

DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE
FORMACIÓN EN LA ZONA DE INTERÉS DEL POZO O224 EN EL CAMPO
ORITO

ALEJANDRA DEL PILAR PATIÑO GÓMEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C
2017

DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE
FORMACIÓN EN LA ZONA DE INTERÉS DEL POZO O224 EN EL CAMPO
ORITO

ALEJANDRA DEL PILAR PATIÑO GÓMEZ

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

Director:
OSCAR DANIEL CASTILLO PATIÑO
Ingeniero de Petróleos

Asesor
ADRIANGELA ROMERO SANCHEZ
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C
2017

Nota de aceptación:

**Ingeniero Adriangela Romero S.
Presidente del jurado**

**Ingeniero Julio Montenegro C.
Jurado**

**Ingeniero Laydy Mora P.
Jurado**

Bogotá D.C, 09 julio de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DIAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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 al autor.

Quiero agradecer a Dios por guiar mi camino siempre, a mi gran mamá por ser un apoyo incondicional en todo momento en mi carrera profesional y mi vida, por su cariño, sus consejos, e invaluable amor.

A mi abuelita que desde el cielo me acompaña y siempre estará viva en mi corazón, a mi familia por desearme siempre lo mejor, por sus grandes consejos los cuales contribuyeron a culminar satisfactoriamente esta meta y a mis amigos que me han apoyado incondicionalmente.

Alejandra del Pilar Patiño Gómez

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A mi mamá y a mi familia, por brindarme su apoyo incondicional, por ser una inspiración y motivación constante a lo largo de este proceso, por su paciencia y por darme la oportunidad de lograr esta meta.

A la empresa PACIFIC EXPLORATION & PRODUCCIÓN, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo de grado en sus instalaciones.

A la Facultad de Minas de la Universidad Nacional Sede Medellín, por abrir las puertas de sus laboratorios y brindar acompañamiento por parte de su personal.

Al Ingeniero Diego Hernán Orozco R. por su gran amabilidad y permitirme realizar este trabajo de grado en la empresa PACIFIC EXPLORATION & PRODUCCIÓN.

A mi Director, Ingeniero Oscar Daniel Castillo Patiño por su disposición, apoyo incondicional, paciencia, recomendaciones e interés constante en la elaboración y desarrollo de este trabajo de grado.

A todo el personal de la compañía, particularmente al Ingeniero German Charry M. y Oscar Piragua por su colaboración y asesoría incondicional.

A mi Orientador la Ingeniero Adriangela Romero S. por su apoyo, quien estuvo en todo momento a disposición para colaborar y dar seguimiento durante el desarrollo técnico de este proyecto.

A los asesores Dr. Pedro Pablo Moreno y Dra. María Chamorro por el apoyo académico en los aspectos financieros y geológicos del proyecto.

A Las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad América por brindar las herramientas académicas necesarias para poder terminar de manera satisfactoria el proyecto de trabajo de grado.

A todas las demás personas que hicieron posible la realización de este proyecto, desafortunadamente no las puedo nombrar todas, solo resta decir gracias por su compromiso e interés hacia mí.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO ORITO	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO ORITO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna Estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Basamento. Edad: Precámbrico	31
1.3.2.2 Formación Motema. Edad: Jurásico	33
1.3.2.3 Formación Saldaña. Edad: Jurásico	33
1.3.2.4 Formación Caballos. Edad: Cretácico Inferior (Aptiano – Albiano)	33
1.3.2.5 Formación Villeta. Edad: Cretácico Superior	33
1.3.2.6 Formación Rumiyo. Edad: Paleoceno	33
1.3.2.7 Formación Pepino. Edad: Eoceno	34
1.3.2.8 Formación Orteguzza. Edad: Eoceno – Oligoceno	34
1.3.2.9 Grupo Orito (Formación Belén - Formación Ospina)	34
1.3.2.10 Formación Caimán. Edad: Plioceno – Pleistoceno	34
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.3.4.1 Roca generadora	35
1.3.4.2 Roca reservorio	35
1.3.4.3 Roca sello	35
1.3.4.4 Migración	35
1.3.4.5 Trampa.	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	36
1.4.1 Mecanismo de producción	36
1.4.2 Tiempo de producción	37
1.4.3 Características del yacimiento	39
2. MARCO TEÓRICO	41
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	41
2.2 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	41
2.2.1 Densidad	41
2.2.2 Reología	41
2.2.2.1 Viscosidad	42
2.2.2.2 Punto cedente o Yield Point	42

2.2.2.3	Esfuerzos de gel	42
2.2.2.4	Esfuerzo cedente	42
2.2.3	Potencial de hidrogeno (pH)	42
2.2.4	Filtrado	43
2.2.4.1	Filtrado API	43
2.2.4.2	Filtrado PPT	43
2.2.5	Contenido de arena	43
2.2.6	Lubricidad	43
2.2.7	Estudio de distribución por tamaño de partículas (P.S.D)	43
2.2.8	Compatibilidad de los fluidos	45
2.3	FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	45
2.3.1	Controlar la presión de la formación	45
2.3.2	Transporte de cortes a superficie	45
2.3.3	Enfriamiento y lubricación de la broca	45
2.3.4	Minimizar los daños a la formación	46
2.3.5	Mantener la estabilidad del hueco	46
2.3.6	Transmisión de energía hidráulica a la broca	46
2.3.7	Taponamiento de las formaciones permeables	46
2.3.8	Facilitar la cementación y completamiento	47
2.3.9	Control de la corrosión	47
2.3.10	Asegurar la evaluación adecuada de la formación	47
2.3.11	Minimizar el impacto ambiental	47
2.4	CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	47
2.4.1	Fluidos de perforación base agua (Water based mud)	48
2.4.1.1	Sistemas no dispersos – no inhibidos	48
2.4.1.2	Sistemas no dispersos – Inhibidos	48
2.4.1.3	Sistemas dispersos – no inhibidos	48
2.4.1.4	Sistemas dispersos – Inhibidos	48
2.4.2	Fluidos de perforación base aceite (Oil Based Mud).	49
2.4.3	Fluidos de perforación neumáticos	49
2.5	FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO (DRILL-IN)	49
2.5.1	Rompedor de Cake o tratamiento	50
2.6	DAÑO DE FORMACIÓN	50
2.6.1	Mecanismos de daño a la formación	51
2.6.1.1	Mecanismos de daño de formación mecánico	51
2.6.1.2	Mecanismo de daño de formación químico	52
2.6.1.3	Mecanismo de daño de formación biológico	53
2.6.1.4	Mecanismo de daño de formación térmico	53
2.7	VARIABLES PETROFISICAS AFECTADAS POR DAÑO DE FORMACIÓN	53
2.7.1	Permeabilidad	53
2.7.1.1	Permeabilidad Absoluta (Kabs)	54
2.7.1.2	Permeabilidad Efectiva (Kefec)	54
2.7.1.3	Permeabilidad Relativa (Kr)	54
2.7.2	Humectabilidad	55

3. FLUIDO DE PERFORACIÓN EMPLEADO EN LA ZONA DE INTERÉS DEL CAMPO ORITO	56
3.1 CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS (SECCIÓN 7")	56
3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	56
3.3 ADICIONES Y CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	57
3.3.1 Viscosificante	57
3.3.2 Bentonita	58
3.3.3 Controlador de filtrado	58
3.3.4 Soda Caustica	58
3.3.5 Bactericida	58
3.3.6 Carbonato de Calcio	58
3.4 Estudios previos de daño de formación	58
3.4.1 Resultados de estudios previos	59
3.4.1.1 Análisis de resultados	59
4. DISEÑO DEL PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO	60
4.1 DISEÑO DE PRUEBAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	60
4.1.1 Pruebas rutinarias	61
4.1.2 Pruebas especiales	62
4.1.2.1 Prueba de Distribución de partículas	62
4.1.2.2 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad PPT	62
4.1.2.3 Pruebas químicas	62
4.1.2.4 Prueba de compatibilidad de fluidos	62
4.1.2.5 Diseño del rompedor de revoque o Cake	63
4.1.2.6 Prueba de rompimiento de revoque o Cake	63
4.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIO POROSO	63
5. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	64
5.1 PRUEBAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	64
5.1.1 Resultados de pruebas rutinarias	64
5.1.2 Resultados de pruebas especiales	66
5.1.2.1 Resultados prueba de Distribución de partículas	66
5.1.2.2 Resultados del Taponamiento de Permeabilidad (PPT)	70
5.1.2.3 Resultados de pruebas químicas	70
5.1.2.4 Resultados de compatibilidad de fluidos	70
5.1.2.5 Resultados diseño del rompedor de revoque o Cake	72
5.1.2.6 Resultados de rompimiento de revoque o Cake	72
5.2 RESULTADOS DE PRUEBAS EN MEDIO POROSO	74
6. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	78
6.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	78
6.1.1 Análisis de pruebas rutinarias	78
6.1.2 Análisis de pruebas especiales	79
6.1.2.1 Análisis de resultados de distribución de partículas	79

6.1.2.2	Análisis de resultados del taponamiento de permeabilidad	79
6.1.2.3	Análisis de resultados de pruebas químicas	79
6.1.2.4	Análisis de resultados de compatibilidad de fluidos	80
6.1.2.5	Análisis del diseño del rompedor de revoque o Cake	80
6.1.2.6	Análisis de resultados de rompimiento de revoque o Cake	80
6.2	ANALISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS EN MEDIO POROSO	80
7.	ANALISIS FINANCIERO	83
7.1	COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	84
7.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	89
7.2.1	Valor Presente Neto (VPN)	89
7.2.2	Flujo de caja	90
7.3	CONCLUSIÓN DEL ANALISIS FINANCIERO	91
8.	CONCLUSIONES	92
9.	RECOMENDACIONES	94
	BIBLIOGRAFÍA	95
	ANEXOS	97

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información de pozos bajo Contrato Orito N° 716	28
Tabla 2. Mecanismos de producción	36
Tabla 3. Características promedio generales del yacimiento.	40
Tabla 4. Características y parámetros de perforación la sección de 7”	56
Tabla 5. Propiedades del fluido de perforación en zona de interés	57
Tabla 6. Aditivos y concentraciones del fluido.	57
Tabla 7. Propiedades requeridas del fluido	61
Tabla 8. Formulaciones propuestas	64
Tabla 9. Resultados de pruebas rutinarias	65
Tabla 10. Procedimiento de la prueba.	65
Tabla 11. Granulometría de carbonatos.	66
Tabla 12. Resultados PPT del fluido D.	70
Tabla 13. Resultados químicos del fluido D.	70
Tabla 14. Resultado Compatibilidad de fluidos.	71
Tabla 15. Salmuera de formiato de potasio	72
Tabla 16. Salmuera y % de rompedor	72
Tabla 17. Disco y Cake antes de rompedor.	72
Tabla 18. Resultados pH.	73
Tabla 19. Peso Disco y Cake después de rompedor.	73
Tabla 20. Imágenes Disco y Cake.	73
Tabla 21. Procedimiento de la prueba.	74
Tabla 22. Condiciones de prueba	74
Tabla 23. Características del núcleo.	75
Tabla 24. Propiedades de fluidos utilizados.	75
Tabla 25. Resultados de sistemas de fluidos evaluados.	81
Tabla 26. Resultados del sistema diseñado.	81
Tabla 27. Programa de desarrollo en Campo Orito	84
Tabla 28. Costos generales de productos químicos	85
Tabla 29. Costos Ingeniería	85
Tabla 30. Volúmenes requeridos.	86
Tabla 31. Costo total de lodo de perforación actual	87
Tabla 32. Costo de inversión para un (1) pozo de desarrollo, escenario 1	87
Tabla 33. Costo de inversión para tres pozos de desarrollo, escenario 1	87
Tabla 34. Costos de inversión, escenario 1	88
Tabla 35. Costo total de lodo de perforación propuesto	88
Tabla 36. Costo de rompedor por pozo	88

Tabla 37. Costo de inversión para un (1) pozo de desarrollo, escenario 2	89
Tabla 38. Costo de inversión para tres pozos de desarrollo, escenario 2	89
Tabla 39. Costos de inversión, escenario 2	89

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción de la Formación Caballos	37
Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos de la Formación Caballos	38
Gráfica 3. Declinación de Formación Caballos	39
Gráfica 4. Curvas de permeabilidad relativa	54
Gráfica 5. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido A	67
Gráfica 6. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido B	67
Gráfica 7. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido C	68
Gráfica 8. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido D	68
Gráfica 9. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido E	69
Gráfica 10. Curvas de permeabilidad relativa	76
Gráfica 11. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite	77
Gráfica 12. Curvas de permeabilidad efectiva al agua	77
Gráfica 13. Flujo de caja, escenario 1	91
Gráfica 14. Flujo de caja, escenario 2	91

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Orito	30
Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Putumayo	32
Figura 3. Esfuerzos de Gel	42
Figura 4. Características de puenteo y filtración.	47
Figura 5. Estado Mecánico del Pozo O224	60
Figura 6. P.S.A	69
Figura 7. Muestra de crudo Orito.	71
Figura 8. Núcleo Formación Caballos C	75
Figura 9. Estado Mecánico de Pozo O244	84

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Capacidad	85
Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN)	90

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Pruebas rutinarias de laboratorio	98
Anexo B. Pruebas especiales de laboratorio	106
Anexo C. Pruebas en medio poroso	108
Anexo D. Tabla para salmuera de formiato de potasio	112

LISTA DE ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius
''	Pulgada(s)
Ft	Pie
°API	Gravedad API
°F	Grados Fahrenheit
API	Instituto Americano
Bls	Barriles
Bls/D	Barriles por día
Cc	Centímetros cúbicos
cc/30 min	Centímetros cúbicos por 30 min
Cm	Centímetros
cP	Centipoise
DP	Tubería de perforación (Drill pipe)
gal	Galón
gr	Gramos
g/cc	Gramos por centímetro cubico
ID	Diámetro interno (Inside diameter)
lb	Libra (s)
lb/bls	Libras por barril
lb/100ft ²	Libras por pie cuadrado
lpg	Libras por galón
lb/min	Libras por minuto
lb/pulg ²	Libras por pulgada cuadrada
lb/pulg ³	Libras por pulgada cubica
lb/100 pie ²	Libras por 100 pies cuadrados
M	Metro
mD	Milidarcies
MD	Profundidad medida (Measument Deep)
MI	Mililitro(s)
Mm	Milímetro (s)
MMBls	Millones de barriles
MMCF	Millones de pies cúbicos
MW	Densidad de lodo
pH	Potencial de hidrógeno
ppm	Partes por millón
pie/min	Pie (s) por minuto
pie ³ /min	Pie(s) cúbicos por minuto
ppb	Partes por barril
ppm	Partes por millón

Pulg	Pulgada(s)
RPM	Revoluciones por minuto
TD	Profundidad final (Target Depp)
TVD	Profundidad vertical verdadera (True Vertical Deep)
VP	Viscosidad plástica
VPN	Valor Presente Neto
YP	Punto cedente
YS	Esfuerzo de gel

GLOSARIO

ADITIVO: cualquier material añadido al lodo con un propósito específico.

CAKE O REVOQUE: sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: es una parte de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes, están localizados en una de las tres categorías: Continental, marina o de transición (línea de costa).

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de textura fisible, con tamaño de partículas menor a 0.0039 milímetros de diámetro. Está compuesta principalmente de arcilla, por esto, los minerales que la componen son hidróxidos de hierro y aluminio. Se diferencian de las lutitas por su material totalmente endurecido.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica. El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada, cuyos granos son generalmente de 0.2 a 2 mm de tamaño. Se compone principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento.

BASAMENTO: rocas ígneas o metamórficas deformadas, de textura porfiroblástica. Está compuesta por silicatos. Rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

BITUMEN: derivado térmicamente degradado del kerógeno, pero es soluble en solventes orgánicos.

CALIZA: roca sedimentaria de textura micrítica, Se compone principalmente de carbonatos, los constituyentes más importantes son la calcita y existen cantidades secundarias de dolomita, ftanita y arcilla.

CABALGAMIENTO: conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.

CAMPO: es una acumulación o grupo de acumulaciones de hidrocarburos presentes en el subsuelo, el cual está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA: es la representación gráfica de las unidades litológicas de los cuerpos rocosos en un determinado sitio o región. Se obtiene a

partir del levantamiento de observaciones y mediciones de sucesiones estratigráficas realizadas con sumo detalle. Algunos de sus elementos son, variaciones litológicas (representación gráfica de naturaleza litológica), cronología, escala, espesor, estructuras sedimentarias, contenido fosilífero e identificación.

CONCORDANCIA: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de partículas mayor a 2 mm, puede constituirse mayoritariamente por clastos redondeados y una matriz o cemento que lo engloba, también por componentes pelíticos y arenosos. Los conglomerados se forman principalmente en los cauces de los ríos.

CUENCA: es la depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

CUENCA DE ANTEPAIS: depresión flexural ubicada "detrás" de un orógeno (corteza terrestre se acorta y pliega en un área alargada producto de un empuje) en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo.

DAÑO DE FORMACIÓN: reducción en la permeabilidad o en la porosidad original de la formación causada por procesos adversos, la cual genera una caída de presión en el yacimiento, causando a su vez una reducción en la producción.

DENSIDAD: es la magnitud que expresa la relación existente entre la masa y el volumen. Expresada en libras por galón, libras por pie cúbico o kilogramo por metro cúbico.

DISCORDANCIA: discontinuidad estratigráfica en la que no hay paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

ESTRATIGRAFÍA: estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra. La comparación, o correlación, de estratos separados puede incluir el estudio de su litología, contenido fósil, y edades relativas y absolutas, o litoestratigrafía, bioestratigrafía y cronoestratigrafía.

ESPESOR: es la distancia entre el piso o límite inferior de una capa y techo o límite superior.

FALLA: es una discontinuidad la cual se forma por fractura de las rocas de la corteza terrestre a lo largo de la cual ha habido movimientos de uno de los lados.

FALLA NORMAL: falla cuya componente principal es la de desplazamiento de inclinación, en la que el labio elevado está en el bloque hundido. Algunas veces

las fallas normales se refieren tanto a fallas de tensión como de gravedad, pero no es aconsejable utilizar estos términos, puesto que implican un origen no siempre justificable.

FALLA TRANSCURRENTE ANTITETICA: falla secundaria (diferente dirección de la falla primaria) generada por la acción de movimientos horizontales.

FALLA TRANSCURRENTE SINTETICA: falla secundaria (misma dirección de la falla primaria) generada por la acción de movimientos horizontales.

FOLIACION: disposición en láminas que adquiere la materia que forma ciertas rocas cuando estas se ven sometidas a grandes presiones.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

FLUJOS DE LAVA: un flujo de lava es una masa de roca fundida que se desparrama por la superficie terrestre durante una erupción efusiva. Se consideran flujos de lava tanto la lava mientras está en movimiento como los depósitos sólidos se forman cuando ésta se enfría.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: ciencia que se ocupa del estudio de los yacimientos de petróleo. Estudia su origen, época de formación, rocas favorables, condiciones geológicas favorables para su entrapamiento, su evaluación (ubicación), etc.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: ciencia que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza de la Tierra, estudia la estructura de las fallas y sistemas de pliegues, para entender cuál fue la historia de deformación registrada por las rocas y cómo, cuándo y por qué se acumuló esta deformación.

GEOMORFOLOGÍA: rama de la geología que tiene como objeto el estudio de las formas de la superficie terrestre enfocado a describir, entender su génesis y su actual comportamiento.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

INFRAYACENTE: es que yace por debajo de algo, es decir que se ubica bajo una formación.

KERÓGENO: es una materia precursora del petróleo y que tiene del 80 % al 90 % de materia orgánica, dentro de ella se encuentran una materia en menor cantidad y se denomina bitumen.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria clástica compuesta principalmente de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 0.0625 – 0.05 mm, las limonitas

difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla.

MARCO GEOLÓGICO: es un resumen de la geología de un lugar en específico, donde se encuentra información sobre estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

MIEMBRO: unidad de rango inferior con respecto a la formación, que está establecida con base a diferencias claras en zonas adyacentes en una formación.

MIGRACIÓN: es el movimiento generado por los hidrocarburos desde la roca fuente hacia la roca yacimiento, la migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en cuencas sedimentarias grande.

PERMEABILIDAD: la permeabilidad normal constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

POLÍMERO: son compuestos orgánicos que se derivan de la unión de dos o varias moléculas simples llamadas monómeros, por medio de reacciones de poliadición o de policondensación.

RATA DE PENETRACIÓN (ROP): es la velocidad en pies por hora, a la cual la perforación avanza para profundizar el pozo.

REOLOGÍA: es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de los fluidos cuando están sometidos a esfuerzos externos.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas, calizas, o arcillolitas.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera cubierta sobre alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento.

ROCA RESERVORIO: roca con alta permeabilidad y con buena porosidad que permite el alojamiento de los hidrocarburos, como las areniscas, aunque también pueden ser carbonatos.

SISTEMA PETROLÍFERO: componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos, incluye una roca madura, un trayecto de migración, una roca almacén, una trampa y un sello.

SUPRAYACE: es que yace por encima de algo, es decir que se ubica por arriba de una formación.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación o deposición de petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable.

YACIMIENTO: es una unidad geológica de volumen limitado, con porosidad y permeabilidad en donde se acumulan agua e hidrocarburos líquidos y gaseosos.

TRAMPA ESTRATIGRAFICA: las trampas de hidrocarburos resultantes de cambios en el tipo de roca o de acuñamientos, discordancias u otros rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes o las acumulaciones, se denominan trampas estratigráficas.

RESUMEN

El Campo Orito, descubierto en 1963 en la zona suroccidente de Colombia perteneciente a la cuenca Caguan – Putumayo, está siendo desarrollado a través de un plan de perforación de pozos que mitiguen daño a la formación por fluido de perforación, con el fin de aumentar la productividad de los pozos completados en la Formación Caballos. Actualmente la compañía Pacific Exploration & Production es la encargada de operar el campo mediante un contrato de producción incremental.

Con el objetivo de diseñar el fluido de perforación mitigando el daño a la Formación Caballos del campo se adelantó un proceso de investigación basado en pruebas de laboratorio con el propósito de encontrar la formulación adecuada, cumpliendo con los requerimientos de la compañía en cuanto a las propiedades y evaluando el cambio en la permeabilidad efectiva al aceite luego de circular el fluido de perforación en un núcleo de la formación de interés.

Este documento presenta las generalidades del campo incluyendo el marco geológico, información de los fluidos de perforación y daño de formación, posteriormente se presenta el objeto de estudio mediante las pruebas de laboratorio realizadas, en donde se evaluó el daño ocasionado por fluido de perforación. Finalmente se presentó el análisis de los costos del proyecto, para resaltar el impacto y los beneficios de implementar el fluido diseñado.

Palabras clave: fluidos, perforación, daño formación.

INTRODUCCIÓN

La compañía operadora Pacific Exploration & Production bajo un contrato de producción incremental (CPI) con Ecopetrol, posee el 71% de los derechos de explotación sobre el Campo Orito; Pacific E&P ha venido desarrollando un plan de perforación, con el ánimo de aumentar la productividad en los pozos completados en la Formación Caballos, debido a que estudios realizados por la compañía indican la presencia de volúmenes importantes de hidrocarburos para recuperar, y a su vez extender la vida productiva del campo.

Durante la perforación en los pozos de la última campaña, se evidencia la baja productividad de estos, razón por la cual, la compañía busca determinar el manejo que se le puede dar al fluido de perforación evaluando el daño a la formación causado por este, la capacidad para mitigarlo, realizando su desarrollo sin comprometer las buenas prácticas de la perforación.

Teniendo en cuenta lo planteado, se desarrolló este trabajo de investigación, cuyo objetivo es elaborar un plan de fluidos estructurado, que cumpla con los requerimientos planteados por la compañía para el cumplimiento de sus metas.

La evaluación del daño de formación causado por fluido de perforación, permitió establecer ventajas para implementar el fluido diseñado cumpliendo con el objetivo principal de mitigar el daño de formación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar el fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del Pozo O224 en el Campo Orito.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Orito.
2. Especificar las características del fluido de perforación utilizado en la campaña de perforación de 2015 en la Formación Caballos del Campo Orito.
3. Diseñar el plan de pruebas de laboratorio con núcleos de la zona de interés, y fluidos de perforación cuantificando el daño de formación y comprobando las propiedades del fluido de perforación.
4. Realizar las pruebas de desplazamiento en medio poroso y con el equipo de laboratorio de lodos conforme lo anteriormente diseñado.
5. Evaluar los datos obtenidos con las pruebas de laboratorio, determinando la mejor formulación del fluido de perforación, corroborando las propiedades del fluido por medio de pruebas reológicas, filtrado y pruebas químicas.
6. Evaluar la viabilidad financiera implementando el fluido de perforación seleccionado mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ORITO

En el presente capítulo se describen las características más importantes del Campo Orito tales como su historia, localización geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO ORITO

La historia del Campo Orito inicia con la exploración de la empresa Texas Petroleum Company en el año 1963¹, bajo el Contrato Orito N° 716, con la perforación de dos pozos, Orito-1 para la Formación Caballos y Orito-2 para la Formación Villeta, mostrando estos la presencia de hidrocarburos, iniciando con la producción del campo. Posteriormente se perforaron 38 pozos adicionales con el objetivo de desarrollar el campo, por el consorcio Texas Petroleum Company-Gulf, esto sucede en el periodo de 1963 a febrero de 1969, véase **Tabla 1**.

Tabla 1. Información de pozos bajo Contrato Orito N° 716

Nombre	TVD (Ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado	Nombre	TVD (Ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado
Orito-1	6.434,81	22/03/1963	Productor	Orito-8	6.670,00	22/11/1967	Productor
Orito-2	6.591,72	01/08/1963	Productor	Caldero-1	7.400,00	02/12/1967	Productor
Orito-3	6.887,00	05/01/1964	Productor	Orito-25	6.962,00	30/12/1967	Productor
Orito-4	6.576,00	13/05/1964	Productor	Orito-19	7.210,00	13/01/1968	Productor
Orito-7	6.362,00	10/08/1964	Productor	Orito-27	7.343,00	22/01/1968	Productor
Orito-5	6.534,00	14/08/1964	Productor	Orito-26	6.614,00	10/02/1968	Productor
Orito-9	6.848,00	17/10/1964	Productor	Orito-28	6.995,00	21/02/1968	Productor
Orito-6	ND	02/11/1964	Productor	Orito-29	6.650,00	03/03/1968	Productor
Orito-10	6.586,00	19/11/1964	Productor	Orito-34	6.680,00	23/03/1968	Productor
Orito-11	6.532,00	30/01/1965	Productor	Orito-30	7.105,00	25/03/1968	Productor
Orito-14	6.654,75	14/02/1965	Productor	Orito-31	7.110,91	21/04/1968	Productor
Orito-13	7.134,38	17/03/1965	Productor	Orito-36	6.941,39	13/05/1968	Productor
Orito-18	7.505,00	12/08/1965	Productor	Orito-32	7.127,63	16/05/1968	Productor
Orito-16	6.574,00	14/10/1965	Productor	Orito-33	7.659,00	10/06/1968	Productor
Orito-17	4.944,00	01/12/1965	Productor	Orito-39	6.561,06	06/07/1968	Productor
Orito-22	6.273,00	10/01/1966	Productor	Orito-43	6.947,00	14/07/1968	Productor
Orito-21	7.278,00	02/08/1966	Productor	Orito-35	6.635,53	08/08/1968	Productor
Orito-20	7.036,82	18/09/1966	Productor	Orito-41	6.391,64	12/08/1968	Productor
Orito-15	6.715,51	23/10/1966	Productor	Orito-37	7.024,68	03/09/1968	Productor
Orito-23	7.430,00	24/01/1967	Productor	Orito-24	7.420,00	25/09/1968	Productor

Fuente: ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en World Wide Web: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>

¹ ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en World Wide Web: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>

En febrero de 1969 se completó el desarrollo del campo e inició producción comercial. La participación de la Compañía Gulf en el consorcio fue comprada en agosto de 1973 por la Compañía Petrolera del Río. Posteriormente, se realizaron negociaciones donde Ecopetrol obtuvo el control total de Petrolera del Río y en noviembre de 1979 adquirió derechos completos sobre las concesiones de Texas Petroleum Company en el Putumayo. El 20 de abril de 2001 inicia el Contrato Orito de Producción Incremental entre Petrominerales Ltda. y Ecopetrol S.A, por 22 años.

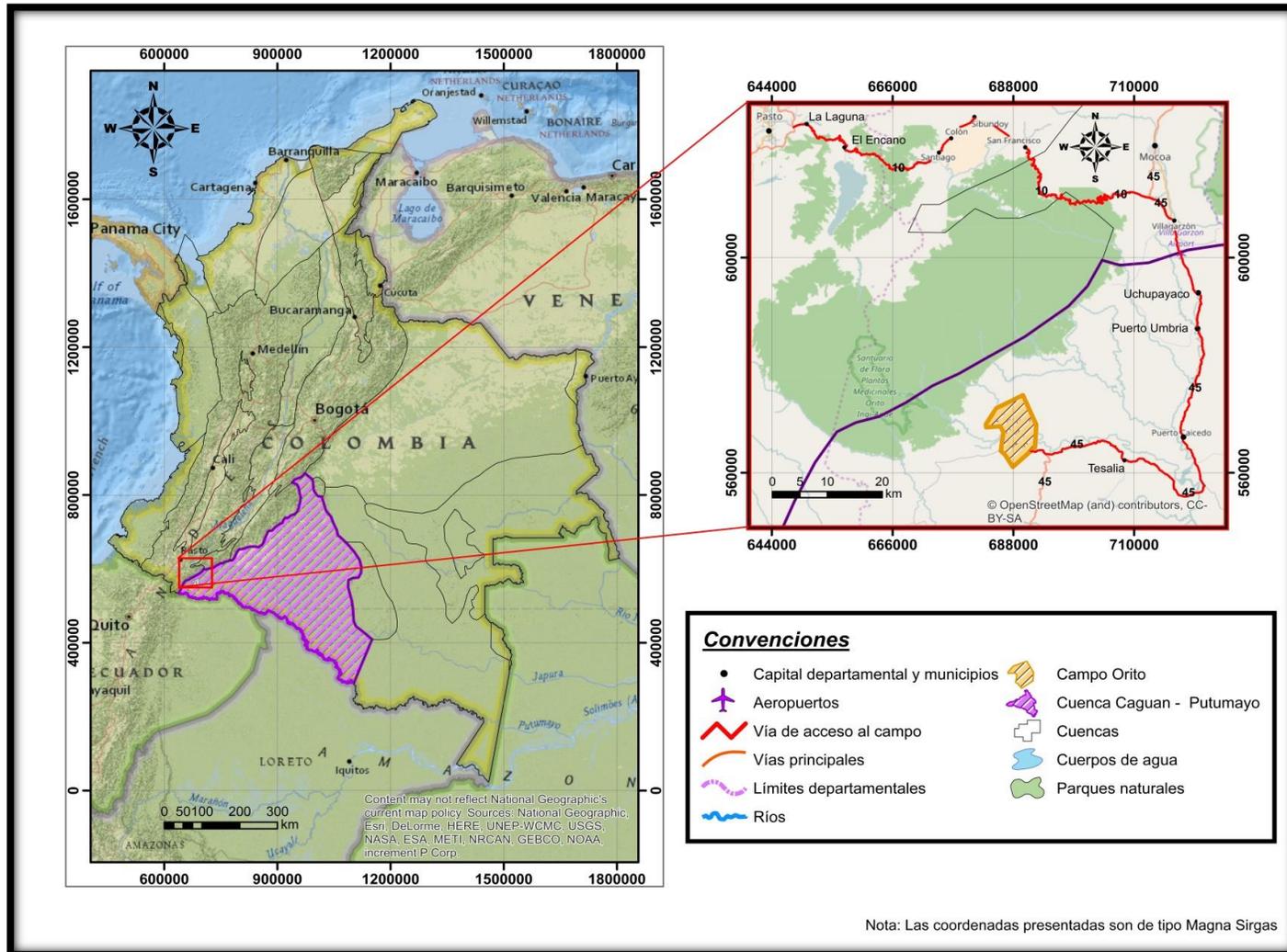
A marzo de 2017, siendo Pacific E&P la operadora, el Campo Orito posee una área actual comercializada de aproximadamente 63.000 m².

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Orito se encuentra localizado en el suroccidente de Colombia en el sector Putumayo de la Cuenca Caguán-Putumayo, en el Departamento del Putumayo bajo jurisdicción del Municipio Orito. El campo limita al norte con la Ciudad de Mocoa, al sur con el Río Acae, al oriente con el Río Guames y al occidente con el Río Putumayo, a 60 kilómetros al occidente de Puerto Asís, y a 748 km de la Ciudad de Bogotá.

Para llegar al Campo Orito, vía terrestre, partiendo desde el este de la Ciudad de Pasto, se debe: tomar la Ruta 10 en dirección este y recorrer aproximadamente 105 kilómetros hasta llegar a la Ruta 45 pasando por los municipios de La Laguna, El Encano, Santiago, Colón, Sibundoy y San Francisco. Posteriormente, siguiendo la Ruta 45 en dirección sur, se recorren aproximadamente 99 kilómetros atravesando los municipios de Villagarzón, Uchupayaco, Puerto Umbría, Puerto Caicedo y Tesalia hasta llegar a una vía secundaria, por último, se recorren 3,77 kilómetros hacia el occidente por la misma hasta llegar al Campo Orito. (Ver **Figura 1**).

Figura 1. Localización del Campo Orito



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <<http://www.esri.com/>>. Modificado por autora

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se hace necesario realizar una descripción de la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo del campo asociado al sector Putumayo de la Cuenca Caguan – Putumayo con el fin de entender su incidencia en el objeto de este proyecto.

1.3.1 Columna Estratigráfica. Para describir las formaciones se toma como punto de partida la Columna Estratigráfica Generalizada del sector Putumayo, ya que los pozos ubicados en el Campo Orito atravesaron las mismas formaciones geológicas. La columna estratigráfica generalizada mencionada se puede observar en la **Figura 2**.

El registro sedimentario de la Cuenca del Putumayo se inicia en el Jurásico y culmina en el Pleistoceno. La información composicional está basada en informes proporcionados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)², las edades de las formaciones son descritas partiendo del léxico estratigráfico de M. Julivert³. Adicionalmente en la columna estratigráfica se muestran aspectos relevantes del sistema petrolífero de la cuenca.

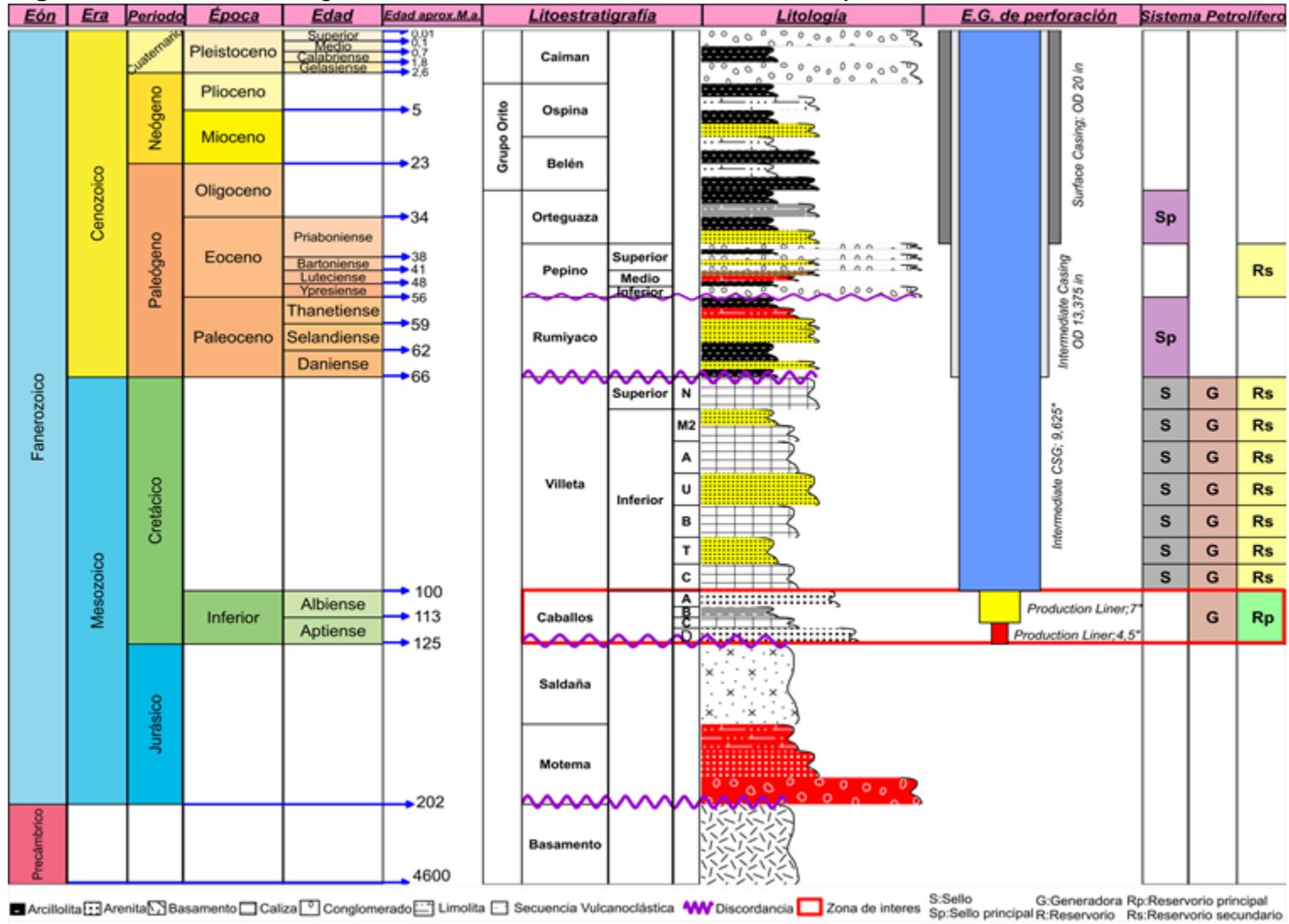
1.3.2 Estratigrafía. Se describen a continuación las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del Putumayo de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Basamento. Edad: Precámbrico. En la Cuenca del Putumayo se presenta un basamento cristalino ígneo-metamórfico, el cual aflora a lo largo del sector occidental de la cuenca, tiene variaciones composicionales significativas por lo que presenta una geomorfología compleja e irregular. En determinadas áreas se evidencia pendientes altas, con erosión hídrica profunda y textura homogénea; sin embargo, cuando el basamento está compuesto de metasedimentitas se observa una morfología suave con lineamientos correspondientes a la foliación, que se pueden confundir con rocas sedimentarias más jóvenes correspondiente al Paleozoico y/o Jurásico. Eestudios indican que el espesor del basamento oscila desde los 6.600 pies a más de 16.000 pies.

² ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007, p. 32.

³ M.Julivert.Lexique stratigraphique International.Amérique Latine, Colombie.Volumen V, Fascicule 4, 1968.

Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Putumayo



Fuente: Strater4. Windows 2003. Version 4.81800 (64-bit) Colorado: Golden Software LLC. [Programa informático en línea]; Modificado por autora

1.3.2.2 Formación Motema. Edad: Jurásico. Compuesta por capas rojas de limolitas, areniscas y conglomerados. Su espesor aún no se conoce con certeza a lo largo de la cuenca. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad es fluvial, de bajas condiciones oxidantes y con gran aporte volcánico. Se encuentra en contacto discordante con el basamento que lo infrayace y concordante con la Formación Saldaña que lo suprayace.

1.3.2.3 Formación Saldaña. Edad: Jurásico. Secuencia vulcano sedimentaria con flujos de lava, areniscas tobaceas y limolitas en la zona sur. Su espesor aún no se conoce con certeza a lo largo de la cuenca. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad es fluvial. Se encuentra en contacto concordante con Formación Motema que lo infrayace y discordante con la Formación Caballos que lo suprayace.

1.3.2.4 Formación Caballos. Edad: Cretácico Inferior (Aptiano – Albiano). Constituida por cuatro intervalos litoestratigraficos los cuales se describen de base a tope así: el Intervalo D que corresponde a un conglomerado basal, que grada a arenisca cuarzosa de grano grueso color blanco, el Intervalo C que corresponde a caliza, el Intervalo B que corresponde a arcillolitas de tonalidad gris, el Intervalo A corresponde a areniscas de grano grueso y muy grueso, cuarzosas, angulosas de tonalidad blanca. Su espesor oscila entre 250 y 525 pies. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad es fluvial. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Saldaña que lo infrayace y concordante con la Formación Villeta que lo suprayace.

1.3.2.5 Formación Villeta. Edad: Cretácico Superior. Constituida por dos miembros: Villeta Inferior y Villeta Superior. En Villeta Inferior se distinguen seis intervalos litoestratigraficos los cuales se describen de base a tope así: el Intervalo C que corresponde a calizas, Intervalo T que corresponde a areniscas, Intervalo B que corresponde a calizas, Intervalo U de areniscas, Intervalo A de calizas, Intervalo M2 que corresponde a calizas y areniscas. En Villeta Superior los intervalos son denominados Calizas de Villeta. Su espesor oscila entre 900 y 1.200 pies. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad corresponde a marino. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Caballos que lo infrayace y discordante con la Formación Rumiaco que lo suprayace.

1.3.2.6 Formación Rumiaco. Edad: Paleoceno. El tope de la unidad corresponde a arcillolitas, limolitas rojas y algunos niveles arenosos. La parte central e inferior presenta una intercalación de capas delgadas de areniscas arcillosas y limolíticas. El espesor de la formación oscila entre 1.000 a 1.500 pies aproximadamente. El ambiente de depositación varía de marino a continental. Se encuentra en contacto discordante con Formación Villeta que lo infrayace y discordante con la Formación Pepino que lo suprayace.

1.3.2.7 Formación Pepino. Edad: Eoceno. Compuesta por tres miembros estratigráficos. El Miembro Inferior está constituido principalmente por conglomerados, el Miembro Medio por arcillolitas, limolitas rojas ocasionalmente calcáreas y areniscas de color marrón con matriz arcillosa, el Miembro Superior corresponde a lentes de conglomerados gruesos intercalados con areniscas, arcillolitas duras y limolitas no calcáreas. Su espesor crece hacia el oeste, desde 200 a 300 pies, hasta valores superiores a los 1.600 evidenciados en el depocentro. El ambiente deposicional es continental-fluvial. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Rumiyaco que lo infrayace y concordante con la Formación Orteguzza que lo suprayace.

1.3.2.8 Formación Orteguzza. Edad: Eoceno - Oligoceno. Consiste en una intercalación de arcillolitas, limolitas de tonalidad gris, areniscas finas, y delgadas capas carbonosas. El espesor de esta formación se reduce hacia el oeste, estando ausente en la parte noreste del Putumayo como consecuencia de la erosión causada por el tectonismo regional. Su espesor varía alrededor de los 700 pies. Se puede establecer que el ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Pepino que lo infrayace y concordante con el Grupo Orito-Belén que lo suprayace.

1.3.2.9 Grupo Orito (Formación Belén - Formación Ospina). Edad: Oligoceno - Plioceno. Compuesta por arcillas intercaladas con limolitas con escasos lentes de arenisca arcillosa, algunas exhiben estratificación cruzada. Se evidencia grandes variaciones en su espesor, sin embargo, se puede establecer que se encuentra cerca de 2.200 pies. El principal ambiente de depositación es continental. Se encuentra en contacto concordante con Formación Orteguzza que lo infrayace y concordante con la Formación Caimán que lo suprayace.

1.3.2.10 Formación Caimán. Edad: Plioceno – Pleistoceno. Compuesta esencialmente de conglomerados con intercalación de arcillolitas. Existe incertidumbre acerca de su espesor a lo largo de la cuenca. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad es aluvial. Se encuentra en contacto concordante con el Grupo Orito-Belén que lo infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. Tomando como base información reportada en los informes de la ANH⁴, en el Putumayo son evidenciados altos y bajos estructurales con orientación nor-noroccidente, el basamento pre-Cretácico aflora o se encuentra cerca de la superficie a lo largo del Piedemonte de la Cordillera Oriental y en los altos estructurales de orientación norte-sur en el extremo oriental de la

⁴ ANH. Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414, Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo, UPTC. Agosto Del 2009, p 45.

cuenca. Los bajos estructurales constituyen sub-cuencas donde posiblemente se depositaron unidades Paleozoicas-Jurásicas.

Pozos perforados en la cuenca han demostrado su ubicación en estructuras anticlinales formadas por reactivación de fallas originalmente normales, igualmente, secuencias Cretácicas van disminuyendo el espesor desde el piedemonte hacia el oriente, hasta acuñarse contra el basamento o secuencias Terciarias suprayacentes.

La estructura presente en el campo corresponde a un anticlinal asimétrico de aproximadamente 12 kilómetros de largo y 6 kilómetros de ancho, el eje del mismo presenta una dirección general Norte-Sur y posee un cierre vertical máximo de aproximadamente 1.100 Ft.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación se presenta una breve descripción del sistema petrolífero de la Cuenca del Putumayo asociado al Campo Orito, tomando como punto de referencia la información reportada en los informes de la ANH5.

1.3.4.1 Roca generadora. La principal roca generadora se encuentra en la Formación Caballos que se intercala con la secuencia del principal reservorio de la cuenca. En general, la calidad de la roca generadora se hace mejor hacia oeste, especialmente en las proximidades del Campo Orito. El contenido de carbono orgánico presente es mayor al 1 %, e incluye tanto kerógeno tipo II y III como bitumen.

1.3.4.2 Roca reservorio. El reservorio principal son las areniscas de la Formación Caballos; cuyas porosidades varían del 10% al 16% (12% en promedio) y la permeabilidad asociada es del orden de 150 mD. Las areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino se establecen como reservorios secundarios.

1.3.4.3 Roca sello. El sello lo constituyen las arcillolitas grises claras de la Formación Villeta, que suprayacen a las areniscas de la Formación Caballos, igualmente la Formación Pepino y las cenizas volcánicas de lo que denominan Formación Orito-Belén⁶.

1.3.4.4 Migración. Probablemente la migración en la cuenca y por ende en el área del campo, es de oeste a este a lo largo de las areniscas de la Formación Caballos. La migración vertical a lo largo de fracturas y zonas de fallas, y la

⁵ ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007, p. 32.

⁶ GALVIS, Jaime. MOJICA Diego. OBANDO, Ayerim. Informe preliminar Bloque PUT-5. 2013, P, 6-7.

expulsión de hidrocarburos comenzó en el Mioceno Tardío, poco después de la formación de las mayores estructuras⁷.

1.3.4.5 Trampa. El tipo de trampa predominante es estructural, el anticlinal asimétrico presente en el campo limita en uno de sus flancos por fallas inversas, este tipo de trampa es característica para los yacimientos en las Formaciones Caballos y Pepino. Sin embargo, también se presentan trampas estratigráficas dadas principalmente por cambios laterales de facies y/o terminaciones de acuñamientos las cuales se pueden presentar en la Formación Villeta.

En la zona perteneciente al Campo Orito las principales trampas están conformadas por fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados y anticlinales asociados a fallamientos de diversos tipos.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Se describe el mecanismo de producción de la Formación Caballos el cual representa el principal reservorio del campo, además, se presenta la producción desde inicios, en el año 1968 hasta la actualidad, finalmente se describe las características generales del yacimiento principal.

1.4.1 Mecanismo de producción. Los pozos presentes en el Campo Orito utilizan principalmente como mecanismos de producción la segregación gravitacional, expansión por capa de gas y un acuífero activo. El principal sistema de levantamiento utilizado es el Gas Lift. En la **Tabla 2** se observan los diferentes mecanismos de producción y sistema de levantamiento implementados en el Campo Orito.

Tabla 2. Mecanismos de producción

Mecanismo de producción	Sistema de levantamiento
Segregación gravitacional (cierto grado de incertidumbre)	Gas Lift
Expansión por capa de gas	
Acuífero activo	

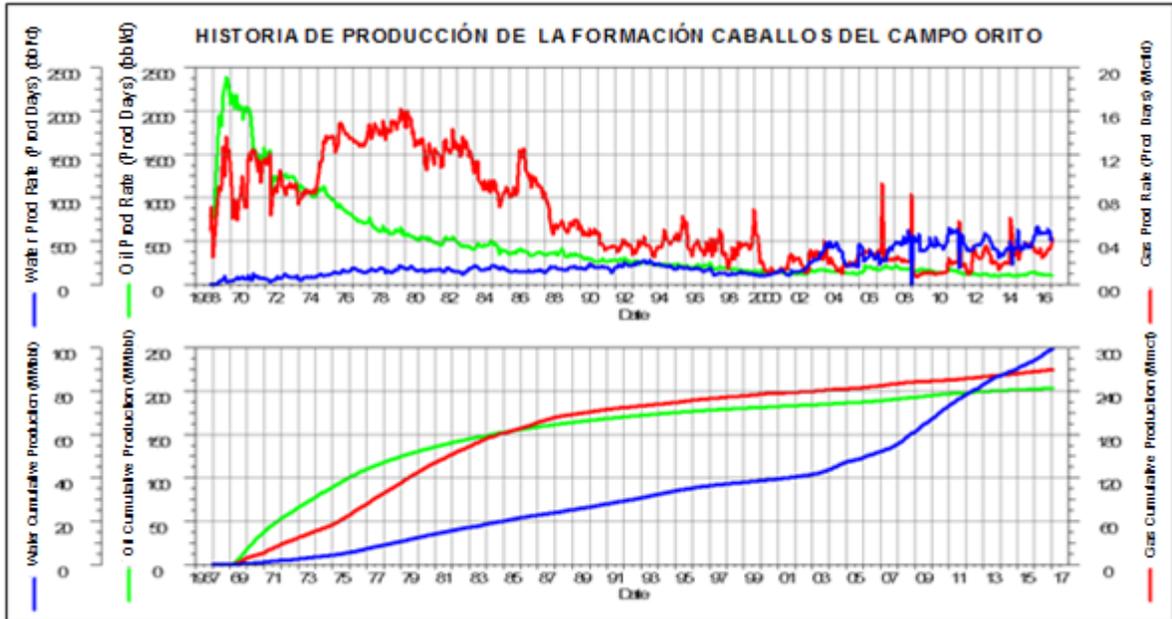
Fuente: Pacific E&P, Departamento de Yacimientos. Bogotá, 17 de marzo del 2017

Debido a las condiciones actuales del yacimiento, presión inferior a la presión de burbuja, es probable, que el gas libre a medida que se desprende del crudo se movilice hacia el tope de la estructura, ocasionando una capa de gas la cual se expande incentivando la movilización del petróleo.

⁷ VARGAS, Carlos. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Artículo ciencias de la tierra. Bogotá 2009, p. 25.

1.4.2 Tiempo de producción. A continuación, se presenta la reseña histórica de producción de la Formación Caballos de Campo Orito desde el año 1968, teniendo en cuenta que está es la formación objeto de interés de este estudio, la producción acumulada anual se encuentra cercana a 1'000.000 Bls. En la **Gráfica 1** se representa la historia de producción promedio diaria de crudo, gas y agua proveniente únicamente de la Formación Caballos, desde el año 1968 hasta 2016.

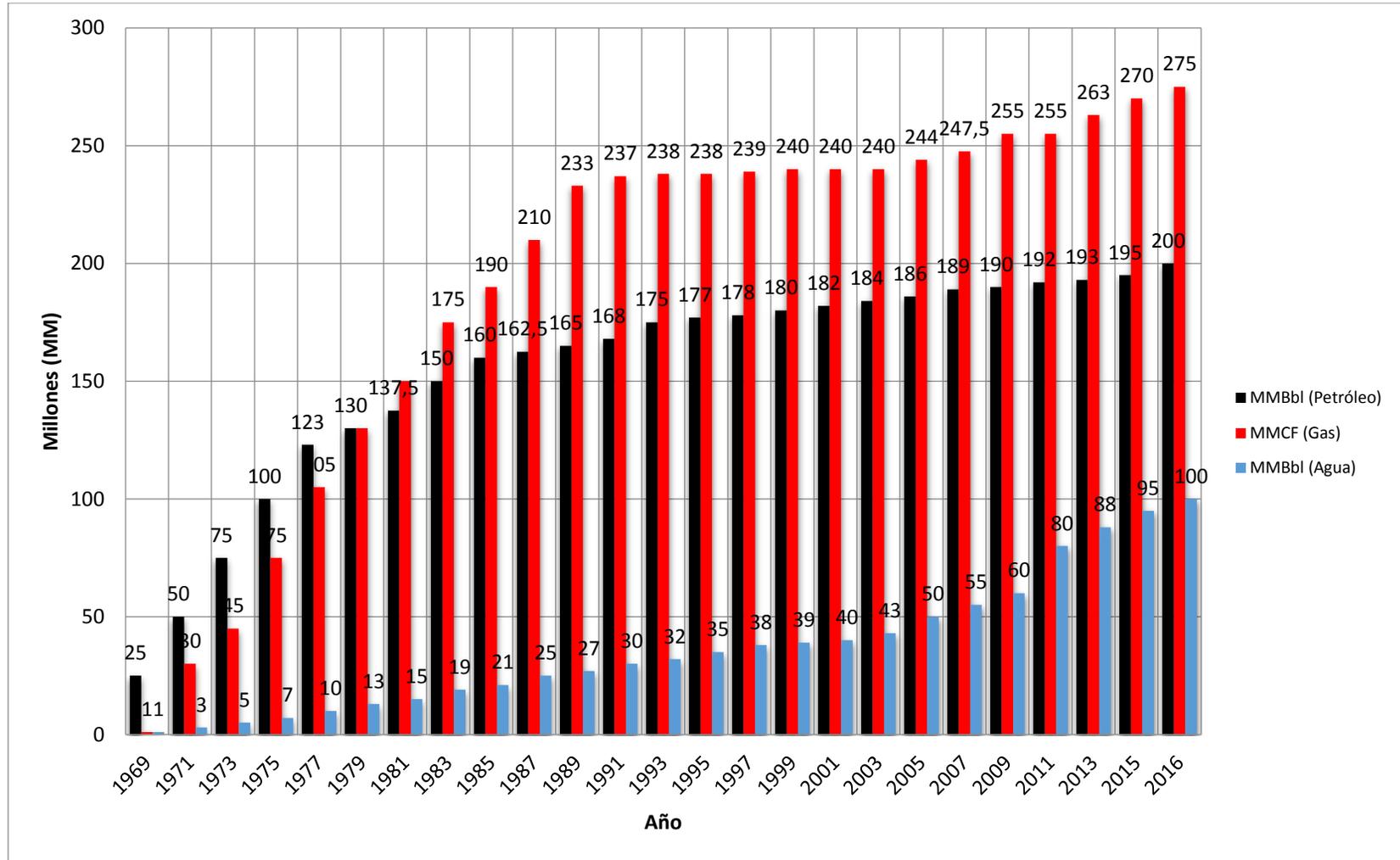
Gráfica 1. Historia de producción de la Formación Caballos



Fuente: Pacific E&P, Departamento de Yacimientos. Bogotá, 17 de marzo del 2017

El Campo Orito viene produciendo hace 48 años, el cual inició su producción comercial por medio del pozo Orito-40 el 25 de febrero de 1969 en las areniscas de la Formación Caballos, alcanzando una profundidad vertical verdadera (TVD) de 6.408,63 Ft. Los fluidos provenientes de la formación productora de interés presentan una producción acumulada de crudo desde marzo de 1969 hasta diciembre de 2016 de 200 MMBls y la producción acumulada de agua aproximadamente es de 300 MMBls; La mayor tasa de declinación de la producción se ha venido evidenciando desde 2007 hasta diciembre de 2016. Se presenta el grafico de producción acumulada de la Formación Caballos del Campo Orito en la **Gráfica 2** desde su comercialización en el año 1969 hasta diciembre de 2016.

Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos de la Formación Caballos



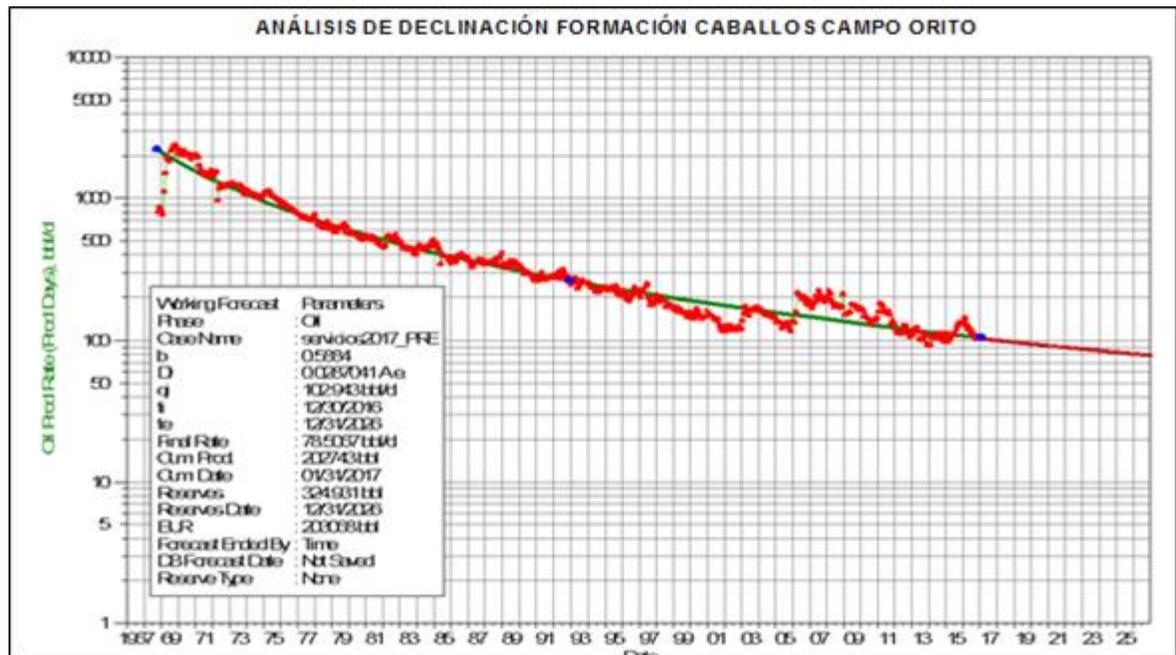
Fuente: Pacific E&P, Departamento de Yacimientos. Bogotá

El máximo pico de producción del campo fue de 67.000 BPD en 1981, En el año 2001, a la Compañía Petrominerales Ltda. Se le concede una participación de 79% de la producción total del campo, donde realizaron la perforación a noviembre de 2016 de 23 pozos productores siendo Petrominerales Operador.

A 27 de diciembre de 2016 la producción del campo fue cerca de 1265 Bls/Día.

En la **Gráfica 3** se presenta la declinación natural de la producción de la Formación Caballos desde el año 1968 hasta 2016.

Gráfica 3. Declinación de Formación Caballos



Fuente: Pacific E&P, Departamento de Yacimientos. Bogotá, 17 de marzo del 2017

1.4.3 Características del yacimiento. Las areniscas cretácicas de la Formación Caballos representan el principal yacimiento del campo, en la **Tabla 3** se presentan las características promedio generales, la información fue proporcionada por el catálogo de la Ronda Abierta Colombia 2010⁸ y un estudio realizado por el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y demás⁹.

⁸ OPEN ROUND COLOMBIA 2010 [en línea]. Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. Disponible en Internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf).

⁹ GEOQUIMICA DE YACIMIENTOS DE LA FORMACIÓN CABALLOS EN EL CAMPO ORITO. PUTUMAYO – COLOMBIA. Bucaramanga, Santander Colombia. Enero/Diciembre de 2001. Volumen 02, Número 02

Tabla 3. Características promedio generales del yacimiento.

Descripción	Cantidad	Unidad
Porosidad	10-16	%
Permeabilidad	10-150	mD
Espesor	320-525	Ft
Temperatura	185	°F
Presión inicial	3.400	psi
Presión actual	1.550	psi
Presión de burbuja	2.500	psi
Producción acumulada de petróleo	200	MMBbs
Gravedad API original del crudo @ 15 °C	30-40	°API
Gravedad API del crudo @ 15 °C	25-35	°API
Producción actual de petróleo	100	Bls/D
Producción acumulada de agua	300	MMBbs
Producción actual de agua	500	Bls/D
Producción acumulada de gas	270	MMSCF
Producción actual de gas	400	SCFD

Fuente: Pacific E&P, Departamento de Yacimientos. Bogotá, 17 de marzo del 2017

2. MARCO TEÓRICO

Con el propósito de mejorar la operación de perforación, hacerla más segura, eficiente, aumentar la productividad de los pozos, y mitigar daño de formación por fluido de perforación es indispensable la aplicación de nuevas tecnologías, en los fluidos por tal razón en este capítulo se definen conceptos claves que son de vital importancia para el desarrollo de este estudio. Se mencionan aspectos importantes como: propiedades, funciones e importancia de los fluidos de perforación, pruebas de compatibilidad de fluidos y tipos de daño de formación.

2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación es una mezcla de componentes químicos, que se hace circular durante la perforación de un pozo, se compone de una fase continua (agua, aceite o gas), una parte coloidal (arcilla, polímeros, etc.), otra parte inerte (materiales densificantes) y tiene una fase dispersa que generalmente son sólidos, estos son los encargados de brindarle propiedades al fluido de perforación como viscosidad, densidad, reología y control de filtrado.

2.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A continuación se mencionan las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación.

2.2.1 Densidad. Esta propiedad define la capacidad del fluido para ejercer contrapresión en las paredes del hueco, controlando así las presiones que ejercen las formaciones perforadas¹⁰, se mide en la balanza de lodos y en unidades de campo se expresa en libras por galón (lpg).

2.2.2 Reología. Es el estudio de los principios físicos que regulan el movimiento y la deformación de la materia cuando es sometida a esfuerzos externos¹¹, permite controlar la suspensión de sólidos, las caídas de presiones en la sarta y anular, se mide continuamente en la perforación y se ajusta con aditivos o dilución, la temperatura afecta el comportamiento las reacciones del agua, arcilla, sólidos y polímeros. La determinación de la reología de un fluido de perforación se realiza con el instrumento viscosímetro FANN 35-A, sometiendo el fluido a diferentes esfuerzos de corte y permitiendo determinar las siguientes propiedades.

¹⁰ OBANDO BELTRAN, David Mauricio; Optimización del fluido de perforación utilizado en el campo Los Ángeles operado por Petronorte; pag 39

¹¹ Ibíd.

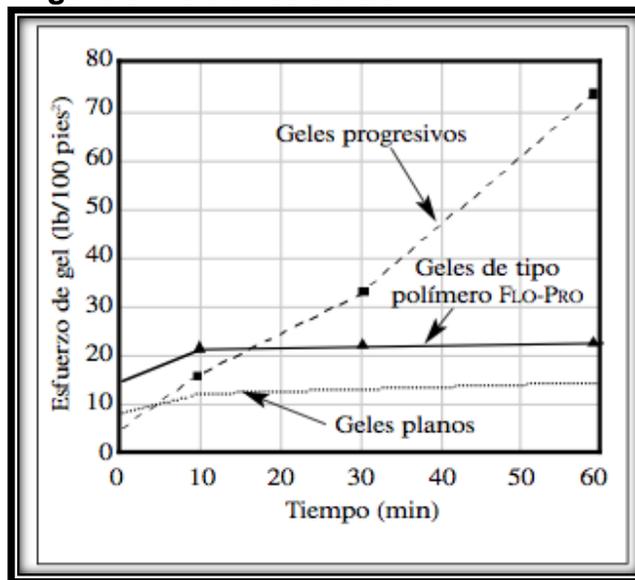
2.2.2.1 Viscosidad. Es la resistencia que opone un fluido a fluir, debida a la fricción entre partículas suspendidas en él, se expresa en centipoises (cP) y está dada por la relación entre el esfuerzo y velocidad de corte. Se divide en viscosidad aparente y viscosidad plástica.

2.2.2.2 Punto cedente o Yield Point. Es la resistencia al flujo causada por dispersión o atracción entre partículas sólidas presentes en el fluido de perforación, es consecuencia del tipo de sólidos y de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida.

2.2.2.3 Esfuerzos de gel. Es la fuerza requerida para poner en movimiento un fluido.

2.2.2.4 Esfuerzo cedente. Propiedad de los fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

Figura 3. Esfuerzos de Gel



Fuente: MI SWACO, Manual de Fluidos. 2001.

2.2.3 Potencial de hidrogeno (pH). Es una medida del grado de acidez o basicidad de una sustancia líquida y su medida varía entre 0 y 14 siendo los valores inferiores a siete ácidos y los superiores básicos. Una solución con un pH de siete es considerada neutral.¹² En los fluidos de perforación base agua el pH

¹² BAROID CORPORATION. Conceptos y prácticas de perforación. Entrenamiento fase III para ingeniería de fluidos de perforación. Houston, TX.: Halliburton Company. p. 2.

debe encontrarse en un rango de 9 y 9,5 para evitar ambientes donde se genere corrosión, controlar la dispersión de sólidos de baja gravedad y mantener las propiedades reológicas estables.

2.2.4 Filtrado. Es la cantidad líquida del fluido de perforación forzado a través del medio poroso, se produce cuando el gradiente de presión del fluido de perforación es mayor a la contrapresión ejercida por las formaciones y ocurre en condiciones dinámicas o estáticas de la perforación.. El filtrado invade la formación antes que se forme el revoque o cake en la cara de la formación, debe ser compatible con los fluidos de la formación para que no causar daños en la zona productora. Esta propiedad es determinada con una filtro prensa.

2.2.4.1 Filtrado API. La prueba de filtrado API se realiza a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi, los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

2.2.4.2 Filtrado PPT. Conocido como prueba de taponamiento de permeabilidad. Mide la cantidad de taponamiento de poros que tiene un fluido. Se realiza por 30 minutos a condiciones de temperatura y presión elevadas.

2.2.5 Contenido de arena. Debido al sistema cerrado que efectúa el fluido de perforación se van incorporando a él sales y sólidos de las formaciones perforadas, modificando las propiedades iniciales que éste tenía, lo que acarrea problemas como abrasión en las camisas de las bombas y en las boquillas de la broca, esto hace necesario eliminar la mayor cantidad de sólidos incorporados durante la perforación utilizando el equipo de control de sólidos.

Para lograr un control efectivo de sólidos y arenas el fluido tiene que atravesar mecanismos limpiadores como las zarandas y centrífugas, encargados de separar la fracción de cortes de perforación solubles del fluido y lo mantienen en condiciones óptimas de operación.

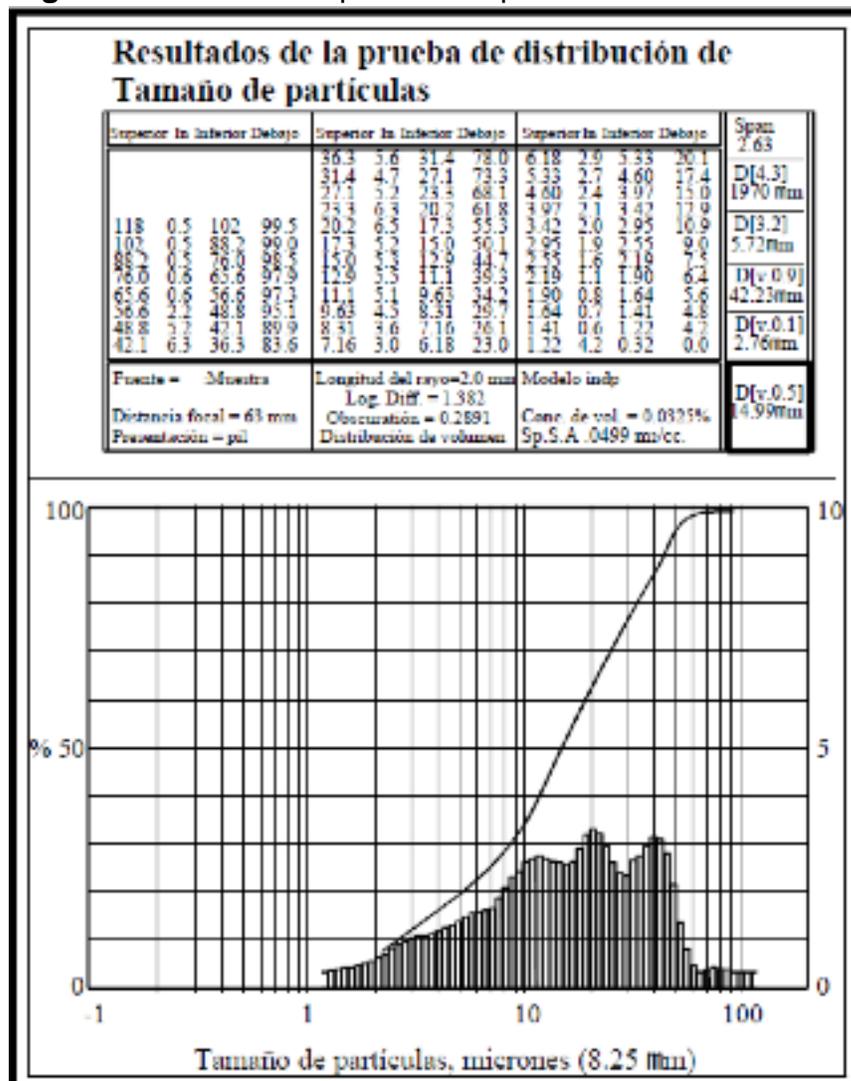
2.2.6 Lubricidad. Es una cuantificación de la fricción de la sarta de perforación en condiciones de rotación y movimiento vertical (torque y arrastre). Una buena lubricidad puede incrementar la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta y el revestimiento de las paredes del hueco. La resistencia friccional de la sarta a ser rotada se denomina torque y la resistencia friccional a ser levantada y bajada en el pozo se denomina arrastre.

2.2.7 Estudio de distribución por tamaño de partículas (P.S.D). Es una prueba

que se realiza utilizando un software que emplea tecnología de difracción o desviación láser para medir la distribución del tamaño de partículas empleado en el fluido de perforación. La distribución del tamaño de partículas arroja información precisa y favorable para llevar a cabo la evaluación de las condiciones de un lodo y la eficiencia del equipo de control de sólidos. Se lleva a cabo empleando un analizador de partículas.

Los resultados de la prueba son presentados en una tabla y un gráfico como se observa en la Figura 4.

Figura 4. Resultados típicos de la prueba PSD.



Fuente: BAROID, HALLIBIRTON. The complete fluids company, Manual de fluidos. Houston, USA. 1 agosto 1997; p.361.

La tabla contiene una lista con la cantidad de partículas agrupadas por tamaño (en micrones). El gráfico muestra la concentración (porcentaje en volumen) de sólidos del lodo en una gama determinada de tamaños. Se obtiene la distribución para un d10, d50 y d90. Un número muy útil del ensayo PSD es el d50, que es el tamaño medio de los sólidos de la muestra de lodo¹³.

2.2.8 Compatibilidad de los fluidos. Los fluidos de yacimientos deben ser compatibles con el filtrado del fluido de perforación para evitar daños a la formación como consecuencia de formación de emulsiones en fondo que pueden bloquear la garganta poral, incrementar la viscosidad del crudo reduciendo de esta forma la permeabilidad relativa en la cara del pozo, provocando pérdida de producción¹⁴.

2.3 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación desempeña numerosas funciones para contribuir con el objetivo de perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas¹⁵, las funciones que deben cumplir los fluidos de perforación son las siguientes:

2.3.1 Controlar la presión de la formación. Para garantizar una operación de perforación segura, el fluido de perforación debe controlar las presiones de la formación, el gradiente hidrostático de la tierra aumenta 0.433 Psi por pie (ft), por tal razón la densidad del fluido debe aumentar gradualmente, con el fin de evitar inlfujos o pérdidas de circulación, la presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la profundidad del pozo.

2.3.2 Transporte de cortes a superficie. Es la capacidad que tiene el fluido de perforación de remover y transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie subiendo por el espacio anular, los ripios deben ser retirados a medida que son generados por la rotación de la barrena, la remoción de los recortes depende del tamaño, forma, densidad de los recortes, velocidad de penetración (ROP) y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación¹⁶.

2.3.3 Enfriamiento y lubricación de la broca. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan calor por fricción de la broca y sarta, la circulación del fluido de perforación enfría y lubrica la broca y sarta de perforación, esto permite que la

¹³ BAROID, Op., cit, Capítulo 11 p. 335

¹⁴ ARIAS CAIZA, Luisa. Estudio del fluido de completación y reacondicionamiento en pozos del Bloque Terapia para prevenir y minimizar el daño de formación. Quito, 2011

¹⁵ MI SWACO, M-I Manual de fluidos de perforación, Houston, TX 2001. Capítulo 2.

¹⁶ Ibíd.

operación de perforación continúe sin problemas y prolongue la vida útil de la broca.

2.3.4 Minimizar los daños a la formación. Los fluidos de perforación pueden alterar las características originales de porosidad y permeabilidad de las zonas productoras, para minimizar los daños a la formación es importante que el lodo sea tratado y diseñado para formaciones específicas.

2.3.5 Mantener la estabilidad del hueco. La estabilidad del pozo se da cuando éste mantiene su tamaño y forma cilíndrica, depende del equilibrio entre los factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos del fluido de perforación¹⁷, la composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento¹⁸.

El peso del fluido de perforación debe encontrarse en un intervalo adecuado para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan en el pozo, la inestabilidad del pozo se evidencia por el derrumbe de la formación.

2.3.6 Transmisión de energía hidráulica a la broca. La transmisión de energía hidráulica a la broca se realiza mediante las boquillas de la broca, estas son las encargadas de hacer una restricción al flujo y a su vez, incrementar su velocidad, para limpiar la superficie de la broca y evitar que los cortes sean retritutados, evitando una reducción en la velocidad de penetración, la energía hidráulica, puede ser usada para aumentar o disminuir la rata de penetración y alimentar los motores de fondo empleados en operaciones de perforación direccional¹⁹.

2.3.7 Taponamiento de las formaciones permeables. Los fluidos de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita problemas de perforación como registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, pega de tubería, pérdida de circulación y daños a la formación²⁰

El taponamiento es la acción de introducir un material particulado en las gargantas

¹⁷ *Ibíd.*

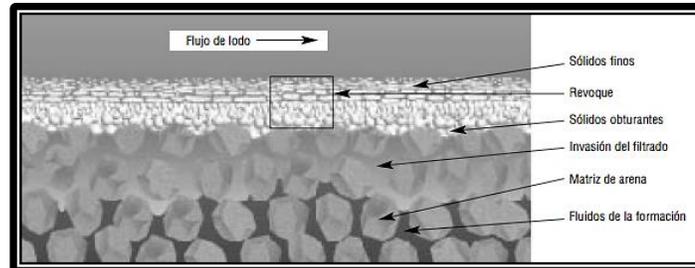
¹⁸ OBANDO BELTRAN, David Mauricio; Optimización del fluido de perforación utilizado en el campo Los Ángeles operado por Petronorte; pag 50

¹⁹ *Ibíd*

²⁰ MI SWACO. M-I Drilling Fluids Engineering Manual. Houston, TX, 2001. p 2.8.

de poro, evitando la filtración del fluido de perforación en formaciones porosas y permeables. (Ver Figura 5.)

Figura 5. Características de puenteo y filtración.



Fuente: MI SWACO, Manual de Fluidos. 2001

2.3.8 Facilitar la cementación y completamiento. El fluido de perforación debe permitir el ingreso y cementación de la tubería de revestimiento, la cementación es un proceso crítico debido a que debe garantizar el aislamiento eficaz de las formaciones, el fluido de perforación debe estar fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, evitando pérdidas de circulación inducidas por fracturas.

2.3.9 Control de la corrosión. La tubería de perforación y revestimiento se encuentran constantemente en contacto con el fluido de perforación, esas tuberías tienden a ser afectadas por diferentes formas de corrosión.

El fluido de perforación debe mantener la corrosión a nivel aceptable, por esto es importante tener un adecuado control de pH.

2.3.10 Asegurar la evaluación adecuada de la formación. La evaluación adecuada de la formación es indispensable en la etapa de perforación, el fluido de perforación debe permitir la adquisición de corazones y la facilidad para la toma de registros eléctricos, mientras se lleva a cabo la perforación.

2.3.11 Minimizar el impacto ambiental. Con el tiempo el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales²¹. El diseño del fluido de perforación debe realizarse con productos que causen el mínimo daño al medio ambiente y personal.

2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Teniendo en cuenta las condiciones operacionales, económicas y ambientales, se selecciona el fluido de perforación adecuado, estos pueden ser líquidos, gases, o una mezcla de ambos como fase continua.

²¹ Ibíd.

2.4.1 Fluidos de perforación base agua (Water based mud). La fase continua de este tipo de fluidos es acuosa, puede ser agua dulce o salmuera que se les adiciona diferentes viscosificantes, controladores de filtrado, agentes dispersantes, materiales obturantes y no obturantes entre otros. Estos fluidos pueden ser dispersos o no dispersos, se caracterizan por tener un bajo costo, bajo riesgo de inflamabilidad y generan un menor impacto ambiental.

Los fluidos base agua son sensibles a la contaminación, presentan baja resistencia frente a altas temperaturas, y propensan la hidratación y reactividad de las arcillas.

2.4.1.1 Sistemas no dispersos – no inhibidos. Este tipo de fluidos comúnmente son empleados al perforar la primera sección de los pozos, conocido como Spud Muds, utilizan agua y bentonita, y se le adicionan bajas concentraciones de polímeros. Estos sistemas se caracterizan porque no contienen iones inhibidores tales como cloruro (Cl⁻), calcio (Ca⁺²) o potasio (K⁺) en su fase continua y no utilizan adelgazantes químicos o dispersantes para el control de las propiedades reológicas.

Prueba de filtrado API se realiza a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi, los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

2.4.1.2 Sistemas no dispersos – Inhibidos. Según Obando, estos sistemas se caracterizan porque la cantidad y tipos de sólidos que se adicionan al fluido son estrictamente controlados, se puede decir que no deben presentar porcentajes en volumen de sólidos totales por encima de 10%. Los sistemas no dispersos inhibidos, no utilizan adelgazantes químicos o dispersantes para el control de las propiedades reológicas, se incluyen en el sistema sales como NaCl y KCl las cuales inhiben el hinchamiento y rompimiento de los sólidos de las formaciones perforadas, mejorando la eficiencia del equipo de control de sólidos²².

2.4.1.3 Sistemas dispersos – no inhibidos. Esta clase de sistemas utilizan dispersantes químicos para los sólidos perforados, no emplean iones de inhibición, debido a que los dispersantes actúan sobre los sólidos perforados maximizando su dispersión.

2.4.1.4 Sistemas dispersos – Inhibidos. Este tipo de fluidos utilizan dispersantes químicos para los sólidos perforados, también emplean electrolitos para inhibir la hidratación de las arcillas.

²² OBANDO BELTRAN, David Mauricio; Optimización del fluido de perforación utilizado en el campo Los Ángeles operado por Petronorte; pag 53

2.4.2 Fluidos de perforación base aceite (Oil Based Mud). Estos fluidos presentan como fase continúa el aceite (diesel), y fase dispersa agua, su costo es elevado, son utilizados en casos donde se requiere alta inhibición del fluido, altas temperaturas, huecos profundos, y si existe riesgo potencial de sufrir pegas y desestabilización del hueco.

Los fluidos de perforación base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes, gracias a la baja interacción entre el aceite y las formaciones.

Entre las principales ventajas de estos fluidos se destacan la gran capacidad de lubricación, reduciendo torque y arrastre, alta estabilidad térmica, protección contra corrosión, resistencia a bacterias, mayores tasas de penetración (ROP), menores costos en la cementación, tolerancia a sólidos.

Las desventajas que trae la utilización de estos fluidos son el costo inicial por barril elevado, mayor impacto ambiental, requerimientos de esfuerzos mecánicos, herramientas especiales para registros de pozos, costos elevados por pérdidas de circulación, dificultad de detención de patadas de pozo, reducción en la limpieza del hueco.

2.4.3 Fluidos de perforación neumáticos. Estos sistemas de fluidos emplean diferentes tipos de gas en la perforación, su aplicación se da para casos de formaciones con gradientes de presión muy bajos, formaciones muy porosas y cavernosas donde la perforación con fluidos líquidos no es la adecuada. Presentan alta complejidad en su utilización y elevados costos en los equipos a emplear.

2.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO (DRILL-IN)

Los fluidos de perforación de yacimiento son fluidos no dañinos, están formulados para maximizar la eficiencia de la perforación y minimizar los daños a la formación, conservando así la productividad potencial del pozo²³.

Estos fluidos están especialmente diseñados para reducir daños a la formación y mejorar la limpieza en los pozos, son muy importantes en los pozos horizontales, ya que los bajos diferenciales de presión del yacimiento al pozo hacen que la limpieza de ripios sea más difícil, por esta razón se evita usar fluidos cargados con sólidos en las zonas productivas.

La selección del fluido de perforación de yacimiento depende del tipo de formación, composición de los fluidos de formación, y método de completación²⁴.

²³ MI SWACO, M-I Manual de fluidos de perforación, Houston, TX 2001. 21A

²⁴ Ibid

Estos fluidos utilizan la técnica del puenteo para controlar el filtrado que invade la formación y así genera un revoque que posteriormente debe ser removido eficazmente con el fin de obtener la producción del yacimiento esperada. Los fluidos Drill-In deben poseer las siguientes características.

- ❖ El filtrado de estos fluidos debe ser compatible con los fluidos de la formación para que no cause precipitación de las incrustaciones minerales.
- ❖ Deben evitar la formaciones emulsiones con los fluidos de yacimiento evitando el taponamiento de la garganta poral.
- ❖ No debe alterar las características de humectabilidad de la roca.
- ❖ El fluido formulado debe impedir que las arcillas en la zona productiva se hinchen, migren o taponen la formación y tampoco deben contener arcillas o materiales densificantes insolubles en ácido que pueden migrar a la formación y bloquear la garganta poral.
- ❖ Se deben formular usando viscosificadores rompibles o solubles en ácido, materiales de filtrado y agentes de taponamiento de tamaño apropiado, para que limiten el filtrado a la formación y aseguren una buena limpieza²⁵.

2.5.1 Rompedor de Cake o Tratamiento. Durante los procesos de perforación de yacimiento se deben sellar las gargantas porales y formar una película en las paredes de la formación para evitar el paso de fase continua a la formación. Luego de esto y para incrementar la productividad del pozo se necesita remover las partículas estas partículas sellantes y poner el pozo en producción, para lograr esto se hace necesario el bombeo de un sistema que se conoce como rompedor o removedor de revoque. Normalmente los rompedores son ácidos pero en este caso el rompedor a utilizar tiene la particularidad que es inerte en superficie y cuando llega a fondo se convierte en ácido por condición de temperatura y presión de yacimiento.

2.6 DAÑO DE FORMACIÓN

Es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causando una reducción en la productividad original de una formación productora de petróleo o gas²⁶, también se puede definir como una caída de presión adicional en la cara del pozo, como consecuencia de cambios en las propiedades de permeabilidad y

²⁵ Ibid

²⁶ BENNION, D. Brant. An Overview of formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity of oil and gas Producing Formations. Paper JCPT, Volume 41, No. 11. November 2002.

porosidad de la formación, ya sea de forma natural, por la producción del hidrocarburo del yacimiento o inducido por alguna operación en cualquier fase de desarrollo del pozo (perforación, completamiento, producción, reacondicionamiento, estimulación, workover, pruebas de pozo).

Los fluidos introducidos en el pozo durante las diferentes operaciones, son cargados con sólidos para aumentar la densidad y así controlar las presiones del yacimiento. Estos sólidos pueden causar obstrucciones en la cara de la formación ya que la garganta poral es susceptible al bloqueo por sólidos incorporados al fluido.

Es importante conocer el daño de formación para tener una idea precisa de la capacidad de producción de un pozo y de su índice de productividad.

La disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos. Según Gonzales los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- ❖ Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.
- ❖ Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.
- ❖ Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones²⁷.

2.6.1 Mecanismos de daño a la formación. Existen varios mecanismos o tipos de daño que pueden afectar la formación productora. Entre los mecanismos primarios se encuentran mecánicos, químicos, biológicos y térmicos. Entre los daños asociados a operaciones de perforación se encuentra el taponamiento de los poros por los sólidos del fluido, alteración en la mojabilidad de la roca del yacimiento, hinchamiento de arcillas en espacios porosos, precipitación de materiales insolubles, migración de finos a la garganta poral, introducción de una fase inmóvil a la formación y bloqueo por emulsión.

2.6.1.1 Mecanismos de daño de formación mecánico. Estos mecanismos están relacionados con una interacción directa, (no química) entre el equipo o fluidos utilizados para perforar, completar, matar o estimular un pozo y la formación. Los

²⁷ GONZALÉZ E. Manuel. Daño a la Formación en Pozos Petroleros. México. 2014 Pag 14

cambios en las propiedades de los fluidos del reservorio durante las operaciones de producción también pueden causar ciertos tipos de daños mecánicos.

- ❖ **Migración de finos.** Es el movimiento de partículas propias del sistema de poros de las rocas, causado por altas tasas de flujo. La migración de finos es más común en formaciones clásticas debido a la mayor concentración de materiales transportables (arcillas), también se puede presentar en carbonatos, por esta razón es importante evaluar la composición y el grado de cementación de las partículas móviles en el sistema de poros.

- ❖ **Invasión de sólidos del fluido de perforación.** Los sólidos del fluido de perforación pueden taponar las gargantas de poro de la formación. Dichos sólidos pueden ser contenidos en el fluido de perforación como agentes de control de filtrado, agentes de puenteo, materiales de pérdida de circulación, y sólidos de roca generados naturalmente que se incorporan en el fluido. Este daño causa disminución de la productividad del pozo y se da en una zona muy cercana al mismo.

2.6.1.2 Mecanismo de daño de formación químico. Los mecanismos de daño químico se dividen en tres tipos como se describe a continuación.

- ❖ **Interacciones fluido-roca.** Puede ser causada por desequilibrios químicos o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación que están en equilibrio por un tiempo geológico y sufren alteraciones por invasión de fluidos extraños durante las operaciones de un pozo²⁸. Cuando el fluido de perforación entra en contacto con la formación, se puede presentar un hinchamiento de arcillas y/o migración de finos, que bloquean la garganta de poro generando una reducción en la permeabilidad y baja movilidad del crudo, la temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH, y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que alteran las interacciones fluido-roca.

- ❖ **Interacciones fluido-fluido.** Ocasionado por el fluido inyectado, comúnmente fluido de perforación, causa una reducción en la permeabilidad relativa del crudo debido a la reducción de la garganta poral de bloqueo por emulsiones generadas y precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por la incompatibilidad de los fluidos de formación y filtrado de fluido de perforación.

- ❖ **Alteraciones de la humectabilidad en la región cercana del pozo.** Los aditivos para fluidos de perforación como surfactantes, tensoactivos,

²⁸ Ibíd.

antiespumantes, inhibidores de corrosión y algunos biosidas, así como la precipitación de asfaltenos en el medio poroso tienen tendencias de adsorción polar que pueden hacer que establezcan una condición de humedecimiento de aceite en la región del depósito que la invade²⁹. Además pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa de la formación.

- ❖ **Bloqueo por emulsiones.** Se genera cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, bloqueando el flujo de fluidos, la más común son pequeñas gotas de agua encapsuladas en la fase de aceite, no solo dependen de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. Se pueden producir por incompatibilidad del filtrado del fluido de perforación y fluidos de la formación, causando daños a la formación y limitando el flujo de fluidos de yacimiento durante la producción³⁰.

2.6.1.3 Mecanismo de daño de formación biológico. Es el daño generado por presencia de bacterias en la zona cercana al pozo. La mayoría de las bacterias secretan un polímero polisacárido viscoso como un subproducto de su ciclo de vida que puede adsorber y tapar gradualmente la formación.

2.6.1.4 Mecanismo de daño de formación térmico. Este tipo de daño es generado en operaciones de inyección a alta temperatura causado por las transformaciones de minerales y solubilidad de rocas ya que esta aumenta con la temperatura.

2.7 VARIABLES PETROFÍSICAS AFECTADAS POR EL DAÑO DE FORMACIÓN

Se mencionan las tres variables que sufren mayor impacto en el daño de formación, siendo ellas la permeabilidad, permeabilidad relativa y la humectabilidad.

2.7.1 Permeabilidad. La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados³¹, depende básicamente del tamaño y distribución de granos, tipo de empaquetamiento, grado de compactación y contenido de arcilla.

2.7.1.1 Permeabilidad Absoluta (Kabs). Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso.

²⁹ *Ibíd.*

³⁰ MI SWACO. M-I Manual de fluidos de perforación. Houston, TX 2001. Cap 21A

³¹ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición pag 62. Neiva - Huila.

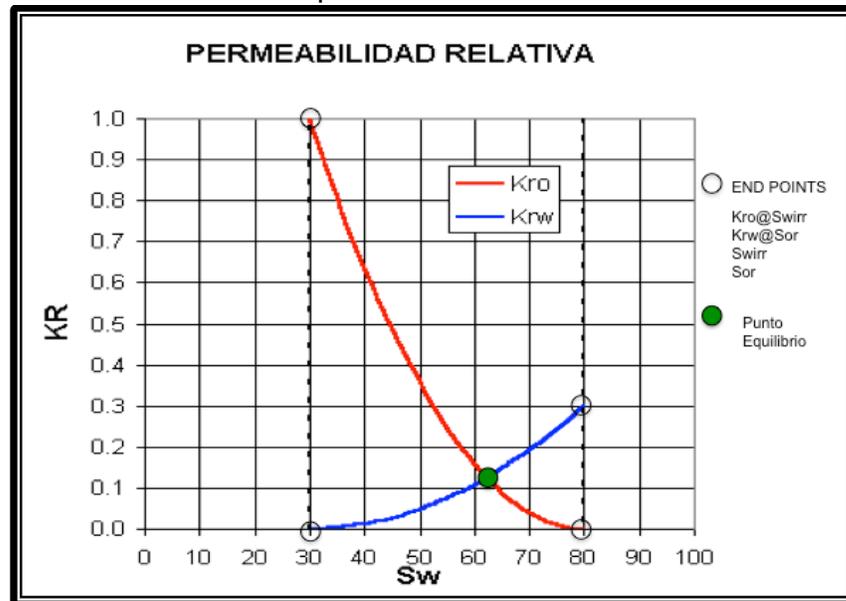
2.7.1.2 Permeabilidad Efectiva (Kefec). Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta³².

2.7.1.2 Permeabilidad Relativa (Kr). Es una expresión práctica utilizada ampliamente para reflejar la facilidad (movilidad) con que el aceite o el agua van a ser producidos en función de sus respectivas saturaciones, está definida por la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta³³. Los efectos de la permeabilidad relativa permiten entender los problemas relacionados con el daño a la formación. En este trabajo se emplea el método Johnson-Bossler-Naumann (JBN), para realizar la construcción de curvas de permeabilidad las cuales dan una idea de la tendencia humectante de la roca y de la movilidad de cada uno de los fluidos.

En estas curvas se observan, pendientes de la curva de aceite y de agua, saturaciones residuales de aceite y de agua, valores de permeabilidad efectiva a saturación residual de agua y a saturación residual de aceite, punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa.

En la **Gráfica 4** se muestran las curvas de permeabilidad relativa.

Gráfica 4. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Promedios de las Curvas de Permeabilidad Relativa.

³² Ibíd.

³³ CARDENAS, Fredy. Universidad de América. Presentación Permeabilidad.

2.7.2 Humectabilidad. Es la tendencia de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible ³⁴ . La humectabilidad explica la interacción roca fluido y en las curvas de permeabilidad relativa refleja que si la $S_w > 50$ la roca tiene Mojabilidad al agua y si $S_w < 50$ la roca tiene Mojabilidad al petróleo.

³⁴ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición pag 107. Neiva Huila

3. FLUIDO DE PERFORACIÓN EMPLEADO EN LA ZONA DE INTERÉS DEL CAMPO ORITO

Debido a la profundidad de las arenas productoras del campo objeto de estudio, los pozos perforados para alcanzar el yacimiento constan de cuatro o cinco secciones, a continuación se describe la sección V de un pozo perforado en la Formación Caballos que corresponde a la zona de interés, y es tomado como base y punto de referencia para el diseño del nuevo fluido de perforación.

3.1 CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS (SECCIÓN 6 1/8")

Esta sección atraviesa litología compuesta por gruesas capas de areniscas con intercalaciones delgadas de lutita, caliza, arcillolita y marga, en la tabla se muestra las características de este intervalo.

Tabla 4. Características y parámetros de perforación la sección de 6 1/8"

PARAMETRO	UNIDAD	DATO
Formaciones perforadas		Caballos-Motema
Diámetro hueco	Pulg	7
Diámetro externo revestimiento	Pulg	5
Diámetro interno revestimiento	Pulg	4.276
Tiempo de operación	Días	6
Prof alcanzada	Ft	7450
Prof zapato	Ft	7444
Long intervalo	Ft	351
Whashout	Pulg	7
Max ángulo de desviación	°	1,11
Caudal	Gpm	200-220
Presión	Psi	740
ROP	Ft/hr	16
RPM	Rpm	50-80
Sistema del fluido		Drill - In
Densidad máxima del fluido	Ppg	8,7
Temperatura máxima	°F	120

Fuente: Recap Orito Qmax 2014.

3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para la perforación de esta sección, se usaron las siguientes propiedades típicas. (Ver **Tabla 5**).

Tabla 5. Propiedades del fluido de perforación en zona de interés

PROPIEDAD	UNIDAD	PROGRAMA		TÍPICA
		MINIMA	MAXIMA	
Densidad	lpg	8,7	9,0	8,7
Viscosidad Embudo	sg/qt	49	60	48
Viscosidad Plástica	cP			7
Punto Cedente	lb/100ft2	18	25	22
Geles	10"/10'/30'		5/9/13	12/19/28
pH		9,0	9,5	9,8
Perdida de Fluido API	ml/30min	4,0	5,0	5,0
Calcio	ppm			160
Cloruros	ppm			550
Sólidos Totales	%	6,0	8,0	3
MBT	lb/bbl-eq		<5	4

Fuente: Recap Orito Qmax. Modificado por la autora.

3.3 ADICIONES Y CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se empleó la formulación del sistema Drill-In para perforar esta sección, que está diseñado para minimizar el daño a la formación, reducir el filtrado de lodo, a continuación se describen las características de los aditivos empleados en la elaboración del fluido de perforación, los límites máximo y mínimo recomendado de las concentraciones. En la **Tabla 6** se pueden ver las concentraciones usadas.

Tabla 6. Aditivos y concentraciones del fluido.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (l.p.b)		TÍPICA
	Mínima	Máxima	
Viscosificante	0,8	1,5	0,72
Bentonita	4	6	2,32
Controlador de filtrado	3	5	2,41
Soda caustica	0,1	0,2	5,79
Bactericida	0,03	0,05	0,01
Carbonato de calcio m325	15	20	14,77
Carbonato de calcio m200	20	25	5,79
Carbonato de calcio m50/150	7,5	10	1,34
Carbonato de calcio m40/100	7,5	10	7,65

Fuente: Recap Orito Qmax. Modificado por la autora.

3.3.1 Viscosificante. “La goma xántica, es producto de una degradación bacteriana, y se emplea como agente dispersante añadido con biopolímero (Goma de xantano) en polvo. Ayuda a proporcionar viscosidad y suspensión de sólidos en

fluidos base agua (dulce o salada). Su principal función es suspender los materiales densificantes y de puenteo en fluidos base agua”³⁵, la limpieza del hueco se logra con el uso del polímero, manteniendo el Punto Cedente para dar una buena remoción de recortes y evitar el lavado de arenas.

3.3.2 Bentonita. En una concentración de 5 ppb, proporciona un aumento en el valor de los Geles, que otorgan capacidad de suspensión en estado estático al fluido, dando buen resultado al no evidenciarse ninguna clase de precipitación del carbonato.

3.3.3 Controlador de filtrado. Para garantizar el control de filtrado se adicionaron polímeros para altas temperaturas para zona de interés, obteniendo un control efectivo sobre el filtrado del fluido hacia la formación.

3.3.4 Soda Caustica. Es un aditivo que se agrega al lodo, diluido en agua y constituye el agente regulador de pH, el cual se debe mantener en valores que vayan entre 9 y 9,5 con el ánimo de evitar la dispersabilidad de las formaciones arcillosas y evitar ambientes agresivos propicios para la generación de corrosión.

3.3.5 Bactericida. También llamados biosidas, se utilizan comúnmente en fluidos base agua que contienen almidones, gomas naturales y son vulnerables a los ataques bacterianos.

3.3.6 Carbonato de Calcio. El Carbonato de Calcio de acuerdo a su granulometría puede ser usado como material densificante, material para pérdidas de circulación y como material de puenteo calificado soluble en ácido, crea un sello efectivo minimizando la invasión de fluido a la zona de interés.

3.4 Estudios previos de daño de formación. Con el fin de incrementar la productividad de los pozos completados en la Formación Caballos, en el año 2015 la compañía realizó estudios de daño de formación para implementar el fluido de perforación que minimice el daño generado en la siguiente campaña de pozos a perforar.

Se evaluaron 3 tipos de fluidos de perforación, siendo ellos el fluido base agua que se venía utilizando (WBM), un fluido base aceite (OBM) y un fluido sintético (SBM).

Los estudios se realizaron en medio poroso para cuantificar el daño que estos fluidos causan a núcleos de la Formación Caballos.

³⁵ BAROID. Baroid Products Technical Sheets. Houston, TX: Halliburton Company, 1999

3.4.1 Resultados de estudios previos. Los resultados obtenidos de los estudios mencionados anteriormente se reflejan en el cambio de la permeabilidad efectiva al aceite luego de realizar la inyección del fluido de perforación. Se obtuvieron los siguientes resultados:

- ❖ **Fluido de perforación base agua:** El cambio en la curva de permeabilidad efectiva al aceite reflejo una reducción del 35% y hubo compatibilidad entre los fluidos.
- ❖ **Fluido de perforación base aceite:** El cambio en la curva de permeabilidad efectiva al aceite reflejo una reducción del 47% y los fluidos son incompatibles.
- ❖ **Fluido de perforación sintético:** El cambio en la curva de permeabilidad efectiva al aceite reflejo una reducción del -80% y los fluidos son incompatibles

3.4.1.1 Análisis de resultados: Luego de analizar los resultados de las pruebas realizadas, la compañía decidió seguir utilizando el fluido de perforación base agua siendo este el que obtuvo la menor reducción a la permeabilidad efectiva al aceite y fue el único compatible con los fluidos de yacimiento comparado con los dos sistemas de fluidos base aceite y sintético que presentaron mayores reducciones en la permeabilidad y no son compatibles con los fluidos de yacimiento.

El propósito de la compañía es mejorar el fluido de perforación base agua que se venía utilizando con el fin de reducir el 35% de cambio en la permeabilidad efectiva al aceite. Con base en lo expuesto, el objetivo de este estudio es diseñar el fluido de perforación que mitigue el daño a la formación mejorando la estrategia de puenteo para lograr los resultados esperados.

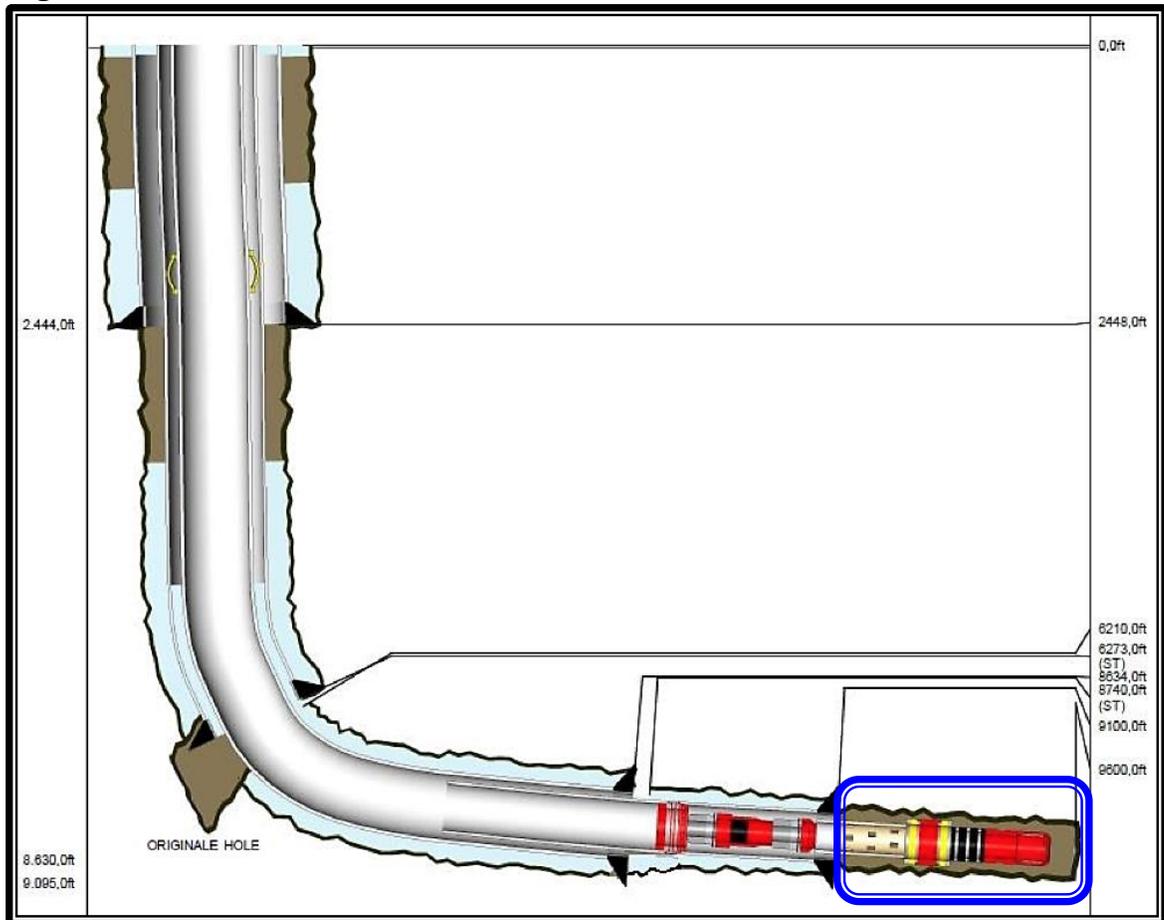
4. DISEÑO DEL PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO

El diseño de pruebas de laboratorio es una herramienta que permite establecer las condiciones ideales de un fluido, en este capítulo se presentan las pruebas de laboratorio propuestas con fluidos de perforación y las pruebas realizadas en medio poroso para cumplir con el objetivo de esta investigación.

4.1 DISEÑO DE PRUEBAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para diseñar un fluido que permita la adecuada perforación de la zona de interés de un pozo, es importante conocer las características del yacimiento, las cuales definirán los parámetros operacionales con los cuales se perforará el pozo. En la **Figura 5** se presenta el estado mecánico del Pozo Horizontal O224, resaltando la fase que será sometida al siguiente análisis.

Figura 5. Estado Mecánico del Pozo O224



Fuente: Pacific E&P. Departamento de Perforación.

El pozo a perforar es el primer horizontal del campo que va a navegar en las arenas productoras de la unidad C de la Formación Caballos, las cuales se encuentran depletadas debido a la intensa extracción de hidrocarburos y poseen características petrofísicas similares, su porosidad promedio es de 20 micrones que la diferencian notablemente de las otras arenas de la formación.

El fluido a diseñar debe cumplir los requisitos para perforar la formación de interés, razón por la cual debe brindar características sellantes con el fin de generar la mínima interacción de la roca y los fluidos del yacimiento, disminuyendo así la magnitud del daño que pueda ocasionarse durante la operación de perforación.

El diseño del fluido a proponer debe evitar la invasión de sólidos a la formación, controlar el filtrado y reducir la probabilidad de formar emulsiones, sin poner en riesgo la operación de perforación.

De acuerdo al programa de perforación suministrado por la compañía Pacific E&P, las propiedades del fluido a diseñar deben enmarcarse entre los rangos presentados en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Propiedades requeridas del fluido

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Densidad	8,5-9,5	lpg
Viscosidad Plástica	ALAP	cP
Punto de Cedencia	28-32	lb/100ft ²
Geles	8-12/12-18/15-26	10"/10'/30'
pH	9,0-10,0	
Perdida de Fluido API	<5	c.c/30 min
Sólidos Totales	<6	%
Spurt Loss	<5	ml
PPT	<14	ml

Fuente: Pacific E&P. Departamento de Perforación. Bogotá

Con estos datos se procederá a establecer una secuencia de pruebas que se mencionan a continuación para diseñar el fluido que cumpla con los objetivos propuestos en el presente trabajo. Cabe resaltar que los procedimientos detallados se encuentran en los anexos A, B, C y D.

4.1.1 Pruebas rutinarias. Inicialmente se realizan pruebas rutinarias compuestas por densidad, filtrado API, concentración iónica de hidrogeno (pH), reología (Viscosidad Plástica, Punto Cedente, Geles); manteniendo constante la concentración de carbonatos con el fin de establecer la concentración de polímeros de los otros productos a utilizar para seleccionar la formulación base.

4.1.2 Pruebas especiales. Una vez se tiene el fluido base con las características operacionales deseadas para el yacimiento se procederá a realizar las siguientes pruebas especiales.

4.1.2.1 Prueba de Distribución de partículas. Esta prueba permitirá establecer los tipos de granulometría y concentraciones del agente puenteante del fluido a utilizar, previo a verificar la tendencia que tenga a sellar la formación.

4.1.2.2 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad PPT (Particle Plugging Test). Utilizada para verificar las características sellantes del fluido. Esta prueba se realiza simulando condiciones de yacimiento y arroja tres resultados:

- ❖ Spurt Loss.
- ❖ Filtrado a 30 minutos.
- ❖ Valor de PPT. minutos.

4.1.2.3 Pruebas químicas. Se llevan a cabo pruebas químicas de calcio y cloruros.

4.1.2.4 Prueba de compatibilidad de fluidos. Esta prueba busca corroborar la tendencia del filtrado del fluido de perforación a formar emulsiones con los fluidos de la formación. Se realiza según la norma API-RP42 donde el filtrado y fluidos de formación se mezclan en porcentaje volumétrico a una temperatura de 180°F o temperatura de yacimiento. Se observa y registra el comportamiento de los fluidos, el porcentaje libre de interface o en emulsión de la mezcla con el tiempo.

En el laboratorio se plantea una muestra de 50-25-25 en volumen de fluidos de crudo, salmuera y filtrado del fluido de perforación. La prueba se va llevar a cabo cumpliendo el siguiente procedimiento:

- ❖ Registrar las propiedades del crudo deshidratado y precalentar los fluidos por separado a la temperatura de yacimiento.
- ❖ Medir el volumen correspondiente de cada fluido y verter en un beaker para posteriormente someterlos a agitación mecánica de alta frecuencia durante 10 minutos.
 - ❖ Culminado este tiempo, inmediatamente se introduce la mezcla en un recipiente con tapa aforado y se somete a baño maría a la temperatura de la prueba.
- ❖ Reportar el comportamiento de las fases en el tiempo (1, 5, 10, 20, 30, 60

minutos).

4.1.2.5 Diseño del rompedor o tratamiento de revoque. De acuerdo a las densidades requeridas se prepara la salmuera a utilizar que en este caso es formiato de potasio donde se establece su concentración con base en la densidad deseada (La tabla mencionada se encuentra en el Anexo D) y luego se adiciona un rompedor en % (Vol/Vol) de 1, 2 y 3%. Se prepara un volumen de 150 ml.

4.1.2.6 Prueba de rompimiento de revoque. Luego de tener el rompedor a utilizar, se deja en agitación por aproximadamente 10 minutos en un Beaker, posteriormente se inserta el disco con el cake extraído de un PPT donde inicialmente se toma el pH, luego se introduce en un horno a temperatura de yacimiento por un tiempo de 6 horas y se toma el pH cada hora para evaluar la acidificación. Con esta prueba se busca conocer la efectividad del tratamiento para remover el revoque y los carbonatos usados para el puenteo.

4.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIO POROSO

Luego de seleccionar la formulación del fluido de perforación la compañía Pacific E&P pretende evaluar el posible daño generado por el filtrado del fluido en un núcleo de roca perteneciente a la formación de interés para cuantificar la disminución de la permeabilidad relativa al aceite ya que puede representar las caídas de producción, posteriormente se evalúa el impacto del rompedor de cake en las curvas de permeabilidad. El procedimiento de las pruebas se encuentra en el **Anexo C**.

En la prueba de desplazamiento de fluidos se pone en contacto el núcleo con el fluido de perforación, se obtienen valores de permeabilidad absoluta, relativa y efectiva al agua y el aceite. Luego de comparar estos resultados es posible determinar la magnitud del daño interpretando la disminución de la permeabilidad base, la permeabilidad luego que la roca ha estado en contacto con el fluido de perforación y finalmente se obtienen los datos de permeabilidad luego de circular el rompedor para analizar la permeabilidad final de la roca.

5. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se presentan los datos obtenidos con el fluido de perforación y en medio poroso de las pruebas realizadas con el fin de encontrar la formulación del fluido que cumpla satisfactoriamente con los objetivos del presente trabajo.

5.1 PRUEBAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Con base en el capítulo anterior, se realizaron en el laboratorio las pruebas para diseñar el fluido de perforación.

Se prepararon 5 formulaciones con diferentes concentraciones de polímeros y los carbonatos permanecen constantes. (Ver **Tabla 8**).

Tabla 8. Formulaciones propuestas

PRODUCTO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	FLUIDO 5	UNIDAD
Soda Caustica	La necesaria para alcanzar un pH de 10.					
Goma Xantica	1,5	1	0,8	1,2	1,8	ppb
Almidón	2	2	2,5	2,5	6	ppb
Celulosa Polianonica				2		ppb
CaCO3 M200	18	18	18	18	18	ppb
CaCO3 M325	20	20	20	20	20	ppb
CaCO3 M400	19	19	19	19	19	ppb
CaCO3 M1200	20	20	20	20	20	ppb
Total CaCO3.	77	77	77	77	77	ppb

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

5.1.1 Resultados de pruebas rutinarias. De acuerdo al diseño de pruebas establecido se presentan los datos obtenidos de las 5 formulaciones empleando las concentraciones mostradas en la **Tabla 8**.

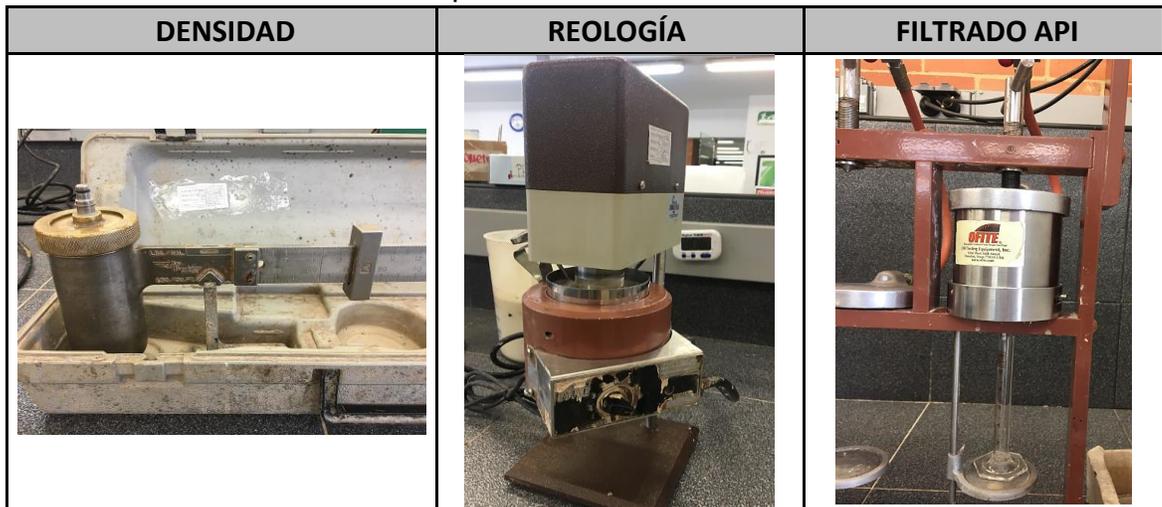
Se halla la densidad de fluido, pH, lecturas de reología a alta, media y bajas revoluciones por minuto (RPM). Por otra parte se obtienen los resultados de Viscosidad Plástica, Punto Cedente, Geles y Filtrado API. Estos datos se pueden ver en la **Tabla 9**. En la **Tabla 10** se muestran las imágenes tomadas de las pruebas rutinarias.

Tabla 9. Resultados de pruebas rutinarias

PROPIEDADES	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	FLUIDO 5	UNIDAD
MW	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	lpg
pH	10	10	10	10	10	
600	82	65	72	77	94	Rpm
300	56	43	49	52	63	Rpm
200	44	34	39	41	50	Rpm
100	30	21	25	28	34	Rpm
6	10	4	5	7	9	Rpm
3	9	3	4	6	8	Rpm
VP	26	22	23	25	31	Cp
YP	30	21	26	27	32	lb/100ft3
YS	8	2	3	5	7	lb/100ft3
GELES	9/11	3/5	4/6	7/9	8/12	
FILT API	6	5,8	5,3	3,5	4,1	ml

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Tabla 10. Procedimiento de la prueba.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Con los resultados presentados se selecciona la formulación 5 como base ya que los valores obtenidos de las pruebas se encuentran en los rangos permitidos por la operadora y aunque el filtrado del fluido 4 es menor se descarta su implementación porque esa formulación tiene celulosa polianionica y puede ser causante de daño a la formación, este análisis se presenta a detalle en el Capítulo 6.

Con la formulación del fluido 5 se desarrollan las pruebas especiales y se procede a determinar la concentración de carbonatos a utilizar.

5.1.2. Resultados de pruebas especiales. A continuación se presentan los datos obtenidos luego de realizar de las pruebas especiales planteadas.

5.1.2.1 Resultados de distribución de partículas. Teniendo fija la concentración base seleccionada de soda caustica, goma xántica y almidón correspondientes al fluido 5 se procede a variar la concentración de carbonatos para realizár la prueba que permite conocer la distribución de partículas media. La granulometría seleccionada con la que se llevo a cabo la prueba se presenta en las formulaciones A,B,C y D. (Ver **Tabla 11**).

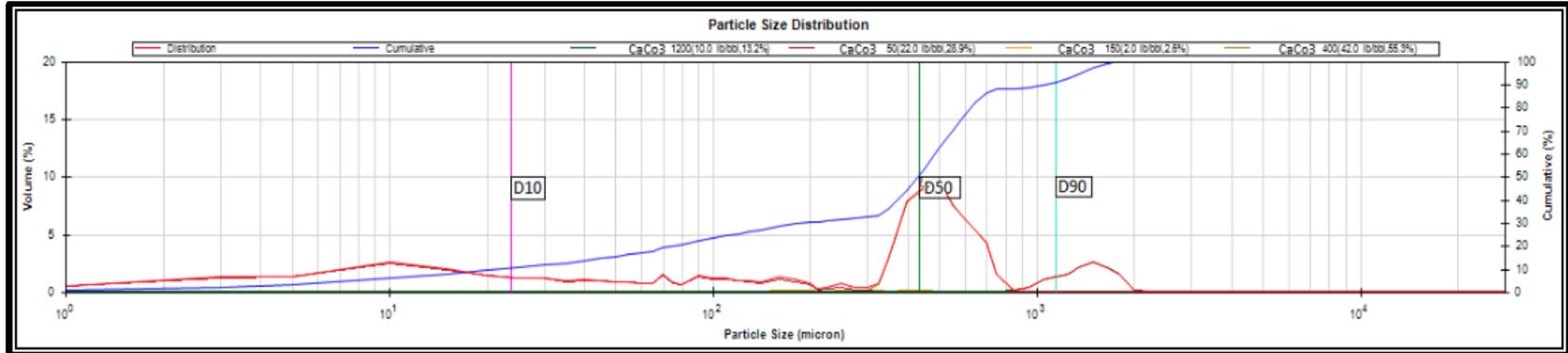
Tabla 11. Granulometría de carbonatos.

PRODUCTO	FLUIDO A	FLUIDO B	FLUIDO C	FLUIDO D	FLUIDO E	UNIDAD
Soda Caustica	La necesaria para alcanzar un pH de 10.					
Goma Xantica	1,8					ppb
Almidón	6					ppb
CaCO3 M200	22	18	32	15	28	ppb
CaCO3 M325		20	35	10	31	ppb
CaCO3 M400	42	19		27		ppb
CaCO3 M40/100	2		5		12,5	ppb
CaCO3 M50/150			5		5,4	ppb
CaCO3 M1200	10	20		12		ppb

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

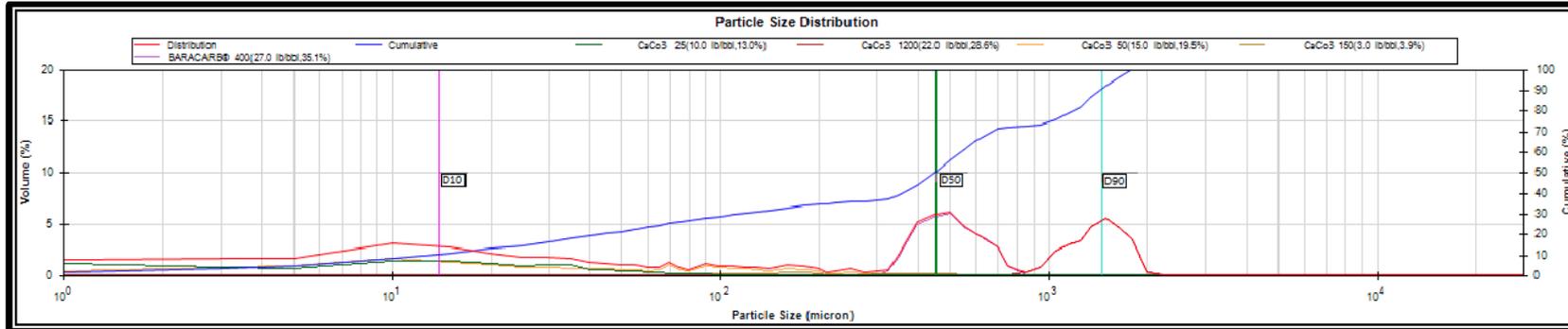
En las Gráficas **5, 6, 7, 8 y 9** se presentan los resultados obtenidos del P.S.A. En la **Figura 6** se presenta el P.S.A utilizado para realizar la distribución de partículas.

Gráfica 5. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido A.



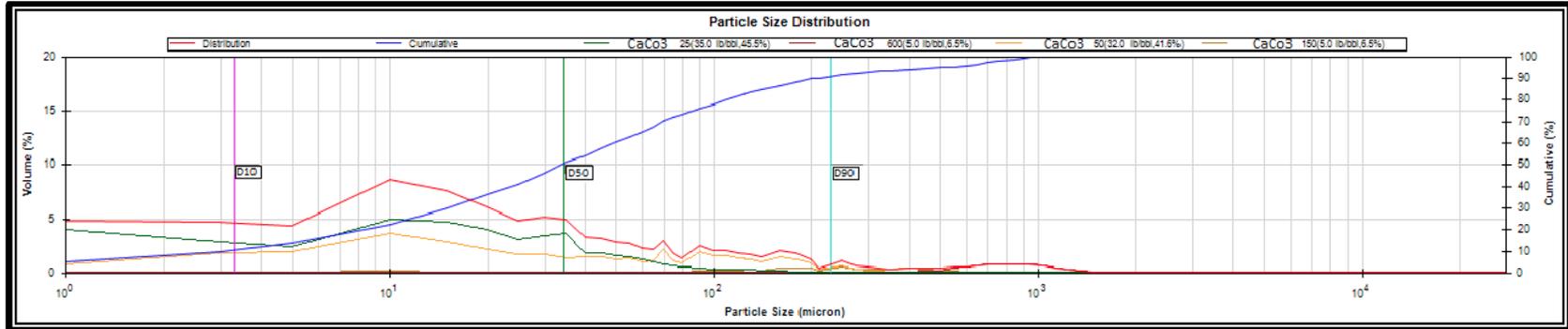
Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Gráfica 6. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido B.



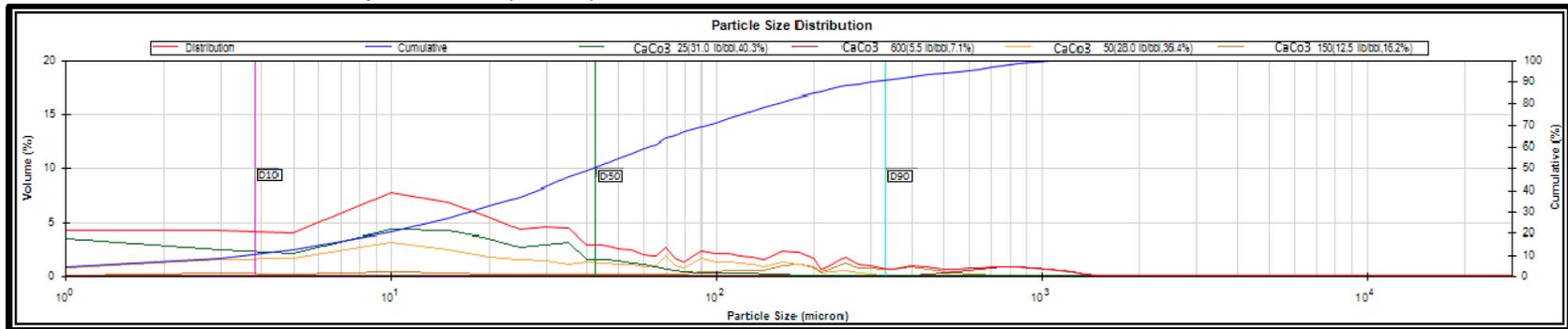
Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Gráfica 7. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido C.



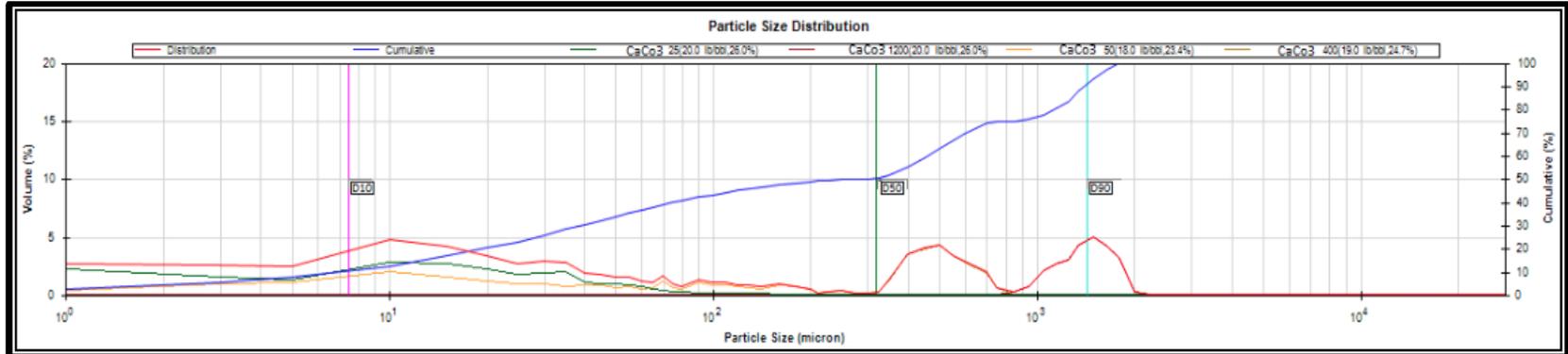
Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Gráfica 8. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido D.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Gráfica 9. Distribución de partículas (P.S.A) Fluido E.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Figura 6. P.S.A



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Con los resultados del P.S.A se selecciono la formulación E, ya que la distribución de partículas media fue de 22,1 micrones siendo la que más se acerca al tamaño de garganta poral suministrado por la operadora que fue de 20 micrones.

Con las concentraciones de polimeros y carbonatos del fluido E se realizán las de más pruebas diseñadas en el capítulo 4 con el fin de corroborar las propiedades que brinda el fluido de perforación seleccionado.

5.1.2.2 Resultados del taponamiento de permeabilidad (PPT). Para corroborar que la distribución de partícula sea la adecuada se realizan pruebas de PPT usando discos cerámicos de 20 micrones.

Estas pruebas fueron realizadas a 250°F y usando un Diferencial de presión de 1000 psi. La **Tabla 12** muestra los resultados obtenidos de la formulación D.

Tabla 12. Resultados PPT del fluido E.

PRUEBA PPT	VALOR	UNIDAD
Spurt Loss	2	ml
Filt. 30 Min	5,3	ml
Valor PPT	12,8	ml

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Los resultados obtenidos confirman que el fluido seleccionado esta haciendo un buen sello en los discos usados, ya que los datos obtenidos del PPT se encuentran en el rango permitido por la operadora.

5.1.2.3 Resultados de pruebas químicas. En la **Tabla 13** se muestran los datos obtenidos de las pruebas de calcio y cloruros del fluido.

Tabla 13. Resultados químicos del fluido E.

QUIMICAS	LODO E	UNIDAD
Calcios	240	ppm
Cloruros	720	ppm

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

5.1.2.4 Resultados de compatibilidad de fluidos. La prueba se realizó utilizando crudo y Salmuera proveniente de la Formación Caballos del Campo Orito. También se usó filtrado de fluido de perforación en proporciones 50%-25%-25% respectivamente. Se llevó a temperatura de yacimiento (185°F) utilizando el método del baño maría, en la **Figura 7** se observa la muestra de crudo proveniente de la Formación Caballos.

Figura 7. Muestra de crudo Orito.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Los resultados y fotografías obtenidas luego de realizar las pruebas de Compatibilidad de fluidos se presentan en la **Tabla 14.**

Tabla 14. Resultado Compatibilidad de fluidos.

COMPATIBILIDADES (T=185°F)		
0 Minuto	1 Minutos	5 Minutos
		
15 Minutos	30 Minutos	60 Minutos
		

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

5.1.2.5 Resultado Diseño del rompedor de revoque o Cake. Se preparó la salmuera de Formiato de Potasio HCOOK que es la base del rompedor, en el Anexo D se encuentra la tabla de Salmueras para alcanzar el peso deseado que en este caso en 8,6 Ppg debido a que la formación no requiere altos pesos para perforarla. (Ver **Tabla 15**)

Tabla 15. Salmuera de formiato de potasio

Density		KCOOH % w/w	1 cubic meter		1 Bbl	
ppg	SG		KCOOH, kg dry	Water, M3	KCOOH, lb dry	Water, bbl
8,6	1,031	5,1	63	0,969	22,06	0,969

Fuente: Pacific E&P.

En la **Tabla 16** se encuentra la salmuera utilizada y 3 formulaciones con diferente porcentaje de rompedor.

Tabla 16. Salmuera y % de rompedor

SALMUERA	ROMPEDRO R 1	ROMPEDROR 2	ROMPEDROR 3
Formiato de Potasio	1%	2%	3%

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

5.1.2.6. Resultados de rompimiento de revoque o Cake. El horno empleado en la prueba se precalentó y mantuvo a temperatura de yacimiento (185°F); Se tomaron los pesos del disco antes y después del PPT para hallar el peso de Cake formad. Cabe resaltar que se puede permitir un margen de error del 2%.

En la **Tabla 17** se muestran los datos tomados antes de realizar la prueba con el Rompedor de Cake.

Tabla 17. Disco y Cake antes de rompedor.

CONDICIÓN	PESO R1	PESO R2	PESO R3	UNIDAD
Disco Humedecido	45,4	45,43	45,49	gr
Disco + Cake	55,18	55,61	55,9	gr
Cake	9,78	10,18	10,41	gr

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Después de tener el Beaker con el rompedor, se realizó el procedimiento explicado en el capítulo anterior.

Los resultados obtenidos de la toma de pH se muestran en la **Tabla 18**, y se observa como a medida que avanza el tiempo el pH se va volviendo más ácido, lo que se evidencia como la remoción del revoque formado .

Tabla 18. Resultados pH.

HORA	pH R1	pH R2	pH R3
0	5,1	4,7	4,6
1	4,9	4,4	4,35
2	4,87	4,1	4,06
3	4,65	3,94	3,97
4	4,4	3,89	3,73
5	4,23	3,7	3,4
6	4,15	3,2	3,16

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Luego de terminar la prueba se volvieron a tomar los pesos de los discos para determinar el cake que fue removido. En la **Tabla 19** se presentan los datos obtenidos.

Tabla 19. Peso Disco y Cake después de rompedor.

CONDICIÓN	PESO R1	PESO R2	PESO R3	UNIDAD
Disco + Cake	47,9	46,01	46,05	gr
Cake	2,5	0,58	0,56	gr
Cake Removido	7,28	9,6	9,85	gr
% Cake Removido	74,44	94,30	94,62	%

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 20** se muestran las imágenes tomadas antes y después de realizar la prueba utilizando el rompedor 2 que fue el seleccionado después de realizar la prueba.

Tabla 20. Imágenes Disco y Cake.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 21** se presentan imágenes tomadas del procedimiento de la prueba realizada con el rompedor.

Tabla 21. Procedimiento de la prueba.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

5.2 RESULTADOS DE PRUEBAS EN MEDIO POROSO

A continuación se presentan los datos obtenidos según las pruebas realizadas en un núcleo proveniente de la formación Caballos, se estimaron curvas de permeabilidad relativa y efectiva en tres escenarios, siendo estos:

- ❖ Curvas base. (Propiedades originales de la roca)
- ❖ Curvas de daño. (Después de circular el fluido de perforación)
- ❖ Curvas de tratamiento. (Luego de circular el rompedor diseñado anteriormente)

Las condiciones a las cuales se llevaron a cabo las pruebas se presentan en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Condiciones de prueba

CONDICIONES DE LA PRUEBA		
PROPIEDAD	DATO	UNIDAD
Presión de sobrecarga (psi)	5800	psi
Presión de poro (psi)	1500	psi
Temperatura (°F)	185	°F
Caudal de inyección (cc/min)	0,1	cc/min

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

La caracterización de la muestra de roca utilizada para esta prueba se puede ver en la **Tabla 23**, y la foto del núcleo utilizado se puede ver en la **Figura 8**.

Tabla 23. Características del núcleo.

MUESTRA ORITO 151-92		
CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Longitud	3,095	cm
Diámetro	3	cm
Volumen poroso	2,42	cc
Porosidad	15,7	%

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Figura 8** se presenta el núcleo proveniente de la unidad C de la formación Caballos que se uso para realizar las pruebas de desplazamiento de fluidos en medio poroso.

Figura 8. Núcleo Formación Caballos C



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Las propiedades de los fluidos utilizados se presentan en la **Tabla 24**.

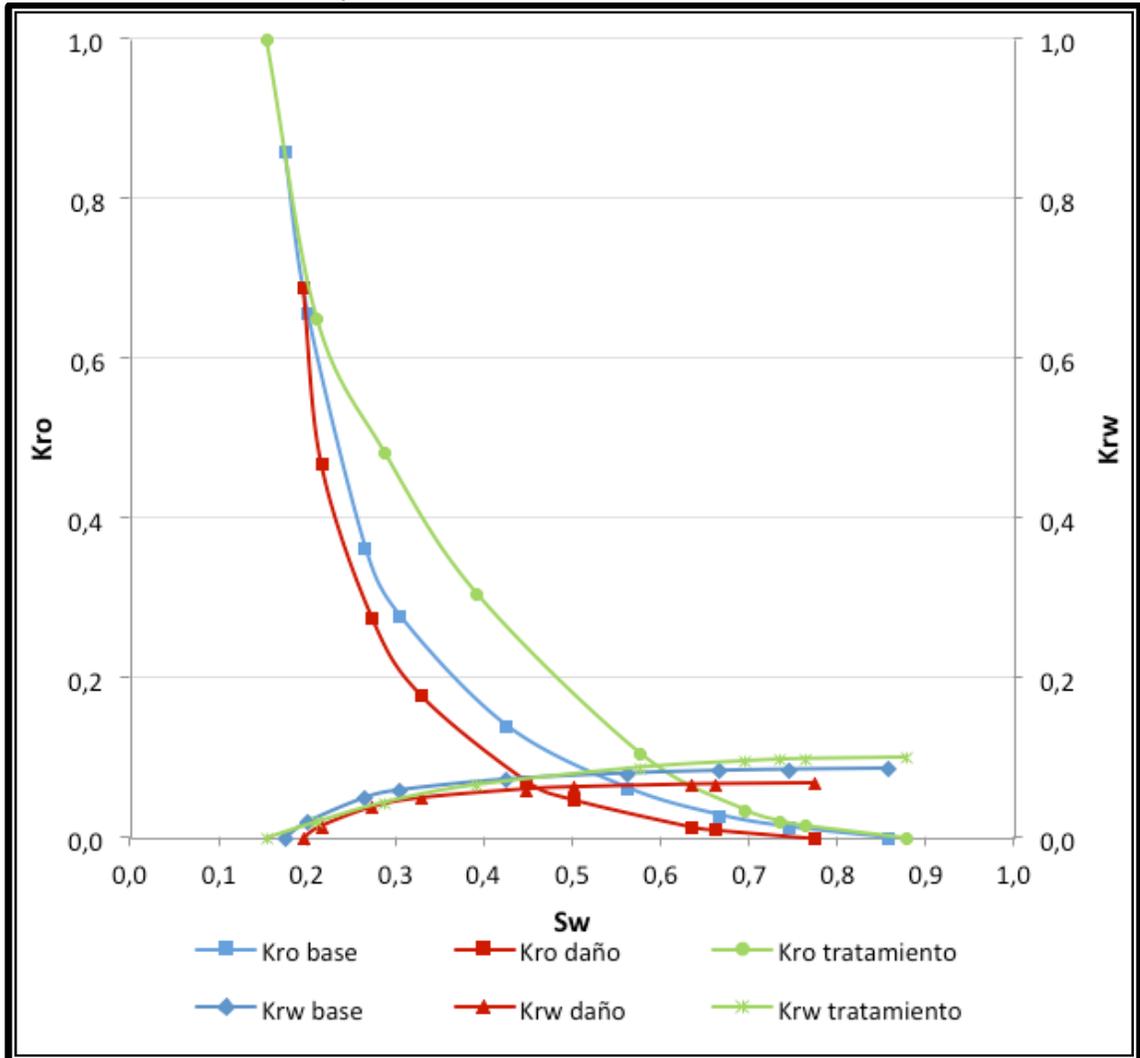
Tabla 24. Propiedades de fluidos utilizados.

DATOS DE LOS FLUIDOS		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Viscosidad Agua	1	cP
Viscosidad Aceite	13	cP
Densidad Salmuera	1	g/cc

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

A continuación se muestran las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para los tres escenarios evaluados (base, después de inyección de fluido de perforación y después de inyección de tratamiento). (Ver **Gráfica 10**)

Gráfica 10. Curvas de permeabilidad relativa.



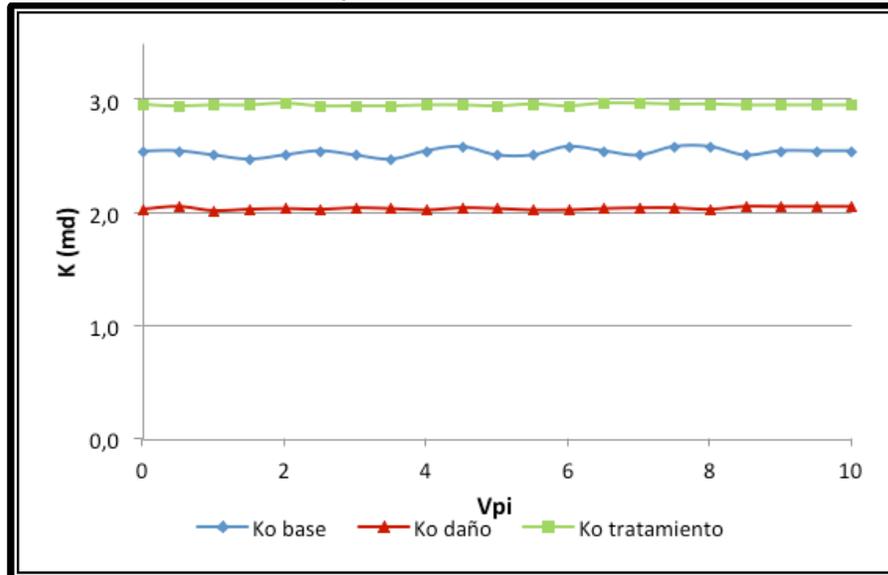
Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

La gráfica de permeabilidades relativas permite entender como es el comportamiento de las fases (aceite o agua) con respecto a la otra, y se prueba que luego de circular el fluido de perforación las permeabilidades disminuyen en todo el rango de saturación.

Con el fin de causar el menor daño a la permeabilidad, se circulo el rompedor o tratamiento diseñado para recuperar los valores de permeabilidades. En la gráfica se observa que luego de circular el rompedor la permeabilidad aumenta en todo el rango de saturación quedando por encima de la permeabilidad base.

La **Gráfica 11** muestra las curvas de permeabilidad efectiva al aceite base, después de la inyección del fluido de perforación y después de la inyección del rompedor.

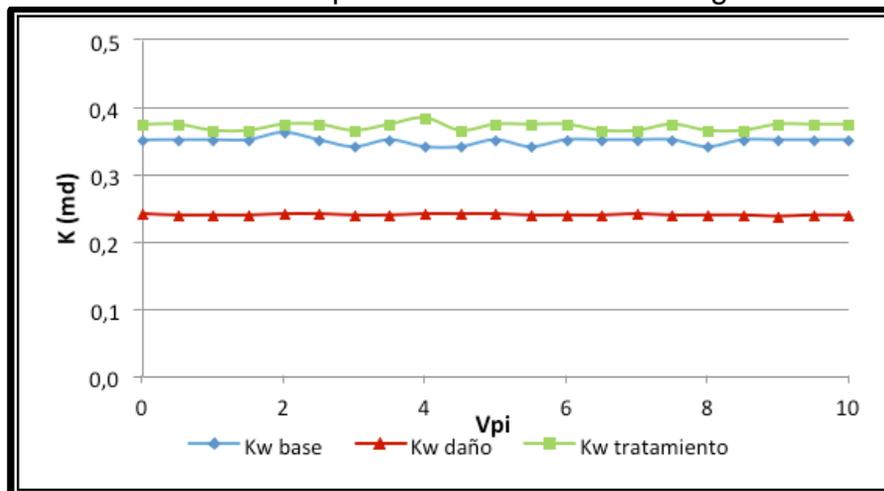
Gráfica 11. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite.



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

La **Gráfica 12** muestra las curvas de permeabilidad efectiva al agua base, después de la inyección del fluido de perforación y después de la inyección del rompedor.

Gráfica 12. Curvas de permeabilidad efectiva al agua.



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

6. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los análisis y las discusiones que se realizan en este capítulo se basan en los resultados obtenidos luego de realizar un tren de pruebas diseñadas para establecer las formulaciones adecuadas y así cumplir con los objetivos propuestos en este estudio.

6.1.1 Análisis de pruebas rutinarias. Tal como se muestra en la **Tabla 8**, se realizaron 5 formulaciones donde se varían las concentraciones de los productos (Goma Xántica, almidón y Celulosa polianonica); se agregó la soda caustica necesaria hasta alcanzar un pH de 10 para todas las formulaciones; cabe destacar que se dejó la misma concentración de carbonatos para las diferentes formulaciones porque se buscaba ajustar las propiedades básicas del fluido como por ejemplo densidad, pH, reología, filtrado; en pruebas posteriores se definirá la concentración y los diversos carbonatos a usar.

Se procedió a comparar los datos obtenidos de las pruebas rutinarias mostrados en la **Tabla 9** con los definidos por la operadora en el programa de pozo O224, con el propósito de seleccionar el que más se ajuste a lo establecido en el mencionado programa.

La densidad y pH de todas las formulaciones se encuentran en los rangos requeridos.

En cuanto a la reología, todas las formulaciones presentan geles planos, lo cual indica que estos sistemas no poseen arcillas ni están contaminados por sólidos de formación, siendo ideal si se busca que el mismo minimice el daño a la formación.

La formulación del Lodo 1 tiene un filtrado API mayor al requerido; el fluido 2 presenta un punto cedente de 21 lb/100 ft² siendo menor al requerido y el filtrado es mayor a 5 ml, razones por las que se descarta esta formulación.

El fluido 3 presenta punto cedente de 26 lb/100 ft², esta es menor a la requerida y un filtrado de 5,3 ml razones que descarta su selección.

Las propiedades del fluido 4 se encuentran dentro de los rangos requeridos de punto cedente, filtrado API y de más propiedades pero con el propósito de mejorar aún más el filtrado, se utiliza celulosa polianonica para que trabaje sinérgicamente con el almidón y así reducir aún más el filtrado, considerando que el campo se encuentra depletado. Los resultados de esta adición se reflejan en el fluido 4. Se puede observar que si se logra reducir el filtrado a 3,5 ml, sin embargo si se encuentran lentes de arcilla en la zona productora, la celulosa polianonica puede

adherirse fuertemente a las paredes de la formación, lo cual haría difícil su remoción por cualquier método para remover el revoque, lo que pudiese ser considerado dañino a la formación. Por este motivo se descarta su uso en el presente estudio.

Por lo anteriormente expuesto se selecciona como fluido base la formulación 5 que brinda condiciones que se encuentran en los rangos permitidos por la operadora.

6.1.2 Análisis de pruebas especiales. A continuación se presenta el análisis de los datos obtenidos luego de realizar de las pruebas especiales planteadas.

6.1.2.1 Análisis de resultados de distribución de partículas. El resultado obtenido de la prueba P.S.D definió las distribuciones de partículas y con ella también se especifica los diversos carbonatos a usar.

Los resultados de estas pruebas seleccionan para cada uno de los fluidos las granulometrías que se presentan en la **Tabla 11**. De acuerdo a lo mostrado en las gráficas, se puede ver que la que más se adapta a los requerimientos de sello es el fluido con la concentración de carbonatos presentada en la formulación E, ya que es el más cercano al diámetro de garganta de poro promedio de la arena C de la formación, que de acuerdo a los datos suministrados por la operadora es de aproximadamente 20 micrones.

6.1.2.2 Análisis de resultados del taponamiento de permeabilidad (PPT). Para corroborar que la distribución de partículas seleccionada es la adecuada, se realizó para el fluido seleccionado la prueba de TAPONAMIENTO DE PARTICULAS (PPT) la cual sirve para verificar las características sellantes del sistema.

En la **Tabla 12** se muestran los resultados de spurt loss, filtrado total, valores que permiten determinar si el fluido posee las características antes mencionadas.

Los valores obtenidos del PPT son utilizados para analizar si el fluido en estudio tiene las características sellantes que se requieren para perforar estos yacimientos. El valor del Spurt Loss fue de 2 ml, lo que significa que utilizando esa distribución de partículas el filtrado que va invadir la formación antes que se puentee y forme el revoque no daña de sobremanera la formación y así se minimiza así el daño, lo que permite cuidar el yacimiento. El valor de PPT hallado fue de 12,8 ml siendo menor a lo que la operadora permite en el campo, esto es un indicativo que el fluido no solo sella apropiadamente la formación sino además minimiza el daño a la formación productora.

6.1.2.3 Análisis de resultados de pruebas químicas. Los resultados obtenidos se encuentran normales ya que se realizaron en laboratorio y las condiciones

fisicoquímicas son estables. Si en la perforación se presentan cambios en la química es un indicador de problemas, como inlfujos o contaminaciones.

6.1.2.4 Análisis de resultados de compatibilidad de fluidos. Con los resultados de la prueba de compatibilidad realizada con crudo, agua de formación y filtrado de fluido de perforación se demostró que los fluidos mencionados son compatibles porque no se evidencio presencia de emulsiones, las fases quedaron notablemente separadas, no se evidencia formación de emulsiones, lo que indica que se minimiza el bloqueo de la garganta poral por emulsión y así se mitiga el daño a la formación.

6.1.2.5 Análisis del diseño del rompedor de revoque o Cake. La base del sistema es formiato de potasio (H-COOK) debido a que es la sal que el personal de Yacimientos de Pacific E&P recomienda para sus procesos, en este caso el peso a preparar fue de 8,6 ppg, puesto que la presión actual de yacimiento de 1550 Psi y no requiere una salmuera tan pesada. Posteriormente a la salmuera se le adiciona rompedor en 1%, 2% y 3% con el fin de seleccionar el porcentaje de rompedor que más remueva el revoque (ver **Tabla 16**)

6.1.2.6. Análisis de resultados de rompimiento de revoque o Cake. La prueba con el rompedor de revoque cuyos resultados se muestran en la **Tabla 19** prueban que la formulación del sistema que arrojó los mejores resultados fue la número 2 ya que removió un 94,3% a diferencia de la formulación 1 que removió un 75,74%. En cuanto a la formulación 3 la cual es la que tiene mayor concentración de rompedor obtuvo un 94,6% lo que demuestra que si se sigue aumentando la concentración no aumenta el porcentaje de remoción debido a una posible saturación de rompedor en el sistema.

6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS EN MEDIO POROSO

Para finalizar se corrieron las pruebas en medio poroso. La **Gráfica 10** muestra las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para los tres escenarios evaluados (base, después de inyección de lodo y después de la inyección de rompedor). Se observa que después de la inyección del fluido de perforación la movilidad del aceite se ve afectada quedando por debajo del valor base en todo el rango de saturación. Además, la saturación residual de aceite aumentó desde 14.5% hasta 22.7%. Después de la inyección del fluido de perforación, hubo una reducción del 20% de la permeabilidad efectiva al aceite, disminuyendo desde 2.54 mD hasta 2.05 mD (Ver **Gráfica 11**). También se evidenció una reducción en la permeabilidad efectiva al agua del orden del 31%, desde 0.35 mD hasta 0.24 mD (Ver **Gráfica 12**). Como es de esperarse, hay un daño a la formación asociado a la inyección del fluido de perforación que se verifica con las curvas de permeabilidad relativa y con las permeabilidades efectivas.

Después de circular tratamiento, se observa cómo se logra recuperar la movilidad del aceite por encima incluso del valor base, demostrando que el tratamiento remueve el daño asociado al fluido de perforación y además estimula la roca por encima de su capacidad original de flujo ya que limpia la garganta poral de sólidos que la obstruían por ser una roca con contenido cálcico el ácido lo puede remover.

En las curvas de permeabilidad relativa se observa que este comportamiento se logró en todo el rango de saturación de la prueba. El mismo comportamiento de sobre estimulación se observa con el flujo de salmuera. Después de la inyección del tratamiento se logró recuperar un 36% la permeabilidad efectiva al aceite, desde 2.05 hasta 2.96 mD, quedando así un 16% estimulado por encima del valor base. La saturación residual de aceite disminuyó hasta 12.4%, quedando también por debajo del valor de saturación residual base. La permeabilidad efectiva al agua aumentó un 37% hasta 0.37 mD, quedando un 6% estimulado por encima del valor base, y la saturación residual de agua disminuyó hasta 15.3%.

Los resultados de las curvas de permeabilidad efectivas al aceite y la compatibilidad de todos los sistemas de fluidos de perforación con los fluidos de yacimiento evaluados por la compañía, el base agua anterior (WBM-1), el base aceite (OBM), el sintético (SBM) y el base agua propuesto en este estudio (WBM-2), que al compararlos permiten determinar que el fluido diseñado es el que menos afecta la permeabilidad efectiva al aceite luego de inyectarlo. (Ver **Tabla 25**)

Tabla 25. Resultados de sistemas de fluidos evaluados.

	WBM-1	OBM	SBM	WBM-2
Cambio en K_o después de inyección de lodo	-35%	-47%	-80%	-20%
Compatibilidad	Compatible	Incompatible	Incompatible	Compatible

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 26** se muestran los resultados obtenidos del sistema diseñado (Fluido de perforación y rompedor).

Tabla 26. Resultados del sistema diseñado.

	WBM-2
Cambio en K_o después de inyección de lodo	-20%
Cambio en K_o después de inyección de rompedor	+36%
Aumento en K_o por encima de la K_o base	+16%
Compatibilidad con los fluidos de yacimiento	Compatible

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Con el análisis de resultados anteriormente expuesto se logra cumplir con el objetivo de esta investigación encontrando un sistema de fluidos de perforación que según las pruebas realizadas en laboratorio cumple con los requerimientos de la operadora mitigando el daño a la formación en la zona de interés de la arena C de la Formación Caballos del campo Orito y se reflejara con el aumento de la productividad de los pozos completados.

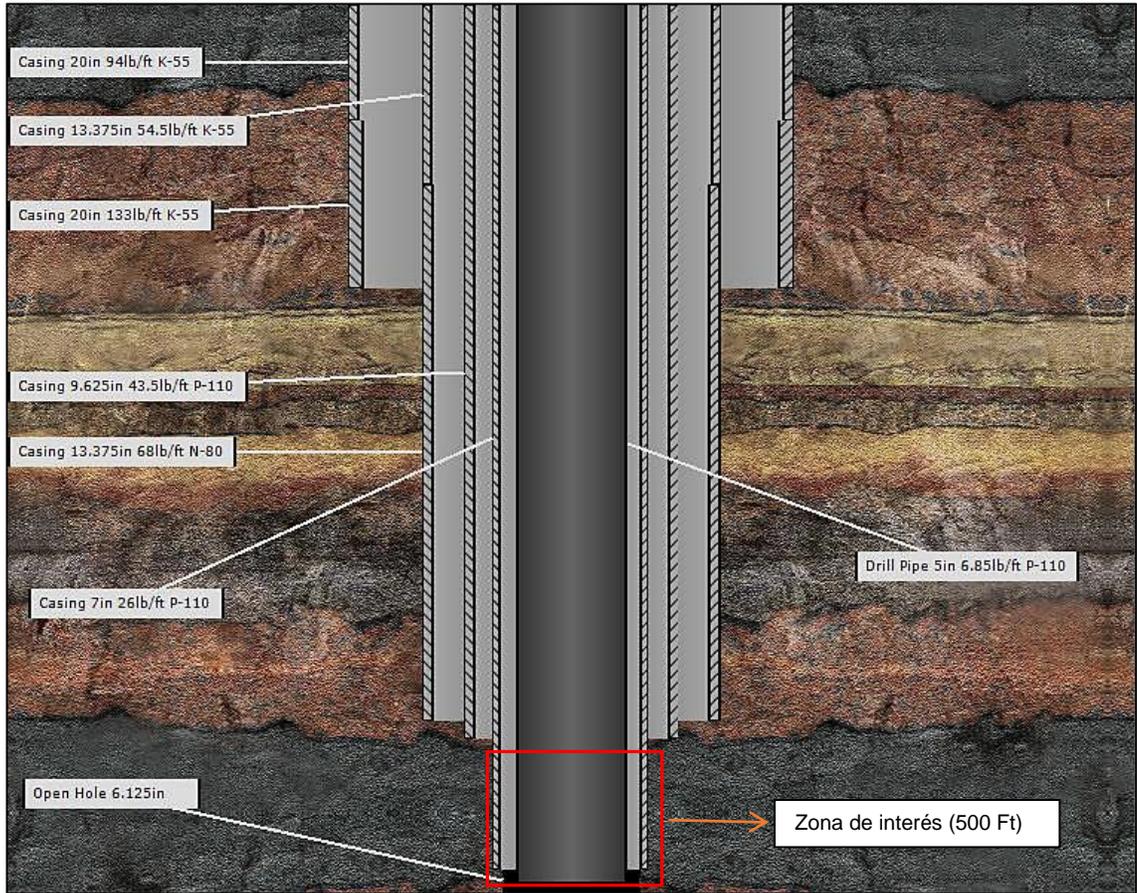
7. ANALISIS FINANCIERO

El Campo Orito, operado por la Compañía Pacific E&P, se encuentra ubicado en la Cuenca Caguan-Putumayo (Sector Putumayo), en el suroccidente de Colombia, bajo jurisdicción del Municipio de Orito. El campo ha estado en explotación comercial durante 48 años aproximadamente, por ende, se evidencia alto grado de depletamiento en la formación de interés Caballos, por otro lado, el fluido de perforación bombeado durante la perforación de la zona de interés no ha sido el adecuado para mitigar el daño de formación lo cual ha incentivado baja productividad de los últimos pozos perforados. Con la finalidad de mitigar el daño de formación, se diseñó un fluido de perforación con determinadas propiedades para el Pozo Piloto O244. El fluido reduce el efecto de taponamiento de poros por migración de finos, mejora la relación de movilidad en el yacimiento, y como consecuencia, aumenta la productividad del pozo.

La duración del proyecto corresponde a 3 años con periodos anuales. La unidad monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Americano (USD). La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) fue establecida en 12,00% E.A. La evaluación se desarrolló por medio de la metodología del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN), además, desde el punto de vista de la compañía operadora, se realizó análisis de costos de inversión.

En la **Figura 9** se presenta el estado mecánico del Pozo O244, resaltando la Formación de interés.

Figura 9. Estado Mecánico de Pozo Horizontal O244



Fuente: eRedBook. Versión 3.1.0.11: HALLIBURTON [Programa informático en línea]; Modificado por autora.

7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión (CAPEX) son inversiones de capital que generan beneficios y corresponden a los desembolsos que realiza la empresa con el propósito de ejecutar un proyecto que permita obtener resultados satisfactorios.

La compañía operadora planea iniciar un programa de perforación para aumentar la producción en el área probada de Campo Orito perforando 3 pozos de desarrollo anualmente durante tres años. En la **Tabla 27** se presenta el programa.

Tabla 27. Programa de desarrollo en Campo Orito

Periodo	Pozos de desarrollo
1	3
2	3
3	3

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 28** se presenta la lista de Productos Químicos Generales utilizados en el lodo de perforación durante la perforación de la zona de interés.

Tabla 28. Costos generales de productos químicos

Producto	Concentración		Tarifa (USD)
Almidón	50	Lb/saco	111,00
Bactericida	5	Galón	108,00
Bentonita	100	Lb/saco	29,24
Carbonato de Calcio M200	110	Lb/saco	10,40
Carbonato de Calcio M325	110	Lb/saco	10,40
Carbonato de Calcio M40/100	110	Lb/saco	8,70
Carbonato de Calcio M50/150	110	Lb/saco	14,20
Goma Xántica	55	Lb/saco	292,39
Soda Caustica	55	Lb/saco	29,00
Rompedor	1	Gal de sistema preparado	28,65

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Se necesitan dos ingenieros de fluidos de perforación para ejecutar y supervisar la operación, en la **Tabla 29** se presenta el costo asociado a ingeniería, ya está incluido lo correspondiente a prestaciones sociales.

Tabla 29. Costos Ingeniería

Ingeniería	Costo Diario	Unidad
Ingeniero Sénior	800,00	USD/Día
Ingeniero Junior	800,00	USD/Día

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Para la evaluación financiera, se estipularon dos escenarios, el primero corresponde a la perforación de la zona de interés de los pozos dentro de la campaña de desarrollo utilizando el fluido actual (alto daño a la formación), mientras que en el segundo hace referencia a la utilización del fluido propuesto en el presente proyecto (bajo daño de formación).

Para perforar la zona de interés objeto de estudio es necesario contar con suficiente fluido de perforación (tanques, tubería y zona de interés); razón por la cual mediante la **Ecuación 1** se calculó el volumen de fluido requerido para llevar a cabo la perforación.

Ecuación 1. Capacidad

$$\text{Capacidad (Bbl)} = \frac{\text{Diametro Interno}^2(\text{Ft})}{1.029,4} * \text{Profundidad}(\text{Ft})$$

Fuente: Pacific E&P.

La longitud de la zona de interés equivale a 500 Ft con un diámetro de 6,125 Ft, en el **Cálculo 1**. Se presenta el volumen de lodo correspondiente a dicho intervalo.

Cálculo 1. Volumen de zona de interés

$$\text{Capacidad (Bbl)} = \frac{6,125^2 \text{ Ft}}{1.029,4} * 500 \text{ Ft} = 18,22 \text{ Bbl}$$

El volumen de tubería equivale a la capacidad dentro de la tubería de perforación y la correspondiente al anular entre tubería de perforación y revestimiento de 7". En el **Cálculo 2**. Se presenta el volumen dentro de la *tubería*, el mismo tiene una longitud de 9.100 Ft.

Cálculo 2. Volumen dentro de tubería

$$\text{Capacidad (Bbl)} = \frac{4,785^2 \text{ Ft}}{1.029,4} * 9.100 \text{ Ft} = 202,40 \text{ Bbl}$$

En el **Cálculo 3** se presenta el volumen dentro del anular, entre tubería de perforación y revestimiento de 7".

Cálculo 3. Volumen en anular

$$\text{Capacidad (Bbl)} = \frac{6,875''^2 - 5''^2}{1.029,4} * 9.100 \text{ Ft} = 196,83 \text{ Bbl}$$

En la **Tabla 30** se presentan los volúmenes calculados para la perforación de la zona de interés de un (1) pozo de desarrollo, además del volumen correspondiente a tanques en superficie. La compañía maneja un margen de seguridad de 30% en el volumen de la zona de interés por posibles *Whashout*.

Tabla 30. Volúmenes requeridos.

Volumen	Unidad	
Tanques	500,00	Bls
Tubería	202,40	Bls
Anular	196,83	Bls
Zona Interés (30% de exceso)	23,68	Bls
Total	922,92	Bls

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Para este estudio se presentan dos (2) escenarios los cuales hacen referencia al fluido a bombear durante la perforación del intervalo de interés de los pozos de

desarrollo; el primero corresponde al fluido actual mientras que el segundo corresponde al fluido propuesto en este estudio.

Escenario 1. Costo de inversión representado en la perforación del intervalo de interés de los pozos de desarrollo utilizando el fluido actual, el bombeo del fluido genera un daño significativo a la formación de interés ocasionando menor capacidad productora del pozo.

En la **Tabla 31** se presentan el costo total del lodo de perforación

Tabla 31. Costo total de lodo de perforación actual

Aditivo	Concentración	Unidad	Volumen total (Bls)	Consumo total (Lb)	Sacos consumidos	USD
Goma Xántica	0,72	Lb/Bls	923	664,56	13	3.801,07
Bentonita	2,32	Lb/Bls		2.141,36	22	643,28
Almidón	2,41	Lb/Bls		2.224,43	45	4.995,00
Soda caustica	5,79	Lb/Bls		5.344,17	98	2.842,00
Bactericida	0,01	gal/Bls		9,23 ³⁶	-	199,37
Carbonato de Calcio M325	14,77	Lb/Bls		13.632,71	124	1.289,60
Carbonato de Calcio M200	5,79	Lb/Bls		5.344,17	49	509,60
Carbonato de Calcio M50/150	1,34	Lb/Bls		1.236,82	12	170,40
Carbonato de Calcio M40/100	7,65	Lb/Bls		7.060,95	65	565,50
Total						15.015,82

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

La perforación de la zona de interés conlleva 10 días de operación, con base en la **Tabla 29**, el costo total de ingeniería es equivalente a 16.000 USD.

En la **Tabla 32** se presenta el costo de inversión total para un solo (1) pozo de desarrollo.

Tabla 32. Costo de inversión para un (1) pozo de desarrollo, escenario 1

Lodo de perforación (USD)	Ingeniera (USD)	USD
15.015,82	16.000,00	31.015,82

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 33** se presenta el costo total asociado a la perforación de tres pozos de desarrollo.

Tabla 33. Costo de inversión para tres pozos de desarrollo, escenario 1

Costo/Pozo	Cantidad de pozos	USD
31.015,82	3	93.047,46

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

³⁶ Galones

El programa de desarrollo en Campo Orito requiere la perforación de tres pozos anuales durante tres años, con base en el incremento de los costos históricos asumidos por la empresa durante las últimas campañas ejecutadas en la zona probada de campo, se estipuló un incremento anual de 3,10% para el periodo dos, y 3,00% para el periodo tres. En la **Tabla 34** se presenta los costos asociados a cada periodo.

Tabla 34. Costos de inversión, escenario 1

Periodo	USD
1	93.047,46
2	95.931,93
3	98.809,88

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Escenario 2. Costo de inversión representado en la perforación del intervalo de interés de los pozos de desarrollo utilizando el fluido propuesto, el bombeo del fluido mitiga el daño a la formación de interés ocasionando mayor capacidad productora del pozo.

En la **Tabla 35** se presentan el costo por barril de lodo.

Tabla 35. Costo total de lodo de perforación propuesto

Aditivo	Concentración	Unidad	Volumen total (Bls)	Consumo total (Lb)	Sacos consumidos	USD
Soda Caustica	0,50	Lb/Bls	923	461,50	9	261,00
Goma Xántica	1,80	Lb/Bls		1.661,40	31	9.064,09
Almidón	6,00	Lb/Bls		5.538,00	111	12.321,00
Bactericida	0,50	Gal/Bls		461,50 ³⁷	-	9.968,40
CaCO3 M200	28,00	Lb/Bls		25.844,00	235	2.444,00
CaCO3 M325	31,00	Lb/Bls		74.763,00	670	6.968,00
CaCO3 M50/150	5,40	Lb/Bls		4.984,20	46	653,20
CaCO3 M40/100	12,50	Lb/Bls		11.537,50	105	913,50
Total						42.593,19

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

La operación requiere del bombeo de un rompedor con la finalidad de situarlo en la zona de interés y de esta forma remover el revoque generado en el puente, limpiar los canales de permeabilidad de la roca y optimizar la producción del yacimiento. El volumen del rompedor equivale al volumen de zona de interés, líneas y tanques muertos (volumen remanente en tanques). (Ver **Tabla 36**)

Tabla 36. Costo de rompedor por pozo

Volumen zona de interés (Bls)	Volumen tanques muertos (Bls)	Volumen líneas (Bls)	Volumen total (Bls)	Costo de rompedor (USD/Bls)	USD
23,68	6,00	4,00	33,68	17,50	589,40

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

³⁷ Galones

La perforación de la zona de interés conlleva 10 días de operación, con base en la **Tabla 3**, el costo total de ingeniería es equivalente a 16.000.

En la **Tabla 37** se presenta el costo de inversión total para un solo (1) pozo de desarrollo.

Tabla 37. Costo de inversión para un (1) pozo de desarrollo, escenario 2

Lodo de perforación (USD)	Rompedor (USD)	Ingeniera (USD)	USD
42.593,19	589,40	16.000,00	59.182,59

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En la **Tabla 38** se presenta el costo total asociado a la perforación de tres pozos de desarrollo.

Tabla 38. Costo de inversión para tres pozos de desarrollo, escenario 2

Costo/Pozo	Cantidad de pozos	USD
59.182,59	3	177.547,77

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Con base en el incremento de los costos históricos asumidos por la empresa durante las últimas campañas ejecutadas en la zona probada de campo, se estipuló un incremento anual de 3,1% para el periodo dos, y 3,0% para el periodo tres. En la **Tabla 39** se presenta los costos asociados a cada periodo.

Tabla 39. Costos de inversión, escenario 2

Periodo	USD
1	177.547,77
2	183.051,75
3	188.543,30

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera, se hará con base en los costos de inversión (CAPEX) donde se expondrá el flujo de caja para cada uno de los escenarios. La viabilidad del proyecto se determina por medio de la metodología del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

7.2.1 Valor Presente Neto (VPN). Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto, cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que los ingresos son mayores a los egresos, entre mayor sea el valor del VPN, hace más atractivo el proyecto, si el VPN es menor a cero, los egresos son mayores a los ingresos y el proyecto no es atractivo y, cuando el VPN es igual a cero, el proyecto es

indiferente.

El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

n = Periodo de tiempo
i = Tasa de Inversión de Oportunidad (TIO)
Fn= Flujo neto de caja

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

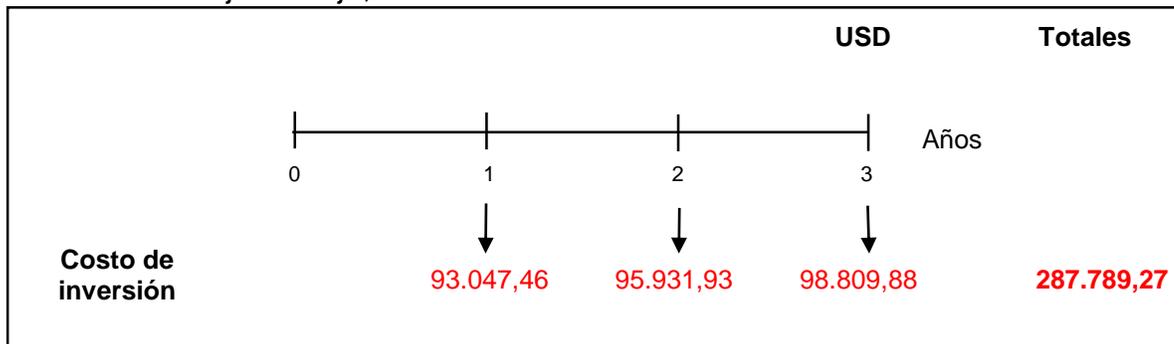
Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), el resultado indica a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

El Departamento de Perforación de la de la empresa estipula una Tasa Interna de Retorno (TIO) de 12,00% E.A. para sus proyectos, misma que se utiliza en la evaluación financiera en razón a que los periodos son anuales.

7.2.2 Flujo de caja. El flujo de caja estipula los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado, corresponde a la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

- ❖ **Escenario 1.** Evaluación financiera asociada al bombeo del fluido actual durante la perforación del intervalo de interés de los pozos de desarrollo. En la **Gráfica 1** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Gráfica 13. Flujo de caja, Escenario 1



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En el **Cálculo 3** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) correspondió a 12,00%.

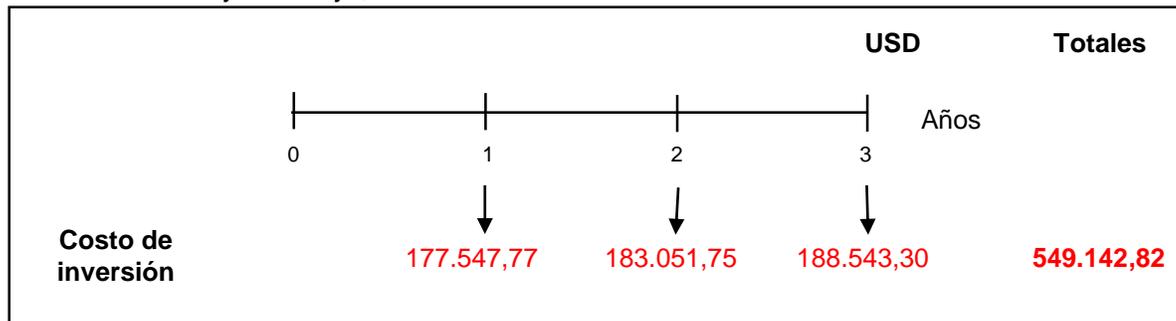
Cálculo 3. Valor Presente Neto, escenario 1

$$VPN (0,1200) = -\frac{93.047,46}{(1 + 0,1200)^1} - \frac{95.931,93}{(1 + 0,1200)^2} - \frac{98.809,88}{(1 + 0,1200)^3}$$
$$= -229.885,35$$

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

- ❖ **Escenario 2.** Evaluación financiera asociada al bombeo del fluido propuesto durante la perforación del intervalo de interés de los pozos de desarrollo. En la **Gráfica 3** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Gráfica 14. Flujo de caja, escenario 2



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

En el **Cálculo 4** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) anual correspondió a 12,00%.

Cálculo 4. Valor Presente Neto, alternativa propuesta

$$VPN (0,1200) = -\frac{177.547,77}{(1 + 0,1200)^1} - \frac{183.051,75}{(1 + 0,1200)^2} - \frac{188.543,30}{(1 + 0,1200)^3}$$
$$= -438.653,93$$

Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

7.3 CONCLUSIÓN DEL ANALISIS FINANCIERO

Desde el punto de vista financiero, para la compañía la mejor opción es continuar utilizando el fluido de perforación actual ya que en la próxima campaña a desarrollar durante los tres años le implica un ahorro de USD 208.768,58 o 47,59% frente al fluido propuesto debido a que los costos del mismo aumentan porque se aumento la concentración de productos y se implementa el sistema rompedor.

8. CONCLUSIONES

- ❖ El Campo Orito esta produciendo desde el año 1968 y debido a que las compañías operadoras no implementaron un método de mantenimiento de presión la Formación Caballos se encuentra depletada.
- ❖ Estudios previos muestran que el fluido base agua evaluado es el que menos afecta la permeabilidad efectiva al aceite frente a los sistemas de fluidos base aceite y sintético.
- ❖ Se encontró un sistema de fluidos de perforación que según las pruebas realizadas en éste estudio cumple con los requerimientos de la operadora y mitiga el daño a la formación en la zona de interés de la arena C de la Formación Caballos del Campo Orito.
- ❖ El sistema de fluidos base agua diseñado mostró una estimulación del 16% siendo el mejor entré los de más sistemas evaluados anteriormente, base aceite y sintético debido a que estos presentaron reducción de un -47% y -80% en la permeabilidad efectiva al aceite.
- ❖ Para la Compañía Pacific E&P, el diseño del fluido de perforación para la zona de interés va acompañado de un rompedor de cake con el fin de mitigar el daño y estimular la formación.
- ❖ El d50 de la prueba de distribución de partículas permitió definir tanto la concentración como la granulometría del fluido diseñado para lograr el puenteo adecuado de la formación de acuerdo al tamaño de la garganta poral de la misma.
- ❖ Las pruebas de taponamiento de partícula (PPT de 12,8ml, Spur Loss de 2ml y Filt. 30 min de 5,3ml) garantizan la reducción de pérdida de fluido por filtración y por lo tanto minimizan el daño causado a la formación productora.
- ❖ Las pruebas de compatibilidad de fluido descartan la formación de emulsiones entre el filtrado del fluido de perforación y los fluidos de yacimiento dando la certeza que el fluido diseñado no causara bloqueo por emulsión en la garganta poral.
- ❖ Se removió un 96,4% del revoque y se demostró que con porcentajes mayores de 2% de rompedor el incremento en remoción no es significativo.

- ❖ Desde el punto de vista financiero, para la compañía la mejor opción es continuar utilizando el fluido de perforación actual ya que en la próxima campaña a desarrollar durante los tres años le implica un ahorro de USD 208.768,58 o 47,59% frente al fluido propuesto debido a que los costos del mismo aumentan porque se aumento la concentración de productos y se implementa el sistema rompedor.

9. RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar este tipo de estudios para las diferentes arenas de la formación Caballos puesto que ellas poseen diferentes características petrofísicas con el fin de diseñar el sistema de fluido de perforación adecuado para ellas.
- ❖ Ejecutar un análisis luego de la perforación del pozo objeto de estudio con el fin de evaluar el aumento de producción como consecuencia de mitigar el daño a la formación.
- ❖ Realizar análisis hidráulicos y de limpieza de pozo para corroborar que el fluido garantice las condiciones óptimas de limpieza y que las presiones estén acorde a lo permitido.
- ❖ Realizar una curva de tolerancia del rompedor para establecer con exactitud los límites de la concentración a utilizar del mismo.
- ❖ Evaluar el uso de otro tipo de polímeros que permitan reducir los costos en el fluido, sin afectar la calidad del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]

ANH. Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414, Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo, UPTC. Agosto del 2009, p 45.

API American Petroleum Institute, “API RP 13B-1 - OFI Testing Equipment, Inc.,” 2014. [Online]. Available: <http://www.ofite.com/api-rp-13b-1>. [Accessed: 26-Aug-2013].

API American Petroleum Institute, API RP 42 - Pruebas de laboratorio surfactantes para estimulación de pozos, vol. API RP 42. Dallas, 1977, p. 6.

BAUTISTA SAAVEDRA, María Fernanda. Rediseño de los fluidos de perforación base agua que mitiguen el daño a la formación en el Campo Caño Sur. Bogotá D.C, 2013

BACCA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano. Bogotá D.C., 410 p.

B. Bennion, “An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations,” J. Can. Pet. Technol., vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002.

----- . Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2006, p 1

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva-Huila

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Guía Metodológica para la Elaboración de Trabajos de Grado, 2011, 76p.

GEOQUIMICA DE YACIMIENTOS DE LA FORMACIÓN CABALLOS EN EL CAMPO ORITO. PUTUMAYO – COLOMBIA. Bucaramanga, Santander Colombia. Enero/Diciembre de 2001. Volumen 02, Número 02

HUGHES, BAKER. Drilling fluids reference manual. Houston Texas. 2006. Pf/Mf method.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008 110 p.

----- . Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613 Bogotá: El Instituto, 2008, p. 1 – 2.

----- . Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, p.2

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. América Latina. Volumen 5, fascículo 4a, Paris: 1974.

Laboratorio de Fluidos de Perforación, “Manual de fluidos de perforación Guía práctica No. 1,” Medellín, Colombia, 2014.

MI SWACO. M-I Drilling Fluids Engineering Manual. Houston, TX, 2001.417 p.

OBANDO BELTRÁN, David Mauricio. Optimización del fluido de perforación utilizado en el Campo Los Ángeles operado por Petronorte. Bogotá D.C, 2010

Schlumberger, “Schlumberger Oilfield Glossary.” [Online]. Available: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>. [Accessed: 18-Jul-2016].

S. H. (Universidad N. de C. Lopera and J. V. (Universidad N. de C. Clavijo, “Evaluación del daño en núcleos expuestos a invasión de fluidos de perforación,” Medellín, Colombia, 2016.

ANEXOS

ANEXO A

PRUEBAS CONVENCIONALES DE LABORATORIO

DENSIDAD BALANZA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La densidad o peso del lodo significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. El peso del lodo se puede expresar en libras por galón ($\frac{lb}{gal}$) o *ppg*, libras por pie cúbico ($\frac{lb}{ft^3}$), gramos por centímetro cúbico ($\frac{g}{cm^3}$), Gravedad Específica (SG) o gradiente de presión hidrostática en ($\frac{lb}{in^2}$) por 1.000 pies de profundidad vertical ($\frac{psi}{1.000 ft}$). El instrumento utilizado para esta prueba es la balanza de lodos con un margen de error sólo de 0.1 Ppg.

La balanza está diseñada de modo que la copa conteniendo el fluido de perforación, en un extremo de la viga, esta balanceada por un contrapeso fijo en el otro extremo, con un pasador deslizante a lo largo de una escala graduada.

La densidad de un fluido de perforación que contiene aire o gas atrapado se puede determinar más exactamente usando la balanza de lodos presurizada. Es similar en operación a la balanza de lodos convencional.

La densidad de un fluido de perforación que contiene aire o gas atrapado se puede determinar más exactamente usando la balanza de lodos presurizada.

Objetivo

Medir la densidad del fluido de perforación.

Figura A1. Balanza de lodos presurizada



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Partes del equipo

- ❖ Taza de lodo de la balanza
- ❖ Cursor y brazo de la balanza

- ❖ Tapa de la taza
- ❖ Embolo

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar la caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
3. Transferir la muestra a la taza de la balanza.
4. Colocar la tapa en la taza con la válvula de retención en posición bajada o abierta. (Asegurarse de que algo de la muestra de ensayo sea expulsada a través de la válvula).
5. Enjuagar la tapa y las roscas con agua, aceite base o solvente, y secar.
6. Ajustar la tapa roscada en la taza.
7. Llenar el émbolo con la muestra de ensayo.
8. Presionar la nariz del émbolo en la cara con calce del anillo "O" de la válvula de retención.
9. Ejercer presión sobre la taza de muestra haciendo fuerza hacia abajo sobre el cuerpo del cilindro. Al mismo tiempo, forzar hacia abajo la barra de pistón. Cuando la válvula cierra, liberar la presión de la varilla del pistón antes de desconectar el émbolo. (La válvula de retención de la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición cerrada).
10. Limpiar el lodo de la parte exterior de la taza y tapa de la balanza.
11. Calzar el borde agudo de la balanza en el apoyo y equilibrar el conjunto haciendo correr la guía a lo largo del brazo. (La balanza de lodo está nivelada cuando la burbuja está centrada en el visor).
12. Registrar la densidad. Reconectar el émbolo vacío y succionar el lodo para aflojar la presión dentro de la taza.
13. Cuando la válvula vuelve a su posición abierta, quiere decir que se ha sacado el lodo presurizado y se puede proceder a desenroscar la contratapa y levantar la tapa.

CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDRÓGENO (pH)

Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias.

Objetivo

Determinar el pH de un fluido base agua usando un medidor de pH

Figura A2. Medidor electrónico de pH



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Partes del Equipo

- ❖ Medidor de pH.
- ❖ Soluciones amortiguadoras (pH 4, 7 y 10).
- ❖ Agua destilada o desionizada.
- ❖ Electrodo de vidrio medidor de pH.
- ❖ Papel fino suave para secar los electrodos.

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Sumergir un termómetro en la solución amortiguadora de pH 7 y medir la temperatura.
4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Limpiar la punta del electrodo con agua destilada y secar.
6. Sumergir la punta del electrodo en la muestra y revolver por 10 a 20 segundos hasta que la lectura estabilice.
7. Registrar el pH con 0.1 de aproximación de la unidad.

PRUEBAS REOLÓGICAS

Son instrumentos de tipo rotacional accionados por medio de un motor eléctrico. Los modelos eléctricos generalmente están disponibles en 6 velocidades: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. El fluido de perforación está contenido dentro del

espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. Esta rotación en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Objetivo

Determinar las lecturas del viscosímetro para calcular las siguientes propiedades de un fluido de perforación:

- ❖ Viscosidad plástica (VP)
- ❖ Viscosidad aparente (AV)
- ❖ Punto cedente (YP)
- ❖ Esfuerzo cedente (YS)
- ❖ Resistencia del gel

Figura A3. Reómetro



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Partes del Equipo

- ❖ Cilindro concéntrico
- ❖ Rotor
- ❖ Motor
- ❖ Perilla
- ❖ Termocopla

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.

2. Colocar la muestra en una taza de regulación de temperatura (termocopa).
3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada. (120°F para fluidos base agua).
4. Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.
5. Hacer girar el rotor del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\theta 600$).
6. Hacer girar el rotor del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\theta 300$).
7. Revolver la muestra durante 10 a 15 minutos a 600 rpm y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
8. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial.
9. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10 segundos, lbf/100 ft².
10. Revolver nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
11. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
12. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10 minutos, lb/100 ft².

Fórmulas.

- ❖ $PV = \theta 600 \text{ rpm} - \theta 300 \text{ rpm (cP)}$
- ❖ $AV = \theta 600 \text{ rpm} + 2 \text{ (cP)}$
- ❖ $YP = \theta 300 \text{ rpm} - PV \left(\frac{lbf}{100ft^2} \right)$
- ❖ $YS = (2 * \theta 3 \text{ rpm}) - \theta 6 \text{ rpm} \frac{lbf}{100ft^2}$
- ❖ $Resistencia \text{ Gel,} = Mx \text{ Lect. a } 3 \text{ rpm} \frac{lbf}{100ft^2}$

FILTRADO API

La propiedad de filtración o formación de la torta de un lodo sobre las paredes del pozo es determinada con una filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor de la torta que se ha asentado.

La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura ambiente y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión, y un indicador de esta; se debe contar con un cronómetro y un cilindro graduado. La

celda en la parte inferior cuenta con una tapa provista de una rejilla y sus respectivos empaques. El orden de montaje es: tapa inferior, empaque, malla, papel filtro y empaque. Se coloca la tapa firmemente contra el papel filtro y se gira hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta teórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.

Objetivo

Medir el volumen filtrado y el revoque del lodo de un fluido de perforación.

Figura A4. Filtroprensa



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Partes del Equipo

- ❖ Celda de lodo
- ❖ Tapa de seguridad
- ❖ Base
- ❖ Probeta de 10 ml
- ❖ Seguro de la tapa

Procedimiento

1. Tomar una muestra de fluido.
2. Armar la celda con el papel filtro y malla de 100 mesh.
3. Agregar la muestra en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13mm) del borde superior y completar el ensamblaje.
4. Colocar la celda dentro del marco y ajustar la tapa sobre la celda.

5. Colocar una probeta graduada seca debajo del tubo de drenaje.
6. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador hasta aplicar una presión neumática de 100 ± 5 psi. Mantener la presión durante 30 minutos.
7. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir la válvula de alivio.
8. Registrar el volumen del filtrado en la probeta graduada con precisión del más próximo ml.
9. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión y retirar la celda del marco.
10. Dejar el revoque de lodo sobre el papel para medir y registrar el espesor del revoque del lodo con aproximación de $\frac{1}{32}$ pulg.

PRUEBAS QUÍMICAS

CLORUROS

La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.

1. Solución de nitrato de plata (AgNO_3), 0,0282N o 0,282N (fuerte) almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.
4. Agua destilada.
5. Dos pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
7. Varilla de agitación.

Procedimiento

1. Medir 1 o 2 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf.
3. Añadir 25 ml de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y

permanezca en este color durante 30 segundos.

Cálculos

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es inferior a 10.000 mg/l, utilizar la solución nitrato de plata 0,0282 N equivalente a 0,001 g de ion Cl⁻ por ml. Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera.

$$Cl^{-} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{ml \ AgNO_3 * 0,0282 * 1000}{ml \ de \ filtrado}$$

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es mayor de 10.000 mg/l, utilizar el nitrato de plata 0,282 N (equivalente a 0,01 g de ion Cl⁻ por ml.). Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en mg/l, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^{-} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{ml \ AgNO_3 * 0,282 * 10000}{ml \ de \ filtrado}$$

Para cualquier normalidad de nitrato de plata:

$$Cl^{-} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{N * 35,000 * ml \ utilizado}{ml \ de \ salmuera \ de \ filtrado}$$

ANEXO B
PRUEBAS ESPECIALES DE LABORATORIO
TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (PARTICLE PLUGGING TEST)

Figura B1. PPT



Fuente: Pacific E&P. Modificado por autora

Partes del equipo

- ❖ Celda cilíndrica, adaptada para aceptar un disco poroso de 1/4 pulgada de espesor. Tapa de seguridad
- ❖ Envuelta exterior calefactora.
- ❖ Probeta de 10 ml.
- ❖ Anillo distanciador.
- ❖ Dos etapas finales (una con malla para el extremo hidráulico).
- ❖ Dos vástagos: uno con conexión rápida para la manguera hidráulica y el otro con una válvula para la parte superior de la celda.
- ❖ Bomba hidráulica con manguera de conexión rápida y acoplamiento.
- ❖ Fluido hidráulico.
- ❖ Pistón con juntas teóricas para separar el fluido hidráulico del lodo.
- ❖ Llave de barra T para posicionamiento del pistón.
- ❖ Celda colectora de depósito con válvula de purga.
- ❖ Accesorio regulador de contrapresión.
- ❖ Dos termómetros.
- ❖ Dos clavijas de cierre de seguridad.

Procedimiento

Una vez se tenga la celda con el fluido a analizar y el disco permeable que simula la formación en estudio, se coloca dentro de la camisa de calentamiento, de tal forma que el disco permeable quede en la parte superior. Luego se coloca las válvulas tanto en la parte de arriba como en la parte de abajo, esta última conectada a la bomba hidráulica manual y los respectivos manómetros. Se recomienda remojar los discos permeables en agua (para lodos base agua) o diésel (para lodos base aceite) por 5 a 10 minutos antes de realizar la prueba.

Para llevar a cabo la prueba, es necesario aplicar arriba una presión de 100 psi. Una vez se alcance la temperatura deseada se aplica en la parte de abajo la presión a la que se llevará la prueba; posteriormente se abre la válvula que se encuentra en el tope de la celda para recoger la pérdida de filtrado instantáneo (*spurt loss*). Inmediatamente, se contabilizan 30 minutos, manteniendo el mismo diferencial de presión; al cabo de dicho tiempo se recoge el resto del filtrado. Estos rangos de temperatura y de presión se obtienen de los pozos de correlación.

Los resultados del volumen del filtrado son reportados en mililitros de lodo.

Formula

$$PPT = 2 * (\text{FILTRADO RECOLECTADO A 30 MINUTOS}) - \text{SPURT LOSS}$$

ANEXO C

PRUEBAS EN EL MEDIO POROSO

CONSTRUCCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD

A continuación, se presenta el protocolo experimental de las pruebas de desplazamiento en medio poroso.

Tabla C1. Protocolo experimental pruebas en medio poroso

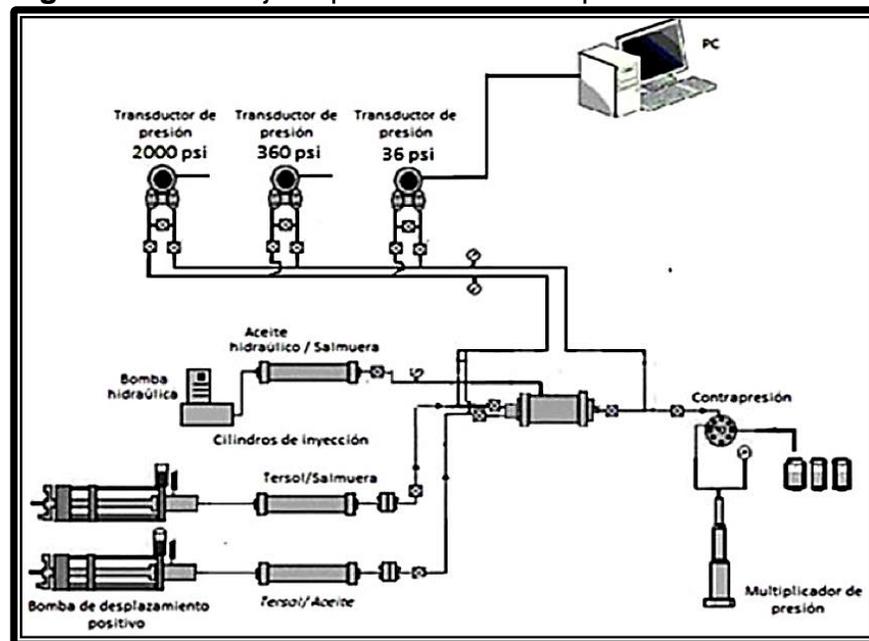
Paso	Descripción	Condición de Prueba	Justificación
1	Preparación de las muestras y fluidos a inyectar.	T y P ambiente	Someter la muestra a procedimientos de lavado y secado con el fin de prepararla para la medición de sus propiedades básicas y la preparación de los fluidos a inyectar.
2	Inyección de salmuera.	T y P yacimiento	Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido inicial.
3	Inyección de aceite.	T y P yacimiento	Medida de Kro base a Swr.
4	Inyección de salmuera.	T y P yacimiento	Construcción de curvas Kr base. Medida de Kw a Sor y construcción de curva Np.
5	Inyección de aceite.	T y P yacimiento	Saturar el medio con aceite para la siguiente etapa.
6	Inyección estática de lodo por la cara de salida, con una presión de inyección de 3220 psi.	T y P yacimiento	Inyección del lodo a la muestra. Medir la tasa de filtración.
El flujo de lodo se detendrá cuando se detenga el filtrado o hasta cumplidas 12 horas de inyección si el filtrado no se ha detenido.			
7	Sentido de producción. Inyección de aceite	T y P yacimiento	Medida de Kro a Swr después de inyección del lodo
8	Inyección de salmuera.	T y P yacimiento	Construcción de curvas Kr después de inyección del lodo. Medida de Kw a Sor y construcción de curva Np.
9	Inyección de aceite.	T y P yacimiento	Saturar el medio con aceite para la siguiente etapa
10	Inyección de tratamiento por la cara de la salida.	T y P yacimiento	Inyección de tratamiento a la muestra.
11	Inyección de aceite.	T y P yacimiento	Medida de Kro a Swr después de inyección del tratamiento.
12	Inyección de salmuera.	T y P yacimiento	Sor y construcción de curva Np.

Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín.

La construcción de curvas de permeabilidad se realiza utilizando el Método Grafico Johnson-Bossler-Naumann (JBN), que permite construir curvas de permeabilidad relativa de una muestra de roca antes, después de la inyección del fluido de perforación y posterior de la inyección de un rompedor para determinar el daño generado por el fluido de perforación.

El montaje experimental para las pruebas de desplazamiento se compone por una bomba de desplazamiento, un portamuestras, una bomba de confinamiento, el horno para simular la temperatura de la formación, equipos de medición de presión diferencial, una celda biaxial y un equipo de simulación de presión de poro o contra presión y está representado en la siguiente Figura.

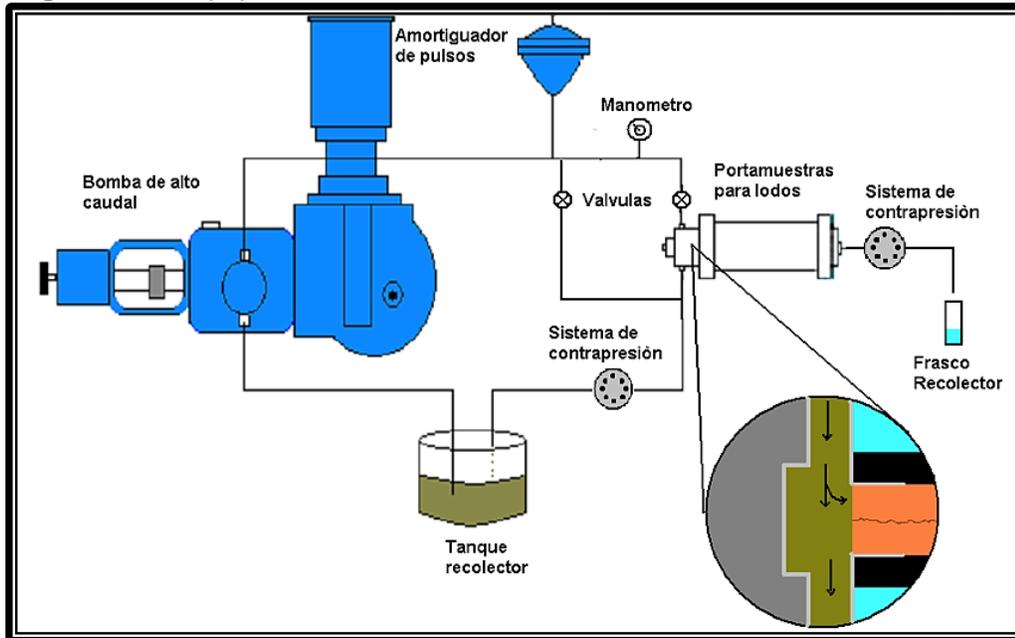
Figura C1. Montaje experimental de las pruebas



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

Es importante considerar que la generación del daño se genera con otro equipo y está diseñado para simular el daño a condiciones estáticas, dinámicas y de sobrebalance. El montaje consta de una bomba de alto caudal que permite altas tasas de inyección, un amortiguador de pulsos, un tanque recolector y un porta muestras perfilado para que el flujo de lodo esté en contacto con una cara de la muestra, que está a su vez protegida por una malla de 0,45 μm para impedir la invasión de sólidos y poder lograr la evaluación por filtrado de lodo a la muestra y verificar al final la consistencia de cake. (Ver **FiguraC2**)

Figura C2. Equipo utilizado



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

Figura C3. Equipo



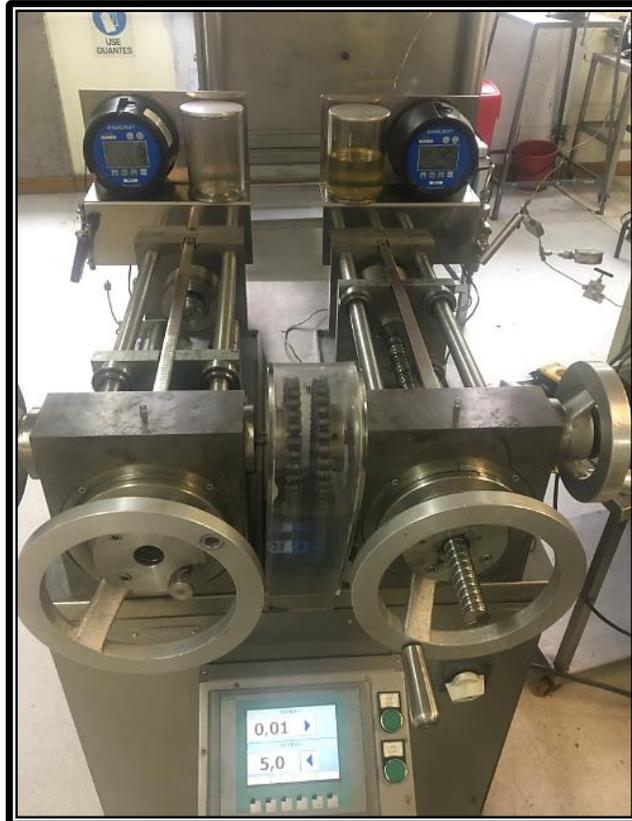
Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

Figura C4. Cilindros



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

Figura C5. Bombas desplazamiento positivo



Fuente: Facultad de Minas Unal. Medellín. Modificado por Autora

ANEXO D

TABLA PARA SALMUERA DE FORMIATO DE POTASIO

POTASSIUM FORMATE PROPERTIES						
Density		KCOOH % w/w	1 cubic meter		1 Bbl	
ppg	SG		KCOOH, kg dry	Water, M3	KCOOH, lb dry	Water, bbl
8,4	1,007	1,5	15	0,993	5,25	0,993
8,6	1,031	5,1	63	0,969	22,06	0,969
8,8	1,055	10,3	109	0,947	38,17	0,947
9,0	1,078	14,3	154	0,926	53,92	0,926
9,2	1,102	18,1	200	0,903	70,03	0,903
9,4	1,126	21,7	244	0,883	85,44	0,883
9,6	1,150	25,2	290	0,861	101,55	0,861
9,8	1,174	28,6	336	0,839	117,65	0,839
10,0	1,198	31,9	382	0,817	133,76	0,817
10,2	1,222	35,1	439	0,794	153,72	0,794
10,4	1,246	38,3	477	0,77	167,02	0,77
10,6	1,270	41,3	525	0,746	183,83	0,746
10,8	1,294	44,4	575	0,72	201,34	0,72
11,0	1,318	47,5	626	0,695	219,20	0,695
11,1	1,330	48,8	649	0,682	227,25	0,682
11,2	1,342	50,2	674	0,669	236,00	0,669
11,3	1,354	51,6	699	0,656	244,76	0,656
11,4	1,366	53,0	724	0,643	253,51	0,643
11,5	1,378	54,4	750	0,629	262,62	0,629
11,6	1,390	55,8	776	0,615	271,72	0,615
11,7	1,402	57,2	802	0,601	280,82	0,601
11,8	1,414	58,5	828	0,587	289,93	0,587
11,9	1,426	59,8	853	0,574	298,68	0,574
12,0	1,438	61,2	880	0,559	308,14	0,559
12,1	1,450	62,5	906	0,545	317,24	0,545
12,2	1,462	63,7	932	0,531	326,34	0,531
12,3	1,474	65,0	959	0,516	335,80	0,516
12,4	1,486	66,3	986	0,501	345,25	0,501
12,5	1,498	67,5	1012	0,487	354,36	0,487
12,6	1,510	68,8	1039	0,472	363,81	0,472
12,7	1,522	70,0	1066	0,457	373,27	0,457
12,8	1,534	71,3	1094	0,441	383,07	0,441
12,9	1,546	72,5	1121	0,426	392,52	0,426
13,0	1,558	73,8	1150	0,409	402,68	0,409
13,1	1,570	75,0	1178	0,393	412,48	0,393
13,2	1,582	76,3	1208	0,375	422,99	0,375

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo **ALEJANDRA DEL PILAR PATIÑO GÓMEZ** en calidad de titular de la obra **DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ZONA DE INTERÉS DEL POZO O224 EN EL CAMPO ORITO**, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me(nos) corresponde(n) y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor(es) establezco (establecemos) las siguientes condiciones de uso de mí (nuestra) obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	X
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autor (es) autorizo (amos) la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 04 días del mes de Agosto del año 2016.

EL(LOS) AUTOR(ES):

Autor 1

Nombres	Apellidos
Alejandra del Pilar	Patiño Gómez
Documento de identificación No	Firma
1.110.521.199	Alejandra Patiño

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.