

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS
OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA
LA REAPERTURA DEL CAMPO HATO NUEVO**

**MANUEL ALEJANDRO ALFONSO ALARCÓN
ANDRÉS FELIPE MARTÍNEZ CASTAÑEDA**

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

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS
OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA
LA REAPERTURA DEL CAMPO HATO NUEVO**

**MANUEL ALEJANDRO ALFONSO ALARCÓN
ANDRÉS FELIPE MARTÍNEZ CASTAÑENDA**

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

**Director
Edgar Mauricio Rivera
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Ingeniera Adriángela Romero

Ingeniero Andrés Felipe Suárez

Ingeniero Julio Montenegro

Bogotá D.C., Octubre de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

DEDICATORIA

Dios gracias por llevarme de la mano y guiarme en los momentos más difíciles de mi vida.

A mi padre Miguel Alejandro Alfonso y mi madre Beatriz Alarcón que son mi orgullo, admiración, y ejemplo a seguir; además, siempre han estado de mi lado acompañándome y apoyando mis decisiones con el fin de lograr todas mis metas sin importar las dificultades.

A mis abuelos por apoyarme a través de sus oraciones y buenos deseos.

A mi tía Janeth Alarcon Galindo y mis primos por estar pendiente de mí, por apoyarme y nunca dejarme solo, a mis tíos, mis padrinos, por confiar en mis capacidades.

A Tania Gutiérrez por acompañarme, por confiar en mí y aportar siempre la buena actitud, energía necesaria para no desfallecer; a María Sánchez y Juan de Dios Gutiérrez por acompañarme, aconsejarme y estar en las buenas y en las malas.

A mis amigos de la Universidad América, por hacer de mi carrera la más alegre, divertida, espontánea, y una amistad muy entretenida; les deseo muchos éxitos.

A Andrés Felipe Martínez, porque a través del desarrollo de este proyecto, conocí a un gran compañero y amigo que me apoyó en los momentos más difíciles y siempre aportó las ganas de salir adelante para culminar este proyecto con entrega y pasión.

A mi abuela Raquel Sarmiento, te dedico especialmente la realización de esta investigación porque gracias a tus consejos, tú sabiduría y cariño, logré culminar este proyecto; siempre te llevaré en mis recuerdos, y te agradezco por creer siempre en mí y en mis cualidades.

MANUEL ALEJANDRO ALFONSO ALARCÓN

DEDICATORIA

Primero que todo le doy gracias a Dios, a mi mamá Pilar Castañeda y a mi papá Ramiro Martínez por su paciencia, esmero y sacrificio, por ser el motor para superarme en este camino lleno de obstáculos, desafíos y retos.

A mi hermanito Juan José Martínez, por sacarme una sonrisa desde el momento que supe que vendría al mundo, su nobleza, compañía y amor es mi fortaleza diaria.

A María Alejandra Rojas, por lograr hacerme un mejor hombre, su amor, respeto y tolerancia es la base fundamental para levantarme cada día con una sonrisa.

A mi tío Henry Gutiérrez Vargas por apoyarme, estar pendiente y colaborar en este proceso de formación profesional.

A Manuel Alejandro Alfonso, que más que mi compañero de proyecto de grado se convirtió en mi amigo y quien al igual que yo luchó día y noche por alcanzar esta meta.

A este grupo de personas que forman parte de mi vida les quiero dedicar el presente trabajo de grado, fruto del conocimiento adquirido a través de este lapso de tiempo académico, quiero expresar que son la base fundamental de mi felicidad esencia de mi crecimiento espiritual, emocional, personal y profesional.

ANDRÉS FELIPE MARTÍNEZ CASTAÑEDA

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresan su profundo agradecimiento a:

El Consorcio EMPESA NCT, en especial a la Compañía Erazo Valencia S.A, por abrir sus puertas y darnos la oportunidad de realizar este proyecto.

A los ingenieros Jaime Amariz y Jhon Alvarez, por depositar su confianza para encontrar con éxito la hipótesis en el desarrollo de este trabajo.

A María Eugenia Chamorro, Julio Montenegro y Pedro Pablo Moreno, por su colaboración y sus conocimientos adquiridos en el sector, afines en cada área técnica, que sirvieron como apoyo para orientarnos y lograr culminar este proyecto.

A los ingenieros Fernando Grajales, José Luis Martin, Dayber Peña, Guillermo villa, Adriangela Romero, Carlos Espinosa y Alejandro Contreras, por brindar una parte de su tiempo, conocimiento y experiencia apoyándonos resolviendo cada una de las inquietudes generadas.

A Edgar Mauricio Rivera, por dirigirnos y darnos las pautas necesarias para la culminación del proyecto.

Finalmente a las Directivas, Cuerpo Pedagógico y Administrativo de la Universidad de América, por guiarnos mediante la preparación académica a este crecimiento personal y lograr optar por el título de ingenieros de petróleos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
1. GENERALIDADES DEL CAMPO HATO NUEVO	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna Cronoestratigráfica	33
1.3.2 Estratigrafía	33
1.3.2.1 Formación Yaví	33
1.3.2.2 Formación Caballos	33
1.3.2.3 Formación Villeta	35
1.3.2.4 Formación Olini	35
1.3.2.5 Formación Guadalupe	35
1.3.2.6 Formación Guaduala	35
1.3.2.7 Grupo Gualanday	36
1.3.2.8 Formación Barzalosa	36
1.3.2.9 Grupo Honda	36
1.3.3 Geología Estructural	36
1.3.4 Geología del Petróleo	37
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Reservorio	37
1.3.4.3 Roca Sello	38
1.3.4.4 Migración	38
1.3.4.5 Trampa	38
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	38
1.4.4 Método de producción	39
1.4.5 Tiempo de producción	40
1.4.6 Número de pozos	40
1.4.7 Historial de producción	40
1.4.8 Características del yacimiento	41
2. MARCO TEÓRICO	43
2.1 OPERACIONES DE WORKOVER	43
2.1.1 Workover Convencional	43
2.1.2 Workover No convencional	44
2.2 WIRELINE	44
2.2.1 Toma de registros	45
2.2.2 Aislamiento de zonas	47
2.2.3 Slickline	47
2.2.4 Braidedline	47
2.3 UNIDAD DE COILED TUBING (CT)	47

2.3.1.1 Squeeze	48
2.3.1.2 Acidificación	48
2.4 SNUBBING	49
2.5 APLICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES A POZOS	50
2.5.1 Problemas en pozos de petróleo	50
2.5.2 Tasas de producción Limitada	50
2.5.3 Bajas permeabilidades del yacimiento	50
2.5.4 Daño de Formación	50
2.5.5 Problemas de producción de agua en pozos de petróleo y gas	50
2.6 TIPOS DE COMPLETAMIENTO	51
2.6.1 Completamiento en Hueco Abierto	51
2.6.2 Completamiento en hueco revestido	52
2.7 FLUIDOS DE WORKOVER Y COMPLETAMIENTO	52
2.7.1 Tipos de fluidos para completamiento y operaciones de Workover	53
2.7.2 Categorización de los fluidos de completamiento	53
2.7.3 Propiedades y características del fluido de completamiento y de Workover	53
2.7.3.1 Densidad	53
2.7.3.2 Salmueras	53
2.7.3.3 Viscosidad	54
2.7.3.4 Selección del fluido	54
2.8 PROPIEDADES PETROFISICAS	54
2.8.1 Porosidad	54
2.8.2 Tipos de porosidad	55
2.8.2.1 Según la comunicación de los poros	55
2.8.2.2 Según el origen de la porosidad	57
2.8.3 Porosidad promedio	58
2.9 PERMEABILIDAD	58
2.9.1 Tipos de permeabilidad	59
2.9.1.1 Permeabilidad absoluta	59
2.9.1.2 Permeabilidad efectiva	59
2.9.1.3 Permeabilidad relativa	59
2.9.2 Permeabilidad Promedio	59
2.10 SATURACIÓN	60
2.10.1 Saturaciones promedio	61
2.11 MARCO DE CLASIFICACION DE LOS RECURSOS PETROLEROS	61
2.11.1 Subclases de Madurez del Proyecto	62
2.12 ESTIMATIVO DE CANTIDADES RECUPERABLES	64
2.12.1 Petróleo original in situ (POES)	64
2.12.2 Factor de recobro	65
2.13 BOMBEO MECÁNICO	66
2.13.1 Equipo de superficie	67
2.13.1.1 Unidad motriz	67
2.13.1.2 Reductor de engranes	68
2.13.1.3 Unidad de bombeo	68
2.13.1.4 Varilla pulida	68

2.13.1.5 Conexiones superficiales	68
2.13.2 El equipo de fondo	68
2.13.2.1 Sarta de varillas	68
2.13.2.2 Bomba	68
2.14 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	68
2.15 CAÑONEO DE POZOS	72
2.15.1 Cañoneo sobre balance a través del revestimiento	73
2.15.2 Cañoneo bajo balance a través del revestimiento	73
2.15.3 Cañoneo presurizado a través del revestimiento	74
2.15.4 Cañoneo a través de la tubería	74
2.15.5 Cañoneo con sarta de herramientas en la tubería de producción	74
2.16 OPERACIÓN DE CAÑONEO	74
2.16.1 Tipos de cargas	75
2.16.1.1 Cargas de gran agujero (BH)	75
2.16.1.2 Cargas de penetración profunda (DP)	75
3. DESCRIBIR LAS OPERACIONES DE WORKOVER EN LOS POZOS HN-01 Y HN-02	78
3.1 FORMACIÓN EXPLOTADA	82
3.2 POZO HN-01	82
3.3 POZO HN-02	88
4. EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS EN LA FORMACIÓN VILLETA	92
4.1 PROSPECTIVIDAD DE LA SUB-CUENCA DE NEIVA	92
4.2 MUESTRAS DE NÚCLEO	92
4.3 MUESTRAS DE ZANJA	93
4.4 PETROFISICA DE LA FORMACION VILLETA	96
4.5 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA DETERMINAR LA TASA INICIAL DE PETRÓLEO	102
4.6 ESTADO DE MADUREZ DEL PROYECTO	103
5. OPERACIONES PARA LA REACTIVACIÓN DEL CAMPO HATO NUEVO	104
5.1 MOVILIZAR Y ARMAR TALADRO	105
5.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	105
5.3 CORRIDA DE REGISTRO	106
5.4 AISLAMIENTO DE INTERVALOS DE LA FM. CABALLOS	107
5.5 CAÑONEO	108
5.5.1 Datos del Campo en estudio	109
5.5.2 Simulador EPA	109
5.5.3 Parámetros del cañoneo	111
5.5.4 Parámetros de la carga explosiva	112
5.5.5 Datos del revestimiento	112
5.5.6 Diagrama de patrón de disparos	113
5.5.7 Diagrama de fase	113

5.5.8 Entry Hole y Penetración Objetivo	115
5.5.9 Estimación del índice de productividad con parámetros de cañoneo	119
5.5.9.1 Cálculo del parámetro adimensional para Pozo HN-01ST	119
5.5.9.2 Cálculo del parámetro adimensional para el Pozo HN-02	120
5.5.10 Estimulación Matricial	122
5.5.11 Producción	123
5.5.12 Facilidades	124
6. EVALUACIÓN DE INGRESOS Y EGRESOS DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	125
6.2 COSTOS DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER	126
6.2.1 Costos de las operaciones de Workover para el Pozo HN-01ST	126
6.2.2 Costos de las operaciones de Workover para el Pozo HN-02	127
6.3.1 Escenarios de pronósticos de producción	129
6.3.2 Tasas de declinación inicial para cada escenario	130
6.3.3 Tasa de declinación para cada periodo de estudio	132
6.3.4 Tasa de declinación de producción Hiperbólica	133
6.3.4.1 Tasas de declinación de producción Hiperbólica para cada perfil de producción del Pozo HN-01ST	133
6.3.4.2 Tasas de declinación de producción Hiperbólica para cada perfil de producción del Pozo HN-02	136
6.4 PRODUCCIÓN TOTAL ESPERADA PARA CADA ESCENARIO	138
6.5 GRÁFICOS DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PARA CADA ESCENARIO	139
6.6 SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES Y COSTOS OPERACIONALES PARA PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE BARRIL DE PETRÓLEO (WTI)	141
6.6.1 Comportamiento del precio del crudo WTI	141
6.6.2 Pronóstico de precios WTI	143
6.6.3 Inversiones	144
6.6.4 Costos operacionales	144
6.6.5 Simulación de costos de inversión y costos operacionales para distintos escenarios	145
6.7 EVALUACIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DEL CAMPO	147
7. ANÁLISIS FINANCIERO	149
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	150
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	153
7.2.1 Escenario P10	153
7.2.2 Escenario P50	154
7.2.3 Escenario P90	154
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	154
7.3.1 Precio de Venta	155
7.3.2 Regalías	155
7.3.2.1 Producción Neta escenario P10	156

7.3.2.2 Producción Neta escenario P50	156
7.3.2.3 Producción Neta escenario P90	156
7.3.3 Escenario P10	157
7.3.4 Escenario P50	157
7.3.5 Escenario P90	157
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	158
7.4.1 Valor Presente Neto	158
7.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad	158
7.4.3 Flujo de caja	159
7.4.3.1 Escenario P10	159
7.4.3.2 Escenario P50	160
7.4.3.3 Escenario P90	161
7.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	162
8. CONCLUSIONES	163
9. RECOMENDACIONES	164
BIBLIOGRAFÍA	165
ANEXOS	168

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Registro inicial de producción de los pozos del campo Hato Nuevo	39
Tabla 2. Número de pozos presentes en el campo Hato Nuevo	40
Tabla 3. Características de la formación productora del Campo Hato Nuevo	42
Tabla 4. Selección de registros de producción	46
Tabla 5. Calidad de la porosidad	57
Tabla 6. Ecuaciones de Arps para curvas de declinación	77
Tabla 7. Muestra de zanjas del Pozo HN-01ST	94
Tabla 8. Muestra de zanjas del Pozo HN-02	95
Tabla 9. Características petrofísicas Pozo HN-01ST	96
Tabla 10. Características petrofísicas Pozo HN-01ST con asignación de ponderados y sumatoria	98
Tabla 11. Características petrofísicas Pozo HN-02 con asignación de ponderados y sumatoria	98
Tabla 12. Características petrofísicas Pozo HN-03 con asignación de ponderados y sumatoria	99
Tabla 13. Características petrofísicas Pozo HN-04 con asignación de ponderados y sumatoria	99
Tabla 14. Resumen características petrofísicas de los pozos de Hato Nuevo	100
Tabla 15. Clasificación del IP	102
Tabla 16. Secuencia operacional para los Pozos HN-01ST y HN-02	105
Tabla 17. Equipos que requieren revisión y mantenimiento y/o sustitución	106
Tabla 18. Registros de producción recomendados para los Pozos HN-01ST y HN-02	106
Tabla 19. Profundidad seleccionada para asentar el Bridge Plug	107
Tabla 20. Información General del Pozo HN-01ST	110
Tabla 21. Información General del Pozo HN-02	110
Tabla 22. Especificaciones técnicas del cañón	111
Tabla 23. Datos del explosivo	112
Tabla 24. Datos del último revestimiento instalado	112
Tabla 25. Entry Hole y Longitud de Penetración para cada posición del Pozo HN-01ST	116
Tabla 26. Entry Hole y Longitud de Penetración para cada posición del Pozo HN-02	117
Tabla 27. Costos de los parámetros para cada actividad en el Pozo HN-01ST	126
Tabla 28. Costos de los parámetros para cada actividad en el Pozo HN-02	126
Tabla 29. Costos aproximados de Workover en el Pozo HN-01ST en la Formación Villeta	127

Tabla 30. Costos aproximados de Workover en el Pozo HN-02 en la Formación Villeta	128
Tabla 31. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes mecanismos de explotación	129
Tabla 32. Tasa inicial de producción para cada escenario del Pozo HN-01ST	130
Tabla 33. Tasa inicial de producción para cada escenario del Pozo HN-02	130
Tabla 34. Tasas de declinación para los tres escenarios de producción de cada Pozo	132
Tabla 35. Tasas de declinación de la producción para el Pozo HN-01ST en cinco años	134
Tabla 36. Tasas de declinación de la producción para el Pozo HN-02 en cinco años	136
Tabla 37. Producción esperada escenario P10	138
Tabla 38. Producción esperada escenario P50	138
Tabla 39. Producción esperada escenario P90	138
Tabla 40. Precio de referencia WTI para los próximos cinco años	144
Tabla 41. Costos de producción	145
Tabla 42. Inversiones y Costos Operacionales	146
Tabla 43. Costos de workover del Pozo HN-01ST	151
Tabla 44. Costos de workover del Pozo HN-02	152
Tabla 45. Costos de Inversión	152
Tabla 46. Lifting Cost	153
Tabla 47. Costos de Operación para el escenario P10	154
Tabla 48. Costos de Operación para el escenario P50	154
Tabla 49. Costos de Operación para el escenario P90	154
Tabla 50. Precio de Venta	155
Tabla 51. Porcentajes de regalías variable por producción diaria promedio	156
Tabla 52. Producción Neta escenario P10 (Bbl)	156
Tabla 53. Producción Neta escenario P50 (Bbl)	156
Tabla 54. Producción Neta escenario P90 (Bbl)	157
Tabla 55. Ingresos escenario P10	157
Tabla 56. Ingresos escenario P50	157
Tabla 57. Ingresos escenario P90	157
Tabla 58. Resumen Valor Presente Neto por escenario	162

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción del Campo	41
Gráfica 2. Producción acumulada del campo	41
Gráfica 3. Histórico de producción del Pozo HN-01	78
Gráfica 4. Histórico de Producción del Pozo HN-02	79
Gráfica 5. Eficiencia de productividad vs parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0) Pozo HN-01ST	120
Gráfica 6. Eficiencia de productividad vs parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0) Pozo HN-02	121
Gráfica 7. Pronóstico de Producción Pozo HN-01ST	139
Gráfica 8. Pronóstico de Producción Pozo HN-02	140
Gráfica 9. Comportamiento de los precios del barril WTI y BRENT	142
Gráfica 10. Comportamiento de los Precios del crudo WTI y BRENT para el año 2016 e inicios del año 2017	142
Gráfica 11. Pronóstico de precios de petróleo WTI	143
Gráfica 12. Reservas Recuperables del Campo Hato Nuevo	147

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Hato Nuevo	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada y sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	34
Figura 3. Taladro de Workover convencional	43
Figura 4. Equipo de workover No convencional	44
Figura 5. Equipo de Wireline en superficie	45
Figura 6. Esquema de una unidad de Coiled Tubing en superficie	47
Figura 7. Esquema de equipos para operaciones HWO en superficie	49
Figura 8. Esquema de completamiento en hueco abierto	51
Figura 9. Esquema de completamiento en hueco revestido	52
Figura 10. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total	56
Figura 11. Marco de clasificación de recursos	62
Figura 12. Madurez del proyecto	63
Figura 13. Bombeo Mecánico	67
Figura 14. Manifold o múltiple de producción	69
Figura 15. Separador Trifásico	70
Figura 16. Tea	71
Figura 17. Tanques de Almacenamiento	72
Figura 18. Métodos de cañoneo de pozos	73
Figura 19. Esquema de fundamentos del cañoneo	75
Figura 20. Tipos de cargas para cañoneo de Formación	76
Figura 21. Intervenciones realizadas en los Pozos HN-01 y HN-02 desde su perforación hasta el momento del cierre del Campo Hato Nuevo	80
Figura 22. Operaciones realizadas posteriores al convenio de explotación de CDND/I Hato Nuevo	81
Figura 23. División de la Formación Caballos	82
Figura 24. Intervalos cañoneados en el Pozo HN-01	83
Figura 25. Instalación empaque AL-2 para el Pozo HN-01	84
Figura 26. Cementación remedial, instalación de tapón EZV y Re-cañoneo de todo el intervalo UKB-1 para el Pozo HN-01	85
Figura 27. Instalación de tapón puente Modelo K-1 para el Pozo HN-01	86
Figura 28. Sidetrack y cañoneo para el Pozo HN-01ST	87
Figura 29. Squeeze forzado y re-cañoneo para el Pozo HN-01ST	88
Figura 30. Intervalos cañoneados en el Pozo HN-02	89
Figura 31. Instalación de tapón modelo EZV para el Pozo HN-02	90
Figura 32. Instalación de tapón puente EZV para el Pozo HN-02	91
Figura 33. Correlación de la Formación Villeta	93
Figura 34. Estados mecánicos de los Pozos HN-01ST y HN-02.	104

Figura 35. Instalación del Bridge Plug en el Pozo HN-01ST	107
Figura 36. Instalación del bridge Plug en el Pozo HN-02	108
Figura 37. Intervalos Prospectivos en las calizas de Tetuán	109
Figura 38. Diagrama de disparos desplegado en 360°	113
Figura 39. Diagrama de Fase de disparos para el Pozo HN-01ST	114
Figura 40. Diagrama de Fase de disparos para el Pozo HN-02	115
Figura 41. Cañoneo de las Calizas en la Formación Villeta del Pozo HN-01ST	116
Figura 42. Cañoneo de las Calizas en la Formación Villeta del Pozo HN-02	117
Figura 43. Cañoneo en la Fm. Villeta en el Pozo HN-01ST	118
Figura 44. Cañoneo en la Fm Villeta en el Pozo HN-02	118
Figura 45. Aumento de la permeabilidad y formación de canales por medio de la estimulación matricial	123
Figura 46. Sistema de levantamiento para el Campo Hato Nuevo	123
Figura 47. Facilidad de producción para el campo Hato Nuevo	124
Figura 48. Estados mecánicos con las operaciones de workover a realizar	150
Figura 49. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 10% de producción	159
Figura 50. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 10% de producción	160
Figura 51. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 50% de producción	160
Figura 52. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 50% de producción	161
Figura 53. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 90% de producción	161
Figura 54. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 90% de producción	162

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad	55
Ecuación 2. Porosidad Absoluta	56
Ecuación 3. Porosidad Efectiva	57
Ecuación 4. Porosidad promedio por espesor	58
Ecuación 5. Permeabilidad Promedio	59
Ecuación 6. Saturación de fluidos	60
Ecuación 7. Saturación de agua promedio	61
Ecuación 8. Petróleo Original en sitio	64
Ecuación 9. Petróleo Original	65
Ecuación 10. Petróleo recuperable	66
Ecuación 11. Ponderado de porosidad por espesor	97
Ecuación 12. Ponderado de saturación de agua por espesor	97
Ecuación 13. Ponderado de permeabilidad por espesor	97
Ecuación 14. Sumatoria de espesor y espesor neto	97
Ecuación 15. Cálculo del Petróleo Original en Sitio	100
Ecuación 16. Petróleo Recuperable	101
Ecuación 17. Índice de productividad	102
Ecuación 18. Cálculo del parámetro Adimensional cuando no hay daño de formación por cañoneo	119
Ecuación 19. Índice de productividad real	121
Ecuación 20. Índice de productividad Standing	122
Ecuación 21. Cálculo de la tasa de declinación inicial a través de la producción acumulada	131
Ecuación 22. Cálculo de la tasa de declinación para cada periodo de estudio	132
Ecuación 23. Tasa de declinación de producción Hiperbólica	133
Ecuación 24. Valor Presente Neto (VPN)	158

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados pronósticos de producción Pozo HN-01ST	169
Anexo B. Resultados pronósticos de producción Pozo HN-02	175

ABREVIATURAS

°	Grados
ACD	Curvas de declinación
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
°API	Gravedad API
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl	Barriles a condiciones de yacimiento
BH	Cañoneo de agujero amplio
BP	Bridge Plug
BOPD	Barriles de petróleo por día (STB)
BS&W	Contenido de agua y sedimentos
°C	Grados Centígrados
CAPEX	Costos de inversión
CBL	Registro de adherencia del cemento
CT	Tubería Flexible
D	Permeabilidad (Darcy)
DP	Cañoneo de penetración profunda
Ft	Pies
Gr	Grupo de formación
GR	Rayos Gamma
Hc	Hidrocarburos
Hp	Potencia del taladro
HWO	Workover hidráulico
IP	Índice de productividad
Km	Kilómetros
mD	Permeabilidad (milidarcy)
MD	Profundidad medible
mg	Miligramo
MMBbl	Millones de barriles
MMBP	Millones de barriles de petróleo (STB)
OPEX	Costos de operación
P10	Percentil de producción de 10%
P50	Percentil de producción de 50%
P90	Percentil de producción de 90%
Ro	Reflectancia de vitrinita
ST	Side Track
SDP	Cañoneo de penetración super profunda
T	Temperatura
TOC	Contenido Orgánico total
TTP	Tiros por pie
UKB	Formación Caballos Superior
USD	United States Dollar
VDL	Registro de densidad variable
VPN	Valor Presente Neto
WTI	West Texas Intermediate

GLOSARIO

ANTICLINAL: pliegue cóncavo de la corteza terrestre, cuyo núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas y a partir de estas se disponen rocas cada vez más modernas.

A.P.I. (GRAVEDAD): método standard de la American Petroleum Institute, usado para medir la densidad del petróleo o de alguno de sus derivados.

ARCILLOLITA: roca de origen sedimentario de textura detrítica, cuyo tamaño de granos es menor a 0,0039 mm, compuesta por minerales de silicato de aluminio, feldespatos y anfíboles.

ARENISCA: roca de origen sedimentario de textura detrítica, con tamaño de granos entre 0,0625 mm y 2 mm, compuesta comúnmente por cuarzo, además se distingue por contener partículas de feldespatos, fragmentos líticos, y micas.

BUZAMIENTO: ángulo en el que una unidad de roca, falla u otra superficie estructural, genera con el plano horizontal, y se expresa como la diferencia angular entre el plano horizontal y la estructura.

CAMPO: área superficial por encima de una acumulación de hidrocarburos u otro recurso mineral en el subsuelo.

CABALGAMIENTO: bloque alargado de alto relieve topográfico delimitado en ambos lados por fallas normales inclinadas y en donde las rocas más antiguas se encuentran suprayacentes a las rocas más modernas.

CALIZA: roca sedimentaria de textura no detrítica, con tamaño de granos menor a 2mm. Compuesta principalmente por carbonato de calcio en forma de calcita.

CAPA: es la unidad estratigráfica más pequeña, que se encuentra limitada por superficies de lecho, por lo general posee un espesor de uno o varios centímetros. Para ser considerada una capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

COLUMNA CRONOESTRATIGRÁFICA: unidad litológica de origen sedimentario, con depositación de capas en distintos tiempos, indicados en edad y posición cronológica entre unidades geológicas.

CHERT: roca sedimentaria de textura clástica, con tamaño de granos menor a 0,03 mm. Roca compacta compuesta principalmente por sílice de grano fino a criptocristalino, con impurezas como calcita, y óxido de hierro.

CONCORDANCIA: relación mutua e imperturbable entre estratos sedimentarios adyacentes que se han depositado en una secuencia ordenada, se caracteriza por el paralelismo de los estratos.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de granos mayor a 2 mm, compuesto por una matriz de material fino como arena, barro y cemento que une fragmentos de rocas sedimentarias, metamórficas o ígneas, de partículas minerales tales como el cuarzo, sílice, carbonato de calcio y óxidos de hierro.

CUARZOARENITA: roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de granos entre 0,02 a 2 mm, compuesta principalmente por cuarzo que puede llegar a representar hasta el 95% de su composición, e impurezas como feldespatos, micas y otros minerales.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre formada por actividad tectónica de placas en donde se acumulan sedimentos.

DISCORDANCIA: brecha en el registro geológico, donde una unidad se encuentra superpuesta por otra que no está en la sucesión estratigráfica, y que representa un periodo de ausencia de depositación combinado posiblemente con un proceso de erosión, separando los estratos más modernos de los más antiguos, se caracteriza por la ausencia de paralelismo entre los estratos.

ESPESOR: la extensión de un estrato desde su límite inferior hasta su superficie superior.

ESTRATIGRAFÍA: la ciencia que estudia la composición, edades, distribución y forma de los estratos, composición litológica, y propiedades geofísicas y geoquímicas.

FALLA: fractura o superficie laminar que separa dos masas rocosas a lo largo de la cual existe un desplazamiento normal o inverso, donde una masa se ha deslizado más allá de la otra.

FALLA DE RUMBO: falla cuyo movimiento es en dirección horizontal, ocurre generalmente por los continentes o placas tectónicas con desplazamiento lateral unas respecto a otras.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica básica o cuerpo de roca caracterizada generalmente por algún grado de homogeneidad litológica interna o por características litológicas distintivas.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia la forma, distribución y estructura interna de las rocas, especialmente con la descripción, representación y análisis de las estructuras.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es el estudio del modelo de origen y condiciones de migración y acumulación de hidrocarburos en la corteza terrestre.

GRUPO: secuencia o integración de rocas sedimentarias con características litológicas similares, con extensión regional y donde se incluyen varias formaciones geológicas.

INFRAYACENTE: capa situada debajo de un estrato particular más alto o debajo de una concordancia o discordancia.

LEAD: acumulación potencial que se encuentra pobremente definida y requiere de mayor adquisición de datos y/o evaluación para poder ser clasificado como prospecto.

LIDITA: roca sedimentaria proveniente de chert, con variedad de colores debido a los materiales carbonatados que contiene.

LIMOLITA: roca sedimentaria de textura clástica, con tamaño de granos entre 0,0039 mm y 0,0625 mm, compuesta principalmente por limo y en menor proporción arcilla, sin embargo carece de laminación o fisilidad.

LODOLITA: roca sedimentaria de textura clástica, con tamaño de granos mayores a 0,02 mm, compuesta por arcilla y limo en proporciones similares.

LUTITA: roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de granos que varían entre 0,001 mm y 0,0625 mm, compuesta por partículas de arcilla y limo con tendencia a dividirse en capas laminadas.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos producidos por la roca generadora, habitualmente desde un área estructuralmente más baja hacia un área estructuralmente más alta debido a la flotabilidad de los hidrocarburos.

MUESTRAS DE ZANJA: descripción e identificación litológica que permite caracterizar las formaciones a lo largo de la perforación, dichas muestras son analizadas en superficie con el motivo de adquirir información sobre textura y composición de las rocas y por ende inferir ambientes de depósitos, características y arquitectura estratigráfica.

PLAY: tendencia de prospectos potenciales pero que requieren de la adquisición de gran cantidad de datos para ser evaluados y poder ser clasificados como leads o prospectos.

PROSPECTO: acumulación potencial que está bien definido para representar un objetivo de explotación viable.

RECURSOS CONTINGENTES: son las cantidades de petróleo que se estima que a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas sin embargo la evaluación de su comercialidad es insuficiente. Pueden

ser sub-clasificados a partir de estado de madurez del proyecto y/o pueden ser catalogados por su estado económico.

RECURSOS PROSPECTIVOS: son cantidades de hidrocarburos que podrán ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas aplicando proyectos de desarrollo futuros, estos recursos tienen asociados una posibilidad de descubrimiento y otra de desarrollo. Los Recursos Prospectivos se subdividen además, de acuerdo con el nivel de certeza asociado con los estimativos recuperables, asumiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto.

RESERVAS: son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan sean comercialmente recuperables implementando proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, y bajo condiciones definidas. Las Reservas además deben cumplir con cuatro criterios a saber: deben haber sido descubiertas, deben ser recuperables, comerciales y deben permanecer (a partir de la fecha de evaluación) con base en los proyectos de desarrollo implementados. Las reservas, además, se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y se pueden sub-clasificar con base en la madurez del proyecto y/o caracterizarlas de acuerdo a su estado de desarrollo y producción.

ROCA ALMACÉN: roca con porosidad capaz de acumular gas, petróleo y agua, generalmente son: areniscas, calizas o dolomitas, y en algunos casos rocas ígneas fracturadas o rocas metamórficas.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en material orgánico, en el cual bajo condiciones de presión y calor, generará petróleo o gas; las rocas generadoras típicas como las lutitas o las calizas pueden contener hasta un 1% de materia orgánica.

SELLO: roca impermeable que forma una barrera o cubierta alrededor de la roca, imposibilitando la migración más allá del yacimiento, la permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre 10^{-6} y 10^{-8} Darcies.

SISTEMA PETROLERO: conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan sincronizadamente con la naturaleza para la formación de hidrocarburos. Los elementos geológicos que conforman el sistema petrolero son roca madre, roca sello, trampa, roca reservorio y roca de sobrecarga y los procesos que se generan son la formación de trampa, generación, migración, acumulación y preservación.

SUBARCOSA: roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaños de grano inferiores a 2mm, compuesta desde cinco por ciento hasta 25% de feldespatos.

SUPRAYACENTE: estrato que se superpone a otro cuerpo estructural, o se superpone a una inconformidad.

TIEMPO GEOLÓGICO: periodo que se extiende desde el fin de la formación de la tierra como cuerpo planetario, hasta el comienzo de la historia escrita, la historia de la tierra está representada por una sucesión de rocas.

TRAMPA: cualquier barrera o configuración de rocas impermeables que impiden la migración de hidrocarburos, estas pueden ser de tipo estructurales o estratigráficas.

RESUMEN

El presente proyecto de grado se realizó en base a las operaciones de workover y simulación de cañoneo en la Fm. Villeta, no explotada en el área de estudio Hato Nuevo.

El campo, ha tenido que someterse a dos cierres generados por el aumento del corte de agua e inviabilidad económica, la descripción de cada una de las operaciones de workover realizadas ayuda a entender el completamiento y estado mecánico actual de los dos pozos los cuales se pretende intervenir.

A partir del estudio de los recursos prospectivos en la Formación Villeta, se determinó por medio de muestras de zanja, núcleos y propiedades petrofísicas existentes analizadas en laboratorio, volúmenes de hidrocarburo recuperable; anexo a esto, posibles intervalos para ser cañoneados y el cálculo del índice de productividad para los dos pozos de estudio.

El desarrollo de una secuencia operacional para la intervención de los pozos permitió generar un análisis detallado de los procedimientos tanto previos y posteriores a la operación de cañoneo, elaborada mediante simulación con la cual se obtuvo parámetros específicos para la realización de dicha intervención; adicional a ello, el cálculo de una eficiencia de productividad que al ser correlacionada con el índice de productividad hallado en base a los recursos prospectivos, se determinó un índice de productividad real que en relación con la última prueba de presión analizada, se estableció un caudal posible inicial de producción para ambos pozos en dicha formación.

Posterior a ello se realizó una evaluación tanto de ingresos y egresos para las actividades de workover; a partir de los caudales determinados y mediante el conocimiento de producción existente del campo análogo Tenay, se estudiaron tres escenarios de pronósticos probabilísticos de producción inicial para el Campo Hato Nuevo; siendo estos (P10), (P50) y (P90), esto sirvió como base para determinar mediante el indicador valor presente neto (VPN) y pronósticos de precios de referencia West Texas Intermediate, el mejor escenario de producción al momento de explotar la Formación Villeta, obteniendo como resultado el escenario (P10), siendo el más rentable para la empresa.

PALABRAS CLAVE

Operaciones de workover
Recursos prospectivos
Parámetros de cañoneo
Índices de productividad
Pronósticos de producción
Viabilidad económica
Valor Presente Neto (VPN)

INTRODUCCIÓN

Para la reactivación de un campo petrolero, se estudia la necesidad de emplear operaciones de intervención también llamadas actividades de workover, sin embargo en la industria se debe tomar como referente el desarrollo de una secuencia operacional enfocada en la planeación previa para el desarrollo de dichas actividades.

El Campo Hato Nuevo se encuentra a cargo del Consorcio EMPESA NCT, el cual mediante el contrato de campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDND/I-Hato Nuevo), pretende lograr producción de hidrocarburos obteniendo viabilidad económica; cabe resaltar que el 49% de los ingresos totales pertenecerá a la compañía ECOPETROL S.A.

Como objetivo de estudio, se tiene probar la estructura de la Formación Villeta y obtener producción de petróleo en los pozos HN-01ST y HN-02; se considera como actividad principal la simulación de cañoneo en ambos pozos para así lograr adquirir los parámetros necesarios que sirven como base para determinar una productividad acorde a la que se estima puede aportar esta formación.

Las curvas de declinación de Arps, se desarrollan mediante data de históricos de producción, no obstante, para la Formación Villeta no explotada en este campo, se analiza mediante un volumen total de petróleo recuperable considerado del desarrollo de los recursos prospectivos. El Campo Tenay productor de esta formación en el año 2008 por medio del Pozo Tenay-11ST sirve de referente como análogo, su producción inicial genera un supuesto de probabilidad de ocurrencia del 10% (P10); la probabilidad de ocurrencia del 90% (P90) viene dada por el análisis individual de los pozos proporcionado a partir de las propiedades petrofísicas, eficiencia de productividad obtenida del cañoneo y adicional a esto datos de presión; finalmente para el análisis de producción del escenario (P50), se utiliza la probabilidad promedio de ocurrencia entre estos dos escenarios de producción. El análisis a partir de estos tres escenarios probabilísticos de producción determinan el comportamiento que puede llegar a tener la formación desde el momento de su explotación hasta un periodo de estudio, que para efectos de este proyecto, es de cinco años, no obstante se evaluarán en periodos mensuales para obtener una mayor precisión en la información.

El planteamiento de los pronósticos de precios de referencia West Texas Intermediate tomados del banco mundial en conjunto con el análisis de la producción ayuda a la determinación de un análisis financiero, el cual mediante el indicador valor presente neto (VPN) determinara la factibilidad o no de la reactivación del campo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnico-financiera de las operaciones de Workover mediante simulación numérica para la reapertura del Campo Hato Nuevo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Hato Nuevo.
2. Describir las operaciones de Workover en los pozos HN1 y HN2.
3. Simular recañoneo en el pozo HN1 ST y HN2 a la profundidad de la Formación Villeta, con la evaluación de los resultados de la simulación.
4. Evaluar los recursos prospectivos en la Formación Villeta.
5. Evaluar los costos de las operaciones de Workover para la reactivación del Campo Hato Nuevo.
6. Simular el comportamiento de las inversiones y costos operacionales, para el escenario de pronósticos de precios del barril de petróleo (WTI) mediante herramienta computacional.
7. Evaluar los resultados obtenidos a partir de la simulación de tal manera que se establezca el límite económico del campo (Capex y Opex).
8. Determinar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO HATO NUEVO

En este capítulo se explican las generalidades del Campo Hato Nuevo, su localización, marco geológico e historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Según ACEVEDO¹. La concesión 540 de Neiva comprende un área de 19.830 Acres y se encuentra ubicada en la subcuenca de Neiva sobre la cuenca del Valle Superior del Magdalena. El primer pozo se perforó en Junio del año de 1984 por la compañía petrolera HOCOL (Houston Oil Colombia), subsidiaria de Tenneco Oil Exploration and Production Company.

La compañía se atribuye como objetivo la perforación de cinco pozos, y la explotación de la Formación geológica Caballos Superior, obteniendo producción de petróleo en cuatro de los cinco pozos perforados (HN-01, HN-02, HN-03 y HN-04); sin embargo el quinto pozo perforado (HN-05) resultó no productor de hidrocarburos. Todos los pozos productores mostraron una rápida irrupción de agua, razón por la cual fueron instalados sistemas de levantamiento artificial, y a pesar de algunos intentos por aislar los intervalos acuíferos, los Pozos HN-03 y HN-04 fueron cerrados en los años 1986 y 1987 respectivamente.

En el año 1992 se aislaron 50 pies de la zona productora de agua del Pozo HN-02, sin embargo dicho corte de agua continuó hasta alcanzar un valor por encima del 90% de la producción total del pozo. En noviembre del año de 1994, finaliza el periodo de explotación de HOCOL, y la concesión 540 de Neiva fue revertida al estado, por tal motivo el contrato estuvo a cargo de la compañía estatal Colombiana ECOPETROL S.A., continuando la operación hasta el año 1999, donde se decide el cierre del Pozo HN-01 por producción de agua del 100%, lo que conllevó a tomar la determinación del cierre del Pozo HN-02 y por consiguiente el cierre temporal del campo por inviabilidad económica.

El 4 de Julio del año 2006, la compañía ECOPETROL S.A y el Consorcio EMPESA-NCT, firmaron el contrato para la producción de Campos Descubiertos No Desarrollados e Inactivos-Hato Nuevo, con el fin de realizar la evaluación técnico económica para la reactivación del Campo Hato Nuevo, el contrato establecía probar un pozo en los primeros ocho meses, por tal motivo del año 2007 al 2008 se consideró conveniente desarrollar un análisis de pruebas de producción en el Pozo HN-02 por ser este el único pozo productor al momento del cierre del campo y a

¹ACEVEDO, Hamilton Eduardo. BARREIRO, Juan Pablo. PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO. Neiva, 2016, p. 113. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingenierías.

pesar del asentamiento de un tapón con el fin de aislar un intervalo se obtuvo producción de 100% agua con trazas de hidrocarburo.

En el mes de Noviembre del año 2013, EMPESA NCT decide la reapertura del campo mediante trabajos de Wireline para la intervención del Pozo HN-01, realizando un Sidetrack para drenar remanente de hidrocarburos, además de cambio de bombas, se realizó cementación remedial y pruebas de flujo; no obstante a finales del año 2015, se produjo aumento en el BS&W, y EMPESA NCT decide cerrar los Pozos HN-01ST y HN-02 siendo los únicos pozos activos del Campo Hato Nuevo.

Al mes de Septiembre del año 2017, el Consorcio EMPESA NCT envía un informe de suspensión del Campo Hato Nuevo con el fin de comunicar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el cierre del campo causado principalmente por los bajos precios del barril de petróleo y la no ejecución de actividades de producción en el área. De este modo, se busca reactivar el Campo Hato Nuevo mediante la implementación de un cañoneo en los Pozos HN-01ST y HN-02 a la profundidad de la Formación Villeta, ya identificada con presencia de hidrocarburos con el fin de drenar el remanente de esta.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Hato Nuevo está ubicado en Colombia sobre la cuenca del Valle Superior del Magdalena, que hace parte del bloque Cusinde en el departamento del Huila, en el Municipio de Villavieja, vereda Hato Nuevo (noreste de la ciudad de Neiva)².

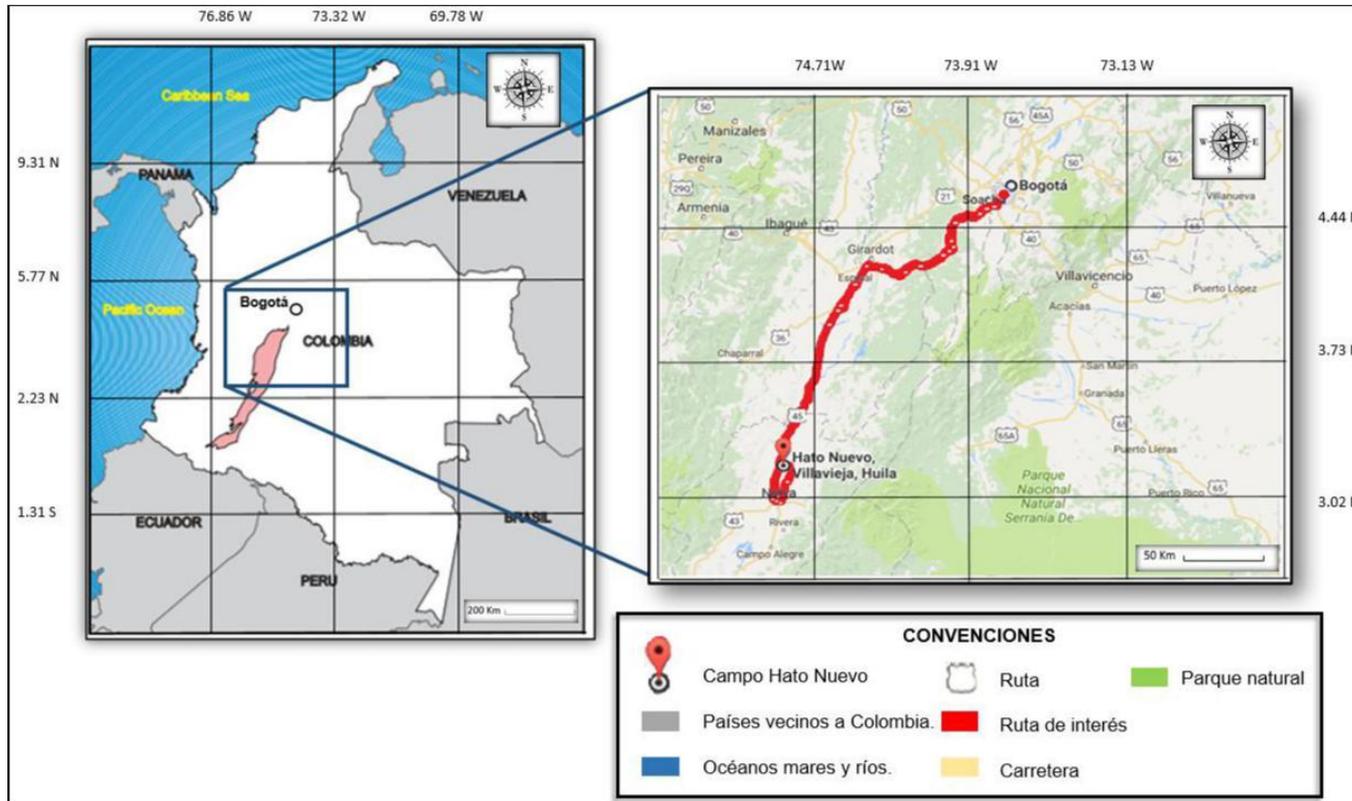
Para acceder desde Bogotá al campo por vía terrestre, se recorre un trayecto de 336 Km hacia el suroeste del país; se toma la carretera 40 hacia el sur vía Sylvania-Granada (63 Km), en la variante Fusagasugá, se accede hacia el oeste hasta el desvío Espinal-Girardot con el fin de incorporarse a la Carretera 45 hacia el sur (109 Km), se recorre hasta la ciudad de Neiva una distancia de 136 km y se toma la vía Neiva- Tello hacia el noreste del departamento para ingresar al Municipio de Villavieja (13 km); desde Villavieja se continua el recorrido hacia el noroeste del departamento del Huila y poder finalizar el destino (15 km); el recorrido total puede tener una duración de 5 horas y media a 7 horas.

Para acceder vía aérea de Bogotá al Campo Hato Nuevo, se toma un vuelo desde el Aeropuerto Internacional El Dorado hasta el Aeropuerto Benito Salas de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila (55 min); es necesario acceder por vía terrestre recorriendo la ruta Neiva-Tello aproximadamente unos 13 km de distancia, en donde se debe tomar el desvío por el municipio de Villavieja al norte de la población Las Brisas, hasta llegar al kilómetro 16, inmediatamente se toma el desvío al Oeste y se recorre 3 Kilómetros de distancia hasta llegar al campo.

² RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 11.

En la **Figura 1**, se muestra la ubicación del Campo Hato Nuevo.

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Hato Nuevo



Fuente: Google maps, mapa de Colombia. [En Línea]. (Abril, 2017) Disponible en: <<https://www.google.it/maps/place/Hato+Nuevo,+Villavieja,+Huila,+Colombia/@3.1437493,75.2627129,6273m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8e3b99e53d357fab:0x558e365c5f1c89a5!8m2!3d3.14276!4d-75.261835.>> [citado el 08/02/2017]. Modificado por autores

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

1.3.1 Columna Cronoestratigráfica. En la **Figura 2**, Se observa la columna Cronoestratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y aspectos relevantes de cada unidad estratigráfica.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las formaciones presentes en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, haciendo énfasis en lo encontrado a través de los pozos perforados en el Campo, en orden de depositación de la más antigua a la más reciente.

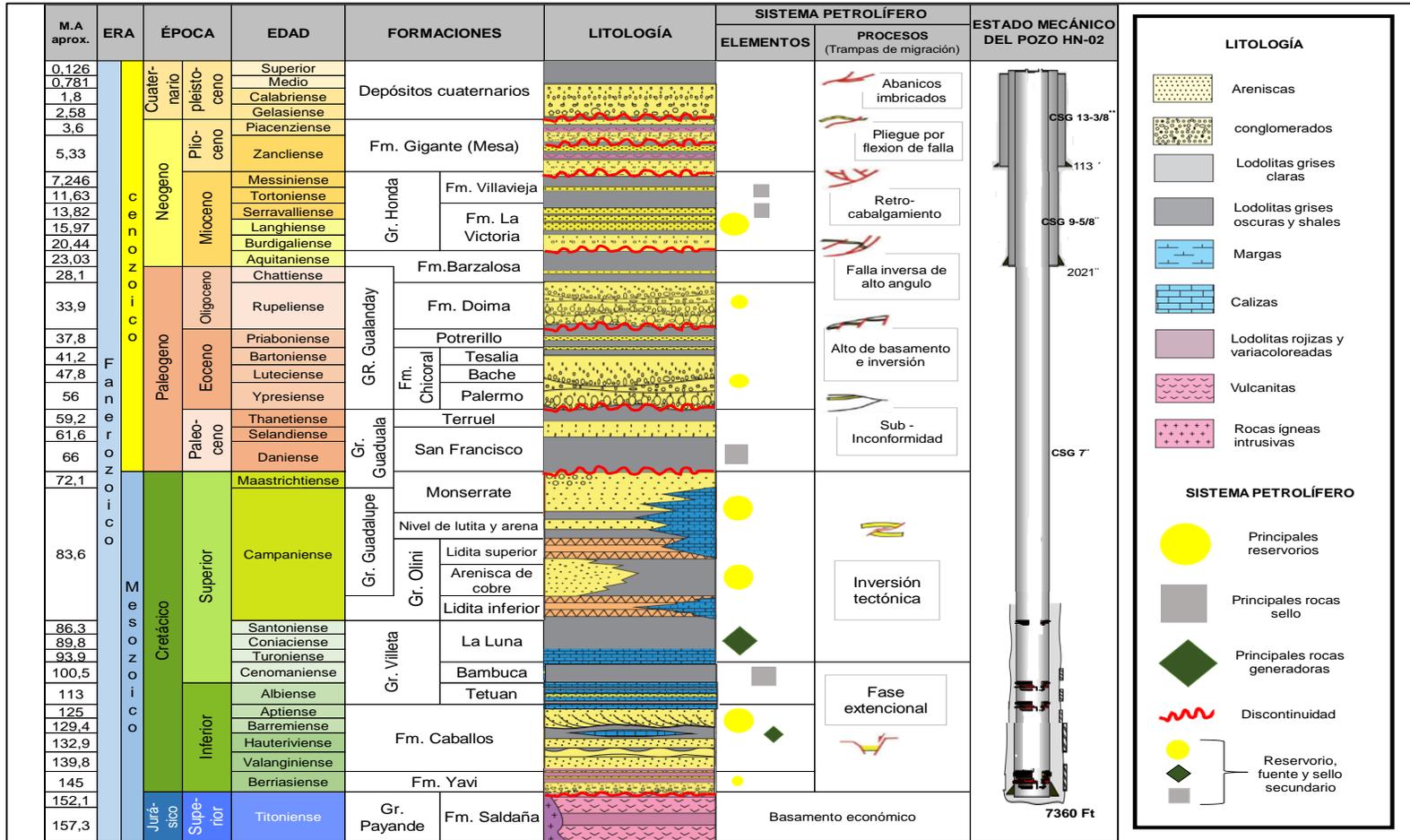
1.3.2.1 Formación Yaví. Según VIANA³, esta formación se depositó en el Periodo Cretácico Inferior; se compone principalmente de conglomerados con compuestos volcánicos, chert y cantos de rocas metamórficas intercalados con areniscas feldespáticas y cemento calcáreo; cuenta con un espesor aproximado de 322 metros; formada en un ambiente fluvial a aluvial; la Formación Yaví se encuentra en contacto discordante con la Formación Saldaña que le Infrayace, y en contacto concordante con la Formación Caballos que la Suprayace.

1.3.2.2 Formación Caballos. Según VIANA⁴, se identifican tres distintos niveles, Caballos inferior, Caballos Medio y Caballos Superior. La edad se basó en restos de polen y esporas, y por amonitas, se determinó que la formación proviene del Periodo Cretácico Inferior en el Aptiano-Albiano medio; las fases inferior y superior se componen de arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, la composición varía desde granos subarcosas a cuarzoarenitas, sin embargo la fase media de la Formación se compone principalmente por rocas calcáreas con distinta coloración debido a la alta presencia de óxidos de hierro, además se identificó la presencia de Calizas y Shales; esta formación cuenta con un espesor promedio de 290 metros en los departamentos de Tolima y Huila; cuenta con una secuencia arenosa cuyo ambiente de depositación es de tipo marino somero y fluvial- estuario; La Formación Caballos se encuentra en contacto concordante con la Formación Yaví que le Infrayace, y en contacto concordante con la Formación Villeta que le suprayace.

³ LEÓN, Viana. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigráfica del Cretácico Inferior del Valle Superior del Magdalena. [En Línea]. Disponible en: <<http://revistas.unal.edu.co/index.php/geocol/article/view/31324>>

⁴ Ibid., p.23

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada y sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Recopilación de columnas estratigráficas de la ANH informe columna crono-estratigráfica. Modificado por los autores.

1.3.2.3 Formación Villeta. Según TAPIAS⁵. Esta formación se encuentra en el Cretácico superior, conformado por una secuencia principalmente de Shales de color gris oscuro a negro con presencia de intercalaciones calcáreas y trazas de arena, igualmente se encuentran calizas con concreciones de Chert negro y un espesor promedio de 305 metros; su depositación se genera en un ambiente nerítico; la Formación Villeta se encuentra en contacto concordante con la Formación Caballos que le Infrayace, y en contacto concordante con la Formación Olini que le suprayace.

1.3.2.4 Formación Olini. CORTOLIMA⁶ indica, que es un grupo que se divide en tres unidades: Lidita Inferior, Nivel Intermedio y Liditas Superior; pertenece al Cretácico Superior. Por unidades se describen: Lidita Inferior, interestratificado por chert blanco con intercalaciones de lodolitas y Limolitas; Nivel Intermedio, por lodolitas y arcillolitas de color gris con intercalaciones de Limolitas y arenisca de grano muy fino; Lidita superior, se identifica presencia de Chert con secuencias de Limolitas y arenas de grano muy fino; el espesor de la Formación es de 190 metros aproximadamente; por otra parte se identifica un ambiente de depositación de plataforma a marino somero; la Formación Olini se encuentra en contacto concordante con la Formación Villeta que le Infrayace, y en contacto concordante con la formación Monserrate que le Suprayace.

1.3.2.5 Formación Guadalupe. Según CORTOLIMA⁷, esta formación data del Cretácico Superior; se identificó con la presencia de dos niveles de areniscas intercaladas en la parte media por un nivel delgado de lutitas y areniscas, además se identifica un espesor aproximadamente de 143 metros depositado en un ambiente marino somero; la Formación Monserrate se encuentra en contacto concordante con la Formación Olini que le Infrayace, y en contacto discordante con la Formación Guaduala que le Suprayace.

1.3.2.6 Formación Guaduala. Según CORTOLIMA⁸, data del Cretácico Superior y el Paleoceno; esta formación, está compuesto por alternancia de estratos de cuarzoarenitas con capas de lodolitas de color rojo. Respecto al espesor se utilizaron métodos cartográficos obteniendo un resultado entre los 300 y 350 metros. Además por la presencia de areniscas cuarzosas se concluye el mecanismo de ambiente fluvial a planicie costera; la Formación Guaduala se encuentra en contacto discordante con la Formación Monserrate que le Infrayace, y en contacto discordante con el Grupo Gualanday que le Suprayace.

⁵ TAPIAS, Jorge. Geología, geomorfología y fisiografía del Municipio Ataco-Tolima [en línea]. <<http://cdim.esap.edu.co>> [citado en 4 de agosto de 2017].

⁶ CORTOLIMA. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA, DE AMENAZAS Y MINERA DE LA CUENCA [en línea]. <<https://www.cortolima.gov.co/contenido/fase-ii-diagnostico-r%C3%ADo-prado>> [citado en 4 de agosto de 2017]

⁷ *Ibid.*, p.174

⁸ *Ibid.*, p.175-177

1.3.2.7 Grupo Gualanday. Según CORTOLIMA⁹, este grupo de rocas se divide en tres unidades: Formación Gualanday Inferior o Formación Chicoral (CORRIGAN 1967), Formación Gualanday Medio o Formación Potrerillo (CORRIGAN 1967) y Formación Gualanday Superior o Formación Doima (CORRIGAN 1967). Estas unidades se depositaron en el periodo del Paleógeno; referente a la composición: en la Formación Gualanday Inferior predominan las areniscas, las arcillolitas aparecen ocasionalmente en capas delgadas; la Formación Gualanday Medio está compuesto primordialmente por arcillolitas rojizas con areniscas lodosas con cemento calcáreo; la Formación Gualanday Superior es una formación donde predominan litoarenitas conglomeráticas amarillas con contenido de chert, roca ígnea y algunas veces rocas metamórficas.

El espesor del Grupo Gualanday oscila entre los 1650 y 1800 metros; donde se determina un ambiente de depositación continental aluvial a fluvial con elevada presencia de conglomerado, indicando que ocurrieron eventos de inestabilidad tectónica; el Grupo Gualanday se encuentra en contacto discordante con la Formación Guaduala que le Infrayace y en contacto concordante con la Formación Barzalosa que le Suprayace.

1.3.2.8 Formación Barzalosa. Según CHACÓN¹⁰, la Formación Barzalosa se distingue en tres niveles; Nivel Inferior, Nivel Medio y Nivel Superior; el Nivel Inferior se compone de arcillas con presencia de conglomerado en capas, el Nivel Medio compuesto por arcillas con trazas de yeso, y el Nivel Superior predomina arcillas con intercalaciones de arenisca. La Formación Barzalosa se encuentra entre el Oligoceno y el Mioceno; La Formación Barzalosa tiene un espesor de 214 metros depositándose en un ambiente Lacustre, la Formación Barzalosa se encuentra en contacto concordante con el Grupo Gualanday que le Infrayace, y en contacto discordante con el Grupo Honda que le Suprayace.

1.3.2.9 Grupo Honda. Según CORTOLIMA¹¹, es una formación que data del Mioceno, el cual se divide en la Formación Villavieja y la Formación Victoria. El grupo Honda está conformado por capas de areniscas, arcillolitas y conglomerados estratificados; El Grupo Honda se caracteriza por tener espesor de 1524 metros; caracterizado por depositarse en un ambiente fluvial (tranzado/meándrico), el Grupo Honda se encuentra en contacto discordante con la Formación Barzalosa que le Infrayace, y en contacto discordante con la Formación Gigante que le Suprayace.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente la sub-cuenca de Neiva, corresponde a una depresión de origen

⁹ Cortolima, *op.cit.*, p180

¹⁰CHACÓN, Gil Wilson. ESTRATIGRAFÍA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LA PARTE SUR DEL BLOQUE DOIMA, VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA, DEPARTAMENTO DEL TOLIMA, COLOMBIA. Bogotá, 2007, 163 p. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

¹¹Cortolima, *op.cit.*, p. 182.

estructural de edad del Neógeno, relacionada con el levantamiento de las cordilleras central y oriental, generado por la acción de fuerzas compresivas que actuaron en dos fases principales ocurridas durante el Cuaternario; el límite con la cordillera central está dado por el sistema de fallas de Chusma y el límite con la cordillera oriental está formado por fallas asociadas al sistema de fallas de Garzón – Zuaza.¹²

El área donde se encuentra ubicado el Campo Hato Nuevo, es afectada por una secuencia de depositación de sedimentos con procesos erosivos, evidenciado en las distintas discordancias ocurridas a través del tiempo geológico; está relacionada intrínsecamente con una tectónica de fallas activas, siendo estas: Falla de Polonia que limita el Campo al norte, Falla Sur la cual constituye en gran medida el límite sur del Campo y la Falla de Hato Nuevo la cual es la más importante de esta área, ya que esta se encuentra relacionada con la estructura anticlinal que conforma el Campo Hato Nuevo.¹³

La trampa de Hato Nuevo, es una estructura limitada en su parte oriental por la Falla Inversa de Hato Nuevo, y por el occidente por el contacto agua petróleo, calculado a 5600 pies Bajo Nivel del Mar.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección y con base en la **Figura 2**, Se describen los principales parámetros que hacen parte del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y por tanto del campo objeto de estudio.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal Fuente de Hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, es una amplia sucesión de lutitas y calizas provenientes del Cretácico superior. La roca madre para esta cuenca es la Formación Villeta; el querógeno predominante es tipo II, con reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0.5 y 1.35; se cuenta con una temperatura máxima de 450°C, además el contenido de materia orgánica total (TOC) varía entre el 2 y 12 % con un potencial generador entre 20 y 80 mg HC/groca.¹⁴

Para el Campo Hato Nuevo, la Formación Villeta está compuesta por lodolitas y calizas marinas transgresivas, las lodolitas contienen abundante materia orgánica lo que hace de este tipo de rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos.

1.3.4.2 Roca Reservorio. La Formación Caballos y el Gr. Guadalupe constituyen las unidades más importantes como rocas almacenadoras en la Cuenca del Valle

¹² FERREIRA, Paulina. NÚÑEZ, Alberto. RODRÍGUEZ, Miguel Ángel. LEVANTAMIENTO GEOLÓGICO DE LA PLANCHA 323 NEIVA (MEMORIA EXPLICATIVA) [en línea]. <<http://www2.sgc.gov.co>>. Bogotá. [citado en 4 de agosto de 2017]

¹³ RIVERA, Mauricio. *op.cit.*, p. 12

¹⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Catálogo Ronda Colombia 2009 [en línea]. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf) [citado en 4 de agosto de 2017]

Superior del Magdalena; la Formación Caballos está constituida por areniscas cuarzosas, areniscas calcáreas y calizas arenosas; las porosidades típicas son de 12% y 17% lo que es característico de rocas con crudos súper livianos y con bajo contenido de azufre; por otra parte el Gr. Guadalupe, se encuentra constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con lentes de areniscas conglomeráticas e intercalación de liditas y lutitas; presentan alta porosidad secundaria evidenciada por disolución de pequeños fósiles; la porosidad se encuentra entre 15 y 22 %, además se encuentran permeabilidades promedio de 450 mD.

Para el campo Hato Nuevo, la roca almacenadora está compuesta por los intervalos arenosos de la Formación Caballos, los cuales cuentan con buenas características petrofísicas y continuidad, lo que permite factores de recobro altos.

1.3.4.3 Roca Sello. Para la cuenca del Valle Superior del Magdalena, se encuentra Inicialmente el nivel medio de la Formación Caballos, compuesto por una secuencia calcárea lodosa la cual se comporta como un sello inferior para el nivel superior de la formación caballos; algunos intervalos del Grupo Villeta compuesto por Shale actúan como sello; además los niveles arcillosos de la Formación Guaduas corresponden al sello situado sobre la Formación Monserrate compuesto por areniscas calcáreas.

Para el Campo Hato Nuevo, los sellos están constituidos por las lodolitas de las Formaciones Bambuca, Guaduala, Barzalosa y los niveles de arcillolita de la Formación Honda.

1.3.4.4 Migración. La migración comienza, inmediatamente después del primer evento compresivo del Cretácico Tardío, y continúa hasta el presente. A lo largo de la cuenca se han documentado rutas de migración tanto horizontal como vertical. El principal transportador de hidrocarburos, son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

1.3.4.5 Trampa. Los campos están asociados a trampas estructurales principalmente, pero se presentan trampas estratigráficas y combinadas. Dentro de las trampas estructurales más importantes están los anticlinales fallados, y las fallas inversas las cuales predominan en la Subcuenca de Neiva.

El Campo cuenta con la presencia de trampas asociadas a fallas, a lo largo del Bloque Hato Nuevo y plegamiento anticlinal en ambos lados de la cuenca. Existe un potencial exploratorio en varias trampas estratigráficas.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo Hato Nuevo, inició la campaña de producción a partir del año 1984; con el Pozo descubridor HN-01, y la perforación de los Pozos HN-02 al HN-05 definiendo la comercialidad del Campo en ese mismo año con 4267 BPD; sin embargo el Pozo

HN-05 resultó no productor de hidrocarburos debido a su cercanía con la Falla de Hato Nuevo siendo esta un límite de no flujo. La **Tabla 1**, muestra la producción de petróleo, °API y BSW iniciales registrados en cada uno de los pozos.

Tabla 1. Registro inicial de producción de los pozos del campo Hato Nuevo

POZOS	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO INICIAL (BOPD)	BSW (%)	°API
HN-01	1414	0	37.8
HN-02	473	2	36
HN-03	1890	0	36.3
HN-04	490	0	36.5
HN-05	No productor de hidrocarburos		

Para el año 1985, se realizó cambio de sistema de levantamiento de flujo natural a bombeo mecánico, sin embargo a pesar de las distintas intervenciones en los pozos por aislar cortes de agua y aumentar producción de hidrocarburos, al año de 1986 y 1987, se generó el cierre de los Pozos HN-03 y HN-04 con apenas 0,300 y 0,500 millones de barriles de petróleo producido respectivamente; en el año 1998 se realiza el cierre del Pozo HN-01 por producción del 100% de agua, no obstante el Pozo HN-02 continuó produciendo a pesar de tener un corte de agua del 90%, hasta que el Ministerio de Minas y Energía aprobó la autorización realizada por ECOPETROL S.A para el cierre definitivo en el año 1999 por producción antieconómica del campo.

Para el año 1999 el Campo Hato Nuevo había producido 2 MMBP; con el fin de dar cumplimiento al contrato firmado, se genera la re-apertura en el año 2013; donde posterior a la realización de un Sidetrack en el Pozo HN-01 se obtuvo una producción de 657 BP; a inicios del año 2015 el pozo dejó de producir hidrocarburos y únicamente generó producción de agua, por tal motivo se toma nuevamente la decisión del cierre temporal del campo.

1.4.4 Método de producción. El Campo Hato Nuevo cuenta con el mecanismo de producción de empuje activo de agua, sin embargo durante el primer año se generaron las caídas más fuertes de la producción, y se obtuvo rápidamente una tendencia estable, lo que podría indicar que se trata de un acuífero activo limitado; la producción inicial se dio por flujo natural y luego se hizo uso del método de levantamiento por bombeo mecánico.

1.4.5 Tiempo de producción. El Campo Hato Nuevo inicia su producción en Octubre del año 1984, y desde entonces la producción declinó continuamente hasta el año de 1999, en donde se genera el cierre temporal del campo por el aumento en la producción de agua e inviabilidad económica.

El campo fue reabierto en el año 2013, y a pesar de las múltiples intervenciones generadas para mantener la producción estable, esta volvió a declinar y el corte de agua a su vez a aumentar lo que es consecuencia para proceder a su cierre a inicios del año 2015.

1.4.6 Número de pozos. Al mes de Septiembre del año 2017, el Campo Hato Nuevo cuenta con cinco pozos perforados, de los cuales dos pozos son productores, y tres pozos se encuentran abandonados. Al encontrarse el campo temporalmente cerrado, los dos pozos productores se encuentran inactivos; adicionalmente se cuenta con la planeación de la perforación del sexto pozo (HN-06). En la **Tabla 2**, se identifican los pozos perforados en el Campo Hato Nuevo.

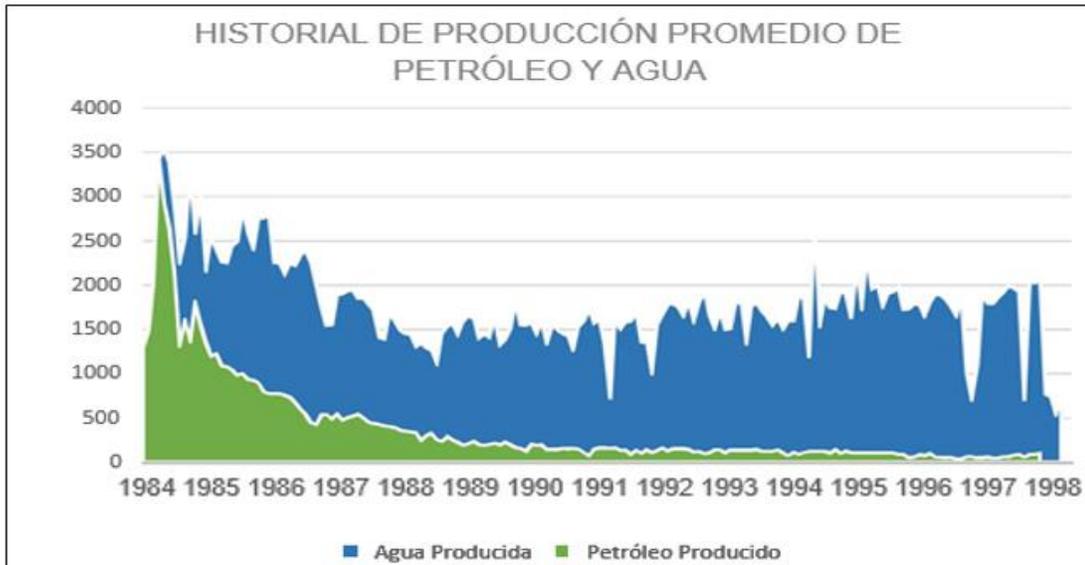
Tabla 2. Número de pozos presentes en el campo Hato Nuevo

POZOS ACTIVOS	POZOS INACTIVOS	POZOS ABANDONADOS	POZOS PERFORADOS
0	2	3	5

Fuente: ERAZO VALENCIA S.A., INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO. 2016. P.1.

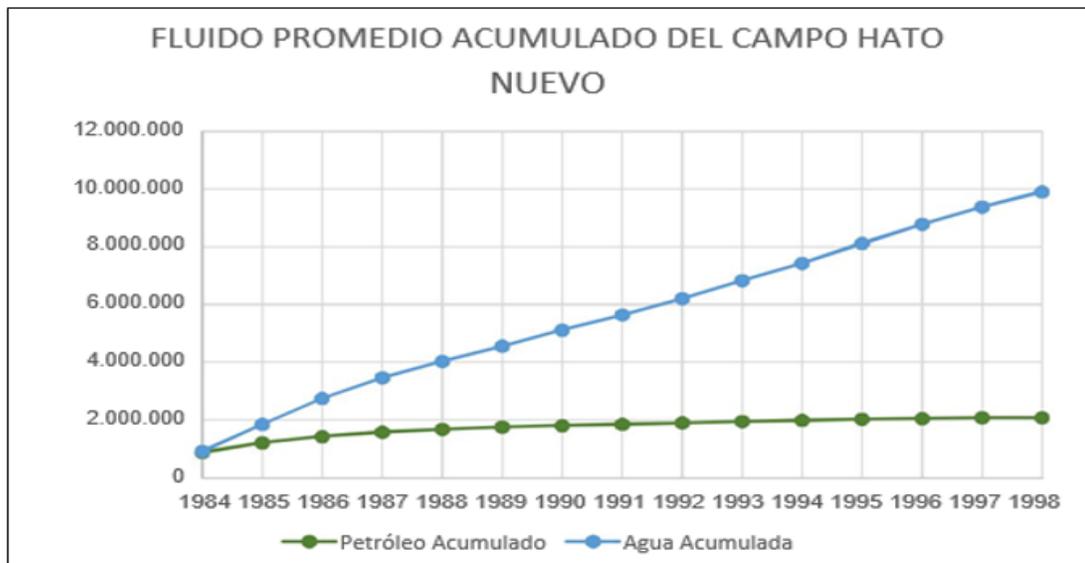
1.4.7 Historial de producción. En la **Gráfica 1**, se observa la producción acumulada de petróleo del Campo Hato Nuevo desde su inicio en el año 1984, hasta su cierre en el año 1999; la producción máxima de 3300 BOPD equivalentes, se da en los dos primeros años de vida de los pozos ya que posterior a este tiempo hay irrupción de agua y la producción de petróleo cae exponencialmente representando casi un 60% del pico máximo de producción (1350 BOPD). Posterior al cierre de los pozos HN-03 y HN-04 la producción para el año 1990, ya era de 273 BOPD; no obstante debido al 100% de corte de agua en el pozo HN-01 en el año 1999, se da por hecho el cierre del Campo debido a que el pozo que se encontraba activo aún (HN-02), contaba con una producción que oscilaba entre los 68 BPD con un corte de agua del 90%, con una producción acumulada de petróleo de 2,080 MMBP y la producción de agua llegando a los 10 MMB tal como se ve evidenciado en la **Gráfica 2**.

Gráfica 1. Historial de producción del Campo



Fuente. EMPESA-NCT. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Bogotá. Marzo 2007. p.50.

Gráfica 2. Producción acumulada del campo



Fuente: EMPESA-NCT. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Bogotá. Marzo 2007. p.50. Modificado por autores.

1.4.8 Características del yacimiento. En la **Tabla 3**, se muestran las características de la Formación Caballos siendo la formación productora del campo, para cada uno de los pozos perforados y productores de hidrocarburos.

Tabla 3. Características de la formación productora del Campo Hato Nuevo

Pozos	Espesor (Ft)	Litología	Porosidad	Permeabilidad (mD)	Petróleo Producido(STB)	Petróleo Remanente (Bbl)
HN-01ST	39	Caballos	22,1	712,7	1.337.116	448.600
HN-02	35	Caballos	15,8	73,9	402.324	511.200
HN-03	39	Caballos	17,8	176,6	304.909	128.000
HN-04	41	Caballos	17,2	88,3	35.794	197.000

Fuente: RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO. Cundinamarca. Septiembre 2016. p.37-41.

2. MARCO TEÓRICO

Para la realización de las operaciones de workover, se realizará una sinopsis de literaturas para el entendimiento de las actividades que se planean ejecutar en este proyecto, adicional a ello la descripción de variables que se encuentran relacionadas a estas actividades.

2.1 OPERACIONES DE WORKOVER

Las operaciones de workover o intervención de pozos, se realizan para obtener y mantener una comunicación efectiva con los fluidos del yacimiento, siendo el punto focal para las actividades de exploración y producción en pozos de petróleo. El objetivo principal de las operaciones de workover, es mantener la producción óptima de los pozos, además de resolver problemas específicos en control de pozos.

Las intervenciones pueden realizarse con sistema convencional (similar al taladro de perforación pero de menor tamaño), o con un sistema no convencional; además los trabajos de Workover se refieren a cualquier tipo de intervención en pozos de petróleo y gas que envuelven técnicas invasivas, tales como Wireline o cable eléctrico, Coiled Tubing o tubería flexible y Snubbing o entubación bajo presión.

2.1.1 Workover Convencional. Los equipos de workover convencional, sirven para todos los trabajos de intervención que se requiera en pozos profundos, tales como extracción de tubería o trabajos pesados, desacople de árboles de navidad, hasta abandono de pozos entre otros. En la **Figura 3**, se observa un taladro de Workover convencional.

Figura 3. Taladro de Workover convencional



Fuente. MND Drilling & Services a.s., Workover Rigs [En línea]. <<http://www.mnd-drilling.eu/en/workover-operations/list-of-worker-rigs/#item-3297>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

2.1.2 Workover No convencional. Se realiza mediante equipos no convencionales o auto-transportables el cual, tienen mayor facilidad para desplazarse a otras locaciones. Los sistemas más comunes son las unidades de wireline, unidades de coiled tubing y snubbing. En algunos casos, las unidades de workover auto-transportables, pueden utilizarse en conjunto con los talados de workover convencionales. En la **Figura 4**, se observa una unidad de workover auto-transportable.

Figura 4. Equipo de workover No convencional



Fuente. Blog sobre la industria del petróleo y gas natural. EQUIPOS DE WORKOVER [En línea]. <<http://www.ingenieriadepetroleo.com/equipos-de-workover/>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

2.2 WIRELINE

Según CHOLETE¹⁵, En los campos petroleros, las operaciones de wireline se utilizan principalmente para operaciones en pozos de producción y de inyección con la bajada de un cable de acero; estos trabajos se clasifican en:

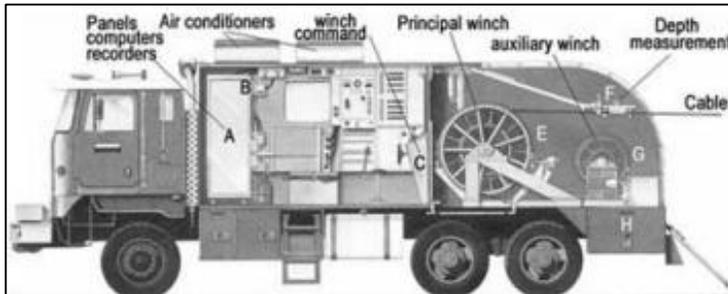
- Monitoreo y limpieza de tubería o del fondo del pozo
- Operaciones de medición tales como muestreo en fondo, toma de datos de temperatura y presiones de fondo, registros eléctricos y registros de producción.

¹⁵ CHOLET, Henri. Well production practical handbook. New edition expanded. Editions Technip 2008. 541 p. ISBN 2710809176

- Asentamiento y recolección de válvulas de seguridad en el subsuelo, empaques de aislamiento, válvulas de levantamiento artificial, entre otros; además se utilizan para recuperar residuos de herramientas en fondo.

En la **Figura 5**, se muestra un equipo de Wireline, para las operaciones de Workover.

Figura 5. Equipo de Wireline en superficie



Fuente: SERRA, Oberto. Well Logging Handbook. Agosto 2010. Edition Technip. 38p.

2.2.1 Toma de registros. Según BATEMAN¹⁶, algunos de los objetivos de los registros de producción son: el monitoreo del yacimiento para establecer el comportamiento en general del yacimiento en estudio (Conificación de agua, presiones anormales, zonas ladronas, etc.), y diagnóstico relacionado a problemas de completamiento (fisuras de revestimiento, trabajos de cementación inadecuados, corrosión, etc.).

Los registros que se utilizan en la industria para evaluar propiedades petrofísicas y estados mecánicos de un pozo, se corren a través de una sarta de completamiento; estos registros son:

- Gamma Ray (GR): es el registro eléctrico que permite evaluar contenidos de arcillas de una Formación, o zonas limpias sin presencia de intercalaciones que afecten la producción de petróleo.
- Cement Bond Log (CBL): este tipo de registro hace parte fundamental en programas de completamiento de pozos, y en ocasiones para programas de intervención de pozos, se determina la adherencia del cemento al revestimiento, con el fin de reparar fugas en la tubería de revestimiento.

¹⁶ BATEMAN, Richard. Cased-Hole Log Analysis and Reservoir Performance Monitoring. Second Edition. Lubbock, Texas: Springer, 2015. 285 p. ISBN 978-1-4939-2067-9

- Variable Density Log (VDL): permite determinar la adherencia del cemento a la formación de interés, con el fin de determinar si es necesario la realización de una cementación forzada, para reparar el aislamiento zonal defectuoso.
- Casing Inspection Logs o perfil de revestimiento (caliper): este registro permite localizar agujeros o áreas de corrosión que pueden requerir trabajos remediales posteriores.

Estos registros, sirven para determinar algún tipo de corrosión, deformación o algún parámetro que afecte la integridad del pozo; dependiendo del problema encontrado, existirá la opción de escoger la herramienta correcta o técnica de registro para obtener mayor información sobre la realización de alguna operación correctiva. En la **Tabla 4**, se muestran las posibles sugerencias como apoyo rápido para toma de decisiones.

Tabla 4. Selección de registros de producción

Flow rates	
Low (0 and up)	Radioactive tracerlog
Low to medium (10 - 1,900 B/D)	Packer or diverter flowmeter
Medium to high (50 - 5,000 B/D)	Full - bore flowmeter
High (3,000 H/D and up)	Continuos flowmeter
Fluid Type	
Oil/water	Gradiomanometer
Oil/gas	Gradiomanometer or densimeter/vibrator
Gas/water	Desimeter/vibrator or gamma-gamma log
Formation content	
High - salinity water	Pulsed neutron log
Low - salinity water	Carbon/oxygen log
General	Elemental concentration log
	Spectral gamma ray
	Resistivity through casing
Casing/tubing inspection	Electromanetic thickness tool
	Flux-leakage-type tool
	Multi-fingered caliper
	Ultrasonic imaging
	Optical imaging
Cement/channeling	Cement bond log
	Radial differential thermometer
	Temperature log
	Noise log
	Radioactive tracer log

Fuente. BATEMAN, Richard. Cased-Hole Log Analysis and Reservoir Performance Monitoring. Second Edition. Lubbock, Texas: Springer, 2015. 285 p. ISBN 978-1-4939-2067-9. Modificada por autores.

2.2.2 Aislamiento de zonas. El aislamiento de zonas puede producirse mediante bombeo de cemento, asentamiento de equipos entre otros, esto con el fin de sellar y aislar formaciones porosas que generen producción de fluidos no deseados, proteger el revestimiento de corrosión, etc.

2.2.3 Slickline Según MUBARAK¹⁷, Es un cable no eléctrico de un solo filamento, que se introduce en los pozos desde la superficie para descender y recuperar herramientas de fondo, como taponos, medidores y válvulas. También son utilizados para ajustar válvulas y camisas ubicadas en fondo, y para reparación de la tubería dentro del pozo.

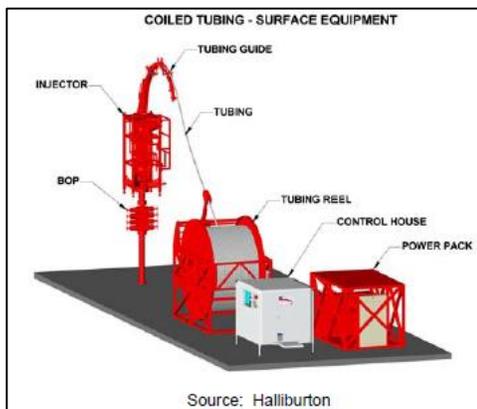
2.2.4 Braidedline Según JONES¹⁸, Es un cable de múltiples filamentos trenzado, que se utiliza para recuperar herramientas del pozo, el peso por unidad de longitud es menor que el del Slickline, además el núcleo trenzado transmite energía a los equipos localizados al extremo del cable.

2.3 UNIDAD DE COILED TUBING (CT)

Conocida como tubería flexible, se utiliza para insertar, tubería en acero hacia el pozo con el fin de trasladar distintas herramientas de servicio a pozo y con el objetivo de circular fluidos.

Los equipos de Coiled Tubing en superficie, son autosuficientes con alimentación hidráulica a las unidades de workover que proveen ahorro en costos comparado con el uso de plataformas de workover convencional. En la **Figura 6**, se observa el esquema de una unidad de Coiled Tubing en superficie.

Figura 6. Esquema de una unidad de Coiled Tubing en superficie



Fuente. KURANA, Sandeep, HEADWORTH, Colin. Well Intervention Using Rigless Techniques. Texas, Mayo 2003.

¹⁷ MUBARAK ALI, Rao. WIRE LINE OPERATIONS. Pakistan: Institute Of Petroleum & Natural Gas Engineering, Mehran University Of Engineering & Technology.

¹⁸ JONES, Clifford. Dictionary of oil and gas production. Whittles Publishing, 2012. ISBN 1849950474

2.3.1.1 Squeeze. Es la operación en la cual, la lechada de cemento es forzada bajo presión en un punto específico del pozo con el propósito de llenar todos los perforados, o canales detrás del revestimiento con cemento para obtener un sello entre el revestimiento y la cara de la formación. Para lograr este propósito es importante ubicar el cemento en el sitio correcto del pozo.

La Cementación Remedial tiene las siguientes aplicaciones: sello de perforados no deseados; cierre de canales, producto de la cementación primaria para excluir zonas productoras de agua y gas; reparar daños en el revestimiento, etc. Existen dos técnicas para una cementación remedial con éxito.

- ✓ **Técnica de alta presión.** Es una técnica que envuelve el bombeo de lechada de cemento hacia las fracturas, hasta que se alcanza una presión de superficie para sostener la lechada, normalmente se produce una gran pérdida de fluido.
- ✓ **Técnica de baja presión.** Técnica mejor conocida como baja pérdida de cemento, se puentes el cemento encima del intervalo de los perforados aplicando suficiente presión para formar una torta de cemento en los perforados y los canales de las fracturas. Debe ser utilizado un fluido de workover en mezcla con un fluido de cemento.

2.3.1.2 Acidificación. La acidificación se usa para remover daño en el pozo. En formaciones carbonatadas, el ácido debe crear un sistema de flujo lineal por fracturamiento ácido, sin embargo este tipo de estimulación no es aplicable a pozos con presencia de arenas. Existen dos tipos de acidificación.

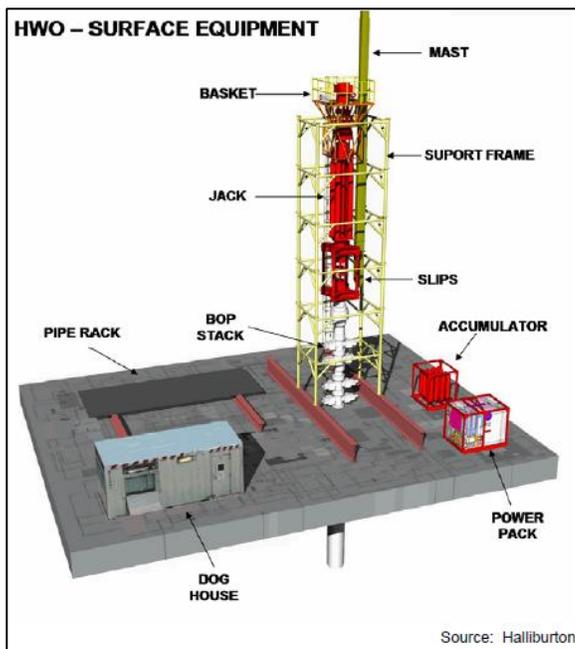
- ✓ **Matriz de acidificación.** Es aplicado para remover daño de formación causado por operaciones de perforación, completamiento, Workover o fluidos para abandono de pozo. Si la superficie de contacto con el ácido para el tratamiento matricial es muy extenso, el tiempo de eficiencia es muy corto, lo que hace más difícil afectar la formación algunos pies más.
- ✓ **Acidificación de la fractura.** Es una alternativa de fracturamiento hidráulico con propante en yacimientos carbonatados, el yacimiento se fractura hidráulicamente y posteriormente, en las caras de la fractura se derrama el ácido para proporcionar canales lineales de flujo al pozo. Para carbonatos heterogéneos no-uniformes el vertimiento de ácido en las facies de la fractura proveen buenos canales después que la presión de fractura es removida; para combatir el cierre de la fractura en carbonatos uniformemente solubles, el tipo de propante del fracturamiento hidráulico debe ser considerado, así como el diseño de técnicas de acidificación especial para proveer canales de flujo.

2.4 SNUBBING

Snubbing o Hydraulic Workover (HWO), Es el proceso de bajada o extracción de tubería, tubería de perforación o cualquier tipo de tubería el cual mediante presión en superficie, causa que la tubería sea forzada fuera del hueco.

HWO usa cilindros hidráulicos para empujar juntas de tubería dentro del pozo, la tubería puede ser introducida ya sea bajo presión o después de matar el pozo; La ventaja del uso de HWO sobre Coiled Tubing, es que el HWO puede manejar trabajos de mayor complejidad envolviendo yacimientos profundos con presiones elevadas, sin embargo las operaciones de HWO son más costosas que las operaciones de Coiled Tubing. En la **Figura 7**, se observa un trabajo de Snubbing en superficie.

Figura 7.Esquema de equipos para operaciones HWO en superficie



Fuente. KURANA, Sandeep, HEADWORTH, Colin. Well Intervention Using Rigless Techniques. Texas, Mayo 2003. Consultado [17/05/2017].

2.5 APLICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES A POZOS

Usualmente en pozos con producción de agua y gas, las operaciones de workover se utilizan para aislar estas zonas, para reparación de fallas mecánicas, o también sirven para aportar producción adicional mediante estimulación química, y elaborar completamientos múltiples¹⁹.

2.5.1 Problemas en pozos de petróleo. Los problemas de pozos ocurren habitualmente por bajas tasas de producción, esto es indicador para optar por la operación adecuada de workover, con el fin de mantener y/o mejorar la tasa de producción de petróleo; algunos de estos indicadores son: Daño de formación, bajas Permeabilidades, agotamiento de presión, exceso de producción de agua y gas, escombros o sedimentos en el pozo como finos etc, fallas mecánicas, altas viscosidades del fluido o levantamiento artificial ineficiente.

2.5.2 Tasas de producción Limitada. Esto puede ser un resultado de baja permeabilidad en el yacimiento, declinación de la presión del yacimiento en la profundidad de la zona productora, daño de formación, obstrucción del Tubing de producción, alta viscosidad del crudo, levantamiento artificial ineficiente entre otros.

2.5.3 Bajas permeabilidades del yacimiento. La baja permeabilidad ha sido probada como una de las causas limitantes de la producción en pozos, yacimientos o un área específica; En yacimientos de bajas permeabilidades, la tasa de producción del pozo, declina rápidamente a medida que se producen fluidos cerca al pozo, de igual manera si la información geológica y del yacimiento no provee la suficiente información para determinar una baja permeabilidad del yacimiento, el uso de pruebas de producción y pruebas de restauración de la presión ayudan a diferenciar entre bajas permeabilidades y daño de formación.

2.5.4 Daño de Formación. Se define como el deterioro o disminución en la productividad dentro del pozo, en los perforados, o en fracturas que comunican la formación con el pozo. El objetivo principal es determinar el grado del daño, las causas y finalmente el enfoque para determinar el tratamiento adecuado para aliviar cualquier daño de gravedad.

Las pruebas de declinación y restauración de presión, pruebas de producción, y un análisis del historial de producción; son indicativos para determinar el daño de formación.

2.5.5 Problemas de producción de agua en pozos de petróleo y gas. La producción de agua resulta en el camino de menor tortuosidad, pudiendo provocar canalización y conificación, esto puede ocurrir por fugas en el revestimiento o fallas en la cementación primaria.

¹⁹ ALLEN, Thomas; ROBERTS, Alan. Production operations: Well completions, workover and simulation. Oil Gas consultants International. 1978. ISBN 622.3382

El influjo de agua ocurre a través de zonas permeables, usualmente en los sellos, que funcionan como barreras permeables; el objetivo es identificar la aplicación de una intervención para remediar el aumento del corte de agua. Por ello surge la necesidad de analizar económicamente, si es viable la producción en cada zona por aislado, con el fin de reducir costos de levantamiento e incrementar el recobro.

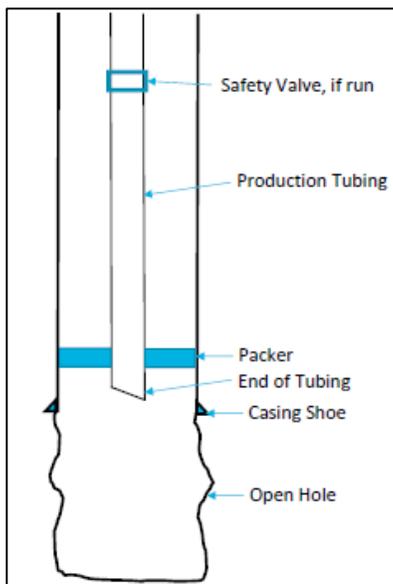
2.6 TIPOS DE COMPLETAMIENTO

Existen múltiples métodos de completamiento de pozos, solo se selecciona el método más apropiado acorde a las propiedades del yacimiento de petróleo y gas, a continuación se muestran algunos de los completamientos.

2.6.1 Completamiento en Hueco Abierto. En este tipo de completamiento, el revestimiento se ubica en la parte superior de la zona productora, y el intervalo productor es perforado; este tipo de completamiento es normalmente usado cuando el intervalo productor es capaz de producir por sí mismo, con la energía propia del yacimiento. Los completamientos a hueco abierto pueden ser en pozos verticales, horizontales o desviados, en la **Figura 8**, se muestra un esquema de completamiento a hueco abierto.

Al planear un completamiento a hueco abierto, es necesario considerar si existe producción de agua y gas, ya que existe la dificultad de aislamiento con este tipo de completamiento.

Figura 8. Esquema de completamiento en hueco abierto



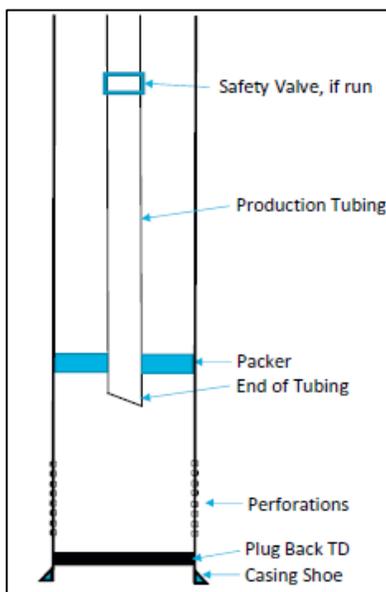
Fuente. LYONS, William C., LORENZ, Michael D. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd Edition). Marzo 2016

2.6.2 Completamiento en hueco revestido. En un completamiento de hueco revestido, se ubica una sarta de revestimiento (producción) en el intervalo productor una vez ha sido perforado, posteriormente se cementa el revestimiento, y a través de él, se provee el potencial para el aislamiento efectivo entre los intervalos productores. Luego que el revestimiento se cementa, se cañonea a la profundidad apropiada, para la producción de petróleo y gas en el pozo.

Este completamiento provee un soporte, cuando la formación productora no tiene suficiente energía y puede fallar fácilmente durante la producción, ya sea al comienzo de la producción o cuando se produce el depletamiento del yacimiento.

La **Figura 9** muestra el esquema de completamiento en hueco revestido.

Figura 9. Esquema de completamiento en hueco revestido



Fuente. LYONS, William C., LORENZ, Michael D. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd Edition). Marzo 2016

2.7 FLUIDOS DE WORKOVER Y COMPLETAMIENTO

El completamiento y los fluidos de workover, son utilizados en el completamiento de un pozo o en una operación de workover. Este rango de fluidos varía desde gases de baja densidad tales como Nitrógeno a lodos de alta densidad; la aplicación y requisitos varían para cada tipo de fluido.

Los fluidos de workover, se utilizan para trabajos de pozo después del completamiento, estos fluidos pueden ser gases como Nitrógeno y Gas natural, o salmueras y lodos. Los fluidos de workover son utilizados durante operaciones como

abandono de pozos, limpieza, recañoneo o perforación de un nuevo intervalo de producción, entre otras operaciones.

Los fluidos de completamiento son utilizados durante el proceso de establecer contacto final entre la formación productora y el pozo. Estos fluidos pueden ser: lodos base agua, Nitrógeno, lodo ase aceite, o salmueras. Este fluido debe generar el menor daño posible a la formación productora y no alterar la producción.

2.7.1 Tipos de fluidos para completamiento y operaciones de Workover. Se utilizan distintos tipos de fluidos para la realización de un completamiento o una operación de workover tales como:

- a) Fluidos de aceite como crudo, diésel y aceite mineral
- b) Fluidos de agua limpia como salmueras con cloruro de calcio, cloruro de potasio o cloruro de sodio, calcio, o bromuros base sódica
- c) Lodos base agua convencional
- d) Lodos emulsionados o lodos base aceite

2.7.2 Categorización de los fluidos de completamiento. Se utiliza distintos fluidos de completamiento, subdivididos en cinco categorías basados en el completamiento y tipo de formación:

- a) Fluidos base agua conteniendo partículas orgánicas solubles en aceite
- b) Soluble en ácido y biodegradable
- c) Base agua con sólidos solubles en agua
- d) Emulsiones de aceite en agua
- e) Fluidos base aceite

2.7.3 Propiedades y características del fluido de completamiento y de Workover. Las propiedades requeridas por el completamiento del pozo o el fluido de workover varía dependiendo de la operación, sin embargo el principal motivo a tener en cuenta debe ser la protección de la formación, a continuación se describen las propiedades que se deben tener en cuenta al momento de realizar un completamiento u operación de workover.

2.7.3.1 Densidad. La función principal del fluido de completamiento es mantener controlado la presión de formación. La densidad no debe exceder la necesaria para realizar tal función. El incremento de la densidad se logra con el uso de materiales pesados tales como carbonato de calcio (CaCO_3), Carbonato de hierro (Fe_2CO_3), Barita (BaSO_4), entre otros.

2.7.3.2 Salmueras. Las salmueras típicas, son mezclas de Cloruros de Sodio (NaCl) y Cloruros de Potasio (KCl), con aditivos como sacos de sal. Algunas salmueras requieren procedimientos especiales para la mezcla de otros tipos de sales.

2.7.3.3 Viscosidad. En muchos casos, la viscosidad del fluido debe incrementarse para proveer la capacidad de arrastre de arenas o cortes hacia la superficie. Un viscosificador muy utilizado para operaciones de completamiento y operaciones de Workover, es el Hidroxi-etil-celulosa; Este fluido es, parcialmente soluble en agua y soluble en ácido.

2.7.3.4 Selección del fluido. El enfoque para la selección del fluido, es determinar las funciones del fluido, la selección de la base del fluido y los aditivos que pueden hacer más efectiva la operación. La primera decisión es identificar las funciones o propiedades que se requieren. El siguiente paso es seleccionar el tipo de fluido a ser utilizado; si la decisión se toma en orden inadecuado, resultará un bajo mantenimiento.

2.8 PROPIEDADES PETROFISICAS

La petrofísica se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, esta propiedad se enfoca en la distribución de los poros, los cuales sirven como depósitos para las acumulaciones de fluido especialmente de hidrocarburos lo que hace que desde análisis de registros eléctricos o muestras de núcleos, se pueda generar un conocimiento del potencial prospectivo de formaciones por medio de la integración de sus propiedades, y con ello lograr evaluar la viabilidad de un proyecto.²⁰

Entre las propiedades petrofísicas que se pueden determinar mediante pruebas de laboratorio se destaca la porosidad, saturación de fluido, permeabilidad, etc.

2.8.1 Porosidad. La porosidad describe el espacio en la roca que no se encuentra ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

²⁰APOLINARIO VILLACIS, Edgar. PETROFÍSICA. [En línea]. <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:jT_DQqU_oH4J:https://es.scribd.com/doc/59821194/PETROFISICA+&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Ecuación 1. Porosidad

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Dónde:

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen que ocupan los poros o espacio vacío

V_t = Volumen bruto de roca, el cual incluye el volumen de sólidos y el del espacio vacío.

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 221

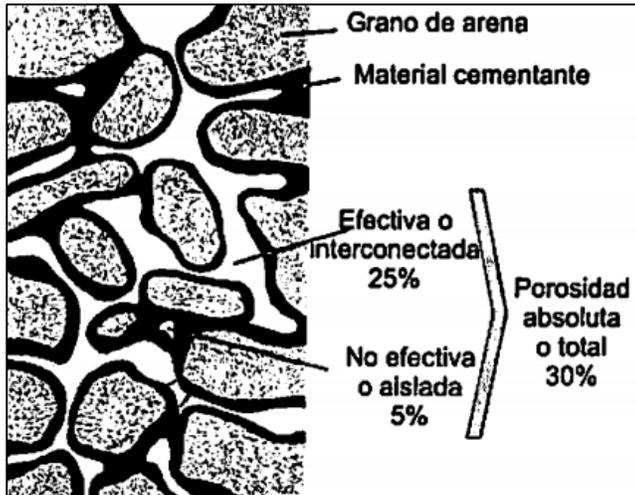
La porosidad se representa como una fracción que varía entre 0 y 1, aunque también puede representarse en porcentaje, sin embargo, cuando se utiliza en las ecuaciones se expresa como una fracción. La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que lo forman; así, la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena y grava) que en aquellos sometidos a litificación (areniscas, conglomerados), ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina la pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten).

2.8.2 Tipos de porosidad. La porosidad de una roca yacimiento puede clasificarse de dos formas:

1. Según la comunicación de los poros.
2. Según el origen de la porosidad.

2.8.2.1 Según la comunicación de los poros. Tiene que ver con el aislamiento que experimentan algunos poros cuando se forma la roca, proceso conocido como litificación. Esto significa que a medida que se fueron depositando los sedimentos y las rocas se fueron formando, algunos de los espacios vacíos quedaron aislados de los otros debido a la excesiva cementación, mientras que otros quedaron interconectados. En esta clasificación se distinguen dos tipos de porosidades, la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

Figura 10. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total



Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 222

✓ **Porosidad absoluta.** Se define como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto; esto quiere decir este o no interconectado.

Matemáticamente la porosidad absoluta, se define según la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Porosidad Absoluta

$$\phi_a = \frac{V_{\text{poroso total}}}{V_{\text{volumen total}}} = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_{\text{total}} - \text{volumen de los granos}}{V_{\text{volumen total}}} = \frac{V_t - V_g}{V_t}$$

Dónde:
 V_t = Volumen total de la roca
 V_g = Volumen neto ocupado por los sólidos o volumen de los granos
 V_p = Volumen poroso.

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 223

✓ **Porosidad efectiva.** Se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, esto es:

Ecuación 3. Porosidad Efectiva

$$\phi_e = \frac{V_{pi}}{V_t}$$

Dónde:
 ϕ_e = Porosidad efectiva
 V_{pi} = Volumen poroso interconectado
 V_t = Volumen bruto de roca

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9.

La porosidad efectiva es la que se mide con la mayoría de los porosímetros, y es en realidad la que concierne, para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento; esta porosidad representa un 90% a 95% de la porosidad total. En la mayoría de yacimientos la porosidad varía lateral y verticalmente, y se encuentra en un rango de 5% al 20%, su calidad puede especificarse de la manera como se muestra en la **tabla 5**.

Tabla 5. Calidad de la porosidad

CALIDAD	POROSIDAD
Muy buena	>20
Buena	15 a 20
Moderada	10 a 15
Pobre	5 a 10
Muy pobre	< 5

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 223

Un yacimiento que posee una porosidad menor al 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen, como: fracturas, fisuras, o grandes espacios vacíos.

2.8.2.2 Según el origen de la porosidad. Esta clasificación puede darse de acuerdo al origen y tiempo en el que se depositaron los estratos y puede dividirse en dos: porosidad primaria o intergranular y porosidad inducida o vugular.

✓ **Porosidad primaria o intergranular.** También es conocida como porosidad original, está conformada por los espacios vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales que se acumulan como sedimentos.

✓ **Porosidad secundaria, inducida o vugular.** Es la porosidad que se forma por procesos geológicos posteriores a cuando se depositó el material. Puede clasificarse a su vez en

- **Porosidad formada por la acción de lixiviación de las aguas subterráneas.** Está relacionada con la topografía de antiguas superficies erosionadas, el periodo de erosión, debe ser suficientemente extenso, y debe tener un relieve superficial por encima del nivel hidrostático, que permita la acción disolvente de aguas en percolación. La mayoría de los yacimientos de calizas, se deben a este tipo de proceso.
- **Porosidad por fractura.** Es la porosidad originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.
- **Porosidad por dolomitización.** es la porosidad resultante de la sustitución molecular de calcio por magnesio en las calizas; en otras palabras, las calizas se transforman en dolomitas, que tienen mayor porosidad.

2.8.3 Porosidad promedio. Las medidas de porosidad realizadas en los yacimientos, serán ligeramente distintas unas de otras, puesto que están tomadas en diferentes puntos del medio poroso y con el uso de diferentes técnicas (análisis de núcleos, registros). Para realizar algunos cálculos de ingeniería, es necesario entonces asignar una porosidad general para todo el yacimiento, que pueda representar el promedio de todos los valores disponibles de porosidad.

El ponderado por espesor de arena, se aplica en caso de tener diferentes capas de arenas de espesores conocidos o, bien, para varios valores de porosidad tomados en diferentes pozos del yacimiento, cuyo espesor de arena neta petrolífera es conocido.

Ecuación 4. Porosidad promedio por espesor

$$\emptyset \text{ promedio} = \frac{\sum_{i=1}^n (\emptyset_i * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 231

2.9 PERMEABILIDAD

La permeabilidad denotado por K, es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están

interconectados, además es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.

2.9.1 Tipos de permeabilidad. La permeabilidad se puede clasificar en tres categorías.

2.9.1.1 Permeabilidad absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura el 100% del espacio poroso.

2.9.1.2 Permeabilidad efectiva. es la medida de la permeabilidad de un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos; siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

2.9.1.3 Permeabilidad relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

2.9.2 Permeabilidad Promedio. Los yacimientos contienen distintos estratos, bloques o aros concéntricos de diferentes permeabilidades. Asimismo pueden existir heterogeneidades en pequeñas escalas, razón por la cual, las permeabilidades de los núcleos deben promediarse para representar las características de flujo de todo el yacimiento o de estratos individuales. La manera de determinar estos valores promedio, depende en gran parte de la distribución de la permeabilidad y sedimentación de la roca.

La **Ecuación 5**, se utiliza para determinar la permeabilidad absoluta promedio que puede representar un sistema equivalente homogénea para un sistema en paralelo.

Ecuación 5. Permeabilidad Promedio

$$K \text{ promedio} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 253

2.10 SATURACIÓN

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento, de tal manera que para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en él, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Esta fracción es precisamente lo que se denomina saturación del fluido; matemáticamente esta propiedad se expresa en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Saturación de fluidos

$$S_f = \frac{V_{\text{total de fluido}}}{V_{\text{poroso}}}$$

Donde:

S_f = Saturación de fluido

V_t = Volumen total de fluido

V_p = Volumen poroso

Aplicando este concepto a cada fluido presente en un yacimiento se tiene que la fórmula viene dada de la siguiente manera:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

Dónde:

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas.

El rango de saturación de cada fase individual oscila entre 0 y 100%. Por definición, la suma de las saturaciones es 100% por lo tanto:

$$S_o + S_g + S_w = 1.0$$

Todas estas saturaciones están basadas en el volumen poroso y no en el volumen bruto del yacimiento.

2.10.1 Saturaciones promedio. Para obtener un promedio adecuado de los datos de saturación se requiere que las saturaciones sean ponderadas de acuerdo con los intervalos de espesor h, y de porosidad. Las saturaciones promedio de cada fluido del yacimiento se calcula mediante ecuaciones, la **Ecuación 7**, se utiliza debido a los valores conocidos por medio de núcleos para determinar la Sw.

Ecuación 7. Saturación de agua promedio

$$Sw \text{ promedio} = \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i * h_i * Sw)}{\sum_{i=1}^n \phi * h_i}$$

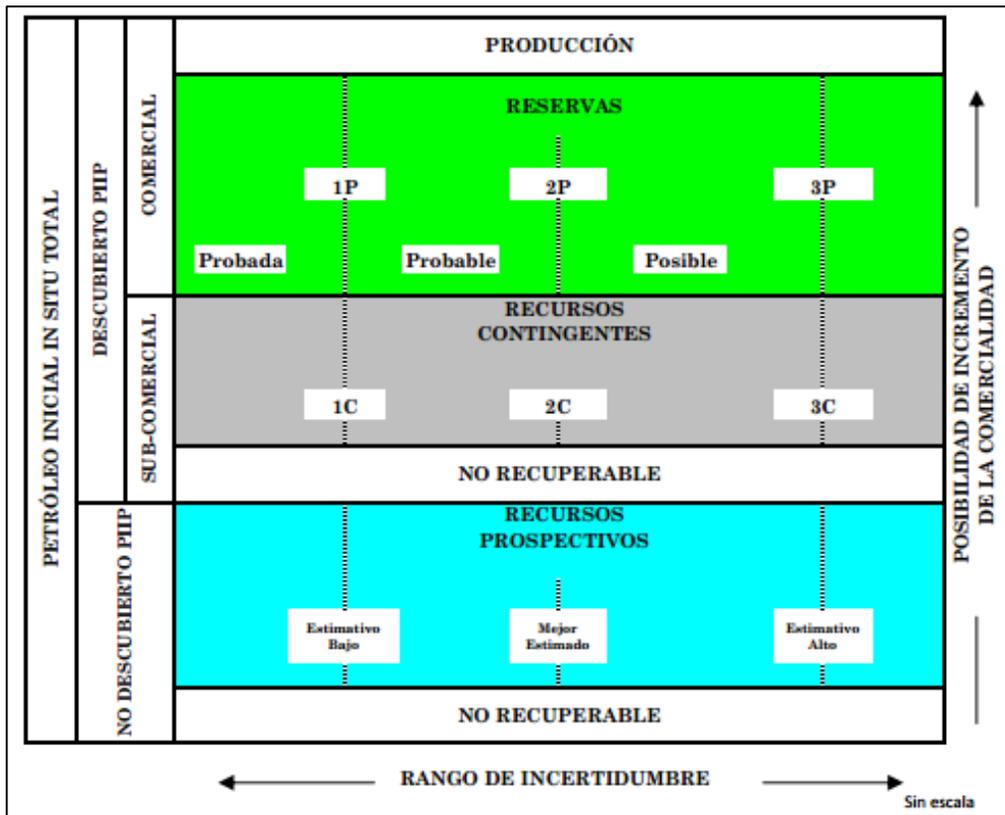
Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 240

2.11 MARCO DE CLASIFICACION DE LOS RECURSOS PETROLEROS

El término recursos abarca todas las cantidades de petróleo que se encuentran en el planeta, ya sean recuperables, no recuperables, producidos, convencionales y no convencionales.

La **Figura 11**, es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos

Figura 11. Marco de clasificación de recursos



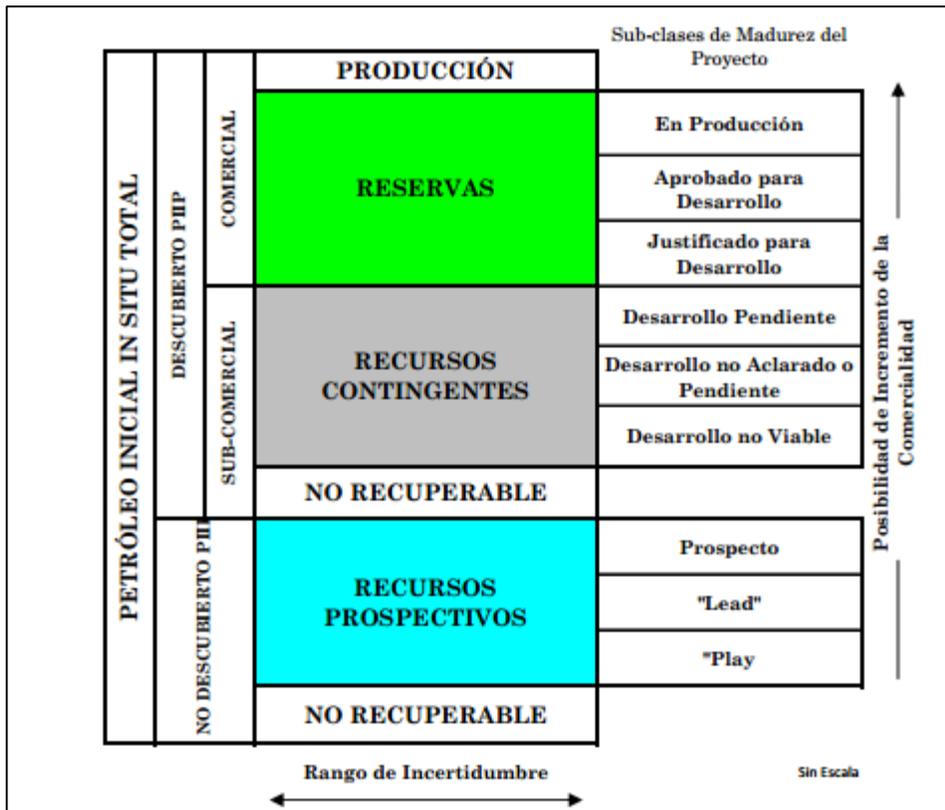
Fuente. ANH. Adopción de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. En: Acuerdo 11 de 2008. 102p. (11 de septiembre del 2008). Página 10

El rango de Incertidumbre refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras que el eje vertical representa la Posibilidad de Comercialidad, es decir la posibilidad de que el proyecto sea desarrollado y alcance el estatus de producción comercial.²¹

2.11.1 Subclases de Madurez del Proyecto. Los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) se pueden subclasificar según los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones de negocios) que se requieren para desplazar el proyecto hacia una producción comercial.

²¹ ANH. Adopción de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. En: Acuerdo 11 de 2008. 102p. (11 de septiembre del 2008). Página 11

Figura 12. Madurez del proyecto



Fuente. ANH. Adopción de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. En: Acuerdo 11 de 2008. 102p. (11 de septiembre del 2008). Página 15

Este enfoque apoya el manejo de oportunidades en varias etapas de exploración y desarrollo y puede estar suplementado con estimativos cuantitativos asociados a la posibilidad de comercialidad. Los límites entre los diferentes niveles de madurez del proyecto se pueden llamar ventanas de decisión.

Para Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales, se evalúan según su posibilidad de descubrimiento, en cantidades estimadas que podrían recuperarse bajo el desarrollo de proyectos apropiados. La decisión en cada fase, es adelantar la adquisición de datos adicionales y estudios diseñados para desplazar el proyecto hacia un nivel de madurez técnica y comercial, a donde se pueda tomar una decisión para proceder con la explotación.²²

²² ANH. Adopción de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. En: Acuerdo 11 de 2008. 102p. (11 de septiembre del 2008). Página 16

2.12 ESTIMATIVO DE CANTIDADES RECUPERABLES

2.12.1 Petróleo original in situ (POES). Este procedimiento utiliza las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento para estimar los hidrocarburos in-situ, y luego con este valor llegar a estimar aquel volumen que será recuperado.

Cuando se considera un yacimiento que inicialmente se encuentra lleno de petróleo líquido; el volumen de petróleo in situ, se determina mediante la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Petróleo Original en sitio

$$N = V_b \times \theta \times (1 - S_{wc})$$

Dónde:

N: Petróleo original in situ (POES)

V_b: Volumen bruto de la roca yacimiento en BY; también conocido como la fracción del volumen de roca que es porosa

S_{wc}: Saturación de agua irreducible (saturación de agua connata)

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 44

El producto $[V_b \cdot \theta]$ se denomina volumen poroso (V_p), este es el volumen total en el yacimiento que puede ser ocupado por los fluidos. Similarmente el producto $[V_b \cdot \theta \cdot (1 - S_{wc})]$ se denomina volumen poroso de hidrocarburos (V_{PHC}), y es el volumen total del yacimiento que puede ser ocupado por un hidrocarburo, bien sea petróleo, gas o ambos.

La existencia del agua connata, la cual normalmente alcanza de 10 a 25% del volumen poroso, V_p, es un ejemplo de un fenómeno natural fundamental en el flujo de fluidos en el medio poroso; Esto ocurre cuando un fluido desplaza a otro en un medio poroso, además la saturación del fluido desplazado nunca puede ser reducida a cero debido, a que los fluidos son inmiscibles, lo que implica que existe una tensión superficial finita en la interfase entre ellos.

Así el petróleo, que se genera en una cuenca sedimentaria o que migra de una trampa llena de agua, solo desplaza parcialmente el agua, lo que da como resultado la presencia de una saturación de agua connata. Puesto que esta agua es inmóvil, su influencia solo se refleja en los cálculos de ingeniería de yacimientos en la reducción del volumen del yacimiento ocupado por los hidrocarburos.

El volumen de petróleo calculado usando la **Ecuación 9**, Se expresa en volúmenes de yacimiento. Sin embargo, puesto que todo tipo de petróleo a las altas presiones y temperaturas que prevalecen en los yacimientos, contienen diferentes cantidades de gas disuelto por unidad de volumen, es más significativo expresar el volumen de petróleo en condiciones de superficie o condiciones de tanque, a las cuales el petróleo y el gas estarán separados

Ecuación 9. Petróleo Original

$$N = \frac{7758 \times A \times h \times \theta \times S_{oi}}{B_{oi}}$$

Donde:

7758 = Factor de conversión de acres-pie a barriles

A = Área del reservorio en acres

h= espesor de la formación que contiene el reservorio en Pies

PHIE: Porosidad (decimal, no porcentaje)

Sw= saturación de agua (decimal, no porcentaje)

B_{oi} = Factor del volumen de formación

Fuente. DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 45

Donde B_{oi}, es el factor volumétrico del petróleo en la formación en condiciones iniciales con las unidades de (volumen de yacimiento/volumen en condiciones normales), esto es BY/BN. Así, un volumen de (B_{oi}) barriles de petróleo en el yacimiento, producirá en barril normal de petróleo en la superficie junto con el volumen de gas que originalmente estuvo disuelto con el petróleo en el yacimiento.

En la **Ecuación 9**, los parámetros de θ (Porosidad), y S_{wc} se determinan normalmente por análisis petrofísicos y registros eléctricos.²³

2.12.2 Factor de recobro. Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo

²³ DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 127

que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento (Original Oil In Place).²⁴

Para conocer cuánto petróleo puede ser recuperado, se utiliza la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Petróleo recuperable

$$N_{pr} = FR * NP$$

Dónde:

N_{pr} = Petróleo recuperable

FR = Factor de recupero

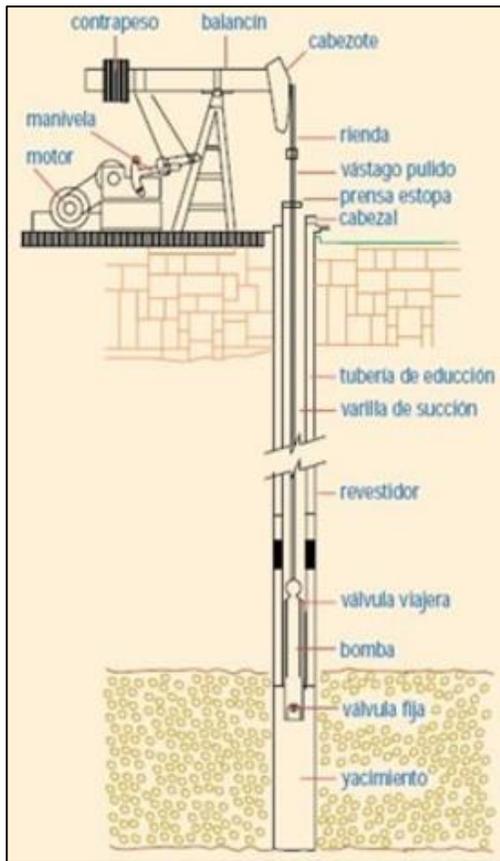
NP = Petróleo in situ.

2.13 BOMBEO MECÁNICO

Es un sistema artificial de producción que tiene como función extraer fluidos mediante un movimiento reciprocante originado en superficie, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba en el subsuelo; Evidenciado en la **figura 13**.

²⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Contratos de producción incremental: Concepto y alcance. [en línea]. <<https://www.notinet.com.co/pedidos/EXP1499D03.htm>> En: DECRETO NÚMERO 3176 DE 2002 [citado en 26 de septiembre de 2017]

Figura 13. Bombeo Mecánico



Fuente. MADRID, Marcelo. Bombeo Mecánico-Diseño. [En línea]. <<http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

La instalación típica de un bombeo mecánico se divide en dos principales grupos: equipo superficial y equipo sub-superficial

2.13.1 Equipo de superficie. El equipo de superficie incluye una unidad motriz, reductor de engranajes, unidad de bombeo, varilla pulida y conexiones superficiales.²⁵

2.13.1.1 Unidad motriz. Es un motor eléctrico o de combustión interna que proporciona a la instalación la energía mecánica, que es transmitida a la bomba y usada para impulsar el sistema. La unidad motriz afecta el consumo de energía y

²⁵ MARTTELO PALMA, Claudia. APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO. México D.F, 2010, p. 166. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Páginas 61-69

las cargas de la caja de engranaje. La potencia del motor depende de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo, y balanceo de la unidad.

2.13.1.2 Reductor de engranes. Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada y al mismo tiempo incrementar el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.

2.13.1.3 Unidad de bombeo. Es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del motor en un movimiento reciprocante necesario para operar la bomba de fondo. Cuenta con contrabalancesos, para reducir la torsión en el reductor de engranes y reducir el tamaño del motor principal.

Transfiere la energía del motor principal a la sarta de varillas y mantiene la verticalidad de la varilla pulida.

2.13.1.4 Varilla pulida. Es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y la unidad de bombeo, que pasa a través de las conexiones superficiales.

2.13.1.5 Conexiones superficiales. Entre estas se encuentra el estopero, un mecanismo que contiene los fluidos para que no se manifiesten a su exterior por medio de un conjunto de sellos; el preventor y las válvulas de retención. Otro accesorio importante es la grampa, que sirve para sujetar la varilla pulida por apriete, colocada en forma permanente.

2.13.2 El equipo de fondo. El equipo en fondo incluye sarta de varillas y bomba.²⁶

2.13.2.1 Sarta de varillas. Es la formada por las varillas de succión que son colocadas dentro de la tubería de producción; proporciona el ensamble mecánico entre la bomba y el equipo de superficie, cuya función es transmitir el movimiento de bombeo superficial a la bomba sub-superficial.

2.13.2.2 Bomba. Su función es elevar el fluido proveniente de la formación, en el interior de la sarta de producción hasta la superficie. La bomba está compuesta por un barril de trabajo, el émbolo, la válvula viajera y la válvula de pie.

2.14 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Es el conjunto de equipos o elementos en superficie, a través de los cuales se realiza un proceso de tratamiento de los fluidos traídos del subsuelo. Por medio de este sistema se pretende realizar la separación de las fases presentes (agua, petróleo, gas); cabe resaltar que no siempre se cuenta con la presencia de las tres

²⁶ *Ibid.*, p.37-46

fases. Adicional a ello en esta sección se desea implementar un tratamiento para poder comercializar o disponer las fases, sin alterar el equilibrio del medio ambiente. El proceso o los equipos a utilizar dependen de lo que se pretende realizar en una secuencia lógica básica.

El fluido llega a cabezal del pozo y es conducido por medio de líneas de flujo o tuberías hasta llegar al manifold el cual es el punto en donde se puede tomar muestras del fluido, también realizar tratamiento de desemulsificación para así romper las emulsiones y evitar formación de espuma del fluido.

En la **Figura 14**, se identifica un manifold instalado en la facilidad de un campo petrolero.

Figura 14. Manifold o múltiple de producción

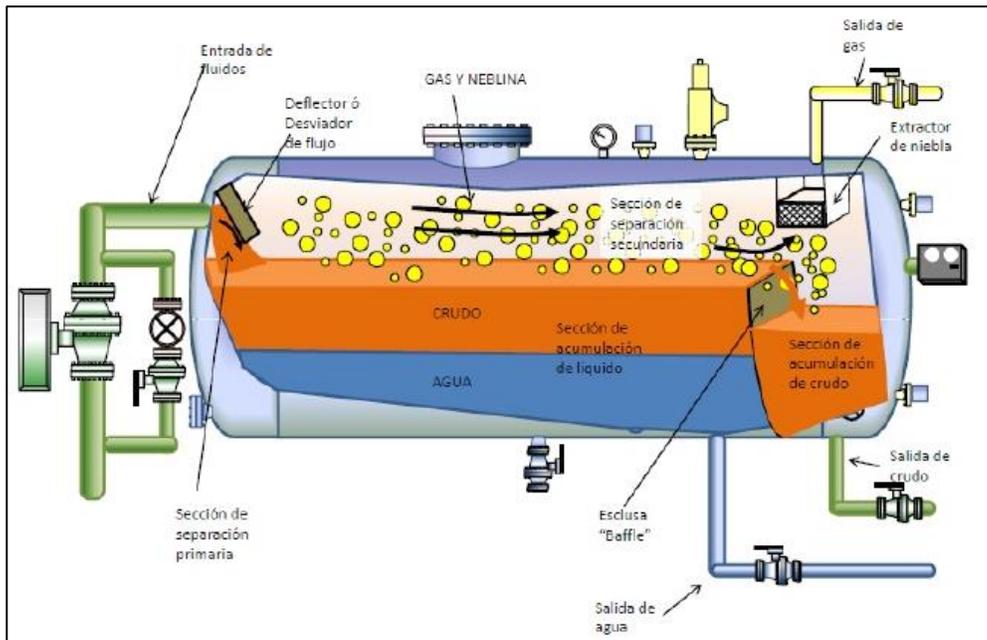


Fuente. GARCÍA, Paul. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS [En línea]. <<https://es.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Posteriormente dichos fluidos van en una sola corriente a los separadores, con el fin de generar mayor eficiencia. Este equipo puede ser vertical u horizontal, y también cuenta con corrientes de salida dependiendo de las fases que se estén tratando; la separación se da por medio del asentamiento de las partículas dado por la acción gravitacional y efectos mecánicos que el fluido tiene al chocar continuamente con platinas y mallas.

En la **Figura 15**, se observa un tipo de separador instalado en una facilidad de producción.

Figura 15. Separador Trifásico



Fuente. SENA. Separadores de la industria petrolera [En línea]. <<https://es.scribd.com/doc/91985276/Separadores-de-la-industria-petrolera>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Una de las corrientes de salida va a la tea; este equipo es un tubo vertical el cual se encarga de realizar quema de pequeñas cantidades de gas que no van a ser utilizadas.

En la **Figura 16**, se identifica una TEA para quema de gas proveniente de los pozos de producción.

Figura 16. Tea



Fuente. GARCÍA, Paul. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS [En línea].<<https://es.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Los separadores disponen de corrientes de agua y de aceite, las cuales pueden ir a distintos tanques con el fin de realizar un tratamiento químico y así generar la mayor separación de partículas por medio de rompedores, y continuar por medio de líneas de flujo a los tanques de almacenamiento, los cuales pueden variar su volumen dependiendo del diseño que se realice. Estos tanques son depósitos que almacenan líquidos y gases, además de proteger el fluido de las contaminaciones tales como materias extrañas o lluvia, el fluido se almacena y continúa a la etapa final, para su fiscalización.²⁷

En la **Figura 17**, se identifican tanques de almacenamiento

²⁷ GARCÍA, Paul. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS [En línea].<<https://es.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Figura 17. Tanques de Almacenamiento



Fuente. GARCÍA, Paul. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS [En línea]. <<https://es.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

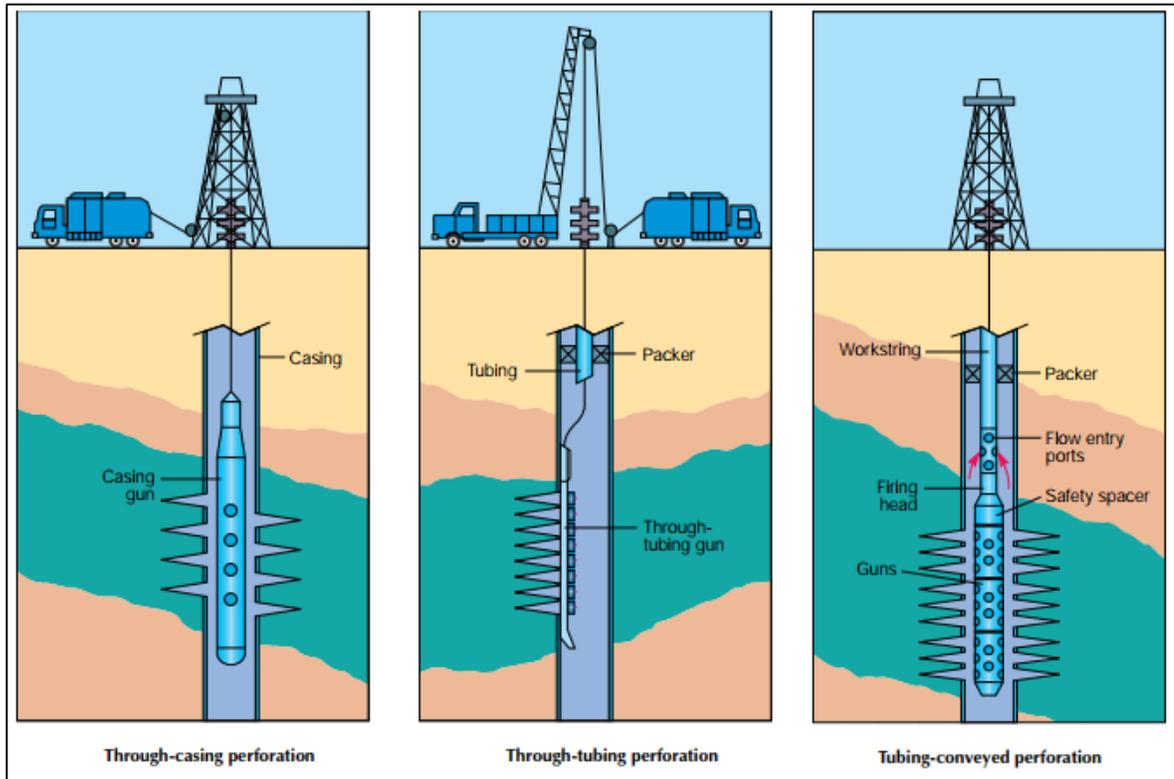
2.15 CAÑONEO DE POZOS

Según RENPU²⁸, respecto a las características geológicas de la formación, las propiedades de los fluidos del yacimiento y el tipo de pozo de petróleo y gas (vertical, direccional o pozo desviado), se selecciona la tecnología correspondiente de cañoneo.

En la **Figura 18**, se observan los métodos de cañoneo de pozos de petróleo; el primer mecanismo es cañoneo a través de revestimiento, este cañoneo es el más económico y puede realizarse con cabezal abierto, con fluido bajo balance y cabezal presurizado; el segundo método, es el cañoneo a través de tubería, y utiliza un localizador magnético que se retiene al revestimiento internamente ajustando la herramienta a la profundidad deseada; y el tercer método, utiliza más herramientas en fondo para lograr una mayor exactitud del cañoneo a la profundidad esperada.

²⁸ RENPU, Wan. Advanced well completion engineering. 3ª edición. Gulf Professional Pub, 2011. ISBN 9780123858689

Figura 18. Métodos de cañoneo de pozos



Fuente. COSAD, Charlie. Choosing a perforation strategy [En línea]. <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p54_69.pdf> [citado en 26 de septiembre de 2017].

2.15.1 Cañoneo sobre balance a través del revestimiento. El cañón se baja mediante Wireline, a través del revestimiento bajo la condición de cabezal abierto; una vez se cañonea, se inserta la tubería de producción, posteriormente se instala el cabezal e inmediatamente el fluido del yacimiento fluye por desplazamiento, suabeo o levantamiento artificial por gas lift, para colocar el pozo en producción de petróleo. El cañoneo sobre balance es simple, de bajo costo, alta densidad de disparos y longitud de penetración profunda, sin embargo el fluido en la fase de cañoneo puede invadir el yacimiento durante el cañoneo sobre balance, causando serios daños de formación.

2.15.2 Cañoneo bajo balance a través del revestimiento. Esta tecnología es similar a la anterior, excepto que antes de realizar el cañoneo, el nivel del fluido del pozo cae a cierta profundidad para generar una caída de presión apropiada bajo balance. Este tipo de cañoneo es más eficiente que en cañoneos a través de tubería de producción, en operaciones de inyección o fracturamiento, debido a que hay un mayor control de la longitud de penetración.

2.15.3 Cañoneo presurizado a través del revestimiento. Con esta tecnología, el cabezal de pozo se encuentra cerrado, para lograr un cañoneo bajo balance; así que el daño de formación será menor en contraste con el producido por el cañoneo sobre balance.

2.15.4 Cañoneo a través de la tubería. Esta es la tecnología bajo balance utilizada más antigua, la tubería se corre inicialmente en la parte superior del yacimiento, consecutivamente se instala el árbol de navidad y el lubricador que permite que las herramientas descendan dentro del pozo bajo presión; continuando con la corrida del cañón a través de la tubería y saliendo por el extremo de la misma; la ubicación del revestimiento se determina por el uso de un localizador magnético en el adaptador del cable eléctrico. El cañoneo a través de tubería produce un mecanismo bajo balance, generando una reducción en el daño de formación.

2.15.5 Cañoneo con sarta de herramientas en la tubería de producción. El cañón desciende a la profundidad deseada a través de la tubería, con herramientas acopladas en el extremo de la tubería; la presión bajo balance puede ocurrir por el espacio anular de la columna de fluido existente. La profundidad de cañoneo se verifica con el uso de un registro radioactivo, ubicado en la sarta del cañón, si la profundidad no es la correcta se identifica mediante una curva radioactiva con localización magnética medible de 15 metros por debajo de la sarta, y se compara con la curva radioactiva que fue medida previamente para corregir la profundidad.

2.16 OPERACIÓN DE CAÑONEO

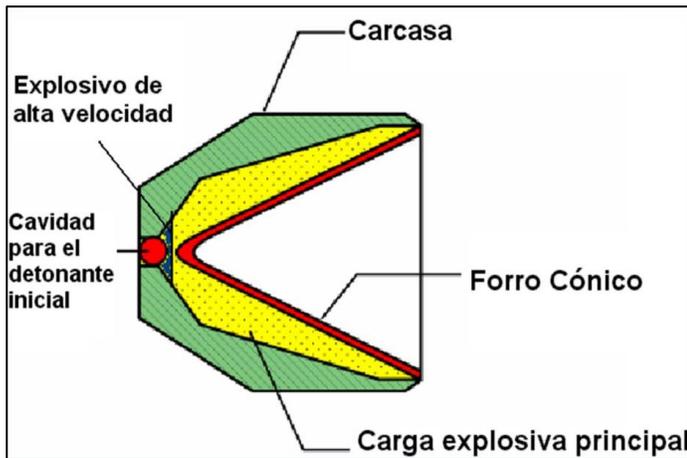
Según LYONS²⁹, el sistema para cañonear el intervalo de la Formación deseada se divide en tres partes, y adicionalmente cuenta con una cadena explosiva; estas tres partes se dividen en: detonador, cordón de detonación y la carga explosiva.

La carga explosiva se compone de: carcasa, cubierta o liner cónico, cartucho y explosivo principal. El proceso inicia en superficie mediante el detonador el cual al operar, genera ondas de explosión que viajan a través del cordón de detonación mediante el cartucho, y detonan el explosivo primario que atraviesan la caja protectora, fluido anular, revestimiento, y cemento hasta llegar a la Formación deseada.

En la **Figura 19**, se muestra el esquema de los componentes que hacen parte de las cargas explosivas utilizada en el cañoneo de zonas productoras de petróleo.

²⁹ LYONS, William C. PLISGA, Gary J. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Elsevier, 2016. 3 ed. p. 280

Figura 19. Esquema de fundamentos del cañoneo



Fuente. BELLARBY, Jonathan. *Developments in Petroleum Science*. Elsevier, 2009. Volumen 56. p. 46.

2.16.1 Tipos de cargas. Existen dos tipos de tamaño de agujero producto del cañoneo de Formaciones productoras de petróleo, estas son: Cargas de gran agujero ó Big Hole Charges (BH), y cargas de penetración profunda ó Deep Penetrating Charges (DP); estas se utilizan según el uso apropiado del completamiento del pozo. Actualmente se implementan cargas de penetración superprofunda (SDP).

2.16.1.1 Cargas de gran agujero (BH). LYONS³⁰ indica a este tipo de carga, como el más apropiado para cañoneos que se puedan llenar con arena o propante, sin embargo BELLARBY³¹ prueba que este tipo de carga genera altos esfuerzos alrededor de las perforaciones y por lo tanto un camino más tortuoso desde la perforación hasta la fractura, lo cual no es deseado.

2.16.1.2 Cargas de penetración profunda (DP). BELLARBY³² argumenta, que el objetivo principal de este tipo de carga es generar la máxima longitud de perforación, logrando tamaños de hueco que varían de 0,2 a 0,4 pulgadas; LYONS³³ por otra parte, demuestra que este tipo de carga, ofrece un mayor desempeño para completamientos en el cual no existe control de arenas.

En la **Figura 20**, Se exhibe las cargas explosivas utilizadas en la industria del petróleo.

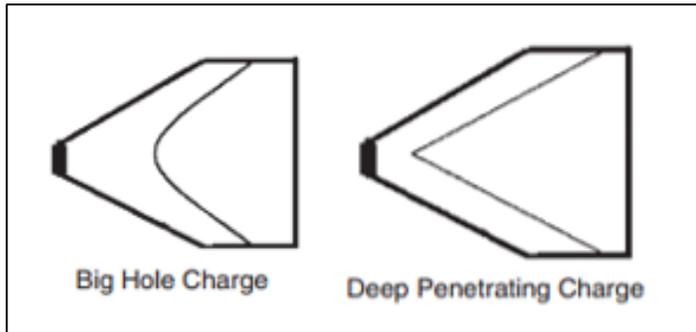
³⁰ Lyons, *op. cit.*, p. 280

³¹ BELLARBY, Jonathan. *Developments in Petroleum Science*. Elsevier, 2009. Volumen 56. p. 71.

³² *Op. Cit.*, 49

³³ Lyons, *op. cit.*, p. 280

Figura 20. Tipos de cargas para cañoneo de Formación



Fuente. LYONS, William C. PLISGA, Gary J. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Elsevier, 2016. 3 ed. p. 281

2.17 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Según ARPS³⁴, El análisis de curvas de declinación ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas. Este análisis se consideraba una práctica empírica, sin embargo la simplicidad y el éxito de los pronósticos, logró la aceptación del sector petrolero.

Según VERA³⁵, el crudo proveniente de un pozo por lo general declina en función del tiempo, para ello se realiza el análisis de curvas de declinación (ACD), estas curvas se ajustan a través de valores previos de producción de hidrocarburos; dichas curvas seguirán una tendencia, y es la base del análisis de pronósticos de producción.

Los análisis convencionales de curvas de declinación, están basados en cálculos matemáticos en relación a tasas de producción (q) vs el tiempo (t); las curvas de declinación son análisis de producción de hidrocarburos previos de producción para predecir comportamientos de producción en el futuro, asimismo sirven para determinar las reservas remanentes de un pozo o Campo; Las curvas de declinación se rigen por una serie de ecuaciones que varían según el tipo de declinación del yacimiento, estas ecuaciones tienen en común un exponente de declinación (b) que varía entre 0 y 1, y una tasa de declinación continua (D). Las curvas se clasifican en: exponenciales, hiperbólicas y armónicas.

³⁴ DE FERRER, Magdalena Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela. 2009. 561p. ISBN 978-980-12-3048-9. Página 503

³⁵ VERA, Jorge. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México D.F., 2015, p. 126. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Página 12

- Según ARPS³⁶, La declinación Exponencial ocurre cuando la disminución en la producción se da por unidad de tiempo, resultando con una línea recta.
- Declinación Hiperbólica: la caída de producción por unidad de tiempo, se expresa como una fracción del gasto de producción, esta fracción se eleva a una potencia entre cero y uno.
- Declinación Armónica: la tasa de declinación (D) es proporcional a la tasa de producción (q).

Para entender el comportamiento de las curvas de declinación, se realizan gráficas de tasas de producción (q) versus el tiempo de historial de producción o el tiempo para realizar el pronóstico.

En la **Tabla 6**, se muestran las distintas ecuaciones de ARPS, para las declinaciones dependientes de los exponentes de declinación.

Tabla 6. Ecuaciones de Arps para curvas de declinación

	Tasa de declinación.	Gasto de producción, q	Tiempo transcurrido, t	Producción acumulada, N _p
Exponencial b=0	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$	$q_i e^{-Dt}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_1 - q_2}{D}$
Hiperbólica 0 < b < 1	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^b$	$\frac{q_1}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$\frac{\left(\frac{q_1}{q_2}\right) - 1}{bD_i}$	$\frac{q_1}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^{1-b}\right]$
Armónica b=1	$\frac{D_1}{D_2} = \frac{q_1}{q_2}$	$\frac{q_1}{1 + D_i t}$	$\frac{q_1 - q_2}{D_i q_2}$	$\frac{q_1}{D_i} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$

Fuente. VERA, Jorge. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México D.F., 2015, p. 126. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Página 17

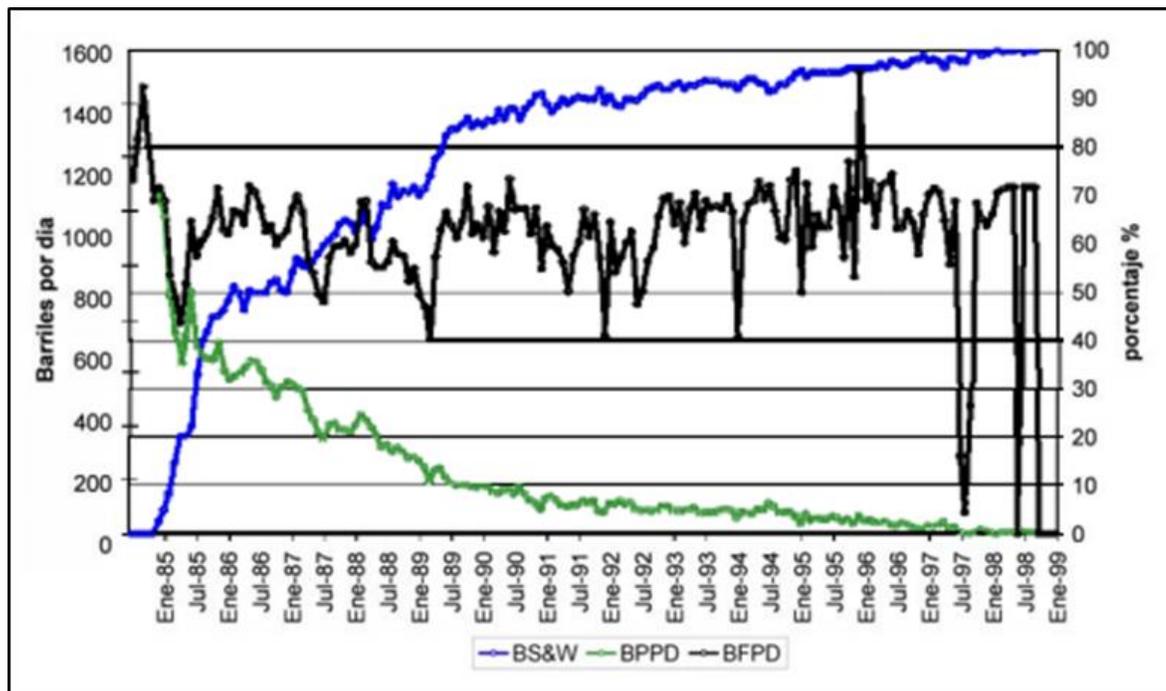
³⁶ DE FERRER, Magdalena. *op.cit.*, p. 505

3. DESCRIBIR LAS OPERACIONES DE WORKOVER EN LOS POZOS HN-01 Y HN-02

El motivo de este capítulo es hacer mención y describir las operaciones realizadas en los Pozos HN-01 y HN-02 previas a los dos cierres que ha tenido el campo.

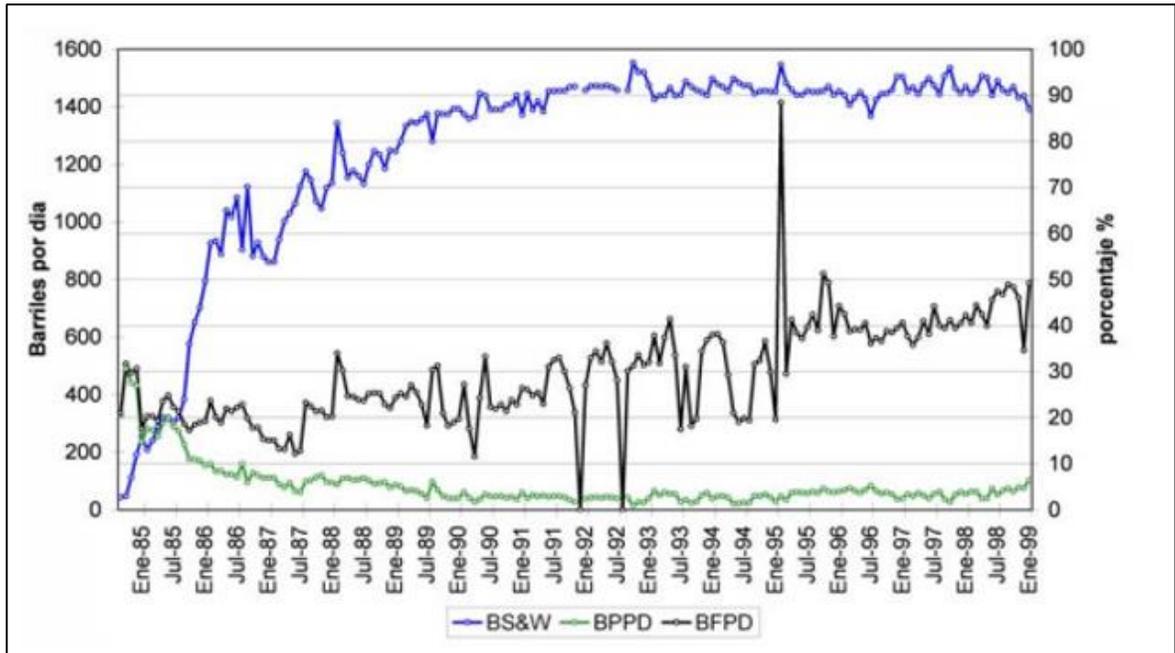
El Campo Hato Nuevo debido a su compleja geología (Anticlinal fallado) ha tenido que someterse a constantes intervenciones en los pozos, mediante diferentes acciones remediales las cuales se fundamentan en la caída de la producción de hidrocarburos y el aumento del corte de agua tal como se muestra en la **Gráfica 3** y **Gráfica 4**. Es importante analizar los topes de estas gráficas, debido a que indican la fluctuación generada por la variación de producción a través del tiempo, reflejado en el aumento o disminución de agua y crudo, o simplemente el beneficio o inconveniente que puede llegar a tener una operación.

Gráfica 3. Histórico de producción del Pozo HN-01



Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Cundinamarca. Marzo 2007. p.38.

Gráfica 4. Histórico de Producción del Pozo HN-02



Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Cundinamarca. Marzo 2007. p.41.

Con el propósito de entender las operaciones de workover, se plasmaran dos líneas de tiempo con las que se pretende mostrar con claridad la secuencia dada de las intervenciones y ubicar al lector por medio de la visualización de cada uno de los sucesos, empezando desde la operación más antigua a la más reciente.

La **Figura 21**, muestra las operaciones realizadas en los Pozos HN-01 y HN-02, desde el inicio de explotación del campo en el año 1984, hasta su cierre temporal en el año 1999; asimismo la **Figura 22**, representa las intervenciones y sucesos desde que el consorcio EMPESA-NCT, da cumplimiento al contrato a todo riesgo basado en la concesión Campos Descubiertos No Desarrollados e Inactivos - Hato Nuevo (CDND/I-Hato Nuevo) con inicio en el año 2007.

Figura 21. Intervenciones realizadas en los Pozos HN-01 y HN-02 desde su perforación hasta el momento del cierre del Campo Hato Nuevo.

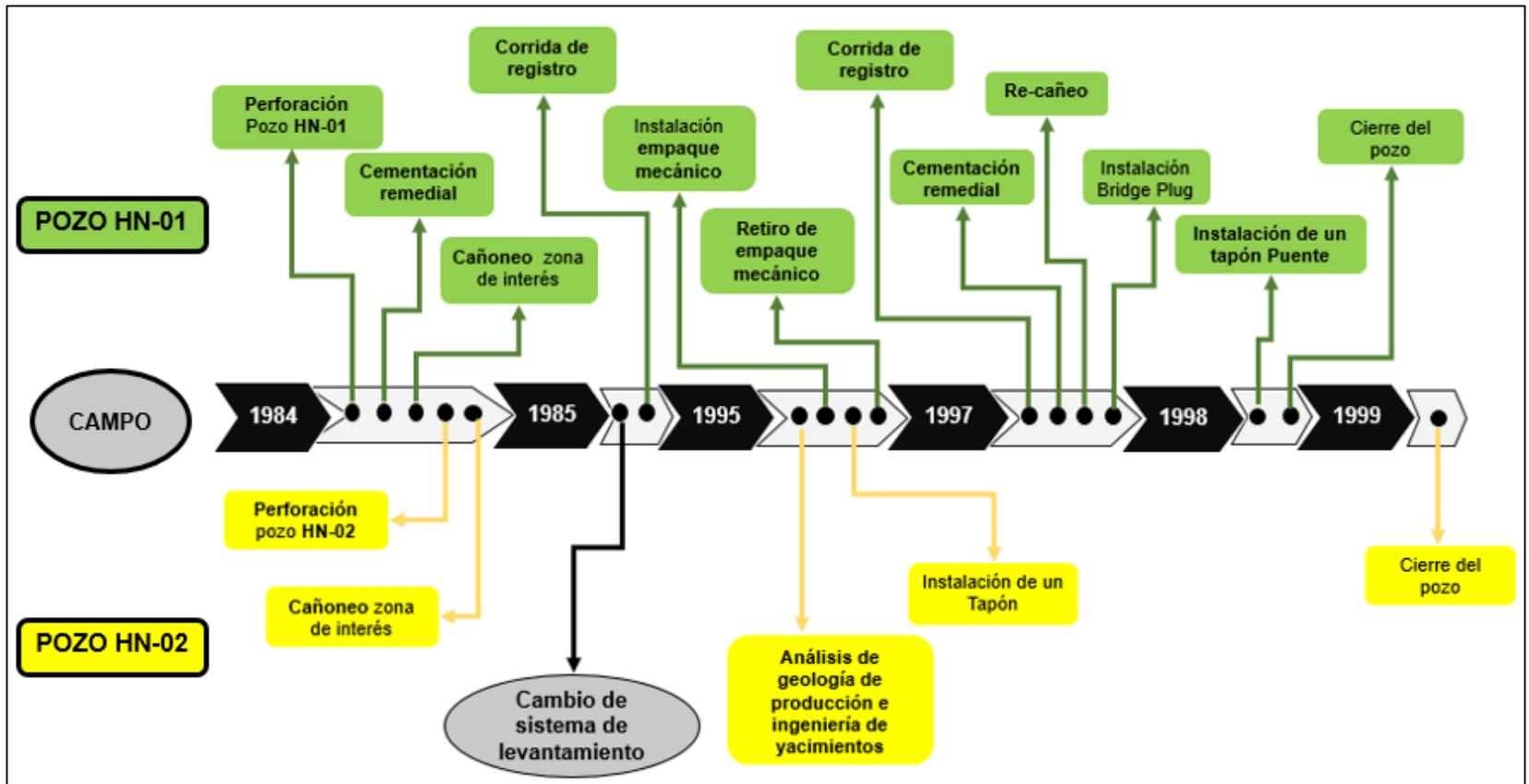
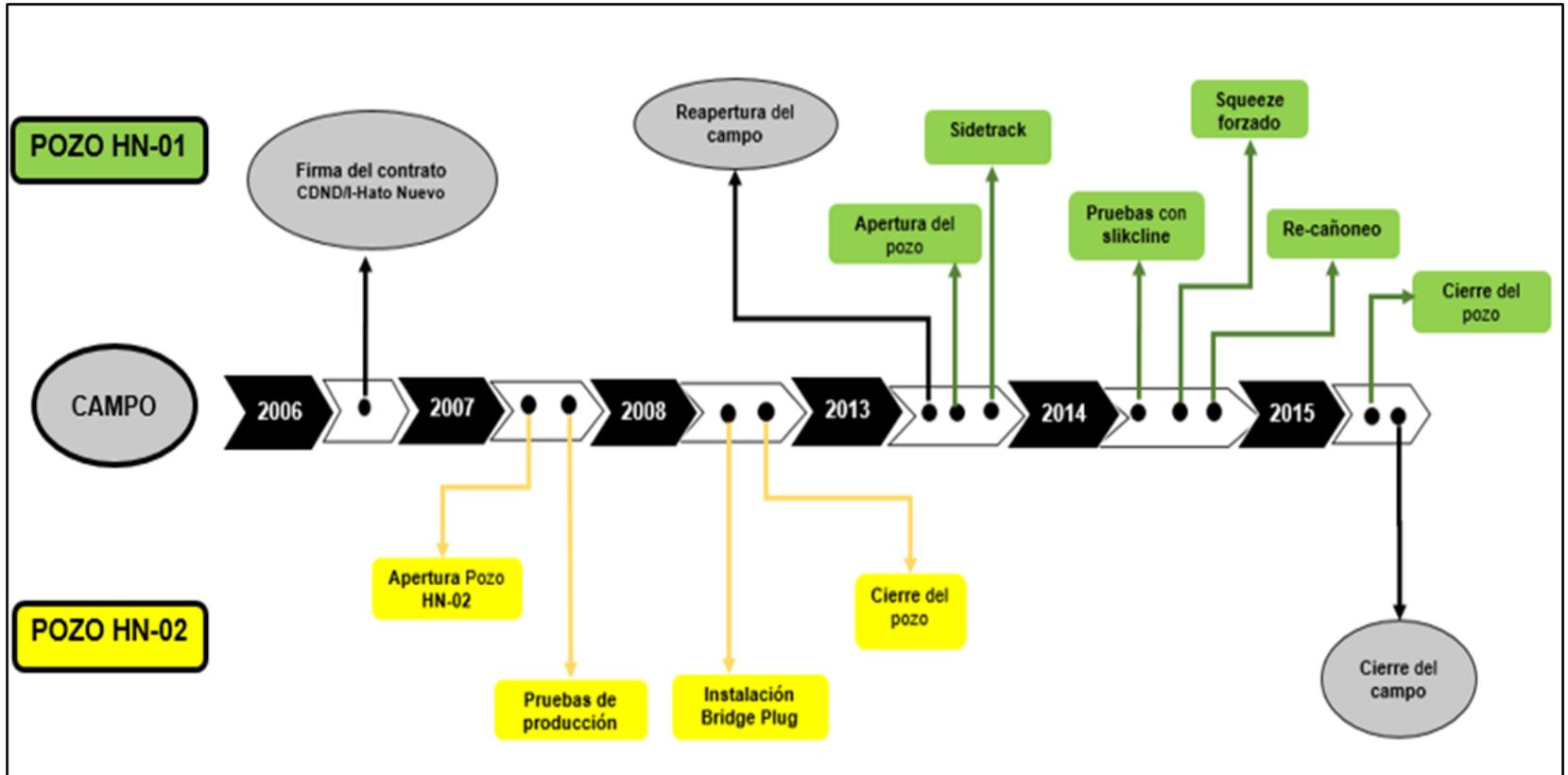


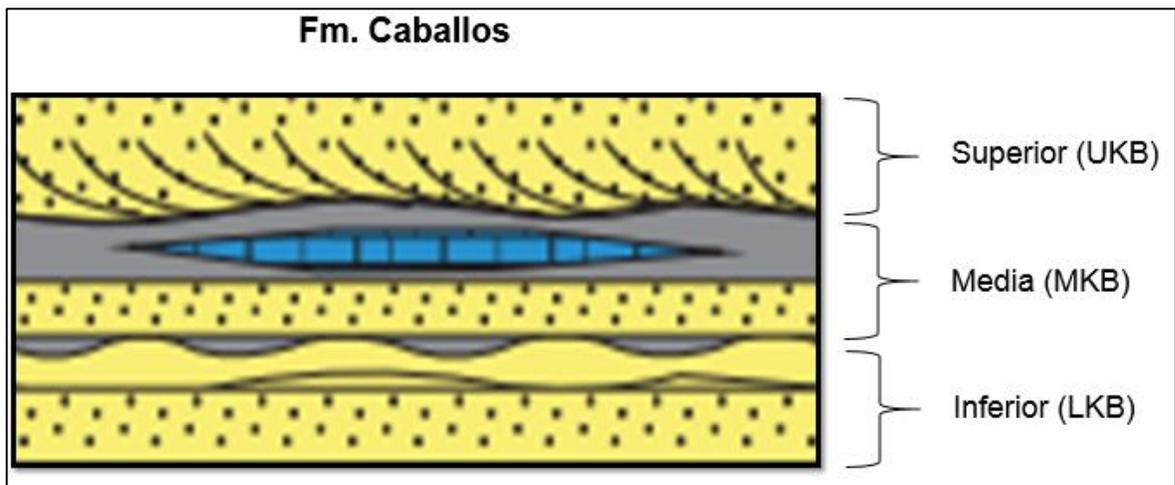
Figura 22. Operaciones realizadas posteriores al convenio de explotación de CDND/I Hato Nuevo



3.1 FORMACIÓN EXPLOTADA

La Formación Caballos se encuentra dividida en tres secciones, superior, media e inferior evidenciados en la **Figura 23**. La primera de estas, objetivo de explotación del Campo Hato Nuevo hasta el año 2015 a su vez, se subdivide en dos zonas, superior (UKB-1) e inferior (UKB-2), las cuales fueron cañoneadas en distintos intervalos para la producción de hidrocarburos con obtención también de gran cantidad de agua.

Figura 23. División de la Formación Caballos

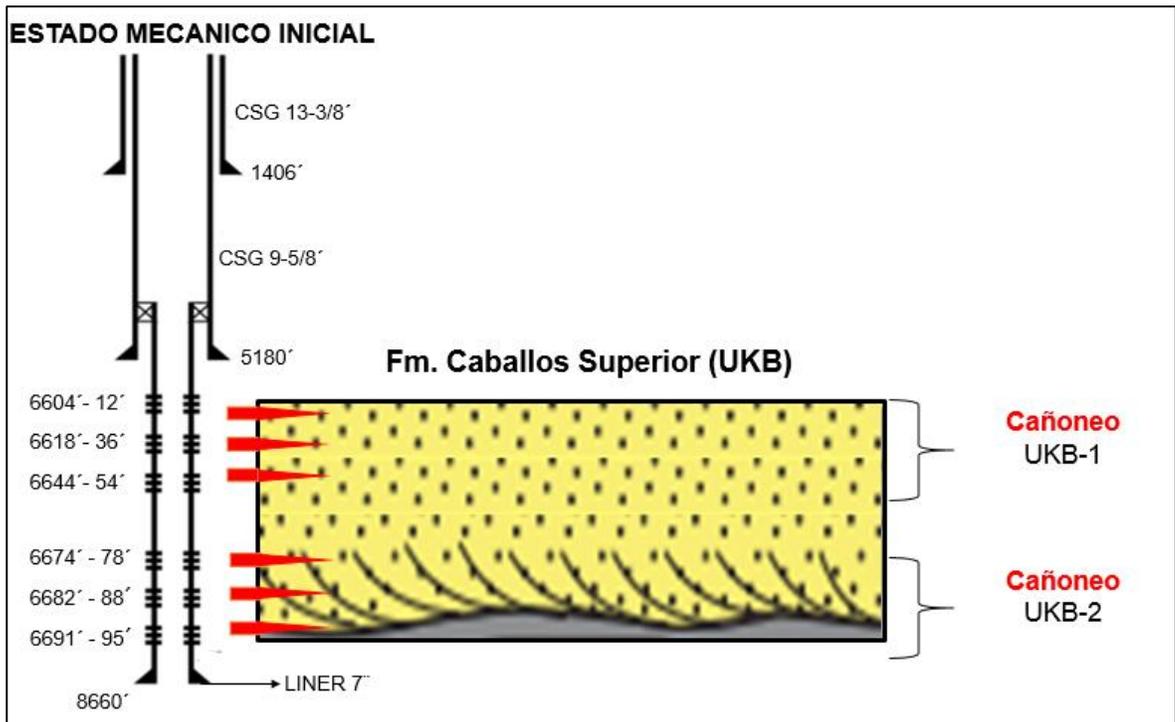


3.2 POZO HN-01

El Pozo HN-01, culminó su perforación con una profundidad vertical verdadera (TVD) de 8860 ft, para ello fueron construidas tres secciones, la tercera de estas con la instalación de un tubería de revestimiento colgante (Liner) de siete pulgadas, desde 4897ft a 6780ft (ubicación del zapato); posterior al proceso de cementación por motivos como canalización, ensanchamientos de la formación o centralización deficiente de la tubería, se vio la necesidad de realizar un squeeze, el cual remediaría la cementación primaria realizada.

La formación caballos objetivo del campo para la producción de hidrocarburos, fue cañoneada en seis distintos intervalos de la zona superior UKB, de los cuales tres pertenecientes a UKB-1 y los restantes a UKB-2, el estado mecánico del pozo y la realización de la operación de cañoneo se evidencia en la **figura 24**.

Figura 24. Intervalos cañoneados en el Pozo HN-01



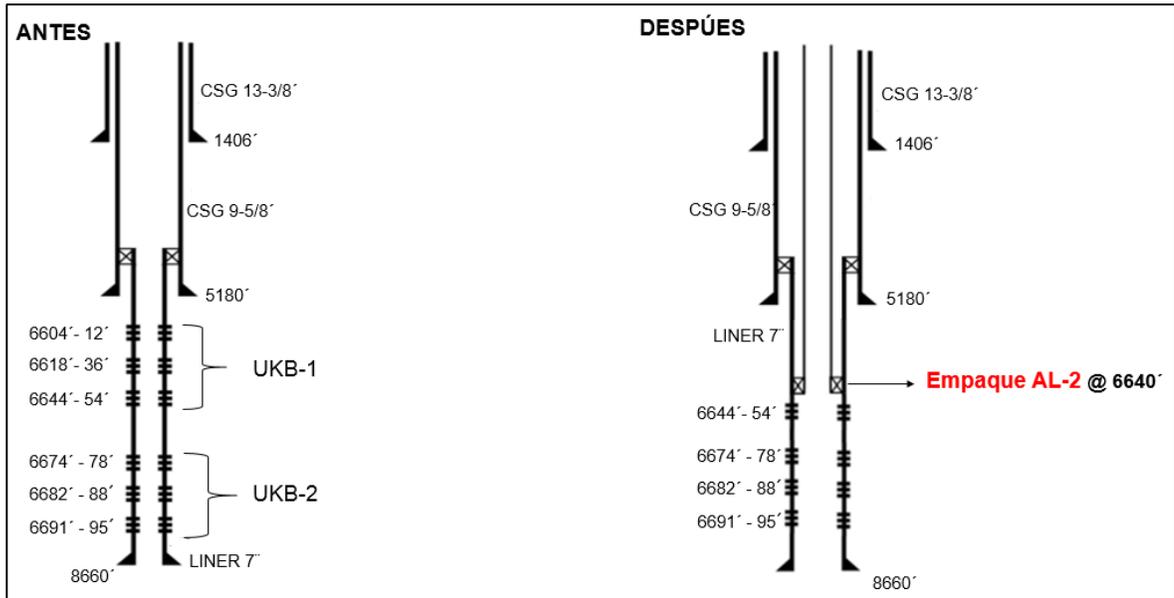
Se logró identificar parámetros como:

Pi	2931 Psia
Ko	119 mD
Skin	-0.86
IP	7.18 BDP/PSI

Posterior a la instalación del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, el pozo logro mostrar un incremento en poco tiempo de 43% a 75% del corte de agua, dicho acontecimiento hizo que fuese necesario correr un registro de producción (PLT), con el fin de identificar el comportamiento de los fluidos en los intervalos que se encontraban previamente cañoneados. Se identificó que un intervalo de la formación UKB-1 producía 65% del agua total del pozo, registrando un corte del 94.5%, el cual con el pasar del tiempo fue fluctuando, pero siempre con una tendencia de aumento; diez años más tarde de haber corrido el registro PLT, surgió la obligación de realizar una operación para poder aislar dicho intervalo, el cual seguía aumentando su corte de agua y disminuyendo la producción de hidrocarburos, para ello se probó un empaque mecánico.

En la **Figura 25**, se observa la instalación del empaque AL-2

Figura 25. Instalación empaque AL-2 para el Pozo HN-01



El propósito de la instalación del empaque mecánico, en este caso modelo AL-2, era lograr aislar en el anular, detrás de la tubería de producción, las zonas UKB-1 superiores (encima de 6640 ft), con el fin único de producir un intervalo UKB-1, y las zonas inferiores UKB-2, las cuales según el registro tomado habían mostrado un corte de agua igual a cero.

A pesar del esfuerzo generado no hubo un cambio significativo en la producción ni en el corte de agua del pozo lo que es indicio de:

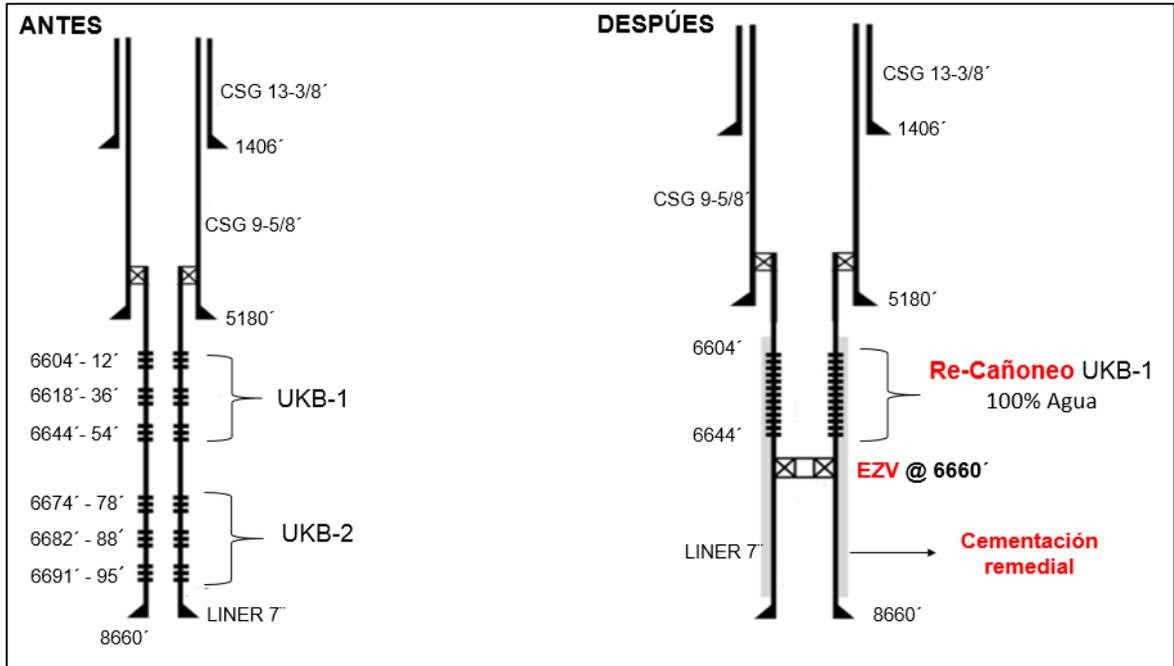
1. El corte de agua de las zonas inferiores hubiese aumentado.
2. Existiese algún tipo de comunicación detrás de la tubería.
3. Problemas de sello del empaque.
4. Entre otros.

Al retirar el empaque por funcionamiento ineficiente, se decidió dejar el estado mecánico del pozo, tal como se tenía en un principio, para que este produjera de todas los intervalos cañoneados.

Con el propósito de verificar la presencia de agua en los intervalos tanto superiores y a su vez en los inferiores, se corrió un registro ELAN & RST cuyo fin era el de determinar la saturación de agua de los intervalos completados, mostrando que la zona UKB-2 se encontraba inundada de agua y comunicada detrás del revestimiento con los intervalos superiores. La única manera de resolver dicho problema era realizando una cementación remedial mediante el proceso conocido en la industria como "circular cemento" con el fin de que todos los intervalos

cañoneados fueran sellados y poder re-cañonear toda la sección de UKB-1 e instalar un tapón entre UKB-1 y UKB-2 identificado en la **Figura 26**.

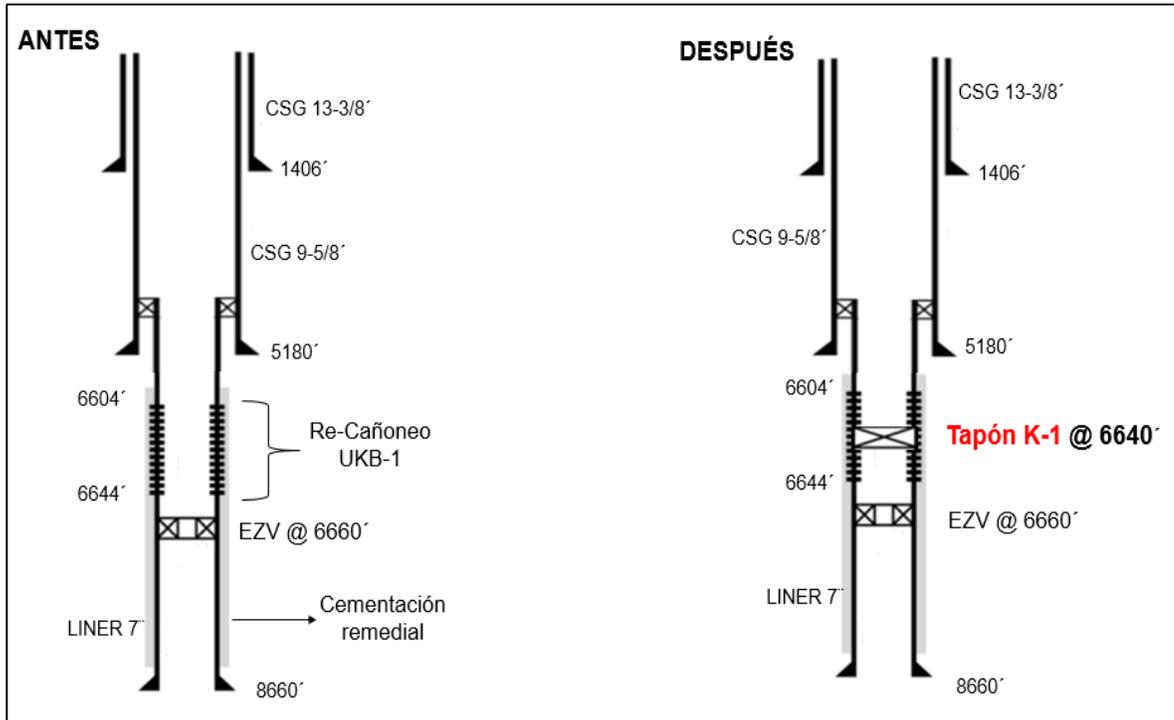
Figura 26. Cementación remedial, instalación de tapón EZV y Re-cañoneo de todo el intervalo UKB-1 para el Pozo HN-01



Por medio de esta operación se pretendía tener únicamente en producción, toda la zona superior (UKB-1) realizando la operación a 6TPP desde 6604ft a 6654ft, sin embargo dicha operación generó una producción del 100% de agua.

El cañoneo consecutivo de dicha sección formó canales de permeabilidad, que al estar conectados, y por medio de diferenciales de presión, hicieron que el agua continuara produciéndose, sin embargo se planeó la instalación de un tapón para lograr la disminución del corte de agua, identificado en la **Figura 27**.

Figura 27. Instalación de tapón puente Modelo K-1 para el Pozo HN-01

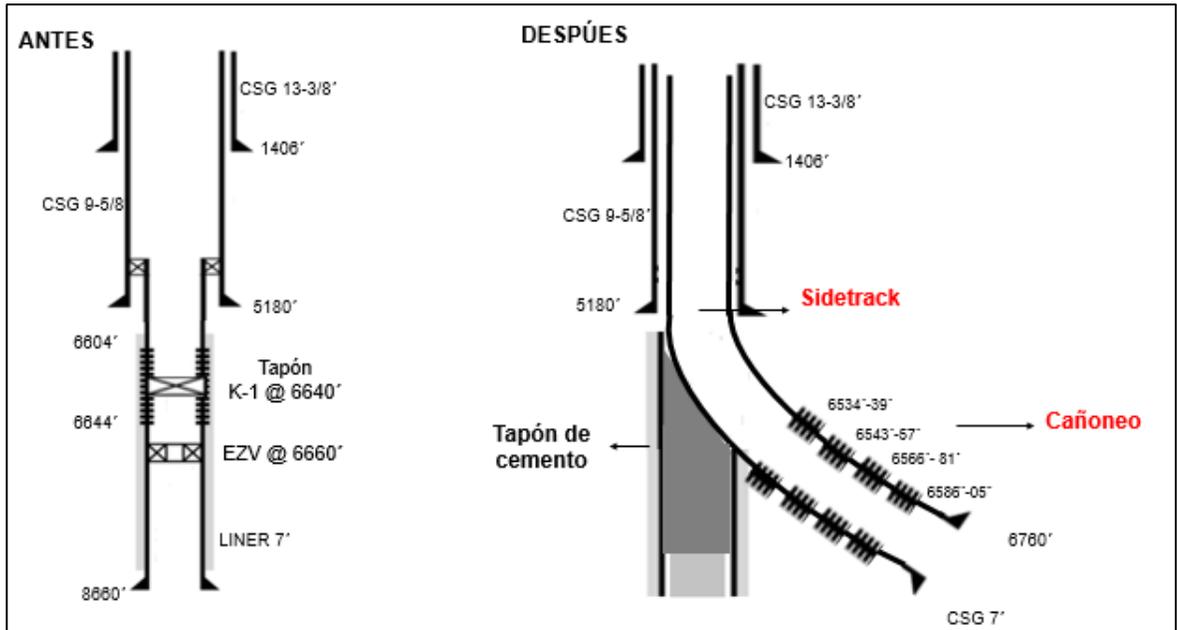


La instalación del tapón puente modelo K-1 a 6640 ft (mitad de la zona cañoneada), no generó ningún resultado positivo, y debido al corte de agua del 100% se determinó el cierre del pozo, posterior a la trituración tanto del tapón modelo K-1 como del tapón EZV.

El consorcio EMPESA NCT, después de estudiar las intervenciones generadas en el pozo antes de ser cerrado el campo, analiza que existe un potencial de hidrocarburos no explotado y viable económicamente, por tal motivo se optó por la realización de un sidetrack.

Esta operación consiste en primero adecuar el pozo mediante el balanceo de un tapón de cemento, abriendo la oportunidad de aislar toda la parte inferior a este y por medio de una perforación, lograr generar otro camino mediante la realización de una desviación, en este caso de 42°; la perforación tuvo lugar a una profundidad medida (MD) de 6773 ft. Posteriormente se realizó cementación del revestimiento de siete pulgadas, y se cañoneó la zona de interés a 5 tiros por pie (TPP), con tipo de disparo deep penetration (DP), tal como se muestra en la **Figura 28**.

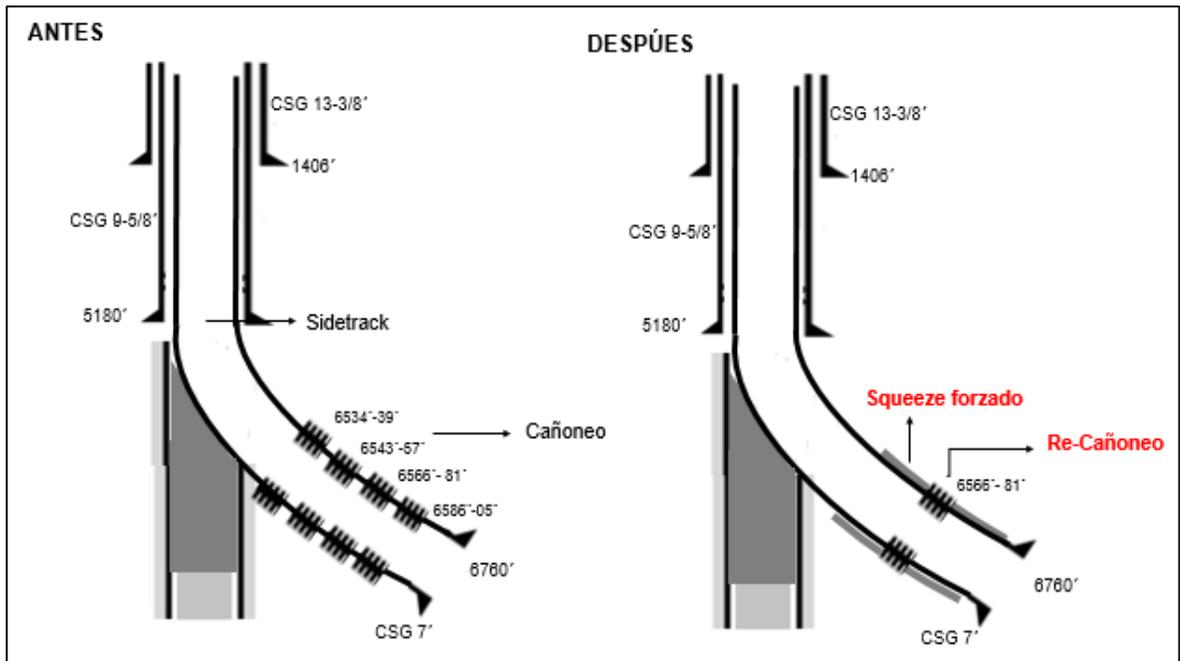
Figura 28. Sidetrack y cañoneo para el Pozo HN-01ST



El motivo de esta operación era drenar la parte alta de hidrocarburo de la estructura, la cual entró en producción y rápidamente aumentó el corte de agua.

Con el fin de aislar el intervalo productor de agua, se baja un equipo de slickline con empaques para producir el pozo por medio de intervalos separados, logrando identificar un intervalo el cual podía recobrar un volumen de hidrocarburos. Como operación se hizo corrida de registro de calidad de cemento detrás del revestimiento de siete pulgadas, con el fin de identificar la compactación que se tenía en el intervalo de interés, al no ser eficiente, se tomó la decisión de realizar un squeeze forzado, con el fin de generar sellamiento de intervalos abiertos y consolidación del revestimiento con la formación, y así poder re-cañonear el intervalo analizado con un espesor de 15 ft.

Figura 29. Squeeze forzado y re-cañoneo para el Pozo HN-01ST



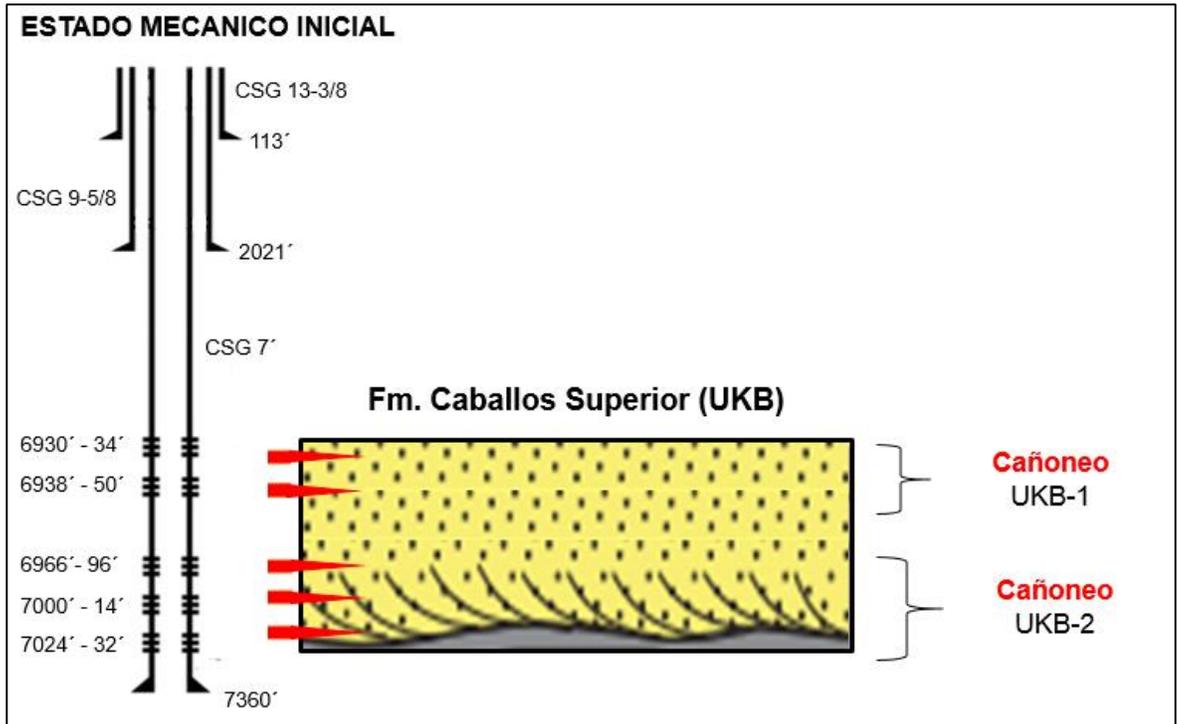
Posterior a la realización de la intervención, se obtuvo 100% de agua (222 bls), por consiguiente el pozo y el campo fueron cerrados por producción antieconómica.

3.3 POZO HN-02

El Pozo HN-02 culminó su perforación, con un profundidad vertical verdadera (TVD) de 7281 ft, siendo construidas tres secciones; la última de estas cementada con revestimiento de siete pulgadas y zapato a 7360 ft; se corrió registro de cementación para corroborar la adhesión del cemento al revestimiento (CBL), mostrando un 70% de adherencia, lo que fue positivo para continuar con el proceso de cañoneo de las zonas de interés.

La Formación Caballos objetivo del campo para la producción de hidrocarburos, fue cañoneada en cinco distintos intervalos de los cuales dos pertenecen a la Fm. Caballos Superior y los restantes a la Fm. Caballos Inferior tal como se muestra en la **figura 30**.

Figura 30. Intervalos cañoneados en el Pozo HN-02

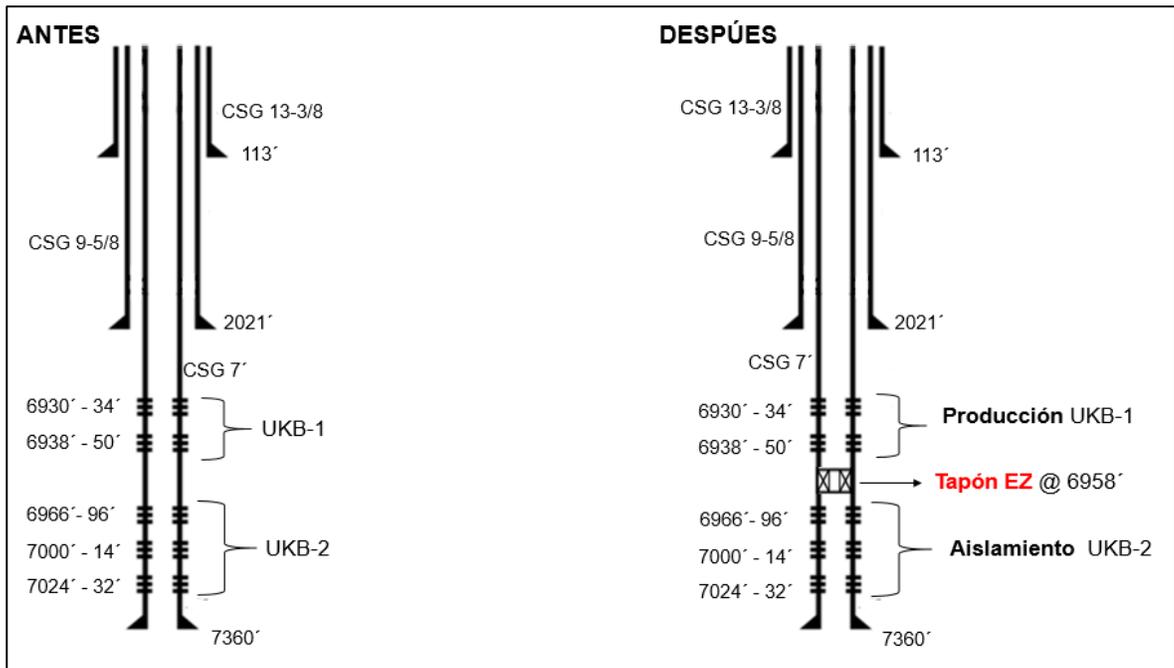


La operación de cañoneo se realizó con casing gun de 5 TPP, permitiendo identificar los siguientes parámetros:

Pi	2650 Psia
Ko	9 mD
IP	0.61 BPD/PSI

A pesar de la producción de hidrocarburos y cambio de sistema de levantamiento, el corte de agua continuó aumentando, esto generó la necesidad de realizar unos análisis detallados, tanto de geología como de ingeniería de yacimientos, con los cuales se identificó a las arenas inferiores (UKB-2) como zonas productoras de la mayor parte de agua del pozo (43%), y por tal motivo se realiza una operación de aislamiento de dicha zona, por medio de un tapón EZV, evidenciado en la **Figura 31**.

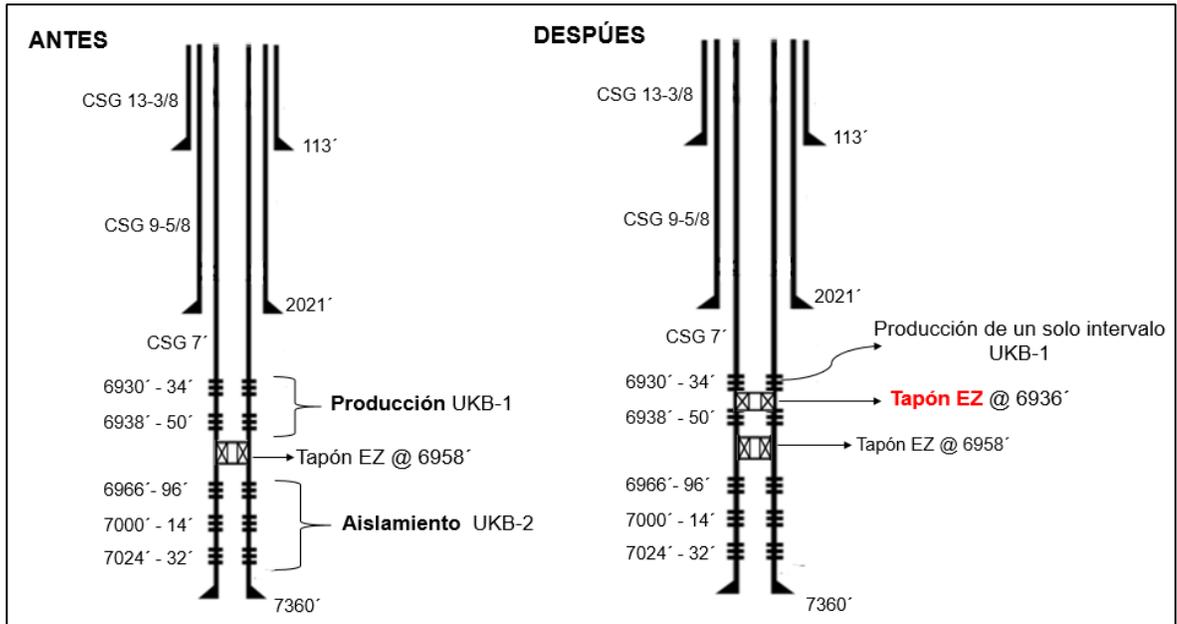
Figura 31. Instalación de tapón modelo EZV para el Pozo HN-02



El tapón EZV instalado a 6958 ft, generó producción únicamente de las arenas UKB-1 con una producción de agua del 90%; posterior al cierre del pozo HN-01 se generó producción antieconómica del campo y por ende la consecuencia del cierre del pozo HN-02.

Con el fin de dar inicio y cumplimiento al contrato establecido con ECOPETROL S.A. y el Consorcio EMPESA-NCT, se consideró conveniente crear un plan de desarrollo, además la realización de pruebas de producción y formulación de proyectos. Como inicio de ello, se determinó reabrir el pozo a las mismas condiciones que tenía cuando ocurrió el cierre, con el fin de establecer una producción básica, obteniendo 100% de agua con trazas de hidrocarburo (3 Bbl) en siete días, posterior a ello se optó por realizar un reacondicionamiento, instalando un tapón puente, como se observa en la **Figura 32**.

Figura 32. Instalación de tapón puente EZV para el Pozo HN-02



El motivo era aislar el intervalo inferior (6938' - 50') de la Fm. Caballos Superior con el fin de obtener producción en un solo intervalo (6930' - 34') del pozo; la evaluación de la prueba indicó que el tapón sentado fue exitoso en segregar esta zona productora de agua. Esto último es confirmado por la interpretación del registro de rayos gama, el cual a su vez indicó, que la zona actualmente abierta no había sido productora de agua o efectivamente drenada. Se considera que el agua producida por la zona es agua de inundación (Flujo cruzado), proveniente del intervalo aislado, lo cual ocurrió durante el cierre del campo por 9 años. El pozo fue cerrado por inviabilidad económica y alta producción de agua.

4. EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS EN LA FORMACIÓN VILLETA

En este capítulo se evaluará el potencial de recursos de las zonas prospectivas en la Formación Villeta del Campo Hato Nuevo a partir de la recopilación de muestras de núcleos, zanjas e información petrofísica obtenida de laboratorio, y con ello evaluar mediante un OOIP (Original Oil In Place) posibles reservas tanto para el campo como en los pozos a los que se pretende intervenir (HN-01ST y HN-02).

4.1 PROSPECTIVIDAD DE LA SUB-CUENCA DE NEIVA

La sub-cuenca de Neiva está caracterizada por la presencia de hidrocarburos en los niveles arenosos de las Formaciones Caballos, Monserrate y Honda; para el Campo Hato Nuevo la Formación Caballos es considerada como la roca almacenadora por lo cual ha sido el principal objetivo para la producción de hidrocarburos; dicha roca contiene intercalaciones de arena con buenas propiedades petrofísicas y continuidad, lo que permite obtener grandes factores de recobro.³⁷

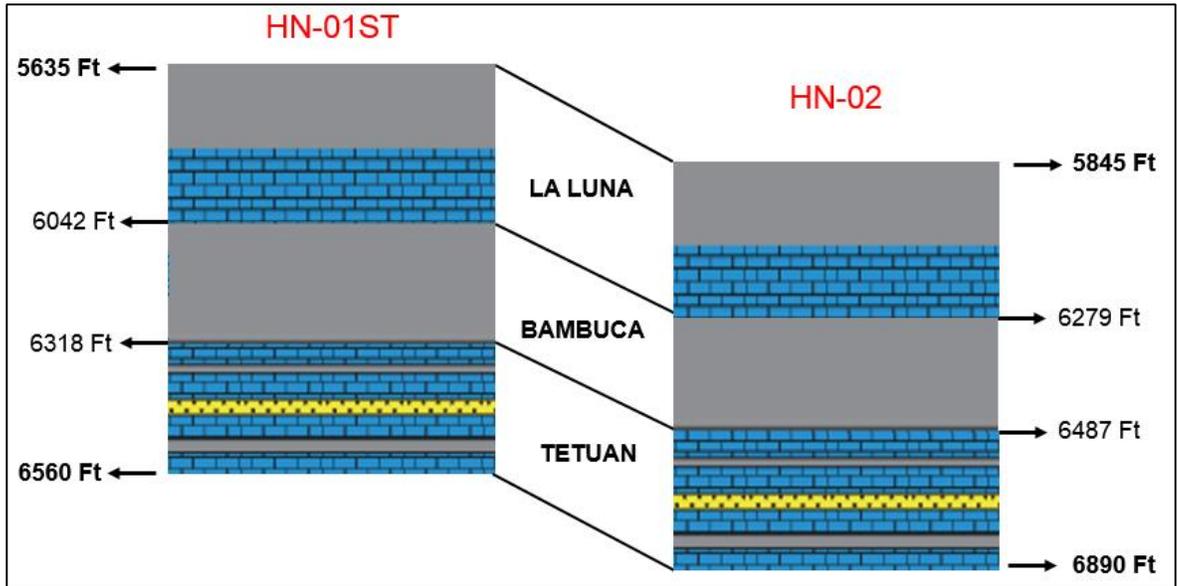
La Formación Villeta identificada por ser la roca generadora del campo, posee propiedades petrofísicas distintas y limitadas con respecto a porosidad y permeabilidad, en este tipo de formación ocurren procesos de migración de crudo, sin embargo no todo el volumen alcanza a desplazarse a una roca almacén debido a las condiciones geológicas en las que se encuentra. En la actualidad la extracción de hidrocarburos pertenecientes a este tipo de formaciones no es inusual, y se puede llegar a encontrar grandes cantidades de este recurso, siendo este llamado no convencional.

4.2 MUESTRAS DE NÚCLEO

Estas muestras son tomadas durante la perforación de los pozos en el campo a través de corazonamiento. Dicho proceso permite analizar en superficie los núcleos extraídos del subsuelo, en este caso a través de estos se logra establecer con claridad tanto la base y el tope de la Fm. Villeta y a su vez las formaciones que la componen haciendo énfasis en los pozos de interés tal como se muestra en la **Figura 33**. De esto se resalta la variación de profundidad y de espesor presente, el cual obedece a procesos geofísicos, sin embargo estos también representan y poseen una continuidad horizontal de los estratos también llamado Net-pay, lo que permite correlacionar formaciones o tipos de roca en distintos puntos perforados.

³⁷ RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 17

Figura 33. Correlación de la Formación Villeta



4.3 MUESTRAS DE ZANJA

Las muestras de zanja son obtenidas en superficie mediante la perforación de los pozos, y consisten en la presencia de ripios o cortes de la formación en superficie con los que se puede registrar un volumen o porcentaje de roca contenida en distintos intervalos, y a su vez caracterizar propiedades físicas como tonalidad, geometría y textura.

El propósito del análisis de zanjas es tener conocimiento del comportamiento de la estratigrafía del campo, hasta llegar a la formación de interés en este caso la Fm. Caballos la cual se pretendía explotar, sin embargo se pasa por alto intervalos superiores al tope de esta formación con presencia de hidrocarburos, lo que significa que dichas manifestaciones de aceite fueron dadas en la Formación Villeta y fueron evidenciadas en dos de los pozos que se pretende intervenir en el campo como se muestra en la **Tabla 7** y **tabla 8**.

Tabla 7. Muestra de zanjas del Pozo HN-01ST

PRODUNDIDAD (Ft)	FORMACIÓN (Ft)	%	CARACTERISTICAS
6430 – 6440	Lutita	40	Gris oscura.
	Calcita	40	Parda oscura.
	Limolita	20	Gris oscura.
	Trazas de arenisca		Blanca de grano fino, sub-angular a sub-redondeada, cemento siliceo, medio dura, friable.
6440 – 6450	Trazas de arenisca		Semejante a la anterior
6450 – 6460	Lutita	10	Negra, gris oscura, semejante a la anterior.
	Limolita	40	Gris oscuro, semejante a la anterior.
	Calcita	50	Parda oscura, semejante a la anterior, manifestación de aceite en el lodo
	Trazas de arenisca		Blanca, crema claro, de grano muy fino a fino, con buen sorteamiento grano sub-angular a sub-redondeado, cemento siliceo, con regular porosidad, medio dura, armazón granos de cuarzo
6460 – 6465	Trazas de arenisca		Buena cantidad de aceite en el lodo , color canela claro, con fluorescencia amarilla y corte amarillo claro lento y menor blanco rápido
6465 – 6470	Lutita	30	Negra, gris oscura, semejante a la anterior
	Limolita	40	Gris oscura, semejante a la anterior
	Calcita	30	Crema oscura, semejante a la anterior.
6470 – 6480	Lutita	50	Negra, gris, semejante a la anterior
	Limolita	30	Gris oscura, semejante a la anterior
	Calcita	20	Parda oscura, semejante a la anterior
	Trazas de arenisca		Blanca, semejante a la anterior.
6480 – 6490	Lutita	20	Semejante a la anterior
	Limolita	30	Gris oscura, parda oscura, blanda, soluble, arenosa, ocasionalmente arcillosa, ligeramente calcárea

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 51. Modificada por autores.

Tabla 8. Muestra de zanjas del Pozo HN-02

PRODUNDIDAD (Ft)	FORMACIÓN	%	CARACTERISTICAS
6630-6640	Lutita	40	Negra, gris oscura
	Calcita	40	Crema oscura.
	Limolita	20	Gris oscura.
	Trazas de arenisca		Blanca de grano fino, sub-angular a sub-redondeada, cemento silíceo, medio dura, friable, buena manifestación de aceite en el lodo
6640 – 6645	Trazas de arenisca		Manifestación buena de aceite en las rumbas y con el lodo , de color canela oscuro, fluorescencia parda amarillenta, amarillo claro, corte blanco y rápido.
6645 – 6655	Lutita	20	Negra, gris oscura, semejante a la anterior
	Limolita	40	Gris oscura, semejante a la anterior
	Calcita	40	Parda oscura, semejante a la anterior.
	Trazas de arenisca		Blanca, crema claro, de grano fino a sub-redondeado, cemento silíceo, con porosidad regular, medio dura, armazón granos de cuarzo
6655 – 6660	Trazas de arenisca		Buena cantidad de aceite en el lodo , color canela claro, con fluorescencia amarilla y corte amarillo claro lento y menor blanco rápido
6660 – 6665	Lutita	10	Negra, gris oscura, semejante a la anterior
	Limolita	40	Gris oscura, semejante a la anterior
	Calcita	50	Semejante a la anterior. Presencia de aceite canela claro con fluorescencia parda amarillenta, corte amarillo claro lento y blanco rápido
6665 – 6680	Lutita	30	Negra, gris, semejante a la anterior
	Limolita	40	Gris oscura, semejante a la anterior
	Calcita	30	Parda oscura, semejante a la anterior
	Trazas de arenisca		Blanca, semejante a la anterior.
6680 – 6700	Lutita	30	Semejante a la anterior.
	Limolita	30	Gris oscura, parda oscura, blanda, soluble, arenosa, ocasionalmente arcillosa, ligeramente calcárea

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 52. Modificada por autores.

4.4 PETROFISICA DE LA FORMACION VILLETA

La petrofísica puede ser tomada de registros y muestras de núcleo, y tienen como finalidad identificar propiedades de la formación en cuanto a porosidad, saturación de agua y aceite, permeabilidad, espesores y espesores netos. Para el análisis de los recursos prospectivos en la Formación Villeta se realizó una recopilación de dichos datos haciendo énfasis en los intervalos que habían mostrado espesores netos con poca saturación de agua y esto fue dado para cada uno de los pozos presentes en el campo con el fin de determinar un Original Oil In Place. Esta información se resume en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Características petrofísicas Pozo HN-01ST

POZO HN-01ST						
FORMACIÓN	intervalo (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)	Espesor neto (acres)
VILLETA	6350-6355	15.11	24.4	0.01422	5	5
	6405- 6416	28.76	23.7	0.0817	11	11
	6433-6453	19.6	10.2	0.037	8	8
	6455-6463	20.22	26.3	0.0799	20	19
	6500-6507	25.3	24.4	0.034	7	7

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 37.

Del mismo modo se organizaron los datos para el resto de los pozos, con el fin de indicar dos casillas adicionales denominadas ponderado y sumatoria; la primera de estas, vincula los valores de porosidad y del mismo modo los de la saturación de agua, la segunda de estas hace referencia tanto al espesor y espesor neto los cuales hacen parte de cada uno de los intervalos y por ende, representan un total de profundidad reflejado de los ponderados para cada uno de los pozos.

En representación del cálculo de estas variables se toma como referencia el pozo HN-01ST. Mediante la **Ecuación 11**, se determina el ponderado de porosidad, donde se representa el promedio de esta variable haciendo uso de la sumatoria del producto de porosidad con el espesor de cada intervalo, dividiendo la sumatoria de los espesores totales. Con el uso de la **Ecuación 12**, se determina el ponderado de la saturación de agua, donde en el numerador se encuentra la sumatoria del producto de la porosidad, espesor y saturación de agua para cada intervalo, dividido en el producto de la sumatoria de la porosidad y espesor. Para el ponderado de permeabilidad, se hace uso de la multiplicación de los intervalos de permeabilidad con su respectivo espesor neto, dividido entre la sumatoria de los espesores netos

haciendo uso de la **Ecuación 13**. Para la sumatoria de los espesores y espesores netos se utiliza la **Ecuación 14**.

Ecuación 11. Ponderado de porosidad por espesor

$$\begin{aligned} \phi \text{ promedio HN-01ST} &= \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \\ &= \frac{(15,11*5)+(28,76*11)+(19,6*8) + (20,22*19)+ (25,3*7)}{5+11+8+19+7} = 22.20\% \end{aligned}$$

Ecuación 12. Ponderado de saturación de agua por espesor

$$\begin{aligned} S_w \text{ promedio} &= \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i * h_i * S_w)}{\sum_{i=1}^n \phi * h_i} \\ S_w \text{ promedio HN-01ST} \\ &= \frac{((15,11*24,4*5)+(28,76*23,7*11)+(20,22*26,3*19)+(19,6*10,2*8)+(25,3*24,4*7)}{(15,11*5)+(28,76*11)+(20,22*19)+(19,6*8)+(25,3*7)} \\ &= 22.85\% \end{aligned}$$

Ecuación 13. Ponderado de permeabilidad por espesor

$$\begin{aligned} K \text{ promedio} &= \frac{\sum_{i=1}^n (k_i * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \\ K_i \text{ HN-01ST} \\ &= \frac{((0,01422*5)+(0,0817*11)+(0,0799*8) + (0,037*19)+(0,034*7)}{(5)+(11)+(8)+(19)+(7)} \\ &= 0.051 \text{ mD} \end{aligned}$$

Ecuación 14. Sumatoria de espesor y espesor neto

$$\begin{aligned} \text{Espesor} &= \sum_{i=1}^n = 5+11+8+20+7=51 \\ \text{Espesor Neto} &= \sum_{i=1}^n = 5+11+8+19+7=50 \text{ ft} \end{aligned}$$

Con este ejemplo de deducción para el Pozo HN-01ST, a continuación se muestran las casillas adicionales mencionadas con anterioridad con su respectivo valor calculado; del mismo modo se realizan los resultados para los tres pozos restantes

y se adjuntan sus resultados correspondientes, evidenciado de la **Tabla 10** hasta la **Tabla 13**.

Tabla 10. Características petrofísicas Pozo HN-01ST con asignación de ponderados y sumatoria

POZO HN-01ST						
FORMACIÓN	intervalo (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)	Espesor neto (acres)
VILLETA	6350-6355	15.11	24.4	0.01422	5	5
	6405- 6416	28.76	23.7	0.0817	11	11
	6433-6453	19.6	10.2	0.037	8	8
	6455-6463	20.22	26.3	0.0799	20	19
	6500-6507	25.3	24.4	0.034	7	7
Ponderado		22.2	22.85	0.051	-	-
Sumatoria		-	-		51	50

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 37. Modificada por autores.

Tabla 11. Características petrofísicas Pozo HN-02 con asignación de ponderados y sumatoria

POZO HN-02						
FORMACIÓN	intervalo (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)	Espesor neto (acres)
VILLETA	6642-6643	24.4	25.5	0.0469	3	3
	6655- 6658	11.8	27	0.03242	3	3
	6662-6666	25.9	11.5	0.05021	4	4
	6721-6728	20.8	28.2	0.0532	7	7
	6823-6828	20.8	28.6	0.04244	5	5
	6850-6855	22.6	25.1	0.0232	5	5
Ponderado		21	24.235	0.0422	-	-
Sumatoria		-	-		27	27

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 37. Modificada por autores.

Tabla 12. Características petrofísicas Pozo HN-03 con asignación de ponderados y sumatoria

POZO HN-03						
FORMACIÓN	intervalo (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)	Espesor neto (acres)
VILLETA	6572-6578.5	23.4	23.6	0.2113	6.5	4
	6581-6583.5	25.6	25.3	0.344	2.5	1.5
Ponderado		24.5	24.45	0.2475	-	-
Sumatoria		-	-	-	9	5.5

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 38. Modificada por autores.

Tabla 13. Características petrofísicas Pozo HN-04 con asignación de ponderados y sumatoria

POZO HN-04						
FORMACIÓN	intervalo (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)	Espesor neto (acres)
VILLETA	6719-6724	16.2	26.5	0.0113	5	5
	6743-6745	18.4	38.6	0.0234	2	2
	6750-6752	17.2	46.8	0.4222	2	2
	6774-6776	15.6	37.8	0.58	2	2
Ponderado		16.85	37.425	0.1916091	-	-
Sumatoria		-	-	-	11	11

Fuente. RIVERA, Mauricio. INFORME DE SUSPENSIÓN CAMPO HATO NUEVO: ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. p. 38. Modificada por autores.

En base al desarrollo de resultados de cada pozo, se realiza un estimativo volumétrico del total de hidrocarburos in-situ en la formación, ya que se cuenta con la unificación de las propiedades tanto de la roca como del fluido para cada uno de los pozos.

Para realizar este cálculo se realiza una recopilación de todos los valores ponderados de porosidad y saturación de agua, además de las sumatorias de espesores netos obtenidos para cada pozo, esto con el fin de determinar la cantidad de petróleo original in situ, que puede encontrarse en el intervalo de la Fm. Villeta independientemente si uno de los pozos en específico, se va a intervenir, o explotar; en consecuencia entre más datos se obtengan, se generará un mayor conocimiento acerca de la formación de interés con el objetivo de efectuar la validación de los resultados para el análisis a nivel de campo.

Una vez agrupados los resultados obtenidos de los pozos con anterioridad, se procede a colocar una casilla con el nombre promedio general, la cual utiliza los resultados específicos de los pozos con el fin de obtener datos generales de toda la formación, en este caso si se realiza este promedio para espesor neto debido a que

se trata de un Net-pay-average, esto indica que va hacer la secuencia o continuidad horizontal que se tiene de la formación, para cada uno de los pozos y no la sumatoria de estos, ya que se estaría presentando una profundidad y esto estaría erróneo.

En la **Tabla 14**, se hace un resumen de los resultados de datos ponderados para cada parámetro.

Tabla 14. Resumen características petrofísicas de los pozos de Hato Nuevo

PONDERADOS PARA ANALISIS OOIP				
FORMACIÓN	Pozo	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Espesor neto (ft)
VILLETA	HN-01ST	22.2	22.85	50
	HN-02	21.29	24.235	27
	HN-03	24.5	24.45	5.5
	HN-04	16.85	37.425	11
Promedio General		21.21	27.24	23.375

Con este ponderado general se reemplaza en la ecuación utilizada para el cálculo del OOIP, las variables que en esta intervienen como lo son: la porosidad, saturación de agua, ambas registradas en cifras decimales, también el uso del espesor neto y el área al tope de Villeta, la cual se obtuvo a partir de cálculos geofísicos. No se cuenta con el dato de factor volumétrico inicial (Boi), sin embargo se utiliza el valor determinado a partir del análisis PVT del pozo Hato Nuevo 1. Cuyo valor fue de 1.2 BY/BN.

Ecuación 15. Cálculo del Petróleo Original en Sitio

$$N = \frac{7758 \times A \times h \times \theta \times S_{oi}}{B_{oi}}$$

$$N = \frac{7758 \times 131.5 \text{ Acres} \times 23.375 \text{ Ft} \times 0.2121 \times (1 - 0.2724)}{1.2 \text{ BY/BN}}$$

$$N = 3'066.756 \text{ Bbls}$$

El dato obtenido del OOIP fue de 3'066.756 Bbl, sin embargo se tiene que considerar un factor de recobro para determinar el volumen recuperable en los pozos. Esta zona es característica por tener factores de recobro del 25% para la explotación de la Fm. Caballos, sin embargo al hacer referencia de la Fm. Villeta, siendo el prospecto de roca generadora para la sub-cuenca, cuenta con valores casi nulos de propiedades como la permeabilidad, generando dificultad para la explotación y producción de la misma. Para este campo, se utilizará un factor de recobro del 14%, basado en el campo análogo Tenay, ubicado en la misma cuenca y por tal motivo la misma formación; el cual se obtuvo producción de esta formación

en específico de las calizas de Tetuán, cuando se pretendía llegar a la Fm. Caballos. En consecuencia, se realiza el cálculo correspondiente del petróleo recuperable reemplazando los datos en la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Petróleo Recuperable

$$\begin{aligned} \text{Npr} &= \text{FR} * \text{N} \\ \text{Npr} &= 0.14 * 3'066.756 \\ \text{Npr} &= \mathbf{429.345,8764 \text{ Bbl}} \end{aligned}$$

Este dato indica, que por medio de esta formación, el campo podría recuperar 429.346 Bbl, sin embargo para la realización de las intervenciones planeadas, solo se tiene en cuenta los Pozos HN-01ST y HN-02, por tal motivo, se analiza un OOIP individual, haciendo uso del área de drenaje para ambos pozos brindada por el **CONSORCIO EMPESA NCT** realizando el cálculo de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{N HN-01ST} &= \frac{7758 \times 15.6 \text{ Acres} \times 50 \text{ Ft} \times 0.222 \times (1 - 0.2285)}{1.2 \text{ BY/BN}} \\ \text{N HN-01ST} &= 863.678,4 \text{ Bbls} \\ \text{Npr} &= 0.14 * 863.678,4 \\ \text{Npr HN-01ST} &= \mathbf{120.915 \text{ Bbl}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{N HN-02} &= \frac{7758 \times 31.5 \text{ Acres} \times 27 \text{ Ft} \times 0.213 \times (1 - 0.24235)}{1.2 \text{ BY/BN}} \\ \text{N HN-02} &= 887.342,1 \text{ Bbl} \\ \text{Npr} &= 0.14 * 887.342,1 \\ \text{Npr HN-02} &= \mathbf{124.227,9 \text{ Bbl}} \end{aligned}$$

Con el análisis individual de estos dos pozos, se identifica lo que realmente se podría drenar en cada pozo del total que aportaría el campo, obteniendo 245.142,9 Bbl recuperables de estos dos pozos, demostrando que de ser posible drenar esta cantidad de volumen, permanecería un remanente de 184.203 Bbl recuperables.

4.5 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA DETERMINAR LA TASA INICIAL DE PETRÓLEO

Además de los datos de estas propiedades petrofísicas obtenidas en laboratorio, en base a las muestras de núcleo, y con los datos de viscosidad absoluta, los ponderados de permeabilidad y espesor para los pozos de interés, sirven como base para la determinación del volumen que puede producir la formación, con sus características petrofísicas, asumiendo un área de drenaje circular.

Ecuación 17. Índice de productividad

$$IP = \frac{K * h}{Bo * \mu * \ln \left(\frac{Re}{Rw} \right)}$$

Dónde:

K= Permeabilidad

h= Espesor de la capa

Bo= Factor volumétrico del petróleo

μ = Viscosidad absoluta

Re= Radio de drenaje

Rw= Radio equivalente del pozo

Fuente. UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. ESTIMULACIÓN DE POZOS [en línea]. <<https://es.slideshare.net/movil/gabosocorro/estimulacin-de-pozos>> [citado en 27 de septiembre de 2017]

Se conocen los ponderados obtenidos de permeabilidad y espesor hallados anteriormente, también el factor volumétrico del petróleo tomado de análisis PVT como se comentó para el cálculo del OOIP, siendo Boi de 1.2 BY/BN; el radio interno del revestimiento de siete pulgadas ($R_w = 0,2615$ ft); el radio de drenaje dado por el consorcio EMPESA-NCT para los Pozos HN-01ST y HN-02 respectivamente de $Re = 30,96$ ft y $Re = 28,75$ ft. El índice de productividad puede ser clasificado como se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Clasificación del IP

IP	CLASIFICACION
> 1.5	alto
0.5 < IP < 1.5	medio
< 0.5	bajo

Para el Pozo HN-01ST la solución de la fórmula es:

$$IP = \frac{0.051 * 50}{1.2 * 0.789 * \ln\left(\frac{30.96}{0.2615}\right)} = 0.564$$

Para el Pozo HN-02 es:

$$IP = \frac{0.0422 * 27}{1.2 * 0.789 * \ln\left(\frac{28.75}{0.2615}\right)} = 0.256$$

Esto indica que ambos pozos al tener propiedades y espesores distintos, son capaces de producir una determinada cantidad de fluido; este índice de productividad sería el ideal, debido a que no toma en cuenta parámetros externos. También se puede clasificar que para el Pozo HN-01ST el índice de productividad es medio y para el Pozo HN-02 es bajo esto se debe a que se está analizando una formación compuesta en su mayoría por calizas, la cuales no cuentan con las mejores propiedades petrofísicas que logren generar alto índice de productividad.

4.6 ESTADO DE MADUREZ DEL PROYECTO

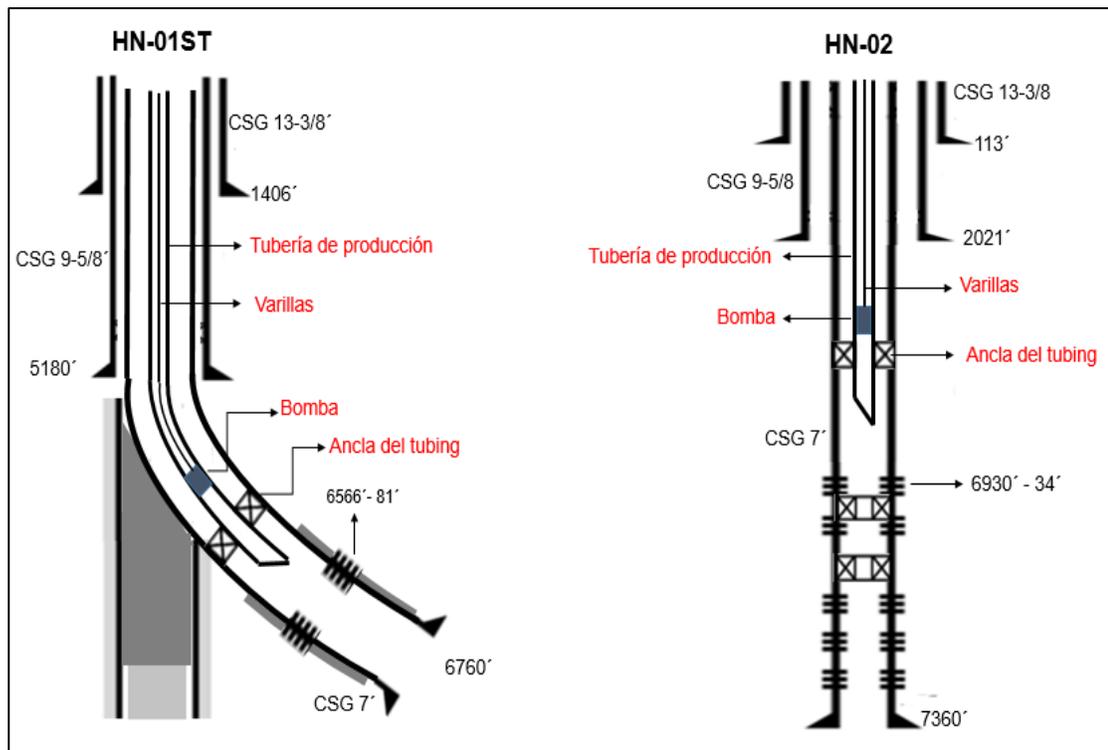
Según este análisis y resultado de los recursos prospectivos en la Formación Villeta, se puede clasificar el estado de madurez del proyecto como un prospecto, no obstante, el objetivo principal siempre fue caballos y el objetivo secundario tal vez la Fm. Honda o Monserrate, pero no muy seguramente esta roca generadora que se está analizando, ya se tiene evaluación e información que define la estructura, la formación ya se encuentra perforada, cementada por ende puede ser clasificada como un prospecto debido a que solo faltaría explotarla para garantizar que exista ese petróleo original in situ, y lograr determinar comercialidad para ser clasificado como reserva.

5. OPERACIONES PARA LA REACTIVACIÓN DEL CAMPO HATO NUEVO

El motivo de este capítulo es describir la adecuación previa de los Pozos HN-01ST y HN-02, con el fin de demostrar la operación de cañoneo a la profundidad de la Formación Villeta, evidenciada a través de simulación; además de hacer mención de las actividades necesarias para generar la reapertura del Campo Hato Nuevo.

El análisis de los recursos prospectivos en la Formación Villeta abre la posibilidad de explotación y producción de hidrocarburos en los Pozos HN-01ST y HN-02 de aproximadamente 245.143 Bbl, para ello es necesario tener como referencia el estado de los pozos antes de su cierre en el año 2015, con el fin de analizar que operaciones e intervenciones son necesarias para explotar estos recursos prospectivos. Los estados mecánicos y acondicionamiento de ambos pozos se muestran en la **Figura 34**, el cual son la base para la toma de decisiones.

Figura 34. Estados mecánicos de los Pozos HN-01ST y HN-02.



Al momento del cierre del campo estos pozos fueron dejados con la instalación del bombeo mecánico, lo único que se realizó fue el cierre del cabezal, como se observa en la **Figura 34**. Estos pozos poseen en su interior, varillas, bomba y tubería de producción; con el motivo de generar intervenciones en los pozos se debe tomar en cuenta que ambos poseen intervalos abiertos pertenecientes a la Fm. Caballos en revestimiento de siete pulgadas. Con el fin de probar la estructura superior siendo

esta la Fm. Villeta es necesario establecer una secuencia operacional que garantice el acondicionamiento de los pozos para su adecuada explotación.

La **Tabla 16**, muestra el paso a paso de las operaciones a realizar, con el fin de poder explotar los recursos prospectivos en la Fm. Villeta.

Tabla 16. Secuencia operacional para los Pozos HN-01ST y HN-02

PASO	OPERACIÓN
I	Movilización y uso de taladro
II	Mantenimiento
III	Corrida de registros eléctricos
IV	Aislamiento de intervalos Fm. Caballos
V	Cañoneo Fm. Villeta.
VI	Estimulación
VII	Producción
VIII	Facilidad

5.1 MOVILIZAR Y ARMAR TALADRO

Con el fin de seguir la secuencia operacional planeada, se debe desinstalar dicho bombeo mecánico instalado; para poder intervenir los pozos se debe tener en cuenta la instalación de un taladro de workover el cual será la base para las operaciones a realizar, y ayudar a retirar las herramientas de los pozos como varillas, bomba y tubing, los cuales serán utilizados posteriormente.

5.2 MANTEMIENTO CORRECTIVO

Esta operación consiste en determinar la eficiencia de los equipos presentes en el campo como se muestran en la **Tabla 17**, para que puedan ser utilizados satisfactoriamente sin tener que invertir grandes cantidades de dinero en nuevas instalaciones y diseño de nuevos equipos. La exposición al ambiente del sistema de levantamiento y las facilidades genera desgaste, corrosión, agujeros etc.; en consecuencia es necesario realizar un mantenimiento correctivo básico de estos equipos, y los presentes en fondo, debido a que el campo al ser reabierto en el año 2015, contó con este proceso el cual debe realizarse periódicamente, y debido a la inactividad, es considerable volverlo a realizar para poder ser reutilizados e instalados en la etapa de explotación de la formación.

Tabla 17. Equipos que requieren revisión y mantenimiento y/o sustitución

MANTENIMIENTO
EQUIPOS
Tubería de producción
Sarta de varillas
Bomba subsuelo
Cabezal
Prensa estopa
Barra pulida
Motor
Manifold
Separador
Líneas de flujo
Tanques

Estos equipos se mostraran más adelante con su adecuada instalación y uso.

5.3 CORRIDA DE REGISTRO

Para la intervención de los pozos HN-01ST y HN-02, se determinó la corrida de los registros que se adjuntan en la **Tabla 18**, como se mencionó en el Marco Teórico, estos registros son necesarios para monitorear los parámetros de la Formación de interés; mediante un registro eléctrico de Rayos Gamma, corrida de registros (CBL) y (VDL) para monitorear la integridad del cemento bombeado en las operaciones de completamiento en años anteriores, y un registro caliper de perfil de revestimiento, para determinar fisuras y corrosión en la tubería de revestimiento interna de siete pulgadas.

Tabla 18. Registros de producción recomendados para los pozos HN-01ST y HN-02

REGISTROS	FUNCIÓN
GR	Evaluación del contenido de lutitas en la Formación
CBL	Adhesión del cemento al revestimiento
VDL	Adhesión del cemento a la Formación
Perfil de revestimiento (Caliper)	Condición interna del revestimiento

5.4 AISLAMIENTO DE INTERVALOS DE LA FM. CABALLOS

El motivo para el asentamiento del tapón tipo Bridge Plug, es para lograr el aislamiento de los intervalos abiertos de la Formación Caballos, para ello se hará uso de una unidad de Wireline (cable eléctrico), con el fin de transportar un Bridge Plug permanente hasta la profundidad establecida para cada uno de los pozos, tal como se muestra en la **tabla 19**.

Tabla 19. Profundidad seleccionada para asentar el Bridge Plug

POZO	Profundidad
HN-01ST	6560
HN-02	6900

Al ubicar el Bridge Plug a la profundidad deseada, se ejecuta desde superficie la herramienta fijadora también llamada Setting Tool, conectada a la cabeza de disparo del Wireline, mediante una ignición eléctrica con el fin de que la combustión de gas presente, genere una presión suficiente para que el tapón se accione y quede fijo al casing, posterior a esta operación se retira la unidad de Wireline. Esta operación se evidencia en la **Figura 35** y **Figura 36** para los pozos HN-01ST y HN-02 respectivamente.

Figura 35. Instalación del Bridge Plug en el Pozo HN-01ST

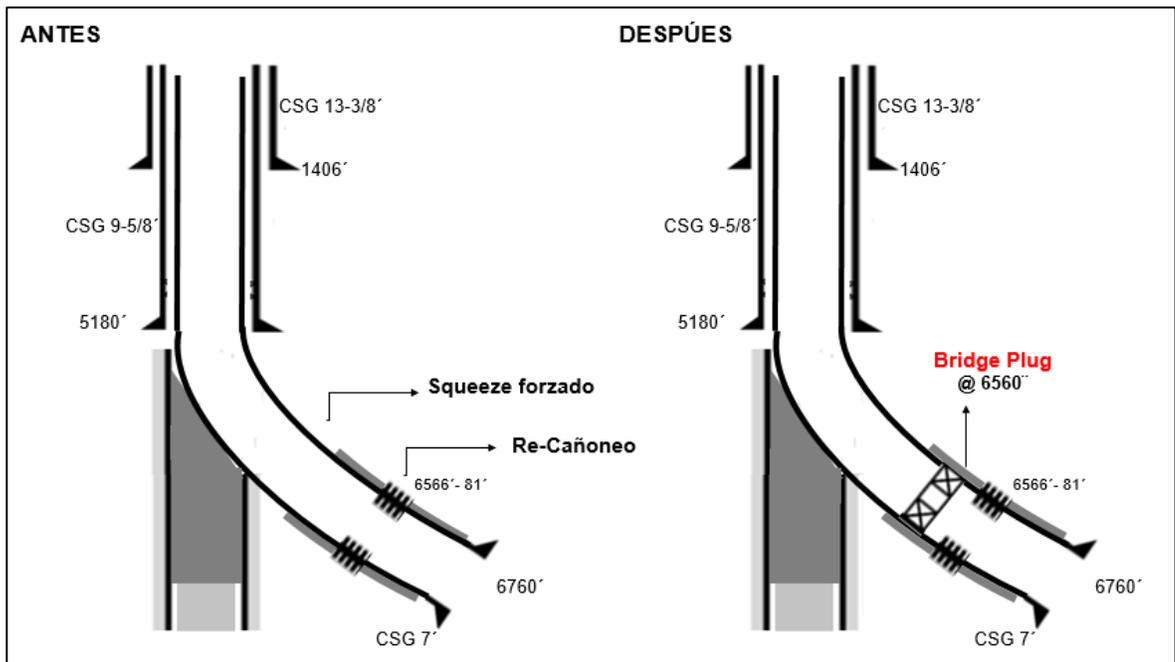
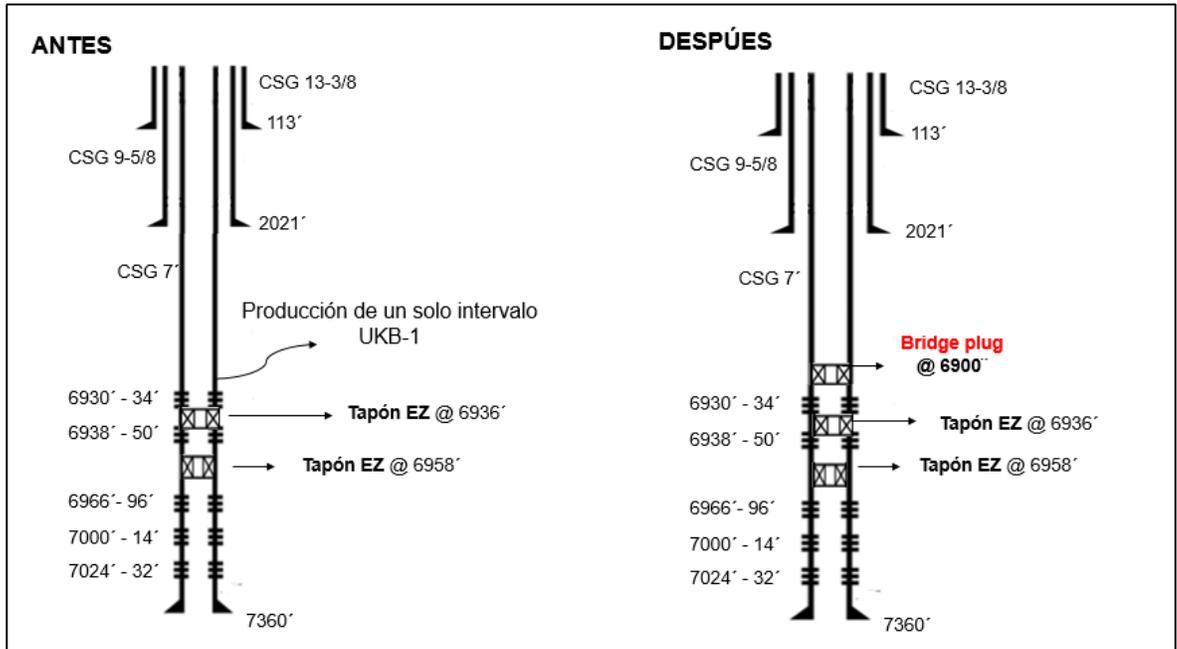


Figura 36. Instalación del bridge Plug en el Pozo HN-02

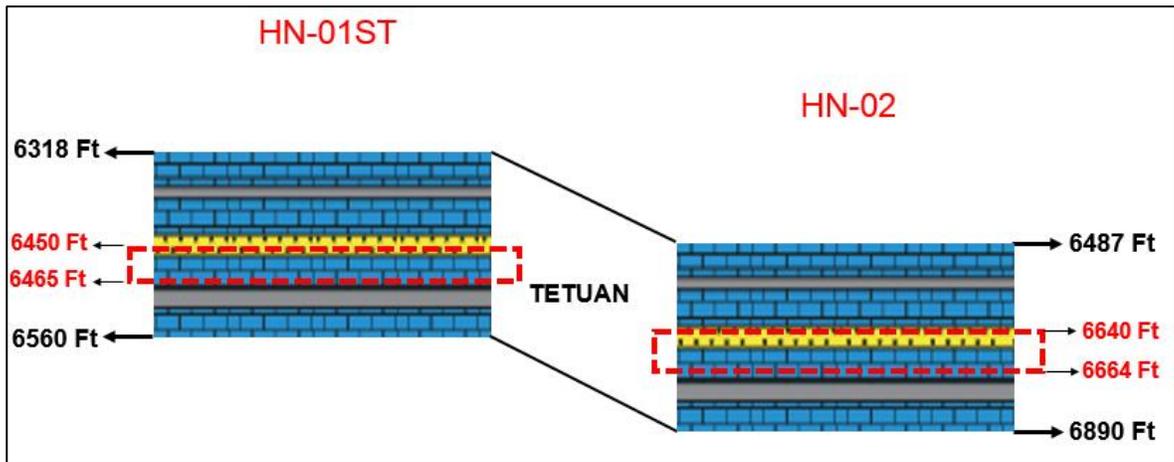


Al ser realizadas estas intervenciones, ya se tendrá acondicionado el pozo para la intervención de la Fm. Villeta.

5.5 CAÑONEO

Esta operación pretende probar la estructura de la Fm. Villeta y para ello se toma como referencia parámetros petrofísicos y continuidad de la formación, para ingresar valores de cañoneo en el simulador EPA (Engineered Perforator Analysis). Cabe resaltar que según los análisis de recursos prospectivos, se registró la presencia de hidrocarburos en los intervalos inferiores de la formación Villeta pertenecientes a las calizas de Tetuán, y teniendo en cuenta la información petrofísica, se toma como referencia dichos valores para la realización del cañoneo tal como se muestra en la **figura 37**.

Figura 37. Intervalos Prospectivos en las calizas de Tetuán



5.5.1 Datos del Campo en estudio. El espesor que se planea cañonear para el Pozo HN-01ST es de 15 pies iniciando a los 6450 pies de profundidad, este espesor se determinó, aun cuando el Espesor Neto del Pozo HN-01ST es de 50 pies, únicamente 15 pies poseen baja saturación de agua y muestras de hidrocarburo en las zanjas. Para el cañoneo a la profundidad de la Formación Villeta en el pozo HN-02, se determinó realizar la operación a la profundidad de 6640 pies, de los cuales 27 pies son de espesor Neto, con 24 pies de espesor de cañoneo, ya que poseen bajas saturaciones de agua y muestras de zanja de hidrocarburo.

Al Tener en cuenta la cercanía de los Pozos HN-01ST y HN-02, se determinó realizar el cañoneo a las calizas de Tetuán a una profundidad en que se vieron muestras de petróleo y además en la que se observó una secuencia en las rocas presentes y en donde las propiedades petrofísicas mostradas en los recursos prospectivos de la formación, mostraron una gran similitud; se cañoneará a condiciones similares únicamente variando la profundidad de esta operación y la porosidad ponderada analizada en recursos prospectivos.

5.5.2 Simulador EPA. Para el desarrollo previo de la simulación, se debe especificar las características generales del pozo; la información inicial requerida hace alusión al nombre del pozo y campo de estudio, además es necesario determinar la siguiente información: la profundidad donde se desea realizar el cañoneo, el diámetro del hueco perforado del pozo en pulgadas, la posición de la sarta de cañoneo en fondo, fluido de completamiento el cual el simulador determina el peso asociado al mismo, y el tipo de formación a intervenir el cual es asociado a las propiedades estandarizadas de porosidad y compresibilidad.

Adicionalmente el simulador proporciona un ítem específico para el tipo de revestimiento que va a ser cañoneado en fondo de pozo. Esta información general

está establecida con el fin de que el simulador proceda al análisis de los parámetros para el cañoneo.

En la **Tabla 20** y **Tabla 21**, se encuentra la siguiente información de ambos pozos: profundidad de cañoneo para el Pozo HN-01ST de 6450 pies y para el Pozo HN-02 de 6640 pies, el diámetro del Hueco es de 8,5 pulgadas, el simulador asocia por defecto como fluido de completamiento agua, con peso de 8.3 (ppg), sin generar un cambio en el resultado de la simulación; el revestimiento se encuentra centrado, mientras que el cañón se encuentra excéntrico; se tiene el pozo revestido con una sarta de siete pulgadas; el simulador tiene almacenado en la base de datos, porosidades ponderadas para calizas y areniscas entre 13 y el 17%, sin embargo las porosidades ponderadas son de 22,2% y 21,3% de los pozos respectivamente; y la compresibilidad fluctúa entre 11.000 y 15.000 psi, para ambos pozos la compresibilidad es de 13.000 psi.

Tabla 20. Información General del Pozo HN-01ST

GENERAL INFORMATION			
Well:	<i>HN-01ST</i>	Field:	<i>Hato Nuevo</i>
Depth to Top Shot:	<i>6450.0000 (ft)</i>	Borehole Dia:	<i>8.5000 (in)</i>
Fluid Weight:	<i>8.3000 (ppg)</i>	Fluid Description:	<i>Salt Water</i>
Casing Position:	<i>Centered</i>	Gun Position:	<i>Eccentered</i>
# of Strings:	<i>1</i>	Prepared By:	<i>Ali Garcia</i>
Formation: <i>Sandstone - Limestone (SS - LS) .. (13-17%Por) .. (11-15K Cs)</i>			

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

Tabla 21. Información General del Pozo HN-02

GENERAL INFORMATION			
Well:	<i>HN-02</i>	Field:	<i>Hato Nuevo</i>
Depth to Top Shot:	<i>6640.0000 (ft)</i>	Borehole Dia:	<i>8.5000 (in)</i>
Fluid Weight:	<i>8.3000 (ppg)</i>	Fluid Description:	<i>Salt Water</i>
Casing Position:	<i>Centered</i>	Gun Position:	<i>Eccentered</i>
# of Strings:	<i>1</i>	Prepared By:	<i>Justin Coker</i>
Formation: <i>Sandstone - Limestone (SS - LS) .. (13-17%Por) .. (11-15K Cs)</i>			

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

5.5.3 Parámetros del cañoneo. En la **Tabla 22**, Se muestran las especificaciones técnicas del cañón que se va a utilizar en la Formación de interés.

Tabla 22. Especificaciones técnicas del cañón

GUN SYSTEM						
<i>System Description:</i> SDP-3375-411NT 7" 12-135/45						
<i>Gun Type:</i> Engineered Scalloped Gun						
<i>Gun Size (in)</i>	<i>Spf</i>	<i>Phase</i>	<i>Charge Type</i>	<i>Charge Gram Wt</i>	<i>Charge PN</i>	<i>Explosive Type</i>
4.5000	12	S/135/45	DP	21.5000	SDP-3375-411NT	HMX

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

La formación de interés se compone principalmente de calizas, y al tener baja permeabilidad, se define como objetivo de esta operación, generar gran cantidad de perforados con el mayor Entry Hole posible, y de la misma manera crear canales para mejorar la comunicación con el objeto de aumentar la permeabilidad de la formación. Para lograr mejores resultados en la producción de petróleo, es necesario realizar trabajos de tratamiento orgánico o de estimulación en la Formación para que se produzca la limpieza de la caliza; si el Entry Hole realizado en el cañoneo es lo suficientemente espacioso, mejor será el sistema de pérdidas de presión, menor será el esfuerzo que requiere la bomba para hacer fluir el tratamiento químico, y en consecuencia menor será el consumo de combustible que mantiene la bomba activa; con estas características se diseña el plan de cañoneo para la Formación Villeta.

Según los datos de la **Tabla 22**, el sistema a utilizar para cañonear esta zona, es de tipo SDP (Super Deep Penetrating); en lo concerniente al tipo de carga, la compañía utilizará el tipo 3375-411NT, el cual tiene una densidad de disparos de 12 tiros por pie (SPF) en periodos de 45° (ubicación entre carga-carga) y el ángulo de sucesión de disparos es de 135°, designado de la siguiente manera (12-135/45).

En Referencia al tipo de cañón, se utilizará el cañón de tipo ahuecado o (Scalloped Gun) el cual reduce el zumbido después de que la carga entra en contacto con la formación, esto con el objetivo de minimizar el riesgo de que se destruya, al momento de recuperar la herramienta.

Las especificaciones del cañón son las siguientes: Tamaño del cañón cuatro y media pulgadas, tipo de carga (Deep Penetrating) o penetración profunda para generar la mayor cantidad de canales posibles, el peso de la carga explosiva es de 21,5 gramos, y el tipo de explosivo es HMX siendo una carga que soporta mayores

temperaturas (hasta los 330 °F) que el tipo RDX utilizado con mayor frecuencia en la industria.

5.5.4 Parámetros de la carga explosiva. En la **Tabla 23**, se observan los parámetros que se tienen en cuenta para el uso de la carga explosiva HMX en este tipo de Formación; los parámetros son los siguientes: la fuente de datos según el Instituto Americano del Petróleo es la referencia del manual RP19B, el cual el simulador utiliza como indicador de parámetros como: longitud de penetración promedio cercano a las 38 pulgadas a través de la formación, la dureza del fluido por lo general del cemento de 6338 psi para calizas, la penetración producida en la tubería de acero, para este caso el revestimiento de siete pulgadas es de 10.5 pulgadas, y el entry hole promedio producido es de 0,39 pulgadas; simulado por el programa EPA para el desarrollo de este proyecto.

Tabla 23. Datos del explosivo

CHARGE DATA				
<i>API Test Ed</i>	<i>API Sec 1 Concrete Penetration (in)</i>	<i>API Sec 1 Concrete Strength (psi)</i>	<i>Mild Steel Penetration (in)</i>	<i>Mild Steel Hole (in)</i>
RP19B	38.0000	6338.0000	10.5000	0.3900

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

5.5.5 Datos del revestimiento. En **Tabla 24**, se muestra la información de la tubería de revestimiento de siete pulgadas para ambos pozos, el cual se localizará la sarta de cañones en el interior del revestimiento a la profundidad de la roca generadora.

Tabla 24. Datos del último revestimiento instalado

TUBULAR DATA						
<i>Tubular String</i>	<i>Size (in)</i>	<i>Weight (lb/ft)</i>	<i>Grade</i>	<i>Sheath Mat</i>	<i>Fluid Weight (ppg)</i>	<i>Cem Str (psi)</i>
Large	7.0000	26.0000	N-80	Cement	N/A	6000.0000

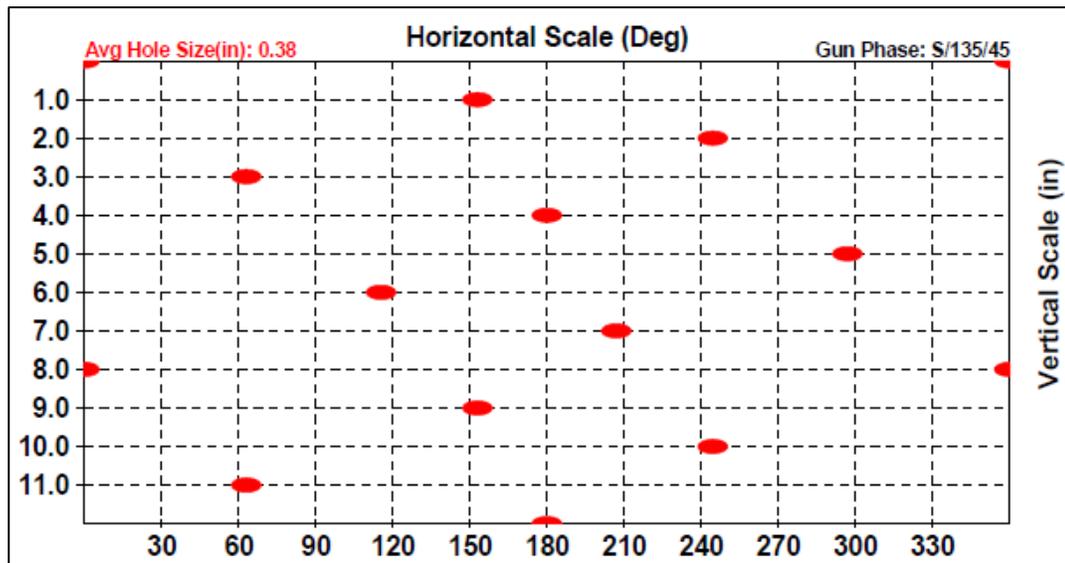
Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

La tubería de revestimiento, tiene un diámetro externo de siete pulgadas, y cuenta con un peso de 26 libras por pie de extensión de tubería, y grado N-80; al encontrarse recubierto por cemento, el simulador indica por defecto una dureza de 6000 psi aproximadamente teniendo en cuenta como referencia la norma RP19B, no obstante este parámetro de dureza es solo un indicador, de que el revestimiento se encuentra cementado, y no altera la simulación del cañoneo.

5.5.6 Diagrama de patrón de disparos. Los diagramas de patrón de disparos que simula la compañía Owen Oil Tools, se distinguen por exponer la densidad de disparos en escala vertical y la distribución de las cargas en determinado número de grados en escala horizontal; cada compañía tiene su propio manual diseñado para utilizar las herramientas según lo requiera el cliente. En la escala vertical se identifican 12 pulgadas (1 pie) de espesor; como la densidad de disparos se diseñó de 12 tiros por pie, de lo anterior se puede inferir, que la segmentación de disparos se realizará cada pulgada hasta completar el pie de espesor; en la escala horizontal del diagrama se encuentran los 360 grados que la herramienta puede penetrar, y para realizar este cañoneo, el simulador determinó el cañoneo de 45° grados de los 360° posibles.

En la **Figura 38**, Se observa el diagrama de patrón de disparos diseñado para el revestimiento de siete pulgadas, con un Entry Hole de 0,34 pulgadas.

Figura 38. Diagrama de disparos desplegado en 360°

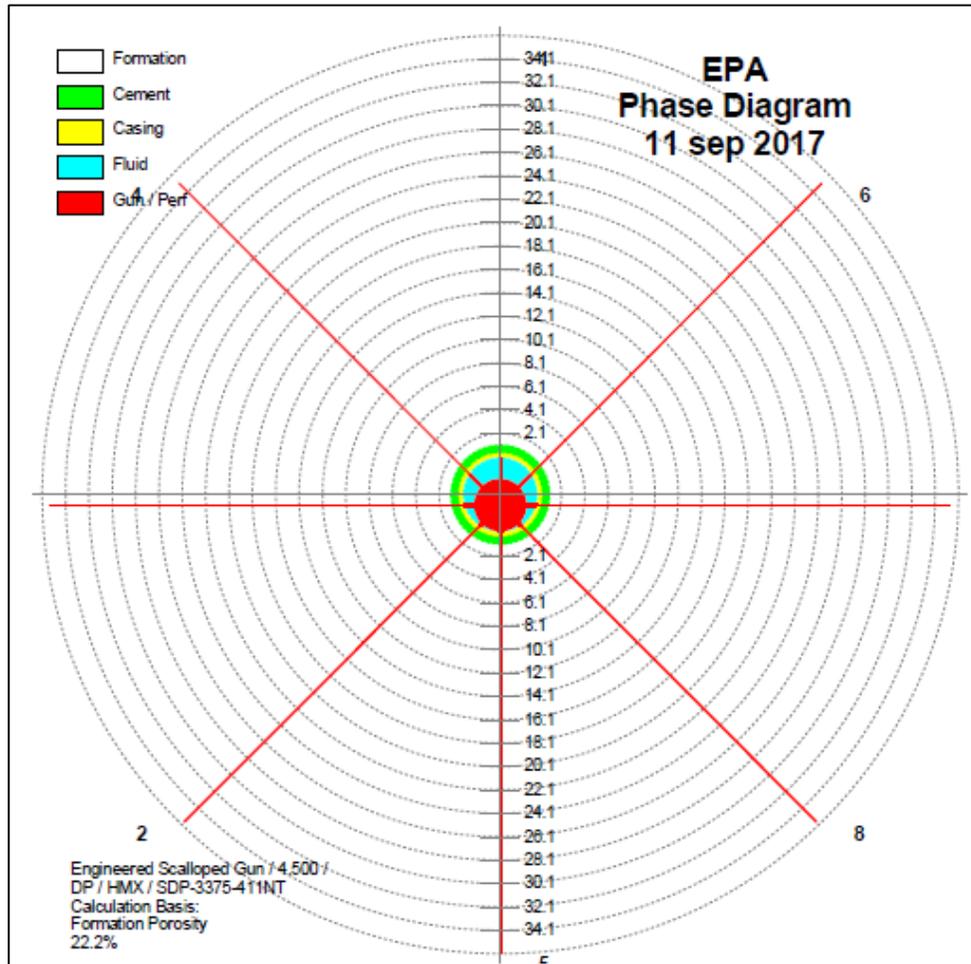


Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

5.5.7 Diagrama de fase. El diagrama de fase se utiliza para ejecutar el plan de cañoneo en la Formación de interés según los parámetros que se hayan diseñado. Para la Formación Villeta el cañoneo se fragmenta en ocho partes cada 45° para un total de 360°, con fase de disparos en intervalos de 135° de distancia entre los explosivos. En la **Figura 39**, las líneas indican la dirección de disparo del cañón, según se haya diseñado la fase de disparos. El cañón al encontrarse excéntrico y apoyado en la parte inferior del revestimiento, se diseñó para lograr una mayor penetración en las direcciones dos, cinco y ocho.

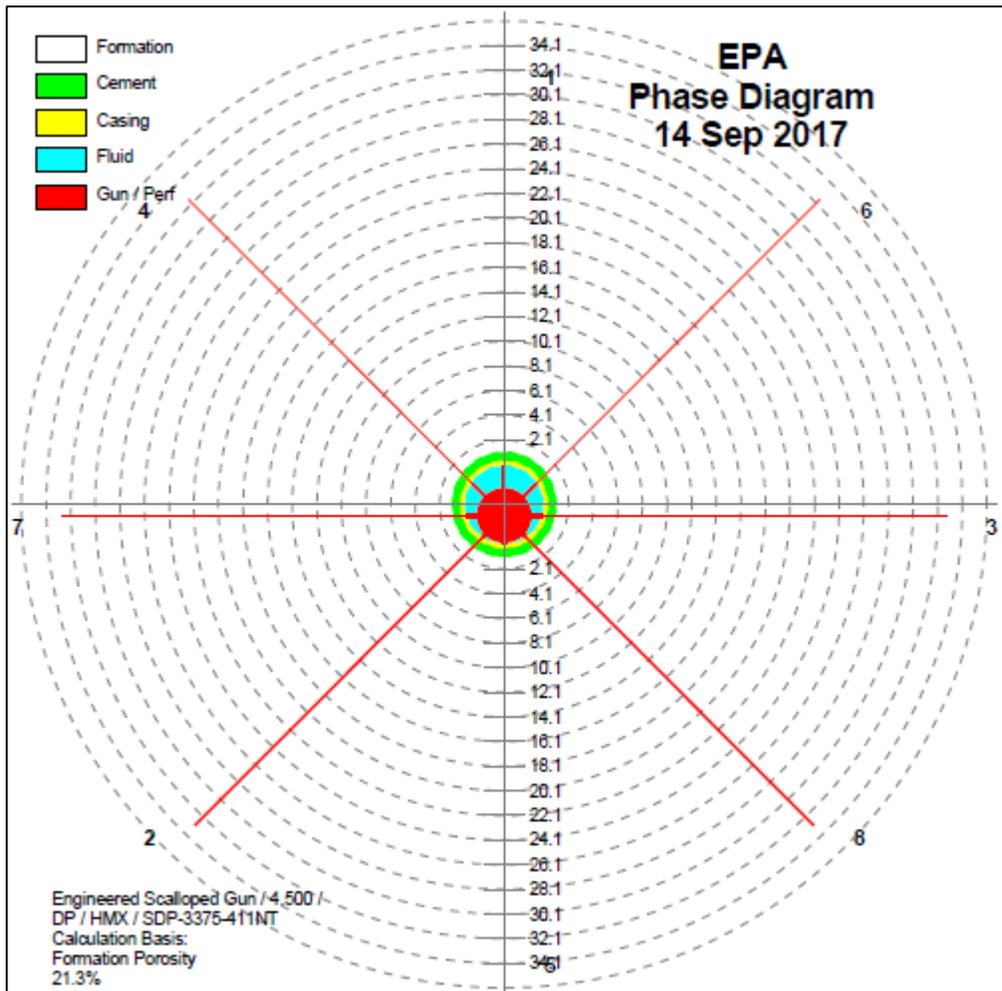
En el diagrama se observa: la escala en el eje de las ordenadas siendo la penetración que alcanzan los disparos cada dos pulgadas.

Figura 39. Diagrama de Fase de disparos para el Pozo HN-01ST



Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

Figura 40. Diagrama de Fase de disparos para el Pozo HN-02



Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

5.5.8 Entry Hole y Penetración Objetivo. En la **Tabla 25** y **Tabla 26**, se observan los diámetros de entry hole a través del revestimiento interno de siete pulgadas, y la penetración objetivo del cañoneo en cada una de las ocho posiciones de los explosivos, en el Pozo HN-01ST la longitud de penetración alcanza 35 pulgadas de profundidad y para el Pozo HN-02, 33 pulgadas de longitud de penetración.

Tabla 25. Entry Hole y Longitud de Penetración para cada posición del Pozo HN-01ST

<i>Pos</i>	<i>Casing #1</i>	<i>Total Target Penetration</i>
1	0.3107	35.0900
2	0.4756	35.8077
3	0.3460	35.5353
4	0.3211	35.2278
5	0.4030	35.9102
6	0.3211	35.2278
7	0.3460	35.5353
8	0.4756	35.8077
AVG	0.3749	35.5177

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

Figura 41. Cañoneo de las Calizas en la Formación Villeta del Pozo HN-01ST

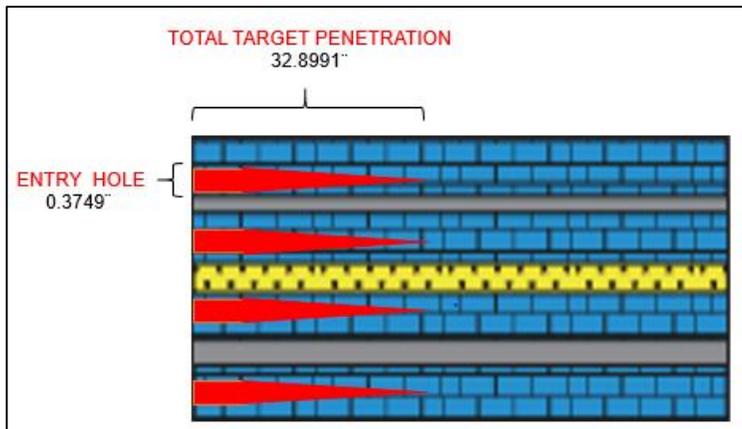


Tabla 26. Entry Hole y Longitud de Penetración para cada posición del Pozo HN-02

<i>Pos</i>	<i>Inner String</i>	<i>Total Target Penetration</i>
1	0.3107	32.5026
2	0.4756	33.1670
3	0.3460	32.9166
4	0.3211	32.6312
5	0.4030	33.2604
6	0.3211	32.6312
7	0.3460	32.9166
8	0.4756	33.1670
AVG	0.3749	32.8991

Fuente. Engineered Perforator Analysis (EPA). Performance Report. Core Laboratories: Owen Oil Tools

Figura 42. Cañoneo de las Calizas en la Formación Villeta del Pozo HN-02



El diámetro promedio del Entry Hole que se puede causar, sería de 0,3749 pulgadas de los 0,39 que puede hacer el explosivo, y la longitud de penetración promedio del cañón sería aproximadamente de 36 pulgadas promedio para el Pozo HN-01ST y 33 pulgadas promedio para el Pozo HN-02; a pesar que se esté interviniendo la misma formación, la cual posee características similares, se genera un diferencial de longitudes de penetración de la carga explosiva, relacionado en base a la porosidad y consolidación que estas presentan.

En la **Figura 43** y **Figura 44**, se evidencia el resultado de la operación de cañoneo, en los dos pozos a la profundidad establecida para cada uno de ellos.

Figura 43. Cañoneo en la Fm. Villeta en el Pozo HN-01ST

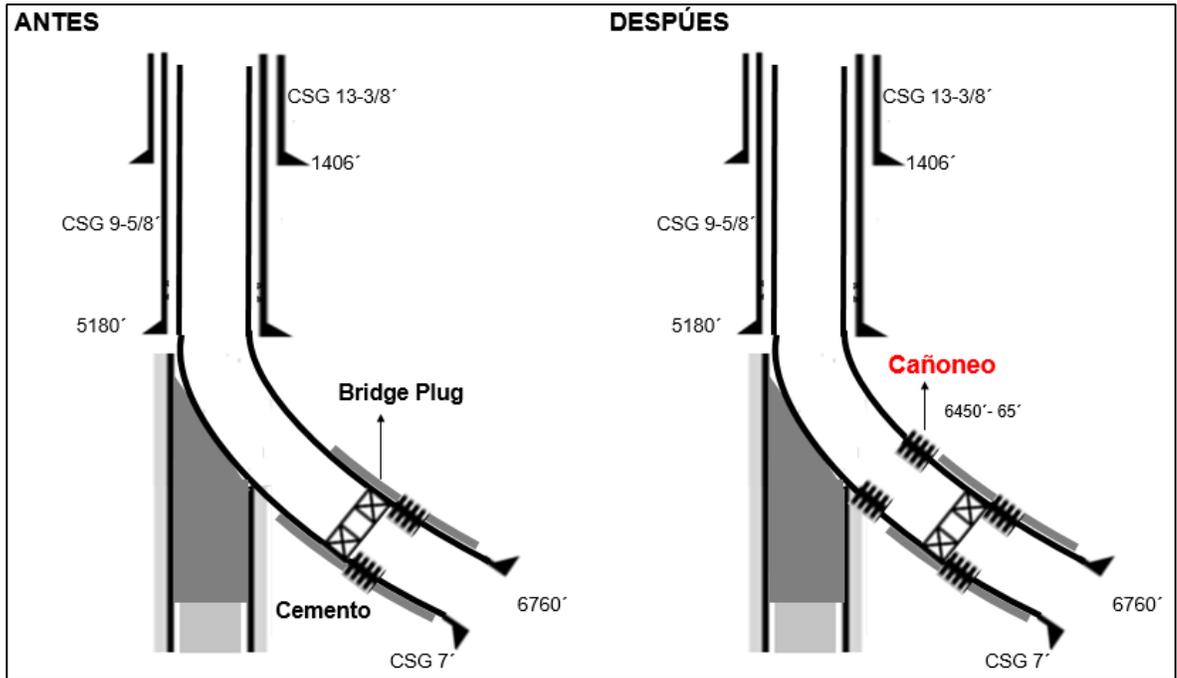
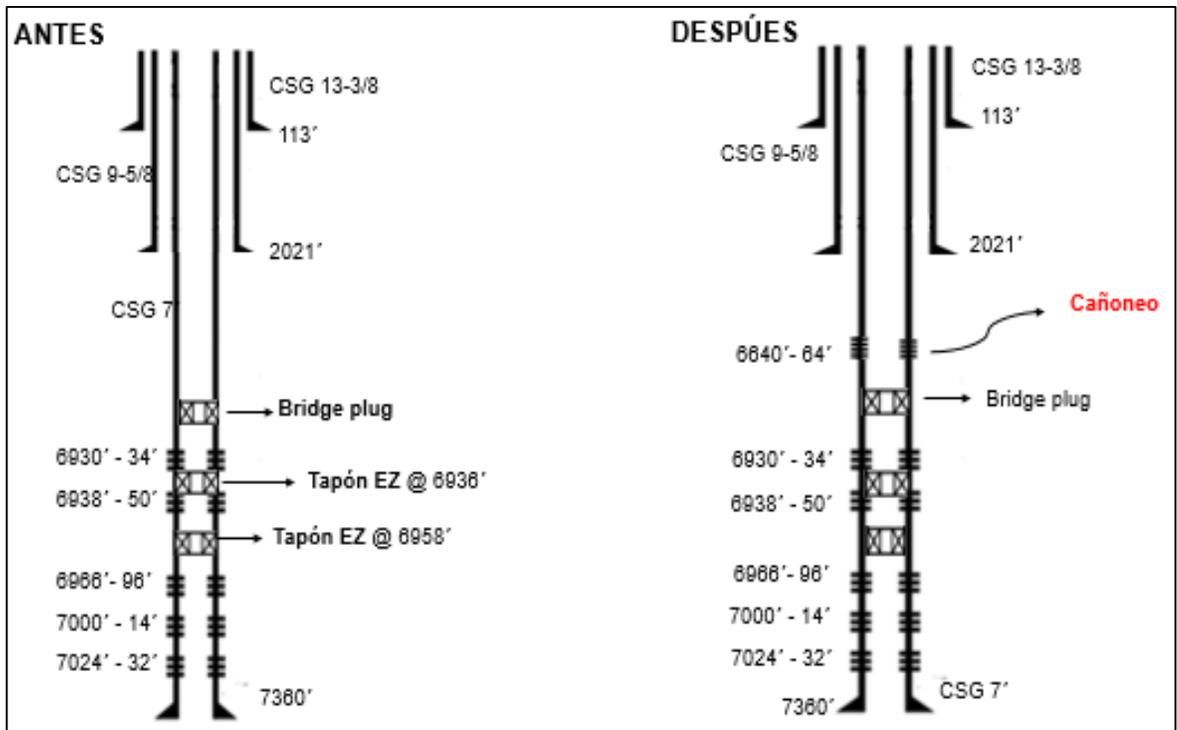


Figura 44. Cañoneo en la Fm Villeta en el Pozo HN-02



5.5.9 Estimación del índice de productividad con parámetros de cañoneo. Se puede determinar un método básico de eficiencia de productividad, con los parámetros de cañoneo de una Formación; este método utiliza las siguientes variables: Longitud de penetración (P) en pulgadas, Densidad de disparos (N) en tiros por pie, diámetro del túnel del cañoneo (d) en pulgadas y radio anisotrópico (α) siendo una variable adimensional que puede ser entre 1, 10 o 50; el valor de 1 indica una formación Isotrópica o ideal, mientras que en formaciones cálcareas las permeabilidades horizontales y verticales pueden fluctuar de 0 a 2000 mD debido a las fracturas naturales asociadas a las fallas estructurales que alteran permanentemente este tipo de Formaciones; por tal motivo el radio anisotrópico para la Formación Villeta será de 50, por los altos valores de permeabilidad dados por las fracturas asociadas a esta formación.

En la **Ecuación 18**, se ejecuta el cálculo del parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0).

Los datos que se requieren reemplazar, se incorpora en los parámetros del cañoneo para ambos pozos.

Ecuación 18. Cálculo del parámetro Adimensional cuando no hay daño de formación por cañoneo

$$\beta_0 = PN^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8}$$

Fuente. BROOKS, James. A Simple Method for Estimating Well Productivity. En: European Formation Damage Conference held in The Hague. Holanda, 2-3 Junio, 1997. SPE-38148. p. 57-64

5.5.9.1 Cálculo del parámetro adimensional para Pozo HN-01ST

Dónde:

P=35,52 in

N=12 spf

d=0,3749 in

$\alpha=50$

$$\beta_0 = 35,52(\text{in}) * 12(\text{spf})^{3/2} * 0,3749(\text{in})^{1/2} * 50^{-5/8}$$

$$\beta_0 = 78,41$$

5.5.9.2 Cálculo del parámetro adimensional para el Pozo HN-02

Dónde:

$P=32,90$ in

$N=12$ spf

$d=0,3749$ in

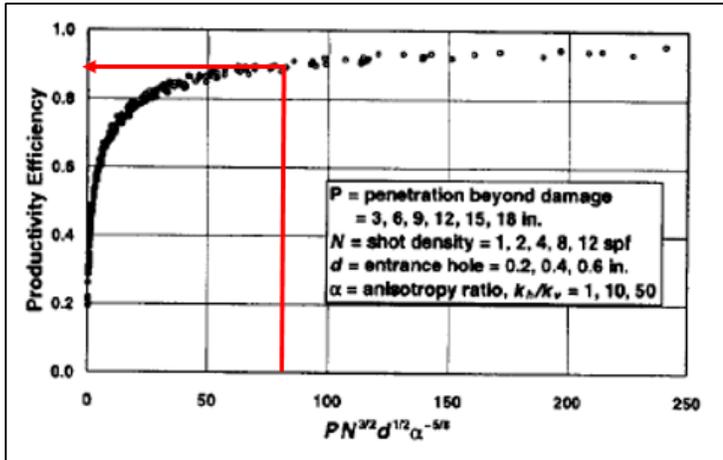
$\alpha=50$

$$\beta_0 = 32,90(\text{in}) * 12(\text{spf})^{3/2} * 0,3749(\text{in})^{1/2} * 50^{-5/8}$$

$$\beta_0 = 72,62$$

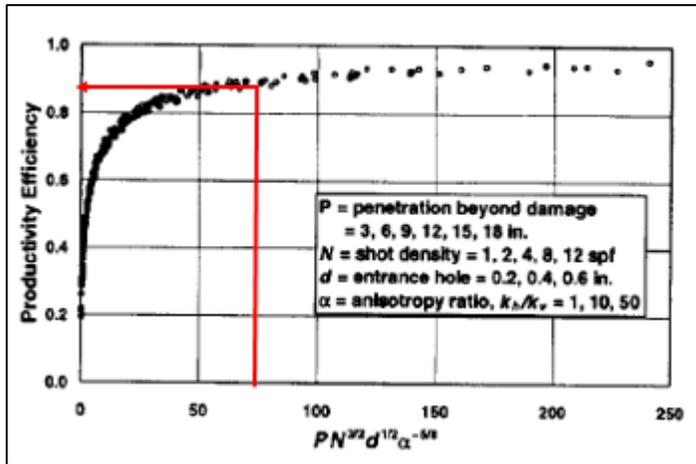
Según el resultado del parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0), para el Pozo HN-01ST el valor es de 78,41 y para el Pozo HN-02 el valor es de 72,62; estos valores se grafican en el eje de las abscisas de la **Gráfica 5** y **Gráfica 6**, para encontrarse con la agrupación de datos de la curva exponencial, y que este se encuentre en el eje de las ordenadas para determinar la eficiencia de productividad. En la **Gráfica 5** y **Gráfica 6**, se observa la eficiencia de productividad versus el factor adimensional sin daño (β_0).

Gráfica 5. Eficiencia de productividad vs parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0) Pozo HN-01ST



Fuente. BROOKS, James. A Simple Method for Estimating Well Productivity. En: European Formation Damage Conference held in The Hague. Holanda, 2-3 Junio, 1997. SPE-38148. p.57-64. Página 63. Modificada por autores

Gráfica 6. Eficiencia de productividad vs parámetro adimensional de cañoneo sin daño (β_0) Pozo HN-02



Fuente. BROOKS, James. A Simple Method for Estimating Well Productivity. En: European Formation Damage Conference held in The Hague. Holanda, 2-3 Junio, 1997. SPE-38148. p.57-64. Página 63. Modificada por autores

El valor de Eficiencia de Productividad, para el Pozo HN-01ST da como resultado una eficiencia del 88% aproximadamente, y para el Pozo HN-02 se obtiene como resultado 86% aproximadamente; este porcentaje sirve para determinar el valor real del Índice de Productividad al calcularlo para cada pozo.

Según el análisis dado de los recursos prospectivos, no se contaba con parámetros como lo es el cañoneo, el cual afecta la eficiencia del IP, en virtud a esto, el valor del IP ideal de cada pozo, se ve afectado por los valores calculados de eficiencia de productividad como se muestra en la **Ecuación 19** generando un esta ocasión un IP bajo para ambos pozos.

Ecuación 19. Índice de productividad real

$$\text{IP real} = \text{IP Ideal} * \text{Eficiencia de productividad}$$

Pozo HN-01ST

$$\text{IP real} = 0.564 * 88\% = 0.496 \frac{\text{Bbl}}{\text{Psi}}$$

Pozo HN-02

$$\text{IP real} = 0.256 * 86\% = 0.220 \frac{\text{Bbl}}{\text{Psi}}$$

A partir del conocimiento de estos valores de IP reales, se puede hacer uso de la última prueba de presión realizada en cada uno de los pozos de interés, tomando de referencia la Presión Estática y Presión de fondo de la prueba, y con estos valores reemplazar en la fórmula de Índice de Productividad de Standing, con el fin de despejar el caudal y con ello obtener dicho dato para ambos pozos.

Ecuación 20. Índice de productividad Standing

$$IP_{\text{real}} = \frac{Q}{\Delta P}$$

Dónde:

IP= Índice de productividad real

Q= Caudal

ΔP = Delta de presiones (Presión estática – Presión de fondo de la prueba)

Para el Pozo HN-01ST

$$Q = 0.496 * (2926 \text{ psi} - 2780 \text{ psi}) = 72 \text{ BOPD}$$

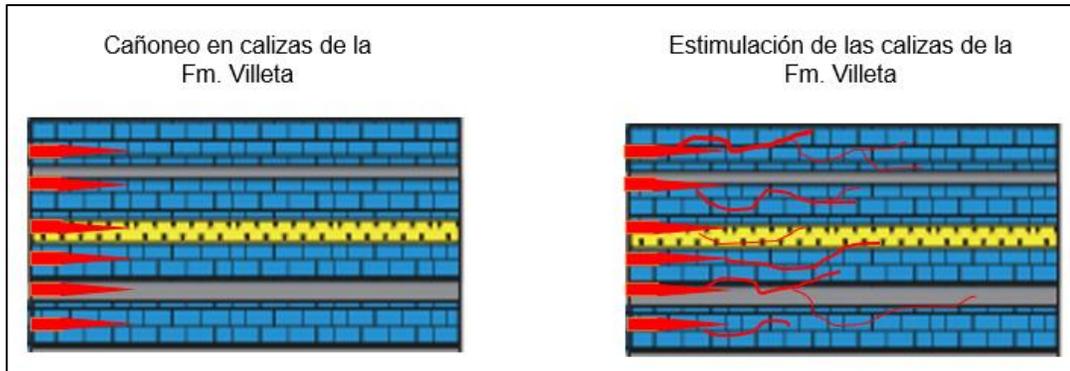
Pozo HN-02

$$Q = 0.220 * (3040 \text{ psi} - 2780 \text{ psi}) = 57 \text{ BOPD}$$

Este análisis es la base fundamental para generar un determinado pronóstico de producción, el cual se desarrollará en el siguiente capítulo.

5.5.10 Estimulación Matricial. Basados en la producción obtenida a través del cañoneo en la Formación Villeta, se puede obtener una producción incremental a partir de la estimulación matricial en las calizas, debido a que este tipo de formación tiene baja permeabilidad, y a pesar de generar un tipo de cañoneo como lo es el Super Deep Penetration, los impactos pueden obstruir gargantas porales, por ello un ácido como el ácido clorhídrico (HCL) inyectado a una presión menor que la presión de fractura, aumentaría la permeabilidad al disgregar los carbonatos y aumentando la permeabilidad, diluyendo partículas, expandiendo los canales, también llamados Worm Holes y a su vez generar la disminución del daño de formación generado por las operaciones realizadas. La **Figura 45**, muestra cómo afecta una estimulación matricial en las calizas posterior al cañoneo en la Fm. Villeta.

Figura 45. Aumento de la permeabilidad y formación de canales por medio de la estimulación matricial

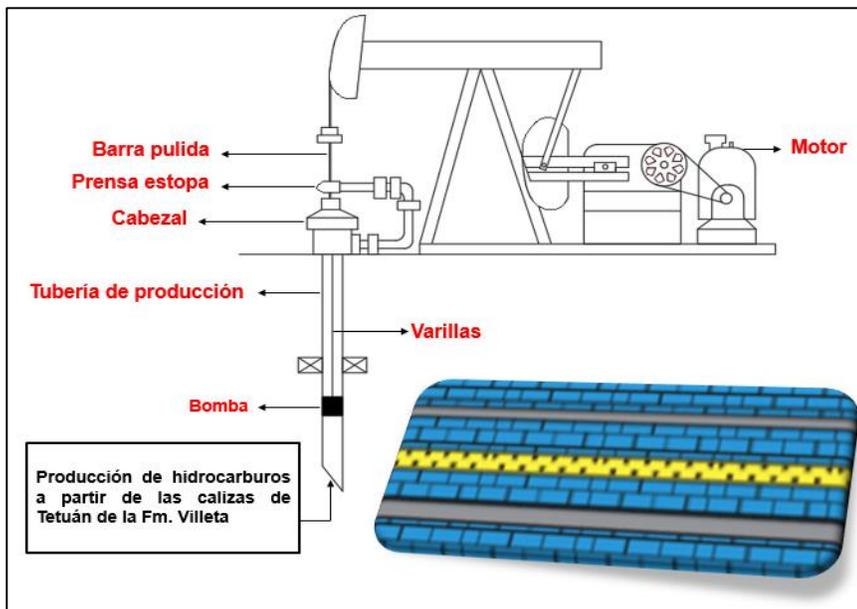


El motivo de esta figura es mostrar cómo sería la formación de canales en las calizas a partir de la estimulación.

5.5.11 Producción. Posterior a la estimulación de la formación, se pretende instalar el sistema de bombeo mecánico presente en el campo ya debidamente realizado el mantenimiento, este sistema actúa con la presencia de un motor en superficie el cual transmite la energía total del mecanismo, este imparte un movimiento alternativo, la cual a partir de una sarta de varillas, se encarga de accionar la bomba que se encuentra en el subsuelo para la producción de hidrocarburos.

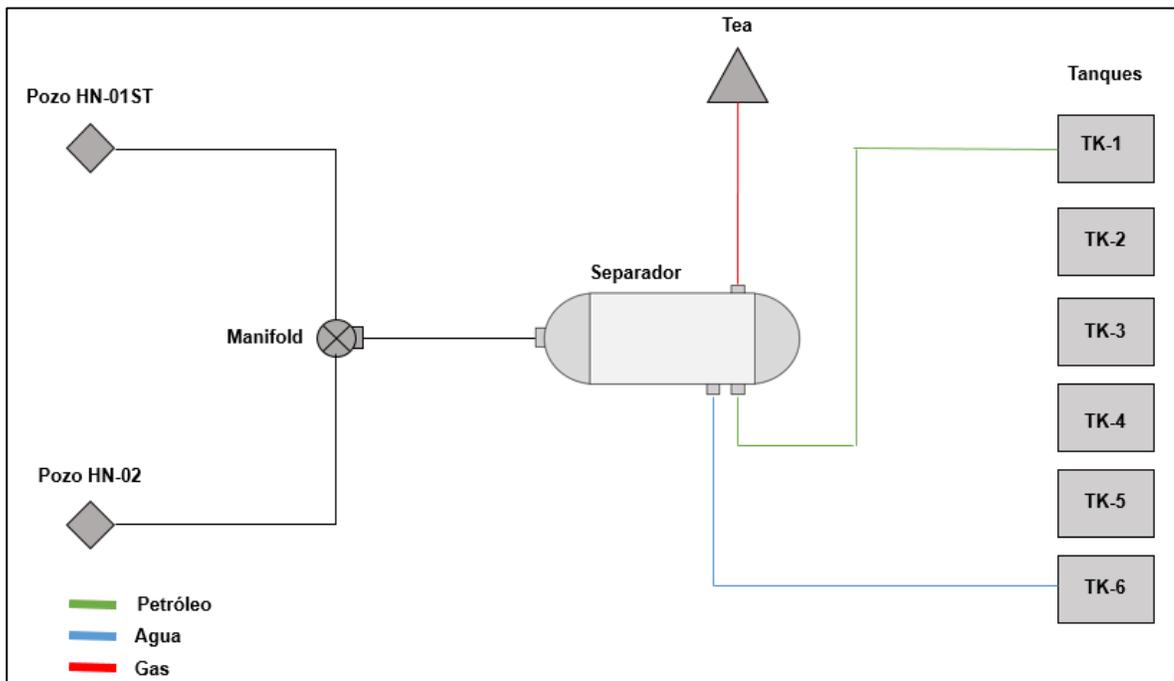
En la **Figura 46**, se muestra las partes instaladas del sistema de levantamiento para ser utilizado en la producción de los pozos HN-01ST y HN-02.

Figura 46. Sistema de levantamiento para el Campo Hato Nuevo



5.5.12 Facilidades. Para esta actividad, se cuenta con los equipos presentes en el campo debidamente realizado su mantenimiento, también con la conexión de las unidades de flujo iniciando desde la tubería de producción, del cabezal hacia el manifold, donde se unen las corrientes pertenecientes a los dos pozos; al pasar por este se utilizará un separador trifásico, el cual cuenta con una corriente que se dirige a la Tea y otras dos corrientes que se dirigen a los tanques de almacenamiento una corriente de agua y una corriente de aceite respectivamente; los tanques que se encuentran en el campo, son seis y cada uno cuenta con una capacidad de 500 Bbl; según los caudales analizados o presentes, se hace uso o distribución de estos, en dichos tanques, donde cada tercer día el transporte lo realiza un automotor para llevarlo a la estación para su adecuada fiscalización. La **Figura 47**, muestra el esquema de las facilidades del Campo Hato Nuevo.

Figura 47. Facilidad de producción para el Campo Hato Nuevo



6. EVALUACIÓN DE INGRESOS Y EGRESOS DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

En este capítulo se evaluarán los costos asociados a las operaciones de Workover que se van a efectuar en los Pozos HN-01 ST y HN-02, para la producción de petróleo a la profundidad de la Formación Villeta con el fin de reactivar el Campo Hato Nuevo, además el pronóstico de la producción con el caudal inicial calculado para cada Pozo, la simulación del comportamiento de las inversiones y costos operacionales para el escenario de pronóstico de precios del barril de petróleo (WTI) para los próximos cinco años, y la evaluación de la simulación estableciendo el límite económico del Campo.

La compañía Erazo Valencia S.A., proporcionó la información necesaria para desarrollar el análisis de costos aproximados de las actividades necesarias para el funcionamiento del Campo Hato Nuevo mediante el cañoneo a la profundidad de la Formación Villeta, por ello se hace necesario, establecer las actividades previas y posteriores al cañoneo. Como se mencionó en capítulos anteriores, las actividades necesarias para la reapertura del Campo, tiene costos asociados a cada uno de los parámetros, sin embargo estos costos se encuentran generalizados en la **Tabla 27** y **Tabla 28** para los Pozos HN-01ST y HN-02 respectivamente, el cual depende del costo de servicio para cada actividad y el tiempo que alcanzaría aproximadamente en realizar dicha operación.

6.1 COSTOS DE LOS PARAMETROS PARA LAS OPERACIONES DE WORKOVER

El costo del servicio es dependiente de la profundidad y el tiempo aproximado, que tarda en realizar la actividad; estos tiempos y costos se fundamentan en operaciones de Workover realizados en años previos.

Tabla 27. Costos de los parámetros para cada actividad en el Pozo HN-01ST

HN-01ST	
Costo corrida registros GR-CBL-VDL-Caliper(USD/Hora)	3000
Tiempo de corrida (Horas)	20
Costo diario Rig (USD)	9000
Duración Operación de Workover (Días)	8
Profundidad Tope cañoneo FormaciónVilleta (ft)	6450
Costo Canasta (USD/ft)	0,50
Costo Corrida Cañón (USD/ft)	0,50
Espesor Villeta (ft)	15
Costo del cañoneo (USD/ft) de espesor	380

Fuente. ECOPETROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificado por autores

Tabla 28. Costos de los parámetros para cada actividad en el Pozo HN-02

HN-02	
Costo corrida registros GR-CBL-VDL-Multicaliper (USD/Hora)	3000
Tiempo de corrida (Horas)	21
Costo diario Rig (USD)	9000
Duración Operación de Workover (Días)	8
Profundidad Tope cañoneo FormaciónVilleta (ft)	6640
Costo Canasta (USD/ft)	0,50
Costo Corrida Cañón (USD/ft)	0,50
Espesor Villeta (ft)	24
Costo del cañoneo (USD/ft) de espesor	380

Fuente. ECOPETROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificado por autores

6.2 COSTOS DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER

A continuación se muestran las operaciones de Workover de cada pozo desglosado para cada actividad.

6.2.1 Costos de las operaciones de Workover para el Pozo HN-01ST. En la **Tabla 29**, se observan los costos asociados a las actividades del Pozo HN-01ST; estos costos se incorporan a la mano de obra, Taladro de Workover, mantenimiento de equipos, corrida de registros, aislamiento con empaque, operación de cañoneo,

bombeo fluido de completamiento, pulling de tubería y montaje de preventoras, tratamiento químico e instalación de bombeo mecánico.

6.2.2 Costos de las operaciones de Workover para el Pozo HN-02. Como se mencionó en capítulos anteriores, se planea cañonear únicamente 24 pies de espesor para esta Formación. Esto genera un ligero aumento en los costos de cañoneo. En la **Tabla 30**, se observa el costo de las operaciones de Workover para la Formación Villeta en el Pozo HN-02.

Tabla 29. Costos aproximados de Workover en el Pozo HN-01ST en la Formación Villeta

Actividades de workover	USD
Mano de Obra por Movilidad	50.000
Rig Activo 1000 HP	72.000
Mantenimiento de equipos	15.000
Costo corrida de registros	60.000
Aislamiento con empaque en intervalos productores Formación Caballos	10.000
Cañoneo Wireline	
Movilización Equipo Wireline	6.000
Cargo básico del servicio	5.000
Seguridad de transporte (Explosivos)	5.000
Corrida Dummie (Canasta)	6.450
Corrida Cañón	3.225
Cañoneo Espesor Villeta	5.700
TOTAL CAÑONEO - WIRELINE	31.375
Fluido de Preparación (Salmuera)	12.000
Pulling de Tubería-Montaje Preventoras	27.000
Estimulación Matricial	25.000
Instalación Bombeo Mecánico	20.000
COSTO TOTAL OPERACIÓN DE WORKOVER HN-01ST	322.375

Fuente. ECOPELROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificada por autores.

Tabla 30. Costos aproximados de Workover en el Pozo HN-02 en la Formación Villeta

Actividades de workover	USD
Mano de Obra por Movilidad	50.000
Rig Activo 1000 HP	72.000
Mantenimiento de equipos	15.000
Costo corrida de registros	63.000
Aislamiento con empaque en intervalos productores Formación Caballos	10.000
Cañoneo Wireline	
Movilización Equipo Wireline	6.000
Cargo básico del servicio	5.000
Seguridad de transporte (Explosivos)	5.000
Corrida Dummie (Canasta)	6.640
Corrida Cañón	3.320
Cañoneo Espesor Villeta	9.120
TOTAL CAÑONEO - WIRELINE	35.080
Fluido de Preparación (Salmuera)	12.000
Pulling de Tubería-Montaje Preventoras	30.000
Estimulación Matricial	25.000
Instalación Bombeo Mecánico	20.000
COSTO TOTAL OPERACIÓN DE WORKOVER HN-02	332.080

Fuente. ECOPETROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificada por autores.

6.3 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA TRES ESCENARIOS POSIBLES

A continuación se realiza el análisis de pronósticos de producción para tres posibles escenarios de producción, mediante el análisis de curvas de declinación de ARPS; este autor indica un análisis de declinación con las siguientes variables: tiempo transcurrido, producción acumulada, tasas de declinación, tasas de producción y un exponente de declinación.

La **Tabla 31**, indica que cifra de exponente de declinación se utiliza para los distintos mecanismos de explotación.

Tabla 31. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes mecanismos de explotación

Empuje por gas en solución	De 0.5 a 0.85
Empuje por casquete de gas	De 0.2 a 0.85
Segregación gravitacional	De 0 a 0.4
Mantenimiento de presión por gas	De 0.2 a 0.5
Mantenimiento de presión por agua	De 0 a 0.2

Fuente. VERA, Jorge. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México D.F., 2015, p. 126. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Página 33

Teniendo en cuenta que en la Formación Villeta, existe un mantenimiento de presión por acuífero activo, el exponente de declinación puede tener variación de 0 a 0,2.

Para efectos de este proyecto, y teniendo en cuenta que la variación del exponente de declinación se encuentra en un rango de 0 a 0,2; se determinará la declinación mediante ecuaciones de curva Hiperbólica.

6.3.1 Escenarios de pronósticos de Producción. Las tasas iniciales de producción, se calcularon para tres escenarios: P10 o perfil menos probable de producción de petróleo, P50 o perfil promedio de producción y P90 o perfil de producción más probable de producción de los pozos.

La tasa inicial del escenario P10, se tuvo en cuenta con la producción inicial del Campo Tenay, el cual se encuentra análogo al Campo Hato Nuevo; para el escenario de producción P50 se realizó el promedio de producción entre el escenario P90 y P10; y el escenario P90 o perfil más probable de producción, fue calculado mediante el Índice de Productividad (IP), con datos de presión estática y

presión de fondo para cada pozo, además del cálculo de un IP real mediante parámetros de cañoneo.

Según DUQUE³⁸, la Formación Calizas de Tetuán, fue probada en el Pozo Tenay-11 del Campo Tenay en el año 2008, el cual mostró una producción inicial de hidrocarburos de 258 Bopd de 34 °API. Entorno a esto, se determinó que el caudal inicial para ambos pozos de estudio será de 258 Bopd para el escenario P10, 165 Bopd para el Pozo HN-01ST del escenario P50 y 158 Bopd para el Pozo HN-02 del escenario P50.

En la **Tabla 32** y **Tabla 33**, se observan los caudales iniciales para el Pozo HN-01ST y HN-02 respectivamente.

Tabla 32. Tasa inicial de producción para cada escenario del Pozo HN-01ST

HN-01ST								
P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
258	0	0	165	0	0	72	0	0

Tabla 33. Tasa inicial de producción para cada escenario del Pozo HN-02

HN-02								
P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
258	0	0	158	0	0	57	0	0

Normalmente Las ecuaciones se ajustan a curvas de históricos de producción, sin embargo para el análisis de declinación de este proyecto, no se cuenta con histórico de producción de la Formación Villeta, ya que es la primera vez que se busca explotar este tipo de Formación en el Campo Hato Nuevo; en virtud de lo anterior, el cálculo de variables como la tasa de declinación inicial, puede ser despejado de la producción acumulada.

6.3.2 Tasas de declinación inicial para cada escenario. Mediante la **Ecuación 21**, se determina la tasa de declinación inicial (D_i), a partir del Petróleo producido, con la premisa de que se drenará las reservas recuperables del Pozo en su totalidad. Este cálculo requiere una tasa inicial (q_i) calculado para cada pozo y el exponente de declinación (b) determinado para este tipo de mecanismo de producción.

³⁸ DUQUE, Carlos Andrés. GOMEZ, Ricardo. CABREJO, Tatiana. FONSECA, Crispin. GARCIA, Jerson. ECOPETROL S.A., Potencial Adicional De La Formación Tetuán En El Campo Tenay. En: XI Simposio Bolivariano de Cuencas Subandinas. (Julio 29-Agosto 1: Cartagena). 2012. p. 7

Ecuación 21. Cálculo de la tasa de declinación inicial a través de la producción acumulada

$$D_i = \frac{q_i}{N_p(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_2}{q_i} \right)^{1-b} \right]$$

Dónde:
 D_i = Tasa de declinación inicial [$día^{-1}$]
 q_i = Tasa de producción inicial [Bbl/día]
 N_p = Producción acumulada de cada pozo [Bbl]
 b = Exponente de declinación [adimensional]
 q_2 = Tasa de producción posterior a la inicial [Bbl/día]

Fuente. VERA, Jorge. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México D.F., 2015, p. 126. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Página 17

Para este cálculo, es importante aludir que para la tasa de declinación inicial, no se tiene registro de una tasa de producción posterior al inicial, por tal motivo, la relación de caudales se vuelve cero sin afectar la tasa de declinación inicial, además el exponente de declinación (b) para este proyecto se determinó de 0,05; encontrándose en el rango de 0 a 0,2.

Según POSTON³⁹, el exponente b , debe permanecer constante a medida que la producción declina, con una tasa inicial a un valor distinto. El cálculo de la tasa de declinación inicial para el escenario P10 del Pozo HN-01ST, resulta de la siguiente manera.

$$D_i = \frac{258 \text{ bopd}}{120.915 \text{ Bbl} (1-0,05)} \left[1 - \left(\frac{0}{q_i} \right)^{1-b} \right]$$

$$D_i = 0,0022460 \text{ día}^{-1}$$

De la misma manera se calcula la tasa de declinación inicial para los siguientes escenarios, no obstante para el Pozo HN-02, la producción acumulada es distinta a la del Pozo HN-01ST, por tal motivo se calcula una declinación inicial para cada escenario de producción.

El cálculo de la tasa de declinación inicial para el escenario P10 del Pozo HN-02, resulta de la siguiente manera.

³⁹ POSTON, Steven. POE, Bobby. Analysis of Production Decline Curves. Society of Petroleum Engineers. ISBN 978-1-55563-144-4

$$D_i = \frac{258 \text{ bopd}}{124.227 \text{ Bbl} (1-0,05)^{1-b}} \left[1 - \left(\frac{0}{q_i} \right)^{1-b} \right]$$

$$D_i = 0,0021861 \text{ día}^{-1}$$

En la **Tabla 34**, se hace un resumen de las tasas de declinación para cada escenario de los Pozos HN-01ST y HN-02

Tabla 34. Tasas de declinación para los tres escenarios de producción de cada Pozo

Escenarios	Pozo	Tasa de declinación (Di)
P10	HN-01ST	0,0022460
P50	HN-01ST	0,0014385
P90	HN-01ST	0,0006310
P10	HN-02	0,0021861
P50	HN-02	0,0013356
P90	HN-02	0,0004851

6.3.3 Tasa de declinación para cada periodo de estudio. Posteriormente, se calcula una tasa de declinación para cada uno de los periodos con la tasa de declinación inicial de cada escenario de los Pozos HN-01ST y HN-02 calculado anteriormente, estos periodos de análisis serán de 5 años, sin embargo para tener una mayor aproximación de las tasas de declinación de producción, el análisis se va a realizar por periodos de 30 días.

La **Ecuación 22**, se utiliza para declinar la producción en cada uno de los periodos que se va a analizar, para los pronósticos de este proyecto; el tiempo de estudio será de cinco años, sin embargo para el cálculo de esta ecuación, se analizará en cinco periodos de 365 días cada uno.

Ecuación 22. Cálculo de la tasa de declinación para cada periodo de estudio

$$D = \frac{D_i}{1 + (b \cdot D_i \cdot t)}$$

Donde:

D_i = Tasa de declinación inicial [día⁻¹]
 b = Exponente de declinación [adimensional]
 t = Tiempo de estudio [días]

Fuente. VERA, Jorge. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México D.F., 2015, p. 126. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. División de Ingeniería en ciencias de la tierra. Página 14

6.3.4 Tasa de declinación de producción Hiperbólica. La **Ecuación 23**, sirve para determinar la tasa de declinación de producción Hiperbólica; para el cálculo se utiliza la tasa de declinación de cada periodo calculado en la **Ecuación 22**, y un factor (C) el cual es la fracción entre la tasa de declinación inicial (Di) para cada escenario y la tasa de producción inicial (qi) de cada escenario, elevado al exponente de declinación (b), la tasa de declinación de producción para cada periodo se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 23. Tasa de declinación de producción Hiperbólica

$$D = Cq^b \quad C = \frac{D_i}{q_i^b} \quad \text{Quedando finalmente } q = \sqrt[b]{\frac{D}{C}}$$

Dónde:

D= Tasa de declinación en un periodo determinado [$día^{-1}$]

C= Relación entre la tasa de declinación inicial y tasa de producción inicial [Bbl^{-1}]

q= Tasa de declinación de producción [$Bbl/día$]

b= Exponente de declinación [adimensional]

Di= Tasa de declinación inicial [$día^{-1}$]

qi= Tasa de producción inicial [$Bbl/día$]

Fuente. PATIÑO, Luis Carlos. CURVAS DE DECLINACIÓN [En línea]. <<https://es.slideshare.net/luiscarloitos100/curvas-de-declinacion>> [citado en 26 de septiembre de 2017]

Los resultados de cada tasa de declinación se muestran en **Anexos**.

6.3.4.1 Tasas de declinación de producción Hiperbólica para cada perfil de producción del Pozo HN-01ST.

La primer tasa de producción corresponde a la tasa inicial de cada escenario, para el primer periodo de estudio; la declinación ocurre por periodos de 30 días, hasta alcanzar los 1825 días o cinco años; esto para tener mayor aproximación de las tasas de producción a través del tiempo.

En la **Tabla 35**, se hace un resumen de las tasas de producción desde la tasa inicial para cada escenario hasta la tasa final que logra alcanzar el pozo al quinto año, y el posible Petróleo acumulado futuro.

Tabla 35. Tasas de declinación de la producción para el Pozo HN-01ST en cinco años

HN-01ST								
P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
258	0	0	165	0	0	72	0	0
241	30	7.236	158	30	4.957	71	30	2.175
226	60	14.004	152	60	9.705	70	60	4.308
211	90	20.334	145	90	14.254	68	90	6.402
197	120	26.256	139	120	18.611	67	120	8.457
185	150	31.797	133	150	22.785	66	150	10.473
173	180	36.984	128	180	26.785	65	180	12.452
162	210	41.840	122	210	30.618	64	210	14.393
152	240	46.387	117	240	34.291	62	240	16.299
142	270	50.646	112	270	37.811	61	270	18.169
133	300	54.636	108	300	41.185	60	300	20.004
125	330	58.374	103	330	44.420	59	330	21.805
116	365	61.840	98	365	47.521	58	365	23.573
108	395	65.089	94	395	50.473	57	395	25.302
102	425	68.135	90	425	53.304	56	425	27.000
95	455	70.992	87	455	56.018	55	455	28.666
89	485	73.672	83	485	58.622	53	485	30.301
84	515	76.186	80	515	61.119	53	515	31.906
79	545	78.545	77	545	63.514	52	545	33.481
74	575	80.759	73	575	65.811	51	575	35.027
69	605	82.838	70	605	68.015	50	605	36.545
65	635	84.789	68	635	70.130	49	635	38.035
61	665	86.622	65	665	72.159	48	665	39.497
57	695	88.344	62	695	74.107	47	695	40.933
53	730	89.945	59	730	75.975	46	730	42.342
50	760	91.449	57	760	77.757	45	760	43.721
47	790	92.863	55	790	79.466	44	790	45.075
44	820	94.193	53	820	81.108	43	820	46.404
42	850	95.442	50	850	82.684	43	850	47.708
39	880	96.618	48	880	84.197	42	880	48.989
37	910	97.723	46	910	85.649	41	910	50.247
35	940	98.763	45	940	87.044	40	940	51.481
33	970	99.742	43	970	88.384	40	970	52.693

Tabla 35. (Continuación)

HN-01ST								
P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
31	1000	100.663	41	1000	89.670	39	1000	53.883
29	1030	101.530	40	1030	90.906	38	1030	55.052
27	1060	102.346	38	1060	92.093	38	1060	56.199
25	1095	103.107	36	1095	93.234	37	1095	57.325
24	1125	103.824	35	1125	94.322	36	1125	58.427
23	1155	104.499	33	1155	95.368	35	1155	59.510
21	1185	105.135	32	1185	96.372	35	1185	60.573
20	1215	105.735	31	1215	97.338	34	1215	61.616
19	1245	106.300	30	1245	98.266	34	1245	62.641
18	1275	106.832	29	1275	99.158	33	1275	63.647
17	1305	107.335	27	1305	100.015	32	1305	64.635
16	1335	107.808	26	1335	100.839	32	1335	65.606
15	1365	108.255	25	1365	101.631	31	1365	66.558
14	1395	108.676	24	1395	102.393	31	1395	67.494
13	1425	109.074	23	1425	103.125	30	1425	68.413
12	1460	109.445	22	1460	103.830	29	1460	69.315
12	1490	109.796	22	1490	104.503	29	1490	70.199
11	1520	110.127	21	1520	105.150	28	1520	71.066
10	1550	110.439	20	1550	105.772	28	1550	71.919
10	1580	110.734	19	1580	106.371	27	1580	72.755
9	1610	111.013	18	1610	106.946	27	1610	73.577
9	1640	111.276	18	1640	107.500	26	1640	74.384
8	1670	111.525	17	1670	108.033	26	1670	75.177
8	1700	111.760	16	1700	108.546	25	1700	75.956
7	1730	111.982	16	1730	109.040	25	1730	76.721
7	1760	112.192	15	1760	109.515	25	1760	77.472
7	1790	112.391	15	1790	109.972	24	1790	78.210
6	1825	112.577	14	1825	110.411	24	1825	78.935

6.3.4.2 Tasas de declinación de producción Hiperbólica para cada perfil de producción del Pozo HN-02.

En la **Tabla 36**, se hace un resumen de las tasas de producción desde la tasa inicial para cada escenario, hasta la tasa final que logra alcanzar el pozo al quinto año

Tabla 36. Tasas de declinación de la producción para el Pozo HN-02 en cinco años

HN-02								
P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
258	0	0	158	0	0	57	0	0
242	30	7.249	151	30	4.543	56	30	1.693
226	60	14.041	146	60	8.909	56	60	3.361
212	90	20.405	140	90	13.103	55	90	5.005
199	120	26.369	134	120	17.134	54	120	6.626
186	150	31.960	129	150	21.008	53	150	8.223
175	180	37.202	124	180	24.732	52	180	9.797
164	210	42.118	119	210	28.311	52	210	11.349
154	240	46.729	115	240	31.752	51	240	12.878
144	270	51.055	110	270	35.060	50	270	14.386
135	300	55.115	106	300	38.240	50	300	15.871
127	330	58.925	102	330	41.298	49	330	17.336
118	365	62.464	97	365	44.219	48	365	18.776
111	395	65.788	94	395	47.028	47	395	20.195
104	425	68.909	90	425	49.730	47	425	21.594
98	455	71.841	87	455	52.329	46	455	22.973
92	485	74.596	83	485	54.828	45	485	24.332
86	515	77.184	80	515	57.233	45	515	25.672
81	545	79.617	77	545	59.546	44	545	26.993
76	575	81.904	74	575	61.772	43	575	28.295
72	605	84.055	71	605	63.913	43	605	29.579
67	635	86.077	69	635	65.974	42	635	30.844
63	665	87.979	66	665	67.957	42	665	32.091
60	695	89.769	64	695	69.866	41	695	33.320
56	730	91.436	61	730	71.691	40	730	34.529
52	760	93.005	59	760	73.448	40	760	35.721
49	790	94.482	56	790	75.139	39	790	36.896
46	820	95.872	54	820	76.767	39	820	38.055
44	850	97.181	52	850	78.334	38	850	39.197
41	880	98.414	50	880	79.843	38	880	40.322

Tabla 36. (Continuación)

HN-02

P10			P50			P90		
Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP	Q (Bopd)	T (días)	NP
39	910	99.576	48	910	81.297	37	910	41.432
36	940	100.671	47	940	82.696	36	940	42.527
34	970	101.702	45	970	84.044	36	970	43.605
32	1000	102.674	43	1000	85.341	35	1000	44.669
31	1030	103.590	42	1030	86.592	35	1030	45.717
29	1060	104.454	40	1060	87.796	34	1060	46.751
27	1095	105.261	38	1095	88.948	34	1095	47.768
25	1125	106.022	37	1125	90.059	33	1125	48.770
24	1155	106.740	36	1155	91.129	33	1155	49.759
23	1185	107.417	34	1185	92.160	32	1185	50.733
21	1215	108.057	33	1215	93.153	32	1215	51.694
20	1245	108.660	32	1245	94.111	32	1245	52.641
19	1275	109.229	31	1275	95.033	31	1275	53.575
18	1305	109.767	30	1305	95.922	31	1305	54.496
17	1335	110.275	29	1335	96.779	30	1335	55.404
16	1365	110.754	28	1365	97.605	30	1365	56.300
15	1395	111.207	27	1395	98.402	29	1395	57.182
14	1425	111.635	26	1425	99.169	29	1425	58.053
13	1460	112.036	25	1460	99.905	29	1460	58.909
13	1490	112.414	24	1490	100.614	28	1490	59.754
12	1520	112.772	23	1520	101.298	28	1520	60.586
11	1550	113.110	22	1550	101.957	27	1550	61.407
11	1580	113.430	21	1580	102.593	27	1580	62.217
10	1610	113.733	20	1610	103.207	27	1610	63.015
10	1640	114.019	20	1640	103.798	26	1640	63.802
9	1670	114.289	19	1670	104.369	26	1670	64.578
9	1700	114.546	18	1700	104.920	26	1700	65.344
8	1730	114.788	18	1730	105.451	25	1730	66.099
8	1760	115.017	17	1760	105.963	25	1760	66.843
7	1790	115.234	16	1790	106.457	24	1790	67.577
7	1825	115.438	16	1825	106.931	24	1825	68.300

6.4 PRODUCCIÓN TOTAL ESPERADA PARA CADA ESCENARIO

Para realizar el análisis de costos e ingresos del proyecto, es necesario emplear la producción esperada de cada pozo calculado anteriormente, no obstante, es necesario calcular la producción esperada para el campo con la producción de los pozos de cada año para cada escenario. En la **Tabla 37**, **Tabla 38** y **Tabla 39**, se resume la producción esperada del Campo Hato Nuevo mediante la producción de los Pozos HN-01ST y HN-02.

Tabla 37. Producción esperada escenario P10

Escenario P10	
Periodo (Año)	Producción Esperada (Bls)
1	124.304
2	57.077
3	26.988
4	13.112
5	6.534

Tabla 38. Producción esperada escenario P50

Escenario P50	
Periodo (Año)	Producción Esperada (Bls)
1	91.739
2	55.927
3	34.516
4	21.552
5	13.608

Tabla 39. Producción esperada escenario P90

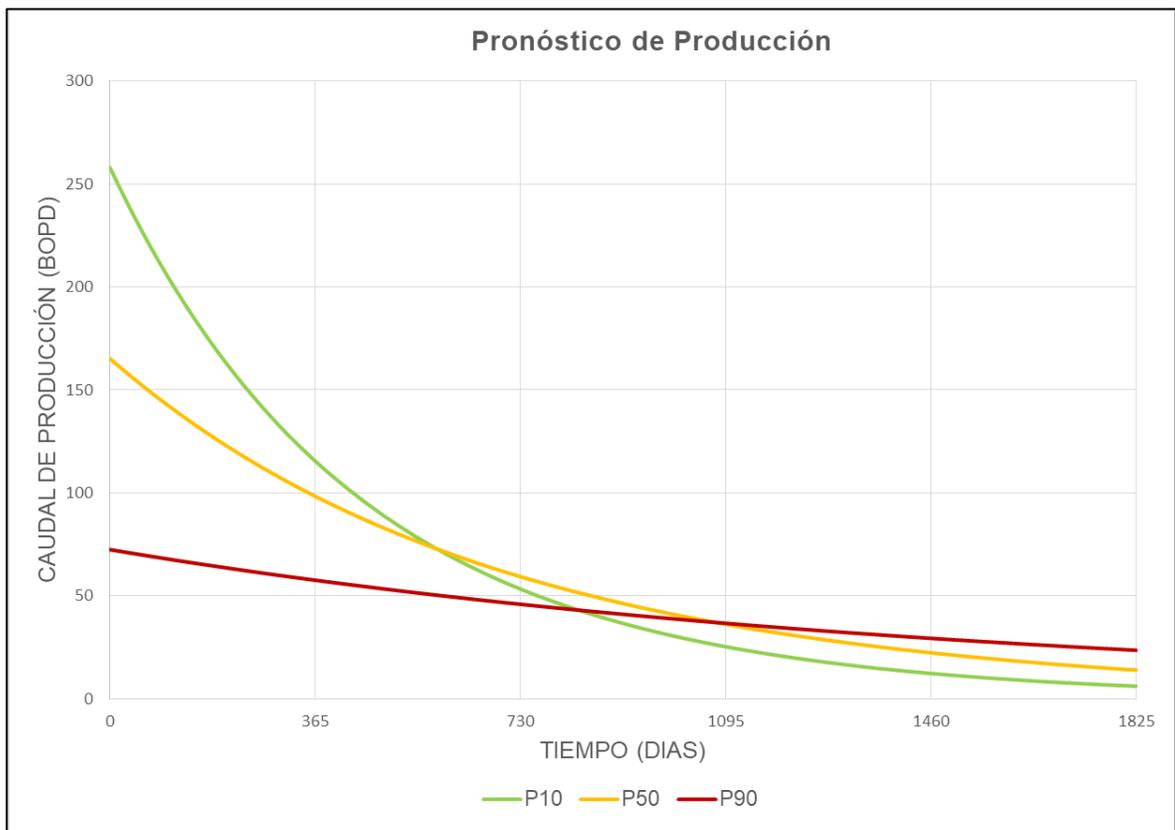
Escenario P90	
Periodo (Año)	Producción Esperada (Bls)
1	42.348
2	34.523
3	28.221
4	23.132
5	19.010

6.5 GRÁFICOS DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PARA CADA ESCENARIO

Adicionalmente, se incorporan las gráficas de pronósticos de producción en escala cartesiana para el Pozo HN-01ST y HN-02, desde el momento que se realice el cañoneo hasta los cinco años de producción esperada.

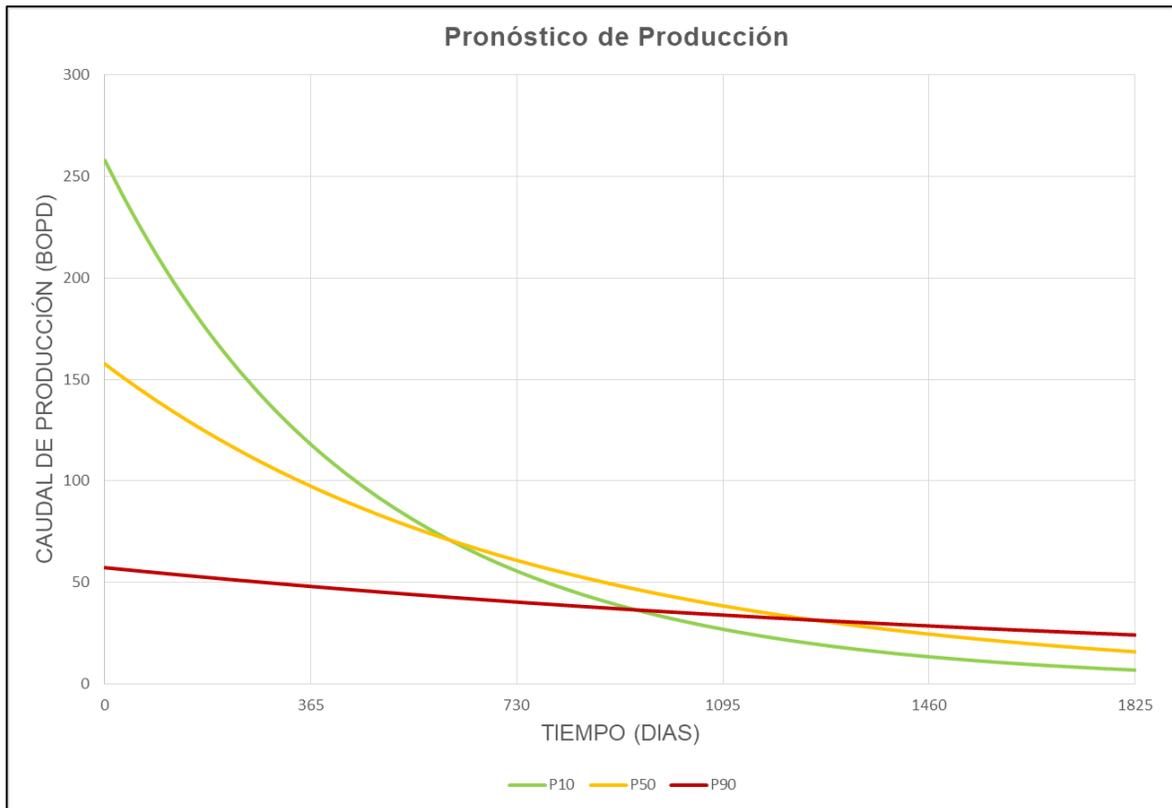
En la **Gráfica 7** y **Gráfica 8**, se observa el pronóstico de producción para el Pozo HN-01ST y Pozo HN-02 respectivamente por cada escenario.

Gráfica 7. Pronóstico de Producción Pozo HN-01ST



Para el Pozo HN-01ST, el escenario P10 presenta una declinación acelerada, convirtiéndose en la tasa más baja de producción, al finalizar el periodo de estudio.

Gráfica 8. Pronóstico de Producción Pozo HN-02



El pronóstico de Producción del Pozo HN-02, es similar a la del Pozo HN-01ST, debido a que el Pozo HN-01 es capaz de drenar 120.915 Barriles, y el Pozo HN-02 es capaz de drenar 124.228, consistiendo en volúmenes recuperables similares.

6.6 SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES Y COSTOS OPERACIONALES PARA PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE BARRIL DE PETRÓLEO (WTI)

A continuación se definen los comportamientos y los pronósticos de los precios del barril WTI, para la simulación de las inversiones y costos operacionales, que se tienen proyectadas a ejecutar, igualmente se va a simular respecto al pronóstico de precios del barril de petróleo proporcionado por el Banco Mundial para los cinco años siguientes con pronósticos de producción de petróleo anual, calculados anteriormente al momento de realizar las operaciones de workover en la Formación Villeta; esto con el fin de determinar la cantidad de ingresos para cada escenario de producción.

6.6.1 Comportamiento del precio del crudo WTI. Según UPME⁴⁰, el precio del crudo WTI (marcador para la bolsa de valores en el New York Mercantile Exchange-NYMEX) ha mostrado alta volatilidad desde finales del año 2014 hasta la actualidad, causado principalmente por la caída en los volúmenes de crudo y decaimiento del dólar (siendo la moneda de valor corriente para las transacciones de este tipo de crudo).

En la **Gráfica 9**, Se observa como el precio del crudo WTI sufre una declinación progresiva en el año 2014, el cual el consorcio EMPESA-NCT decide el cierre del Campo Hato Nuevo por no lograr la viabilidad financiera ocasionado por la producción del 100% del corte de agua.

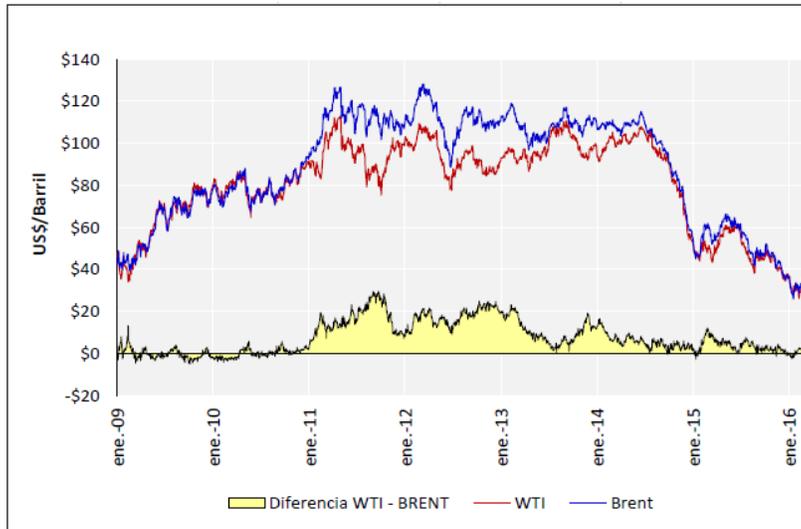
En la **Gráfica 10**, se distingue que al mes de Febrero del año 2016 el precio alcanza el mínimo histórico de US\$26,21/Bbl, el cual según los analistas financieros, las causas de la caída del precio del dólar, ocurren de la misma manera por el descenso de la economía china, la crisis en el medio oriente, la guerra de precios desatada por Arabia Saudita, la depresión de las economías de Europa y Japón, además el incremento en la producción de crudo no convencional en los Estados Unidos.

La caída en los precios del barril WTI afectó la economía del sector energético de tal manera, que las inversiones previstas para la exploración de nuevos potenciales hidrocarburíferos o la optimización para la producción de petróleo de las pequeñas y medianas empresas en Colombia, han llegado a una suspensión temporal, hasta que el precio vuelva a tener equilibrio; es decir, si el comportamiento de los precios del crudo WTI llegan a superar el límite económico y los costos de inversión superan los costos operacionales, la compañía Erazo Valencia S.A. principal socio del

⁴⁰ UPME. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA. [En línea]. <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf>

consorcio EMPESA-NCT, efectuará la reapertura del Campo Hato Nuevo, y a su vez la perforación del Pozo HN-06 que se tiene planeado.

Gráfica 9. Comportamiento de los precios del barril WTI y BRENT



Fuente. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA. UPME. [En línea].
<http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf> [citado en 18 de Junio de 2017]

Gráfica 10. Comportamiento de los Precios del crudo WTI y BRENT para el año 2016 e inicios del año 2017

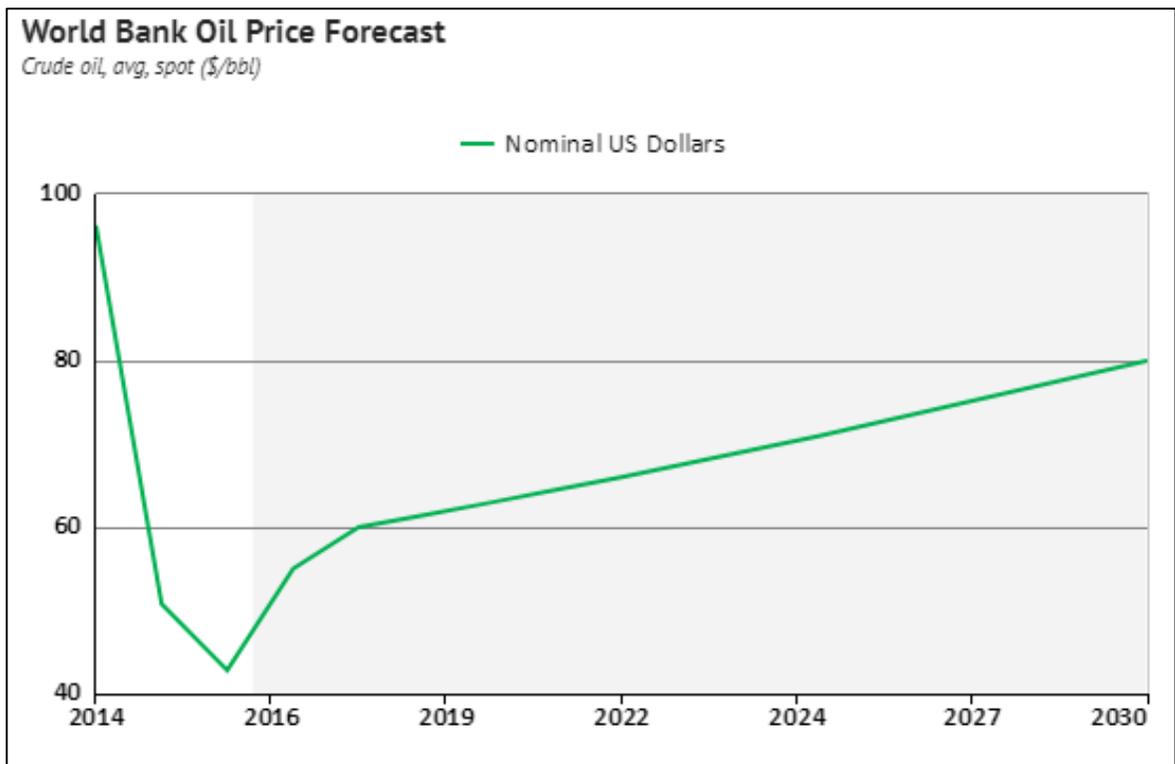


Fuente. WORLD BANK GROUP. Commodity Markets Outlook [En Línea].
<<http://www.worldbank.org/commodities.>> [citado en 14 de junio de 2017].

6.6.2 Pronóstico de precios WTI. Para el comportamiento de costos de inversión, costos de operación y de ingresos de este proyecto, es necesario establecer un precio de referencia y un pronóstico de precios. Para analizar el comportamiento de estos costos, la Compañía Erazo Valencia S.A., realiza el análisis de proyectos mediante el precio de referencia (WTI), por tal motivo el desarrollo de este proyecto se realizará en base al mismo precio de referencia.

Para la simulación de costos es necesario emplear el pronóstico de precios WTI, proporcionado por el Banco Mundial para los siguientes cinco años; en la **Gráfica 11**, se observa el comportamiento de precios desde el año 2014 hasta la actualidad, y el pronóstico de precios desde hasta el año 2030.

Gráfica 11. Pronóstico de precios de petróleo WTI



Fuente. KNOEMA. Crude Oil Price Forecast: Long Term 2017 to 2030 [en línea]. <<https://knoema.com/yxptpab/crude-oil-price-forecast-long-term-2017-to-2030-data-and-charts?action=export>> [citado en 16 de septiembre de 2017]

En la **Tabla 40**, se añaden los precios de referencia WTI, para los cinco años de estudio siguientes.

Tabla 40. Precio de referencia WTI para los próximos cinco años

Periodo (Año)	Referencia	USD/BI
1	WTI	\$ 49,58
2	WTI	\$ 61,50
3	WTI	\$ 62,90
4	WTI	\$ 64,50
5	WTI	\$ 66,00

Fuente. KNOEMA. Crude Oil Price Forecast: Long Term 2017 to 2030 [en línea]. <<https://knoema.com/yxptpab/crude-oil-price-forecast-long-term-2017-to-2030-data-and-charts?action=export>> [citado en 16 de septiembre de 2017]

6.6.3 Inversiones. Como inversión se tiene planeado los costos asociados a las actividades de Workover en los Pozos HN-01ST y HN-02, estas actividades se encuentran en la **Tabla 29** y **Tabla 30**, y comprenden: Movilización del taladro de Workover para la extracción de tubería y bomba en el fondo de los pozos, mantenimiento de los mismos equipos en fondo y de los equipos en las facilidades de producción, corrida de registros eléctricos y de producción para determinar que no exista alteración del revestimiento ni del cemento, aislamiento de intervalo abierto de caballos con Bridge Plug, cañoneo de la Formación Villeta mediante equipo de Wireline a través del taladro de workover, extracción de tubería y montaje de válvulas, tratamiento químico para limpiar la Formación cañoneada, e instalación del bombeo mecánico en fondo.

6.6.4 Costos operacionales. Los costos operacionales asociados a este proyecto, son los costos de levantamiento o Lifting Cost, estos costos se van a analizar para los tres escenarios de producción P10, P50 y P90.

Según EIA⁴¹, el lifting Cost o costo de producción, son los costos de operación, y mantenimiento de pozos, equipos y facilidades relacionados por un barril de petróleo equivalente y gas producido en esas facilidades. Toda vez que los hidrocarburos se han encontrado, adquirido y refinado, se aplican los costos directos de producción, siendo el gasto total de producción menos los impuestos a la producción (o regalías) divididos por la producción de petróleo y gas en barriles de petróleo equivalente.

El Lifting Cost inicial para este proyecto, se fundamentó en el proyecto de producción incremental Campo Hato Nuevo, donde el costo para la Formación Caballos era de 18 (USD/Bbl), tomando este valor como referencia, para los costos de producción por periodos de estudio; por tal motivo para efectos del comportamiento de los costos operacionales, el costo de producción presentará un

⁴¹ U.S. Energy Information Administration. MARKETS & FINANCE [En línea]. <https://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/oil_gas.php> [citado en 26 de septiembre de 2017]

leve incremento desde el primer periodo de producción hasta el quinto periodo de producción, siendo este el último el periodo de estudio.

En la **Tabla 41**, se observan los costos de producción para la Formación Villeta

Tabla 41. Costos de producción

Costo de Levantamiento	
Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bl)
1	18
2	19
3	20
4	21
5	22

Fuente. EMPESA-NCT. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Bogotá. Marzo 2007. p.83. Página 69 [Consultado 09/09/2017.]

6.6.5 Simulación de costos de inversión y costos operacionales para distintos escenarios. En la **Tabla 42**, se muestra la simulación de las inversiones y costos operacionales, para el escenario de pronósticos de precios de barril de petróleo, para determinar el límite económico del Campo Hato Nuevo; asimismo se observan las tasas de declinación de producción del campo para los tres perfiles de producción, escenario las reservas recuperables del Campo para cada escenario iniciando en el primer periodo, el lifting cost para cada escenario y los ingresos con un precio de referencia; las reservas comienzan a disminuir desde el primer periodo de producción hasta el quinto año de estudio, de este modo los ingresos como rendimiento de la producción de petróleo el cual se descuentan únicamente de los costos de producción aportados por la empresa para proyectos de producción incremental.

Tabla 42. Inversiones y Costos Operacionales

CAPEX Y OPEX		TIEMPO (AÑOS)					
	ACTIVIDAD	0	1	2	3	4	5
CAPEX	Workover HN-01ST (USD)	322.375	-	-	-	-	-
	Workover HN-02 (USD)	332.080	-	-	-	-	-
Pronóstico de producción	Escenario Producción P10 (Bl)	-	124.304	57.077	26.988	13.112	6.534
	Escenario Producción P50 (Bl)	-	91.739	55.927	34.516	21.552	13.608
	Escenario Producción P90 (Bl)	-	42.348	34.523	28.221	23.132	19.010
Reservas Recuperables	Escenario Reservas P10 (Bl)	245.143	120.839	63.762	36.774	23.662	17.128
	Escenario Reservas P50 (Bl)	245.143	153.403	97.477	62.961	41.408	27.800
	Escenario Reservas P90 (Bl)	245.143	202.794	168.271	140.050	116.918	97.909
OPEX	Lifting Cost (USD/Bl)	-	18	19	20	21	22
	Lifting Cost (USD) P10	-	2.237.476	1.084.456	539.754	275.358	143.743
	Lifting Cost (USD) P50	-	1.651.310	1.062.605	690.320	452.602	299.381
	Lifting Cost (USD) P90	-	762.272	655.936	564.425	485.768	418.211
WTI	Precio de Referencia (USD/Bl)	-	49,58	61,50	62,90	64,50	66,00
Ingresos	Ingresos Escenario P10 (USD)	-	3.925.528	2.425.757	1.157.772	570.384	287.487
	Ingresos Escenario P50 (USD)	-	2.897.131	2.376.881	1.480.737	937.532	598.762
	Ingresos Escenario P90 (USD)	-	1.337.364	1.467.225	1.210.692	1.006.233	836.422

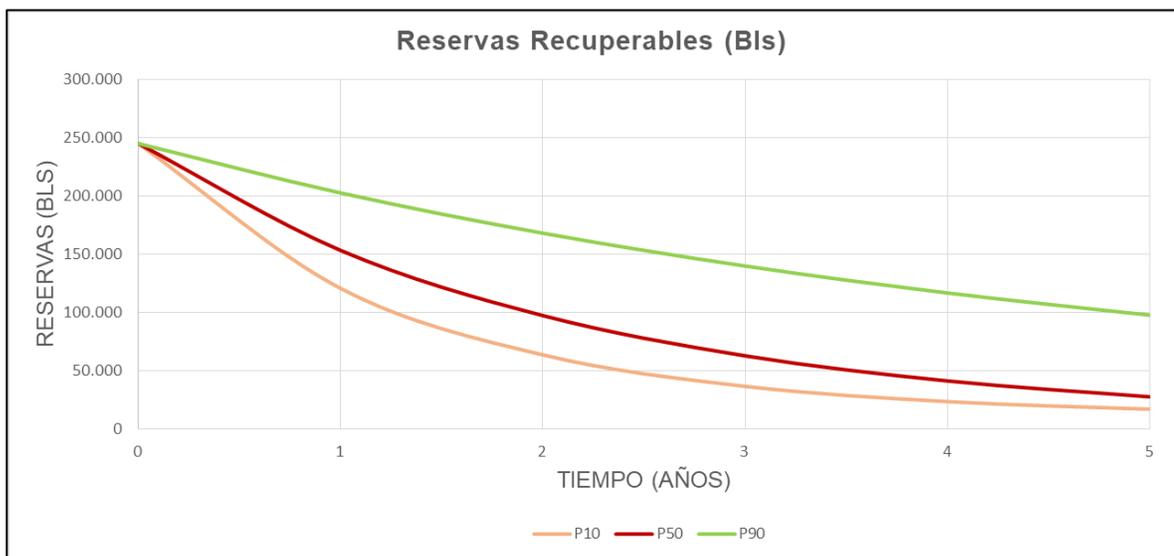
6.7 EVALUACIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DEL CAMPO

El límite económico del Campo depende de la cantidad máxima de reservas remanentes recuperables, estas reservas van disminuyendo con la producción a través del tiempo, y para determinar el límite económico del Campo, la compañía determinará hasta que momento el flujo de efectivo será negativo o equivalente a los egresos.

Según CORTÉS⁴², el límite económico de un Campo, se refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar con las operaciones ya no es comercialmente rentable.

En la **Gráfica 12**, se evidencia que para los cinco años de estudio, aún permanecen reservas recuperables del Campo de todos los escenarios, estas reservas podrán ser recuperadas, mediante mecanismos de recuperación, mayormente para el escenario P90, siendo el escenario más probable de producción del Campo Hato Nuevo.

Gráfica 12. Reservas Recuperables del Campo Hato Nuevo



Teniendo en cuenta que el horizonte de tiempo que se estableció para este proyecto fue de cinco años, en este periodo de estudio, la producción no finiquitará la cantidad de reservas recuperables, y al analizar los costos de inversión, costos de operación y precio de referencia WTI para determinar el límite económico del Campo, se podrá determinar que los ingresos antes de impuestos serán mayores

⁴² CORTÉS, Ana María. NAVARRETE, José Arturo. REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS EN MÉXICO. México D.F., 2012, p. 235. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Facultad de Ingeniería.

que los egresos; sin embargo la compañía determinará mediante análisis financiero hasta que periodo los escenarios dejarán de aportarle ganancias a través de la explotación de la Formación Villeta.

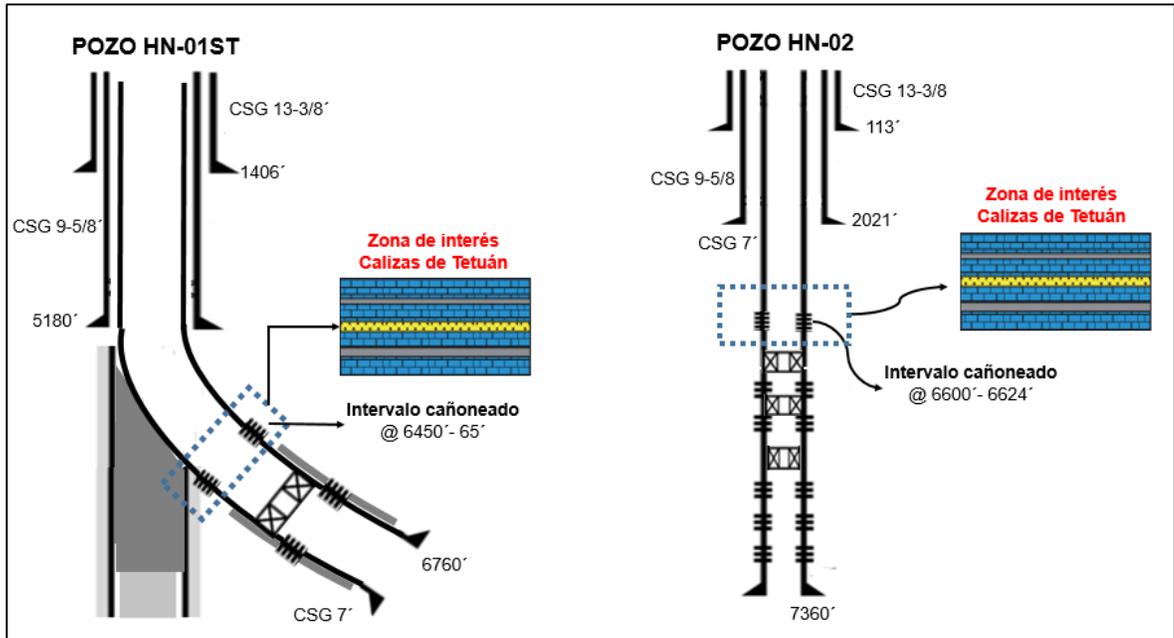
7. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Hato Nuevo está ubicado en el Departamento del Huila, Municipio de Villavieja sobre la cuenca del Valle Superior del Magdalena, el cual ha producido a través de cuatro pozos de los cinco perforados desde el año 1984 con múltiples intervenciones en los cuatro pozos, con el fin de aislar los intervalos con acuíferos; al mes de Septiembre de 2017, ha producido 2,036 millones de barriles de petróleo a través de la Formación Caballos, sin embargo la producción de petróleo comenzó a declinar, y se produjo el aumento de producción de agua de hasta el 100% debido a problemas con acuífero activo, y por tal motivo al mes de Septiembre del 2017, los pozos del Campo Hato Nuevo se encuentran cerrados. Para la reapertura del Campo se planeó la realización de las operaciones de Workover que consiste en: Movilización de taladro de Workover, mantenimiento de los equipos tanto en el interior de los pozos como en superficie, registros eléctricos para evaluar el contenido de arcillas en la Formación, registros de producción para determinar la integridad del cemento al revestimiento y el cemento a Formación, aislamiento del intervalo abierto de la Formación Caballos, cañoneo a la profundidad de la Formación Villeta siendo la roca generadora de petróleo en este campo, tratamiento químico para aumentar el tamaño de los huecos producto del cañoneo, e instalación de la bomba para levantar el fluido desde el fondo del pozo a superficie. Estas operaciones se realizan con el fin de drenar el recurso de hidrocarburos en la Formación Villeta, con posible potencial de producción de petróleo en los Pozos HN-01ST y HN-02, igualmente se realizaron diversos estudios a esta formación dando como resultados unas Reservas Probadas y No Desarrolladas de Hidrocarburos de 3,066 millones de barriles aproximadamente, de los cuales 245.143 barriles son recuperables a través de la Formación Villeta en los dos pozos.

La evaluación financiera se hace desde el punto de vista de una compañía operadora, se va a utilizar el Dólar Estadounidense como unidad monetaria de valor constante, la tasa de Interés de Oportunidad que será utilizada, es del 15% efectivo anual de la Compañía Erazo Valencia S.A, se determinaron tres escenarios posibles con horizonte de tiempo de cinco años con periodos anuales: el primer escenario de producción (P10), el segundo escenario de producción (P50), y el tercer escenario de producción (P90); haciendo el análisis de los costos de inversión, costos de operación y análisis de ingresos con el indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN).

En la **Figura 48**, se observa el estado mecánico de los Pozos HN-01 ST y HN-02, siendo estos los pozos a realizar las operaciones de workover. En el Pozo HN-01ST se va a realizar el cañoneo a la profundidad de 6450 pies y en el Pozo HN-02 se va a realizar el cañoneo a la profundidad de 6640 pies.

Figura 48. Estados mecánicos con las operaciones de workover a realizar



7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión, son los costos de capital que debe sufragar la compañía para generar beneficios a la corriente de ingresos, mediante la adquisición o mejora de equipos para generar un aumento en la producción. Los costos de inversión en este proyecto están asociados a la ejecución de las operaciones de workover en los Pozos HN-01ST y HN-02, para la producción de hidrocarburos a la profundidad de la Formación generadora Villeta de la cuenca Sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, esto con el objeto de lograr la reapertura del Campo Hato Nuevo.

En la **Tabla 43** y **Tabla 44**, se anexan los costos relacionados a las actividades de workover en los Pozos HN-01ST y HN-02

Tabla 43. Costos de workover del Pozo HN-01ST

Actividades de workover	USD
Mano de Obra por Movilidad	50.000
Rig Activo 1000 HP	72.000
Mantenimiento de equipos	15.000
Costo corrida de registros	60.000
Aislamiento con empaque en intervalos productores Formación Caballos	10.000
Cañoneo Wireline	
Movilización Equipo Wireline	6.000
Cargo básico del servicio	5.000
Seguridad de transporte (Explosivos)	5.000
Corrida Dummie (Canasta)	6.450
Corrida Cañón	3.225
Cañoneo Espesor Villeta	5.700
TOTAL CAÑONEO - WIRELINE	31.375
Fluido de Preparación (Salmuera)	12.000
Pulling de Tubería-Montaje Preventoras	27.000
Estimulación Matricial	25.000
Instalación Bombeo Mecánico	20.000
COSTO TOTAL OPERACIÓN DE WORKOVER HN-01ST	322.375

Fuente. ECOPETROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificada por autores

Tabla 44. Costos de workover del Pozo HN-02

Actividades de workover	USD
Mano de Obra por Movilidad	50.000
Rig Activo 1000 HP	72.000
Mantenimiento de equipos	15.000
Costo corrida de registros	63.000
Aislamiento con empaque en intervalos productores Formación Caballos	10.000
Cañoneo Wireline	
Movilización Equipo Wireline	6.000
Cargo básico del servicio	5.000
Seguridad de transporte (Explosivos)	5.000
Corrida Dummie (Canasta)	6.640
Corrida Cañón	3.320
Cañoneo Espesor Villeta	9.120
TOTAL CAÑONEO - WIRELINE	35.080
Fluido de Preparación (Salmuera)	12.000
Pulling de Tubería-Montaje Preventoras	30.000
Estimulación Matricial	25.000
Instalación Bombeo Mecánico	20.000
COSTO TOTAL OPERACIÓN DE WORKOVER HN-02	332.080

Fuente. ECOPETROL S.A. CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA DE OPERACIÓN DIRECTA HATO NUEVO. Bogotá: Noviembre 2015. p. 11. Modificada por autores

Es importante tener presente, que indiferente de los escenarios que se utilicen para la evaluación financiera, la inversión es la misma para los tres escenarios. En la **Tabla 45**, se relacionan las actividades y costos de inversión que debe incurrir la compañía para llevar a cabo este proyecto.

Tabla 45. Costos de Inversión

Costos de inversión			
Periodo (Año)	Workover HN-01ST	Workover HN-02	USD
0	322.375	332.080	654.455

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos operacionales u (OPEX), son los desembolsos periódicos en relación a costos de personal y servicios que debe realizar la Compañía, para mantener las actividades del campo en funcionamiento. Para el análisis de costos de operación, se va a definir el Lifting Cost, como el costo que requiere extraer, tratar y almacenar un barril de petróleo y entregarlo al cliente en las condiciones mínimas de venta.

Los costos de operación se van a definir por escenarios: el primer escenario (P10), es el perfil menos probable de producción de petróleo, siendo del 10% o la tasa más alta que puede producir el Campo, el segundo escenario (P50), es el perfil probable del 50% y el tercer escenario (P90) es el perfil más probable de producción, siendo del 90% o la tasa de producción inicial del campo calculado en capítulos anteriores.

El Lifting Cost inicial que se utilizará para la proyección de costos de operación, será de 18 USD por barril para todos los escenarios; el Lifting Cost presenta un ligero incremento por el aumento de la generación de los equipos para levantar el crudo desde el fondo del Pozo, para la proyección anual se tomaron años de 365 días. En la **Tabla 46**, se muestra finalmente la proyección de costos.

Tabla 46. Lifting Cost

Costo de Producción	
Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bbl)
1	18
2	19
3	20
4	21
5	22

Fuente. EMPESA-NCT. INFORME DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. Bogotá. Marzo 2007. p.83. Página 69 [Consultado 09/09/2017.]

7.2.1 Escenario P10. En la **Tabla 47**, se observa la producción esperada anual del Campo, y los costos de operación para el escenario de producción menos probable; para el quinto año se observa que la producción de petróleo se haya drenado casi en su totalidad. Esto es un indicador que para altas tasas de producción a través del tiempo ocurra una alta declinación de la producción.

Tabla 47. Costos de Operación para el escenario P10

Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Producción Esperada (Bbl)	USD
1	18	124.304	2.237.472
2	19	57.077	1.084.463
3	20	26.988	539.760
4	21	13.112	275.352
5	22	6.534	143.748

7.2.2 Escenario P50. En la **Tabla 48**, se observan los costos de operación para el escenario (P50), este escenario se caracteriza por tener el promedio de la producción entre el escenario (P10) y escenario (P90); para el cuarto año, se observa una tasa de declinación constante de producción.

Tabla 48. Costos de Operación para el escenario P50

Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Producción Esperada (Bbl)	USD
1	18	91.739	1.651.302
2	19	55.927	1.062.613
3	20	34.516	690.320
4	21	21.552	452.592
5	22	13.608	299.376

7.2.3 Escenario P90. En la **Tabla 49**, se observan los costos de operación para el escenario (P90); según el pronóstico de producción, este es el escenario más probable de producción, y para el quinto año, se evidencia que el Campo no ha drenado en su totalidad las reservas recuperables económicamente.

Tabla 49. Costos de Operación para el escenario P90

Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Producción Esperada (Bbl)	USD
1	18	42.348	762.264
2	19	34.523	655.937
3	20	28.221	564.420
4	21	23.132	485.772
5	22	19.010	418.220

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos, son los recursos que recibirá la Compañía producto de las actividades de venta de crudo, mediante operaciones que generen el mantenimiento o la mejora en la eficiencia de la productividad del Pozo. La Compañía utiliza el precio de referencia WTI (West Texas Intermediate) para el precio de venta con el pronóstico de precios, recolectado por el pronóstico del Banco Mundial para los siguientes cinco años.

El costo de ajuste por calidad y costo de transporte, será el mismo para todos los escenarios de precios de referencia.

7.3.1 Precio de Venta. Para el análisis del precio de venta, se utilizará el pronóstico de precios para los siguientes cinco años.

En la **Tabla 50**, se evidencia los precios de referencia con un precio de venta inicial que se reacomoda por el ajuste de calidad del crudo y costos de transporte, estos costos son suministrados por la Compañía Erazo Valencia S.A. a través del proyecto de producción incremental Hato Nuevo.

Tabla 50. Precio de Venta

Periodo (Año)	Referencia	USD/Bbl	Ajuste por Calidad (USD/Bbl)	Transporte (USD/Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)
1	WTI	49,58	5	10	34,58
2	WTI	61,50	5	10	46,50
3	WTI	62,90	5	10	47,90
4	WTI	64,50	5	10	49,50
5	WTI	66,00	5	10	51,00

Fuente. KNOEMA. Crude Oil Price Forecast: Long Term 2017 to 2030 [en línea]. <<https://knoema.com/yxptpab/crude-oil-price-forecast-long-term-2017-to-2030-data-and-charts?action=export>> [citado en 16 de septiembre de 2017]

7.3.2 Regalías. Según DNP⁴³, son las contraprestaciones económicas directas o indirectas, que recibe el estado por la explotación de recursos naturales no renovables. Según la ley 756 de 2002, las regalías varían del 8% al 25% para nuevos descubrimientos, producción incremental y campos descubiertos no desarrollados; para efectos de este proyecto, el porcentaje de regalías será del ocho por ciento, por ser un proyecto de producción incremental, y el Campo generaría un volumen de producción diario promedio menor a 5.000 barriles. En la **Tabla 51**, se adjuntan los porcentajes de regalías variables según volumen diario promedio mes por Campo.

⁴³ DIRECCIÓN DE REGALÍAS-DNP. Actualización de la cartilla “Las Regalías en Colombia”. Dirección de Regalías. Bogotá D.C.: Paola Marino, 2007. 106 p. ISBN 978-958-8340-27-2

Tabla 51. Porcentajes de regalías variable por producción diaria promedio

VOLUMEN DIARIO PROMEDIO MES POR CAMPO	PORCENTAJE
Hasta 5.000 barriles por día	8%
Entre 5.000 y 125.000 barriles por día	$8 + (\text{producción} - 5.000) * 0,10$
Entre 125.000 y 400.000 barriles por día	20%
Entre 400.000 y 600.000 barriles por día	$20 + (\text{producción} - 400.000) * 0,025$
Más de 600.000 barriles por día	25%

Fuente. DIRECCIÓN DE REGALÍAS-DNP. Actualización de la cartilla “Las Regalías en Colombia”. Dirección de Regalías. Bogotá D.C.: Paola Marino, 2007. 106 p. ISBN 978-958-8340-27-2 Página 19 [Consultado 03/09/2017.]

7.3.2.1 Producción Neta escenario P10. En la **Tabla 52**, se agregan las regalías en especie que debe tributar la Compañía al estado para el escenario de 10% de producción esperada, y la Producción Neta con que se dispone a reintegrar la inversión.

Tabla 52. Producción Neta escenario P10 (Bbl)

Periodo (Año)	Producción Esperada	Regalías 8%	Producción Neta
1	124.304	9.944	114.360
2	57.077	4.566	52.511
3	26.988	2.159	24.829
4	13.112	1.049	12.063
5	6.534	523	6.011

7.3.2.2 Producción Neta escenario P50. En la **Tabla 53**, se observa la producción neta entre el promedio de los niveles más altos e iniciales de producción.

Tabla 53. Producción Neta escenario P50 (Bbl)

Periodo (Año)	Producción Esperada	Regalías 8%	Producción Neta
1	91.739	7.339	84.400
2	55.927	4.474	51.453
3	34.516	2.761	31.755
4	21.552	1.724	19.828
5	13.608	1.089	12.519

7.3.2.3 Producción Neta escenario P90. En la **Tabla 54**, se observa la Producción Neta del nivel de producción más esperado, para el quinto periodo se estima que las reservas recuperables aún no se hayan drenado en su totalidad.

Tabla 54. Producción Neta escenario P90 (Bbl)

Periodo (Año)	Producción Esperada	Regalías 8%	Producción Neta
1	42.348	3.388	38.960
2	34.523	2.762	31.761
3	28.221	2.258	25.963
4	23.132	1.851	21.281
5	19.010	1.521	17.489

7.3.3 Escenario P10. En la **Tabla 55**, se observa el dinero que recibe la Compañía por la producción neta menos probable.

Tabla 55. Ingresos escenario P10

Periodo (Año)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	Dólares
1	34,58	114.360	3.954.569
2	46,50	52.511	2.441.762
3	47,90	24.829	1.189.309
4	49,50	12.063	597.119
5	51,00	6.011	306.561

7.3.4 Escenario P50. En la **Tabla 56**, se observan los ingresos de precios de venta y producción neta de la producción promedio.

Tabla 56. Ingresos escenario P50

Periodo (Año)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	Dólares
1	34,58	84.400	2.918.552
2	46,50	51.453	2.392.565
3	47,90	31.755	1.521.065
4	49,50	19.828	981.486
5	51,00	12.519	638.469

7.3.5 Escenario P90. En la **Tabla 57**, se evidencia ingresos de precios de venta, para la producción más esperada del Campo, por generar los niveles de producción acorde a Formaciones calcáreas.

Tabla 57. Ingresos escenario P90

Periodo (Año)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	Dólares
1	34,58	38.960	1.347.237
2	46,50	31.761	1.476.887
3	47,90	25.963	1.243.628
4	49,50	21.281	1.053.410
5	51,00	17.489	891.939

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

En el siguiente sub capítulo, se pretende determinar la viabilidad financiera de este proyecto, mediante el indicador financiero del Valor Presente Neto (VPN).

7.4.1 Valor Presente Neto. Según BACA⁴⁴, El Valor Presente Neto (VPN) es el indicador financiero más utilizado debido a que pone en pesos de hoy, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo que facilita la decisión desde el punto de vista financiero de realizar o no un proyecto.

La **Ecuación 24**, se utiliza para el cálculo del VPN, para la realización o no de un proyecto.

Ecuación 24. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n} = -F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Dónde:

F_n = Flujo neto de caja

i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

n = Periodos de tiempo

F_0 = Inversión Inicial

Fuente. BACA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C.: 6ª Edición, 2000. 366 p. ISBN 958-9489-13-3

Los criterios para determinar la rentabilidad de la inversión son:

- $VPN > 0$, el proyecto es atractivo para el inversionista porque le ofrece una ganancia extraordinaria más la Tasa de Interés de Oportunidad.
- $VPN = 0$, los ingresos serán iguales a los egresos y el proyecto le será indiferente financieramente para el inversionista.
- $VPN < 0$, el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.

7.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad. Según BACA⁴⁵, la tasa de interés de oportunidad es la tasa de interés más alta que un inversionista está dispuesto a sacrificar con el objetivo de realizar un proyecto. Teniendo en cuenta que los

⁴⁴ BACA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C.: 6ª Edición, 2000. 366 p. ISBN 958-9489-13-3

⁴⁵ Baca, *op.cit.*, p. 197.

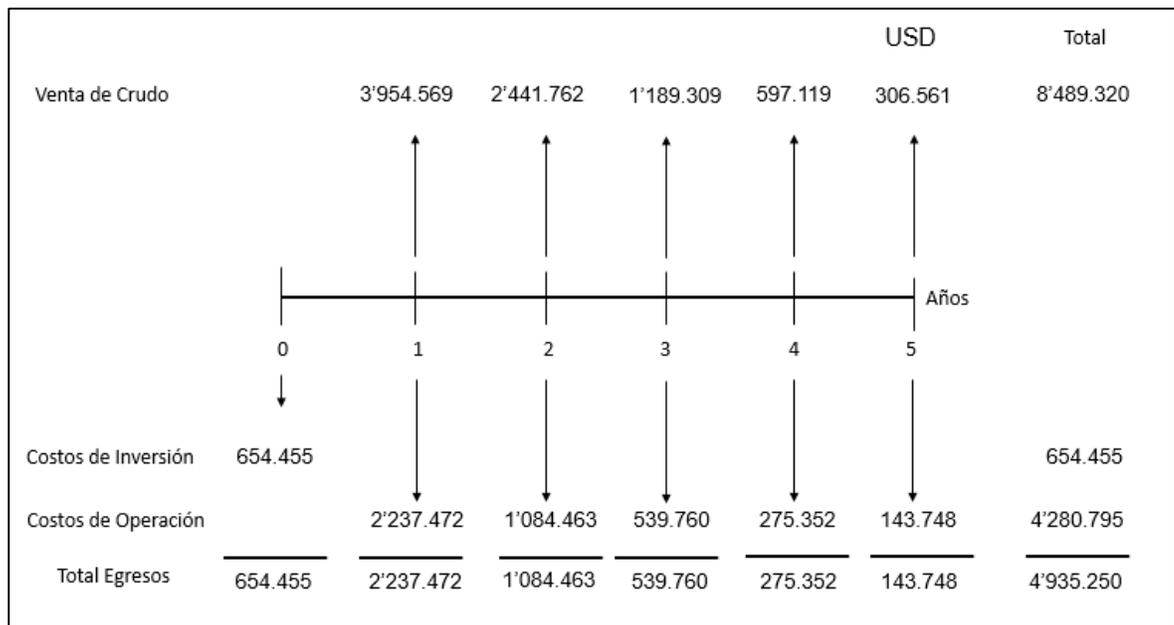
periodos de análisis de costos son anuales, se utiliza la misma Tasa de Interés de Oportunidad de la Compañía, del 15% anual.

7.4.3 Flujo de caja. Según BACA⁴⁶, el flujo de caja, es la representación gráfica de flujos de efectivo de un proyecto, indicando los momentos en los cuales se genera ingresos y los momentos en los cuales se requieren recursos.

A continuación se representan los flujos de caja para los diferentes escenarios de producción.

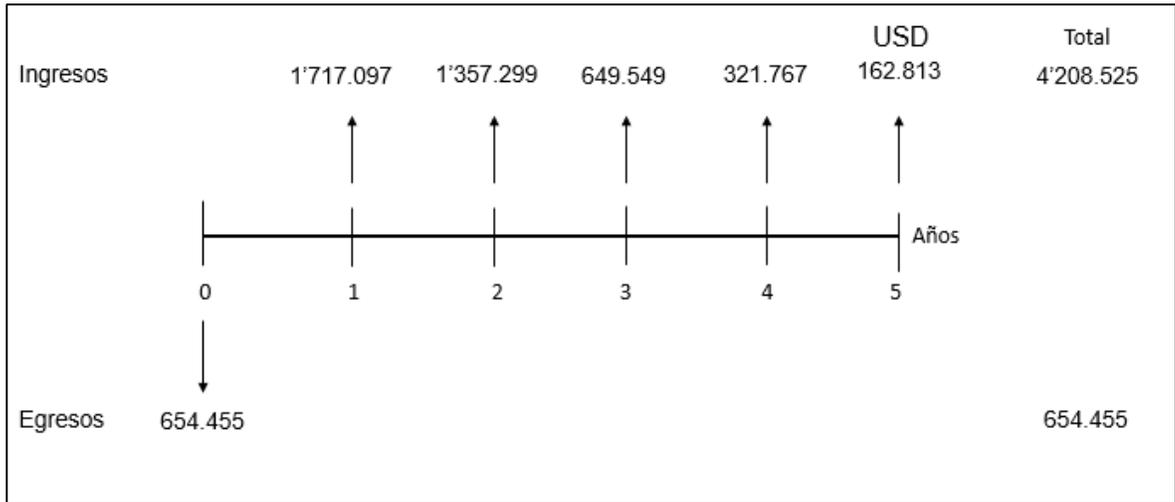
7.4.3.1 Escenario P10. Evaluación financiera del proyecto para el escenario menos probable de producción de petróleo.

Figura 49. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 10% de producción



⁴⁶ *Ibid.*, p. 4.

Figura 50. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 10% de producción



$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,15) &= -654.455 + 1'717.097(1 + 0,15)^{-1} + 1'357.299(1 + 0,15)^{-2} \\
 &\quad + 649.549(1 + 0,15)^{-3} + 321.767(1 + 0,15)^{-4} + 162.813(1 + 0,15)^{-5} \\
 &= 2'556.993 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

7.4.3.2 Escenario P50. Evaluación financiera del proyecto para el escenario promedio de producción.

Figura 51. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 50% de producción

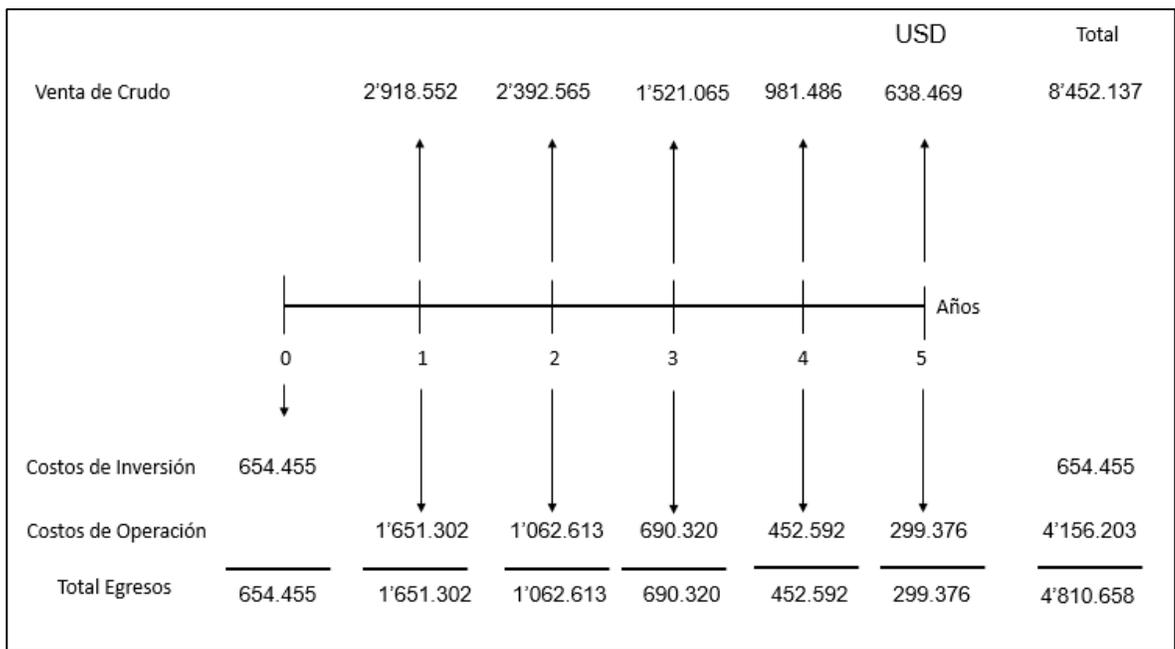
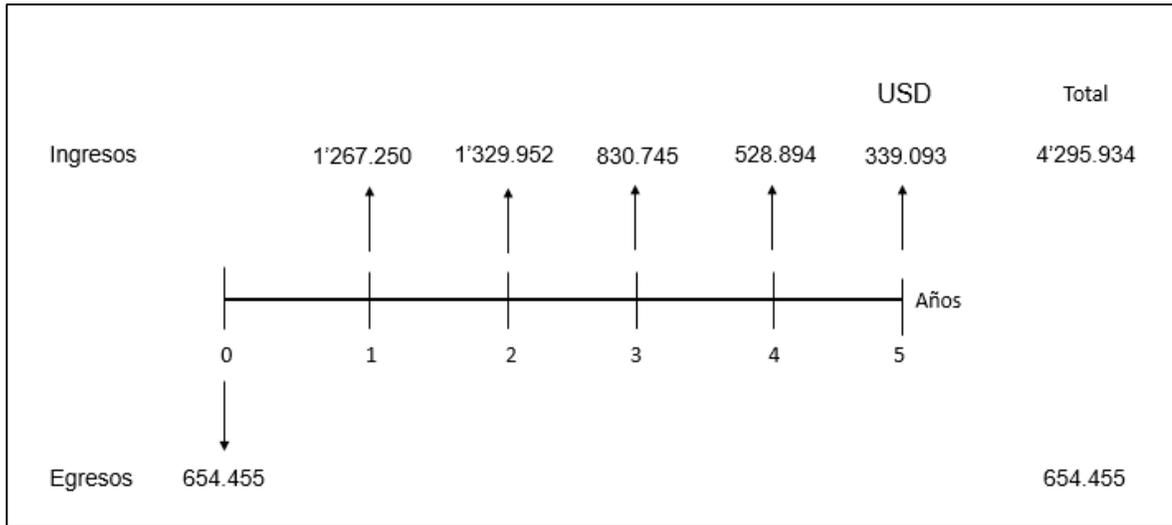


Figura 52. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 50% de producción



$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0, 15) &= -654.455 + 1'267.250(1 + 0,15)^{-1} + 1'329.952(1 + 0,15)^{-2} \\
 &\quad + 830.745(1 + 0,15)^{-3} + 528.894(1 + 0,15)^{-4} + 339.093(1 + 0,15)^{-5} \\
 &= 2'470.351 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

7.4.3.3 Escenario P90. Evaluación financiera del proyecto para el escenario más probable de producción.

Figura 53. Flujo de caja, para escenario de probabilidad del 90% de producción

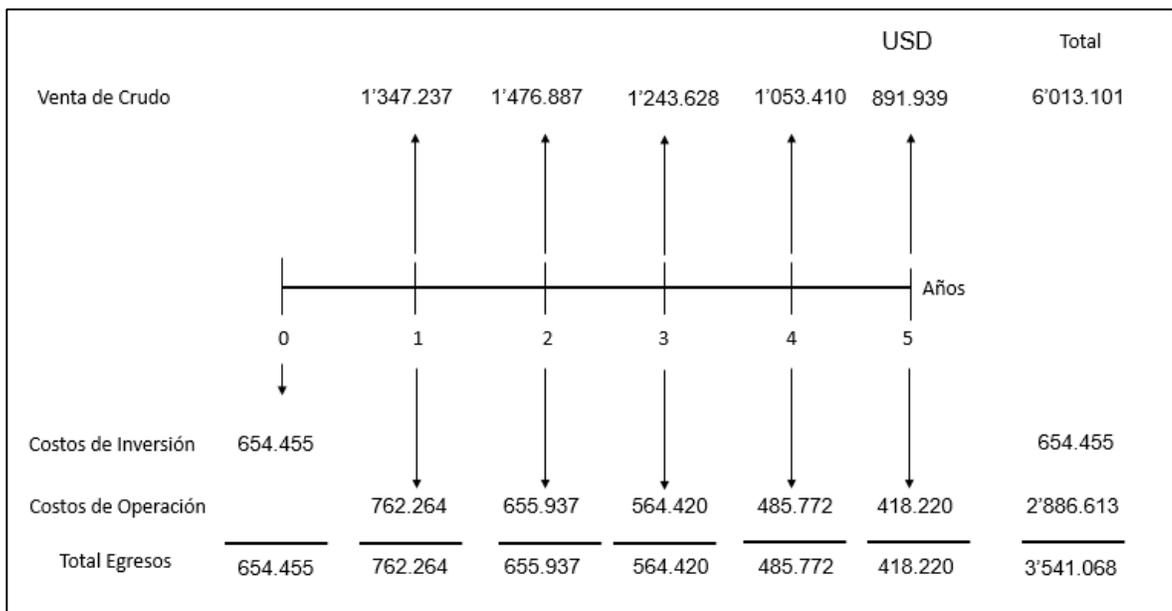
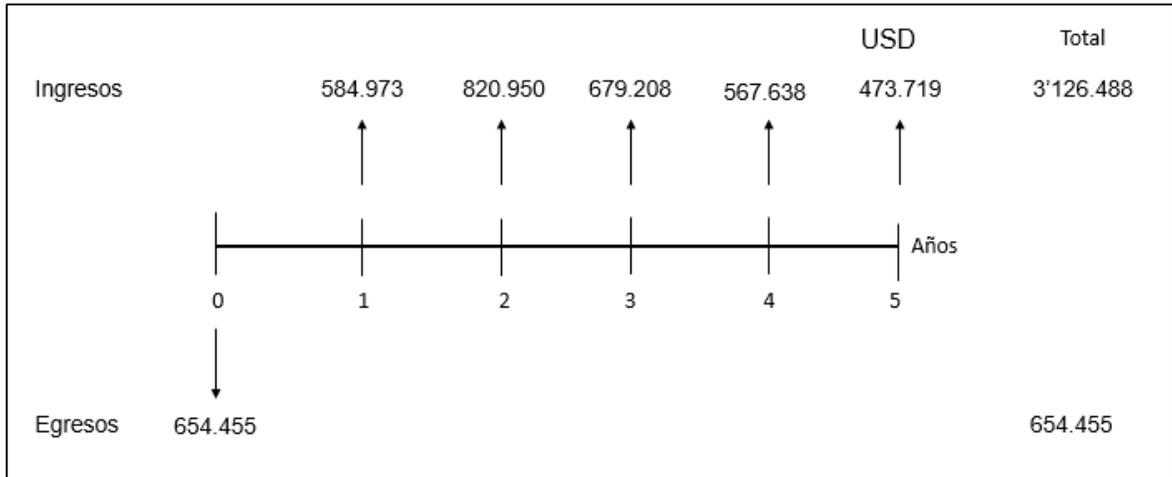


Figura 54. Flujo de caja neto, para escenario de probabilidad del 90% de producción



$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0, 15) &= -654.455 + 584.973(1 + 0,15)^{-1} + 820.950(1 + 0,15)^{-2} \\
 &\quad + 679.208(1 + 0,15)^{-3} + 567.638(1 + 0,15)^{-4} + 473.719(1 + 0,15)^{-5} \\
 &= 1'481.635 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

Tabla 58. Resumen Valor Presente Neto por escenario

Valor Presente Neto	
Escenarios	USD
P10	2'556.993
P50	2'470.351
P90	1'481.635

7.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, para la compañía es atractivo cualquiera de los tres escenarios de producción posibles, porque le ofrece una ganancia extraordinaria adicional a la Tasa de interés de oportunidad (TIO), siendo la mejor opción el escenario P10, debido a que le representa a dólares de hoy una ganancia extraordinaria superior del 3,39% (USD 86.642) y 42,06% (USD 1'075.358) frente a los escenarios P50 y P90 respectivamente, justificado en la mayor producción neta obtenida y en el aumento de los precios de venta con el paso del tiempo de cada periodo.

8. CONCLUSIONES

- Los datos que se pueden obtener de laboratorio por medio de muestras de núcleo, dan una aproximación de la información tanto de la roca como de los fluidos que en ella se encuentran, estos son fundamentales para el conocimiento de una formación aún no explotada, y con ello poder evaluar la viabilidad y estado de madurez de un proyecto.
- La operación de cañoneo se basa en el análisis del completamiento del pozo y propiedades de la formación, la variación de alguno de estos parámetros, afecta directamente la longitud de penetración de la carga explosiva determinada por el simulador.
- Con la simulación de la operación de cañoneo, es posible calcular la eficiencia de productividad de una formación, esto con el fin de determinar una tasa de flujo inicial de fluido, siendo para el Pozo HN-01ST de 72 BOPD superior en un 20,83% al Pozo HN-02 (57 BOPD) al momento de explotar la formación.
- Con el análisis de pronósticos de producción, se evidenció que las reservas recuperables calculadas con los recursos prospectivos (245.143 Bbl), no se explotarían en su totalidad para el periodo de estudio de los próximos cinco años quedando unas reservas recuperables para los escenarios P10 (17.128 Bbl), P50 (27.800 Bbl) y P90 (97.909 Bbl).
- Los análisis de curvas de declinación no consideran problemas comunes en la producción de petróleo, lo cual es indicador de imprecisión en el momento de predecir un comportamiento exacto de la producción de una formación.
- Los pronósticos de precios WTI establecen un incremento con el paso del tiempo, cabe resaltar que el escenario P10 a pesar de ser el más viable económicamente para la empresa, presenta la mayor declinación, lo que puede generar en un lapso posterior a los periodos de análisis, no ser el escenario más factible debido a que las reservas no se han drenado en su totalidad.
- Desde el punto de vista financiero, para la compañía es atractivo cualquiera de los tres escenarios de producción posibles, porque le ofrece una ganancia extraordinaria adicional a la Tasa de interés de oportunidad (TIO), siendo la mejor opción el escenario P10, debido a que le representa a dólares de hoy una ganancia extraordinaria superior del 3,39% (USD 86.642) y 42,06% (USD 1'075.358) frente a los escenarios P50 y P90 respectivamente, justificado en la mayor producción neta obtenida y en el aumento de los precios de venta con el paso del tiempo de cada periodo.

9. RECOMENDACIONES

- Por medio de los registros eléctricos proyectados, correlacionar la información petrofísica con la información existente de núcleos, con el fin de generar un Original Oil In Place más detallado, y encontrar intervalos adicionales para ser cañoneados.
- Posterior a la implementación del cañoneo, analizar la producción obtenida y según esta, correlacionar el aumento de BS&W; de ser así, graficar en los pronósticos de producción y adicionar variables a la simulación numérica realizada, con el fin de comparar el comportamiento de los costos.
- Realizar un pronóstico de producción de petróleo, teniendo en cuenta el comportamiento adicional generado a partir del desarrollo planeado de la estimulación matricial.
- Posterior a la operación de cañoneo, tener en cuenta daños mecánicos e inducidos, los cuales afectan la producción generando un declinamiento.
- De garantizar producción incremental de hidrocarburos, ejecutar el proyecto planeado de la perforación del Pozo HN-06, con el fin de extraer el remanente generado del Original Oil In Place, hallado del campo.
- Para el costo total de la operación de workover, se debe tener en cuenta el rubro correspondiente a la movilización del taladro de workover el cual no fue incluido.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO POSSO, Hamilton; BARREIRO BONILLA, Juan Pablo. PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO. Universidad Surcolombiana, 2016. p. 113.

Contencioso-Administrativa. Adopción de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. (Sep 16). 2008. no. Acuerdo 11 de 16 de Septiembre de 2008

ALLABY, Michael. Dictionary of Geology and Earth Sciences; [0]:Oxford University Press, 2013. 23

ALLEN, Thomas O.; ROBERTS, Alan P. Production operations: Well completions, workover and simulation. Tulsa: Oil Gas Consultants International, 1978. ISBN 0930972007

ALVARADO, Abio Alberto. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE RIESGO A PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS. UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, 2012. p. 68.

BACA, Guillermo. INGENIERÍA ECONÓMICA. 6a Edición ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2000. 366 p. ISBN 958-9489-13-3

BARRERO, Darío, *et al.* CUENCAS SEDIMENTARIAS EN COLOMBIA. [0]:Bogotá-Colombia: ANH y B&M Exploration Ltda., 2007.

BATEMAN, Richard M. Cased-Hole Log Analysis and Reservoir Performance Monitoring. 2 ed. ed. New York, NY: Springer Verlag, 2015.

CASAGUALDA, M. Julivert. Lexique Stratigraphique International. Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. 650 p.

CORRIGAN, H. T.; Colombian Society of Petroleum Geologists and Geophysicists. Guidebook to the Geology of the Upper Magdalena Basin (northern Portion). Colombian Society of Petroleum Geologists and Geophysicists, 1967.

Cortolima. Fase II Diagnostico-Río Prado. [0]:Ibagué: 2005. 33

COSAD, Charlie. Choosing a Perforation Strategy. [0]:Aberdeen, Scotland: 16

DE PORTA, Jaime. La estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el Extremo S del valle Medio del Magdalena. [0]. [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/5794>

DRAPER, Grenville; YANNI, Gabriel. Diccionario de Terminos Geologicos Ingles/ Espanol-Espanol/Ingles;English/Spanish-Spanish/English Dictionary of Geological Terms (Dialogue #85). [0]. Ene 6,. [Consultado el Ago 24,2017]. Disponible en: <http://digitalcommons.fiu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1000&context=laccop> sd

DUQUE, Carlos Andrés, et al. Potencial Adicional De La Formación Tetuán En El Campo Tenay; En: ACGGP. Julio 29- Agosto 1 del.p. 7

GEOLOGY. Geology Dictionary. [0]. Disponible en: <http://geology.com/dictionary/glossary-a.shtml>

GÓMEZ TAPIAS, Jorge. ESQUEMA DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL ALCALDÍA MUNICIPAL ATACO-TOLIMA. [0]: Ibagué: 2012. 83

GUO, Boyun; LIU, Xinghui; TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering, 2nd Edition. 2nd ed. Place of publication not identified: Gulf Professional Publishing, 2017.

Henri Cholet. Well production practical handbook. New edition expanded. ed. FR: Editions Technip, 2008.

HETTNER, Alfred. Die Kordillere von Bogotá. Gotha: Perthes, 1892. 131 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION. 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.

JONES, Clifford. Dictionary of oil and gas production. GB: Whittles Publishing, 2012.

Magdalena Paris de Ferrer. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. 569 p. ISBN 978-980-12-3048-9

NEUENDORF, Klaus K. E.; MEHL, James P., Jr.; JACKSON, Julia A. Glossary of Geology (5th Edition). [0]: American Geosciences Institute, ISBN 9780-922152896.

PROGRAMA DE TRABAJOS DE EXPLOTACIÓN HATO NUEVO 2016. [0]:2015. 11

RENPU, Wan. Advanced well completion engineering, third edition. 3rd ed. ed. Waltham, Mass: Gulf Professional Pub, 2011.

RIVERA, Edgar Mauricio. ESTUDIO INTEGRADO CAMPO HATO NUEVO. [0]: Cota, Cundinamarca: 2016. 96

RIVERA, Edgar Mauricio; RAMIREZ, Daniel. JUSTIFICACIÓN DE LA SUSPENSIÓN DE LAS OPERACIONES E IMPACTO DE LOS POZOS HATO NUEVO. [0]: Bogotá D.C.: 2016. 64

SCHEIBE, Ernst Albrecht. Colombia, Departamento de Minas y Petróleos. Estudios geológicos y paleontológicos sobre la cordillera oriental de Colombia. Bogotá: Druck: P. & G. Gartner, 1938. 144 p.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [0]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/.aspx>

UPME. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA. [0]: Cundinamarca: 2016. 118

VIANA,R. VI Congreso Colombiano de Geología; En: Memorias del VI Congreso Colombiano de Geología.(1993). p. 297-313

World Bank Group. Commodity Markets Outlook. [0]:2017. 72

ANEXOS

ANEXO A.

RESULTADOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN POZO HN-01ST

A continuación se muestran los resultados de cada tasa de declinación, relación entre la tasa de declinación inicial y tasa de producción inicial para cada escenario del Pozo HN-01ST, y tasa de declinación de producción Hiperbólica, para periodos de 30 días para tener una mayor aproximación de la tasa de producción.

Escenario P10 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,002246	0,00170151	1,3200	258
0,05	0,002238	0,00170151	1,3156	241
0,05	0,002231	0,00170151	1,3112	226
0,05	0,002224	0,00170151	1,3068	211
0,05	0,002216	0,00170151	1,3025	197
0,05	0,002209	0,00170151	1,2982	185
0,05	0,002202	0,00170151	1,2939	173
0,05	0,002194	0,00170151	1,2896	162
0,05	0,002187	0,00170151	1,2854	152
0,05	0,002180	0,00170151	1,2812	142
0,05	0,002173	0,00170151	1,2770	133
0,05	0,002166	0,00170151	1,2729	125
0,05	0,002158	0,00170151	1,2680	116
0,05	0,002151	0,00170151	1,2640	108
0,05	0,002144	0,00170151	1,2599	102
0,05	0,002137	0,00170151	1,2559	95
0,05	0,002130	0,00170151	1,2518	89
0,05	0,002123	0,00170151	1,2479	84
0,05	0,002116	0,00170151	1,2439	79
0,05	0,002110	0,00170151	1,2400	74
0,05	0,002103	0,00170151	1,2360	69
0,05	0,002097	0,00170151	1,2322	65
0,05	0,002090	0,00170151	1,2283	61
0,05	0,002083	0,00170151	1,2245	57
0,05	0,002076	0,00170151	1,2200	53
0,05	0,002069	0,00170151	1,2162	50
0,05	0,002063	0,00170151	1,2125	47
0,05	0,002057	0,00170151	1,2087	44
0,05	0,002050	0,00170151	1,2050	42

Escenario P10 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,002044	0,00170151	1,2013	39
0,05	0,002038	0,00170151	1,1976	37
0,05	0,002032	0,00170151	1,1940	35
0,05	0,002025	0,00170151	1,1904	33
0,05	0,002019	0,00170151	1,1867	31
0,05	0,002013	0,00170151	1,1832	29
0,05	0,002007	0,00170151	1,1796	27
0,05	0,002000	0,00170151	1,1755	25
0,05	0,001994	0,00170151	1,1720	24
0,05	0,001988	0,00170151	1,1685	23
0,05	0,001982	0,00170151	1,1650	21
0,05	0,001976	0,00170151	1,1615	20
0,05	0,001971	0,00170151	1,1581	19
0,05	0,001965	0,00170151	1,1547	18
0,05	0,001959	0,00170151	1,1513	17
0,05	0,001953	0,00170151	1,1479	16
0,05	0,001947	0,00170151	1,1446	15
0,05	0,001942	0,00170151	1,1412	14
0,05	0,001936	0,00170151	1,1379	13
0,05	0,001930	0,00170151	1,1341	12
0,05	0,001924	0,00170151	1,1308	12
0,05	0,001919	0,00170151	1,1276	11
0,05	0,001913	0,00170151	1,1243	10
0,05	0,001908	0,00170151	1,1211	10
0,05	0,001902	0,00170151	1,1179	9
0,05	0,001897	0,00170151	1,1147	9
0,05	0,001891	0,00170151	1,1116	8
0,05	0,001886	0,00170151	1,1084	8
0,05	0,001881	0,00170151	1,1053	7
0,05	0,001875	0,00170151	1,1022	7
0,05	0,001870	0,00170151	1,0991	7
0,05	0,001864	0,00170151	1,0955	6

Escenario P50 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,001439	0,001114	1,2909	165
0,05	0,001435	0,001114	1,2882	158
0,05	0,001432	0,001114	1,2854	152
0,05	0,001429	0,001114	1,2826	145
0,05	0,001426	0,001114	1,2799	139
0,05	0,001423	0,001114	1,2772	133
0,05	0,001420	0,001114	1,2744	128
0,05	0,001417	0,001114	1,2717	122
0,05	0,001414	0,001114	1,2690	117
0,05	0,001411	0,001114	1,2663	112
0,05	0,001408	0,001114	1,2637	108
0,05	0,001405	0,001114	1,2610	103
0,05	0,001402	0,001114	1,2579	98
0,05	0,001399	0,001114	1,2553	94
0,05	0,001396	0,001114	1,2526	90
0,05	0,001393	0,001114	1,2500	87
0,05	0,001390	0,001114	1,2474	83
0,05	0,001387	0,001114	1,2448	80
0,05	0,001384	0,001114	1,2422	77
0,05	0,001381	0,001114	1,2397	73
0,05	0,001379	0,001114	1,2371	70
0,05	0,001376	0,001114	1,2346	68
0,05	0,001373	0,001114	1,2320	65
0,05	0,001370	0,001114	1,2295	62
0,05	0,001367	0,001114	1,2265	59
0,05	0,001364	0,001114	1,2240	57
0,05	0,001361	0,001114	1,2215	55
0,05	0,001358	0,001114	1,2190	53
0,05	0,001356	0,001114	1,2166	50
0,05	0,001353	0,001114	1,2141	48
0,05	0,001350	0,001114	1,2116	46
0,05	0,001347	0,001114	1,2092	45
0,05	0,001345	0,001114	1,2067	43
0,05	0,001342	0,001114	1,2043	41
0,05	0,001339	0,001114	1,2019	40
0,05	0,001337	0,001114	1,1995	38
0,05	0,001333	0,001114	1,1967	36

Escenario P50 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,001331	0,001114	1,1943	35
0,05	0,001328	0,001114	1,1919	33
0,05	0,001326	0,001114	1,1896	32
0,05	0,001323	0,001114	1,1872	31
0,05	0,001320	0,001114	1,1848	30
0,05	0,001318	0,001114	1,1825	29
0,05	0,001315	0,001114	1,1802	27
0,05	0,001312	0,001114	1,1778	26
0,05	0,001310	0,001114	1,1755	25
0,05	0,001307	0,001114	1,1732	24
0,05	0,001305	0,001114	1,1709	23
0,05	0,001302	0,001114	1,1683	22
0,05	0,001299	0,001114	1,1660	22
0,05	0,001297	0,001114	1,1637	21
0,05	0,001294	0,001114	1,1615	20
0,05	0,001292	0,001114	1,1592	19
0,05	0,001289	0,001114	1,1570	18
0,05	0,001287	0,001114	1,1547	18
0,05	0,001284	0,001114	1,1525	17
0,05	0,001282	0,001114	1,1503	16
0,05	0,001279	0,001114	1,1481	16
0,05	0,001277	0,001114	1,1459	15
0,05	0,001274	0,001114	1,1437	15
0,05	0,001272	0,001114	1,1411	14

Escenario P90 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,000631	0,000509	1,2388	72
0,05	0,000630	0,000509	1,2377	71
0,05	0,000630	0,000509	1,2365	70
0,05	0,000629	0,000509	1,2353	68
0,05	0,000629	0,000509	1,2342	67
0,05	0,000628	0,000509	1,2330	66
0,05	0,000627	0,000509	1,2318	65
0,05	0,000627	0,000509	1,2307	64
0,05	0,000626	0,000509	1,2295	62
0,05	0,000626	0,000509	1,2284	61
0,05	0,000625	0,000509	1,2272	60
0,05	0,000625	0,000509	1,2261	59
0,05	0,000624	0,000509	1,2247	58
0,05	0,000623	0,000509	1,2236	57
0,05	0,000623	0,000509	1,2224	56
0,05	0,000622	0,000509	1,2213	55
0,05	0,000622	0,000509	1,2202	53
0,05	0,000621	0,000509	1,2190	53
0,05	0,000620	0,000509	1,2179	52
0,05	0,000620	0,000509	1,2168	51
0,05	0,000619	0,000509	1,2156	50
0,05	0,000619	0,000509	1,2145	49
0,05	0,000618	0,000509	1,2134	48
0,05	0,000617	0,000509	1,2122	47
0,05	0,000617	0,000509	1,2109	46
0,05	0,000616	0,000509	1,2098	45
0,05	0,000616	0,000509	1,2087	44
0,05	0,000615	0,000509	1,2076	43
0,05	0,000615	0,000509	1,2065	43
0,05	0,000614	0,000509	1,2054	42
0,05	0,000613	0,000509	1,2043	41
0,05	0,000613	0,000509	1,2031	40
0,05	0,000612	0,000509	1,2020	40
0,05	0,000612	0,000509	1,2009	39
0,05	0,000611	0,000509	1,1998	38
0,05	0,000611	0,000509	1,1987	38
0,05	0,000610	0,000509	1,1975	37
0,05	0,000609	0,000509	1,1964	36

Escenario P90 Pozo HN-01ST

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,000609	0,000509	1,1953	35
0,05	0,000608	0,000509	1,1942	35
0,05	0,000608	0,000509	1,1931	34
0,05	0,000607	0,000509	1,1920	34
0,05	0,000607	0,000509	1,1909	33
0,05	0,000606	0,000509	1,1898	32
0,05	0,000606	0,000509	1,1888	32
0,05	0,000605	0,000509	1,1877	31
0,05	0,000604	0,000509	1,1866	31
0,05	0,000604	0,000509	1,1855	30
0,05	0,000603	0,000509	1,1843	29
0,05	0,000603	0,000509	1,1832	29
0,05	0,000602	0,000509	1,1821	28
0,05	0,000602	0,000509	1,1811	28
0,05	0,000601	0,000509	1,1800	27
0,05	0,000601	0,000509	1,1789	27
0,05	0,000600	0,000509	1,1779	26
0,05	0,000599	0,000509	1,1768	26
0,05	0,000599	0,000509	1,1758	25
0,05	0,000598	0,000509	1,1747	25
0,05	0,000598	0,000509	1,1737	25
0,05	0,000597	0,000509	1,1726	24
0,05	0,000597	0,000509	1,1714	24

ANEXO B.

RESULTADOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN POZO HN-02

A continuación se muestran los resultados de cada tasa de declinación, relación entre la tasa de declinación inicial y tasa de producción inicial para cada escenario del Pozo HN-02, y tasa de declinación de producción Hiperbólica, para periodos de 30 días para tener una mayor aproximación de la tasa de producción.

Escenario P10 Pozo HN-02				
b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,002186	0,001656	1,3200	258
0,05	0,002179	0,001656	1,3157	242
0,05	0,002172	0,001656	1,3114	226
0,05	0,002165	0,001656	1,3072	212
0,05	0,002158	0,001656	1,3029	199
0,05	0,002151	0,001656	1,2987	186
0,05	0,002144	0,001656	1,2946	175
0,05	0,002137	0,001656	1,2904	164
0,05	0,002130	0,001656	1,2863	154
0,05	0,002123	0,001656	1,2822	144
0,05	0,002117	0,001656	1,2781	135
0,05	0,002110	0,001656	1,2741	127
0,05	0,002102	0,001656	1,2694	118
0,05	0,002096	0,001656	1,2654	111
0,05	0,002089	0,001656	1,2614	104
0,05	0,002083	0,001656	1,2575	98
0,05	0,002076	0,001656	1,2536	92
0,05	0,002070	0,001656	1,2497	86
0,05	0,002063	0,001656	1,2458	81
0,05	0,002057	0,001656	1,2420	76
0,05	0,002051	0,001656	1,2381	72
0,05	0,002044	0,001656	1,2343	67
0,05	0,002038	0,001656	1,2306	63
0,05	0,002032	0,001656	1,2268	60
0,05	0,002025	0,001656	1,2225	56
0,05	0,002018	0,001656	1,2188	52
0,05	0,002012	0,001656	1,2151	49
0,05	0,002006	0,001656	1,2114	46
0,05	0,002000	0,001656	1,2078	44
0,05	0,001994	0,001656	1,2042	41

Escenario P10 Pozo HN-02

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,001988	0,001656	1,2006	39
0,05	0,001982	0,001656	1,1970	36
0,05	0,001977	0,001656	1,1935	34
0,05	0,001971	0,001656	1,1900	32
0,05	0,001965	0,001656	1,1864	31
0,05	0,001959	0,001656	1,1830	29
0,05	0,001952	0,001656	1,1789	27
0,05	0,001947	0,001656	1,1755	25
0,05	0,001941	0,001656	1,1721	24
0,05	0,001935	0,001656	1,1686	23
0,05	0,001930	0,001656	1,1653	21
0,05	0,001924	0,001656	1,1619	20
0,05	0,001919	0,001656	1,1586	19
0,05	0,001913	0,001656	1,1552	18
0,05	0,001908	0,001656	1,1519	17
0,05	0,001902	0,001656	1,1486	16
0,05	0,001897	0,001656	1,1454	15
0,05	0,001892	0,001656	1,1421	14
0,05	0,001885	0,001656	1,1384	13
0,05	0,001880	0,001656	1,1351	13
0,05	0,001875	0,001656	1,1320	12
0,05	0,001869	0,001656	1,1288	11
0,05	0,001864	0,001656	1,1256	11
0,05	0,001859	0,001656	1,1225	10
0,05	0,001854	0,001656	1,1194	10
0,05	0,001849	0,001656	1,1163	9
0,05	0,001844	0,001656	1,1132	9
0,05	0,001838	0,001656	1,1101	8
0,05	0,001833	0,001656	1,1070	8
0,05	0,001828	0,001656	1,1040	7
0,05	0,001823	0,001656	1,1005	7

Escenario P50 Pozo HN-02

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,001336	0,001037	1,2879	158
0,05	0,001333	0,001037	1,2853	151
0,05	0,001330	0,001037	1,2828	146
0,05	0,001328	0,001037	1,2802	140
0,05	0,001325	0,001037	1,2777	134
0,05	0,001322	0,001037	1,2751	129
0,05	0,001320	0,001037	1,2726	124
0,05	0,001317	0,001037	1,2701	119
0,05	0,001315	0,001037	1,2676	115
0,05	0,001312	0,001037	1,2651	110
0,05	0,001309	0,001037	1,2626	106
0,05	0,001307	0,001037	1,2601	102
0,05	0,001304	0,001037	1,2573	97
0,05	0,001301	0,001037	1,2548	94
0,05	0,001299	0,001037	1,2524	90
0,05	0,001296	0,001037	1,2499	87
0,05	0,001294	0,001037	1,2475	83
0,05	0,001291	0,001037	1,2451	80
0,05	0,001289	0,001037	1,2427	77
0,05	0,001286	0,001037	1,2403	74
0,05	0,001284	0,001037	1,2379	71
0,05	0,001281	0,001037	1,2355	69
0,05	0,001279	0,001037	1,2331	66
0,05	0,001276	0,001037	1,2308	64
0,05	0,001274	0,001037	1,2280	61
0,05	0,001271	0,001037	1,2257	59
0,05	0,001269	0,001037	1,2234	56
0,05	0,001266	0,001037	1,2210	54
0,05	0,001264	0,001037	1,2187	52
0,05	0,001261	0,001037	1,2164	50
0,05	0,001259	0,001037	1,2141	48
0,05	0,001257	0,001037	1,2118	47
0,05	0,001254	0,001037	1,2095	45
0,05	0,001252	0,001037	1,2073	43
0,05	0,001250	0,001037	1,2050	42
0,05	0,001247	0,001037	1,2028	40
0,05	0,001245	0,001037	1,2001	38
0,05	0,001242	0,001037	1,1979	37
0,05	0,001240	0,001037	1,1957	36

Escenario P50 Pozo HN-02

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,001238	0,001037	1,1935	34
0,05	0,001235	0,001037	1,1912	33
0,05	0,001233	0,001037	1,1890	32
0,05	0,001231	0,001037	1,1868	31
0,05	0,001229	0,001037	1,1847	30
0,05	0,001226	0,001037	1,1825	29
0,05	0,001224	0,001037	1,1803	28
0,05	0,001222	0,001037	1,1781	27
0,05	0,001220	0,001037	1,1760	26
0,05	0,001217	0,001037	1,1735	25
0,05	0,001215	0,001037	1,1713	24
0,05	0,001213	0,001037	1,1692	23
0,05	0,001210	0,001037	1,1671	22
0,05	0,001208	0,001037	1,1650	21
0,05	0,001206	0,001037	1,1629	20
0,05	0,001204	0,001037	1,1608	20
0,05	0,001202	0,001037	1,1587	19
0,05	0,001199	0,001037	1,1566	18
0,05	0,001197	0,001037	1,1545	18
0,05	0,001195	0,001037	1,1524	17
0,05	0,001193	0,001037	1,1504	16
0,05	0,001191	0,001037	1,1480	16

Escenario P90 Pozo HN-02

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,000485	0,000396	1,2243	57
0,05	0,000485	0,000396	1,2234	56
0,05	0,000484	0,000396	1,2225	56
0,05	0,000484	0,000396	1,2216	55
0,05	0,000484	0,000396	1,2208	54
0,05	0,000483	0,000396	1,2199	53
0,05	0,000483	0,000396	1,2190	52
0,05	0,000483	0,000396	1,2181	52
0,05	0,000482	0,000396	1,2172	51
0,05	0,000482	0,000396	1,2163	50
0,05	0,000482	0,000396	1,2155	50
0,05	0,000481	0,000396	1,2146	49
0,05	0,000481	0,000396	1,2136	48
0,05	0,000481	0,000396	1,2127	47
0,05	0,000480	0,000396	1,2118	47
0,05	0,000480	0,000396	1,2109	46
0,05	0,000479	0,000396	1,2101	45
0,05	0,000479	0,000396	1,2092	45
0,05	0,000479	0,000396	1,2083	44
0,05	0,000478	0,000396	1,2075	43
0,05	0,000478	0,000396	1,2066	43
0,05	0,000478	0,000396	1,2057	42
0,05	0,000477	0,000396	1,2049	42
0,05	0,000477	0,000396	1,2040	41
0,05	0,000477	0,000396	1,2030	40
0,05	0,000476	0,000396	1,2021	40
0,05	0,000476	0,000396	1,2013	39
0,05	0,000476	0,000396	1,2004	39
0,05	0,000475	0,000396	1,1996	38
0,05	0,000475	0,000396	1,1987	38
0,05	0,000475	0,000396	1,1979	37
0,05	0,000474	0,000396	1,1970	36
0,05	0,000474	0,000396	1,1962	36
0,05	0,000474	0,000396	1,1953	35
0,05	0,000473	0,000396	1,1945	35
0,05	0,000473	0,000396	1,1936	34
0,05	0,000473	0,000396	1,1926	34
0,05	0,000472	0,000396	1,1918	33
0,05	0,000472	0,000396	1,1909	33

Escenario P90 Pozo HN-02

b	D (Día⁻¹)	c (Bbl⁻¹)	D/c	q (bopd)
0,05	0,000472	0,000396	1,1901	32
0,05	0,000471	0,000396	1,1893	32
0,05	0,000471	0,000396	1,1884	32
0,05	0,000471	0,000396	1,1876	31
0,05	0,000470	0,000396	1,1867	31
0,05	0,000470	0,000396	1,1859	30
0,05	0,000470	0,000396	1,1851	30
0,05	0,000469	0,000396	1,1842	29
0,05	0,000469	0,000396	1,1834	29
0,05	0,000469	0,000396	1,1824	29
0,05	0,000468	0,000396	1,1816	28
0,05	0,000468	0,000396	1,1808	28
0,05	0,000468	0,000396	1,1799	27
0,05	0,000467	0,000396	1,1791	27
0,05	0,000467	0,000396	1,1783	27
0,05	0,000467	0,000396	1,1775	26
0,05	0,000466	0,000396	1,1766	26
0,05	0,000466	0,000396	1,1758	26
0,05	0,000466	0,000396	1,1750	25
0,05	0,000465	0,000396	1,1742	25
0,05	0,000465	0,000396	1,1734	24
0,05	0,000465	0,000396	1,1724	24

 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 Manuel Alejandro Alfonso Alarcón y Andrés Felipe Martínez Castañeda en calidad de titulares de la obra EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA REAPERTURA DEL CAMPO HATO NUEVO, elaborada en el año 2017, 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 Autor(es) 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.

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:

 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

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	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.	<input type="checkbox"/>

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:

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

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente 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 D.C., a los 30 días del mes de Octubre del año 2017.
LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Manuel Alejandro	Alfonso Atarcón
Documento de identificación No	Firma
1.110.548.600 de Ibagué, Tolima	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Andrés Felipe	Martínez Castañeda
Documento de identificación No	Firma
1.032.463.416 de Bogotá	

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