

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL
DE PERFORACIÓN RADIAL PARA EL POZO "A" DEL CAMPO ORITO

ANDRÉS BECERRA BUITRAGO
KATALINA MARÍA UMBARILA MONCALEANO

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

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL
DE PERFORACIÓN RADIAL PARA EL POZO "A" DEL CAMPO ORITO

ANDRÉS BECERRA BUITRAGO
KATALINA MARÍA UMBARILA MONCALEANO

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

Director:
UBALDO MARCUZZI
Ingeniero Químico

Asesor:
JUAN DAVID RENGIFO MEDINA
Ingeniero de Petróleos

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

ING. Juan David Rengifo Medina.
Orientador.

ING. Laydy Mora.
Jurado 1.

ING. Nadim Escaño.
Jurado 2.

Bogotá, Noviembre de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO C. FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Los autores expresan sus agradecimientos:

A las Empresas FLUIDOS Y SERVICIOS S.A.S y RADIAL DRILLING SERVICES, por permitir desarrollar este proyecto de grado y por el aporte técnico y financiero durante el desarrollo del mismo.

Al Ingeniero y Director del proyecto UBALDO MARCUZZI, por brindarnos la oportunidad, la confianza, su conocimiento y su tiempo para la elaboración de este proyecto de grado.

Al Ingeniero y Codirector del proyecto JAIME FERNANDO AMARIZ por su colaboración y apoyo durante la búsqueda y desarrollo del proyecto de grado.

Al Ingeniero JUAN DAVID RENGIFO por su disposición, colaboración y asesoría a lo largo de este proyecto.

A los orientadores geológico y financiero por su disposición y tiempo dedicado para la culminación de este proyecto.

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por la formación recibida durante la carrera.

A Dios por darme la salud, la fuerza y la persistencia para lograr mis objetivos a lo largo de esta etapa.

A mi mamá, Lina María, y Oscar, por todo su amor, su apoyo, su paciencia, su comprensión y compañía en cada paso que he dado en mi vida, por la educación que me han brindado, por ser mi mejor ejemplo y motivación para alcanzar cada meta que me propongo y por iluminarme siempre.

A mis hermanas. María José y Gabriela, por su amor incondicional, su compañía y por ser mi motivación.

A Juan Camilo, por ser mi apoyo incondicional y mi motivación para culminar esta etapa, por sus consejos y todo su amor.

A mis abuelos, Rodrigo y Stella, por su infinito e incondicional amor, por los recuerdos, por la educación y todo el apoyo brindados a lo largo de mi vida.

A mis tíos, Mónica y Gabriel, por su amor y su gran apoyo durante esta etapa y a lo largo de toda mi vida.

A toda mi familia, por la compañía y el apoyo que me han brindado siempre.

A mis amigos y compañeros que hicieron parte de este proceso.

Katalina María Umbarila Moncaleano

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	
OBJETIVOS	
1.GENERALIDADES DEL CAMPO ORITO	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	30
1.3.3 Geología Estructural	32
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.4.1 Método de producción	35
1.4.2 Tipo de fluido	35
1.4.3 Número de pozos	35
1.4.4 Tiempo de producción	35
1.4.5 Producción acumulada	35
2.DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y TEÓRICA DE LA PERFORACIÓN RADIAL	37
2.1 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN	37
2.1.1 Estimulación química	37
2.1.2 Estimulación Mecánica	38
2.2 PERFORACIÓN RADIAL	38
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE PERFORACIÓN RADIAL, COMPONENTES PRINCIPALES Y HERRAMIENTAS	39
2.3.1 Descripción de la unidad de perforación radial	39
2.3.2 Componentes principales del sistema de Perforación Radial	41
2.3.3 Repuestos y herramientas	44
2.3.4 Fabricación	44
2.3.5 Especificaciones del equipo	44
2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN RADIAL	44
2.4.1 Equipo de superficie	44
2.4.2 Equipo de fondo	45
2.5 SECUENCIA GENERAL DE OPERACIÓN PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL	46
2.6 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL	47
2.6.1 Beneficios económicos	47
2.6.2 Beneficios técnicos	47
2.7 LIMITACIONES MECÁNICAS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL	48
2.7.1 Diámetro del casing	48
2.7.2 Doble casing	48
2.7.3 Grado y dureza del casing	48
2.7.4 Espesor de la pared del revestimiento	48

2.7.5 Cementación	48
2.7.6 Inclinación del pozo	48
2.7.7 Profundidad del pozo	49
2.7.8 Temperatura de fondo	49
2.7.9 Presión de fondo. No debe exceder los 6600 psi	49
2.7.10 Rat hole	49
2.8 LIMITACIONES GEOLÓGICAS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL	49
2.8.1 Perforación del orificio lateral	49
2.8.2 Disconformidades/adalgazamientos	49
2.8.3 Mineralización	49
2.8.4 Rocas amorfas	49
2.8.5 Rocas cavernosas	49
2.8.6 Formaciones no consolidadas	50
2.8.7 Poca porosidad	50
2.8.8 Sales	50
2.9 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL FLUIDO DE PERFORACIÓN RADIAL	50
2.9.1 Propiedades reológicas y peso del fluido	50
2.9.2 Prueba de compatibilidad de fluidos	50
2.9.3 Prueba de detergencia	51
2.9.4 Prueba de hinchamiento lineal dinámico	51
3. GENERALIDADES DEL POZO "A"	52
3.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO	52
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL POZO "A" EN LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA	54
3.2.1 Formación Caballos	54
3.2.2 Formación Villeta	55
4. DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA	56
4.1 FLUIDO USADO EN EL DISEÑO OPERACIONAL	56
4.1.1 Prueba reológica y densidad	56
4.1.2 Prueba de compatibilidad de los fluidos	57
4.1.3 Prueba de detergencia	61
4.1.4 Prueba de hinchamiento lineal dinámico	63
4.2 DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL PARA LA FORMACIÓN CABALLOS ...	64
4.2.1 Análisis de los registros eléctricos	64
4.2.2 Procedimiento operacional del plan de Perforación Radial	68
4.3 DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA	78
4.3.1 Análisis de los registros eléctricos	78
4.3.2 Procedimiento operacional del plan de Perforación Radial	82

5. EVALUACIÓN DE LAS SIMULACIONES DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA	86
5.1 SIMULACIÓN DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LA FORMACIÓN CABALLOS	86
5.2 SIMULACIÓN DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA	88
6. ANÁLISIS FINANCIERO	90
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	91
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	94
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	95
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	96
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	96
6.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	97
6.4.3 Flujo de caja	98
6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	99
7. CONCLUSIONES	100
8. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Orito	28
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca Putumayo	29
Figura 3. Apariencia y calificación de la prueba de detergencia.	61

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de petróleo y agua para el Campo Orito	36
Gráfica 2. Curva de hinchamiento lineal.	63
Gráfica 3. Flujo de caja.	98
Gráfica 4. Flujo de caja neto.	99

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Corte geológico de la Cuenca Putumayo en el área del Campo Orito.	33
Imagen 2. Mecanismo de penetración.	39
Imagen 3. Cuello de ganso.	40
Imagen 4. Motor de fondo.	40
Imagen 5. Brocas tipo Worthy y Spade para corte de casing.	41
Imagen 6. Unidad de Perforación Radial en Skid petrolero y Coiled Tubing.	41
Imagen 7. Bombas tipo JetStream y Kerr.	42
Imagen 8. Motor de fondo conectado al Flex Shaft.	43
Imagen 9. Zapata deflectora y Flex Shaft.	43
Imagen 10. Unidad de superficie de perforación radial.	44
Imagen 11. Herramienta para perforar casing.	45
Imagen 12. Equipo de fondo de pozo para perforar el casing y la formación.	46
Imagen 13. Estado mecánico del Pozo "A".	53
Imagen 14. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 10 minutos.	58
Imagen 15. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 20 minutos.	58
Imagen 16. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 60 minutos.	59
Imagen 17. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 10 minutos.	59
Imagen 18. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 20 minutos.	60
Imagen 19. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 60 minutos.	60
Imagen 20. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 1.	62
Imagen 21. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 3.	62
Imagen 22. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 4.	62
Imagen 23. Secciones con presencia de arena en la Formación Caballos.	65
Imagen 24. Secciones con mejor adherencia del cemento en la Formación Caballos.	67
Imagen 25. Intervalo de interés de la Formación Caballos para aplicar la tecnología de Perforación Radial.	68
Imagen 26. Secciones con presencia de arena en la Formación Villeta.	79
Imagen 27. Secciones con mejor adherencia del cemento en la Formación Villeta.	81
Imagen 28. Intervalo de interés de la Formación Villeta para aplicar la tecnología de Perforación Radial.	82
Imagen 29. Estado mecánico del Pozo "A".	91

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Recolección de datos para la Formación Caballos.	54
Tabla 2. Recolección de datos para la Formación Villeta.	55
Tabla 3. Formulaciones de fluidos para la operación de perforación radial.	56
Tabla 4. Resultados de la prueba reológica y de densidad.	57
Tabla 5. Resultados prueba de compatibilidad de fluidos. Mezcla 50/50-100 ml de mezcla.	57
Tabla 6. Resultados prueba de compatibilidad de fluidos. Mezcla 80/20-100 ml de mezcla.	58
Tabla 7. Resultado de la prueba de detergencia.	61
Tabla 8. Secciones con presencia de arena en la Formación Caballos.	66
Tabla 9. Secciones con mejor adherencia en la Formación Caballos.	68
Tabla 10. Tiempos estimados para la perforación del casing a 8823 ft.	71
Tabla 11. Tiempo estimado para perforar cada orificio lateral (Fm. Caballos).	72
Tabla 12. Parámetros de corte de casing (Fm. Caballos).	74
Tabla 13. Parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting (Fm. Caballos).	76
Tabla 14. Tiempos estimados de operación para perforar 4 orificios laterales (Fm. Caballos).	77
Tabla 15. Secciones con presencia de arenas en la Formación Villeta	80
Tabla 16. Secciones con mejor adherencia del cemento en la Formación Villeta.	82
Tabla 17. Tiempos estimados para la perforación del casing por cada orificio lateral a 8702 ft.	83
Tabla 18. Tiempo estimado para jetear cada lateral (Fm. Villeta).	83
Tabla 19. Parámetros de corte de casing (Fm. Villeta).	84
Tabla 20. Parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting (Fm. Villeta).	84
Tabla 21. Tiempos estimados de operación para jetear 4 orificios laterales (Fm. Villeta).	85
Tabla 22. Datos requeridos para la simulación de producción (Fm. Caballos).	87
Tabla 23. Producción esperada después de la aplicación de la tecnología de Perforación Radial en la Formación Caballos.	87
Tabla 24. Producción incremental de la Formación Caballos (Bbl/día).	88
Tabla 25. Datos requeridos para la simulación de producción (Fm. Villeta).	88
Tabla 26. Producción después de la aplicación de la tecnología de Perforación Radial en la Formación Villeta.	89
Tabla 27. Producción incremental de la Formación Villeta (Bbl/día).	89
Tabla 28. Campaña de intervenciones.	92
Tabla 29. Costo por actividad a realizar en un pozo.	92
Tabla 30. Costo total de cada pozo a intervenir (USD).	93
Tabla 31. Costos de inversión.	94
Tabla 32. Lifting cost.	94
Tabla 33. Producción incremental (Bbls).	94

Tabla 34. Costos de operación.	95
Tabla 35. Precio de venta.	95
Tabla 36. Producción neta.	96
Tabla 37. Ingresos totales.	96

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Valor Presente Neto	96
Ecuación 2. Tasa de interés periódica a partir de la tasa efectiva anual	97
Ecuación 3. Flujo de caja neto	99

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A.Cálculos de la hidráulica de la bomba para la Formación Caballos	107
Anexo B.Cálculos de la hidráulica de la bomba para la Formación Villeta	108

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área y condiciones físicas bajo las cuales se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos de depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ANTICLINAL: pliegue producido en las rocas en forma de arco en el que las capas de rocas son convexas hacia arriba. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte central de la estructura, mientras que las más modernas se encuentran en la parte externa.

ARCOSA: roca sedimentaria de textura detrítica conocida también como arenisca feldespática que contiene granos mal redondeados cuyo diámetro varía entre 0,02 y 2 milímetros. Está compuesta por más del 25% de fragmentos de feldespato potásico, cuarzo, mica y plagioclasa. Posee también poca cantidad de matriz de grano fino y de cemento de cuarzo o de calcita.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica, de color variable, que contiene clastos cuyo tamaño de grano varía entre 0,062 y 2 milímetros. Este tipo de roca está compuesta principalmente por cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

BASAMENTO: roca ígnea o metamórfica deformada que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada. Su textura es generalmente rugosa y compacta. Está compuesta principalmente por calcita y minerales tales como silicato, piritita y siderita.

CAMPO: un campo petrolero está conformado por un yacimiento con las condiciones adecuadas para el entrapamiento de hidrocarburos, el cual está rodeado por una roca impermeable o sello.

CHERT: variedad criptocristalina del cuarzo. Su color varía de pardo a amarillento o negro, y es asociada a formaciones sedimentarias.

COILED TUBING: cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completamiento y reacondicionamiento de pozo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada en la geología, para especificar y describir la ubicación de unidades de roca en un área específica. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte inferior y las rocas más jóvenes en la parte superior.

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

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítica, la cual está compuesta por más del 50% por elementos detríticos redondeados mayores a 2 milímetros y cohesionados por una matriz fina.

CUARCITA: tipo de roca metamórfica dura con un contenido mayor al 90% de cuarzo.

CUENCA: 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: cuenca sedimentaria subsidente, situada entre el frente de una cordillera de plegamiento y el cratón adyacente.

DISCORDANCIA: superficie geológica que divide los estratos más jóvenes de los más antiguos y que muestra una ausencia de depositación, asociada a un proceso de erosión.

DOMO: es un tipo de anticlinal que puede ser circular o elíptico.

ESPESOR: medida del grueso de una capa o estrato de roca sedimentaria. El espesor de una capa suele variar a lo largo de su extensión.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia que estudia las características litológicas de cada uno de los estratos de la tierra con el fin de explicar y conocer la historia y la edad geológica de estos.

FACIES: características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FALLA: interrupción existente en las capas de una roca, a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección del desplazamiento entre las rocas, una falla puede ser normal, inversa o de desplazamiento de rumbo.

FALLA INVERSA: tipo de falla generada cuando el bloque elevado se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto al bloque hundido.

FALLA NORMAL: tipo de falla generada cuando el bloque hundido es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque hundido.

FLEX SHAFT: herramienta utilizada en la perforación radial, cuya función es transmitir rotación entre dos herramientas que no están fijas entre sí.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía. Cuerpo de estratos o capas que se identifica por tener unas características litológicas y una posición estratigráfica.

FUERZA DE JETTING: fuerza ejercida por el jet en la parte delantera con el fin de penetrar la formación productora.

FUERZA EYECTORA: impulso ejercido por las boquillas traseras del jet con el fin de proporcionar la fuerza neta requerida para penetrar la formación.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología encargada de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de hidrocarburo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: parte de la geología encargada de estudiar las estructuras geológicas que se encuentran en el subsuelo.

INFRAYACE: hace referencia a que está por debajo de algo específico.

JET: herramienta de diámetro pequeño utilizada en las brocas de perforación para producir una corriente de fluido de alta velocidad.

KARSTIFICACIÓN: proceso de formación de relieves en la piedra caliza, dolomía y yeso, por efecto de la disolución y la meteorización.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos que está presente en las rocas sedimentarias. Contenido principal de materia orgánica presente principalmente en la roca generadora.

LIGNITO: tipo de carbón el cual se encuentra en depósitos superficiales.

LIMOLITA: roca sedimentaria de textura detrítica, cuyo tamaño de grano varía entre 0,063 y 0,003 milímetros. Su composición es muy variada pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita y feldespato.

LITOLOGÍA: parte de la geología encargada de estudiar el contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

LODOLITA: roca sedimentaria de textura detrítica. Está constituida por granos del tamaño de lodo y se compone principalmente por arcilla y limo.

LUTITA: roca sedimentaria de textura pelítica, con baja cementación, la cual está compuesta principalmente por la consolidación de partículas de arcilla. Está compuesta por granos de tamaño menor a 0,002 milímetros. Este tipo de roca constituye más de la mitad de las rocas sedimentarias.

MARCO GEOLÓGICO: resumen que se hace de la geología de una localización específica, en el cual se incluye la estratigrafía, geología del petróleo y geología estructural de dicha localización.

MARGEN PASIVO: margen de un continente o un océano, el cual no coincide con el límite de una placa litoesférica y en donde no se produce ninguna colisión.

METAMORFISMO: proceso por el cual las características iniciales de roca son alteradas. Las rocas ígneas, sedimentarias o metamórficas preexistentes pueden convertirse en nuevas rocas metamórficas después de este proceso.

MIGRACIÓN: movimiento desde la roca fuente hasta la roca reservorio, por parte de los hidrocarburos generados.

PERMEABILIDAD: propiedad o capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso.

PETRÓFISICA: especialidad que determina de manera cuantitativa las propiedades de la roca y los fluidos presentes en esta.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos

RIFTING: proceso mediante el cual se generan grietas en la litosfera terrestre como consecuencia del ascenso de masas magmáticas procedentes del manto.

ROCA FUENTE: roca sedimentaria, generalmente lutita o caliza la cual posee un alto contenido de materia orgánica (1%) y al menos 0,5% de carbono total orgánico (TOC).

ROCA PIROCLÁSTICA: roca ígnea la cual está constituida por material volcánico fragmentado.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria que, por propiedades como la buena porosidad y permeabilidad, absorben y expulsan fluidos.

ROCA SELLO: roca impermeable que forma una barrera por todo el límite del yacimiento, con el fin de que los fluidos contenidos allí no migren hacia otro lugar. Generalmente una roca sellos puede ser una lutita, anhidrita o sal.

SEDIMENTO: material sólido acumulado en la superficie terrestre por acción de diferentes fenómenos naturales. Los sedimentos pueden ser transportados por el agua, el viento o el hielo.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema natural que incluye todos los componentes geológicos y los procesos necesarios para la generación y el almacenamiento de hidrocarburos, tales como roca generadora, trayecto de migración, roca yacimiento, trampa y sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los mismos.

SUAVEAR: reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería. Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos del yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo y a la superficie.

SUPRAYACE: hace referencia a que está encima de algo específico.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para la acumulación de hidrocarburos, la cual debe estar sellada por una formación impermeable con el fin de que los hidrocarburos no migren.

TRAMPA ESTRUCTURAL: tipo de estructura geológica sellada capaz de retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue.

TRANSGRESIÓN: evento geológico por el cual el mar ocupa un terreno continental, en donde la línea costera migra tierra adentro. La transgresión puede hacer que los sedimentos de aguas profundas descansen sobre los sedimentos característicos de aguas someras.

BROCA: herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la broca para lograr el corte de la roca.

ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius de temperatura
°F	Grados Fahrenheit de temperatura
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
Bbl	Barriles
BHA	Ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)
BPOD	Barriles de petróleo por día
BPA	Barriles por año
BPD	Barriles por día
cP	Centipoise
Fm	Formación
Ft	Feet (pies)
GR	Gamma Ray
K	Permeabilidad
Km	Kilómetros
Lb	Libras
m	Metros
MCFD	Miles de pies cúbicos por día
mD	MiliDarcies
min	Minutos
MD	Profundidad medida (Measure Depth)
OD	Diámetro externo (Outer Diameter)
P	Presión
POOH	Pull Out of Hole
PPG	Libras por galón (Pounds per gallon)
PSI	Libras por pulgada cuadrada (Pounds per Square Inch)
Pulg	Pulgada
RDS	Radial Drilling Services
S	Daño de formación (Skin)
Seg	Segundos
TIO	Tasa de interés de oportunidad
TOC	Carbono orgánico total (Total Organic Carbon)
TVD	Profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth)
USD	Dólar estadounidense
VPN	Valor Presente Neto

RESUMEN

El presente trabajo está basado en el diseño del plan operacional de Perforación Radial para el Pozo A del Campo Orito, en donde se presenta el problema de la baja productividad debido a la pérdida de presión en el yacimiento.

Se inicia con la descripción de las generalidades de la Cuenca Caguán Putumayo, así como la historia de producción del Campo Orito, continuando con una descripción técnica y teórica de la Perforación Radial.

A continuación, se realiza una descripción de las generalidades del Pozo A, en donde se presenta toda la información concerniente al pozo en las Formaciones de interés, Caballos y Villeta, además de presentar las propiedades del fluido de cada una de ellas, lo cual fue necesario para llevar a cabo la simulación de la producción de acuerdo al plan operacional propuesto.

Una vez completado lo anterior, se procedió a realizar el diseño del Plan Operacional de Perforación Radial para el Pozo A, el cual consta de la perforación de 4 orificios laterales a una misma profundidad con una longitud de 300 pies cada uno. La intención de la operación es aumentar el radio de drenaje del pozo y por consiguiente lograr un aumento significativo en la producción, en el caso del proyecto, basados en el resultado de la simulación realizada, se obtuvo un incremento de 4 veces la producción base del pozo.

Finalmente se determinó el valor de la inversión de acuerdo al diseño del plan operacional, y se proyectaron los ingresos por un periodo total de dos años, durante los cuales se realiza una inversión inicial en el periodo cero con la intervención de seis pozos que guarden gran similitud con el Pozo "A" de estudio, y a lo largo de los periodos restantes se realiza un seguimiento del incremento de la producción. Mediante el Valor Presente Neto (VPN) se determinó que, para la Compañía Operadora, el proyecto es atractivo debido a que adicional a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 6,3% semestral, le genera una ganancia extraordinaria de USD 58.606.019,6.

Palabras clave: Perforación Radial, Radial Drilling, Laterales, Perforación, Jet, Estimulación de Pozos, Campo Orito, Cuenca Caguán Putumayo, Formación Caballos, Formación Villeta.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha desarrollado e implementado varias tecnologías para la estimulación de pozos, cuyo objetivo es aumentar la producción de hidrocarburos, tanto para campos nuevos, maduros o marginales. Entre estas tecnologías se encuentra la Perforación Radial, la cual consiste en generar unos canales en la o las formaciones productoras con el fin de mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo, lo cual resultara en un aumento de la producción del mismo.

En este proyecto se lleva a cabo el diseño de un Plan Operacional de Perforación Radial, con el fin de aumentar la producción del Pozo A ubicado en el Campo Orito, cuyas formaciones productoras son Caballos y Villeta, el cual presenta una disminución en su producción debido a la perdida de presión en el yacimiento.

El diseño se realiza con base en el estudio previo de la zona productora, en este caso, las Formaciones Caballos y Villeta, las condiciones mecánicas operacionales del pozo en estudio, información de yacimientos, características geológicas y propiedades petrofísicas propias de la zona, ya que esto determina el número de laterales que se deben hacer en el pozo para lograr un óptimo resultado en cuanto a la producción incremental del mismo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el diseño del plan operacional de perforación radial para el Pozo "A" del Campo Orito ubicado en la Cuenca Cagúan-Putumayo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Orito.
2. Describir la tecnología de perforación radial y los fluidos usados en la operación.
3. Detallar las condiciones mecánicas del Pozo "A", objeto de estudio.
4. Diseñar el plan operacional de perforación radial para las formaciones Caballos y Villeta del Pozo "A" del Campo Orito.
5. Realizar la simulación de la producción en las formaciones productoras Caballos y Villeta, teniendo en cuenta las características de cada una de las formaciones y el plan operacional de perforación radial propuesto para las mismas.
6. Evaluar el diseño del plan operacional de perforación radial más óptimo teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la simulación de producción.
7. Evaluar la viabilidad financiera del diseño del plan operacional de perforación radial para el Pozo "A" del Campo Orito, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ORITO

En el siguiente capítulo se presenta una breve descripción del Campo Orito, incluyendo antecedentes, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Durante los años 1963 y 1979, el Campo Orito se encontraba bajo la operación de la Texas Petroleum Company mediante el contrato de concesión con el Estado Colombiano para la exploración y explotación de petróleo, conocido como la Concesión Orito. En 1979, la Texas Petroleum Company renuncia al contrato y cede todos sus derechos a la compañía estatal Ecopetrol S.A.¹

El Campo Orito fue descubierto en 1963, con el Pozo exploratorio Orito-1, en donde se encontró un gran potencial hidrocarburífero en la Formación Caballos². Los pozos Orito-2 y Orito-3 fueron completados durante los años 1964 y 1966 confirmando la presencia de hidrocarburos en las Formaciones Pepino y Villeta. En el año 1969 se declaró comercial y hasta la fecha se han perforado un total de 135 pozos que han mostrado una tasa del 26% en la relación éxito-fracaso.

A Mayo de 2017 el área estimada del Campo es de 8800 Ha y continúa bajo la operación de Ecopetrol S.A.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Orito se encuentra ubicado en el sector Suroeste de Colombia, en la Cuenca del Putumayo, en el Departamento del Putumayo, más exactamente en el Municipio de Orito. El campo limita al Norte con el Municipio de Mocoa, al Sur con el río Acae, al Oriente con el Río Guamues y al Occidente con el Río Putumayo.

Para acceder al campo por vía aérea, se puede partir del aeropuerto de Bogotá y llegar al Aeropuerto Tres de Mayo ubicado en Putumayo, más exactamente en el Municipio de Puerto Asís. Una vez allí, se toma la Carrera 20 en sentido Noroeste, recorriendo una distancia de 14,3 Km aproximadamente hasta llegar a la Vereda San Pedro. A continuación, se gira en sentido Oeste tomando la ruta 45, recorriendo un trayecto de 39 Km aproximadamente y pasando por la Vereda El Triunfo hasta llegar al cruce vial El Yarumo. Finalmente, se toma la vía La

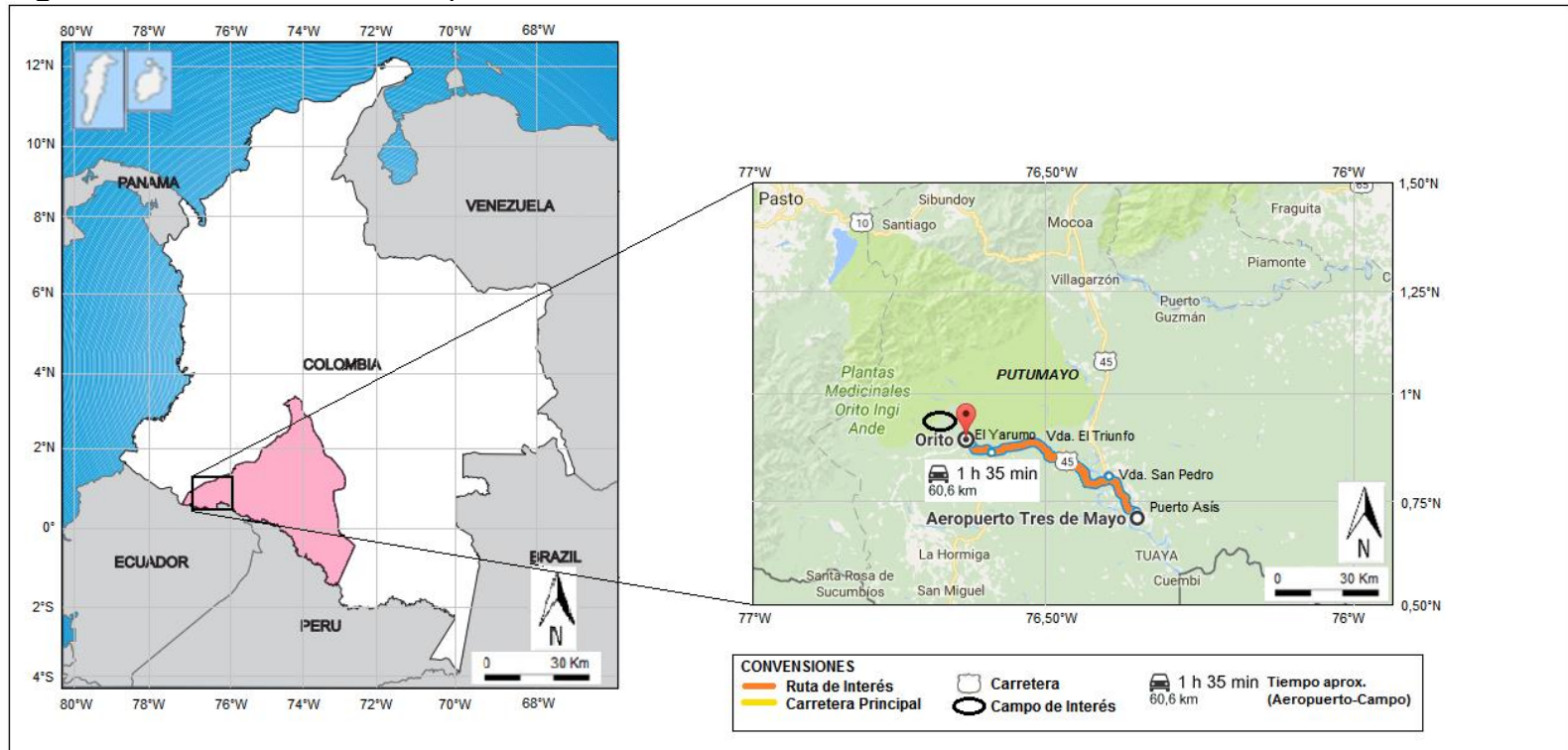
¹ ROBERTO RAMIREZ M. Explotación de Petróleo y Desarrollo en la Amazonia Colombia: Caso Orito. [En línea] [15 Mayo de 2017] disponible en: <<http://www.bdigital.unal.edu.co/9057/7/9789587613483.parte2.pdf>>

² AMAYA, Carlos y CENTANARO, Jacqueline. Ambiente Deposicional y Modelamiento Del Yacimiento Caballos en el Campo Orito, Cuenca Putumayo, Colombia. [En línea] [12 Marzo de 2017] disponible en: <http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp6/tomo2/008.htm>

Hormiga-Orito en sentido Noroeste hacia el Municipio de Orito, el cual se encuentra a 7,3 Km de distancia del cruce vial El Yarumo.

La **Figura 1** presenta la localización del Campo Orito y las vías de acceso anteriormente mencionadas.

Figura 1. Localización del Campo Orito



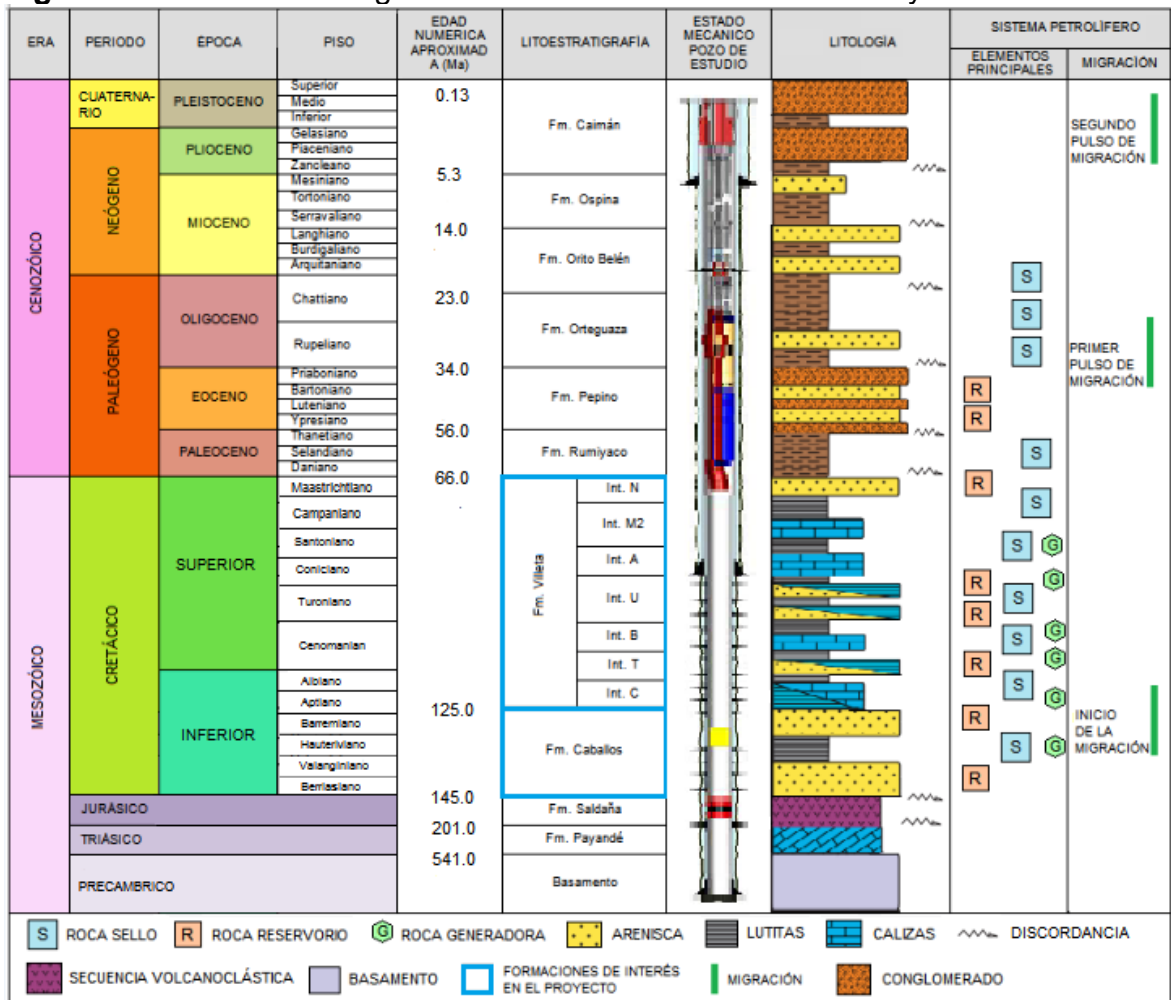
Fuente: GOOGLE MAPS. Mapa ruta Bogotá-Orito. [En línea]. Disponible en:
<https://www.google.com.co/maps/dir/Bogot%C3%A1/Orito,+Putumayo/@2.641654,-77.7197914,7z/data=!3m1!4b1!4m14!4m13!1m5!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!2m2!1d-74.072092!2d4.7109886!1m5!1m1!1s0x8e28f398f2e7ea1d:0x78106de284a53a73!2m2!1d-76.880163!2d0.67688!3e0>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se realiza una descripción breve de: la estratigrafía, la geología estructural y del petróleo, asociada al campo objeto de estudio.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Putumayo a la cual pertenece el Campo Orito. Adicionalmente se muestran el estado mecánico correspondiente al pozo de estudio y las formaciones de interés desde el punto de vista del sistema petrolífero del Campo.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca Putumayo



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Open Round Colombia 2010. Cuenca Cagúan-Putumayo”. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las principales características estratigráficas de las unidades geológicas de la Cuenca del Putumayo, de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Payandé. La edad de la formación corresponde al Triásico-Jurásico tal como se indica por Julivert³. Se caracteriza principalmente por presentar espesos bancos de calizas que han sido transformados a mármoles de color blanco y rosado por efecto del metamorfismo de contacto de alto grado producido por la intrusión granodiorítica de Payandé. La parte inferior consta de una arcosa basal seguida de una potente masa de calizas con intercalaciones de chert negro y la parte superior está compuesta principalmente por una alternancia de arcosas, chert gris, cuarcitas y algunos bancos de calizas. La formación Payandé tiene un espesor promedio de 1312 pies (400 metros). El ambiente de depositación asociado a esta unidad es continental-fluvial. Infrayace de manera discordante a la Formación Saldaña y suprayace concordantemente al Basamento.

1.3.2.2 Formación Saldaña. De acuerdo con Forero y Rivera⁴, la edad de la Formación Saldaña está comprendida en el Jurásico. Esta unidad litológica está constituida por rocas piroclásticas y sedimentarias, flujos de lava, limolitas en la zona Sur de la Cuenca y algunos cuerpos porfíricos hipoabisales, estos últimos debido a su falta de continuidad lateral y vertical, son de difícil cartografía. El espesor total aproximado de esta formación es de 493 pies (150 metros) a lo largo de la Cuenca y el ambiente sedimentario al cual pertenece esta unidad es continental-fluvial. La Formación Saldaña infrayace de manera discordante a la Formación Caballos y suprayace concordantemente a la Formación Payandé.

1.3.2.3 Formación Caballos. La edad de la formación está comprendida en el Cretáceo Inferior, entre el Aptiano Superior y el Albiano según Olsson⁵. Se compone de areniscas de grano grueso a conglomeráticas en la base y areniscas medianas a finas, con espesores variables entre 10 y 32 pies (3 y 10 metros). Esta formación representa el inicio de la transgresión marina en la cuenca. Su espesor varía entre 322 y 492 pies (98 y 150 metros) aproximadamente y su ambiente de depositación es continental-fluvial. La Formación Caballos infrayace de manera concordante a la Formación Villeta y suprayace discordantemente la Formación Saldaña.

³ JULIVERT, M et. al. Léxico estratigráfico. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Volumen V, Fascuculo 4a. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris. 1969

⁴ FORERO, Carlos Alejandro y Rivera, Cristian Camilo. Modelo petrofísico para las arenas de la formación caballos en los pozos Rio Pescado-1, Yataro-1, Yataro-1ST y Mandarina-1 en la cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2014. 36 p.

⁵ OLSSON (A, A). In JENKS (W.F) Handbook of South American Geology. Colombia, 1956.

1.3.2.4 Formación Villeta. La edad de la formación está comprendida en el Cretáceo Superior, entre el Barremiano y el Coniaciano según lo descrito por Julivert⁶. Esta unidad litológica está formada principalmente por intercalaciones de shales negros, calizas micríticas y esparíticas y chert negro. Según Hubach⁷, el límite superior de la Formación Villeta está compuesto por shales con intercalaciones de calizas y areniscas, y el límite inferior se compone por areniscas y shales alternantes. Se divide en siete intervalos definidos de acuerdo a sus características litológicas, de los cuales los denominados “N”, “M2”, “U” y “T”, corresponden a los intervalos arenosos y sus espesores varían entre 7 y 66 pies (2 y 20 metros). El espesor total de la formación es de 1312 pies (400 metros) aproximadamente y su ambiente de depositación es marino. La Formación Villeta infrayace de manera discordante la Formación Rumiyaco y suprayace concordantemente la Formación Caballos.

1.3.2.5 Formación Rumiyaco. Su edad geológica es el Cretáceo Superior, entre el Maestrichtiano y el Daniano según Olsson⁸. Representa el retiro progresivo del mar y en la base está compuesta por niveles arenosos intercalados con delgadas capas conglomeráticas, mientras que en el tope se encuentran arcillolitas, limolitas rojas y algunos niveles arenosos⁹. El espesor de la formación es de 1970 pies (600 metros) aproximadamente. El ambiente sedimentario asociado a esta unidad varía de marino a continental. La Formación Rumiyaco infrayace discordantemente a la Formación Pepino y suprayace de manera discordante a la Formación Villeta.

1.3.2.6 Formación Pepino. La edad de la formación está comprendida en el Eoceno, entre el Priaboniano y el Ypresiano según Julivert¹⁰. Está compuesto principalmente por conglomerados de fragmentos de rocas ígneas, lilitas, cuarzo y chert. Esta formación tiene un espesor aproximado de 830 pies (253 metros) y el ambiente de depositación de esta unidad litológica es continental-fluvial. La Formación Pepino infrayace de manera discordante a la Formación Orteguzza y suprayace concordantemente a la Formación Rumiyaco.

1.3.2.7 Formación Orteguzza. Según Morán y Moyano¹¹, la edad de la Formación Orteguzza corresponde al Oligoceno, entre el Chattiano y el Rupeliano. Esta unidad litológica está compuesta principalmente por una intercalación de

⁶ Íbid.

⁷ HUBACH (E.). Exploración en la región de Apulo-San Antonio-Viota, Bogotá. COLOMBIAN SOC. 1931.

⁸ Íbid.

⁹ ANH. cartografía geológica de la Cuenca Caguán-Putumayo. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Pág. 39.

¹⁰ Julivert, M. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v. 5. 1968.

¹¹ MORÁN, Honorio. MOYANO, Fernando. Corte geológico de las formaciones cretácico-terciarias en el frente de cabalgamiento andino entre Morona y Santiago. Tesis de grado Ingeniero de Geólogo. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 1999. P. 33.

arcillolitas, limolitas grises, areniscas finas y ferruginosas; posee también capas delgadas carbonosas y abundantes intercalaciones de lignito. Su espesor promedio es 490 pies (149 metros) y su ambiente de depositación corresponde a un ambiente deltaico marino somero. La formación Orteguaza suprayace de manera concordante a la Formación Pepino e infrayace discordantemente a la Formación Orito-Belén.

1.3.2.8 Formación Orito Belén. La edad de la formación está comprendida en el Mioceno, entre el Chattiano y Langhiano, según Julivert¹². Está constituida por una intercalación de arcillolitas arenosas, limolitas, areniscas de grano fino y delgadas capas de carbón y lignito. Su espesor varía ampliamente a lo largo de la cuenca, pero se estima un espesor de 1400 pies (427 metros) aproximadamente y su ambiente de depositación es continental-fluvial. La Formación Orito Belén infrayace de manera discordante a la Formación Ospina y suprayace concordantemente a la Formación Orteguaza.

1.3.2.9 Formación Ospina. La edad de la formación corresponde al Mioceno, entre los pisos Mesiniano y Serravaliano, según Julivert¹³. Esta unidad litológica se compone de arcillas intercaladas con limolitas y areniscas arcillosas, en donde se puede observar una estratificación cruzada. El espesor total de la formación se estima en unos 854 pies (260 metros) aproximadamente. El ambiente de depositación predominante es continental-fluvial. La Formación Ospina infrayace de manera discordante a la Formación Caimán y suprayace concordantemente a la Formación Orito Belén.

1.3.2.10 Formación Caimán. La edad de la formación está comprendida en el Neógeno, entre el Pleistoceno y Plioceno, según Forero y Rivera¹⁴. Está constituida principalmente por conglomerados con algunas intercalaciones de arcillolitas. Su espesor aún no se conoce con certeza a lo largo de la cuenca, pero se estima un espesor de 1608 pies (490 metros) aproximadamente y el ambiente de depositación asociado a esta unidad litológica es aluvial. La Formación Caimán suprayace de manera concordante a la Formación Ospina.

1.3.3 Geología Estructural. A continuación, se presenta una descripción de las estructuras geológicas presentes en la Cuenca del Putumayo.

La cuenca es de tipo antepaís con respecto a la cadena montañosa Andina. En la zona Occidental limita con el sistema de Fallas de vergencia Sur Oriental, el cual es el causante del levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Cenozoico Tardío. Durante el Paleozoico Inferior se han encontrado sedimentos de margen pasivo y en el Triásico y Jurásico se han encontrado evidencias de rifting. Durante

¹² Julivert, M. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v. 5. 1968.

¹³ *Íbid.*

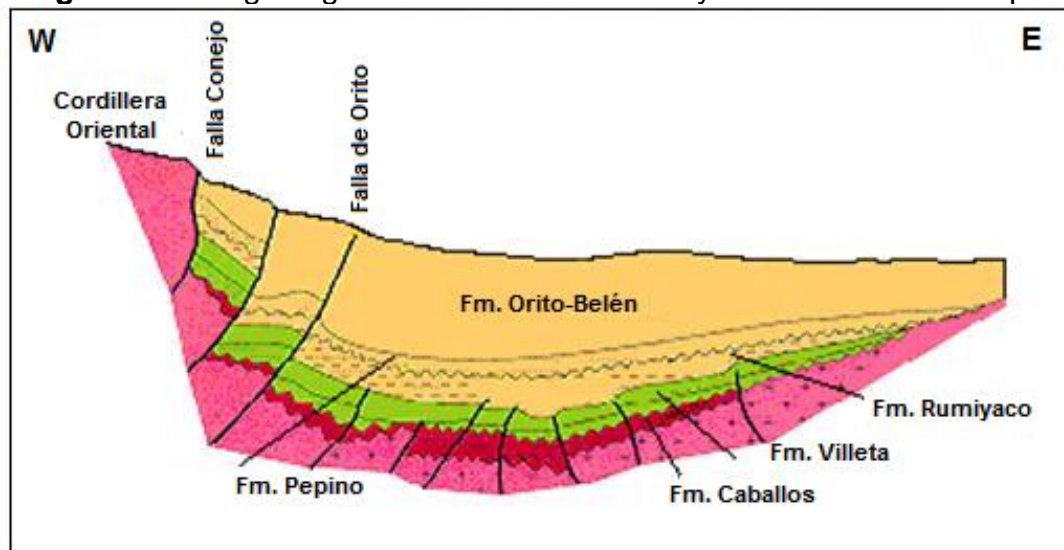
¹⁴ *Íbid.*, p. 37.

el Cretáceo Superior y el Cenozoico se evidencia el inicio de la deformación compresiva, la cual se intensifica durante el Plioceno.

En cuanto al periodo Cretácico, éste se caracteriza por fallas normales subverticales que crearon amplios espacios de acomodación para las secuencias sedimentarias del Cretácico. En la Figura 3 se puede observar el corte geológico de la cuenca del Putumayo asociado al Campo Orito.

La estructura del Campo Orito corresponde a un anticlinal asimétrico con dirección N-S y el cual limita al oriente con una falla inversa de alto ángulo y fuerte desplazamiento conocida como la Falla de Orito. En esta estructura anticlinal se conocen principalmente dos domos, en donde ambos son productores, el primero se conoce como Domo Norte y el segundo como Domo Sur.

Imagen 1. Corte geológico de la Cuenca Putumayo en el área del Campo Orito.



Fuente: CORTÉS DAZA, Carlos Andrés, LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación integral de yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. 2005.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se presenta una descripción de los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca Putumayo, en la cual se encuentra ubicado el Campo Orito, algunos de los cuales se visualizan en la **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca generadora. La Formación Villeta se identifica como la principal fuente generadora de la Cuenca del Putumayo. Cuenta con un valor de Carbono Total Orgánico (TOC por sus siglas en inglés) entre 0,5% a 1% y kérogeno tipo II. Los fluidos generados presentan un valor de reflectancia vitrinita entre 0,4% y 0,65%, lo cual los clasifica como marginalmente maduros. Adicionalmente la

Formación Caballos representa una fuente secundaria de hidrocarburos y cuenta con un TOC promedio de 0,5% y kerógeno tipo III¹⁵.

1.3.4.2 Roca reservorio. En el caso del Campo Orito las formaciones correspondientes a los reservorios son las areniscas cretáceas de la Formación Caballos con permeabilidades del orden de 50 mD y una porosidad del 16%, las areniscas de la Formación Villeta con permeabilidades entre 40-60 mD y un valor de porosidad del 20%. Tal como se indica en la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca citada previamente, los principales reservorios de la Cuenca son los conglomerados de la Formación Pepino con una permeabilidad promedio de 430 mD y una porosidad del 10%, y las areniscas cretáceas de la Formación Caballos y la Formación Villeta.

1.3.4.3 Roca sello. En la Cuenca del Putumayo, el sello lo constituyen las arcillolitas gris claras y los niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta, los cuales son excelentes unidades de sello lateral y al tope según lo descrito por Galvis, Mojica y Obando¹⁶. Adicionalmente, las lutitas que constituyen la Formación Rumiyaco y Orteguzza, así como las cenizas volcánicas de la Formación Orito Belén, son considerados sellos potenciales.

1.3.4.4 Migración. La migración de hidrocarburo desde la roca generadora hacia las distintas formaciones reservorio se dio lateralmente desde zonas por fuera del límite actual de la cuenca, en la Cordillera Oriental¹⁷. El proceso de expulsión se presenta desde las formaciones Caballos y Villeta durante la época del Mioceno-Plioceno temprano en el sur de la cuenca. Durante el proceso de migración, se presentaron dos principales pulsos, el primero se da durante el Oligoceno-Mioceno en donde se llenan las trampas pre-Oligoceno en el piedemonte, en el área antepaís. Y el segundo, se presenta durante el Mioceno Tardío cuyo llenado es restringido a estructuras más recientes del piedemonte.

1.3.4.5 Trampa. La cuenca cuenta principalmente con trampas estructurales asociadas a fallamientos. Para el caso del Campo Orito, la trampa es de tipo estructural relacionada con una falla inversa de alto ángulo.

¹⁵ *Íbid.*, p. 22.

¹⁶ GALVIS, Jaime. MOJICA, Diego. OBANDO, Ayerim. Informe preliminar Bloque PUT-5. 2013. p. 6-7.

¹⁷ Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). "Open Round Colombia 2010. Cuenca Cagúan-Putumayo". [En línea] [29 Abril de 2017] disponible en: < [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)>. 16 p.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Orito fue descubierto en el año de 1963 por la Texas Petroleum Company y en el año 1969 se declaró su comercialidad con reservas estimadas en 350 millones de barriles de hidrocarburo líquido y un área estimada de 8000 Ha. El mayor desarrollo del Campo se dio hacia la década de los años setenta con la puesta en producción de 70 pozos, aproximadamente, con una tasa de producción de 13500 BPPD. Actualmente, la producción del Campo Orito es de 4611 BPD.

1.4.1 Método de producción. En un principio, la presión del yacimiento disminuyó por debajo de la presión de saturación, liberando gas y proveyendo el principal mecanismo de producción para el yacimiento. Durante seis años, desde 1971 hasta 1977, la inyección de gas fue implementada para mantener la presión, pero fue suspendida debido a canalización de gas. Actualmente, el Campo Orito hace uso de todos los sistemas de levantamiento artificial convencionales (Gas Lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro-sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Hidráulico). El mecanismo de producción asociado a las Formaciones Caballos y Villeta es la expansión por capa de gas y acuífero.

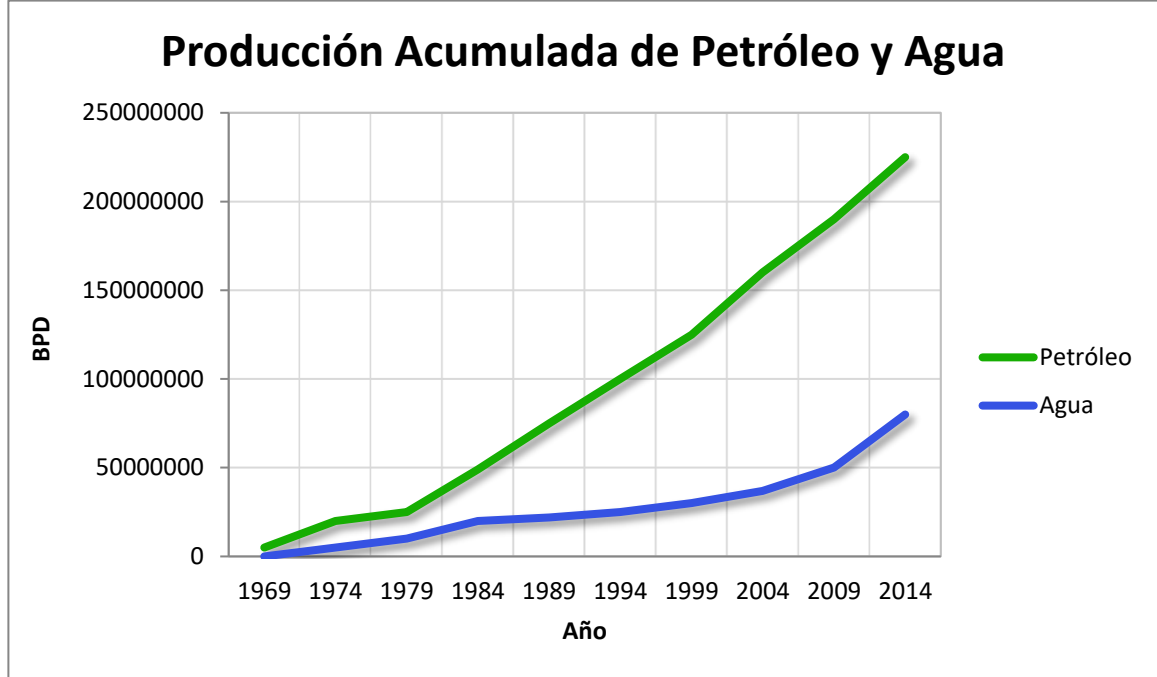
1.4.2 Tipo de fluido. El campo contiene hidrocarburo líquido con una gravedad API aproximada de 37°API y gas con un 70% de CO₂ en la Formación Caballos. La Formación Villeta contiene hidrocarburo líquido con una gravedad API de 30°API. Las principales Formaciones productoras del Campo son Caballos y Villeta.

1.4.3 Número de pozos. A la fecha el Campo Orito cuenta con 77 pozos activos, 49 pozos en operación, 28 pozos inactivos y 19 pozos taponados.

1.4.4 Tiempo de producción. El tiempo de producción para el Campo es de 48 años aproximadamente teniendo en cuenta que fue declarado comercial en el año 1969.

1.4.5 Producción acumulada. La **Gráfica 1** ilustra el comportamiento de la producción acumulada de petróleo y agua del Campo Orito desde el año en que se declaró comercial hasta el año 2016.

Gráfica 1. Producción acumulada de petróleo y agua para el Campo Orito



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estadísticas de producción por campo. [En línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. Elaborado por los autores.

2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y TEÓRICA DE LA PERFORACIÓN RADIAL

En el presente capítulo se presenta información sobre técnicas de estimulación de pozo, haciendo especial énfasis en la perforación radial. Cuando un pozo declina su producción debido a que su energía se redujo, o es un pozo maduro que redujo su producción por un daño progresivo en la cara de la formación, es un posible candidato para aplicar una técnica de estimulación. Por tal razón, a lo largo de la historia de la industria petrolera se han desarrollado e implementado diferentes tecnologías para lograr aumentar o mantener la producción en pozos maduros.

2.1 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN

Las técnicas de estimulación fueron desarrolladas al tener la necesidad de mantener o aumentar la producción de hidrocarburos, estas consisten en la inyección de químicos a la formación, estos pueden actuar sobre los fluidos de la formación, ya sea para cambiar propiedades físicas como la viscosidad, densidad; o sobre la roca aumentando la permeabilidad disolviendo minerales, también la interacción roca-fluido que cambia la mojabilidad de la roca según sean las necesidades, con el fin de mejorar la movilidad de los fluidos en el medio poroso aumentando la producción o manteniéndola, esto en el caso de la estimulación química.

En el caso de la estimulación mecánica, se hace uso de fuerzas tales como la hidráulica, empleada para el fracturamiento hidráulico que mediante el uso de sobre balance aplicado desde superficie usando bombas contra la formación, que sobrepasan la presión de fractura de la misma, crea y estimula fracturas en la formación, con el fin de aumentar o mantener la producción. A continuación, se presentan los diferentes tipos de técnicas.

2.1.1 Estimulación química. Tratamiento ácido de la arenisca (Ácido Fluorhídrico) y formaciones carbonatadas (Ácido Clorhídrico), se define como la inyección de ácido dentro de la formación porosa a una presión menor a la presión de fracturamiento. El fin de la acidificación de la matriz es conseguir penetrar la formación para aumentar la producción o mantenerla.

Esta estimulación es usualmente ejecutada por efecto de una reducción de la permeabilidad de la formación cerca del pozo para aumentarlo disolviendo partículas suspendidas en estos espacios. La acidificación de la matriz es más útil cuando la permeabilidad es buena, permitiendo ampliar el área de acción del ácido. En el caso de formaciones muy dañadas o en casos de menor ventaja donde el fracturamiento ácido no aplica, puede ser riesgoso debido a que la fractura de una lutita puede acelerar la producción de gas no deseado o agua.

2.1.1.1 Surfactantes. (Algunas veces llamados agentes activos de superficie) son usados en casi todas las fases de intervención de un pozo o *workover*.

Virtualmente todo el fluido inyectado en formaciones ricas en hidrocarburos contiene surfactante como aditivo. Su función es estabilizar emulsiones agua-petróleo o romper emulsiones no deseadas. Los surfactantes pueden ser usados para alterar la mojabilidad, para incrementar la solubilidad de petróleo en agua, o como dispersante de aditivos, ya sea en petróleo o en agua. Muchos de los usos que se dan a los surfactantes requiere una selección de la composición de la misma para romper las emulsiones.

2.1.1.2 Espumas. Son usadas para fracturamiento, transporte de grava, y como fluidos de perforación. Consiste en burbujas de gas separadas por una película de fluido. Notablemente las espumas pueden exhibir elasticidad, rigidez, y comportamiento no newtoniano. Dependiendo del espesor de la película del fluido y el tamaño de las burbujas de gas, la densidad está entre la del fluido y la del gas.

2.1.2 Estimulación Mecánica. Fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar un fluido en un pozo para sobrepasar la resistencia a la tracción (es la fuerza por unidad de área de sección transversal necesaria para separar una sustancia en tracción) en la formación, que es ejercida por el fluido inyectado por alta presión, causando estrés local en la formación al exceder la resistencia a la tracción de la roca. Esto crea una grieta, o fractura, que se propaga dentro de la formación desde el pozo mientras el fluido sigue siendo inyectado a una tasa alta.

2.2 PERFORACIÓN RADIAL

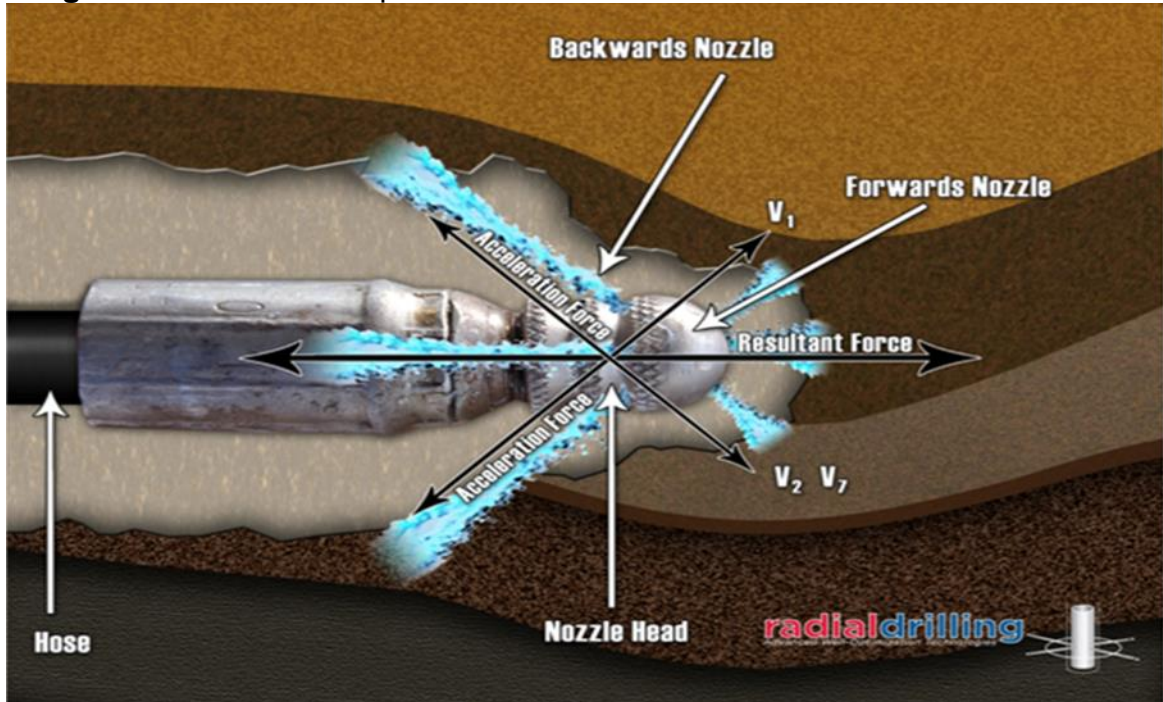
La Perforación Radial es una tecnología emergente de estimulación de pozos que ha sido desarrollada por la necesidad de estimularlos a un coste menor al de la estimulación química o fracturamiento hidráulico; este consiste en perforar a lo largo de la formación productora varios canales de dos pulgadas de diámetro y una longitud de hasta 330 pies, esto se logra gracias a la fuerza de erosión ejercida por un jet de alrededor de una pulgada de diámetro, que por sumatoria de fuerzas hechas por los chorros a alta presión del jet, logra abrirse paso a lo largo de la formación.

La tecnología de perforación radial es un sustituto o complemento de la perforación de un pozo de re-entrada o sidetracks convencionales, acidificación de la matriz y fracturamiento ácido.

La herramienta es un arreglo de fondo de pozo o BHA dirigido por Coiled tubing, diseñado para crear perforaciones laterales perpendiculares al pozo, los laterales permanecen en hueco abierto y son creados por el impacto del jet generado al bombear fluido a alta presión (impulsado por bombas que llegan hasta los 10.000 psi) a través de la boquilla de inyección. La energía creada por el fluido a la salida de la boquilla también proporciona la fuerza de empuje para llevar el Coiled tubing dentro de la formación como se muestra en la **Imagen 2**, esto mientras se

proporciona los datos en tiempo real por un sistema que da la posición y la dirección de salida del lateral.

Imagen 2. Mecanismo de penetración.



Fuente: Radial Drilling Services (RDS).

Los mecanismos de penetración con los cuales se logra que el jet penetre la formación son la erosión superficial, el fracturamiento hidráulico a nivel superficial, falla poro-elástica de tensión, cavitación, fuerza de *jetting* y fuerza eyectora.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE PERFORACIÓN RADIAL, COMPONENTES PRINCIPALES Y HERRAMIENTAS

2.3.1 Descripción de la unidad de perforación radial. La Empresa Radial Drilling Services cuenta con una unidad de perforación radial con las siguientes características: Equipo compacto sobre ruedas (Skid petrolero), cabina de control completo con instrumentos de control, aire acondicionado y equipo de comunicación (si la locación donde se trabaja permite la comunicación telefónica y vía computadora), un carrete de Coiled tubing de 10.000 a 12000 pies de longitud, con un diámetro externo de 5/8 de pulgada, cuello de ganso el cual se observa en la **Imagen 3**, cabeza de inyección en pozos de más de 9800 pies de profundidad, dos bombas hidráulicas de 24 HP para mover el mecanismo del carrete de Coiled Tubing, bombas tipo JetStream a 15.000 psi de presión de trabajo, un motor de 140 HP y 1800 RPM Caterpillar Diésel, sistema dual de filtración de 3/5 micrones, lubricador tipo Guilberson, motor de fondo (PDM) de 1 7/8 de pulgada el cual se

puede observar en la **Imagen 4**, brocas de carburo de tungsteno de diferente diseño presentadas en la **Imagen 5** y jets para la perforación de la formación.

Imagen 3. Cuello de ganso.



Imagen 4. Motor de fondo.



Imagen 5. Brocas tipo Worthy y Spade para corte de casing.



2.3.2 Componentes principales del sistema de Perforación Radial.

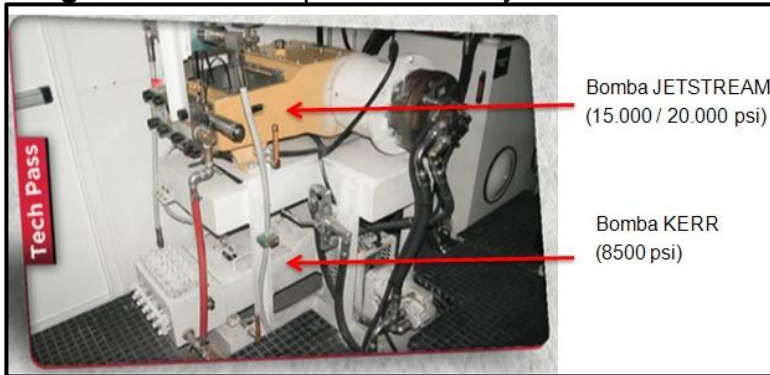
- Base construida en acero, montada en patín petrolero (Skid), con un peso de 16 toneladas y longitud de 9,14 metros, con un ancho de 2,74 metros y 2,44 metros de alto, tal y como se observa en la **Imagen 6**.

Imagen 6. Unidad de Perforación Radial en Skid petrolero y Coiled Tubing.



- Cabina de almacenamiento con candados, herramientas manuales, juegos de reparación y partes de refacción para 5 operaciones de pozo.
- Carrete de *Coiled tubing* con dimensiones de 1,49 m x 1,75 m x 1,70 m, con un tambor de 1,16 m, funciona con un motor SAI de 150 cc.
- 2 bombas impulsoras hidráulicas (Gould) para transferencia de fluido entre los tanques con una capacidad de 30 GPM.
- 2 bombas principales, tipo JetStream con 15.000 psi de presión de trabajo y 15.000 psi de presión máxima, las cuales se pueden observar en la **Imagen 7**.

Imagen 7. Bombas tipo JetStream y Kerr.



- Unidad eléctrica Harrison-Hydrogen modelo D11010/15/010KW
- Compresor de aire Annovi Reverberi de 1800 psi.
- Sistema de filtro de agua con una unidad de filtro de bolsa (4-5 micrones).
- Cables de interconexión, mangueras de presión y tubería requerida para enlazar el sistema y sus componentes.
- Lubricador y pedestal, incluyendo economizador de aceite/sellos de presión.
- Guía del inyector de tubería flexible y adaptador a pozo con trípode.
- Tanque contenedor de agua interno, montado, con capacidad de 400 galones para perforación y mezclado.
- Paquete de generador eléctrico de espera de 110/220 voltios, 15 kW.
- El equipo adicional incluye motores de fondo de 1 7/8 de pulgada, conexión flexible y barrenas de corte de la tubería de revestimiento.

Imagen 8. Motor de fondo conectado al Flex Shaft.



- Zapata deflectora con un descentralizador tipo almohadilla o pads con resortes para adaptar a tubería de 2 3/8 de pulgada (60 mm) y 2 7/8 de pulgada (73 mm) presentada en la **Imagen 9**.

Imagen 9. Zapata deflectora y Flex Shaft.



- Preparación de empacamiento, embalaje y embarque.

2.3.3 Repuestos y herramientas.

- Motores de perforación modificados 1 7/8 de pulgada.
- Jets de 5/8 de pulgada.
- Adaptador de jet a la tubería flexible.
- Mangueras flexibles de alta presión.
- Brocas de carburo de tungsteno 11/16 de pulgada.
- Conectores de flujo para las brocas.
- Combinado hacia los motores.
- Kit de reparación de la bomba.
- Kit de reparación del motor.
- Filtros de aire para el sistema de filtración.
- Bolsas de filtros de 5 micrones.
- Carrete de *Coiled tubing* de 10.000 a 13.000 pies con diámetro externo de 5/8 de pulgada.
- Conjunto de herramientas manuales.

2.3.4 Fabricación. La Empresa encargada del diseño y fabricación de las herramientas y equipos es Radial Drilling Services, Inc. El equipo utilizado para la Perforación Radial se clasifica como un sistema de perforación de chorro hidráulico, aplicado a operaciones de desarrollo de petróleo y gas.

2.3.5 Especificaciones del equipo. El equipo disponible cuenta con las siguientes especificaciones: Fuente de poder: Caterpillar c.6.6 202 HP, 2200 RPM enfriado por agua, serial # 66615497, base en acero montada en patín petrolero (Skid); transmisión: 2PD08- 1:1 DD32-CCH-CCH-LS

2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN RADIAL

2.4.1 Equipo de superficie. El equipo de superficie de perforación radial es una unidad de Coiled tubing que incluye el equipo requerido para este trabajo como lo son: un motor y una bomba que ejerce una presión máxima de 15.000 psi, la unidad slick line y el taller de herramientas. La **Imagen 10** muestra el equipo de superficie en Campo.

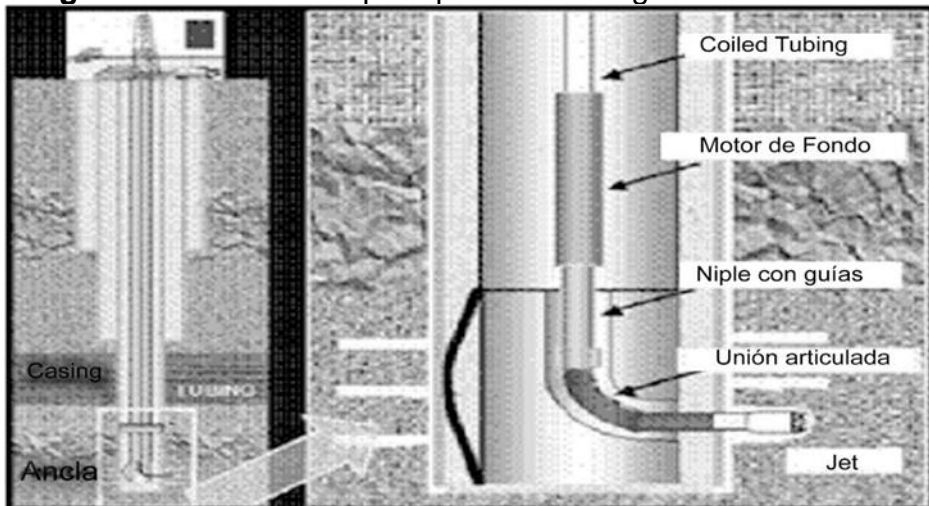
Imagen 10. Unidad de superficie de perforación radial.



Fuente: Fluidos y Servicios S.A.S

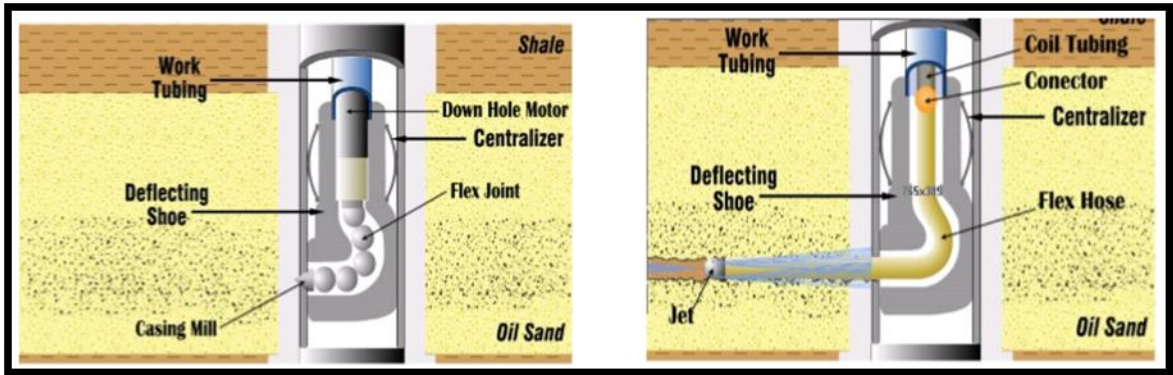
2.4.2 Equipo de fondo. El equipo de fondo de pozo (BHA) de perforación radial se compone de una zapata deflectora, una válvula mariposa, el flex shaft, un centralizador, una herramienta giratoria como lo muestra la **Imagen 11** e **Imagen 12**, además de una tubería flexible a la cual se conecta el jet.

Imagen 11. Herramienta para perforar casing.



Fuente: Radial Drilling Services, Inc.

Imagen 12. Equipo de fondo de pozo para perforar el casing y la formación.



Fuente: Radial Drilling Services, Inc.

La zapata deflectora utiliza descentralizadores tipo almohadillas o *pads* con resortes, los cuales resultan más resistentes al ascenso y descenso de la herramienta.

Los motores de fondo de alto torque HPHT están hechos para ser utilizados en pozos con temperaturas de hasta 180°C (356°F).

Se utilizan brocas WHORTY para la apertura de ventanas en el casing, los cuales son capaces de perforar casing de grado J-55, K-55 y N-80 con mínimos riesgos de que se quiebren los seguros o los pines. Las brocas SPADE se desarrollaron especialmente para perforar casing de grado P-110.

Los jets para Perforación Radial consideran la variación de la dureza de la formación y la profundidad de la misma para elegir la configuración de las boquillas, la cual puede ser de tres, cinco y siete boquillas delanteras y traseras combinadas entre sí, con un diámetro de 0,026 pulgadas.

2.5 SECUENCIA GENERAL DE OPERACIÓN PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL.

La secuencia general que se debe seguir en una operación de Perforación Radial es la siguiente:

- **Primero:** el proceso de acondicionamiento del pozo para realizar la intervención consiste en: Sacar la tubería de producción, calibrar hasta el fondo del pozo o al menos tres capas debajo de la profundidad seleccionada para realizar la perforación, asegurarse de que no haya fugas en el revestimiento, testear la capa para determinar la tasa de flujo y el tipo de fluido con el fin de evaluar las mejoras.

- **Segundo:** Se baja la tubería de trabajo con la zapata deflectora hasta la profundidad deseada, la cual es verificada con los registros hechos por wireline, como el registro de adherencia del cemento o *Cement Bond Log* (CBL), registro de densidad variable o *Variable Density Log* (VDL), localizador de los collares de la tubería de revestimiento o *Casing Collar Locator* (CCL) y registro Gamma Ray (GR).
- **Tercero:** Se monta la plataforma de perforación radial y se arma el BHA para la perforación del casing y la primera corrida es hecha por la herramienta taladradora del casing. Una vez se ha completado la perforación del casing se retira la herramienta.
- **Cuarto:** El BHA de perforación radial es armado y se realiza una segunda corrida circulando con una tasa de flujo intermedia de 1,5 GPM; cuando el BHA está cerca de la zapata deflectora, la tasa de flujo es incrementada (3,5-4,5 GPM) y la herramienta se desliza dentro de ésta. Una vez que la manguera de Kevlar entre a la formación, se moverá horizontalmente a lo largo de ésta debido a la fuerza generada por la distribución de las boquillas del jet. Finalmente, cuando la herramienta llega al final del orificio lateral (300 pies), se retira bombeando a una tasa constante de 1,5 GPM.
- **Quinto:** Una vez terminada la operación anterior, se procede a halar el *Coiled Tubing*, la sarta de *work-over* se gira en sentido de las manecillas del reloj para direccionar nuevamente la zapata deflectora hacia el siguiente orificio lateral a perforar. Seguido de esto, se repite el proceso que se describió en el tercer paso.
- **Sexto:** Al final, la plataforma de perforación radial se desmonta y se baja una herramienta para evaluar la producción del área perforada, finalmente se baja la sarta de producción.

2.6 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL

2.6.1 Beneficios económicos. Se produce un incremento rápido y de bajo costo de la producción de hidrocarburos. El incremento de las reservas recuperables en los campos seleccionados es rápido y efectivo. Optimización de los tiempos de drenaje del yacimiento, lo cual genera un impacto positivo en la producción. Se presenta un mejor rendimiento que en las tecnologías convencionales de intervención de pozos para mantenimiento o incremento de producción por un costo y tiempo de aplicación menor. Extensión de la vida productiva del pozo. Genera un mecanismo de retorno más rápido en cuanto a la inversión inicial realizada.

2.6.2 Beneficios técnicos. Se presenta un incremento considerable del área de drenaje de cada pozo donde se requiera aplicar la tecnología. La perforación del

orificio lateral supera ampliamente las zonas de daño al alcanzar una profundidad de hasta 330 pies. Intercepta fracturas en la matriz de la roca permitiendo así un drenaje más rápido. La Perforación Radial es aplicable con éxito en yacimientos heterogéneos, fracturados, con baja permeabilidad o de aceite pesado. Permite perforar desde un (1) orificio lateral hasta un máximo de cuatro (4) laterales a una misma profundidad, y es posible realizar la operación a varias profundidades dentro de la misma formación, pero conservando una distancia vertical entre los orificios laterales de 10 pies aproximadamente. Los fluidos inyectados para la operación no necesitan ser circulados hasta superficie. Para la aplicación de la tecnología no se requiere equipos de perforación potentes (bombas hidráulicas de 24 HP/13000 psi), ni requiere de mucho espacio de trabajo.

2.7 LIMITACIONES MECÁNICAS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL

2.7.1 Diámetro del casing. La tecnología puede operar entre revestimientos de 4,5 y 7 pulgadas de diámetro con un peso de hasta 26 lb/ft; para revestimientos de menor diámetro se debe modificar la zapata o se debe emplear un método de corte distinto.

2.7.2 Doble casing. Las herramientas usadas para perforar el casing no están diseñadas para perforar doble casing, éstas logran perforar únicamente hasta 10mm de espesor.

2.7.3 Grado y dureza del casing. La dureza del Casing representa una variable importante en la habilidad del sistema de corte para perforar el mismo de una manera eficiente. El cortador de carburo de tungsteno posee una dureza máxima representada por un grado P110, de acuerdo a la escala Rockwell C, que se encuentra en la norma API 5CT.

2.7.4 Espesor de la pared del revestimiento. De acuerdo con el diseño actual de los cortadores de Carburo de Tungsteno, estos pueden cortar hasta un casing de 7 pulgadas, de 26 lb/pie y grado P-110.

2.7.5 Cementación. A la profundidad seleccionada para perforar la formación, el casing debe tener una buena adherencia al cemento, con el fin de proveer la contención lateral que se requiere para una perforación efectiva.

2.7.6 Inclinación del pozo. La inclinación del pozo tiene un impacto sobre el sistema que baja al mismo. Por experiencia se sabe que la tecnología de Perforación Radial no es aplicable en pozos con más de 35 grados de desviación, ya que después de esta inclinación la fricción se incrementa a niveles muy elevados, lo cual dificulta el descenso del sistema dentro del pozo.

2.7.7 Profundidad del pozo. El sistema de operación de la tecnología se desempeña en condiciones óptimas hasta los 3000 metros (9840 pies), debido principalmente a la longitud del Coiled Tubing (12000 pies). Sin embargo, con ajustes al equipo de superficie se puede superar esta profundidad, se han realizado operaciones en pozos de hasta 3900 metros (12792 pies).

2.7.8 Temperatura de fondo. La máxima temperatura a la cual el sistema puede desempeñarse normalmente son 180 °C (356°F). El factor limitante es el motor de fondo que tiene elementos de goma que a temperaturas más elevadas se altera de una manera acelerada.

2.7.9 Presión de fondo. No debe exceder los 6600 psi.

2.7.10 Rat hole. Es un espacio abierto requerido por debajo del zapato para alojar al material resultado del jeteo de la formación. Como regla general se requieren 32,9 pies (10 metros) para alojar el material generado al perforar los laterales. Si no se cuenta con esta sección se debe circular el fluido hasta superficie.

2.8 LIMITACIONES GEOLÓGICAS DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN RADIAL

2.8.1 Perforación del orificio lateral. Cuando el jet avanza, este penetra la capa de roca y dependiendo de las características de la formación, es decir, si hay una alta compactación y/o baja porosidad, el movimiento de avance se verá reducido o detenido.

2.8.2 Disconformidades/adelgazamientos. La intercalación de facies y la composición de la formación, que son diferentes desde el punto de vista de la composición física de la roca del yacimiento, resulta en la detención del movimiento del jetting, es decir, la herramienta deja de perforar en la formación.

2.8.3 Mineralización. La mineralización de la calcita o silíceos en los carbonatos o las arenas puede resultar en bajas permeabilidades (menor a 100 mD) y porosidades cercanas a cero y no permite que el efecto erosional del jet logre entrar en la formación.

2.8.4 Rocas amorfas. Fragmentos de rocas metamórficas y remanentes glaciales de brechas o peñascos de cuarzíticos en los conglomerados obstaculizan y detienen la penetración del jet como un resultado de cero porosidad.

2.8.5 Rocas cavernosas. Formadas químicamente por lixiviados en los carbonatos o erosión por agua en los yacimientos de arenas pueden producir cavernas de dimensiones considerables. La penetración de avance del sistema de jeteo necesita un cierto diámetro para que sea efectivo, el cual depende del diámetro del jet que permite ejercer sobre sí mismo las fuerzas ejercidas por las

boquillas dirigidas para el avance de la herramienta, lo cual le permite seguir penetrando en la formación. Una vez que el diámetro excede la efectividad hidráulica proyectada para ejercer el movimiento de avance, la herramienta no seguirá penetrando.

2.8.6 Formaciones no consolidadas. Arenas de playas y los depósitos de arenas no cementadas y altamente erosionadas como las gravas y arenas poco consolidadas pueden derrumbarse como resultado del impacto de alta velocidad de los chorros de las boquillas dirigidas hacia la parte posterior del jet, es decir, que los chorros que hacen que la herramienta avance dentro de la formación causan una erosión extra en el hueco que se está perforando y como resultado crean un punto cavernoso en la formación, lo cual conduce a posibles desaceleraciones o paro total del movimiento de avance del jet.

2.8.7 Poca porosidad. Las rocas con menos de 5-8 % de porosidad como las rocas cristalinas, anhidritas, yeso, algunas evaporitas y dolomías no erosionadas básicamente tienen poca porosidad y por lo tanto ninguna superficie erosionable por jetting (perforación con fluido), por tal razón no es posible penetrar con la herramienta de perforación radial.

2.8.8 Sales. Los depósitos de NaCl se presentan frecuentemente en cuencas sedimentarias. Estas rocas son amorfas y no se pueden penetrar con las fuerzas básicas del chorro. Algo de penetración podría ocurrir como resultado del impacto del agua fresca sobre la formación de la sal.

2.9 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL FLUIDO DE PERFORACIÓN RADIAL

En la siguiente sección se explican las pruebas necesarias para evaluar la formulación del fluido para la operación de perforación radial y determinar sus propiedades físicas, así como su comportamiento frente al crudo del pozo al cual se le requiere realizar la operación de Perforación Radial. Las pruebas que se van a explicar a continuación son: propiedades reológicas y peso del fluido, compatibilidad de fluidos, prueba de detergencia y prueba de hinchamiento lineal dinámico.

2.9.1 Propiedades reológicas y peso del fluido. El objetivo de este ensayo se basa en evaluar el comportamiento reológico del fluido de acuerdo a las distintas formulaciones. La principal característica del fluido utilizado para perforar un lateral es su baja viscosidad, la cual es muy similar a la del agua.

2.9.2 Prueba de compatibilidad de fluidos. Consiste en realizar mezclas 50/50 y 80/20 con el crudo del pozo y las distintas formulaciones para evaluar su compatibilidad. Luego de agitar la mezcla correspondiente durante 1 minuto y calentar la misma a temperatura de yacimiento, se observa la separación de fases

inmiscibles a 10, 20, 30 y 60 minutos. Una separación de fases de más del 80% indica compatibilidad de los fluidos.

2.9.3 Prueba de detergencia. El objetivo de esta prueba es evaluar la capacidad de limpieza del surfactante y la mojabilidad de la formación. Para la prueba se utiliza el crudo del pozo y arena Ottawa \neq 20/40. Después se impregnan 15 gr de arena con el fluido durante 1 hora y luego se desecha el fluido sobrante. Seguidamente, se adicionan 20 ml de crudo y luego 20 ml de solución salina KCL al 2%, se agita suavemente para lograr que el crudo impregne la arena y se calienta a temperatura de yacimiento durante 1 hora. Finalmente se observa el grado de limpieza de la arena.

2.9.4 Prueba de hinchamiento lineal dinámico. Para esta prueba se utiliza el equipo Swell Meter Ofite, en el cual se colocan las celdas con los fluidos a evaluar en contacto con pastillas de Bentonita previamente compactadas a 10.000 psi. Finalmente se comparan las curvas de hinchamiento lineal de los distintos fluidos por un tiempo total de 24 horas.

3. GENERALIDADES DEL POZO “A”

En el presente capítulo se da a conocer la información sobre el estado mecánico del pozo “A” y las características del pozo en las Formaciones Caballos y Villeta, la cual es necesaria para realizar el diseño del plan operacional adecuado para la implementación de la tecnología de Perforación Radial.

3.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

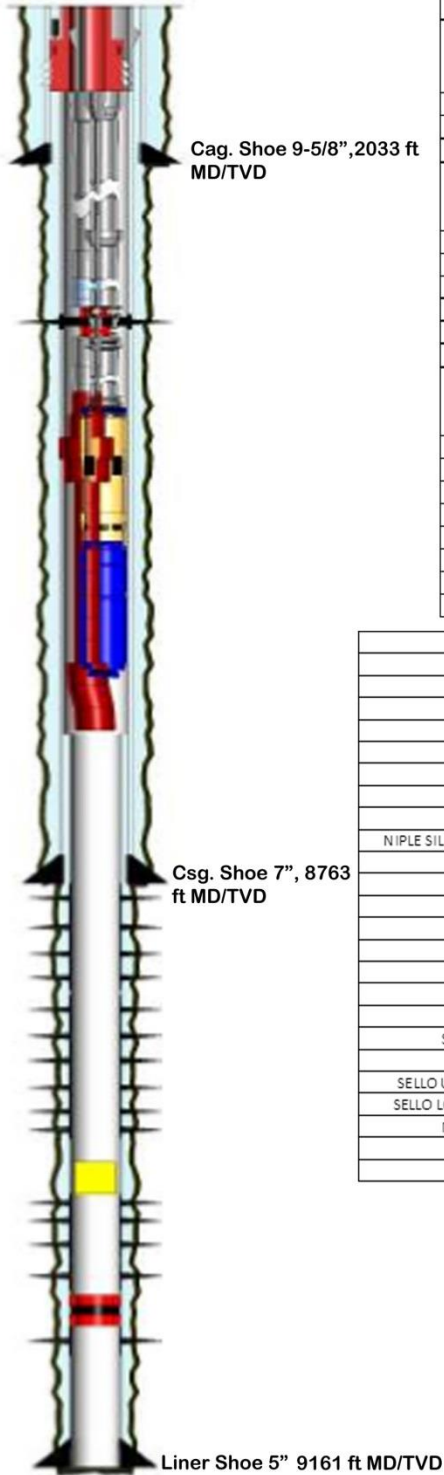
El estado mecánico de un pozo es un diagrama que identifica los componentes principales de la terminación instalados en un pozo. La información incluida en el diagrama de pozo se refiere a las dimensiones principales de los componentes y a la profundidad en la que estos se localizan. Para cualquier operación de intervención debe existir un diagrama de pozo actualizado disponible para permitir que los ingenieros y los operadores de equipos seleccionen el equipamiento más apropiado y preparen los procedimientos operativos que sean compatibles con cualquier restricción de fondo de pozo.¹⁸

Terminación de pozos es un término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez se han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas. La calidad de la terminación del pozo puede afectar de manera significativa la producción de los yacimientos.¹⁹ El estado mecánico del pozo se muestra a continuación en la **Imagen 13**.

¹⁸ http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wellbore_diagram.aspx

¹⁹ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/completion.aspx>

Imagen 13. Estado mecánico del Pozo "A".



Revestimiento superficial					
Descripción del ítem	Peso libra/pie	Grado	Diametro externo (Pulgada)	Inicio del ítem (pies)	Final del ítem (pies)
Casing 9-5/8"	40	J-55	9.625	21.0	1,999.0
Casing 9-5/8"	36	K-55	9.625	1,999.0	2,033.0
Revestimiento productor					
Descripción del ítem	Peso libra/pie	Grado	Diametro externo (Pulgada)	Inicio del ítem (pies)	Final del ítem (pies)
Casing 7"	26	N-80	7	21.0	1,068.0
Casing 7"	23	N-80	7	1,068.0	5,095.0
Casing 7"	26	N-80	7	5,095.0	7,943.0
Casing 7"	26	P-110	7	7,943.0	8,730.0
Casing 7"	26	P-110	7	8,730.0	8,763.0
Liner productor					
Descripción del ítem	Peso libra/pie	Grado	Diametro externo (Pulgada)	Inicio del ítem (pies)	Final del ítem (pies)
Setting Tool 5"	18	N-80	5	8,715.0	8,716.0
Liner Hanger packer	18	N-80	5	8,716.0	8,730.2
Flapper Valve 5"	18	N-80	5	8,730.2	8,731.2
Liner Hanger 5"	18	N-80	5	8,731.2	8,737.6
Casing Joint 5"	18	N-80	5	8,737.6	9,120.6
Landing Collar 5"	18	N-80	5	9,120.6	9,121.5
Casing Joint 5"	18	N-80	5	9,121.5	9,159.6
Casing Float Joint 5"	18	N-80	5	9,159.6	9,161.0

Completamiento - Equipo de fondo de pozo					
Descripción	Juntas	Top MD (ft)	Largo (ft)	OD (n)	
TUBING HANGER 7-1/16" X 3-1/2" EUE	1	21.0	0.81	7.062	
X.O 2-7/8" EUE 3-1/2" EUEX	1	21.8	0.84	3.500	
JUNTAS 2-7/8" EUE N-80	185	22.6	5,171.33	2.875	
X. OVER THSL 80 X 2-7/8" EUE	1	5,740.0	1.77	2.875	
TUBERÍA 2-7/8" TSHL 80	84	5,741.8	2,638.89	2.875	
X. OVER THSL 80 X 2-7/8" EUE	1	8,380.6	1.77	2.875	
JUNTA 2-7/8" J-55	1	8,382.4	31.12	2.875	
NIPLE SILLA 2-7/8" EUE, más testool, pescante 1-3/8"	1	8,413.5	1.10	2.875	
JUNTA 2-7/8" J-55	1	8,414.6	31.10	2.875	
X.O 3-1/2" EUE x 2-7/8" EUE		8,445.7	0.83	3.500	
SUB DESCARGA CENEXIÓN 3-1/2" EUE		8,446.6	0.88	5.250	
DESCARGA		8,447.4	0.56	4.560	
PUMP UPPER S/N BCP 0752 P/N 2029569		8,448.0	13.76		
PUMP CENTER S/N BCP 0674 P/N 2029571		8,461.8	17.05		
PUMP LOWER S/N BCP 0673 P/N 2029571		8,478.8	17.05		
PUMP VAPRO S/N BCP 0743 P/N 2027399		8,495.9	10.46		
SEPARADOR GAS S/N BCG 0368 P/N 2028947		8,506.3	3.56		
INTAKE S/N E140907188 P/N 02025469		8,509.9	3.06		
SELLO UPPER S/N 3E516C19588 P/N 2019954 TP 400		8,512.9	7.01		
SELLO LOWER S/N 3E516C19594 P/N 2019954 TP 400		8,519.9	8.04		
MOTOR S/N BCM0450 P/N 2007042 TIPO 456		8,528.0	25.76	3.930	
ADAPTER S/N M12503748 P/N 2000375		8,553.7	0.57	3.930	
SENSOR S/N TB9975 P/N 13460049402		8,554.3	2.81	3.930	

Intervalos cañoneados					
Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Disparo/ft	Top MD (ft)	Bottom MD	Disparo/ft
7652	7680	6	8932	8936	6
7695	7730	6	8936	8948	2
7803	7812	6	8944	8964	4
8130	8140	6	8948	8964	6
8795	8813	2	8970	8974	6
8796	8814	4	8974	8988	3
8834	8856	2	8994	9002	3
8834	8854	4	8996	8998	4
8874	8896	0	9011	9018	6
8882	8896	2	9028	9034	6
8883	8893	2	9038	9044	6
8896	8898	6	9054	9062	6
8908	8914	0	9084	9088	2

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

3.2 CARACTERÍSTICAS DEL POZO “A” EN LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA

A continuación, se realiza una descripción de las principales características mecánicas y geológicas del Pozo “A” en ambas formaciones.

3.2.1 Formación Caballos. La profundidad del pozo es de 9161 ft MD/TVD, en donde la Formación Caballos se encuentra en el intervalo comprendido entre 8789 ft y 9108 ft, con un total de 14 intervalos cañoneados, los cuales se pueden observar en detalle en la **Imagen 13**, la cual muestra el estado mecánico del Pozo “A”.

Con respecto a las características del liner productor en la sección anteriormente nombrada se tiene un diámetro externo (OD) de 5 pulgadas y grado N-80. En cuanto a la composición litológica de la formación en este intervalo, se tiene que está compuesta por arenas y areniscas con una porosidad del 12% y una permeabilidad horizontal y vertical de 65 mD y 61,2 mD, respectivamente.

De acuerdo al “INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS DEL CAMPO ORITO” del Ministerio de Minas y Energía, el cual fue suministrado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se tiene una producción base de fluido (petróleo y agua) del Pozo “A” de 240 Bbl/día.

Las características del fluido y otra información adicional de la Formación Caballos, se encuentra a continuación en la **Tabla 1**, así como la información anteriormente descrita.

Tabla 1. Recolección de datos para la Formación Caballos.

Caída de Presión entre el pozo y el yacimiento	4,14 MPA/ 600 psi
Factor volumétrico	7 rb/stb
Viscosidad @ 182 °C	1,60 m.Pa.s
Factor de daño (S)	N/A
Permeabilidad horizontal	65 mD
Permeabilidad vertical	61,2 mD
Diámetro interno	4,276 pulg
Limite vertical de yacimiento	200 m
Limite radial del yacimiento	300 m
Tasa actual de producción total de fluidos	240 Bbl/día
Tasa actual de producción de petróleo.	230 Bbl/día

Fuente: Radial Drilling Services, Inc. Modificado por los autores.

3.2.2 Formación Villeta. Se encuentra en el intervalo comprendido desde los 7650 ft hasta los 8789 ft de profundidad, con un total de 4 intervalos cañoneados. En la Formación productora Villeta se tiene un revestimiento productor con un diámetro externo (OD) de 7 pulgadas, 26 lb/ft y grado P-110. Este grado de casing, aunque requiere un protocolo diferente para realizar el corte, no representa una limitante para aplicar la tecnología, simplemente debe realizarse una primera corrida con broca Worthy y una segunda corrida con broca Spade, lo cual se verá reflejado en un aumento del tiempo conocido como “Tiempo estimado para la perforación del casing por cada orificio lateral”, el cual hace parte del plan operacional de Perforación Radial.

La Formación Villeta, en el intervalo anteriormente mencionado, se compone litológicamente por shales con intercalaciones de areniscas y calizas con una porosidad del 10% y una permeabilidad horizontal y vertical de 45 mD y 40,3 mD, respectivamente.

En cuanto a la producción base, se tienen 60 Bbl/día de fluido total y 58 Bbl/día de petróleo.

A continuación, en la **Tabla 2**, se presentan las características del fluido de la Formación Villeta, así como la información anteriormente expuesta.

Tabla 2. Recolección de datos para la Formación Villeta.

Caída de Presión entre el pozo y el yacimiento	2,76 MPA/ 400 psi
Factor volumétrico	1,9 rb/stb
Viscosidad @ 182 °C	2,72 m.Pa.s
Factor de daño (S)	N/A
Permeabilidad horizontal	45 mD
Permeabilidad vertical	40,3 mD
Diámetro interno	6,276 pulg
Limite vertical de yacimiento	200 m
Limite radial del yacimiento	300 m
Tasa actual de producción total de fluidos	60 Bbl/día
Tasa actual de producción de petróleo.	58 Bbl/día

Fuente: Radial Drilling Services, Inc. Modificado por los autores.

4. DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA

En el siguiente capítulo se va a realizar el diseño del plan operacional de perforación radial para las Formaciones Caballos y Villeta basado en las características geológicas de cada una de las formaciones, propiedades petrofísicas propias de la zona de estudio y las condiciones operacional que se tengan en el Pozo "A". Adicional a esto, una vez se tengan los diseños operacionales para cada una de las formaciones, se realizará la simulación de la producción incremental de acuerdo al plan operacional planteado.

4.1 FLUIDO USADO EN EL DISEÑO OPERACIONAL

Para la formulación del fluido que va a ser utilizado en la operación de perforación radial, se debe tener en cuenta que éste tiene como principal característica su baja viscosidad, por tal razón, los componentes suelen ser pocos, por lo que el fluido tiende a ser muy sencillo. El fluido formulado, en este caso aplica tanto para la Formación Caballos como para la Formación Villeta, debido a que como se dijo anteriormente, el fluido no tiene una gran variación en cuanto a su composición.

Los fluidos que van a ser utilizados para realizar las pruebas son las formulaciones de fluido de perforación para los orificios laterales y crudo del Pozo "A".

A continuación, en la **Tabla 3** se presentan las formulaciones propuestas para esta operación con las respectivas pruebas de laboratorio.

Tabla 3. Formulaciones de fluidos para la operación de perforación radial.

PRODUCTO (kg/m³ ó lt/m³)	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
KCL (4%)	40	40	40	40
INHIBIDOR DE ARCILLA 1	10	30	50	-
INHIBIDOR DE ARCILLA 2	-	-	-	10
PREVENTOR DE EMULSIÓN	3	3	3	3

4.1.1 Prueba reológica y densidad. En la **Tabla 4** se presentan los resultados de la prueba reológica la cual es medida mediante un viscosímetro Brookfield de lectura directa, y la prueba de densidad determinada con una balanza de lodos estándar, las cuales fueron realizadas a los fluidos formulados.

Tabla 4. Resultados de la prueba reológica y de densidad.

Valores iniciales	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
L600	2,0	2,0	2,5	2,5
L300	1,0	1,0	1,5	1,5
L200	1,0	1,0	1,0	1,0
L100	1,0	1,0	1,0	1,0
L6	0,5	0,5	0,5	0,5
L3	0,5	0,5	0,5	0,5
VP	1,0	1,0	1,0	1,0
Pf	0,0	0,0	0,5	0,5
Densidad (ppg)	8,5	8,5	8,5	8,5

En el resultado de esta prueba no se registra un incremento considerable de la viscosidad con el aumento del porcentaje del inhibidor de arcilla 1 cuya base es glicol y demás componentes de las distintas formulaciones. El peso del fluido lo imparte la salmuera base de KCl 4% con una densidad de 8,5 ppg. Para todas las formulaciones se obtienen valores reológicos muy bajos, con un comportamiento similar al del agua.

4.1.2 Prueba de compatibilidad de los fluidos. En la **Tabla 5** y la **Tabla 6** se presentan los resultados de las pruebas de compatibilidad de los fluidos para la mezcla 50/50 y 80/20, respectivamente.

Tabla 5. Resultados prueba de compatibilidad de fluidos. Mezcla 50/50-100 ml de mezcla.

Tiempo (min)	Volumen separado (ml)			
	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulació n 4
10	45	45	45	40
20	50	50	50	45
30	50	50	50	50
60	50	50	50	50
Resultado	Compatible	Compatible	Compatible	Compatible

Tabla 6. Resultados prueba de compatibilidad de fluidos. Mezcla 80/20-100 ml de mezcla.

Tiempo (min)	Volumen separado (ml)			
	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
10	20	10	5	3
20	20	20	20	18
30	20	20	20	20
60	20	20	20	20
Resultado	Compatible	Compatible	Compatible	Compatible

Adicional a las tablas anteriormente mostradas con los resultados de la prueba de compatibilidad, a continuación, se presenta el registro fotográfico para las mezclas 50/50 y 80/20.

Imagen 14. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 10 minutos.



Imagen 15. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 20 minutos.

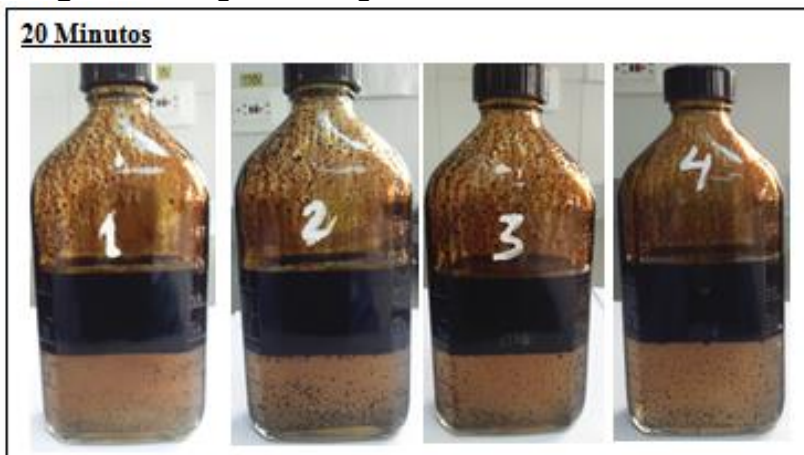
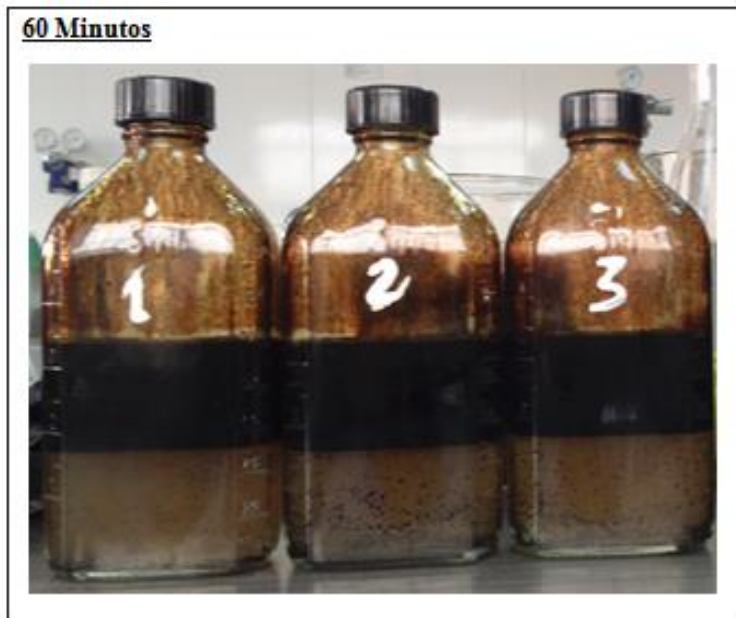


Imagen 16. Registro fotográfico de la mezcla 50/50 a los 60 minutos.



En las imágenes 14, 15 y 16 anteriormente mostradas, en el caso de la mezcla 50/50, se puede observar la compatibilidad de los fluidos en todas las formulaciones propuestas. Se concluye que, con el incremento del inhibidor de arcilla, a una misma concentración de preventor de emulsión, la fase acuosa es menos nítida, observándose gotas de crudo aisladas en la pared del frasco. Las imágenes que se muestran a continuación, presentan el registro fotográfico de las pruebas de compatibilidad de fluidos para la mezcla 80/20 a los 10, 20 y 60 minutos.

Imagen 17. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 10 minutos.

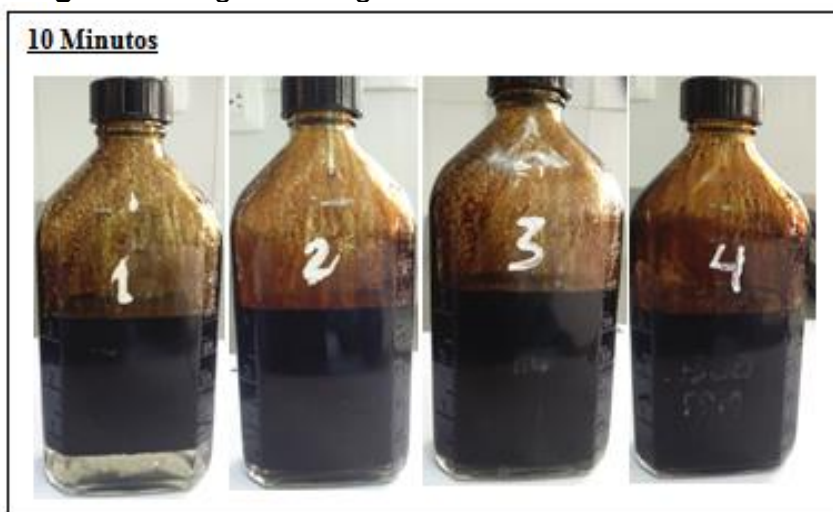


Imagen 18. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 20 minutos.

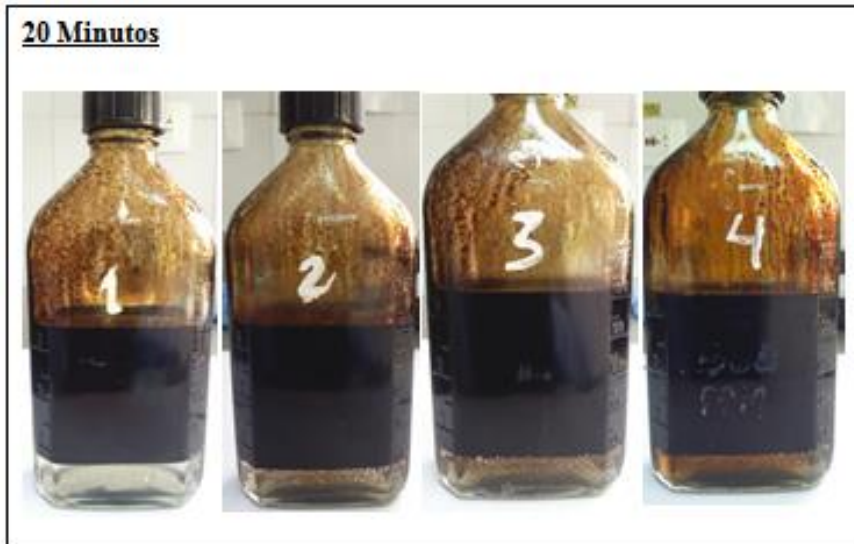


Imagen 19. Registro fotográfico de la mezcla 80/20 a los 60 minutos.



En las imágenes 17,18 y 19 anteriormente presentadas, en el caso de la mezcla 80/20, se puede observar la compatibilidad de los fluidos en todas las formulaciones propuestas. Se concluye que, con el incremento del inhibidor de arcilla 1, a una misma concentración de preventor de emulsión, la fase acuosa es menos nítida, observándose gotas de crudo aisladas en la pared del frasco. En el caso de la mezcla 4, se utiliza un segundo inhibidor de arcilla, con el cual evidentemente se observa una menor eficiencia con respecto al inhibidor de arcilla 1.

4.1.3 Prueba de detergencia. En la **Tabla 7** se muestran los resultados de la prueba de detergencia realizada a las distintas formulaciones, así como los registros fotográficos de las mismas.

La calificación de la prueba de detergencia se realiza con base en la siguiente **Figura 3**.

Figura 3. Apariencia y calificación de la prueba de detergencia.

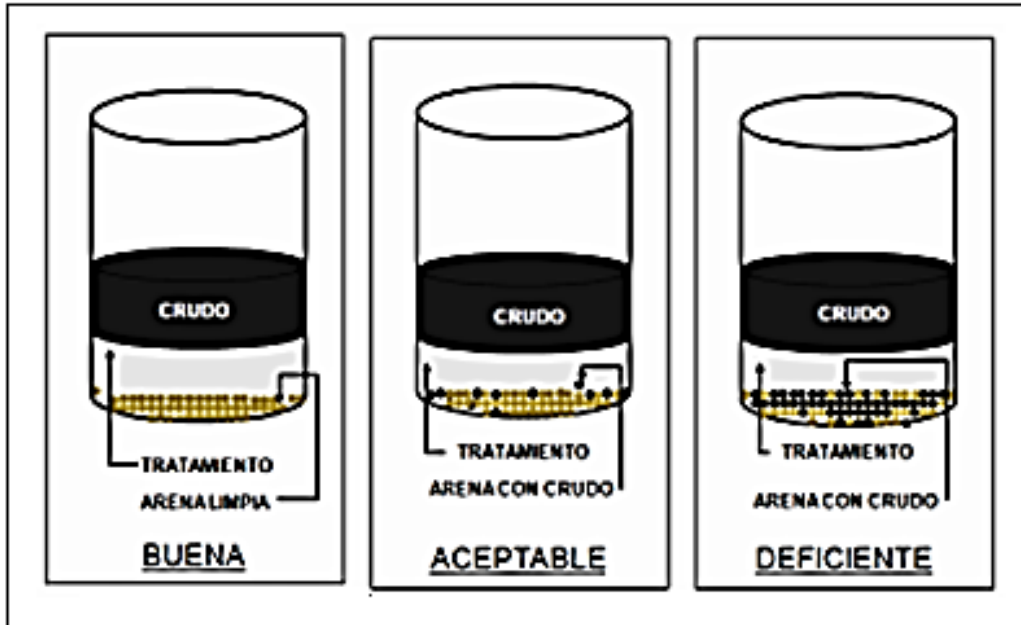


Tabla 7. Resultado de la prueba de detergencia.

	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
Detergencia	Buena	Buena	Buena	Aceptable

En las siguientes imágenes se observa el registro fotográfico de la prueba de detergencia para las formulaciones 1, 3 y 4, respectivamente.

Imagen 20. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 1.

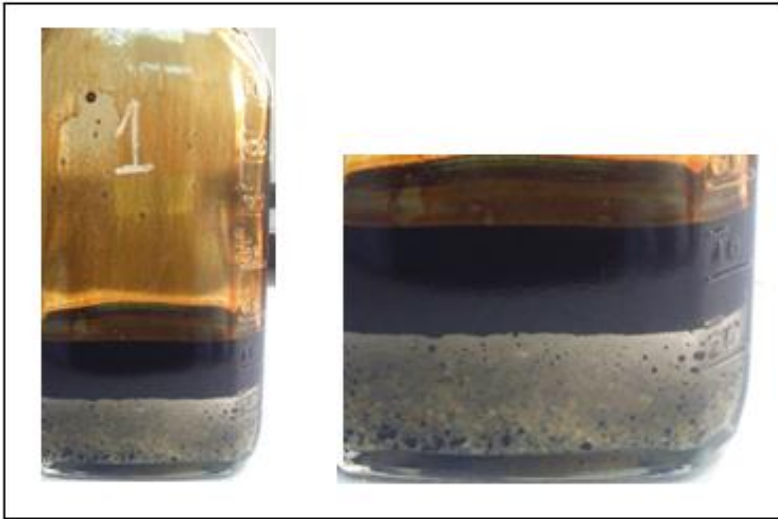


Imagen 21. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 3.

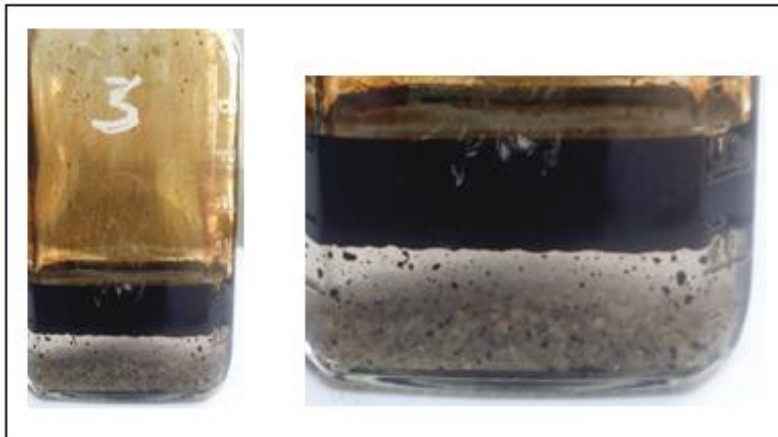
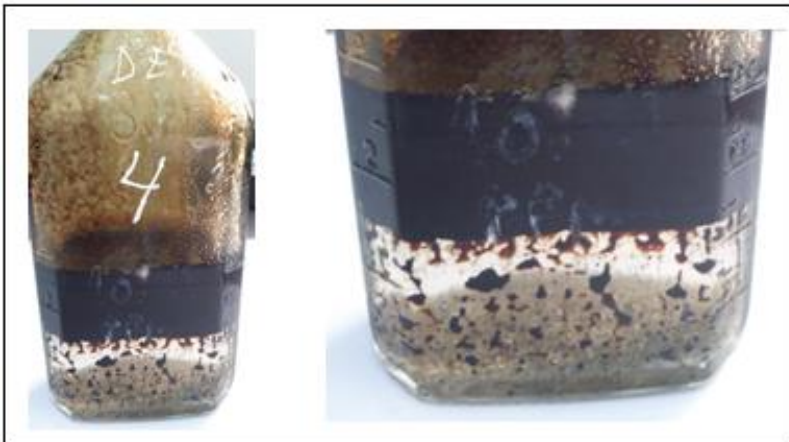


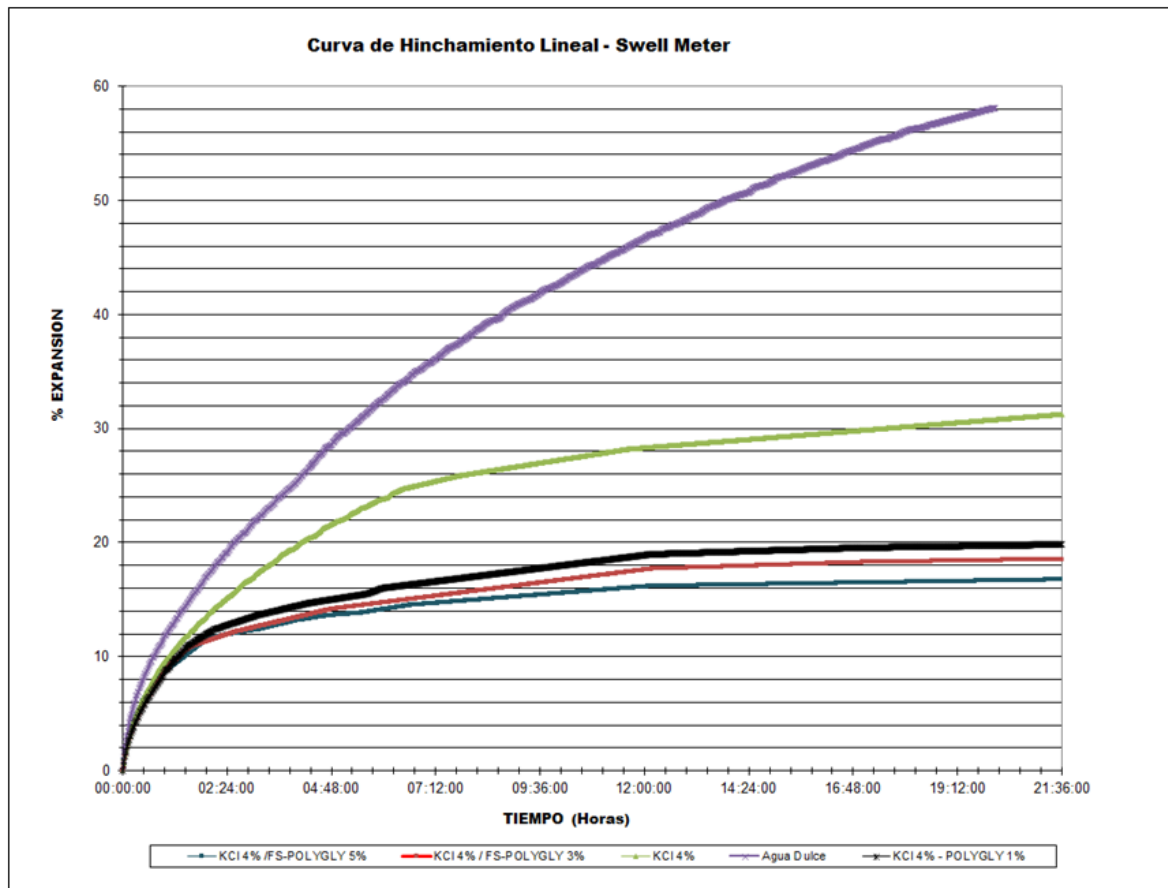
Imagen 22. Registro fotográfico de la prueba de detergencia para la formulación 4.



En las imágenes 20, 21 y 22 anteriormente mostradas, se observa una buena capacidad de limpieza del surfactante/preventor de emulsión para las formulaciones propuestas, a excepción de la formulación 4, la cual presenta una detergencia aceptable, debido a que la arena queda con gránulos aislados impregnados con crudo.

4.1.4 Prueba de hinchamiento lineal dinámico. En la **Gráfica 2** se pueden observar las curvas de hinchamiento lineal de los distintos fluidos.

Gráfica 2. Curva de hinchamiento lineal.



La prueba de hinchamiento lineal dinámico realizada sobre pastilla de Bentonita, se hizo para evaluar comparativamente las formulaciones propuestas incluyendo una salmuera de KCl 4% y agua. De la prueba se observa una alta capacidad de inhibición de las formulaciones con inhibidor de arcilla 1, en donde esta capacidad aumenta al incrementar la concentración de éste último componente.

Los valores porcentuales de hinchamiento a las 23 horas son:

- 16,7% para KCl 4% e Inhibidor de Arcilla 5%
- 18,5% para KCl 4% e Inhibidor de Arcilla 3%

- 19,8% para KCl 4% e Inhibidor de Arcilla 1%
- 31,2% para KCl 4%
- 59,5% para Agua.

De acuerdo a las pruebas anteriormente mostradas, se recomienda como fluido para la perforación de los laterales, la formulación 3, la cual está constituida como sigue:

- KCl 4%
- INHIBIDOR DE ARCILLA (Base glicol) 5%
- PREVENTOR DE EMULSIÓN 0,3%

4.2 DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL PARA LA FORMACIÓN CABALLOS

4.2.1 Análisis de los registros eléctricos. A continuación, se realizará un análisis de los registros eléctricos de la Formación Caballos para determinar a qué profundidades es posible aplicar la tecnología de perforación radial teniendo como criterio de selección, que el intervalo seleccionado corresponda a una arena y que el registro de densidad variable y amplitud de onda arrojen valores buenos en cuanto a la calidad del cemento.

En la **Imagen 23**, se puede observar el registro en el cual se detallan las secciones donde hay arenas mediante el análisis del registro eléctrico de Rayos Gamma. Con base en el registro, se realizó una selección de intervalos de arenas, las cuales corresponden a las secciones donde el registro no supera los 60 °API en la escala de medición y que además tienen más de un pie de espesor. Teniendo en cuenta el criterio anteriormente mencionado, se tiene que las secciones mostradas en la **Tabla 8** son las posibles arenas productoras en la Formación Caballos.

Imagen 23. Secciones con presencia de arena en la Formación Caballos.

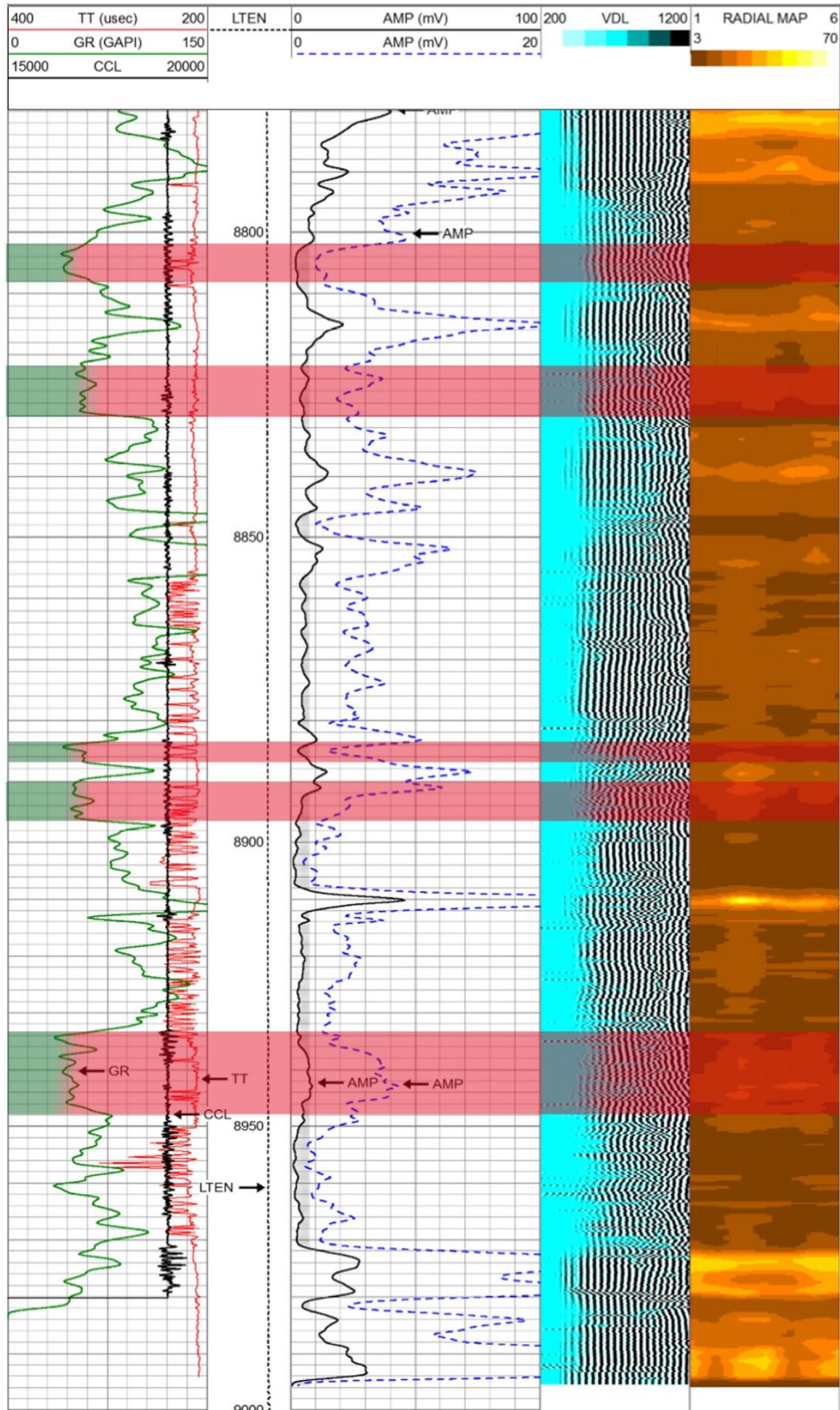


Tabla 8. Secciones con presencia de arena en la Formación Caballos.

Secciones	Intervalos (pies)
1	8802-8808
2	8821-8830
3	8884-8887
4	8890-8896
5	8933-8949

4.2.1.1 Evaluación del cemento del pozo. A continuación, se presenta el análisis de los registros de amplitud de onda (AMP) y el registro de densidad variable (VDL). Se observa que el pozo se encuentra bien cementado con excepción de la sección que se encuentra a partir de los 8972 pies. Teniendo en cuenta que para una buena aplicación de la tecnología debe haber buena adherencia del cemento con el revestimiento y la formación, en la **Tabla 9** se muestran las secciones con mejor adherencia observando el registro de amplitud (AMP). Adicional a esto, en la **Imagen 24** se observa el registro eléctrico en donde se resaltan las secciones con mejor adherencia.

Imagen 24. Secciones con mejor adherencia del cemento en la Formación Caballos.

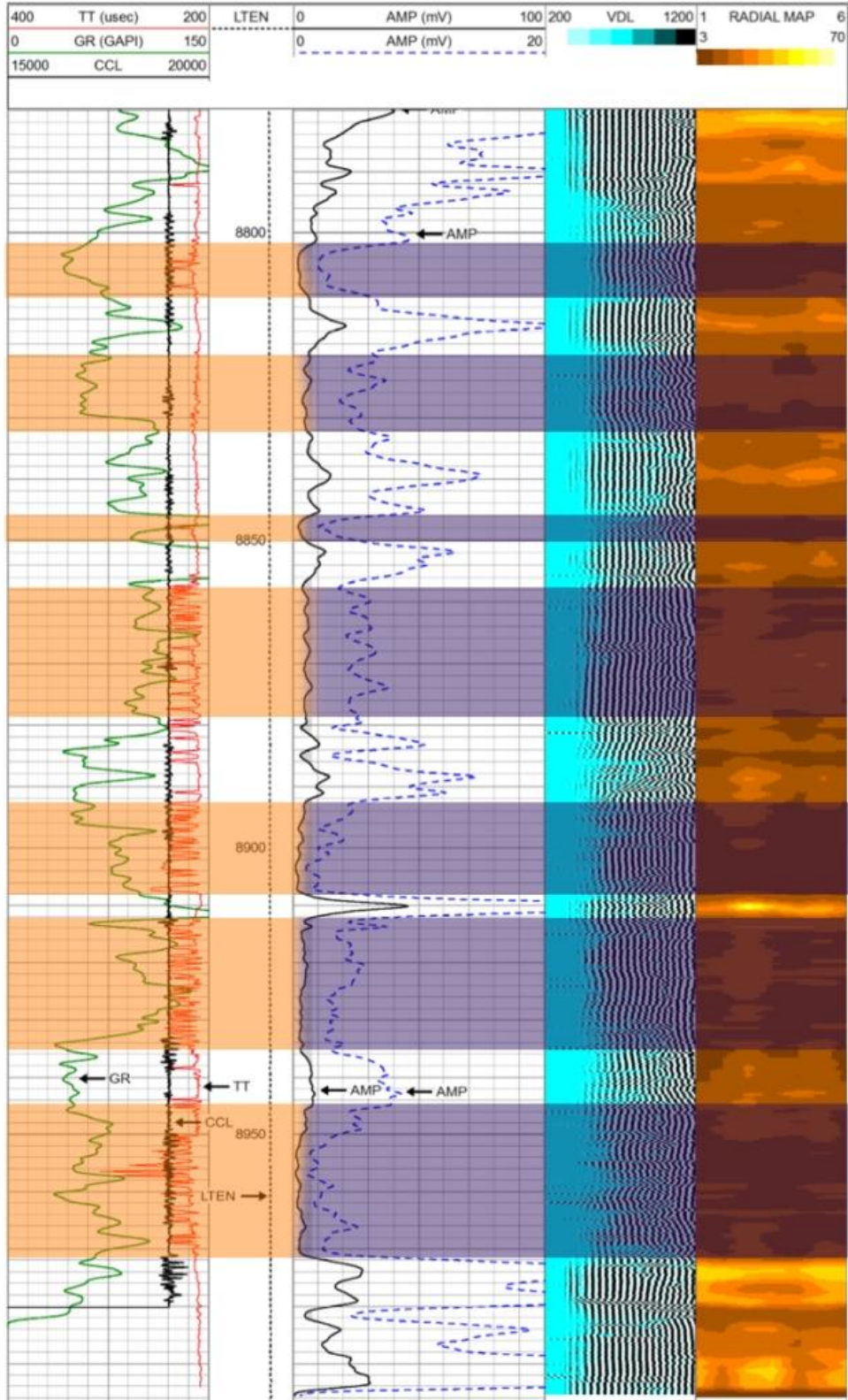


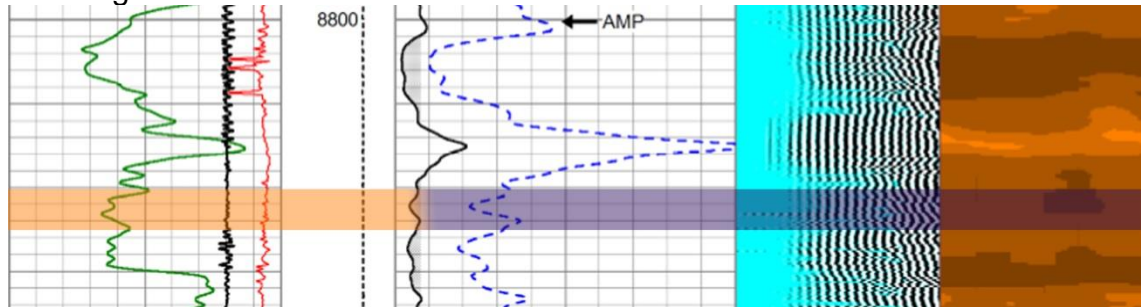
Tabla 9. Secciones con mejor adherencia en la Formación Caballos.

Secciones	Intervalo (pies)
1	8802-8810
2	8822-8832
3	8848-8850
4	8856-8882
5	8892-8908
6	8912-8936
7	8946-8972

Teniendo en cuenta las imágenes mostradas anteriormente y el análisis realizado para los registros eléctricos Gamma Ray, Registro de Densidad Variable (VDL) y Casing Collar Located (CCL), el intervalo comprendido desde los 8820 ft hasta los 8826 ft, fue seleccionado dentro de los mejores intervalos de interés para realizar la operación de Perforación Radial, más exactamente a la profundidad de 8823 ft.

En la **Imagen 25**, se observa el intervalo anteriormente nombrado.

Imagen 25. Intervalo de interés de la Formación Caballos para aplicar la tecnología de Perforación Radial.



4.2.2 Procedimiento operacional del plan de Perforación Radial.

4.2.2.1 Selección de las herramientas a utilizar. Las herramientas a utilizar durante la operación son las siguientes:

- Arreglo de fondo para corte de casing y para jeteo, el cual está compuesto por:
 - Zapata deflectora para casing 4 ½. Longitud 12". Rosca 2 3/8 8 RD.
 - Conector 2 3/8 RD.
 - Pup Joint 2 3/8 EUE 8 RD.
 - Crossover 2 3/8 8 RDx2 7/8" 8 RD.
- Unidad Gyro para salir en la dirección predeterminada dentro de la formación.
- Elevador y cuello de ganso, el cual tiene una altura de 12 ft y un peso de 400 lb. Este debe ser asegurado al piso del trabajo del equipo de Workover. Maneja un peso máximo de Coiled Tubing de hasta 2800 metros.

- Cabeza de inyección, cuyas dimensiones son 3,5 ft de altura, 2,5 ft de ancho y un peso de 1800 lb. Puede manejar un peso de Coiled Tubing de 3600 metros.
- Motor de fondo de desplazamiento positivo (PDM), cuyas dimensiones son 43 mm de diámetro, 6 ft de longitud y un peso de 30 lb. Este se usa para cortar una ventana de una pulgada en el casing de 5" de grado N-80 y opera de 120 a 140 RPM con un caudal de 5 gal/min.
- Codo flexible (Flex Shaft), el cual va enroscado en el PDM para atravesar la curvatura de la zapata deflectora y lograr transmitir peso y rotación sobre la broca que va a perforar el casing; la otra punta del codo va unida a la broca de carburo de tungsteno, cuyo diámetro y largo son 22 mm y 11 mm, respectivamente.
- Nozzle (Boquilla), la cual se utiliza para perforar la formación. El número de boquillas que tiene el jet depende de la fuerza compresiva de la formación. En este caso se utilizan tres boquillas hacia adelante y tres boquillas hacia atrás en el jet (3x3), de acuerdo a las características litológicas de las formaciones estudiadas, las cuales corresponden a arenas poco consolidadas en la Formación Caballos y calizas fracturadas en la Formación Villeta. Cada boquilla tiene 0,026 pulgadas de diámetro y los ángulos de apertura varían entre 25 y 45 grados y dependiendo de las características del mismo se producen caídas de presión entre 5,000 y 8,000 psi al pasar el fluido de jeteo. La fuerza de impacto a máxima presión es de 200 HP.
- Manguera de Kevlar, es utilizada para jeteo el lateral. Su longitud es de 340 ft, su diámetro interno es de 0.25 pulgadas y su diámetro externo es de 0.5 pulgadas.
- Coiled Tubing, el cual es usado para transportar los fluidos al PDM y proveer la rotación y el fluido al nozzle para lograr jeteo la formación a presiones que varían entre 9,000 y 12,000psi. Las dimensiones del Coiled Tubing son 0,625 pulgadas de diámetro externo, espesor de pared de 0,049 pulgadas y un peso de 0,28 lb/ft.
- Oil Saver, es utilizado para aislar los fluidos del pozo y el anular.
- Brocas Spade y Whorly, los cuales son usados para efectuar el corte de la ventana en el casing. Están hechos de carburo de tungsteno. La broca Spade está diseñada únicamente para realizar el corte de casing de 7 pulgadas con un peso de 26 lb/ft y grado P-110. Para lograr cortar este casing, es preciso realizar dos corridas, la primera con broca Whorly y la segunda con broca Spade, lo cual conlleva el doble del tiempo empleado para el corte del casing de grado N-80.

4.2.2.2 Proceso de acondicionamiento del Pozo "A" con el equipo de Perforación Radial. A continuación, se presenta el proceso detallado de acondicionamiento de pozo para realizar la operación.

- Transportar el equipo de Workover y el equipo de Perforación Radial, seguido de la instalación del equipo de Workover, tanques y bombas. Luego se prepara

el fluido de perforación y se filtra a cinco micrones para realizar la operación de corte de casing; se adiciona lubricante a extrema presión al 1% para la lubricación y el enfriamiento de la broca.

- Descargar presión del pozo, llenar con salmuera, verificar presiones en la tubería de producción y en el espacio anular hasta estabilizar la presión en cero.
- Desmontar el equipo de bombeo PCP (del Pozo "A"), eliminar las válvulas que no sean necesarias e instalar preventores.
- Sacar tubería de producción.
- Se baja el molino de 4 ¾ de pulgada más el Escariador (Rotover) y tubería de producción de 2 7/8 de pulgada. Luego se circula en el fondo hasta obtener retorno limpio. Seguidamente, se prueba la hermeticidad de la tubería de producción y si la prueba es satisfactoria se procede a retirarla por paradas, y en caso contrario, se debe retirar desconectándola. Se requiere la utilización de seis tuberías de 2 3/8 de pulgada en el extremo de la sarta de perforación, más exactamente en la zona de la zapata para proveer mayor rigidez al BHA, tanto para la fase de casing como para la perforación de la formación.
- Rat hole, es un espacio de entre 30 y 40 metros por debajo de donde se está haciendo la operación en el pozo, cuya función es la depositación de los sólidos, ya que cada orificio lateral perforado suele dejar un barril de sólidos.
- El empaquetador (oil saver) se debe bajar y probar la hermeticidad del casing por tubería de producción con 500 psi.

4.2.2.3 Ubicación y preparación de la Unidad de Perforación Radial. Se requiere que el supervisor de operaciones de Perforación Radial verifique que todos los equipos, implementos y herramientas necesarias para el desarrollo de la operación se encuentren en la locación. Una vez realizado lo anterior, se enciende el motor de la Unidad y se inspecciona el nivel de combustible, agua, aceite hidráulico y se abren las válvulas del tanque hidráulico y del tanque diésel.

4.2.2.4 Preparación previa a la operación. Es necesario acondicionar la zona de trabajo de la Unidad, así como probar el correcto funcionamiento de las bombas Gould y Jet Stream de la misma. Adicionalmente, se debe realizar una reunión de seguridad antes de iniciar la operación.

4.2.2.5 Manejo de fluidos para la perforación del casing y de los orificios laterales. En esta sección se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Recibir el agua y la salmuera seleccionada en cantidades suficientes de acuerdo al programa, filtrándolo con el sistema de filtrado de la Unidad para luego almacenarlo en los tanques.
- A medida que se descarga el fluido ya filtrado por el Operador, se debe pasar el fluido por los filtros de la Unidad, la cual tiene una capacidad de filtrado de 5 Micrones a un caudal de 5 gal/min.

- Se necesitan aproximadamente de 16 a 19 Bbl de agua filtrada, ya que se perforará con un volumen al motor de fondo de 5 gal/min por un tiempo total de 85-90 minutos, que se estima que es el tiempo que se tarda en cortar el casing N-80 de 5 pulgadas.
- El agua para corte de casing será formulada con 1% de lubricante, como reductor de fricción.
- Se requiere entre 12,5 y 16 Bbl de salmuera KCL-Glicol 4% para efectuar la perforación de cada lateral de 330 ft con perforación a chorro de alta presión. Este volumen de salmuera se divide entre bajando por el BHA bombeando a 2 gal/min y jeteando 3,5 gal/min para la Formación Caballos y 4,5 gal/min para la Formación Villeta.

4.2.2.6 Tiempo estimado para la perforación del casing por cada orificio lateral a 8823 ft. Se deben tener cuenta los siguientes tiempos presentados en la **Tabla 10**, los cuales pueden variar dentro del rango señalado.

Tabla 10. Tiempos estimados para la perforación del casing a 8823 ft.

Tiempo de armado del BHA	2 horas
Tiempo requerido para bajar arreglo de perforación radial a 60 ft/min	2,5 horas
Tiempo requerido para perforar casing	85-90 min
Fluido base para la operación de fresado	Agua filtrada
Volumen de agua filtrada	16-19 Bbl
Tiempo para desarme del BHA	2 horas
Tiempo operacional para cada ventana	7-8 horas

4.2.2.7 Tiempo estimado para perforar cada orificio lateral de 330 ft. En la **Tabla 11**, se muestran los tiempos estimados de perforación por cada orificio lateral.

Tabla 11. Tiempo estimado para perforar cada orificio lateral (Fm. Caballos).

Tiempo requerido para bajar el arreglo de perforación a 60 ft/min	2,5 horas
Tiempo requerido para perforar un orificio lateral	15 min
Tiempo requerido para sacar arreglo de perforación	2,5 horas
Tiempo operacional para cada lateral	5 a 6 horas
Fluido base filtrado	KCL+Glicol
Volumen de fluido por lateral	12,5 a 16 Bbl

4.2.2.8 Preparación para bajar tubería de producción con Zapata Deflectora.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Se arma la sarta de la tubería de producción calibrándola con la zapata deflectora y el anillo descentralizador, el cual permite ajustar la zapata contra la pared del casing.
- La zapata se debe bajar a una velocidad máxima de 20 ft/min debido al pequeño espacio que existe entre la zapata y el casing de 5 pulgadas.

4.2.2.9 Medición de profundidad y orientación de la zapata deflectora. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Se baja la zapata deflectora hasta la profundidad del primer lateral, seguidamente se verifica la profundidad de la zapata deflectora con un perfil Gamma Ray; de igual manera, la profundidad final de los laterales se determina a partir de un perfil Gamma Ray.
- La orientación de la zapata deflectora debe hacerse con un giroscopio (Gyro). Este se baja a la profundidad deseada con un cable de acero y un cable eléctrico, y finalmente se orienta la zapata con el cable en el hueco mientras se indica la posición requerida.

4.2.2.10 Instalación del Lubricador y Cuello de Ganso. Una vez probada la zapata deflectora en superficie, asegurándose el correcto funcionamiento del motor de fondo, el contratista procede a bajar y orientar la zapata deflectora a la profundidad final con el perfil de Gamma Ray. Una vez terminada esta operación, se solicita la autorización oficial a la contratista para iniciar operaciones. Contando con la autorización, se inicia la instalación de los equipos de Perforación Radial en la cabeza del pozo.

4.2.2.11 Armada, corrida y levantamiento del arreglo de corte de casing. La armada del arreglo consiste en lo siguiente:

- El ensamble del arreglo de corte de casing se compone del motor de fondo, el eje flexible y la broca para perforar la pared del casing.
- Debe asegurarse que tiene todos los datos correctos de peso, grado, drift y posición de las cuplas del casing a perforar.
- Ensamblar el arreglo a la tubería flexible.
- Probar en superficie el funcionamiento del motor de fondo con agua filtrada.
- Pasar el arreglo de perforación del casing a través del lubricador, quedando la conexión de la tubería flexible al nivel de la entrada del lubricador.
- Verificar rotación del motor de fondo.
- Colocar el contador de profundidad del carrete de tubería flexible en cero.
- Verificar medidas del conjunto de superficie.

La corrida del arreglo de corte de casing consiste en lo siguiente:

- Iniciar bajada del arreglo de corte de casing en forma lenta hasta 100 metros sobre la zapata deflectora. No se debe superar una velocidad de bajada de 60 ft/min.
- Una vez alcanzada esta profundidad, se arranca la bomba alimentadora Gould y la bomba Kerr para dar inicio a la inyección del fluido que pone en funcionamiento el motor de fondo, circulando 5 gal/min con agua y 1% de lubricante.
- Cuando el motor de fondo llegue al nivel establecido, se carga peso al sistema lentamente, permitiendo que el arreglo se introduzca dentro de la zapata.
- Iniciar la operación de corte de casing, con un volumen de 5 gal/min y una presión entre 5000 y 6000 psi en la superficie.
- Realizar la perforación del casing con un avance del Flex Shaft, levantándolo cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se atasque por un alto torque.
- El tiempo requerido para perforar el casing depende de su diámetro, peso y grado, en promedio toma un tiempo entre 60 y 120 minutos. En este caso, teniendo en cuenta que se está en presencia de un casing de 5 pulgadas de grado N-80, el tiempo estimado es de 1,5 horas (90 minutos).

El levantamiento del arreglo de corte de casing consiste en lo siguiente:

- Una vez terminado el corte del casing, continuar bombeando mientras se levanta el ensamble de corte hasta unos 100 metros sobre la zapata. Una vez se alcance esta profundidad, se suspende el bombeo.
- Continuar levantando el ensamble de corte de casing hasta unos 100 metros debajo del lubricador.
- Abrir elemento de sellos de lubricador.
- Continuar sacando el arreglo de corte y colocarlo sobre el piso, asegurándolo para la prueba.

- Bombear fluido para verificar el funcionamiento del motor de fondo.
- Desconectar el arreglo de corte, desarmar y limpiar.

A continuación, se presenta la **Tabla 12** con los parámetros de corte de casing.

Tabla 12. Parámetros de corte de casing (Fm. Caballos).

Volumen de la bomba	5 gal/min
Motor de fondo	120 a 140 RPM
Peso sobre el motor de fondo	60-100 lb
Presión de bomba	5000-6000 psi
Tiempo de corte	85-90 min
Velocidad de viaje	60 ft/min

4.2.2.12 Armada y corrida del arreglo de perforación con chorro a alta presión. La armada del arreglo de perforación con chorro a alta presión consiste en:

- Conectar y asegurar la manguera de Kevlar a la tubería flexible en superficie.
- Circular por 5 minutos a bajo volumen para limpiar la manguera de Kevlar.
- Conectar el jet, en este caso con una configuración de boquillas de 3x3, a la manguera de Kevlar.
- Probar el jet en superficie para detectar cualquier obstrucción de los orificios del jet (el jet disipa el 60% de la energía hacia adelante para perforar y el 40% restante de la energía hacia atrás como impulso).
- Circular por 5 minutos a bajo volumen para limpiar los jets.
- Iniciar el bombeo a volumen reducido (1 gal/min). La velocidad de bajada y de sacada no debe exceder los 60 ft/min.
- Colocar el contador de profundidad de la unidad en cero.

La corrida del arreglo de perforación con chorro a alta presión para la perforación del orificio lateral consiste en:

- Iniciar la introducción del arreglo de jetting.
- En el momento en que la manguera Kevlar se encuentre totalmente dentro de la tubería de producción, se debe poner el funcionamiento la bomba centrífuga y la bomba Kerr a bajo volumen y presión, con el fin de evitar el taponamiento del jet.
- Colocar el contador del carrete de tubería flexible en cero para iniciar el conteo de la longitud de la tubería flexible.

La operación de la perforación lateral de los orificios en la Formación Caballos consiste en:

- Iniciar la introducción de la manguera de Kevlar junto con el jet, desenrollando lentamente el carrete de tubería flexible.
- Asegurarse que la salmuera utilizada para la operación de la perforación ha sido filtrada.
- Continuar bajando el arreglo bombeando aproximadamente a 6000 psi hasta la profundidad de la zapata.
- En la profundidad de la zapata, se incrementa el caudal de bombeo hasta alcanzar la presión de perforación requerida. La presión de fractura de la Formación Caballos es de 4500 psi.
- Cuando el arreglo de jetting llega al nivel de la zapata, se presiona el arreglo lentamente, permitiendo que este se introduzca dentro de la zapata.
- Dependiendo de la calidad del cemento detrás del casing, se recomienda trabajar el arreglo variando la presión de trabajo para asegurar una entrada efectiva a la formación.
- En caso de presentar dificultades para entrar en la formación, se recomienda subir y bajar la presión de bombeo, y si es necesario incrementar la presión.
- Una vez que el jet del arreglo de jetting entra en la formación, se recomienda avanzar lentamente.
- Es fundamental mantener la tubería flexible en tensión todo el tiempo durante la operación de perforación radial.
- Perforar el lateral de acuerdo al programa hasta alcanzar la máxima distancia en la formación.
- Una vez alcanzada la distancia final, se retira el arreglo de forma lenta, bombeando constantemente a una presión constante.
- Se levanta el arreglo de jetting siempre bombeando a 6000 psi.
- Detener el bombeo cuando el jet se encuentre a una distancia de 2 metros de la zapata.
- Basados en la práctica, se van a jetear los laterales en 15 minutos, a 3,5 gal/min, equivalente a una presión de 6328 psi en la bomba, con 5-10 minutos de back jetting.
- Se extraerá el arreglo de jetting a 60 ft/min, circulando a 6000 psi.

A continuación, en la **Tabla 13** se muestran los parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting para la Formación Caballos.

Los datos necesarios para calcular la hidráulica, propiedades del fluido usado para la operación, geometría del Coiled Tubing, dimensiones del jet y configuración de las boquillas, así como el cálculo de la misma se pueden observar en el **ANEXO 1**.

Tabla 13. Parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting (Fm. Caballos).

Volumen de fluido por lateral	12,5 a 16 Bbl
Presión de jetting en la bomba	6328 psi
ROP estimada	23 ft/min
Tiempo total de jetting por lateral perforado	15 min
Velocidad de maniobra (POOH)	60 ft/min

El levantamiento del arreglo de jetting consiste en lo siguiente:

- Terminada la operación de perforación radial, se procede a levantar el arreglo de jetting lentamente manteniendo el bombeo de fluido a volumen constante (2000 psi).
- Se enrolla la tubería flexible en el carrete en forma ordenada para evitar daños a la misma.
- Faltando 2 metros para que el arreglo de jetting llegue a la zapata, se debe detener el bombeo con el fin de facilitar la salida de la manguera de Kevlar por la zapata deflectora.
- Se continúa sacando el arreglo de jetting y se detiene 100 metros antes de llegar a superficie.
- Se retiran los empaques del lubricador.
- Se continúa elevando en forma lenta para evitar que la salida del arreglo en superficie pueda poner en peligro al operador de la Unidad.
- Una vez la manguera de Kevlar este en superficie se continúa enrollando la tubería flexible hasta que la conexión entre la manguera y la tubería flexible llegue al lubricador.
- Luego de completar la operación de jeteo, se debe reorientar la zapata deflectora manualmente y se repite la operación descrita para perforar otro lateral.
- Esta operación se debe repetir 4 veces hasta cumplir con el jeteo (perforación) de los 4 laterales propuestos en el diseño del pan operacional.

4.2.2.13 Desarme de la Unidad de Perforación Radial. Dentro del desarme de la unidad se encuentra el drenaje del sistema de fluidos y el desarme del Cuello de Ganso y soportes, los cual se explica más detalladamente a continuación.

- En necesario drenar el sistema de fluidos de la siguiente manera: si el fluido es base agua o salmuera, se circula agua fresca a través de los diferentes componentes del sistema de circulación de la Unidad.

- En cuanto al desarme del Cuello de Ganso y soportes, se debe retirar el soporte delantero del Cuello de Ganso de forma manual y desarmar los soportes laterales que aseguran al mismo.
- Desconectar la manguera de Kevlar de la bomba hidráulica del lubricador y desmontar este último de la cabeza del pozo. Finalmente se recoge y se enrolla la manguera flexible (Kevlar).

4.2.2.14 Tiempos estimados de operación para perforar los 4 orificios laterales. A continuación, en la **Tabla 14** se pueden observar los tiempos totales estimados para la operación de la perforación radial de 4 orificios laterales.

Tabla 14. Tiempos estimados de operación para perforar 4 orificios laterales (Fm. Caballos).

ACTIVIDAD	TIEMPO
Instalación de la Unidad de Perforación Radial	6 horas
Corrida de la zapata deflectora a 8823 ft a 20 ft/min	7 horas
Orientar zapata por cada orificio lateral utilizando el Gyro	4-6 horas
Instalación del Cuello de Ganso para cada orificio lateral	4 horas
Cambio de herramientas en cada orificio lateral perforado	4 horas
Corte del casing para cada orificio lateral	7-8 horas
Jetting en la formación por cada orificio lateral	5-6 horas
Desmante de la Unidad de Perforación Radial	6 horas
Tiempo total por orificio lateral	24-26 horas
Tiempo total programado para 4 orificios laterales	4,5-5 días
Tiempo estimado incluyendo instalación y desmante	5- 5,5 días
Tiempo con 20% adicional para eventos no planeados	5,5-6 días

Dentro de los eventos no planeados, los cuales se ven representados en un aumento del tiempo de operación, se encuentran los siguientes:

- Rotura de elementos del codo flexible (Flex Shaft)
- Rotura o pérdida de la broca

- Rotura o atasco del motor de fondo
- Tiempo detenido por roturas mecánicas del equipo de Workover
- Se estima basando en los trabajos anteriormente realizados por la empresa, que la operación puede incrementarse en un 20% del tiempo teniendo en cuenta algún evento no planeado.

4.2.2.15 Recomendación de actividades después de realizar la operación de Perforación Radial. La recomendación de actividades post radiales son las siguientes:

- Suavear el pozo, una vez realizada la perforación de los orificios laterales. Esta actividad es tan importante como la perforación de los laterales en sí y requiere la limpieza de los fluidos que invaden la formación durante la operación, los cuales incluyen el fluido de completamiento y el fluido de jeteo.
- Eliminar las partículas coloidales que pueden cubrir las paredes de los laterales perforados.
- Se recomienda suavear hasta recuperar petróleo que tenga la salinidad exacta del fluido de formación.

4.3 DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA

4.3.1 Análisis de los registros eléctricos. A continuación, se presenta el análisis de los registros eléctricos para determinar en qué profundidad es posible aplicar la tecnología de Perforación Radial.

En la **Imagen 26**, mostrada a continuación, se puede detallar los rayos gamma. Mediante la observación y el análisis de estos se van a seleccionar las secciones que correspondan a arenas, esto se determina con el criterio de que la lectura promedio (puede tener algunos picos que superen los 60 °API hasta 75 °API en la escala de medición, pero en un espacio de uno (1) o dos (2) pies de espesor) de rayos gamma sea menor a 60 °API en la escala de medición y que tenga un espesor mayor a un (1) pie, las secciones seleccionadas se muestran en la **Tabla 15**.

Imagen 26. Secciones con presencia de arena en la Formación Villeta.

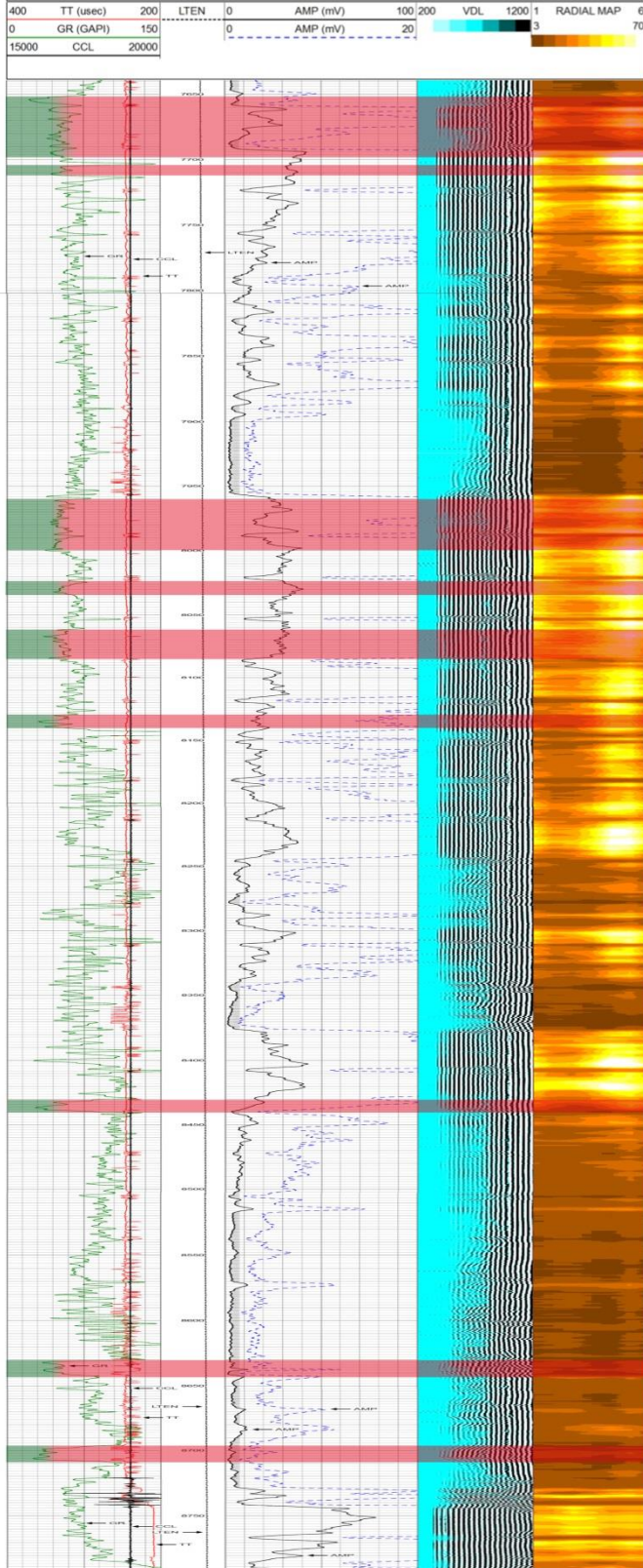


Tabla 15. Secciones con presencia de arenas en la Formación Villeta

Sección	Intervalo (pies)
1	7652-7698
2	7704-7712
3	7960-8000
4	8026-8034
5	8062-8088
6	8130-8140
7	8432-8440
8	8640-8652
9	8698-8708

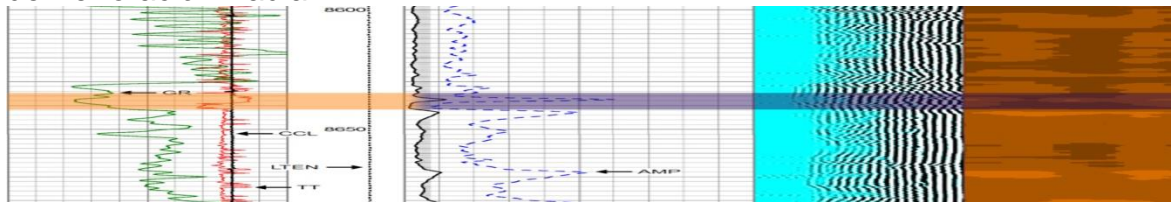
4.3.1.1 Evaluación del cemento del pozo. A continuación, se presenta la evaluación de la calidad del cemento del pozo a la profundidad de la Formación Villeta, dando un vistazo general a los registros de Amplitud (AMP), el registro de densidad variable (VDL) y el mapeo radial (Radial Map) se puede observar que se presenta una mala adherencia entre el cemento y el revestimiento en casi toda la sección de la formación, y que son pocas las secciones en donde existe una buena adherencia. Las secciones anteriormente mencionadas se presentan en la **Tabla 16**. Adicionalmente, en la **Imagen 27** se muestra el registro eléctrico en donde se resaltan las secciones con mejor adherencia.

Tabla 16. Secciones con mejor adherencia del cemento en la Formación Villeta.

Sección	Intervalo (pies)
1	7640-7659
2	7686-7692
3	7788-7796
4	7806-7810
5	7822-7826
6	7888-7956
7	8270-8280
8	8340-8376
9	8492-8570
10	8578-8668
11	8690-8728

Para evaluar la adherencia del cemento con la formación se hace énfasis en el registro VDL, con el cual es posible determinar que las secciones anteriormente nombradas tienen buena o muy buena adherencia del cemento con la formación, lo cual las hace aptas para ser intervenidas con la tecnología de perforación radial. Teniendo en cuenta las imágenes presentadas previamente y el análisis realizado para los registros eléctricos Gamma Ray, Registro de Densidad Variable (VDL) y Casing Collar Located (CCL), el intervalo comprendido desde los 8698 ft hasta los 8706 ft, fue seleccionado dentro de los mejores intervalos de interés para realizar la operación de Perforación Radial, más exactamente a la profundidad de 8702 ft. En la **Imagen 28**, se observa el intervalo anteriormente nombrado.

Imagen 28. Intervalo de interés de la Formación Villeta para aplicar la tecnología de Perforación Radial.



4.3.2 Procedimiento operacional del plan de Perforación Radial. A continuación, se presenta el procedimiento detallado del plan operacional diseñado para esta formación.

El procedimiento operacional del plan de Perforación Radial para la Formación Villeta es exactamente el mismo que para la Formación Caballos desde el numeral 4.2.2.1 hasta el numeral 4.2.2.5.

4.3.2.6 Tiempo estimado para la perforación del casing por cada orificio lateral a 8702 ft. Se deben tener cuenta los siguientes tiempos presentados en la **Tabla 17**, los cuales pueden variar dentro del rango señalado.

Tabla 17. Tiempos estimados para la perforación del casing por cada orificio lateral a 8702 ft.

Tiempo de armado del BHA	2 horas
Tiempo requerido para bajar arreglo de perforación radial a 60 ft/min	2,4 horas
Tiempo requerido para perforar casing	170-180 min
Fluido base para la operación de fresado	Agua filtrada
Volumen de agua filtrada	31 a 37 Bbl
Tiempo para desarme del BHA	2 horas
Tiempo operacional para cada ventana	9-10 horas

4.3.2.7 Tiempo estimado para perforar cada lateral de 330 ft. En la **Tabla 18**, se muestran los tiempos estimados de jeteo por cada lateral.

Tabla 18. Tiempo estimado para jetear cada lateral (Fm. Villeta).

Tiempo requerido para bajar el arreglo de jeteo a 60 ft/min	2,4 horas
Tiempo requerido para jetear un lateral	15 a 20 min
Tiempo requerido para sacar arreglo de jeteo	2,4 horas
Tiempo operacional para cada lateral	5 a 5,5 horas
Fluido base filtrado	KCL+Glicol
Volumen de fluido por lateral	12,5 a 16 Bbl

El procedimiento correspondiente al numeral **4.3.2.8** se sigue de la misma manera que para la Formación Caballos, teniendo en cuenta que el casing productor en el intervalo seleccionado en la Formación Villeta es de 7 pulgadas.

Los procedimientos realizados en los numerales **4.3.2.9** y **4.3.2.10** son exactamente iguales a los procedimientos detallados en el plan operacional de la Formación Caballos.

4.3.2.11 Armada, corrida y levantamiento del arreglo de corte de casing. Todo el procedimiento se realiza de la misma manera que para la Formación Caballos, con la excepción de que en este caso se tiene un casing grado P-110, por lo cual es necesario realizar doble corrida para lograr el corte, la primera se realiza con broca Worthy y la segunda con una broca Spade, por tal razón los tiempos de corte de casing pasan de 120 a 180 minutos.

A continuación, se presenta la **Tabla 19** con los parámetros de corte de casing.

Tabla 19. Parámetros de corte de casing (Fm. Villeta).

Volumen de la bomba	5 gal/min
Motor de fondo	120 a 140 RPM
Peso sobre el motor de fondo	60-100 lb
Presión de bomba	5000 a 6000 psi
Tiempo de corte	170-180 min
Velocidad de viaje	60 ft/min

4.3.2.12 Armada y corrida del arreglo de perforación con chorro a alta presión. Para realizar esta operación se procede de la misma manera que para la Formación Caballos, con la diferencia de que la presión de fractura de la Formación Villeta es de 7000 psi, por lo tanto, se va a realizar la perforación de los orificios laterales entre 15 y 20 minutos a 4,5 gal/min, equivalente a una presión de 12471 psi en la bomba, con 5-10 minutos de back jetting.

A continuación, en la **Tabla 20** se muestran los parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting para la Formación Villeta.

Los datos necesarios para calcular la hidráulica, propiedades del fluido usado para la operación, geometría del Coiled Tubing, dimensiones del jet y configuración de las boquillas, así como el cálculo de la misma se presentan en el **ANEXO 2**.

Tabla 20. Parámetros de perforación lateral con arreglo de jetting (Fm. Villeta).

Volumen de fluido por lateral	12,5 a 16 Bbl
Presión de jetting en la bomba	12471 psi
ROP estimada	16 a 23 ft/min
Tiempo total de jetting por lateral perforado	15 a 20 min
Velocidad de maniobra (POOH)	60 ft/min

El procedimiento descrito para el numeral **4.3.2.13** (desarme de la unidad de Perforación Radial) se sigue de la misma manera que para la Formación Caballos.

4.3.2.14 Tiempos estimados de operación para jetear los 4 orificios laterales en la Formación Villeta. A continuación, en la **Tabla 21** se pueden observar los tiempos estimados para la operación de la perforación radial de 4 orificios laterales.

Tabla 21. Tiempos estimados de operación para jetear 4 orificios laterales (Fm. Villeta).

ACTIVIDAD	TIEMPO (Horas)
Instalación de la Unidad de Perforación Radial	6 horas
Corrida de la zapata deflectora a 8702 ft	6 horas
Orientar zapata por cada orificio lateral utilizando el Gyro	4-6 horas
Instalación del Cuello de Ganso para cada orificio lateral	4 horas
Cambio de herramientas en cada orificio lateral perforado	4 horas
Corte del casing para cada orificio lateral	9-10 horas
Jetting en la formación por cada orificio lateral	5-5,5 horas
Desmante de la Unidad de Perforación Radial	6 horas
Tiempo total por orificio lateral perforado	28-30 horas
Tiempo total programado para 4 orificios laterales	4,8-5 días
Tiempo estimado incluyendo instalación y desmante	5,5-6 días
Tiempo con 20% adicional para eventos no planeados	6-6,5 días

Los eventos no planeados son los mismos que se presentan en el numeral **4.2.2.14** del plan operacional para la Formación Caballos.

La información presentada en el numeral **4.3.2.15** (recomendación de actividades después de realizar la operación de Perforación Radial), es la misma que se presenta en el numeral **4.2.2.15** del plan operacional para la Formación Caballos.

5. EVALUACIÓN DE LAS SIMULACIONES DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LAS FORMACIONES CABALLOS Y VILLETA

En el siguiente capítulo se presenta la simulación de los planes operacionales para cada una de las formaciones productoras, la Formación Caballos y la Formación Villeta. De igual manera, se realiza el análisis correspondiente para cada una de ellas. Dicho análisis se llevará a cabo teniendo en cuenta los resultados de la simulación de producción incremental, de esta manera se conocerá el diseño del plan operacional más óptimo, al cual finalmente se le realizará el análisis financiero correspondiente.

La simulación de los dos planes operacionales se llevó a cabo haciendo uso del software de simulación de producción “Radial Drilling Services, Inc”, el cual muestra la producción esperada de acuerdo al plan diseñado.

Los modelos de índices de productividad son puramente teóricos, por lo que los resultados de predicción de la producción incremental pueden variar debido a la no homogeneidad de la formación; los valores actuales de los parámetros del yacimiento y del pozo, y los modelos del índice de productividad, no tienen en cuenta la disponibilidad de aceite en la zona objetivo.

El modelo de predicción del índice de productividad del software “Radial Drilling Services, Inc.”, se basa en el cálculo del promedio de los modelos de Joshi, de Borisov, de Ginger y de Renard y Dupuy, los cuales son modelos de predicción del índice de productividad para la técnica de perforación horizontal de radio corto.

Cabe aclarar que los datos de producción base del Pozo “A” en cada una de las formaciones se obtuvo del INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS DEL CAMPO ORITO, perteneciente al MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, la cual fue suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

5.1 SIMULACIÓN DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LA FORMACIÓN CABALLOS

Para llevar a cabo la simulación se tuvieron en cuenta los datos presentados en el capítulo 3, en la **Tabla 1**. Adicional a esto, los datos básicos que se debían suministrar al simulador se presentan en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Datos requeridos para la simulación de producción (Fm. Caballos).

Casing ID	4,276 in
Longitud del lateral a perforar	328,1 ft
Número de laterales por nivel	4
Radio lateral	1 in
Radio del pozo	0,1782 ft
Espesor a perforar	6 ft
Radius of Vertical Well External Reservoir Boundary, R_k	656,17 ft
Radius of Radial Well External Reservoir Boundary, r_{eh}	984,25 ft
Skin, S	0
Permeabilidad Horizontal, K_H	65 mD
Permeabilidad Vertical, K_V	61,2 mD
Viscosidad del Aceite, μ	1,6 cp
Caída de Presión, ΔP	600 psi
Índice de Productividad	0,4 STB/día-Psi
Factor volumétrico del aceite, B_o	7 rb/STB
Caudal Total de Fluido (Antes de la operación)	240 Bbl/día
Caudal de Petróleo (Antes de la operación)	230 Bbl/día

Una vez realizada la simulación, se obtuvieron los siguientes datos de producción esperada de acuerdo a una producción base de 240 Bbl/día.

En la **Tabla 23**, se puede observar el resultado de la producción total de fluido esperada y la producción esperada de petróleo, de acuerdo al plan operacional propuesto para la Formación Caballos.

Tabla 23. Producción esperada después de la aplicación de la tecnología de Perforación Radial en la Formación Caballos.

Producción Total de Fluido (Después de la operación de Perforación Radial)	947 Bbl/día
Producción de Petróleo (Después de la operación de Perforación Radial)	909 Bbl/día

Teniendo en cuenta que en el plan operacional se propone realizar 4 orificios laterales a una profundidad de 8823 ft, se obtuvo un valor de producción esperada de 947 Bbl/día y un índice de productividad de 1,5 STB/día-Psi. De acuerdo con lo anterior, la producción incremental son 707 Bbl/día.

A continuación, se muestra la **Tabla 24**, en la cual se presenta la producción incremental para la Formación Caballos.

Tabla 24. Producción incremental de la Formación Caballos (Bbl/día).

PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN ESPERADA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL
240	947	707

5.2 SIMULACIÓN DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA

Para llevar a cabo la simulación se tuvieron en cuenta los datos presentados en el capítulo 3, en la **Tabla 2**. Adicional a lo anterior, los datos básicos que se debían suministrar al simulador de producción se presentan en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Datos requeridos para la simulación de producción (Fm. Villeta).

Casing ID	6,276 in
Longitud del lateral a perforar	328,1 ft
Número de laterales por nivel	4
Radio lateral	1 in
Radio del pozo	0,2625 ft
Espesor a perforar	8 ft
Radius of Vertical Well External Reservoir Boundary, R_k	656,17 ft
Radius of Radial Well External Reservoir Boundary, r_{eh}	984,25 ft
Skin, S	0
Permeabilidad Horizontal, K_H	45 mD
Permeabilidad Vertical, K_V	40,3 mD
Viscosidad del Aceite, μ	2,72 cp
Caída de Presión, ΔP	400 psi
Índice de Productividad	0,15 STB/día-Psi
Factor volumétrico del aceite, B_o	5 rb/STB
Caudal Total de Fluido (Antes de la operación)	60 Bbl/día
Caudal de Petróleo (Antes de la operación)	58 Bbl/día

Una vez realizada la simulación, se obtuvieron los siguientes datos de producción esperada de acuerdo a una producción base de 60 Bbl/día.

En la **Tabla 26**, se puede observar el resultado de la producción total de fluido esperada y la producción esperada de petróleo, de acuerdo al plan operacional propuesto para la Formación Villeta.

Tabla 26. Producción después de la aplicación de la tecnología de Perforación Radial en la Formación Villeta.

Caudal Total de Fluido (Después de la operación de Perforación Radial)	234 Bbl/día
Caudal de Petróleo (Después de la operación de Perforación Radial)	227 Bbl/día

Teniendo en cuenta que, al igual que en la Formación Caballos, en el plan operacional se propone realizar 4 orificios laterales a una profundidad de 8702 ft, se obtuvo un valor de producción esperada de 234 Bbl/día y un índice de productividad de 0,6 STB/día-Psi. De acuerdo con lo anterior, la producción incremental son 174 Bbl/día.

A continuación, se muestra la **Tabla 27**, en la cual se presenta la producción incremental para la Formación Villeta.

Tabla 27. Producción incremental de la Formación Villeta (Bbl/día).

PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN ESPERADA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL
60	234	174

Con base en los datos de producción previamente mostrados, y en el análisis de toda la información referente a cada una de las formaciones, se concluye que el plan operacional de Perforación Radial más óptimo fue el propuesto para la Formación Caballos, pues como se muestra en la **Tabla 24**, se presenta una producción incremental de 707 Bbl/día. Por tal razón, el análisis financiero se realizará de acuerdo al plan operacional para esta formación.

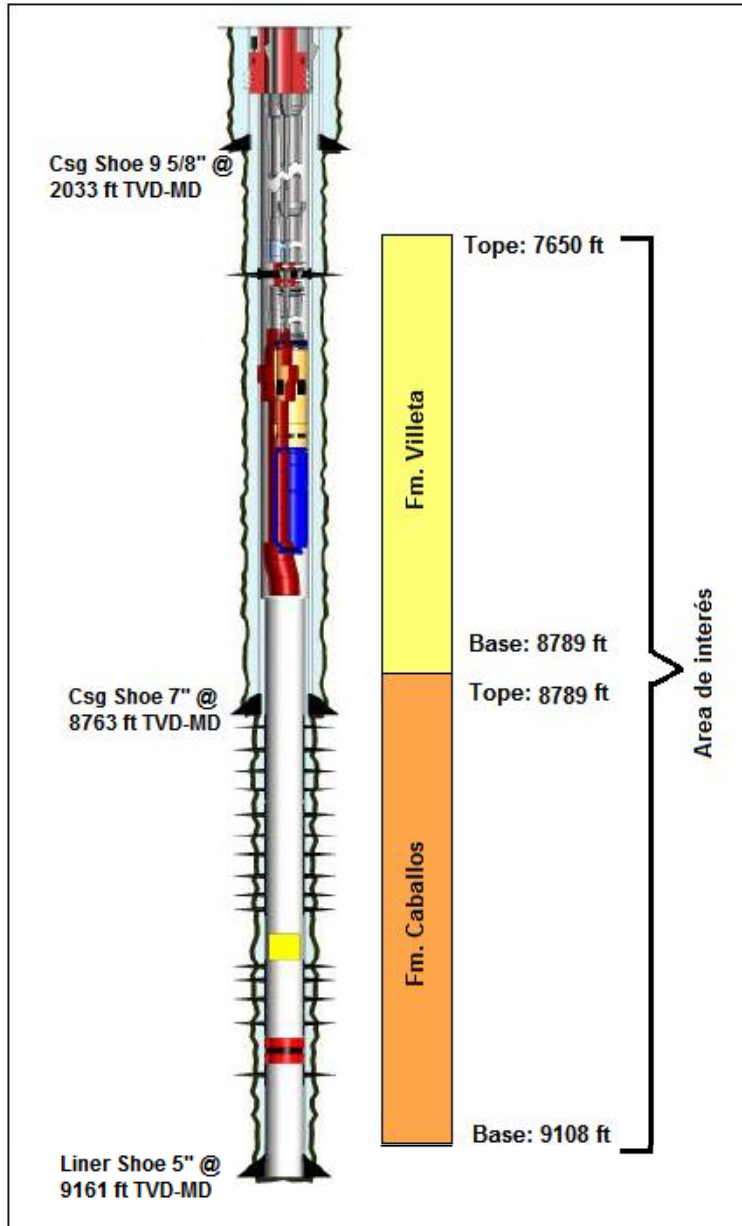
6. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente en el Pozo A del Campo Orito se presentan problemas en la producción del pozo debido a la pérdida de presión en el yacimiento. Por tal razón, se propone como alternativa de solución, la planeación de una operación de perforación radial, la cual consiste en generar unos canales en la o las formaciones productoras con el fin de mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo. Para lograr el diseño del plan operacional de perforación radial se tendrá en cuenta información de yacimientos, las condiciones mecánicas operacionales del pozo en estudio, las características geológicas y propiedades petrofísicas propias de la zona. De igual manera, se hará uso del software de simulación de producción “Radial Drilling Services, Inc”.

Para la evaluación financiera del presente proyecto, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos: Se realiza desde el punto de vista de una compañía operadora, se hace un análisis de costos de inversión, costos de operación y análisis de ingresos con el fin de evaluar la viabilidad financiera del proyecto; la unidad monetaria de valor constante será el dólar estadounidense (USD); se utilizará la tasa de interés de oportunidad (TIO) de la Compañía operadora Ecopetrol S.A., la cual es del 13% anual; el tiempo del proyecto es de 2 años con periodos semestrales; se evaluará con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

A continuación, en la **Imagen 29** se presenta el estado mecánico del Pozo “A”, en donde se observan las zonas a las cuales se va a realizar el diseño del plan operacional de perforación radial.

Imagen 29. Estado mecánico del Pozo "A".



Fuente: ECOPEL S.A. Modificado por los autores

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

En la industria petrolera suelen hacerse trabajos de intervención de pozos con el fin de reacondicionar el estado actual del mismo, las cuales son comúnmente llamadas operaciones de "Workover". La inversión que se efectúa en la realización de trabajos de reacondicionamiento o workover es hecha por la compañía operadora. La operación a realizar consiste en la perforación de 4 orificios laterales en el pozo.

En la **Tabla 28** se presenta la campaña de intervenciones propuesta a pozos en producción de crudo, en donde dichas intervenciones se harán en el periodo cero (0) del tiempo del proyecto y los periodos restantes serán de seguimiento de la producción.

Tabla 28. Campaña de intervenciones.

PERIODOS (SEMESTRALES)	NÚMERO DE INTERVENCIONES
0	6 pozos

Fuente: Fluidos y Servicios S.A.S.

Con respecto a los costos de inversión, se aclara lo siguiente:

- El costo del equipo de Workover incluye personal y todo el equipamiento correspondiente al mismo (Equipo de 550 HP). Para la operación de la perforación de 4 orificios laterales a un mismo nivel, el tiempo estimado de uso del equipo de Workover es de 10 días, de acuerdo con información suministrada por la Empresa Fluidos y Servicios S.A.S.
- El costo de la Perforación Radial de 4 orificios laterales a un mismo nivel, incluye el equipo de perforación radial con todas sus herramientas, personal, productos químicos para los fluidos de corte de casing y jeteo, unidad de filtración de fluidos, Unidad de Wire Line y el Servicio de Gyro.

A continuación, se presenta la **Tabla 29** con el costo por actividad a realizar en un pozo.

Tabla 29. Costo por actividad a realizar en un pozo.

ITEM	CANTIDAD	COSTO	(USD)
Equipo de Workover	10	8.100/día	81.000
Movilización inicial y final del equipo de Workover	1	130.000	130.000
Movilización entre pozos del equipo Workover	1	23.000	23.000
Perforación Radial de 4 laterales en un mismo nivel	1	330.000	330.000
Movilización inicial y final de todo el equipamiento de perforación radial, unidad de Wire Line y Gyro	1	20.000	20.000
Movilización entre pozos del equipo de Perforación Radial	1	12.000	12.000
Mantenimiento y repuestos de equipo de perforación radial	1	6.000	6.000

Fuente: Fluidos y Servicios S.A.S.

En la **Tabla 30** se muestra el costo total de cada uno de los pozos a intervenir.

Tabla 30. Costo total de cada pozo a intervenir (USD).

ACTIVIDAD	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4	POZO 5	POZO 6
Movilización inicial y final del equipo Workover	43.333	43.333	43.333	43.333	43.333	43.333
Movilización entre pozos del equipo Workover	-	23.000	23.000	23.000	23.000	-
Equipo de Workover	81.000	81.000	81.000	81.000	81.000	81.000
Perforación Radial de 4 laterales en un mismo nivel	330.000	330.000	330.000	330.000	330.000	330.000
Movilización inicial y final de todo el equipamiento de Perforación Radial	6.667	6.667	6.667	6.667	6.667	6.667
Movilización entre pozos del equipo de Perforación Radial	-	12.000	12.000	12.000	12.000	-
Mantenimiento y repuestos de equipo de Perforación Radial.	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
TOTAL	467.000	502.000	502.000	502.000	502.000	467.000

El costo de la inversión total inicial que debe hacer la Compañía Operadora para efectuar los trabajos correspondientes a los 6 pozos, corresponde a USD 2.942.000.

La inversión del proyecto en el periodo cero (0) se evidencia en la **Tabla 31**, la cual muestra la inversión inicial que se debe hacer de acuerdo al número de intervenciones que se van a realizar. Para la proyección se entiende que las

intervenciones a los seis (6) pozos productores que se realicen en el periodo cero (0) deben guardar gran similitud con el Pozo “A” de estudio.

Tabla 31. Costos de inversión.

PERIODOS (SEMESTRALES)	NÚMERO DE INTERVENCIONES	(USD)
0	6	2.942.000

Fuente: Fluidos y Servicios S.A.S. Modificado por los autores.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Hace referencia a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y costos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio.

El costo de levantamiento de los barriles producidos (lifting cost), incluye costos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y fiscalización.

La **Tabla 32** muestra el lifting cost asociado al proyecto.

Tabla 32. Lifting cost.

PERIODOS (ANUALES)	LIFTING COST (USD/BBL)
1	8
2	10

Fuente: ECOPETROL S.A.

A continuación, en la **Tabla 33** se presenta la producción asociada al Pozo “A”. Producción base, producción esperada y producción incremental después de haberse hecho la operación en el pozo. Se debe tener presente que para la proyección de la producción se toma como referente semestres de 180 días. Además que en el periodo cero (0), durante el primer mes se realizan todos los estudios pertinentes para la intervención de los seis pozos; durante los dos siguientes meses se realiza la inversión inicial y la intervención de los pozos, y finalmente durante los tres meses restantes del periodo cero (0) habrá producción de los seis pozos intervenidos.

Tabla 33. Producción incremental (Bbls).

PERIODOS (SEMESTRALES)	PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN ESPERADA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL
1	247.110,5	551.842,8	304.732,3
2	201.674,0	1'058.247,1	856.573,1
3	156.237,5	1'012.810,6	856.573,1
4	110.801,1	967.374,1	856.573,0

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En la **Tabla 34** se presentan los costos de producción asociados al lifting cost y a la producción incremental.

Tabla 34. Costos de operación.

PERIODOS (SEMESTRALES)	LIFTING COST (USD/BBL)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BBL)	USD
1	8	304.732,3	2.437.858,4
2	8	856.573,1	6.852.584,8
3	10	856.573,1	8.565.731,0
4	10	856.573,0	8.565.730,0

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para la proyección de los ingresos se emplea el precio del barril BRENT del día 19 de Septiembre de 2017 como precio de referencia. Este debe ajustarse al descuento por factores de ajuste de calidad del petróleo y por valor del transporte. A continuación, se presenta el precio de venta, la producción neta y los ingresos totales.

En la **Tabla 35** se puede observar el precio de venta del petróleo.

Tabla 35. Precio de venta.

DESCRIPCIÓN	USD
Brent (USD/Bbl)	55,48
- Ajuste por calidad	3,00
- Costo por transporte	15,00
= PRECIO DE VENTA	37,48

Fuente: ECOPETROL S.A.

Las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue debido al transcurso del tiempo. Las regalías se clasifican en dos tipos: directas e indirectas. Las regalías directas son aquellas que se pagan a las entidades territoriales donde se haga la explotación de un recurso natural, en éste caso, hidrocarburos. Y las indirectas son las que se destinan a los proyectos regionales.²⁰

De acuerdo con la Ley 756 de 2002, el valor estipulado por concepto de regalías se asigna en relación con el volumen de hidrocarburos líquidos producidos por día. De esta manera, se tomará un porcentaje de regalías del 8% para calcular los valores netos necesarios para llevar a cabo la evaluación financiera del proyecto.

²⁰ DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia, 2004. p.9.

En la **Tabla 36** que se encuentra a continuación, se presenta la producción neta, teniendo en cuenta el porcentaje de regalías mencionado previamente y la producción incremental.

Tabla 36. Producción neta.

PERIODOS (SEMESTRALES)	PRODUCCION INCREMENTAL (BBLs)	REGALIAS 8% (BBLs)	BBLs
1	304.732,3	24.378,6	280.353,7
2	856.573,1	68.525,8	788.047,3
3	856.573,1	68.525,8	788.047,3
4	856.573,0	68.525,8	788.047,2

En la siguiente **Tabla 37** se encuentran los ingresos totales, lo cuales se calculan a partir de la producción neta hallada en la **Tabla 36**.

Tabla 37. Ingresos totales.

PERIODOS (SEMESTRALES)	PRECIO DE VENTA (USD)	PRODUCCION NETA (BBLs)	USD
1	37,48	280.353,7	10.507.656,7
2	37,48	788.047,3	29.536.012,8
3	37,48	788.047,3	29.536.012,8
4	37,48	788.047,2	29.536.009,1

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Con el fin de evaluar la viabilidad financiera del diseño del plan operacional de perforación radial para el Pozo “A” del Campo Orito, se tendrá en cuenta el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El VPN permite poner en pesos de hoy los ingresos y los egresos futuros, lo cual facilita la toma de decisiones de un proyecto desde el punto de vista financiero, indicando si éste es viable o no²¹.

La **Ecuación 1** presenta el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 1. Valor Presente Neto.

$$VPN_{(i)} = -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

²¹ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. 2005. p. 197.

Fuente: CATAORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

Dónde:

VPN: es el Valor Presente Neto.

A: es la inversión realizada.

F: es el valor del flujo de caja neto.

i: es la tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

n: es el número de periodos para la evaluación del proyecto.

El resultado se interpreta de la siguiente manera: si el $VPN > 0$, el proyecto es atractivo para el inversionista porque adicional a la TIO le genera una ganancia extraordinaria. Si el $VPN < 0$, el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista, y si el $VPN = 0$, significa que financieramente le es indiferente al inversionista.

6.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La tasa de interés de oportunidad está definida como la tasa de interés más alta sacrificada por un inversionista para la ejecución de un proyecto²². Así pues, la tasa de interés de oportunidad es la rentabilidad mínima que debe generar el proyecto con el fin de determinar su viabilidad.

Para efectos del proyecto se usará una tasa de interés de oportunidad del 13% anual, la cual es utilizada por la empresa para evaluar sus proyectos.

Debido a que los periodos de tiempo del proyecto son semestrales, la tasa de interés de oportunidad debe convertirse de efectiva anual a semestral, por tal razón, se hace uso de la **Ecuación 2** que representa la tasa de interés periódica.

Ecuación 2. Tasa de interés periódica a partir de la tasa efectiva anual.

$$Tasa\ semestral\ (\%) = (1 + EA)^{1/n} - 1$$

Fuente: CITI BANK. Préstamos personales. Disponible en internet: <https://www.citibank.com.pe/peru/common/pdf/formulapil.pdf>.

Dónde:

EA: es la tasa Efectiva Anual.

n: es el número de periodos para la evaluación del proyecto

²² BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. 2005. p. 197.

A continuación, aplicando la **Ecuación 2**, se presenta la tasa de interés semestral a partir de la tasa efectiva anual.

$$Tasa\ semestral\ (\%) = (1 + 0,13)^{1/2} - 1$$

$$Tasa\ semestral\ (\%) = 0,063$$

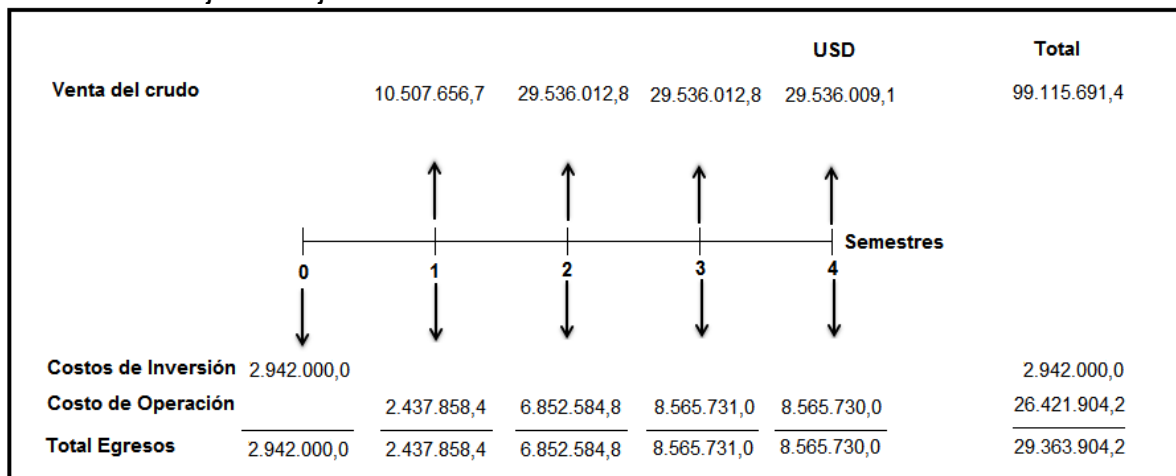
$$Tasa\ semestral\ (\%) = 6,3\ \%$$

La tasa de interés de oportunidad (TIO) convertida dio como resultado 6,3% semestral.

6.4.3 Flujo de caja. El flujo de caja es un informe o estado financiero que presenta en detalle los flujos de ingresos y egresos que tiene el proyecto en un periodo determinado.

A continuación, en la **Gráfica 3** se muestra el flujo de caja para los periodos establecidos en el proyecto.

Gráfica 3. Flujo de caja.



El flujo neto de caja se define como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo n , y está dado por la siguiente **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Flujo de caja neto.

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Aplicando la **Ecuación 3**, se establece el valor de flujo de caja neto para los periodos establecidos del proyecto de la siguiente manera.

$$F_0 = 0 \text{ USD} - 2.942.000,0 \text{ USD} = -2.942.000,0 \text{ USD}$$

$$F_1 = 10.507.656,7 \text{ USD} - 2.437.858,4 \text{ USD} = 8.069.798,3 \text{ USD}$$

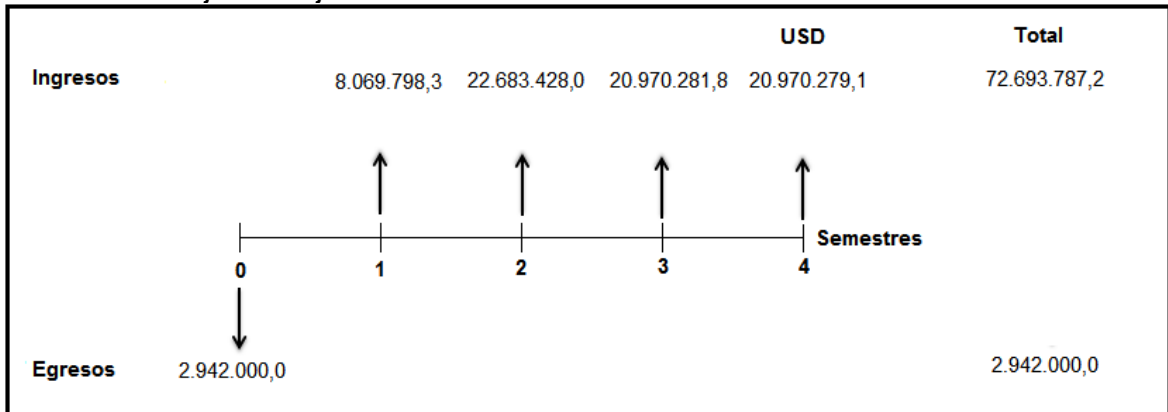
$$F_2 = 29.536.012,8 \text{ USD} - 6.852.584,8 \text{ USD} = 22.683.428,0 \text{ USD}$$

$$F_3 = 29.536.012,8 \text{ USD} - 8.565.731,0 \text{ USD} = 20.970.281,8 \text{ USD}$$

$$F_4 = 29.536.009,1 \text{ USD} - 8.565.730,0 \text{ USD} = 20.970.279,1 \text{ USD}$$

En la **Gráfica 4** se muestra el flujo de caja neto para los periodos de evaluación establecidos en el proyecto.

Gráfica 4. Flujo de caja neto.



$$VPN_{(0,063)} = -2.942.000,0 + \frac{8.069.798,3}{(1 + 0,063)^1} + \frac{22.683.428,0}{(1 + 0,063)^2} + \frac{20.970.281,8}{(1 + 0,063)^3} + \frac{20.970.279,1}{(1 + 0,063)^4}$$

$$VPN_{(0,063)} = 58.606.019,6 \text{ USD}$$

6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, realizar la operación de Perforación Radial para seis (6) pozos del Campo Orito resulta atractivo para la Compañía Operadora pues se genera una ganancia extraordinaria de USD 58.606.019,6, adicional a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

7. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las características geológicas de ambas formaciones, se analizó la dureza para cada una de ellas y se determinó que debido a que la Formación Caballos está compuesta por areniscas, va a tener una dureza menor a la de la Formación Villeta, la cual está compuesta por calizas. Por tal razón, en la Formación Caballos la presión de fractura es menor (4500 psi), y como consecuencia de lo anterior, se necesitará menos presión en superficie para lograr penetrar la formación.
- De acuerdo a las pruebas de laboratorio realizadas con el fluido del Pozo "A", se determinó que el fluido seleccionado para la operación de Perforación Radial (formulación 3), cumple con las características y propiedades básicas para dicha operación, asegurando un mínimo daño de formación con su alta capacidad de inhibición de arcillas, su compatibilidad con el crudo del área y la capacidad de detergencia del fluido.
- De acuerdo al estado mecánico del Pozo "A", en el intervalo a ser perforado en la Formación Villeta, se encuentra un casing productor de 7" 26 Lb/pie y grado P110, el cual debe ser cortado por una broca Worthy y Spade en conjunto, lo cual genera un aumento en el costo total y el tiempo de operación por pozo, reduciendo así su rentabilidad. El caso contrario sucede en el intervalo a perforar en la Formación Caballos, el cual tiene un casing de 5" 26 lb/pie y grado N-80 que puede ser perforado sólo por una broca Worthy.
- Al realizar el diseño de plan operacional de Perforación Radial para las Formaciones Caballos y Villeta se determinó que a pesar de que la Formación Caballos se encuentra a una profundidad mayor que Villeta, su tiempo de operación por pozo es menor al menos por un día, debido a que en la Formación Villeta se encuentra casing grado P110, lo que hace que el tiempo de operación aumente al momento de perforarlo.
- La simulación del plan Operacional de Perforación Radial, el cual consta de cuatro (4) orificios laterales a la profundidad seleccionada para cada una de las formaciones, da como resultado un menor aumento de la producción en la Formación Villeta que en la Formación Caballos, con un aumento de 174 Bbl/día y 707 Bbl/día, respectivamente, lo cual genera que el plan diseñado para ésta última resulte ser el más óptimo.
- Mediante la simulación de la producción, se determinó que la producción base del Pozo "A" en la Formación Caballos alcanza a cuadruplicar su valor, pasando de un valor de producción de 240 Bbl/día a 947 Bbl/día, lo cual

significa que la aplicación de la Tecnología de Perforación Radial resulta eficiente en el intervalo seleccionado.

- Desde el punto de vista financiero, realizar la operación de Perforación Radial para seis (6) pozos del Campo Orito resulta atractivo para la Compañía Operadora pues se genera una ganancia extraordinaria de USD 58.606.019,6, adicional a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

8. RECOMENDACIONES

- Implementar el uso de la tecnología de Perforación Radial en pozos del Campo Orito a los cuales no se les haya realizado fracturamiento hidráulico.
- Complementar la Perforación Radial con acidificación y comparar resultados con un pozo similar sin acidificar.
- Perforar más de cuatro (4) orificios laterales en la Formación Caballos y comparar resultados con el plan operacional diseñado.
- Implementar el uso de la Tecnología de Perforación Radial en la Formación Villeta y evaluar financieramente que tan atractivo resultaría para el inversionista realizar una campaña de Perforación Radial en esta formación.
- Para lograr que la aplicación de la tecnología de Perforación Radial sea eficiente, se recomienda tener en cuenta el buzamiento de la formación con el fin de no penetrar zonas no deseadas, como por el ejemplo, el contacto agua-petróleo, ya que esto resultaría en un fracaso de la operación.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. 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 Meta, Caquetá, Putumayo. Pág. 39. [En línea] <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/INFORME.pdf>>. 2009.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estadísticas de producción por campo. [En línea] <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>> Bogotá. 2015.

AMAYA, Carlos y CENTANARO, Jacqueline. Ambiente Depositional y Modelamiento Del Yacimiento Caballos en el Campo Orito, Cuenca Putumayo, Colombia. [En línea] <http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp6/tomo2/008.htm>. (1997).

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. Pág. 197. (2005).

BARRERO, Dario. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum, a New Proposal. Cuenca Caguán Putumayo. 2007. Pág. 32-35, 57-59.

BRUNI, Marcelo Alberto. BIASOTI, Jose Hugo. SALOMONE, Guillermo Danilo. Radial Drilling in Argentina. Society of Petroleum Engineers. SPE-107382-MS. (2007).

CATAROCA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. (2011).

COPESA, Ingeniería y Construcción S.A. y PETROJET. Perforación Radial (Laterales horizontales direccionados). 2013.

CORTÉS DAZA, Carlos Andrés, LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación integral de yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. 2005.

DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia, 2004.

FLUIDOS Y SERVICIOS S.A.S. Tecnología de Perforación Radial. 2012.

FORERO, Carlos Alejandro y RIVERA, Cristian Camilo. Modelo petrofísico para las arenas de la formación caballos en los pozos Rio Pescado-1, Yataro-1, Yataro-1ST y Mandarina-1 en la cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingenieros de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Pág. 36. Bogotá. 2014.

GALVIS, Jaime. MOJICA, Diego. OBANDO, Ayerim. Informe Preliminar Bloque PUT-5. p. 6-7. (2013).

HUBACH (E.). Exploración en la Región de Apulo-San Antonio-Viota, Bogotá. COLOMBIAN SOC. (1931).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486 documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización, 2008.

_____. Referencias Bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: ICONTEC, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v.5. 1968.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. ECOPETROL S.A. Producción por zonas y estado de los pozos terminados oficialmente. 2017.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. ECOPETROL S.A. Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas. 2017.

MORÁN, Honorio. MOYANO, Fernando. Corte geológico de las formaciones cretácico-terciarias en el frente de cabalgamiento andino entre Morona y Santiago. Tesis de grado Ingeniero Geólogo. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Pág. 33. 1999.

OLSSON (A, A). In JENKS (W.F) Handbook of South American Geology. Colombia, 1956.

RADIAL DRILLING SERVICES, Inc. Radial Drilling Technology. 2012.

ROBERTO RAMIREZ M. Explotación de Petróleo y Desarrollo en la Amazonia Colombia: Caso Orito. [En línea] <<http://www.bdigital.unal.edu.co/90577/9789587613483.parte2.pdf>>. (2012).

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Consultado [En línea]
<<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>.


ANEXOS

ANEXO A.
CÁLCULO DE LA HIDRÁULICA DE LA BOMBA PARA LA FORMACIÓN
CABALLOS.

Propiedades de los fluidos	
Densidad, Lb/gal.	8,5
N, adimensional.	1,0
K, adimensional.	0,0020
Tasa de flujo, GPM.	3,50
Velocidad del fluido en Coiled Tubing, Ft/min.	308,92
Numero de Reynolds, adimensional.	22.343
Coeficiente de fricción, adimensional.	0,0278
Geometría del Coiled Tubing	
Diámetro del Reel, pulgada.	52
Diámetro externo, pulgada.	5/8
Espesor de la pared, pulgada.	0,049
Largo total, pies.	12.000
Profundidad objetivo, pies.	8.823
Inicio de desviación del pozo, pies. (pozo desviado)	0,0
Angulo de desviación, grados. (Pozo desviado)	0,0
Longitud de Coiled tubing inclinado, pies. (Pozo desviado)	0,0
Coiled tubing en el reel, pies.	3.177,0
Diámetro interno, pulgada.	0,527
Área de flujo del Coiled tubing, pulgada cuadrada.	0,2181
Ganancia de presión en tubería vertical, psi.	2.881,4
Pérdida de presión en tubería vertical, psi.	0,0
Ganancia de presión en tubería inclinada, psi. (pozo desviado)	0,0
Pérdida de presión en tubería inclinada, psi. (Pozo desviado)	0,0
Perdida de presión por tubería enrollada en el reel, psi.	366
Presión total en Coiled Tubing, psi.	2.516
Manguera de kevlar	
Diámetro interno, pulgada.	1 / 4
Largo, pies.	340
Estiramiento, %.	10
Velocidad de flujo de fluido, ft/min.	1.272,75
Numero de Reynolds, adimensional.	47.098,1
Coeficiente de fricción, adimensional.	0,0281
Área de flujo en la manguera de kevlar, pulgada cuadrada.	0,0491
Caída de presión en la manguera de kevlar, psi.	1.497
Jet y boquillas	
# de boquillas frontales.	3
Diámetro boquillas frontales, pulgada.	0,026
# boquillas traseras.	3
Diámetro de boquillas traseras, pulgadas.	0,026
Área de flujo total, pulgada cuadrada.	0,0017
Pérdida de presión en las boquillas, psi.	2.847
Cálculo de presión que debe ejercer la bomba	
Presión total en el Coiled Tubing, psi.	2.516
Perdida de presión en la manguera de kevlar, psi.	1.497
Perdida de presión en las boquillas, psi.	2.847
Presión de fractura de la Fm. Caballos, psi.	4.500
Presión que debe ejercer la Bomba, psi.	6.328

ANEXO B.
CÁLCULO DE LA HIDRÁULICA DE LA BOMBA PARA LA FORMACIÓN VILLETA.

Propiedades de los fluidos	
Densidad, Lb/gal.	8,5
N, adimensional.	1,0
K, adimensional.	0,0020
Tasa de flujo, GPM.	4,50
Velocidad del fluido en Coiled Tubing, Ft/min.	397,19
Numero de Reynolds, adimensional.	28.726
Coefficiente de fricción, adimensional.	0,0266
Geometría del Coiled Tubing	
Diámetro del Reel, pulgada.	52
Diámetro externo, pulgada.	5/8
Espesor de la pared, pulgada.	0,049
Largo total, pies.	12.000
Profundidad objetivo, pies.	8.702
Inicio de desviación del pozo, pies. (pozo desviado)	0,0
Angulo de desviación, grados. (Pozo desviado)	0,0
Longitud de Coiled tubing inclinado, pies. (Pozo desviado)	0,0
Coiled tubing en el reel, pies.	3.298,0
Diámetro interno, pulgada.	0,527
Área de flujo del Coiled tubing, pulgada cuadrada.	0,2181
Ganancia de presión en tubería vertical, psi.	2.258,3
Pérdida de presión en tubería vertical, psi.	0,0
Ganancia de presión en tubería inclinada, psi. (pozo desviado)	0,0
Pérdida de presión en tubería inclinada, psi. (Pozo desviado)	0,0
Perdida de presión por tubería enrollada en el reel, psi.	601
Presión total en Coiled Tubing, psi.	1.657
Manguera de kevlar	
Diámetro interno, pulgada.	1 / 4
Largo, pies.	340
Estiramiento, %.	10
Velocidad de flujo de fluido, ft/min.	1.764,97
Numero de Reynolds, adimensional.	60.554,7
Coefficiente de fricción, adimensional.	0,0275
Área de flujo en la manguera de kevlar, pulgada cuadrada.	0,0491
Caída de presión en la manguera de kevlar, psi.	2.423
Jet y boquillas	
# de boquillas frontales.	3
Diámetro boquillas frontales, pulgada.	0,026
# boquillas traseras.	3
Diámetro de boquillas traseras, pulgadas.	0,026
Área de flujo total, pulgada cuadrada.	0,0017
Cálculo de presión que debe ejercer la bomba	
Perdida de presión en las boquillas, psi.	4.706
Presión total en el Coiled Tubing, psi.	1.657
Perdida de presión en la manguera de kevlar, psi.	2.423
Perdida de presión en las boquillas, psi.	4.706
Presión de fractura de la Fm. Villeta, psi.	7.000
Presión que debe ejercer la Bomba, psi.	12.471


 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




Nosotros **Andrés Becerra Buitrago y Katalina María Umbarila Moncaleano** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA EK POZO “A” DEL CAMPO ORITO**, elaborada en el año 2016, autorizamos 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 nos corresponden 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 Autores manifestamos 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 autores establecemos las siguientes condiciones de uso de 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.	
	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 sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


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 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 2 días del mes de Noviembre del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Andrés	Becerra Buitrago
Documento de identificación No	Firma
1016067105	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Katalina María	Umbarila Moncaleano
Documento de identificación No	Firma
1075265544	