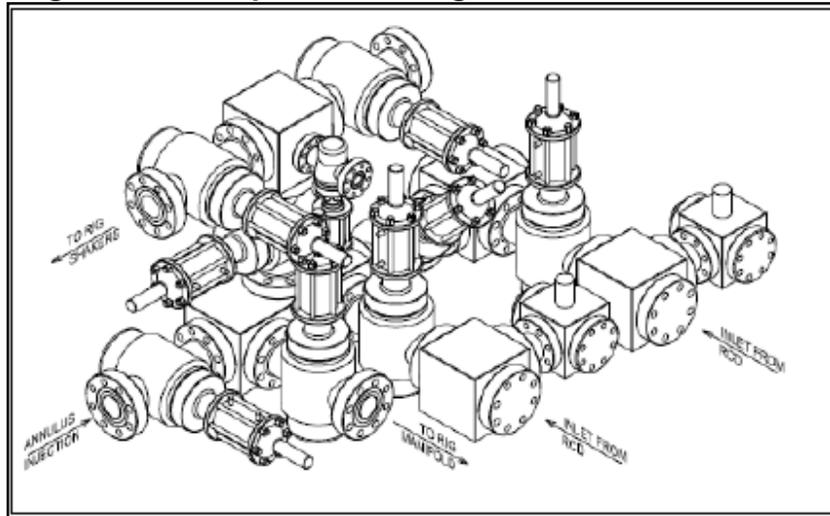
Figura 17. Carretel de flujo



Fuente. CARRENO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

- **Múltiple de Amortiguación (Buffer Manifold).** Este equipo controla y re direcciona el flujo con el fin de proteger el pozo, el múltiple funciona mediante válvulas que se accionan hidráulicamente con capacidades de hasta 5.000 Psi, está formado por dos válvulas de seguridad controladas electrónicamente. Ver en la **figura 18**.

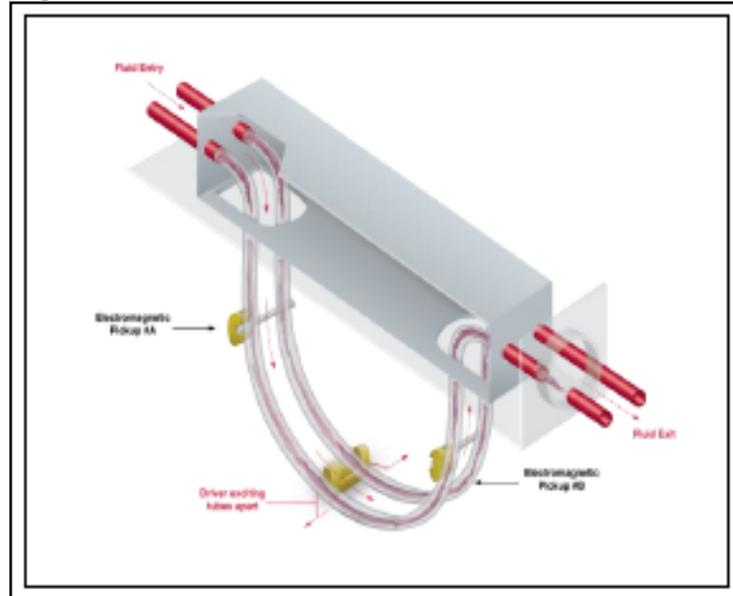
Figura 18. Múltiple de amortiguación.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. 2010.

- **Colector de Basura (Junk Catcher).** Es un filtro que retiene cualquier tipo de objetos pequeños que provienen del pozo que pueden problemas en equipos posteriores.
- **Colector de control de Microflujos (Microflux Control Manifold).** Actúa como el sistema de control de las operaciones MPD, mediante dos chokes en superficie, un medidor de flujo Coriolis y una unidad de control inteligente. Utilizando algoritmos de control que identifican flujos anormales o pérdidas de circulación en tiempo real. También Este sistema provee el valor de contrapresión para tener el control de la operación. Ver en **figura 19**.

Figura 19. Medidor de coriolis.



Fuente. CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1-INTRODUCTION TO MPD. 2010.

2.6.3.3 Ventajas y desventajas.

• **Ventajas.** La práctica de perforación con manejo de presiones controlada tiene una amplia variedad de ventajas debido a que ofrece control de perfiles de presión, es aplicable a formaciones con presiones anormales y subnormales, a formaciones inestables, algunas de las ventajas son:

- ◆ Apropiado balance volumétrico a través de todo el pozo, control exacto del fluido de perforación entrando y saliendo.
- ◆ Control y monitoreo constante de las presiones de pozo, a través de los equipos que permiten que la operación se desarrolle dentro de los límites de presión del pozo.
- ◆ Mantenimiento constante de los fluidos de perforación.
- ◆ Actúa de manera proactiva para evitar problemas en pozos inestables o se mitigan sin la necesidad de cambiar las propiedades del fluido de perforación.
- ◆ Identificación temprana y exacta de influjos y pérdida de circulación.
- ◆ Viabilidad de perforación de pozos que convencionalmente no son viables.
- ◆ Disminución de tiempos no productivos.
- ◆ Amplio rango de aplicabilidad.

•Desventajas

- ◆ Falta de capacitación específica al personal de perforación sobre procesos y equipos.
- ◆ Dificultad para el transporte de equipos hasta localización del pozo.
- ◆ Alto grado de dependencia de equipos de automatización.
- ◆ Escenas de pérdida continúa de fluido o influjos
- ◆ Inestabilidad del pozo.

2.6.3.4 Aplicaciones de la práctica MPD.

• **Control de retorno de fluido (HSE – Returns Flow Control)**. Esta es una técnica reactiva utilizada como medida de seguridad, en el cual un dispositivo de control rotatorio (Rotating Control Device”RCD”) re direcciona el fluido de perforación a través de una línea alterna con la opción de dirigir de vuelta este fluido hacia el sistema de control de sólidos o hacia el estrangulador, el cual es el proceso en un escenario convencional.

Esta técnica también se caracteriza por factores como la detección de cualquier influjo, la cual es como en la perforación convencional, disminución de problemas de densidad de fluido de perforación alterada por contacto con gas y continuidad de la perforación incluso durante eventos de control de pozo como influjos.

• **Detección temprana de influjos o pérdidas (Early kick and loss detection “EKLD”)**. Una de las principales características de esta técnica es ser un sistema completamente automatizado lo cual permite características específicas, como la precisión en la medida de ganancia (influjo) o pérdida del fluido de perforación³⁰ y la habilidad para mantener la presión en un pozo cerrado.

También se caracteriza por dar al fluido de perforación mayor importancia ya que la presión de este debe estar por encima de la presión de la formación que se esté perforando y así poder determinar las acciones para optimizar las propiedades de este y la reducción en el número de secciones del pozo a perforar, es decir la cantidad de secciones que deben ser usadas para alcanzar la profundidad deseada.

Otros rasgos de esta técnica es que su plan de perforación es como la de un pozo convencional y que el control del perfil de presiones es controlado de acuerdo con las necesidades de variación de la presión en el pozo ya que se cuenta con un medidor de flujo tipo Coriolis el cual permite al sistema detectar tanto pérdidas o ganancias de fluido hasta de un barril.

- **Presión constante en el fondo del pozo (Constant Bottom Hole Pressure “CBHP”).** Su metodología en perforación con presión controlada es ser una técnica proactiva, por lo cual la presión en el fondo de pozo se mantiene constante durante momentos específicos, como en las conexiones, gracias a la intervención de un factor característico de la perforación con presión controlada el cual es la contrapresión ejercida por el estrangulador, lo cual compensa las pérdidas por fricción en el espacio anular cuando se detiene el flujo del fluido de perforación, aplicando la presión necesaria en el momento exacto que el sistema refleja la caída de presión.

- **Perforación de tapón de fluido de perforación (Mud Cap Drilling).** Es una variación de la técnica de perforación con presión controlada la cual consiste en una perforación sin retorno de fluido de perforación a superficie ya que brinda la posibilidad de no disminuir totalmente la densidad del fluido de perforación. Disminuir la altura de la columna del fluido de perforación es con el fin de que la presión que se maneja en la operación sea mayor a la de la formación que se perfora la cual tiene características determinadas como aceptar fluidos o cortes (para generar tapón en las zonas permeables). Para la zona en la cual se pierde circulación, un fluido recomendado para la disminución de esto es un fluido con partículas de tamaño de grano respectivas al tamaño del poro. ya que estos actúan como sello en estas formaciones disminuyendo así la pérdida de circulación.

Esta técnica se aplica en escenarios específicos como control de pozo en pérdidas de fluido de perforación o inlfujos, mantener gases peligrosos como sulfuro de hidrógeno (H₂S) en el fondo del pozo, disponibilidad de fluido tanto de sacrificio como de tapón, disponibilidad de una zona o formación que tome los cortes y fluidos y usualmente aplica en zonas que han sido fracturadas o reservorios de carbonato los cuales tienden a presentar pérdidas de fluido de perforación en gran cantidad.

2.6.4 Perforación en ciego. Esta práctica es perforar sin retorno de fluidos a superficie, cuando existen pérdidas el fluido con el que se perfora y recortes ingresan en la fractura creando un sello, existen factores que influyen en esta perforación como lo son la porosidad y tipo de fracturas¹¹⁸. No es una práctica muy común por los problemas que genera pero se puede aplicar si cumple con parámetros como: no hay producción, es más económico que una práctica normal, existen fracturas de gran tamaño y existen perdidas parciales y totales¹¹⁹.

¹¹⁸ PETROPEDIA - FOR THE ENERGY INDUSTRY. Drilling Blind [En línea] [Consultado 15/11/18] Disponible en <https://www.petropedia.com/definition/5759/drilling-blind>

¹¹⁹ PETROWIKI, Spe international. LOST CIRCULATION. [En línea] [Consultado 15/11/18] Disponible en https://petrowiki.org/Lost_circulation

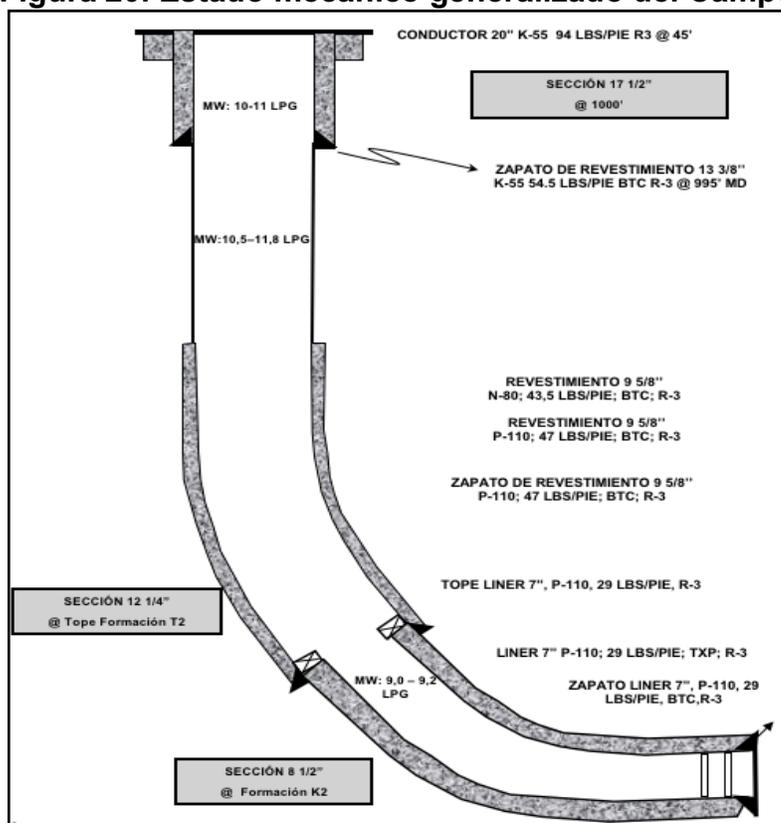
3. ESPECIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE APLICABILIDAD

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO

En este capítulo se pretende establecer la causa raíz de las pérdidas mediante la representación del estado mecánico, la implementación de registros de imagen, lo que da lugar a la búsqueda de más soluciones para controlar las pérdidas y los riesgos que incluyen estas operaciones.

3.1.1 Estado mecánico generalizado del campo. Usualmente en el Campo se perforan pozos direccionalmente con ángulos menores a 70° y se dividen en tres secciones evidenciadas en la **figura 20**, en la primera sección de $17\frac{1}{2}$ " abarca las Formaciones Guayabo y Areniscas superiores de carbonera, la segunda sección $12\frac{1}{4}$ " va desde la base de Areniscas superiores hasta el tope de la Formación T2, desde allí se empieza la construcción (KOP) del pozo aproximadamente en la unidad T1 a 5659 pies, la última sección de $8\frac{1}{2}$ " incluye las Formaciones de interés T2, Unidad K1 superior e inferior y Unidad K2.

Figura 20. Estado mecánico generalizado del Campo.



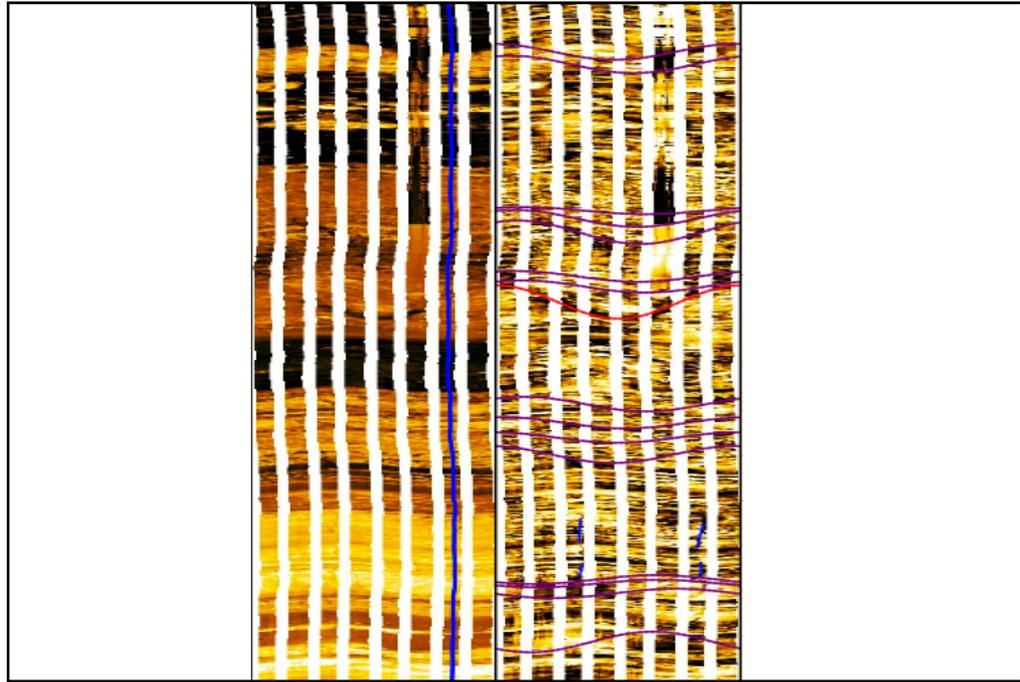
Fuente. ECOPETROL S.A. 2017. Modificado por los autores.

3.1.2 Introducción y análisis de registros. Al tener pérdidas de circulación se tiene una incertidumbre sobre localización y motivo por el cual se presentan en la mayoría de pozos perforados. A partir del año 2015 se considera la implementación de correr registros de imagen con el objetivo de conocer la causa raíz de las pérdidas en el Campo.

En un principio cuando se tenían pérdidas se curaba la zona respectiva y se procedía a correr el registro, con el fin de que no se presentara una pega o una mala corrida. Luego cuando se seguía perforando unos cuantos pies más de profundidad se volvía a presentar pérdida de circulación; seguir presentando estos problemas generaba aumento de tiempo y costo, haciendo este procedimiento ineficiente. Surge la pregunta ¿Se están induciendo fracturas? En una perforación sobre balance la presión hidrostática esta aproximadamente 2500 psi por arriba de la presión de la formación y en Campos depletados como Castilla cabe la posibilidad de que se esté induciendo a fracturas. Para encontrar la respuesta se decide perforar hasta llegar al MD y proceder a tomar registros sin curar contando con el riesgo de que el registro no fuese confiable. Para garantizar una lectura confiable del registro se bombea 1 Bbl cada media hora para poder registrar y mantener el diferencial de 180 - 200 psi de presión requerida. Con los registros se dan cuenta que existen fracturas naturales en diferentes arenas y con diferentes presiones al tener la localización de las pérdidas se paraba y sellaba solamente las secciones donde se presentaban las fracturas.

3.1.3 Registros de imagen. Los registros que se deciden tomar para encontrar la causa de las pérdidas son los de imagen los cuales sondean la formación en 360° dando como resultado líneas verticales con tonos claros y oscuros. Este tipo también indica que tipo de fractura es: parcialmente abierta, abierta o inducida, así como su tamaño. Un ejemplo en la **figura 21**.

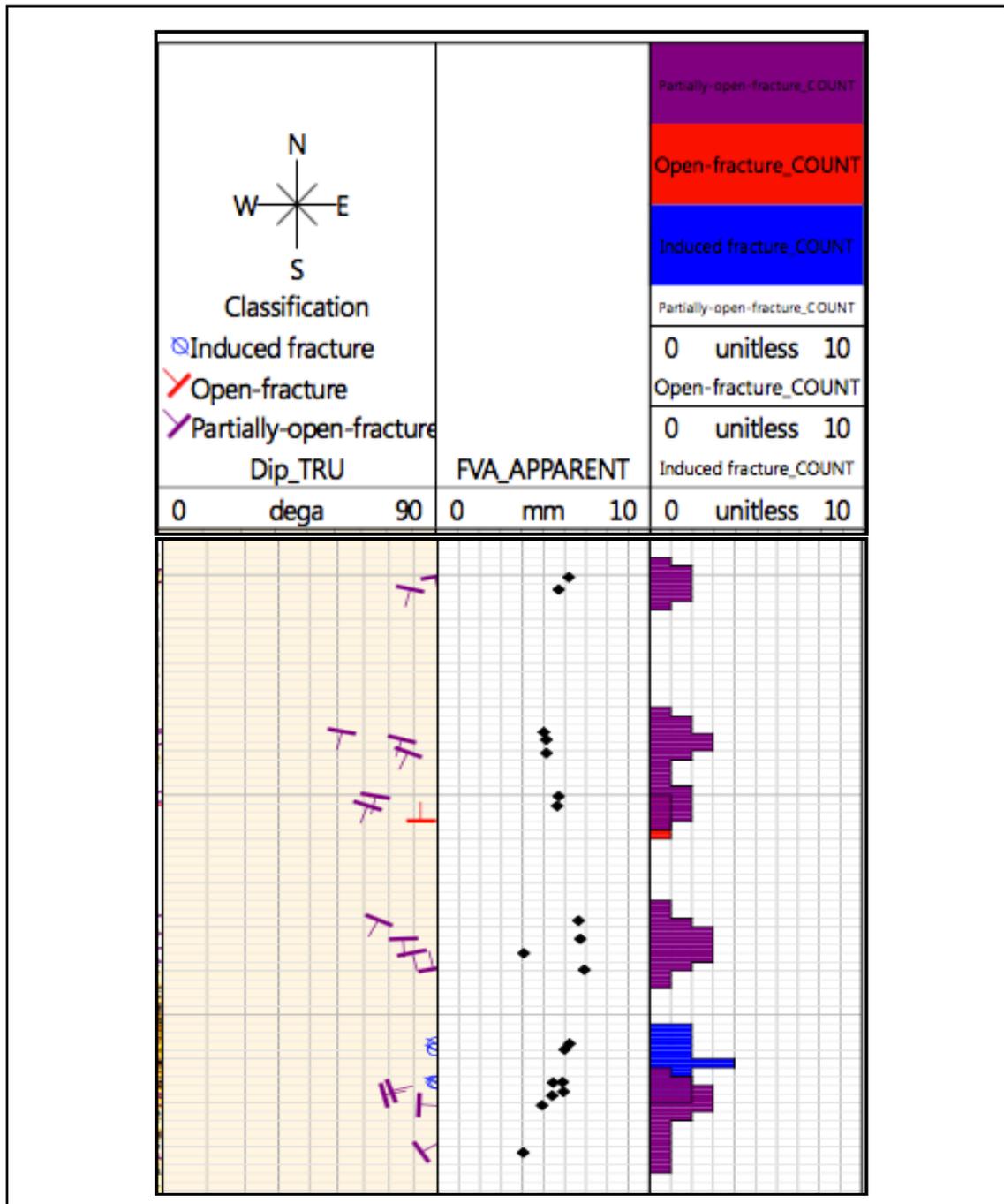
Figura 21. Registro de imagen visualización 360° de una formación



Fuente. ECOPETROL S.A. 2017. Modificado por los autores.

3.1.3.1 Identificación del tipo y tamaño de fractura. En el registro **figura 22**, se puede ver la clasificación de la fractura y su orientación, se encuentra dividida en una escala de 0 a 90 grados, de igual manera el tamaño aparente en de la fractura de 0 a 10 mm, y la profundidad horizontal de la fractura.

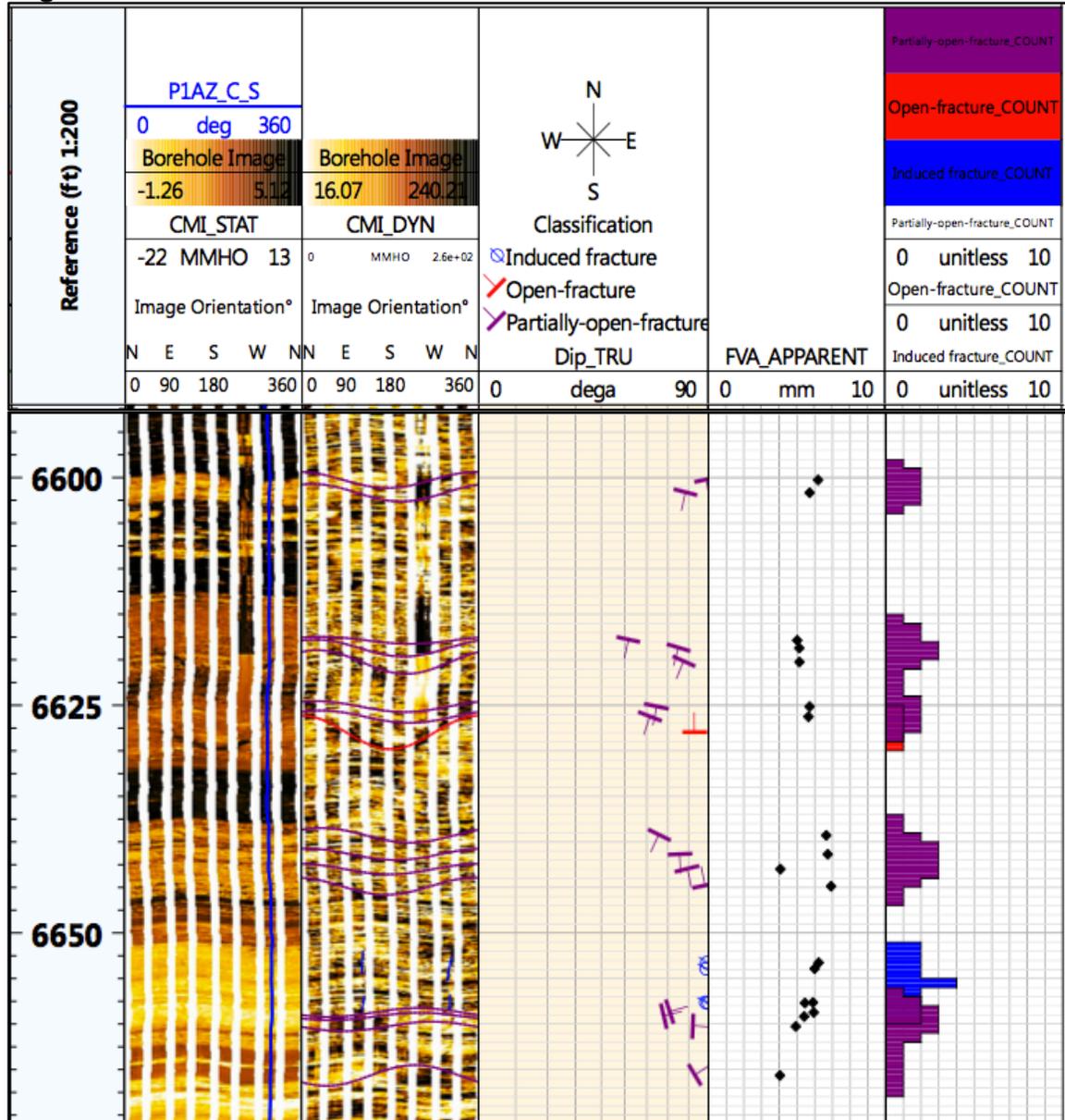
Figura 22. Clasificación y tamaño de las fracturas en un registro de imagen



Fuente. ECOPETROL S.A. 2017. Modificado por los autores.

3.1.3.2 Localización de fracturas. Estos registros dan la profundidad exacta a la que se encuentra la pérdida de circulación facilitando la operación de sellamiento, gracias a que se sabe el lugar exacto donde se debe realizar. En la **figura 23**, se puede ver la localización de las fracturas en un Pozo X.

Figura 23. Localización de las fracturas.



Fuente. ECOPEPETROL S.A. 2017. Modificado por los autores.

3.4 REPLANTEAMIENTO DE PRÁCTICAS EMPLEADAS PARA PERFORAR POZOS CON PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Como se mencionó anteriormente cuando se tuvieron pérdidas totales de fluido, se continuó perforando hasta llegar a MD, al momento de analizar los registros se evidencio que los registros sin haber curado la zona de la pérdida arrojaron fracturas naturales parcialmente abiertas y abiertas hasta de 14000 micrones (14mm) y no fracturas inducidas, lo cual es de gran importancia. Por esta razón se concluye que la existencia de fracturas naturales es la causa raíz del problema.

Con el uso de LCM y la implementación de otras tecnologías (píldoras Cross link, fluido bimodal y tixotrópico), entre otras, solamente se puede llegar a puentear hasta 2000 micrones lo que hace que estos procedimientos sean insuficientes frente al tamaño de las fracturas registradas de hasta 14000 micrones. Por esta razón se decide realizar la perforación en ciego (Blind drilling) la cual llega a ser una buena solución dado que los recortes sellan las fracturas que se presentan, lo que se traduce en ahorro de tiempo, comparado al momento de tener que parar y bombear material para sellar las fracturas, esperar y seguir con la operación.

En búsqueda de otra solución entre las prácticas de perforación, se decide implementar la perforación con manejo de presiones controladas (MPD), la cual también es una buena solución para mitigar o evitar las pérdidas de circulación, debido a que las fracturas en las formaciones presentan una presión de poro que se ha venido depletado. Esto se puede lograr por medio del fluido nitrogenado que se utiliza, pero se debe tener en cuenta la restricción en la toma de registros debido a que no se tiene la data en el MWD, sumado a esto se deben tener en cuenta los equipos adicionales que se deben tener para bajar revestimientos con esta práctica de perforación, lo que influye directamente en costos de la operación.

3.5 RIESGOS DE OPERACIÓN

A continuación, se describen algunos de los problemas más importantes durante las operaciones de perforación en el Campo.

3.5.1 Colapso de shale K1 superior. Cuando se dio lugar a la perforación en ciego en Campo Castilla se tenía un miedo al realizar esta práctica de perforación el cual era el colapso y la inestabilidad de la formación K1 superior debido a que al ser Castilla un campo maduro sus arenas se encuentran depletadas. En el momento en que se presenta la pérdida, el nivel de la columna de fluido cae, dando lugar al riesgo de que el shale inestable de K1 pueda colapsar dentro del pozo y generar problemas como pegas o mayores pérdidas de circulación pues en esta zona siempre se han registrado problemas de pérdidas de circulación y bajas presiones (presiones subnormales).

3.5.2 Caída de nivel de la columna. Una de las tareas de los ingenieros fue conocer hasta qué punto se cae el nivel de la columna de fluido al momento de presentarse la pérdida de circulación, luego de varios eventos de pérdidas en distintos pozos se observó y se llegó a la conclusión de que el nivel cae el equivalente de la presión de formación que se tenga en la zona, es decir que el nivel cae hasta cuando la presión hidrostática y la presión de formación son iguales, también se evidenció que en ningún pozo que se presentaron pérdidas colapso el shale de K1 superior, esta también fue una de las razones por la que se empezó a implementar la perforación en ciego.

3.5.3 Fracturas inducidas. El problema que genera las malas prácticas de perforación, es el inducir a fracturas las cuales difieren en que se presente una pérdida de circulación por filtración, parcial o total. Provocando incremento en el tiempo de tiempo y costos.

3.5.4 Pegas por empaquetamiento. Este tipo de pega es una de los riegos permanentes cuando se perfora en ciego, debido a que los recortes de la perforación no son llevados a superficie, por lo que pueden generar empaquetamientos en la broca u otros accesorios de la sarta.

3.6. ESPECIFICACIÓN CRITERIOS DE APLICABILIDAD CAMPO CASTILLA CAMPAÑA 2015-2018

En este capítulo con las bases de datos proporcionadas por Ecopetrol S.A. de los pozos perforados en las campañas de perforación de los años 2015 - 2018 se realiza el análisis de las diferentes prácticas realizadas para perforar pozos en los que se presentaron pérdidas de circulación, desarrollando una matriz entre cada una de ellas, teniendo en cuenta los criterios de evaluación explicados a continuación.

3.6.1 Resultados de la campaña. A continuación, en los cuadros **3,4,5,6**, se muestran los resultados de manera general y los casos más relevantes de los procedimientos realizados para remediar las pérdidas de circulación durante la campaña 2015- 2018. En base a estos resultados se decide seleccionar los criterios para realizar la respectiva evaluación mediante la matriz de selección.

Cuadro 3. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2015.

Resumen reporte de eventos de perforación - año 2015		
Total de pozos perforados: 82 Total pozos con pérdidas: 42		
		CASOS RELEVANTES
Profundidad	Los pozos que registraron pérdidas de circulación, las pérdidas se localizaron en promedio @8203 ft, haciendo referencia a la sección de 8 1/2"	Todos los pozos perforados en el año 2015 presentaron perdidas en la formación de interés. (K1 inferior, K1 superior, K2)
Volumen de pérdida	El total de barriles perdidos durante la perforación de los 42 pozos con pérdidas en este año fue de 159,704 Bbl, se registraron pozos como CASTILLA T el cual presentó pérdidas hasta de 21,624 Bbl generando costos aproximados de 1,081,200.00 US\$ en preparación de nuevo fluido para la remediación.	CASTILLA AI: 20,215 Bbl - Costo 1,010,750.00 US\$. CASTILLA W: 18,650 Bbl - Costo 932,500.00 US\$. CASTILLA P: 10,406 Bbls - Costo 520,300 US\$.
Remediaciones	En este año cuando se presentaba una pérdida de circulación se solucionaba mediante adición de LCM, píldoras Cross link, fluidos tixotrópicos. En el 70% de los casos no tuvo éxito por lo que se optó por realizar el bombeo de tapones de cemento, como en el caso de los pozos CASTILLA V, en el cual se tuvieron que bombear 5 tapones de cemento durante toda la perforación, los cuales incurrieron en 100,000.00 US\$ aprox cada operación. En este año se registraron pozos en los que bombearon hasta 48 píldoras, como es el caso del pozo castilla P. Se registraron inconvenientes al implementar fluidos tixotrópicos y bimodal.	CASTILLA P: 48 píldoras LCM - Costo 59,348.00 US\$. CASTILLA AM: 34 píldoras LCM - costo 194,978.00 US\$. CASTILLA C: 24 píldoras LCM - costo 41,124.50 US\$, 2 píldoras XLINK - costo 70,000.00 US\$. CASTILLA T: 6 tapones de cemento - costo 259,247.44 US\$. CASTILLA H: 3 tapones de cemento - costo 300,000.00 US\$. CASTILLA AI: 3 tapones de cemento - costo 197,838.16 US\$.
Tiempos no productivos	Según los reportes de perforación del año 2015, las horas de Npt's por consecuencia de pérdidas de circulación fueron de 4,352.5 horas, aproximadamente el 50% de tiempo total de las operaciones, estas horas incurren en tiempos de ubicación de la zona de pérdida, solución del problema, espera de material para el control y preparación de píldoras, spoteo de píldoras, cambios de herramientas y equipos de la sarta por restricciones, preparación de fluidos, consecuencias, etc. El costo de NPT/h para el año 2015 era de 3,125 US\$. El caso de Npt más relevante del año fue el pozo CASTILLA W con 705.5 horas, en el cual se presentó una pérdida total durante viaje de tubería, también se decide realizar cambio de BHA por uno de punta abierta.	CASTILLA AI: 539.5 hrs Npt - costo 1,685,937.50 US\$. CASTILLA V: 414 hrs Npt - costo 1,293,750.00 US\$. CASTILLA T: 401 hrs Npt - costo 1,253,125.00 US\$. CASTILLA H: 264 hrs Npt Squeeze - costo 346,941.00 US\$. CASTILLA AÑ: 221 hrs Npt Squeeze - costo 497,581.00 US\$.
Tiempo de perforación	El tiempo estipulado de perforación en el año fue de 30 días por pozo. El cual varía entre 16- 63 siendo 63 la mayor cantidad de días pertenecientes al pozo CASTILLA W.	CASTILLA Z: 54 días. CASTILLA AI: 48 días. CASTILLA D: 44 días.
Sobrecostos de perforación	El (AFE) de perforación de un pozo para este año era entre 3,500,000.00 - 4,500,000.00 US\$. Ese año los sobrecostos por pérdidas fueron de 26,911,070.48 US\$ según lo registrado por Ecopetrol S.A. El pozo con mayor sobrecosto por pérdidas de circulación fue el CASTILLA W 3,257,257.50 US\$.	CASTILLA AI: 2,936,098.66 US\$. CASTILLA T: 2,636,315.79 US\$. CASTILLA H: 1,840,041.00 US\$.

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 4. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2016.

Resumen reporte de eventos de perforación - año 2016		
Total de pozos perforados: 42 Total pozos con pérdidas: 14		
		CASOS RELEVANTES
Profundidad	Los 14 pozos que presentaron pérdidas de circulación en este año, estas fueron localizadas a una profundidad promedio de @ 8270.42 ft. Ubicándose en la formación de interés.	Pérdidas en unidades K1 superior, K1 inferior, Unidad T2
Volumen de pérdida	El total de los barriles perdidos de fluido de perforación de los pozos perforados este año fue de 45,344 Bbl. Estos barriles tuvieron un costo de 1,961,748.00 US\$. Se registraron pozos con pérdidas hasta de 14,324 Bbl como el pozo CASTILLA AT los cuales tuvieron un costo de 16,794.00 US\$, en este caso los costos no fueron mayores debido al contrato LUM SUP donde la compañía de lodos responde por un porcentaje de barriles perdidos.	OTRAS TECNOLOGÍAS / CASTILLA AP: 7800 bbl - con un costo de 514,800.00 US\$. MPD/CASTILLA AS: Barriles perdidos 1.700 bbl - costo de 112,200.00 US\$. CIEGO/POZO AU: Se bombearon 8 píldoras de LCM con un valor de 2,000.00 US\$ las cuales no tuvieron éxito, por lo cual se decide continuar perforando en ciego.
Remediaciones	Para el año 2016, se empezó a considerar la perforación sin retornos de fluido de perforación a través de largos intervalos de formación, sumado a las otras soluciones que se podían implementar debido a que en muchos casos no se tenía éxito de manera inmediata. Se tuvieron que asumir retos, posibles problemas y consecuencias que se podían generar durante la perforación en ciego pero en todos los casos que se decide realizar terminó OK.	CIEGO / CASTILLA AT: se bombearon 6 píldoras de LCM, las cuales no tuvieron éxito, por lo que se decide continuar perforando sin retornos. CIEGO/ CASTILLA AV: se bombearon 8 píldoras de LCM, las cuales no tuvieron éxito, por lo que se decide continuar perforando sin retornos. CASTILLA AZ: se presentaron pérdidas de 3,586 bbl los cuales tuvieron un costo de 236,991.00 US\$.
Tiempos no productivos	Los NPT's consecuencia de las pérdidas de circulación en el año 2016 fueron de 419.5 hrs con un valor de 1,450,631.00 US\$. Para este año el costo de NPT/h fue de 3,458.00 US\$. El pozo que más NPT registro en el 2016 fue el pozo CASTILLA BE con 253,5 horas - costo 754,923.00 US\$. Estos tipos incurrir en todos los procedimientos adicionales que se realizan para remediar las pérdidas de perforación mencionados en el cuadro anterior.	CASTILLA AP: se presentaron 153.5 h con un costo de 529,074.00US\$.
Tiempo de perforación	El tiempo estimado de perforación de un pozo para este año fue de 30 días.	En este año todos los pozos se perforaron en el tiempo estipulado excepto el pozo CASTILLA AT , que registro un tiempo de perforación de 35 días con NPT de 50 horas debido a las pérdidas de circulación.
Sobrecostos de perforación	El (AFE) de perforación de un pozo para este año estaba entre 3,500,000.00 - 4,500,000.00 US\$. Ese año los sobrecostos por pérdidas fueron de 4,663,787.79 US\$ según lo registrado por Ecopetrol S.A. El pozo con mayor sobrecosto por pérdidas de circulación fue el CASTILLA AP con 1,955,275.93 US\$.	CIEGO/ CASTILLA AV: sobre costo por pérdidas de 336,640.00 US\$. CASTILLA AZ: sobrecosto por pérdidas de 301,319.00 US\$. CASTILLA AY: con un sobrecosto de 365,775.00 US\$.

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 5. Resumen reporte general de eventos de perforación - año 2017.

Resumen reporte de eventos de perforación - año 2017		
Total de pozos perforados: 50 Total pozos con pérdidas: 23		
		CASOS RELEVANTES
Profundidad	Los pozos que registraron pérdidas de circulación, las pérdidas se localizaron en promedio @7390 ft, haciendo referencia a la sección de 8 1/2"	Todas las pérdidas totales de los pozos se presentaron en la formación de interés
Volumen de pérdida	De los 23 pozos que presentaron pérdidas de circulación se acumula un total de 87,693 Bbl. Estos barriles tuvieron un costo de 3,476,815.00 US\$. El pozo el cual registró mayor pérdida de barriles fue CASTILLA BF con un total de 25,105 Bbl este fue perforado con MPD generando costos de 702,940.00 US\$.	CASTILLA BJ: 8,993 Bbl - Costo 251,804.00 US\$ con LCM. CASTILLA BE: 14,183 Bbl - Costo 397,124.00 US\$ con perforación en ciego. CASTILLA BX: 410 Bbls - Costo 11,480.00 US\$ con MPD.
Remediaciones	Los procedimientos realizados para remediar una pérdida de circulación en este año varían debido a que se tienen varias prácticas para la perforación de pozos en este año ya se encuentra LCM, MPD, perforación en ciego y otras tecnologías. En muchos casos la primera opción para la remediación es bombear píldoras de LCM el cual en la mayoría de casos no tuvo éxito por lo cual se decide bombear tapón de cemento, pero al no presentar éxito se evidencia aumento en el ECD aumentando la presión, es por esto que se prepara más fluido incrementando costos de operación y/o probar con la perforación MPD y/o ciego. Un ejemplo de estos pozos son CASTILLA BC con 14 píldoras LCM su costo 9,313.65 US\$, 2 tapones de cemento su costo 58,950.00 US\$.	LCM / CASTILLA BM: 12 píldoras LCM - Costo 2,327.49 US\$. CASTILLA BI: 8 píldoras LCM - costo 2,156.27 US\$. MPD / CASTILLA BX 0 píldoras 0 tapones de cemento. CIEGO / CASTILLA BH: 14 píldoras LCM - costo 16,475.18 US\$. CASTILLA BE: 0 LCM, 1 tapón de cemento - costo 100,000.00 US\$.
Tiempos no productivos	Las horas NPT's por consecuencia de las pérdidas de circulación acumuladas en el año 2017 son 1,167.5 hrs con un valor de 3,476,815.00 US\$. El pozo que más retraso en actividades posteriores presenta es el pozo CASTILLA BE con 253,5 horas - costo 754,923.00 US\$.	LCM / CASTILLA BC: 122 hrs NPT's - Costo 363,316.00 US\$. CASTILLA BO: 73,5 hrs NPT's - costo 218,883.00 US\$. CASTILLA BJ: 216 hrs NPT's Squeeze - costo 419,198.62 US\$. MPD / CASTILLA BX: 0 hrs NPT's - costo 0 US\$. CIEGO / CASTILLA BF: 201,5 hrs NPT's - costo 600,067.00 US\$. CASTILLA BG: 181.0 hrs NPT's - costo 593,018 US\$.
Tiempo de perforación	El tiempo promedio de perforación en el año fue de 20 días por pozo. El cual varía entre 14 - 34 siendo 34 la mayor cantidad de días pertenecientes al pozo CASTILLA BC.	LCM / CASTILLA BT: 26 días. CIEGO / CASTILLA BE: 27 días, CASTILLA BG: 18 días. MPD / CASTILLA BX: 16 días.
Sobrecostos de perforación	El (AFE) de perforación de un pozo para este año era entre 3,500,000.00 - 4,500,000.00 US\$. Ese año los sobrecostos por pérdidas fueron de 7,600,937.3 US\$. El pozo con mayor sobrecosto fue el CASTILLA BF 1,303,007.00 US\$.	LCM / CASTILLA BJ: 858,616,62 US\$. CIEGO / CASTILLA BE: 1,252,047.00 US\$. MPD / CASTILLA BX: 11,480.00 US\$.

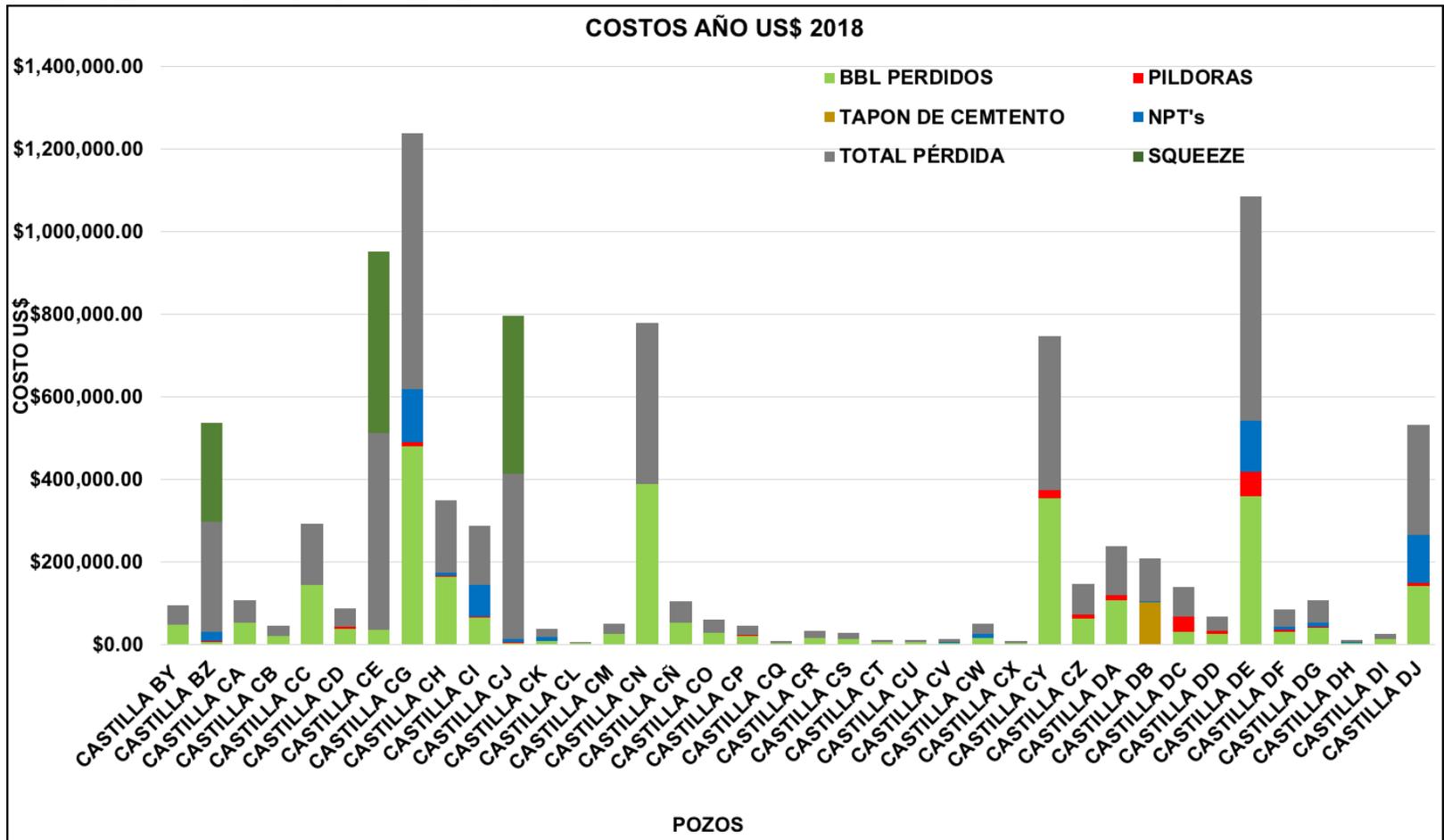
Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 6. Resumen general reporte de eventos de perforación - año 2018.

Resumen reporte de eventos de perforación - año 2018		
Total de pozos perforados: 60 Total pozos con pérdidas: 38		
		CASOS RELEVANTES
Profundidad	Los pozos que registraron pérdidas de circulación, las pérdidas se localizaron en promedio @7079 ft, haciendo referencia a la sección de 8 1/2"	Pérdidas totales de circulación ocurrieron en formación de interés
Volumen de pérdida	El acumulado de barriles perdidos durante la perforación en el año fue de 88,987 Bbl, Estos barriles tuvieron un costo de 527,378 US\$. El pozo con mayor pérdida de Bbls fue CASTILLA CG con 15,018 Bbl con un costo de 480,576.00 US\$ en LCM. En este año se realizan las prácticas de LCM, MPD y perforación en ciego.	LCM / CASTILLA DE: 11,261 Bbl - Costo 360,352.00 US\$ CASTILLA CH: 5,158 Bbl - Costo 165,056.00 US\$. MPD / CASTILLA CN: 12,189 Bbl - Costo 390,048 US\$. CASTILLA CÑ 1,663 Bbl - Costo 53,216 US\$ CIEGO / CASTILLA CY: 11,094 Bbl - Costo 355,008 US\$ CASTILLA CM: 814 Bbl - Costo 26,048 US\$
Remediaciones	Para el año 2018 con los resultados de la campaña anterior se decide dejar de realizar perforación de pozos con los fluidos bimodales y tixotrópicos por los resultados y problemas generados durante estos procedimientos. Las prácticas que se continúan realizando son el bombeo de píldoras LCM, perforación MPD y en CIEGO, y la implementación de nuevas tecnologías como píldora de CARBOLITA que tuvo gran éxito. Se redujo el uso de píldoras las cual la cantidad máx. utilizada fue en el pozo CASTILLA <u>DE</u> con 34 píldoras costo 23,978 US\$.	LCM / CASTILLA DC: 23 píldoras LCM - Costo 38,743.00 US\$. CASTILLA CG: 16 píldoras - costo 9,715.00 US\$. MPD / CASTILLA CE: 2 píldoras costo 1,588.00 US\$. CIEGO / CASTILLA BH: 22 píldoras LCM - costo 18,942.00 US\$. CASTILLA CM: 0 LCM.
Tiempos no productivos	La cantidad de horas no productivas acumuladas en este año son de 228.5 en todas las prácticas aplicadas. La mayor cantidad de horas son envidenciadas en el pozo CASTILLA CG 56 horas costo 129,248.00 US\$.	LCM / CASTILLA DE: 53,5 hrs NPT's - Costo 123,478.00 US\$. CASTILLA DF: 50.5 hrs NPT's - costo 116,554.00 US\$. CASTILLA BZ: 177,5 hrs NPT's Squeeze - costo 238,236.00 US\$. MPD / CASTILLA CE-CN-CÑ: 0 hrs NPT's - costo 0 US\$. CIEGO / CASTILLA CV: 1,5 hrs NPT's - costo 3,462 US\$.
Tiempo de perforación	El tiempo de perforación estipulado en el año fue de 20 días por pozo por temas de optimización requeridos por la compañía. El cual varía entre 13-49 siendo 49 la mayor cantidad de días pertenecientes al pozo CASTILLA C incrementado debido a problemas por pérdidas de circulación.	LCM / CASTILLA DF: 37 días. CIEGO / CASTILLA CQ: 14 días, CASTILLA CM: 17 días. MPD / CASTILLA CE: 19 días.
Sobrecostos de perforación	El (AFE) de perforación de un pozo para este año era entre 2,500,000.00 - 3,000,000.00 US\$. Ese año los sobrecostos por pérdidas fueron de 4,730,428.16 US\$. El pozo con mayor sobrecosto por pérdidas de circulación fue el CASTILLA CG 619,539.00 US\$.	LCM / CASTILLA DE: 542,808.00 US\$. CIEGO / CASTILLA CY: 373,950.00 US\$. MPD / CASTILLA CE: 475,804.00 US\$.

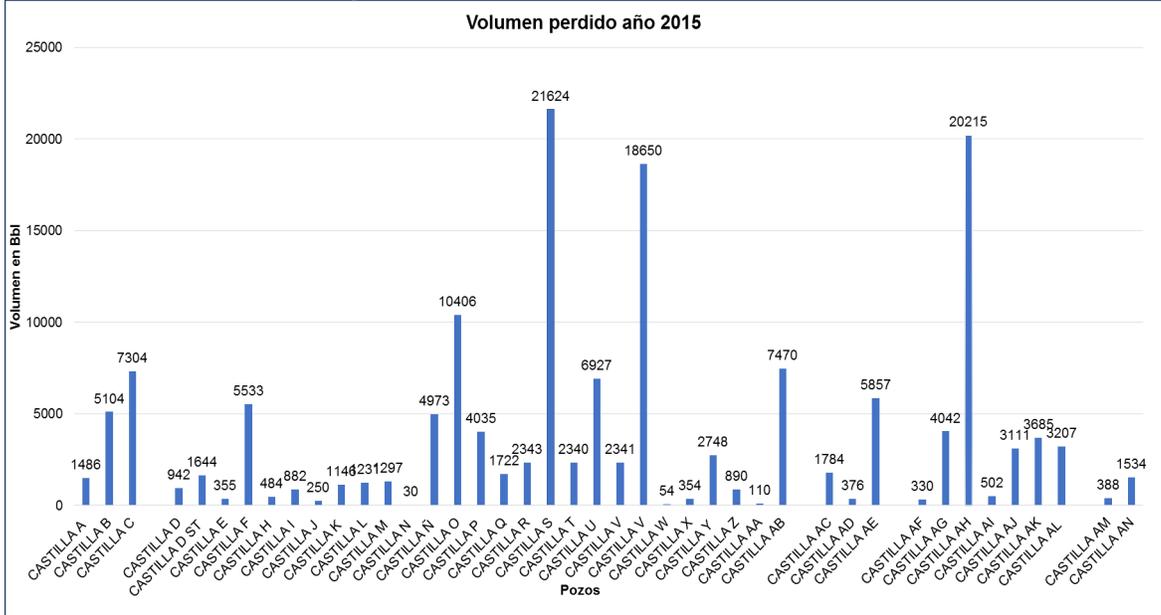
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 2. Costo de criterios año 2018.



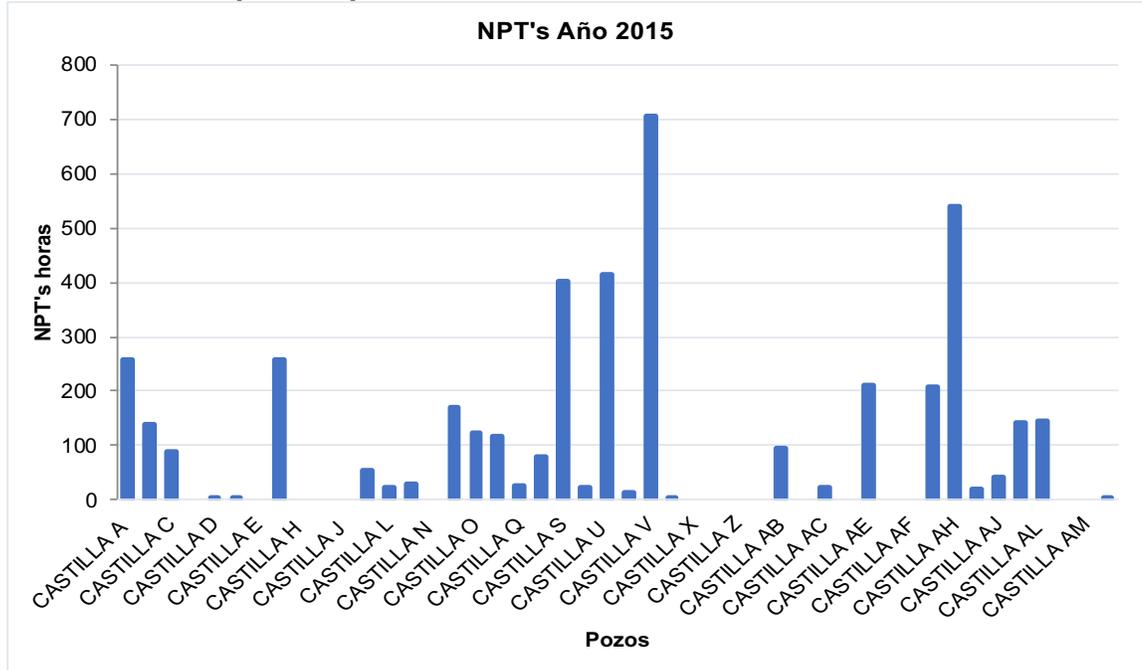
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 3. Volumen de perdidas año 2015



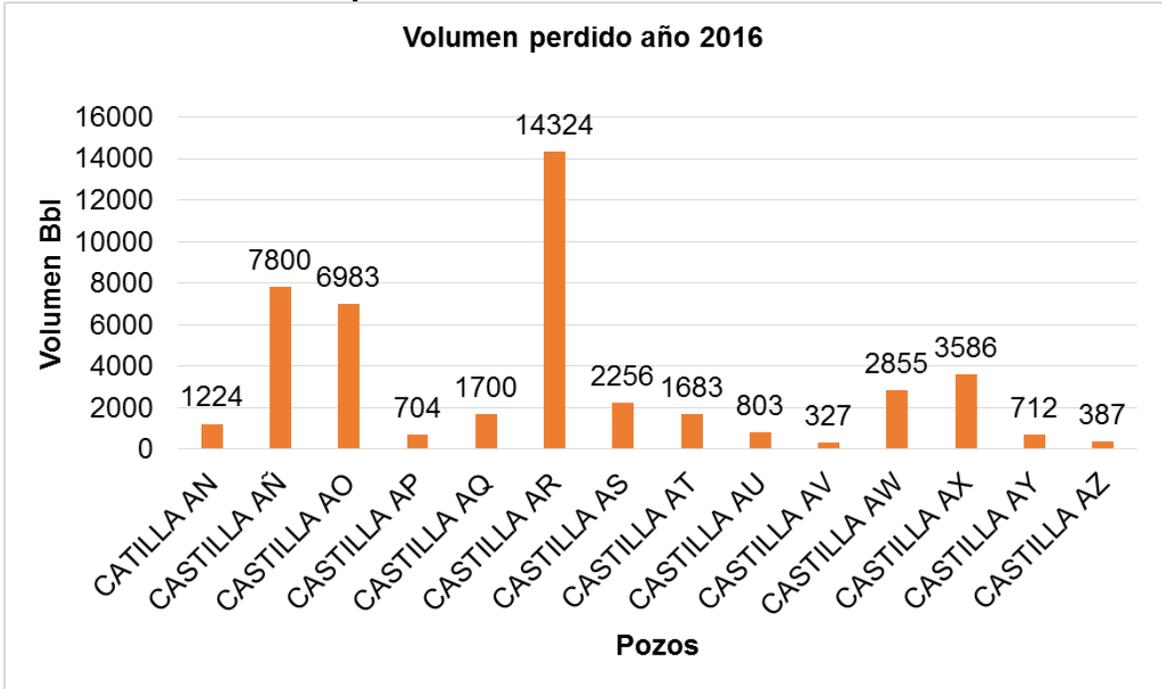
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 4. Tiempos no productivos año 2015.



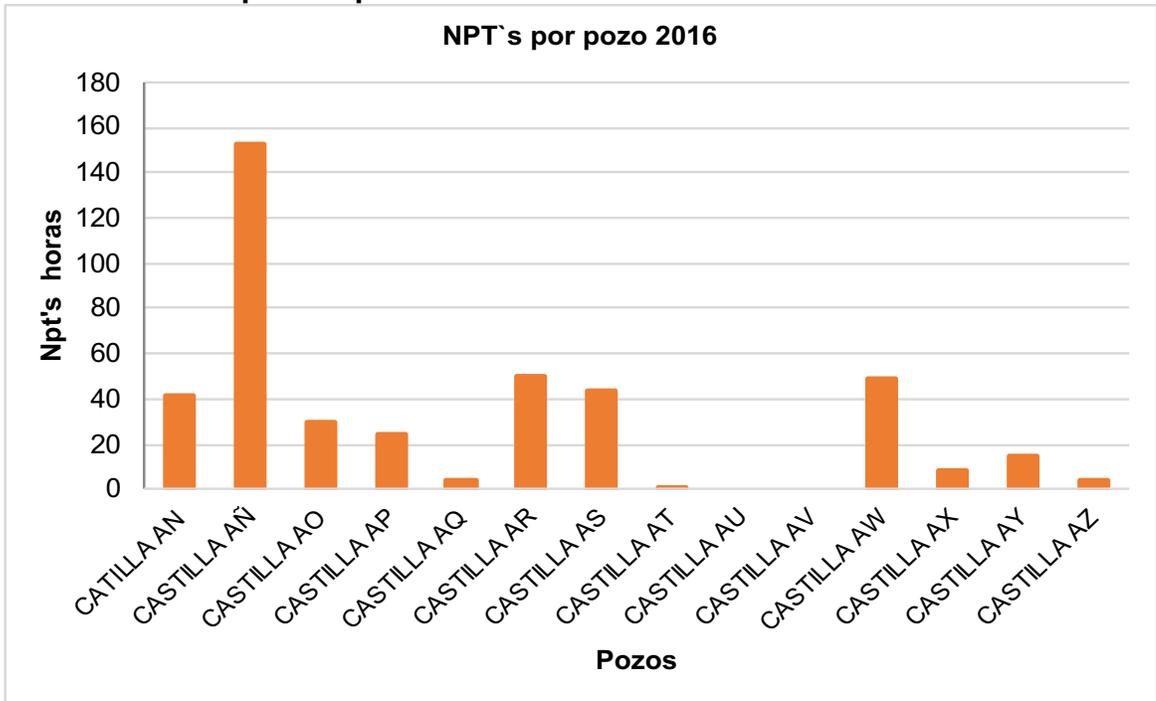
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 5. Volumen de perdidas año 2016.



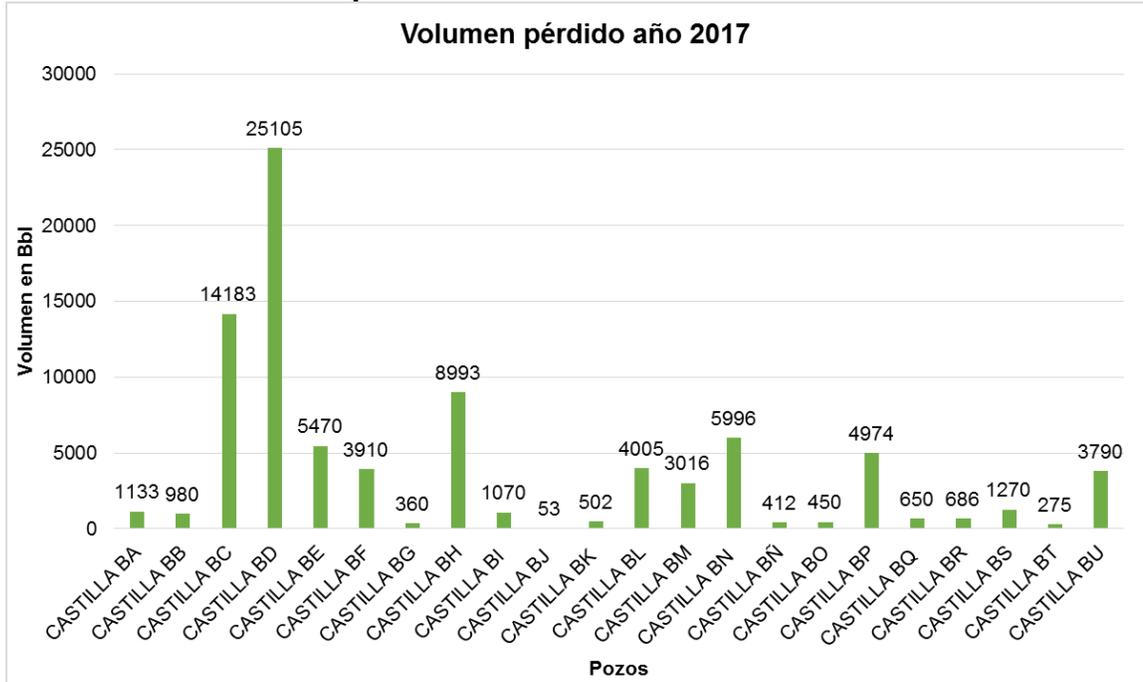
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 6. Tiempos no productivos año 2016.



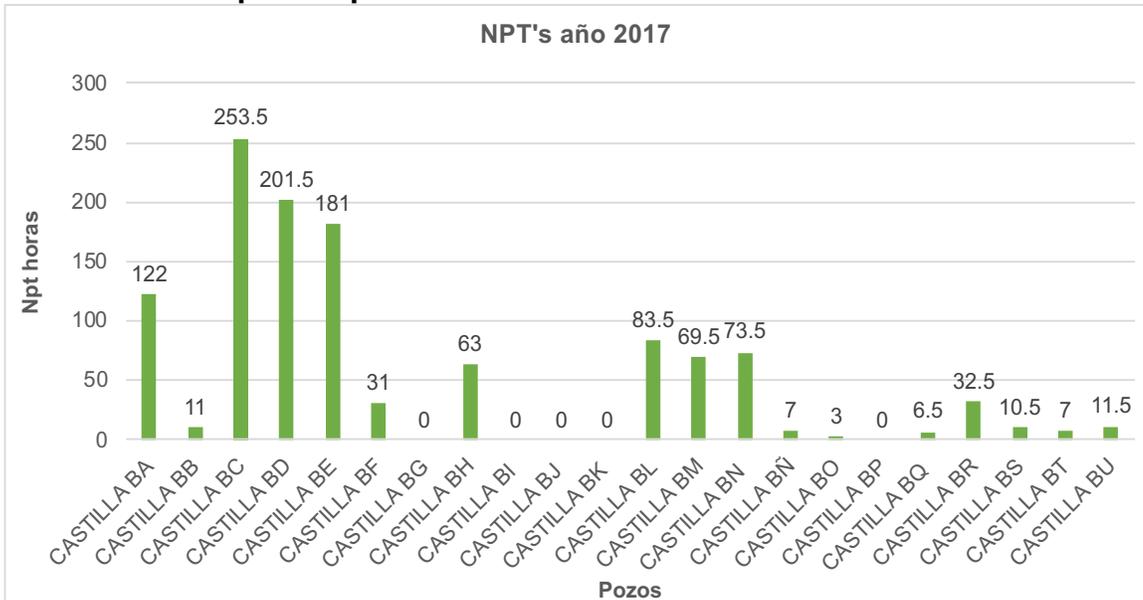
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 7. Volumen de pérdidas año 2017.



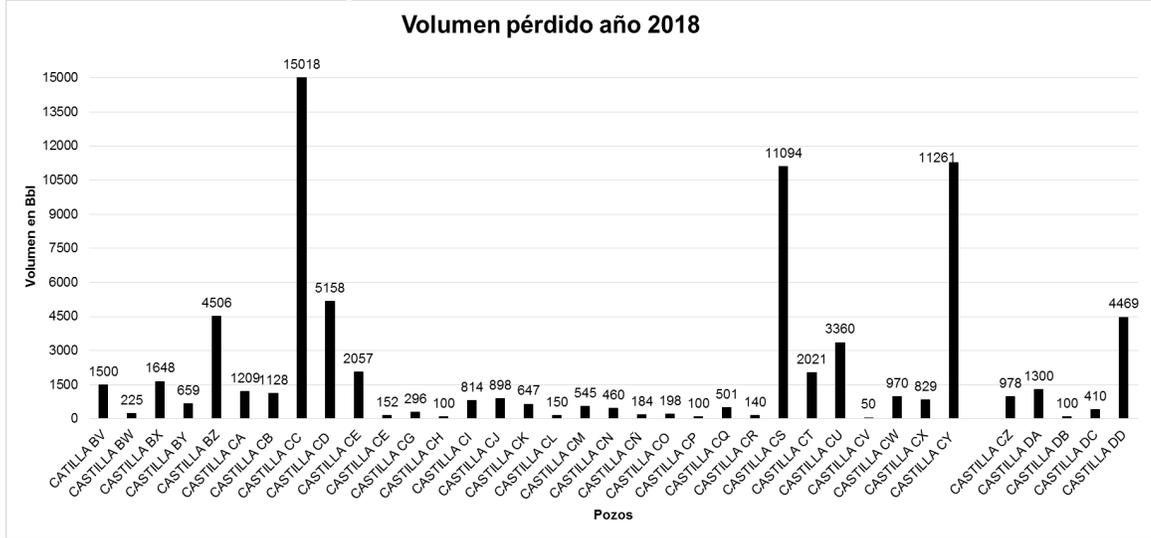
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 8. Tiempos no productivos año 2017.



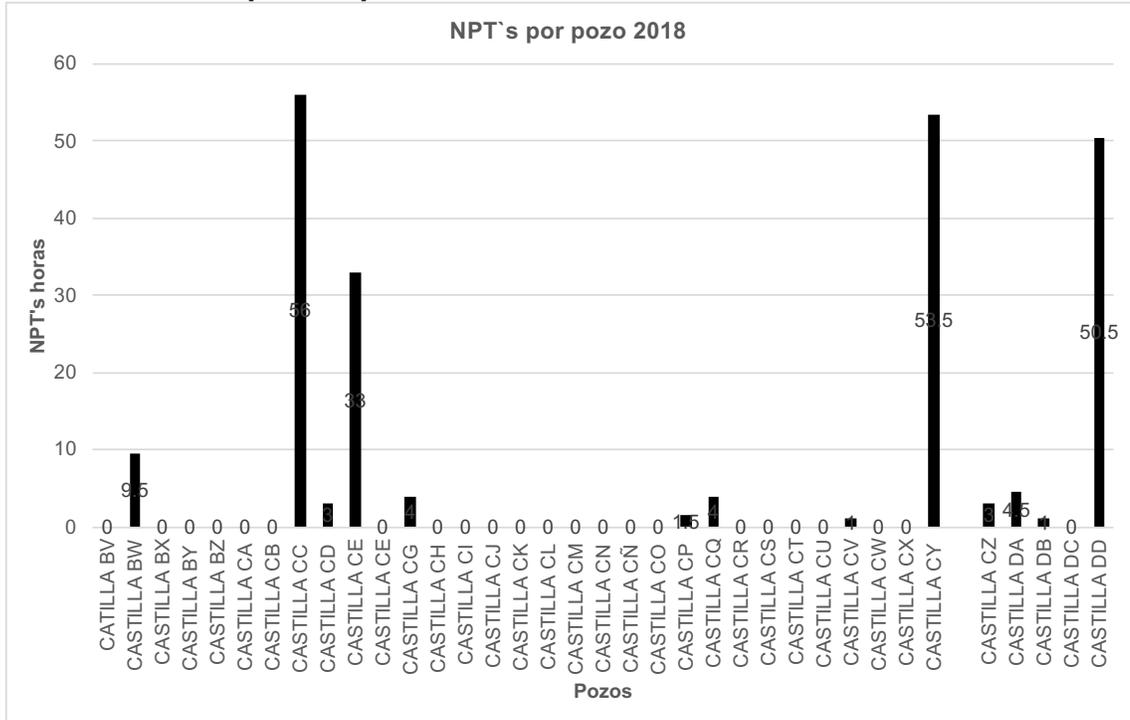
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 9. Volumen de perdidas año 2018.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 10. Tiempos no productivos año 2018.



Fuente. Elaboración propia.

En la **gráfica 2**, y basados en los resultados por año de la campaña de perforación **cuadros 3-6**, se justifican los criterios para el análisis y evaluación. Estos son los mismos durante los años 2015 – 2018 y la gráfica hace referencia a los resultados del 2018, también basados en esta y a su interpretación se relaciona el peso de

los criterios para la matriz de selección, estos se explican al momento de la realización.

En las **gráficas 3-10**, se muestra las variables de volumen de barriles perdidos y tiempos no productivos presentados durante la campaña 2015 – 2018. Siendo representativos al momento de realizar el análisis para la selección de criterios, estos muestran una disminución a través de los años lo que se analiza como una mejoría debido a la implementación de las diferentes prácticas para la remediación y control de pérdidas.

Debido a que no se tienen parámetros determinados para la ejecución de cada práctica y la implementación de esta se da por decisiones de acuerdo a presupuesto y estudios pre operacionales, que no se pueden especificar y/o tener en cuenta al momento de realizar el análisis de la data proporcionada y filtración de criterios como: ROP, torques, gradiente de fractura, gradiente de formación, diseño de sarta de perforación. Es por esto que se toma la decisión de seleccionar otros criterios de aplicabilidad para poder validar el proyecto mediante la matriz de selección y determinar cuál de las prácticas es la mejor a implementar en base a un histórico se reportes que se tienen enfocando y los criterios que se van a seleccionar de acuerdo con los eventos de mayor relevancia que se presentaron durante la perforación de los pozos de la campaña. Dichos criterios se presentan a continuación.

3.6.2 Selección de criterios de aplicabilidad. Para lograr un buen análisis sobre el impacto que generan las pérdidas de circulación en las actividades de perforación se tendrán en cuenta los siguientes criterios de evaluación.

3.6.2.1 Procedimientos o prácticas realizadas. Los procedimientos realizados en el Campo cuando se tienen pérdidas de circulación son: bombear material de control de pérdidas, la implementación de píldoras, las cuales se conocen por la empresa como nuevas tecnologías, optar por la perforación MPD o realizar la perforación en ciego. Por lo que la implementación de cada una de estas en los pozos que registraron pérdidas de circulación se tendrá en cuenta para efectos del estudio y análisis de los datos.

3.6.2.2 Limitaciones o problemas. Debido a que la mayoría de los pozos en el Campo son desviados se deben utilizar distintas herramientas direccionales como RSS, motores, BHA direccionales entre otros. Por las dimensiones de este tipo de herramientas, cuando se pretende bombear LCM o alguna píldora especial para atacar una perdida en dinámico sin para la perforación, existe una restricción de 40 lb/Bbl para evitar que se produzcan atascamientos o empaquetamientos debido a la granulometría de los materiales que se van a introducir al pozo, lo que se convierte en un problema al momento de querer solucionar este tipo de situaciones. Una vez esta concentración del material que se desee bombear es

insuficiente se debe realizar un cambio de BHA, por uno de punta abierta, en este punto se debe parar la perforación, sacar tubería, cambiar el BHA y volver a ingresar el que se requiere, lo que se traduce en tiempos adicionales de viajes de tubería, operaciones no planeadas y por ende en aumento de costos, criterios que se especificarán más adelante. Una vez se realiza el cambio del BHA con el fin de atacar la pérdida con mayor agresividad se podrán bombear mayores concentraciones de material al pozo, hasta de 200 lb/Bbl.

Por tales razones esta limitación se considera de vital importancia y se tendrá en cuenta en los pozos en los que se haya cambiado la sarta, pues esta operación incurre en tiempo y costos que afectan el AFE de perforación de un pozo.

3.6.2.3 Operaciones adicionales. Para la elaboración de la matriz y el análisis de los resultados se tendrán en cuenta la implementación de otras píldoras para controlar pérdidas y otros procedimientos realizados como la implementación de tapones de cemento y realización de squeeze's durante la etapa de cementación. Estos procedimientos generan tiempos no productivos como se muestra en los casos críticos de los resultados de la campaña.

- **Squeeze.** Este procedimiento durante la cementación de pozos conlleva a la realización de operaciones no planeadas y por lo tanto al incremento de costos por lo que se decide incluir en el análisis por razón de que está directamente relacionado con la presencia de fracturas y pérdidas de fluido.

- **Píldoras.** Se analiza el costo de otras píldoras que se han implementado para curar pérdidas de circulación en algunos como es el caso de la píldora de carbolita que ha tenido buenos resultados para sellar fracturas, pero este material no ha implementado en todos los pozos con pérdidas.

3.6.2.4 Tiempo de la perforación. El tiempo para la perforación de un pozo estipulado es de gran importancia para las compañías, pues en el momento en que se supera este tiempo, se incrementa los costos estipulados en el AFE del pozo, debido a factores que se mencionaron anteriormente en el aumento de costos de perforación. En pozos donde se planea culminar la etapa de perforación aproximadamente 20 días, por ejemplo, cuando ocurren problemas de pérdidas de circulación este tiempo se puede duplicar o incluso triplicar, es por esta razón que el tiempo de perforación se considerara como criterio de evaluación junto con cada práctica empleada debido a que el tiempo y el procedimiento realizado impactan técnico-económicamente la perforación de un pozo.

3.6.2.5 Tiempos no productivos (NPT's). Hace referencia a las actividades que no están planeadas, tiempos empleados para solucionar problemas que se presentan como pérdidas de circulación, pegas de tubería, problemas en el hueco, entre otras; se tendrá en cuenta las horas por consecuencia de las pérdidas de circulación.

3.6.2.6 Sobrecosto de perforación. Este abarca los costos como personal de trabajo, alquileres infraestructura (taladro, equipos, bombas, etc.), servicios al pozo (registros), materiales y procedimientos empleados para solucionar problemas (pérdidas de circulación, fluidos y materiales adicionales). Se tendrá en cuenta el costo de cada procedimiento, píldora o tapón de cemento implementados durante la perforación.

3.6.2.7 Volumen perdido. Dependiendo de la clasificación y con las bases de datos proporcionadas, se hará el análisis de acuerdo la cantidad de volumen que se perdió hacia la formación, categorizándolo en los diferentes tipos de pérdidas que se presentan, así como el costo que se le atribuye a cada una de estas.

3.6.2.8 Tipo de pozo. Como se mencionó anteriormente en el Campo la mayoría de pozos se perforan con ángulos menores a 70° (Tipo J), por lo cual en la matriz se omitirá este criterio debido que aplicará para todas las practicas.

3.6.2.9 Profundidad. Con base a la data proporcionada, se puede realizar el análisis de a que profundidad y en que sección se encuentran las pérdidas de circulación en el Campo.

3.6.2.10 Éxito y fracaso. Con el resultado obtenido en cada una de los procedimientos y prácticas realizadas se puede realizar de manera más adecuada el análisis de acuerdo con los datos arrojados por cada una de ellas. En el cual se logra ver el control de las pérdidas de circulación o no.

3.6.2.11 Riesgo. Se tendrán en cuenta los riesgos de cada una de las prácticas implementadas, para la elaboración de las matrices tales como pegas, influjos, daño de formación, colapsos, fracturas inducidas, etc. Basados en la teoría y conocimiento brindado por el director del proyecto.

4. REALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MATRICES SEGÚN LOS CRITERIOS ESPECIFICADOS

Se analiza cada criterio seleccionado de acuerdo a la información brindada por la empresa, estudios y conocimientos adquiridos durante la realización del trabajo; la información es consignada en tablas donde se realiza la comparación.

En el **cuadro 7**, se exponen las limitaciones y/o problemas de cada una de las prácticas analizadas de manera técnica, donde se considera que las que tienen mejor resultado es perforación en ciego y perforación con MPD, las cuales a pesar de las complicaciones con la falta de información del MWD, los requerimientos de equipos adicionales, el personal especializado, pueden generar menos problemas que las demás.

Cuadro 7. Matriz de comparación criterio limitaciones o problemas de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Limitaciones o problemas	Solo es posible bombear píldoras hasta de 40 Lbs/Bbl debido a la restricción de herramientas direccionales.	Desgaste de herramientas direccionales	Falta de información del MWD porque cuando se alcanza cierta profundidad, la información no puede ser llevada a la superficie.	Alto costo de la píldora.
	Al sellar y continuar perforando, unos cuantos pies más abajo se encuentra otra pérdida de circulación.	Pérdida de información del MWD.	Requerimiento de equipos adicionales.	En el fluido bimodal, genera altos valores de ECD de 10.2 ppg.
		Se evidencian problemas para rotar y sacar tubería por lo que se debe hacer una simulación de torque y arrastre, a causa de la acumulación de recortes en el fondo.	Se necesita personal especializado para la práctica.	Debido a la reología genera problemas para remover el revoque que forma, dificultando la cementación.
	Se debe perforar máximo 45 ft continuos, levantar la sarta y realizar repasada de tramo con el fin de monitorear toque y arrastre.		Abastecimiento de fluidos nitrogenados.	Se puede inducir o reabrir fracturas debido a las altas densidades de este tipo de fluido.

Fuente. Elaboración propia.

En cuanto a la comparación de cada uno de los riesgos que presentan las prácticas estudiadas, la que más arroja riesgos técnicamente en la operación es la perforación en ciego contrariamente a lo que ha sucedido cuando se ha realizado esta perforación en los pozos, debido a que no se han generado pegas por empaquetamiento, taponamientos, el shale de K1 superior nunca ha colapsado y la caída del nivel del fluido de perforación llega hasta el momento donde se igualan las presiones. Lo siguiente se evidencia en el **cuadro 8**.

Cuadro 8. Matriz de comparación criterio riesgos de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018					
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).	
Riesgos	Genera pega por empaquetamiento por la decantación de las partículas y acumulación de recortes.	Daño de motor y falla de la sarta por poca lubricación.	Aporte de fluido de la formación al pozo.	Fracturas inducidas por alto ECD del fluido bimodal.	
	Se puede inducir a pérdidas circulación debido al cambio de BHA. (Debido a presiones de insurgencia).	Pega por empaquetamiento.	Colapso del pozo.	Pérdida de la trayectoria del pozo	Este tipo de tecnologías no tuvo éxito debido a que se generan pérdidas matriciales.
		Taponamiento de la sarta.			
		Excesivo toque y arrastre.			
		Colapso del shale de K1 Superior.			
		Caída de nivel de fluido.			
LIH. (Pérdida de tubería por pega).					

Fuente. Elaboración propia.

Para las operaciones adicionales **cuadro 9**, se deben hacer cambios de BHA debido a la restricción que se presenta por las herramientas direccionales utilizadas para poder realizar el procedimiento de spotear píldoras, procedimiento mencionado anteriormente. De gran impacto en las prácticas de perforación sobre balance, bajo balance e implementación de otras tecnologías. Debido a las pérdidas de circulación, la cementación no queda de manera correcta se debe realizar un squeeze.

Cuadro 9. Matriz de comparación criterio operaciones adicionales de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Operaciones adicionales	Para bombear una píldora de LCM de mayor concentración (hasta de 240 Lb/Bbl) es necesario realizar el cambio de BHA por uno de punta abierta.	Se recomienda bombear una píldora viscosa al inicio de cada parada	Implementación de fluidos nitrogenados.	Por restricción de herramientas direccionales, se debe hacer el cambio de BHA por punta abierta.
	Cuando es imposible controlar la pérdida con LCM, como último recurso se debe bombear un tapón de cemento.			Se realiza el procedimiento de spotear píldoras.
	Cuando se realiza trabajo de cementación y se tiene pérdidas, es necesario realizar un squeeze.			

Fuente. Elaboración propia.

Cuando se aplica la perforación en ciego en un pozo, el tiempo estimado de perforación de este puede verse reducido a su mitad. Las demás comparaciones se ven en el **cuadro 10**.

Cuadro 10. Matriz de comparación criterio tiempo de perforación de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Tiempo de la perforación	Pozos de hasta 63 días entre el 2015-2018	Pozos estipulados para 30 días, con esta perforación se terminan en aproximadamente 15 días.	Optimización de tiempo, debido a que no se tiene pérdida de circulación. Entre 15-30 días.	Pozos con 40-60 días entre el 2015 - 2018

Fuente. Elaboración propia.

En **cuadro 11**, Según los reportes de NPT's de la campaña 2015-2018 cuando no se implementaba la perforación en ciego ni la MPD, se registraron pozos que tuvieron NPT's como consecuencia de las pérdidas de circulación hasta de 705.5 horas un aproximado de 30 días y al momento de implementar las demás perforaciones no se registraron npt's consecuencias de las pérdidas de circulación.

Cuadro 11. Matriz de comparación criterio tiempos no productivos de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Tiempos no productivos	Cambio de BHA y preparación de píldoras.	No se generan NPT's durante la perforación.	No se presentan tiempos no productivos	Cambio de BHA, spotear píldoras.
	Se han registrado hasta 705.5 hrs (30 días) en la perforación de un pozo.			

Fuente. Elaboración propia.

En los **cuadros 12,13,14**, los volúmenes perdidos de lodo tienen un impacto directo en el AFE que es el presupuesto para la perforación de un pozo. Cuando se presenta una pérdida de circulación se tienen que parar la perforación generando un problema, esto genera un NPT's que tienen un impacto en costo, con lo que la pérdida de circulación impacto directo. Cuando se decide seguir perforando en ciego no se generan pérdidas de circulación y por consiguiente NPT's lo que es favorable para el costo de perforación. Con la perforación con MPD sucede exactamente lo mismo, aunque se pueden tener pérdidas de circulación en cuanto al éxito de cada práctica la que menor tuvo éxito fue perforación sobre balance y bajo balance y la que mayor tuvo éxito fue perforación en ciego.

Cuadro 12. Matriz de comparación criterio costos de la perforación de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Sobrecostos de la perforación	El AFE promedio de un pozo es de 2.5 Millones de dólares, pero por las pérdidas el costo puede aumentar hasta en 3.0M de dólares, en casos extremos como se evidenció en la data.	Solo se evidencia el impacto de los barriles perdidos.	Solo se tiene costo por equipo y procedimiento que está en entre 400- 500 dólares.	Incrementa. Depende de número, costo de las píldoras y fluido que se implemente.

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 13. Matriz de comparación criterio volumen perdido de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Volumen perdido	Se han registrado pérdidas totales de hasta 21.624 bbls en un solo pozo, con la implementación de esta práctica	En algunos casos cuando se continuaba perforando y se llegaba a TD se evidenció que los recortes sellaban las fracturas y no se tenían pérdidas de circulación.	No se tiene pérdida de circulación	Se registran pérdidas parciales y totales.

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 14. Matriz de comparación criterio éxito y fracaso de cada práctica.

Campo castilla campaña 2015 - 2018				
Procedimiento o práctica realizada	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Perforación en ciego.	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).
Éxito y fracaso	En muchos casos debido a la gravedad de la pérdida no se tuvo éxito en la remediación. La píldora de carbolita tuvo gran éxito y se ha venido masificando su uso debido a los grandes resultados.	Tuvo éxito en pozos con pérdidas a pesar de todos los riesgos existentes.	Tuvo éxito en la mayoría de pozos con pérdidas.	No se obtuvo buenos resultados, para fluidos tixotrópicos y bimodales. Se dejaron de usar por el alto costo y problemas ambientales

Fuente. Elaboración propia.

4.1 MATRIZ DE SELECCIÓN

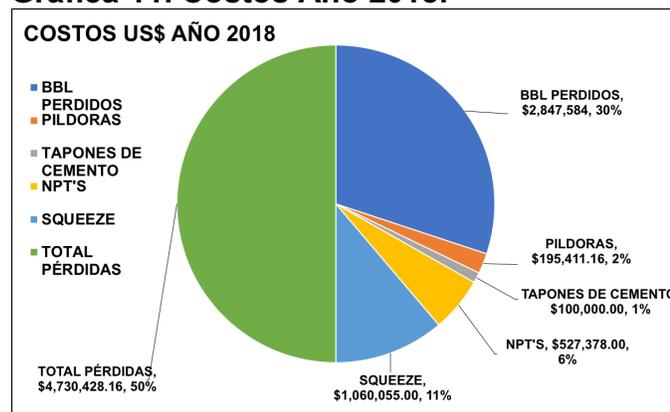
El diseño de la matriz en este capítulo se realizó a partir de la identificación de la causa raíz consignada respectivamente en el capítulo 3 donde se determinaron las generalidades técnicas como económicas de cada práctica a estudiar; y en el capítulo 4 donde se especificaron los criterios a tener en cuenta en la evaluación.

Para la realización del diseño de la matriz se debe tener en cuenta de diseño de cada práctica de perforación estudiada, el número de pozos donde se implementó, y las pérdidas de circulación que se presentaron al aplicar cada práctica de perforación en los pozos de la campaña 2015- 2018, además comparar esto con los criterios mencionados anteriormente: Limitaciones o problemas, riesgos, operaciones adicionales, tiempo de la perforación, tiempo no productivo, costo de la perforación, volumen perdido y éxito y fracaso.

El diseño de la matriz que se implementó para este caso de estudio fue una matriz de selección de priorización o jerarquización, la cual asemeja las opciones de estudio y resalta sus ventajas y desventajas, particularidades, soluciones de manera cuantitativa en base a los criterios de evaluación seleccionados previamente para la determinación de la clasificación y los criterios ponderados.

Posteriormente en la realización se procede a darle un peso a cada uno de los criterios **cuadro 15**, de acuerdo a su importancia en este caso de estudio, 0 no tiene importancia y 1 equivale a que tiene mucha importancia, la suma de cada uno de estos valores dados deber ser igual a 1^{120} . Basado en los **cuadros 3-6**, **las cuales son los resultados cuantitativos y cualitativos donde se resaltan los resultados mas relevantes de la campaña evaluada, la gráfica 11** y en el **Anexo A** adjunto, se toma estadísticamente los valores del peso para cada uno de los criterios.

Gráfica 11. Costos Año 2018.



Fuente. Elaboración propia.

¹²⁰ DE LAS NIEVES, Gabriel. MATRICES PARA LA EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS CAPÍTULO 18. [Consultado 20/01/2019] Disponible en PDF. p.198

Cuadro 15. Peso de criterios de evaluación.

Criterio	Peso	Justificación
Limitaciones o problemas	0.11	Se asigna este al criterio debido a que en el momento de atacar una pérdida de circulación independientemente de la remediación, siempre están presentes durante la operación, los cuales han tenido gran ocurrencia a lo largo del tiempo y tenido impacto económico.
Riesgos	0.09	Pegas, fracturas, daño de equipos, taponamientos, alto torque y arrastre, altas densidades, pérdida de información, inlfujos. Son algunos de los riegos que existen pero en varios casos estos no tomaron lugar.
Operaciones adicionales	0.13	Las operaciones que se requieren para atacar las perdidas incurren en procedimientos de altos costos y tiempos que alargan la perforación y incrementas horas no productivas.
Tiempo de perforación	0.15	A raíz de la problemática estudiada, el tiempo estipulado de perforación se puede incrementar en varios días.
Tiempo no productivo NPT	0.17	Generan altos costos, cuando se realizan operaciones adicionales, se gasta tiempo en dar solución los problemas o consecuencias.
Sobrecostos de perforación	0.16	Es de gran importancia para la compañía. (píldoras, LCM, Npts, squeeze, etc.)
Volumen perdido	0.14	Genera altos sobrecostos a la perforación en bbls perdidos y preparación de más lodo.
Éxito / Fracaso	0.05	Se califica de acuerdo al número de pozos en lo que tuvo éxito o no la operación

Fuente. Elaboración propia.

Luego se le da una calificación a cada uno de los criterios en base a la respuesta que tiene cada alternativa respecto al criterio que está siendo evaluado es decir que tan eficaz y que tan eficiente es el comportamiento de cada alternativa. Es uno de los más relevantes de la matriz debido a que determina la fortaleza o la debilidad de cada alternativa estudiada. Para el caso de estudio la clasificación se da entre 1-5, siendo 1 la menor eficacia, 2 arroja un resultado medianamente aceptable, 3 influye en costos y tiempo, 4 mayor probabilidad de generar buenos resultados y 5 siendo un criterio favorable en la práctica, soportados en los **cuadros 3-6**. Por último, se calcula el peso ponderado que es la multiplicación del peso y la calificación de cada criterio de la respectiva alternativa. Para el cual el resultado total es la sumatoria de cada uno de los pesos ponderados. La opción más conveniente seleccionada es el mayor puntaje.

Tabla 2. Resumen pozos con perforación sobrebalance, bajobalance.**Pozos con perforación sobrebalance, bajobalance
(material de control de pérdida)**

Nº Pozos	71
Barriles perdidos	161105
Costo de barriles perdidos USD	\$ 6.551.942,23
Nº píldoras	401
Costo de píldoras USD	\$ 435.133,23
Tapones de cemento	6
Costo tapones de cemento USD	\$ 285.392,42
NPT's (hrs)	2255
Costo de NPT's USD	\$ 6.868.393,50
Nº Squeeze	6
NPT's Squeeze (hrs)	1028,5
Costo Squeeze USD	\$ 2.368.453,62
Sobrecosto en pérdidas USD	\$ 16.509.315,00
Tiempo en días	1619
Éxito	19 de 71

Fuente. Elaboración propia.**Tabla 3. Resumen pozos con otras tecnologías.****Pozos con otras tecnologías**

Nº Pozos	29
Barriles perdidos	124749
Costo de barriles perdidos USD	\$ 6.136.544,00
Nº píldoras	283
Costo de píldoras USD	\$ 1.357.207,34
Tapones de cemento	25
Costo tapones de cemento USD	\$ 1.071.417,26
NPT's (hrs)	3140,5
Costo de NPT's USD	\$ 9.843.613,00
Nº Squeeze	6
NPT's Squeeze (hrs)	1230
Costo Squeeze USD	\$ 2.489.627,00
Sobrecosto en pérdidas USD	\$ 20.898.408,60
Tiempo en días	790
Éxito	12 de 29

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 4. Resumen pozos con MPD.

Pozos con mpd		
Nº Pozos		5
Barriles perdidos		17090
Costo de barriles perdidos USD	\$	603.040,00
Nº píldoras		2
Costo de píldoras USD	\$	1.588,00
Tapones de cemento		0
Costo tapones de cemento USD	\$	-
NPT's (hrs)		0
Costo de NPT's USD	\$	-
Nº Squeeze		2
NPT's Squeeze (hrs)		348
Costo Squeeze USD	\$	493.518,00
Sobrecosto en pérdidas USD	\$	1.098.146,00
Tiempo en días		98
Éxito		3 de 5

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5. Resumen pozos perforación en Ciego.

Pozos con perforación en ciego		
Nº Pozos		11
Barriles perdidos		78676
Costo de barriles perdidos USD	\$	1.953.010,00
Nº píldoras		54
Costo de píldoras USD	\$	49.783,00
Tapones de cemento		1
Costo tapones de cemento USD	\$	100.000,00
NPT's (hrs)		773
Costo de NPT's USD	\$	2.344.380,00
Nº Squeeze		3
NPT's Squeeze (hrs)		284
Costo Squeeze USD	\$	947.681,00
Sobrecosto en pérdidas USD	\$	5.394.854,00
Tiempo en días		273
Éxito		11 de 11

Fuente. Elaboración propia.

Esta matriz se adecua al trabajo de estudio, la cual efectuara la observación evaluación y selección prioritaria de la práctica más eficiente, la cual fue y permitirá seguir con su implementación en el campo de estudio, basado en la información histórica de los pozos perforados por ECOPETROL S.A.

A continuación, los resultados en las **tablas 6,7.**

Tabla 6. Matriz de selección de perfil de priorización.

Criterios de evaluación	Peso	Perforación Sobrebalance, Bajo balance (Material de control de pérdida).	Peso ponderado	Perforación en ciego.	Peso ponderado
		CALIFICACIÓN		CALIFICACIÓN	
LIMITACIONES O PROBLEMAS	0,11	1,0	0,1	4,0	0,4
RIESGOS	0,09	2,0	0,2	5,0	0,5
OPERACIONES ADICIONALES	0,13	3,0	0,4	5,0	0,7
TIEMPO DE LA PERFORACIÓN	0,15	1,0	0,2	5,0	0,8
TIEMPO NO PRODUCTIVOS	0,17	2,0	0,3	5,0	0,9
SOBRECOSTO DE LA PERFORACIÓN	0,16	1,0	0,2	4,0	0,6
VOLUMEN PERDIDO	0,14	2,0	0,3	5,0	0,7
ÉXITO Y FRACASO	0,05	3,0	0,2	5,0	0,3
TOTAL	1		1,8		4,7

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 7. Matriz de selección de perfil de priorización.

Criterios de evaluación	Peso	Perforación con manejo de presiones controladas (MPD).	Peso ponderado	Otras tecnologías (Píldoras Crosslink, fluido bimodal, fluido tixotrópico).	Peso ponderado
		CALIFICACIÓN		CALIFICACIÓN	
LIMITACIONES O PROBLEMAS	0,11	4,0	0,4	1,0	0,1
RIESGOS	0,09	5,0	0,5	2,0	0,2
OPERACIONES ADICIONALES	0,13	5,0	0,7	2,0	0,3
TIEMPO DE LA PERFORACIÓN	0,15	4,0	0,6	1,0	0,2
TIEMPO NO PRODUCTIVOS	0,17	5,0	0,9	2,0	0,3
SOBRECOSTO DE LA PERFORACIÓN	0,16	3,0	0,5	1,0	0,2
VOLUMEN PERDIDO	0,14	5,0	0,7	3,0	0,4
ÉXITO Y FRACASO	0,05	4,0	0,2	1,0	0,1
TOTAL	1		4,4		1,7

Fuente. Elaboración propia.

El resultado arrojado en la matriz de selección indica que la mejor alternativa para perforar pozos con pérdidas de circulación, ya que de todas las alternativas estudiadas que se implementaron para pozos con este problema en Campo Castilla campaña 2015- 2018 es la **perforación en ciego** con un puntaje de **4.7**, también la perforación con manejo de presiones controladas puede ser considerada como una alternativa debido al resultado positivo arrojado pero más adelante se concluye si está técnica es conveniente o no. Se descarta la posibilidad de implementar otras tecnologías como fluido bimodal y fluido tixotrópico.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

En el presente se hará la evaluación financiera del proyecto, para no solo corroborar técnicamente cual es la solución del problema planteado, si no también tener en cuenta el aspecto económico debido a que este es de mucha importancia al momento de tomar la decisión de cual práctica de perforación es la que mejor resultado ha tenido en cuanto a tiempo y costo al momento de desarrollar un proyecto en un proyecto. Pues en un amplio rango de nuevas tecnologías el punto de vista técnico-económico puede hacer de ellas que no se continúen utilizando.

En este capítulo se realizará un análisis económico que permita determinar la viabilidad comparando las cuatro prácticas de perforación estudiadas, mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

El proyecto será evaluado a una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 11.1% efectivo anual, debido a que esta es la TIO considerada en los proyectos de ECOPETROL S.A, la moneda base en la evaluación es en dólares americanos (US\$) correspondiente a lo manejado por la empresa en sus proyectos, en un periodo de 4 años.

5.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El análisis de inversiones de una empresa hace referencia a los dineros destinados para la adquisición de bienes, activos o mejora de los mismos para la realización de proyectos¹²¹. En nuestro caso de estudio la empresa para la perforación de un pozo petrolero, presupuesta que incluye todos los gastos fijos de un pozo a cierta profundidad, dependiendo si es exploratorio o de desarrollo, se incluye desde la preparación de la superficie, tasas diaria de alquiler del equipo de perforación, hasta pruebas del pozo, entre otros. En 2015 que es el año en el que empieza nuestro caso de estudio y hasta el 2016, la aprobación de inversión de dineros para nuevos pozos era de 3.5 – 4.5 millones de dólares según lo mencionado anteriormente, para el año 2018 por temas de optimización los dineros aprobados se estipularon entre 2.5 – 3 millones de dólares.

En la **tabla 8**, se muestra los valores del CAPEX para cada año definidos por la empresa, durante la campaña.

¹²¹ AMENDOLA L. IMPACTO DE LOS CAPEX Y OPEX EN LA GESTION DE ACTIVOS [En línea] [Consultado 10/03/2019]. Disponible en <http://pmm-bs.com/impacto-los-capex-opex-la-gestion-activos/>

Tabla 8. Costos de inversión.

Costos de inversión (capex)			
Año	Nº de pozos con pérdidas	Capex en US\$ de 1 pozo	Capex total US\$
2015	42	\$3,800,000.00	\$159,600,000.00
2016	14	\$3,500,000.00	\$49,000,000.00
2017	23	\$3,000,000.00	\$69,000,000.00
2018	37	\$2,500,000.00	\$92,500,000.00

Fuente. Elaboración propia.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Es el capital destinado para cubrir los gastos necesarios durante la ejecución de un proyecto. Para el presente proyecto se tendrán en cuenta únicamente los gastos asociados a las pérdidas de circulación presentadas en los pozos perforados durante la campaña 2015 – 2018, en la **tabla 9**, se muestran los valores de los gastos considerados, tales como: preparación de lodo, bombeo de píldoras y tapones, tiempos de NPT's, squeeze's y tiempo de la perforación.

Tabla 9. Costos de operación.

Costos de operación (opex)		
Año	Nº de pozos con pérdidas	Opex invertido en pérdidas US\$
2015	42	\$26,911,070.48
2016	14	\$4,663,787.79
2017	23	\$7,600,937.37
2018	37	\$4,630,428.16

Fuente. Elaboración propia.

En la siguiente **tabla 10**, se evidencian los valores pronosticados correspondientes a la inversión y costos asociados a las pérdidas de circulación, sin tener en cuenta ninguna de las prácticas a evaluar (sin proyecto).

Tabla 10. Costos de la campaña sin la implementación de las prácticas estudiadas.

Campaña sin prácticas de perforación		
AÑO	SIN PROYECTO US\$	
2015	\$	28,011,070.48
2016	\$	11,037,023.49
2017	\$	17,039,395.74
2018	\$	22,459,306.32

Fuente. Elaboración propia.

A continuación, en la **tabla 11**, se reportan los valores con las prácticas implementadas (con proyecto).

Tabla 11. Costos de la campaña con la implementación de prácticas de perforación.

Campaña con prácticas de perforación		
AÑO	CON PROYECTO US\$	
2015	\$	26,911,070.48
2016	\$	4,663,787.79
2017	\$	7,600,937.37
2018	\$	4,630,428.16

Fuente. Elaboración propia.

5.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Es el método más conocido a la hora de evaluar los proyectos de inversión. Según INFANTE Arturo, Es lo correspondiente al monto entre los ingresos y egresos, presentes y futuros, a hoy que constituyen un proyecto¹²². **La ecuación 6**, se utilizará para calcular el VPN.

Ecuación 6. Calculo del VPN.

$$VPN = -\text{Inversión inicial} + \sum \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + \text{tio})^{\text{Número de años}}}$$

Fuente. HUMBERTOCD. ¿Cómo evaluar proyectos de inversión? [En línea]. México. [Consultado 10/01/19]. Disponible en: <https://www.rankia.mx/blog/como-comenzar-invertir-bolsa/3437230-como-evaluar-proyectos-inversion>.

¹²² INFANTE, Arturo. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. [En línea]. [Consultado 10/01/2019]. Disponible en <http://www.listinet.com/bibliografia-comuna/Cdu602-F316.pdf> p. 67-68.

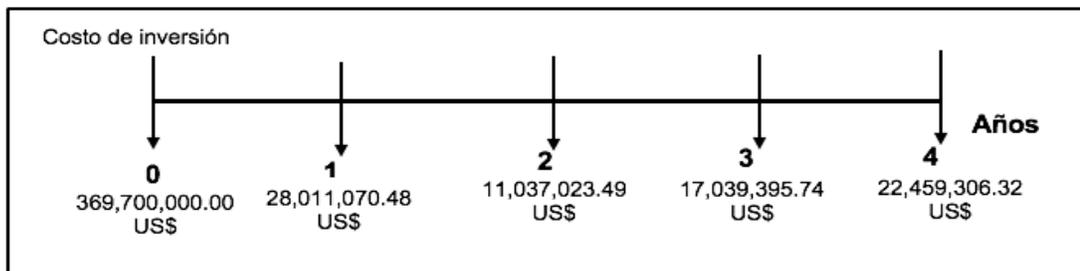
El resultado arrojado por el VPN se comprende de la siguiente manera, cuando el es mayor, menor e igual a cero: Cuando el VPN es < 0 los egresos son mayor que los ingresos por lo que se recomienda no realizar el proyecto, $VPN > 0$, el ingreso mayor que los egresos se aconseja realizar el proyecto, $VPN = 0$, los ingresos y egresos serán iguales y no generan ni ganancia, ni pérdida.

5.3.1 Tasa interés de oportunidad (TIO). Es la rentabilidad mínima que el inversor está dispuesto a recibir de la inversión de dicho proyecto. En este caso la TIO que se utilizó es 11,1%¹²³.

5.3.2 Flujo de caja. En este se evidencian los ingresos flechas hacia arriba y egresos flechas hacia abajo correspondientes al proyecto estudiado¹²⁴.

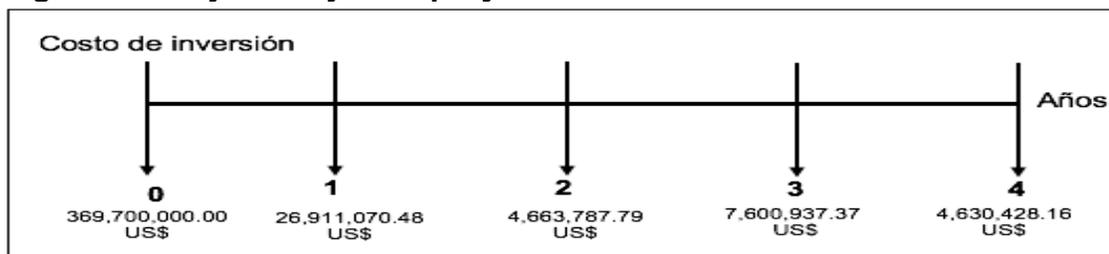
Los flujos de caja respectivos a cada uno de los proyectos de inversión sin, con y la diferencia de ganancia de los proyectos, con los cuales se realizó el cálculo del VPN se encuentran a continuación en las **figuras 24, 25, 26**.

Figura 24. Flujo de caja sin proyecto.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 25. Flujo de caja con proyecto.

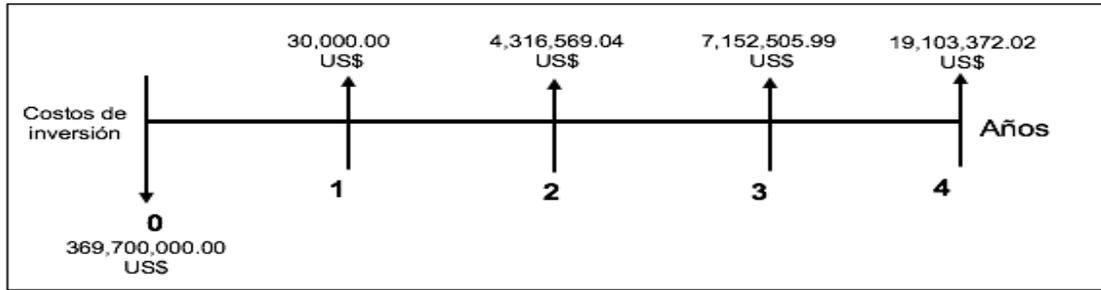


Fuente. Elaboración propia.

¹²³ DUQUE, Jannier. VALOR PRESENTE NETO VPN. 7 SEP 2017 [En línea]. [Consultado 10/01/19]. Disponible en <https://www.abcfianzas.com/administracion-financiera/valor-presente-neto>.

¹²⁴ MORALES, Carlos. FINANZAS DEL PROYECTO. [En línea]. [Consultado 30/03/19]. Disponible en <https://www.esumer.edu.co/images/centroeditorial/Libros/feem/libros/finanzasdelproyecto.pdf> p.28.

Figura 26. Flujo de caja a evaluar.



Fuente. Elaboración propia.

Ecuación 7. Calculo VPN sin proyecto.

$$\begin{aligned}
 VPN (0,111) = & -369,700,000.00 - \frac{28,011,070.48}{(1 + 0,111)^1} - \frac{11,037,023.49}{(1 + 0,111)^2} \\
 & - \frac{17,039,395.74}{(1 + 0,111)^3} - \frac{22,459,306.32}{(1 + 0,111)^4} = -387,957,835.56 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia.

Ecuación 8. Calculo VPN con proyecto.

$$\begin{aligned}
 VPN (0,111) = & -369,700,000.00 - \frac{26,911,070.48}{(1 + 0,111)^1} - \frac{4,663,787.79}{(1 + 0,111)^2} \\
 & - \frac{7,600,937,37}{(1 + 0,111)^3} - \frac{4,630,428.16}{(1 + 0,111)^4} = -365,691,048.48 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados arrojados por el VPN **ecuaciones 7, 8**, se evidencia que las cuatro prácticas que se han implementado en el campo disminuyen los gastos generados al presentarse una pérdida de circulación.

5.3.3. Viabilidad de cada práctica.

Para realizar el análisis de cual práctica es más viable al momento de realizar una perforación con pérdidas de circulación y al tener una diferencia considerable de la cantidad de pozos a la que se le implemento cada práctica, se seleccionan 5 pozos al azar de cada una para que de esta manera sea equitativo al momento de realizar la evaluación.

En las **tablas 12, 13, 14, 15**, se evidencia los resultados generados.

Tabla 12. 5 pozos práctica perforación con MPD.

POZO	SECCIÓN (pulg)	PROFUNDIDAD DE LA PÉRDIDA (ft)	VOLUMEN DE PÉRDIDA (bbls)	COSTO BBLS PERDIDOS (Us\$)	No. DE PILDORAS	TIPO	TIPO DE PRÁCTICA	COSTO DE PILDORAS (Us\$)	No. TAPONES DE CEMENTO	COSTO TAPONES DE CEMENTO (Us\$)	HORAS DE NPT POR PÉRDIDAS DE LODO (hrs)	NPT CONSECUENCIA DE PERDIDAS (HRS)	HORAS TOTALES NPT	COSTO DE NPT (Us\$)	SQUEEZE	HRS NPT POR SQUEEZE	COSTO TOTAL OPERACIÓN SQUEEZE	COSTO DE LA PERDIDA (Us\$)
CASTILLA AS	8.5"	8528	1700.00	\$112,200.00	0	MPD	MPD	\$0.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	SI	23.50	\$55,398.25	\$167,598.25
CASTILLA BX	8.5"	10014	410.00	11480	0	MPD	MPD	\$0.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	NO	0.00	\$0.00	\$11,480.00
CASTILLA CE	8.5"	7320	1128.00	\$36,096.00	2	LCM/MPD	MPD	\$1,588.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	SI	324.50	\$438,120.00	\$475,804.00
CASTILLA CN	8.5"	7513	12189.00	\$390,048.00	0	MPD	MPD	\$0.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	NO	0.00	\$0.00	\$390,048.00
CASTILLA CÑ	8.5"	6880	1663.00	\$53,216.00	0	MPD	MPD	\$0.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	NO	0.00	\$0.00	\$53,216.00
																		\$1,098,146.25

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 13. 5 pozos práctica perforación en ciego.

POZO	SECCIÓN (pulg)	PROFUNDIDAD DE LA PÉRDIDA (ft)	VOLUMEN DE PÉRDIDA (bbls)	COSTO BBLS PERDIDOS (Us\$)	No. DE PILDORAS	TIPO	TIPO DE PRÁCTICA	COSTO DE PILDORAS (Us\$)	No. TAPONES DE CEMENTO	COSTO TAPONES DE CEMENTO (Us\$)	HORAS DE NPT POR PÉRDIDAS DE LODO (hrs)	NPT CONSECUENCIA DE PERDIDAS (HRS)	HORAS TOTALES NPT	COSTO DE NPT (Us\$)	SQUEEZE	HRS NPT POR SQUEEZE	COSTO TOTAL OPERACIÓN SQUEEZE	COSTO DE LA PERDIDA (Us\$)
CASTILLA AT	8.5"	7587	14324.00	\$16,794.00	6	LCM	CIEGO	\$9,406.00	0	\$0.00	50.0	0.0	50.0	\$172,900.00	SI	69.50	\$137,590.00	\$336,690.00
CASTILLA AU	8.5"	8402	2256.00	\$148,896.00	8	LCM	CIEGO	\$2,000.00	0	\$0.00	43.5	0.0	43.5	\$150,423.00	NO	0.00	\$0.00	\$301,319.00
CASTILLA BU	8.5"	8279	1270.00	\$35,560.00	4	LCM	CIEGO	\$2,960.00	0	\$0.00	10.5	0.0	10.5	\$31,269.00	SI	75.50	\$220,534.00	\$290,323.00
CASTILLA CQ	8.5"	7794	150.00	\$4,800.00	0	-	CIEGO	\$0.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	NO	0.00	\$0.00	\$4,800.00
CASTILLA CV	8.5"	5782.5	100.00	\$3,200.00	0	-	CIEGO	\$0.00	0	\$0.00	1.5	0.0	1.5	\$3,462.00	NO	0.00	\$0.00	\$6,662.00
																		\$939,794.00

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 14. 5 pozos otras tecnologías.

POZO	SECCIÓN (pulg)	PROFUNDIDAD DE LA PÉRDIDA (ft)	VOLUMEN DE PÉRDIDA (bbls)	COSTO BBLS PERDIDOS (Us\$)	No. DE PILDORAS	TIPO	TIPO DE PRÁCTICA	COSTO DE PILDORAS (Us\$)	No. TAPONES DE CEMENTO	COSTO TAPONES DE CEMENTO (Us\$)	HORAS DE NPT POR PÉRDIDAS DE LODO (hrs)	NPT CONSECUENCIA DE PERDIDAS (HRS)	HORAS TOTALES NPT	COSTO DE NPT (Us\$)	SQUEEZE	HRS NPT POR SQUEEZE	COSTO TOTAL OPERACIÓN SQUEEZE	COSTO DE LA PERDIDA (Us\$)
CASTILLA H	8.5"	9452	5533.00	\$276,650.00	12	LCM	TIXOTROPICO	\$107,075.00	3	\$300,000.00	259.0	0.0	259.0	\$809,375.00	SI	264.00	\$346,941.00	\$1,840,041.00
CASTILLA I ST	8.5"	7471	484.00	\$24,200.00	3	LCM	TIXOTROPICO	\$1,200.00	0	\$0.00	0.0	0.0	0.0	\$0.00	NO	0.00	\$0.00	\$25,400.00
CASTILLA AC	8.5"	7744	7470.00	\$373,500.00	23	LCM	LCM/XLINK	\$145,000.60	0	\$0.00	95.0	0.0	95.0	\$296,875.00	SI	116.50	\$353,309.00	\$1,203,684.60
CASTILLA AI	8.5"	8700	20215.00	\$1,010,750.00	17	LCM	BIMODAL	\$41,573.00	3	\$197,838.16	485.0	54.5	539.5	\$1,685,937.50	NO	0.00	\$0.00	\$2,936,098.66
CASTILLA AJ	8.5"	7018	502.00	\$25,100.00	1	LCM	BIMODAL	\$1,978.67	0	\$0.00	21.0	0.0	21.0	\$65,625.00	SI	113.00	\$322,451.00	\$415,154.67
																		\$6,420,378.93

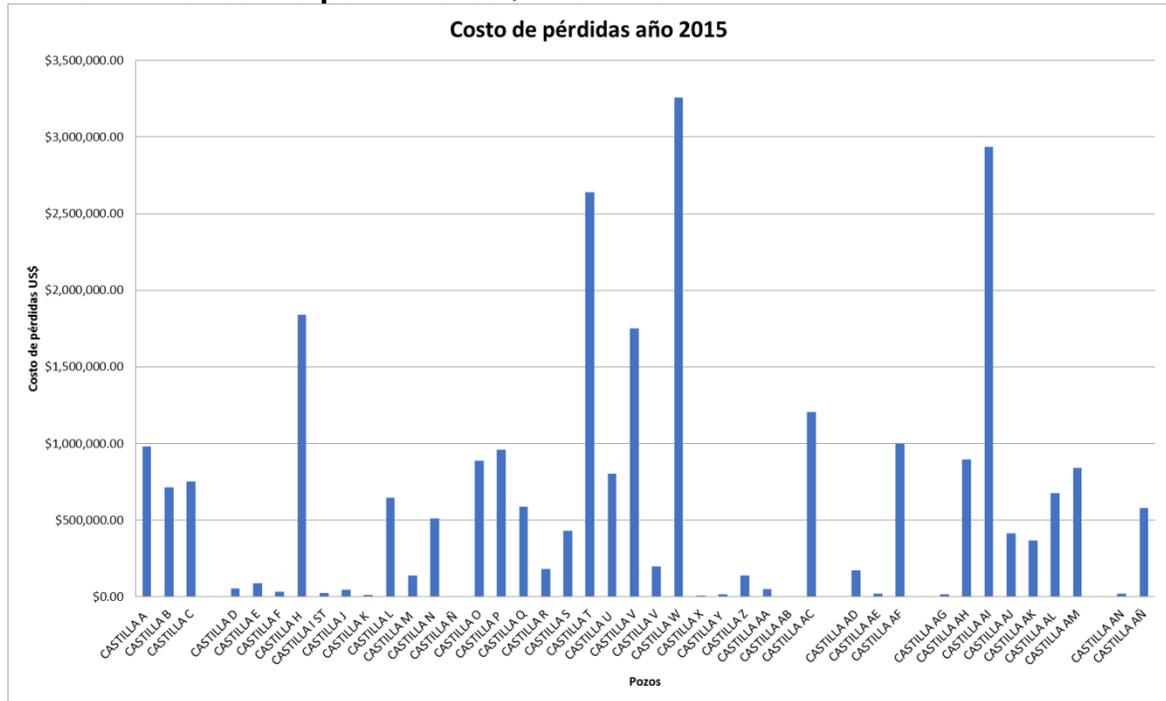
Fuente. Elaboración propia.

Tabla 15. 5 pozos perforación Sobrebalance, Bajobalance (LCM).

POZO	SECCIÓN (pulg)	PROFUNDIDAD DE LA PÉRDIDA (ft)	VOLUMEN DE PÉRDIDA (bbls)	COSTO BBLS PERDIDOS (Us\$)	No. DE PILDORAS	TIPO	TIPO DE PRÁCTICA	COSTO DE PILDORAS (Us\$)	No. TAPONES DE CEMENTO	COSTO TAPONES DE CEMENTO (Us\$)	HORAS DE NPT POR PÉRDIDAS DE LODO (hrs)	NPT CONSECUENCIA DE PERDIDAS (HRS)	HORAS TOTALES NPT	COSTO DE NPT (Us\$)	SQUEEZE	HRS NPT POR SQUEEZE	COSTO TOTAL OPERACIÓN SQUEEZE	COSTO DE LA PERDIDA (Us\$)
CASTILLA U	8.5"	6367	2340.00	\$117,000.00	6	LCM	LCM	\$9,000.00	0	\$0.00	23.0	0.0	23.0	\$71,875.00	SI	179.50	\$607,437.00	\$805,312.00
CASTILLA W	8.5"	8812	18650.00	\$932,500.00	10	LCM	LCM	\$20,070.00	1	\$100,000.00	130.5	575.0	705.5	\$2,204,687.50	NO	0.00	\$0.00	\$3,257,257.50
CASTILLA P	8.5"	8323	10406.00	\$520,300.00	48	LCM	LCM	\$59,348.00	0	\$0.00	122.0	0.0	122.0	\$381,250.00	NO	0.00	\$0.00	\$960,898.00
CASTILLA AH	8.5"	8883	4042.00	\$202,100.00	7	LCM	LCM	\$49,299.30	0	\$0.00	64.0	143.0	207.0	\$646,875.00	NO	0.00	\$0.00	\$898,274.30
CASTILLA BJ	8.5"	7123	8993.00	\$251,804.00	0	LCM	LCM	\$0.00	0	\$0.00	63.0	0.0	63.0	\$187,614.00	SI	216.00	\$419,198.62	\$858,616.62
																		\$6,780,358.42

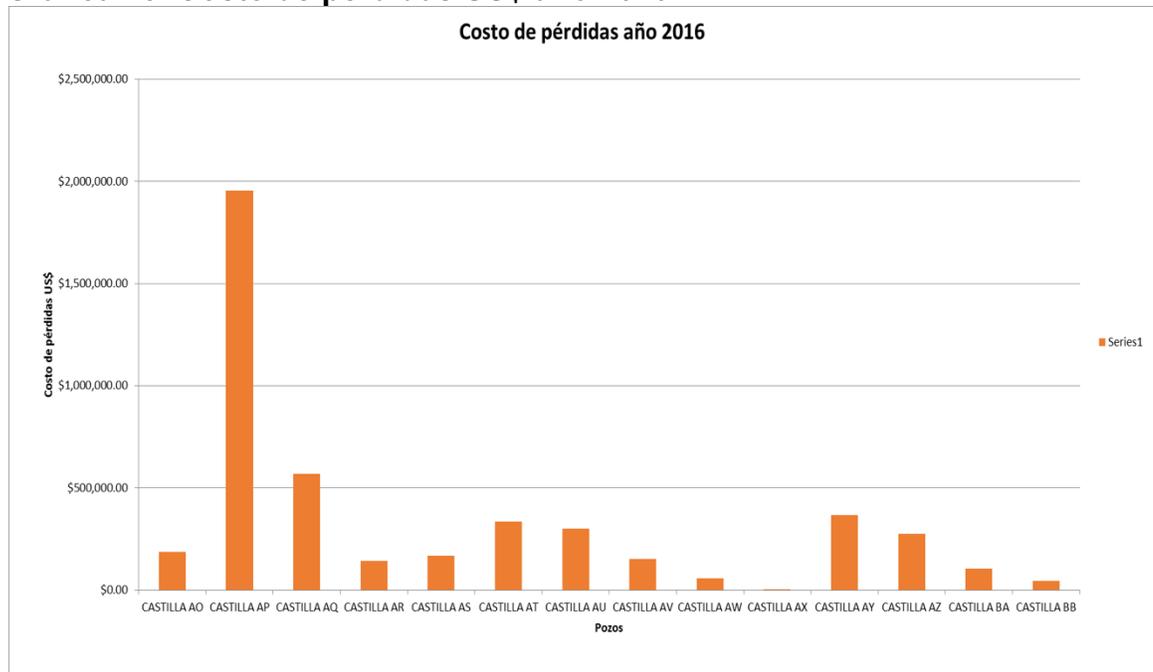
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 12. Costo de pérdidas US\$ año 2015



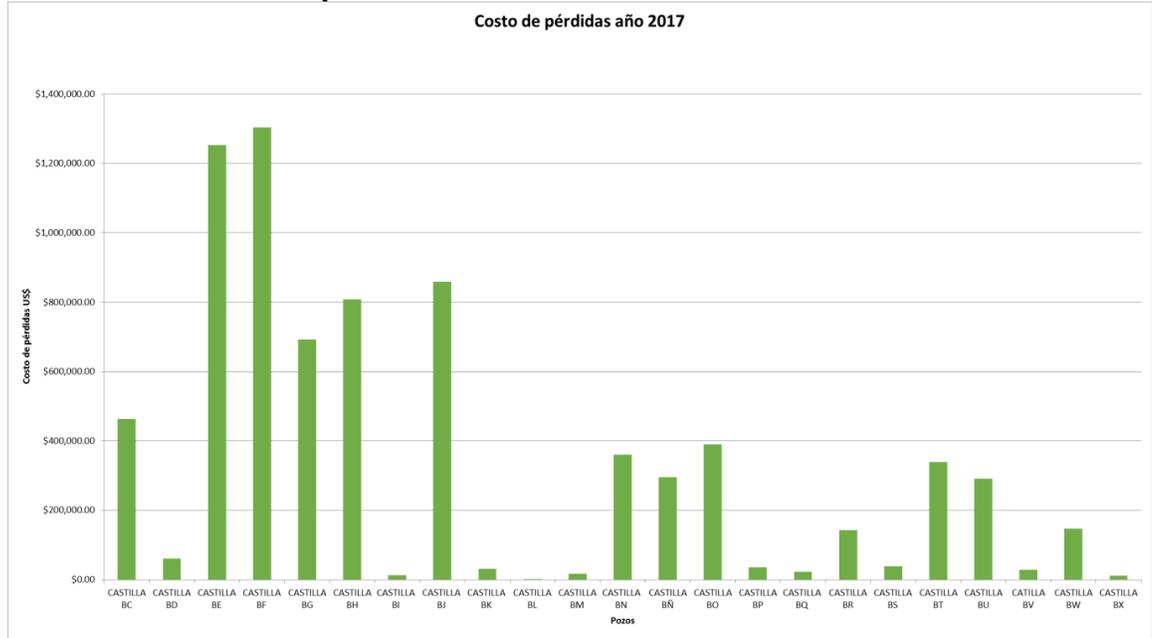
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 13. Costo de pérdidas US\$ año 2016.



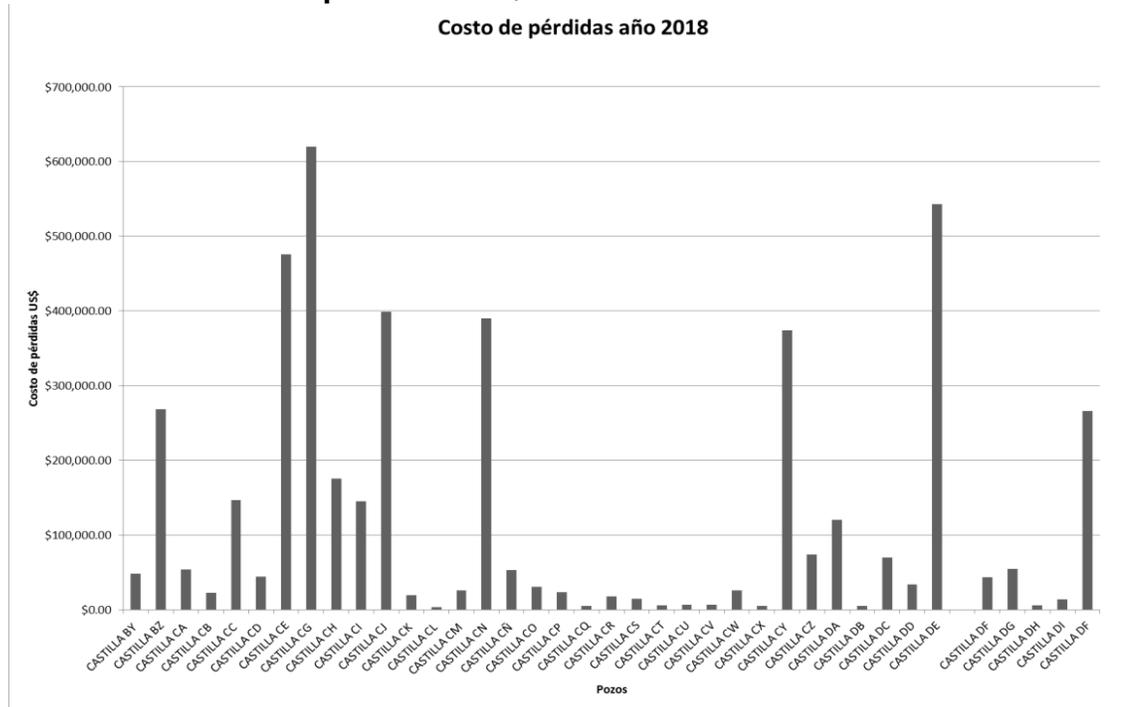
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 14. Costo de pérdidas US\$ año 2017.



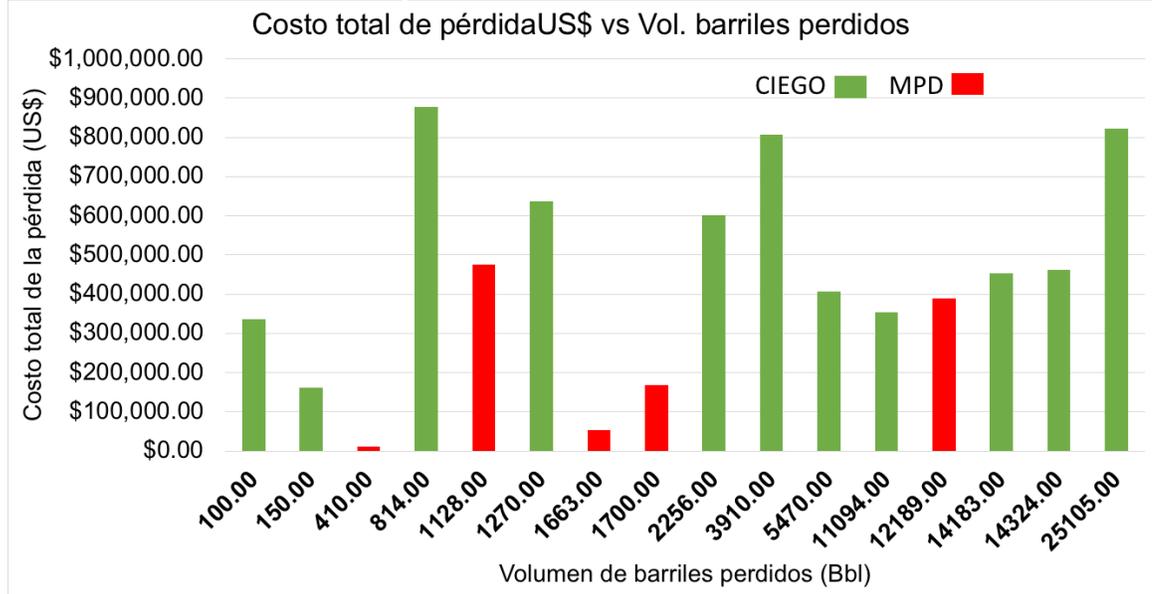
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 15. Costo de pérdidas US\$ año 2018.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 16. Costo total de pérdida US\$ Vs Vol. Barriles Perdidos



Fuente. Elaboración propia.

5.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Luego de implementar el indicador financiero VPN se evidenció que las cuatro prácticas estudiadas tuvieron un impacto positivo en la perforación de pozos con pérdidas de circulación, los resultados del indicador son elevados debido a que se tuvo una gran inversión y para el caso de estudio solo se tuvo en cuenta gastos asociados a las pérdidas de circulación. Con el resultado cuantitativo de los 5 pozos de cada práctica, se logró determinar que de la más viable a menos viable económicamente es la perforación en ciego, seguida por MPD está sin tener en cuenta los gastos por equipos y personal capacitado para realizarla, Otras tecnologías (Fluido bimodal, tixotrópico, y píldoras Cross link) y, por último, LCM, pero sin menos importancia debido a que es la primera alternativa a la que se recurre.

En el momento en el que un pozo presenta una pérdida de circulación, puede que la mejor solución tanto como operacionalmente como económicamente sea optar por la perforación en ciego, la cual puede dar tener éxito y evitar gastar miles de dólares a la compañía para en la implementación de otras soluciones.

En las **gráficas 12-15**, se muestra como ha trascendido la disminución de costo de las pérdidas de circulación durante los cuatro años de la campaña con la implementación de las prácticas. En la **gráfica 16**, se evidencia la diferencia en costos de las prácticas que mejor resultado arrojaron, en la cual MPD tiene una reducción de costos mejor que CIEGO considerando la diferencia de pozos perforados.

6. CONCLUSIONES

- ◆ De acuerdo a la descripción geológica del campo y los resultados obtenidos, reflejan que las pérdidas de circulación totales del campo tienen lugar debido a fracturas presentes en la formación en la zona de interés. K1 y K2, a una profundidad aproximada de 8.120 pies.
- ◆ Se determinó que las pérdidas de circulación generan mayores gastos al momento de perforar de un pozo y altos riesgos asociados a la integridad de un pozo.
- ◆ La implementación de registros de imagen facilita y proporciona certeza para determinar a qué profundidad se encuentran ubicadas las fracturas que generan pérdidas de circulación y poder tomar la decisión de la solución a realizar.
- ◆ En algunos de los casos en los que se implementó fluido bimodal, no se tuvo éxito, debido a que la distribución de partículas alcanza a realizar un sello hasta de 2.000 micrones, donde en Campo Castilla se han registrado fracturas hasta de 20.000 micrones. Se tenían densidades de lodos entre 9 – 9,5 ppg, llegando a valores hasta de 10,2 ppg debido a la ECD. Con esta densidad alcanzada es muy probable que se pueda re abrir fracturas o inducir a ellas, es por este motivo que se disminuyó en gran medida la implementación de este tipo de fluidos.
- ◆ Los fluidos tixotrópicos no presentaron buenos resultados para mitigar pérdidas de lodo, se registraron inconvenientes en operaciones posteriores como la cementación, presentando gran dificultad para de remover el revoque debido a la gran cantidad de residuos, lo que impide un buen sello del cemento entre la formación y el revestimiento por lo que se tenía que recurrir a cementaciones secundarias, llevando al uso de lavadores con costos entre 50.000 -60.000 para la buena remoción de revoque.
- ◆ Se evidenció que la carbolita adicionada a píldora de LCM (250 lbs/bbl, 50 bbl), tuvo un buen resultado parcial al ser implementada como control de pérdidas totales de circulación. Es considerado como material sellante de alto rendimiento temporal y es un material de muy bajo costo por lo que se empezó a usar en gran cantidad en el año 2016.
- ◆ Se evidencia en 36 de los 117 pozos estudiados, en perforación se tiene una restricción de 40 lb/bbl en herramientas direccionales, para bombear una píldora de LCM de mayor concentración es necesario el cambio de BHA por uno de punta abierta o broca sin boquillas, retrasando las entre 30 a 40 horas las actividades de remediación de pérdidas.

- ◆ La perforación con manejo de presiones controladas (MPD) es una buena opción para perforar pozos con alta probabilidad de tener pérdidas de circulación, durante el desarrollo de esta práctica de perforación se ha registrado pérdidas de fluido en menor cantidad hacia la formación, pero hay que tener en cuenta la pérdida de telemetría a 7.5 ppg, costos asociados a equipos y personal capacitado para desarrollo de esta práctica y al momento de realizar la cementación con lechadas de hasta 15.7 ppg o más, es muy probable que se induzca a fracturas y a pérdidas de lechada y se incurra en el mismo problema.
- ◆ Se concluye de manera cualitativa por medio de las matrices comparativas y de selección y cuantitativa de la selección aleatoria de 5 pozos para cada práctica que los mejores resultados tanto técnica como financieramente los arrojó la perforación en ciego siendo esta el camino más óptimo para evitar gastos y tiempos cuando se presenta el problema.
- ◆ Cuando se realizó la evaluación mediante el indicador del valor presente neto (VPN), se tiene como resultado que sin la implementación de las prácticas de perforación en el momento presentarse pérdidas de fluido, a pesar del éxito o fracaso de estas, la compañía hubiese incurrido en mayores gastos a causa de la problemática, aproximadamente en unos 22 millones de dólares.
- ◆ Según los resultados obtenidos en el estudio, a partir del año 2015 se evidencia que las pérdidas de circulación han disminuido en gran medida a pesar de la diferencia del número de pozos perforados en cada año, los resultados de barriles perdidos durante la perforación son cada vez más optimizados gracias a las diferentes practicas implementadas las cuales han reducidos grandes costos en las actividades de perforación, esto gracias al gerenciamiento del ECD con la implementación de PWD.
- ◆ Si al momento de presentarse una pérdida de circulación se optara por continuar con la perforación en ciego, los gastos se pueden llegar a disminuir en un 61% en el campo de estudio.

7. RECOMENDACIONES

- ◆ Se aconseja para el Campo Castilla masificar la implementación de la perforación en ciego por los resultados arrojados y a que soluciona de mejor manera las pérdidas de circulación debido a que se evidencio en muchos casos que los recortes generados de la perforación al no ser llevados a superficie sellan las fracturas presentes en la formación.
- ◆ Se sugiere realizar una evaluación más detallada de todos los factores que involucran las prácticas de perforación estudiadas, teniendo en cuenta los detalles de personal capacitado, costo de equipos y mantenimiento, y procedimientos especializados para la realización de cada una de estas.
- ◆ Se recomienda establecer criterios fijos de aplicación de todas las prácticas y procedimientos para perforar pozos con pérdidas, debido a que el Campo de estudio ya es un campo maduro en el cual se debería tener más certeza del éxito de los procedimientos realizados, pues la certeza está en la experiencia de los ingenieros que conocen el campo mas no plasmadas en manuales o instructivos.
- ◆ Realizar un estudio de nuevas tecnologías de actividades posteriores a la perforación, como la tecnología foamcement que implementa fluidos de cementación espumados.
- ◆ Se sugiere realizar un estudio donde se identifique la zona en el Campo Castilla y se clasifiquen los pozos a perforar en el mismo con mayor potencial de presentar una pérdida, para poder identificar desde un principio cual es la práctica a implementar en el momento que ocurra una pérdida de circulación.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental-Sector Soapaga. [consultado 09/08/18] Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/CARTOGRAFIA%20GEOLOGICA%20SOAPAGA-C.ORIENTAL%202005.pdf>. P 101.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad. Colombia [Consultado el 26/06/2018] Disponible en http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradoModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf P.41

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [Consultado el 09/08/2018] Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. p 48.

AGENCIA NACIONAL DE MINERIA. Glosario técnico minero. [En Línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/glosariominero.pdf>

ALAN SAID. Tipos de yacimientos. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.academia.edu/4953949/TIPOS_DE_YACIMIENTOS-ALAN_SAID

AMENDOLA L. IMPACTO DE LOS CAPEX Y OPEX EN LA GESTION DE ACTIVOS [En línea] [Consultado 10/03/2019]. Disponible en <http://pmm-bs.com/impacto-los-capex-opex-la-gestion-activos/>

ANONIMO, Wild Well control, Fundamentos y conceptos sobre presión. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://wildwell.com/wp-content/uploads/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf> p.19

ANONIMO. La comunidad petrolera. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-la-permeabilidad.html>.

BRUTON, James. Et al. Lost circulation control: Evolving techniques and strategies to reduce downhole mud losses. SPE/IADC 67735. 2001.

CAUGHRON, Douglas. Et al. Unique crosslinking in tandem with fracture prediction model cures circulation losses in deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE 74518

DASGUPTA, D. Et al. Successful casing cementation in total loss conditions – case histories. IADC/SPE 125660.

DÁVILA Jorge. Diccionario geológico. [En línea] Consultafo 28/10/2018 Disponible en <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf> p.132

DE LAS NIEVES, Gabriel. MATRICES PARA LA EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS CAPÍTULO 18. [Consultado 20/01/2019] Disponible en PDF. p.198

DEFINICION .DE. Gradiente. [En línea] [Consultado 24/10/18] Disponible en: <https://definicion.de/gradiente/> P. 1.

DIAGNOSTICO E.O.T MUNICIPIO DE CARCASÍ – SANTANDER. [Consultado el 09/08/2018] Disponible en

[http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/eot_dimensi%C3%B3n_ambiental_geolog%C3%ADa_2003_carcas%C3%AD_santander_\(40_pag_209_kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/eot_dimensi%C3%B3n_ambiental_geolog%C3%ADa_2003_carcas%C3%AD_santander_(40_pag_209_kb).pdf) p 49.

DINERO. Producción de petróleo se mantiene sobre el millón de barriles. [En línea] [Consultado 26/06/2018] Disponible en <https://www.dinero.com/pais/articulo/produccion-petroleo-colombia-durante-2014/204702>. P.2.

DUQUE, Jannier. VALOR PRESENTE NETO VPN. 7 SEP 2017 [En línea]. [Consultado 10/01/19]. Disponible en <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/valor-presente-neto>.

ECOPETROL. Campo Castilla. [Consultado 19/07/18] Disponibles en <http://200.116.42.67/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA-1.pdf>. P.4

EL TIEMPO. En 20 campos se produce el 66% del petróleo del país. [En Línea] [Consultado 23/09/2018] Disponible en <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>

ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación. [En Línea]. Dallas. 2006. P.14.7. [Consultado 30/10/18] Disponible en: https://www.academia.edu/33533726/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_-_API.pdf

ESCALONA Ernest. Petroskills, LLC. Drilling Fluids Technology . EEUU .2011. p. 15-2-4

FAJARDO Terán. Et al. Perfiles de imágenes. La Paz, Bolivia (2012) [En línea] Consultado 31/10/18 Disponible en <https://registrosdepozosumsa.files.wordpress.com/2012/05/registro-de-imagen.pdf> p. 6-9

FLUIDOS DE PERFORACIÓN. Agosto 2010. Consultado en Septiembre 2018 p.1.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en http://iespoetaclaudio.centros.educa.jcyl.es/sitio/upload/geologia_estructural.pdf p.8

GEONEXT. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://post.geoxnet.com/glossary/kerogeno/>

Glosario geología. Término. 2012-04-08. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en <https://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/intraclasto>

GUTIÉRREZ Fabio. CONTROL DE POZOS MANUAL DEL ALUMNO. 1era Edición. Bogotá-Colombia. Junio 2014. Consultado Septiembre 2018. P.200

HALLIBURTON, Automated MPD [En línea] [Consultado 9/10/18] Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/testing-subsea/optimized-pressure-drilling/managed-pressure-drilling/automated-mpd.html>

HALLIBURTON, Managed pressure drilling [En línea] [Consultado 9/10/18] Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/deepwater/deepwater-assets/brazil/challenges-solutions/managed-pressure-drilling.html>

HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO DATALOG Versión 3.0. Calgary, Alberta, Canadá, Marzo 2001. Consultado en Agosto 2018. P.68

INFANTE, Arturo. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. [En línea]. [Consultado 10/01/2019]. Disponible en <http://www.listinet.com/bibliografia-comuna/Cdu602-F316.pdf> p. 67-68.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153p.

INVIAS. Viajero Seguro. [En línea] [Consultado 06/07/2018] Disponible en <https://hermes.invias.gov.co/viajeroseguro/>.

MI SWACO. *Manual de Ingeniería De Fluidos De Perforación*. HOUSTON, TEXAS, EE.UU: MI SWACO. (2006)

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rioacha, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, ANH. [Diciembre 2009] Disponible en [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios%20Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

MORALES, Carlos. FINANZAS DEL PROYECTO. [En línea]. [Consultado 30/03/19]. Disponible en <https://www.esumer.edu.co/images/centroeditorial/Libros/feem/libros/finanzasdelproyecto.pdf> p.28.

OILFIELD REVIEW. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. [Consultado 19/07/2018] Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/03_stabilizing.pdf P.5

PETROPEDIA - FOR THE ENERGY INDUSTRY. Drilling Blind [En línea] [Consultado 15/11/18] Disponible en <https://www.petropedia.com/definition/5759/drilling-blind>

PETROWIKI, Spe international. LOST CIRCULATION. [En línea] [Consultado 15/11/18] Disponible en https://petrowiki.org/Lost_circulation

PRESIONES DE FORMACIÓN. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros y supervisores de pozo [En línea] [Consultado Octubre 2018] Disponible en: <https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacion-3b3n.pdf> p.22

PRUEBA DE INTEGRIDAD DE PRESIÓN. La comunidad petrolera. [consultado 02/09/18] Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/printthread.php?t=1888&pp=10&page=1>. P 1.

REAL ACADEMIA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES . [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

REINOSO RODRIGEZ, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El tiempo [En línea] [Consultado el 26/06/2018] Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>.

REVISTA EL PORTAFOLIO. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. El portafolio [Consultado el 26/06/2017] Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-mayor-productor-petroleo-colombia-34782>.

REVISTA EL PORTAFOLIO. Rubiales ya no es el mayor productor de petróleo en Colombia. El portafolio [Consultado el 26/06/2017] Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-mayor-productor-petroleo-colombia-34782>.

RINCON, Lenin. Determinación de oportunidades de hidrocarburos detrás del revestimiento (oil behind casing) en los campos operados por perenco en la asociación casanare, cuenca de los llanos orientales. Proyecto de grado Geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016. P 41

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea] [Consultado en 09/04/2019] Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_throat.aspx.

SCHLUMBERGER. Sistema petróleo. [En línea] Consultado 28/10/2018 Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx?p=1

SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. Anexo I compilación de la cuenca de los llanos orientales. [En línea]. [Consultado el 18/07/2018]. Disponible en <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>. P 8. SPRIGGS Paul, FRINK Philip MPD PLANNIG: HOW MUCH IS ENOUGH?. 2008 SPE/IADC 113682, consultado Agosto 2018.

TÉLLEZ Dulce. Et al. Interpretación geológica de los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI) y de echados (HDT) con ayuda de los registros de litodensidad y neutrón. México D.F (2010) [En línea] Consultado 31/10/2018 Disponible en <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15177/Interpretaci%C3%B3n%20Geol%C3%B3gica%20de%20los%20registros%20de%20Im%C3%A1genes%20El%C3%A9ctricas%20de%20Pared%20de%20Pozo%20%28FMI%29%20y%20de%20Echados%20%28HDT%29%20con%20ayuda%20de%20los%20registros%20de%20Litodensidad%20y%20Neutr%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. p.37-40.

Tipos de presiones en los yacimientos: hidrostática, de formación, de fractura y total de descarga. La Comunidad Petrolera Junio 6- 2009 [En línea] Consultado agosto de 2018 Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/presiones-en-los-yacimientos.html>

TREJO, Ascencio. Et al. Yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Guadalajara Campus Tabasco (2015). P. 8-9 [En línea] Consultado 25/10/18 Disponible en https://www.academia.edu/15691265/Yacimiento_Naturalmente_Fracturado

UNDERBALANCED DRILLING MANUAL. Versión 1.0. BAKER HUGES INTEQ. 1999. Consultado en Agosto 2018 p.5

WANG Guo, FAN Honghai, LUI Gang. DESIGN AND CALCULATION OF A MPD MODEL WITH CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE. PETROL. EXPLOR. DEVELOP., 2011, 38(1): 103–108. Science direct. Consultado Agosto 2018.

WILSON,A. ECD-Management Strategy Solves Lost Circulation Issues. (WILSON, 2014) Society of Petroleum Engineers,2014. P.7-9

ANEXO

ANEXO A
RESULTADOS CAMPAÑA