

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA MEJOR OPCIÓN DE CAÑONEO
EN LOS CAMPOS DE LA GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO
APIAY (GDA) DE ECOPETROL S.A.**

JUAN CAMILO LÓPEZ PALACIOS

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA MEJOR OPCIÓN DE CAÑONEO
EN LOS CAMPOS DE LA GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO
APIAY (GDA) DE ECOPETROL S.A.**

JUAN CAMILO LÓPEZ PALACIOS

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

**Director
LEONARDO RUIZ ÁLZATE
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá, D.C., febrero de 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaría General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

AGRADECIMIENTOS

A Dios por acompañarme, guiarme y ser el compañero perfecto para cada momento, por cada bendición que me brinda a mi vida lo cual me ha permitido ir alcanzado cada meta.

A mi familia por su comprensión, compañía y paciencia, deseo que sientan que esto es también de ustedes porque cada uno contribuyo, es un esfuerzo de todos, en mi mente están mi mama, mi hermano, mi papa, mi tío y mi abuela, son la fuerza que me motiva a diario y quienes siempre están ahí.

Al Ingeniero Leonardo Ruiz y Edinson Jiménez por su acompañamiento, asesoría, amabilidad, direccionamiento y enseñanzas que permitieron construir este proyecto y culminarlo de manera satisfactoria.

A cada persona que hizo parte de esta historia, porque cada una contribuyo a mi crecimiento como persona y profesional, me permitieron conocer y aprender cada día algo nuevo, en especial a la Ingeniería Adriana Ruiz, por ser esa persona irreverente, centrada y valiosa que siempre estuvo ahí, por ser tan excelente profesional y aun mejor ser humano, ver más allá de la simplicidad de la vida.

Agradecer a esa persona que se encuentra en el cielo y desde allí me acompaño siempre, sé que no has dejado de guiarme y cuidarme.

Juan Camilo López Palacios

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	22
1.2 HISTORIA DEL CAMPO APIAY	25
1.3 LOCALIZACION DEL CAMPO APIAY	26
1.4 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO APIAY	26
1.4.1 Roca generadora	26
1.4.2 Roca Reservorio	27
1.4.3 Migración	27
1.4.4 Roca Sello	27
1.4.5 Trampas	27
1.5 GENERALIDADES DEL CAÑONEO Y COMPLETAMIENTO DE POZOS	27
1.5.1 Completamiento de Pozos	27
1.5.1.1 Completamiento en hueco abierto	28
1.5.1.2 Completamiento en hueco revestido y cañoneado	28
1.5.1.3 Completamiento con empaque de grava	29
1.6 CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO	30
1.6.1 Historia de las operaciones de cañoneo	30
1.6.2 Métodos de cañoneo.	31
1.6.2.1 Cañones bajados con cable (Wireline)	31
1.6.2.2 Cañones bajados con Casing gun.	33
1.6.2.3 Cañones bajados con la tubería de producción (TCP)	34
2. METODOLOGÍA Y DATOS	35
2.1 RECOLECCIÓN DE DATOS	37
2.2 SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO	37
2.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	38
2.4 SELECCIÓN DE LAS VARIABLES	38
2.4.1 Índice de Productividad (IP).	38
2.4.2 Índice de Productividad Estandarizado.	39
2.4.3 Pseudo-daño de formación	41
2.4.4 Eficiencia	41
2.4.5 Variables operacionales	41
2.5 VALORACIÓN DE LAS VARIABLES	44
2.5.1 Porcentajes de las variables	46
2.6 MECÁNICA DE LA APLICACIÓN DE LA MATRIZ	46
2.6.1 Estructura de la matriz	47
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	50
3.1 MEJOR OPCION DE CAÑONEO POR EVALUACIÓN DE LA MATRIZ	50
3.2 TCP	51

3.2.1	Producción	51
3.2.2	Producción	52
3.2.3	Financiero.	53
4.	CONCLUSIONES	58
5.	RECOMENDACIONES	60
	BIBLIOGRAFÍA	61
	ANEXOS	63

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica de los Llanos Orientales.	23
Figura 2. Ubicación Geográfica del Campo Apiay.	26
Figura 3. Completamiento Hueco abierto.	28
Figura 4. Completamiento Hueco revestido y cañoneado.	29
Figura 5. Completamiento Empaque por grava.	29
Figura 6. Métodos de cañoneo.	31
Figura 7. Cañoneo por medio de TCP con Cañones desechables y Wireline.	32
Figura 8. Casing Gun.	33
Figura 9. TCP.	34
Figura 10. Metodología de la Matriz de Selección.	36
Figura 11. Encabezado de la Matriz.	48
Figura 12. Análisis financiero Casing Gun.	55
Figura 13. Análisis Financiero TCP.	56
Figura 14. Análisis Financiero Wireline.	57

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información de estudio.	38
Tabla 2. Fuentes bibliográficas de mayor aporte para la formulación de la matriz.	43
Tabla 3. Valores de la Matriz.	44
Tabla 4. Condiciones óptimas Casing Gun	45
Tabla 5. Condiciones óptimas TCP	45
Tabla 6. Condiciones óptimas Wireline	46
Tabla 7. Calificaciones más altas de la Matriz.	50
Tabla 8. Porcentaje de ajuste.	51
Tabla 9. Costos Operacionales.	53
Tabla 10. Información económica.	54

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de Productividad.	38
Ecuación 2. Índice de Productividad Darcy.	39
Ecuación 3. Índice de Productividad Vogel.	39
Ecuación 4. Índice de Productividad Explicito.	40
Ecuación 5. Índice de Productividad Estandarizado.	41

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Análisis de las calificaciones obtenidas de la Matriz.	51
Gráfica 2. Análisis de las Tenias de Cañoneo.	52
Gráfica 3. Comportamiento del IP estandarizado.	52

GLOSARIO

ÁNGULO DE FASE: indica el ángulo entre cargas, por ejemplo, las cargas pueden estar disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo. (0° , 90° 120° Y 180°). La selección del ángulo entre disparos influye en la tasa de flujo del pozo, porque mientras menor sea el ángulo de fase la densidad de cañoneo será mayor teniendo una mejor comunicación la zona productora con el pozo; por otra parte, con ángulos muy pequeños se reduce la interferencia de los fluidos en el yacimiento favoreciendo el flujo radial hacia el pozo.

BARRIL: Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.

CAMPO: área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

CAÑONEO: comienza desde el posicionamiento en el fondo del pozo, junto a una zona productora, de un “CAÑÓN”, que contiene explosivos con cargas de formas específicas y hechas especialmente para poder causar perforaciones en pozos entubados. Todo cañoneo se genera, en una fracción de segundo, por medio de cargas huecas, las cuales tienen un efecto de cavidad explosiva, es decir, tiene un revestimiento de partículas metálicas prensadas cuyo objetivo es aumentar la penetración.

DENSIDAD DE DISPARO: número de disparos por pie lineal. Este término se utiliza para describir la configuración de las pistolas o cañones de disparo o la colocación de disparos y se abrevia con frecuencia como spf (tiros por pie). Un ejemplo sería una pistola o cañón de tubería de revestimiento de 8 spf.

FORMACIÓN: es el conjunto de minerales o rocas que se depositaron en un mismo lugar a lo largo de un periodo geológico determinado.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: consiste en la relación entre la tasa de producción del pozo y un diferencial de presión. Sus unidades son Bls/PSI.

MATRIZ DE SELECCIÓN: es una técnica aplicable a distintos campos, dentro y fuera de la ingeniería, para la toma de decisiones racionales, entre distintas alternativas aparentemente posibles. Mejora la objetividad del proceso de selección por ser estructurado, de metodología sistemática, repetible y con resultados en idioma universal (números). Consiste en una la ponderación (numérica) del grado de cumplimiento que cada Idea de diseño alcanza respecto de cada uno de los Criterios a cumplir por la máquina que se procura proyectar, para luego integrar

estas ponderaciones en una única calificación global (puntuación) de la Idea de diseño. La comparación de las calificaciones globales es un criterio racional para la selección, evidentemente se elige la (o las) ideas de mayor puntaje.

PERMEABILIDAD: característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados. La unidad de medida es el milidarcy.

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: es la presión necesaria para llevar el fluido hasta la superficie. Esta proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie.

PRESIÓN ESTÁTICA: es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo.

TASA INTERNA DE RETORNO: es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

VALOR PRESENTE NETO: es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

LISTADO DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
Bbl	Barriles
BOPD	Barriles de aceite por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BSW	Sedimentos y Agua (Basic Sediment and Water)
DPP	Densidad de disparo
Ft	Pie (Longitud del Sistema Ingles)
GDA	Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay
h	Espesor
mD	Milidarcy
Pest	Presión estática
Psi	Libras por pulgada cuadrada (pound per square inch)
Pwf	Presión de fondo fluyente
Qo	Caudal de Aceite
Qf	Caudal de Fluido
S	Daño de formación
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor presente neto

RESUMEN

Una de las problemáticas actuales más difíciles de enfrentar por parte de la Industria Petrolera es la baja productividad de los pozos, la misma que depende de diversos factores, siendo uno de los más importantes el proceso de cañoneo. Las operaciones de cañoneo son fundamentales y decisivas en la producción del pozo desde la etapa de completamiento hasta la implementación de trabajos de workover. Por esta razón, la selección adecuada de estas operaciones debe minimizar futuras reparaciones y maximizar la vida útil del pozo. Esta selección no solo afecta la producción sino también el mantenimiento del pozo, se ve reflejado en los costos y tiempos operativos. De esta forma, el objetivo de este trabajo consiste en la evaluación de las operaciones de cañoneo realizadas en los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Apiay (GDA), ubicada en la Cuenca de los Llanos Orientales; permitirá determinar la mejor operación técnica como económicamente aplicada. Para este propósito se realizó el análisis a partir del criterio de Índice de Productividad por pie disparado y mD de permeabilidad (IP/k^*h), acompañado de los principales datos de petrofísica y parámetros para la correcta práctica del proceso, que permitieron determinar el desempeño de las operaciones de cañoneo realizadas en la gerencia. El análisis se llevó a cabo en el programa Excel en el cual se desarrolló una matriz de selección mediante una base de datos donde se encuentra la información técnico – operativa para la evaluación de las técnicas aplicadas.

Palabras claves: Cañoneo, Daño de Formación, Índice de Productividad, Eficiencia, Completamiento de pozos, Formación, Técnicas de conectividad pozo-yacimiento, Recobro.

ABSTRACT

One of the most difficult current problems facing the Petroleum Industry is the low productivity of the wells, which depends on various factors, one of the most important being the canyoning process. Gunship operations are fundamental and decisive in the production of the well from the stage of completion to the implementation of workover works. For this reason, the proper selection of these operations should minimize future repairs and maximize the life of the well. This selection not only affects the production but also the maintenance of the well, which is reflected in the costs and operating times. Thus, the objective of this work is the evaluation of the cannon operations carried out in the fields of the Operations and Development Management of Apiay (GDA), located in the Basin of the Eastern Plains; which will allow to determine the best technical operation as economically applied. For this purpose, the analysis was carried out based on the criterion of Productivity Index per foot shot and mD of permeability ($IP / k * h$), accompanied by the main petrophysics data and parameters for the correct practice of the process, which allowed determining the performance of the cannon operations carried out in management. The analysis was carried out in the Excel program in which a selection matrix was developed through a database where the technical-operative information is found for the evaluation of the applied techniques.

Keywords: Canyoning, Training Damage, Productivity Index, Efficiency, Well Completion, Training, Well-Deposit Connectivity Techniques, Recovery.

INTRODUCCIÓN

El objetivo de las empresas en la Industria Petrolera es el máximo aprovechamiento de los recursos, bajo una relación de beneficio costo alta manteniéndose el uso de buenas prácticas operacionales. Dentro de la vida de un pozo, el cañoneo se convierte en una técnica que hace parte permanente del pozo, se encuentra directamente relacionada con su producción, pues es el encargado, si se realiza de manera correcta; de establecer la comunicación directa entre la formación y el pozo, mediante el uso de cargas disparadas a través del revestidor. El cañoneo es un proceso de mucha sensibilidad y exactitud pues vincula todas las zonas críticas del pozo: su estructura interna y la formación.

Durante la explosión de las cargas se genera una preocupación por el factor de pseudo-daño que generan los residuos producidos por las cargas y la formación los cuales taponan los canales de comunicación establecidos, disminuyendo su permeabilidad y afectando consecuentemente la producción del pozo, por lo tanto, provocando una incertidumbre en el momento de la selección de la técnica de cañoneo que tenga un mejor desempeño frente a las condiciones de cada reservorio.

Con el tiempo, el apogeo tecnológico en la Industria ha permitido el desarrollo de distintas técnicas de cañoneo que involucren la mayor cantidad de parámetros posibles para llevar a cabo una buena práctica de la técnica. Además la tecnología ha ayudado a la construcción y evolución de cargas y sistemas de disparos, que permiten encontrar en el mercado un sinnúmero de opciones y proveedores.

La optimización de la producción requiere diseños detallados, minimalistas y cuidadosos, para lograr canales de comunicación más limpios y menos invasivos con la formación. El diseño óptimo se compone: primero de la elección del mejor y más eficiente sistema de cañones, cargas, disparos acompañado de los siguientes parámetros como la fase, el diámetro de los orificios, densidad de disparo, entre otros, y segundo que la determinación del sistema de Completación y Producción mantenga una buena relación de productividad aun después de que los canales se empiecen a taponar a medida que se produce el pozo.

Esta incertidumbre ha generado el interés de la Industria lo que ha permitido el desarrollo de varios estudios, como por ejemplo se plantea en el artículo científico de SPE-180822-MS donde se analizó el uso de distintas técnicas de cañoneo sobre la influencia de en el Índice de Productividad y la mejora del factor de recobro; en el artículo de SPE-38148 se propone a través de los autores James E. Brooks, SPE y Schlumberger Perforating and Testing un simple método para estimar la productividad mediante la determinación y análisis de las variables de como la longitud de los orificios, la densidad de disparos, la permeabilidad de la formación, el diámetro del hoyo, skin causado por la perforación, entre otros, esto dio lugar al desarrollo de una tesis de pregrado en la Escuela Superior Politécnica del Litoral

del Ecuador, donde con el simulador SPAN, especial para las técnicas de cañoneo; se pudo llevar a cabo finalmente el método expuesto en el artículo científico. A su vez, en la Universidad Central del Ecuador se desarrolló una tesis de pregrado para el análisis del desempeño de las técnicas de cañoneo previamente realizadas a través del Índice de Productividad estandarizado por la permeabilidad y el espesor. Finalmente en la Universidad de América se desarrolló un proyecto de grado para el diseño del módulo de selección de conectividad para el completamiento de pozos, en donde se obtuvo el soporte técnico y teórico para el presente trabajo.

A partir de la ecuación Índice de Productividad se puede estandarizar de tal forma que sea aplicable para los pozos de los campos de la GDA, ya que se encuentran a lo largo y ancho de esta gerencia, lo cual permite la aplicabilidad del método desarrollado en Universidad Central del Ecuador. Además es necesario la recolección de datos de petrofísica de los pozos sometidos al análisis. Este método permitirá un análisis de la mejor técnica de cañoneo utilizada en la GDA, lo que permitirá la evaluación por campo o técnica, lo que permitirá generar una comparación más real y significativa que arrojara resultados depurados, concretos y reales sobre el cañoneo en esta regional.

Este estudio se realizó en la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA), ubicada en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual se compone de los siguientes campos de estudio: Campo Apiay, Campo Apiay este, Campo Gavan, Campo Guatiquia, Campo Suria, Campo Saurio, Campo Suria Sur y Campo Tanane.

El objetivo general de este trabajo de grado fue la selección de la operación de cañoneo que sea más adecuada técnica y financieramente para los campos de la VRO, a través del desarrollo de una matriz para su evaluación y calificación. Los objetivos específicos:

1. Describir las generalidades y geología de la cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir las generalidades de las operaciones de cañoneo durante el completamiento, haciendo énfasis en las operaciones implementadas en los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA).
3. Evaluar el historial de producción según el efecto de las operaciones de cañoneo en los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA).
4. Seleccionar las variables técnicas y operacionales del cañoneo bajo el índice de productividad y conectividad.
5. Seleccionar los pozos de estudio de los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA) a partir de su índice de producción, eficiencia del cañoneo y daño de formación.
6. Desarrollar una matriz para la selección de la mejor opción de cañoneo en los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA).
7. Evaluar el análisis financiero de la opción de Cañoneo seleccionada del proyecto mediante los indicadores de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

La realización de este trabajo se centra selección de la operación de cañoneo más adecuada técnica y económicamente para los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA); mediante la estandarización del Índice de Productividad a partir de la permeabilidad (k) y espesor (h); y la inclusión de las más importantes variables operativas de la técnica de cañoneo, para minimizar los problemas ocasionados por los disparos en el momento de la operación y así optimizar la producción de los pozos.

SINOPSIS

La evaluación técnico financiera de la mejor opción de cañoneo para los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo (GDA) cumplió con todos los objetivos expuestos anteriormente

El objetivo correspondiente a la descripción de las generalidades y geología de la cuenca de los Llanos Orientales a lo largo del capítulo 1 del presente documento específicamente en los numerales 1.1 a 1.4 del marco teórico. Para el cumplimiento del objetivo correspondiente a la explicación de las generalidades de las operaciones de cañoneo implementadas en la GDA se encuentra a lo largo del numeral 1.5 a 1.6 del marco teórico.

Después de dar cumplimiento a los objetivos teóricos, se presenta la consecución del objetivo que hace referencia a la evaluación del historial de producción según el efecto de las operaciones de cañoneo en el numeral 2.3 que hace parte del Capítulo 2 de Metodología y Datos. Para el cumplimiento del objetivo de la selección de las variables técnicas y operacionales del cañoneo bajo el índice de productividad y conectividad en el capítulo de metodología en los numerales 2.4.

Finalmente, se da cumplimiento al objetivo de desarrollar una matriz para la selección de la mejor opción de cañoneo en los campos de la Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO) se cumple en el capítulo de Metodología y datos en los numerales 2.5 y 2.6. Así mismo el cumplimiento del objetivo de evaluar el análisis financiero de la opción de cañoneo seleccionada del proyecto mediante los indicadores de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) en el capítulo de análisis de resultados y discusión, específicamente en el numeral 3.2.3.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los aspectos generales de la cuenca de los Llanos Orientales, las generalidades de las operaciones de cañoneo y la descripción de las técnicas de conectividad comúnmente utilizadas. Además del fundamento del completamiento de pozos y su clasificación.

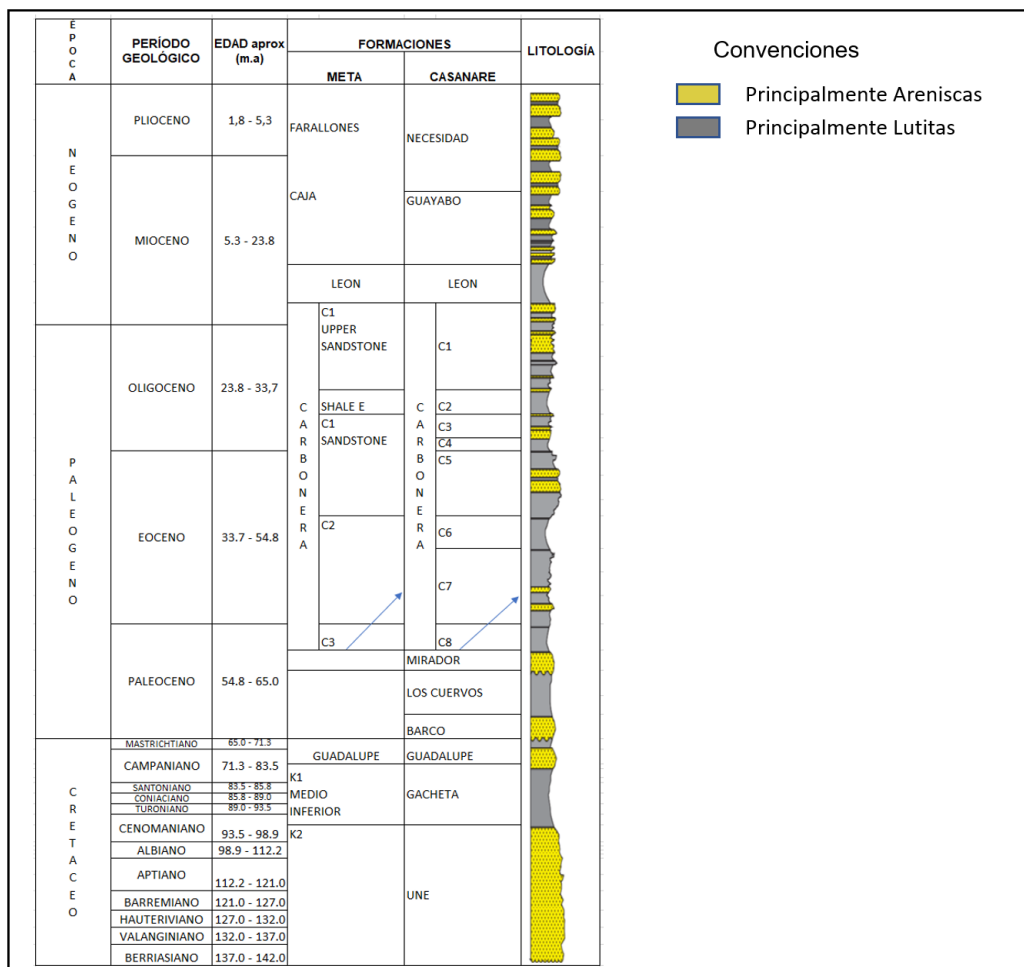
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste-noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guayana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas).

Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guayana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta. Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente. La ANH considera que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124.000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región¹.

¹ Rivera Cortes, Juan Felipe. Diseño de una herramienta computacional para la selección de conectividad integrando las nuevas tecnologías para la producción y seguridad operacional durante el completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2018. P. 37.

Figura 1. Columna Estratigráfica de los Llanos Orientales.



Fuente: Elaboración propia con base en BARRERO, Darío, et al. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007. PDF. P. 70.

A continuación, se describe las principales características de las unidades estratigráficas perforadas en la Cuenca de los Llanos Orientales, de la más antigua a la más reciente.

- **Basamento.** Corresponden a la Edad Precámbrica. Su litología reporta dos tipos de basamento: uno que proviene de rocas ígneas y metamórficas relacionadas con el Escudo de Guyana, y el otro de filitas las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame; alcanzando profundidades aproximadas hasta de 27887 pies. En el campo de Chichimene no ha sido perforado el basamento por ningún pozo.
- **Formación Une.** Corresponde a la Edad Cretácica. Su litología consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y

de limolitas carbonosas. El espesor aumenta hacia el Noreste, mientras que hacia el Oriente y Sureste no hay presencia de esta formación. En la meta su espesor alcanza un promedio de 50 a 350 pies, en Arauca de 300 a 600 pies, y alcanza a llegar hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay-Suria.

- **Formación Gachetá.** Es la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Está constituida por una secuencia de lutitas, de distintas gamas de color gris, con pequeños desarrollos de areniscas, con contenido variable de glauconita. Esta formación no se presenta por el Oriente y Suroriente de la Cuenca. El espesor de la formación aumenta hacia el noroccidente, y a la vez por el Sureste se alcanzan los 600 pies. Esta formación es productora en varios campos de la Cuenca.
- **Formación Guadalupe.** Algunos datos palinológicos de algunos pozos indican una Edad Campaniano del Cretáceo Superior. Su litología consiste en una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas y pequeñas capas de carbón. Su espesor máximo es superior a 600 pies. Esta formación es productora en la cuenca.
- **Formación Barco.** Corresponde a la Edad Geológica del Paleoceno Inferior. Se compone de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. Su espesor aumenta de forma regular y rápida hacia el Occidente.
- **Formación Los Cuervos.** Corresponde a la Edad Geológica del Paleoceno Inferior. Su litología corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Su espesor aumenta regular y rápidamente hacia el Occidente.
- **Formación Mirador.** Corresponde al Eoceno. Se compone de areniscas que constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales son masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodescrescientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas de feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita. Su espesor aumenta hacia el Occidente hasta alcanzar los 950 pies.
- **Formación Carbonera.** Corresponde al Eoceno Superior, está ampliamente distribuida a través de toda la cuenca. Su litología data de depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de areniscas, a veces con niveles de Carbón, depositadas en ambientes que varían

de marino transicional a continental. Esta formación se divide en 8 unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7.

- **Formación León.** Corresponde al Mioceno. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Hacia el Suroeste de la Cuenca se vuelve difícil diferenciarla debido a su alto porcentaje de arena. Su espesor máximo supera los 2000 pies.
- **Formación Guayabo.** Corresponde al Mioceno. Es la última sedimentación de la cuenca. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles. Hacia la base tienen influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. Esta formación cuenta con un promedio de 2000 a 8000 pies.

1.2 HISTORIA DEL CAMPO APIAY

Para inicios del siglo XX la compañía Engineering & Exporting Company, determino la existencia real de petróleo en la entonces denominada Intendencia del Meta – creada en 1905, mediante la Ley 118 de 1959, junto a la Intendencia del Chocó – en la zona conocida como Apiay, muy cerca de Villavicencio. Con el pasar de los años Apiay se convertirá en el principal descubrimiento petrolero en su totalidad en manos del Estado colombiano.

En el año 1951, tres años después de su creación por parte del Estado mediante la Ley 165 del 48 - año celebre por el Bogotazo- Ecopetrol realiza los primeros estudios oficiales en la Vereda de Apiay en Villavicencio, con miras a la obtención de recursos petrolíferos en el Meta.

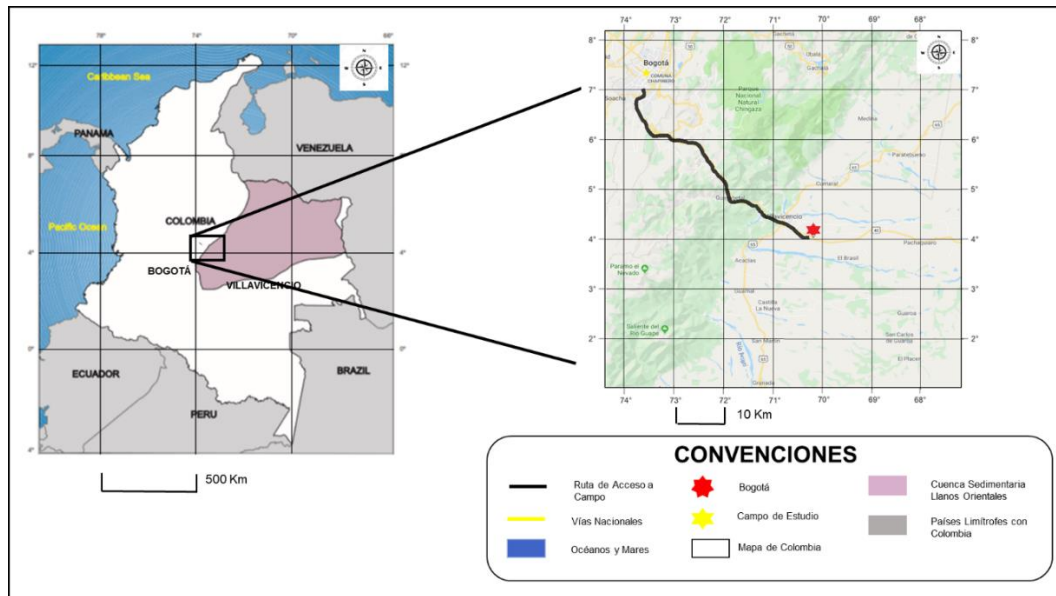
Finalizando el año de 1981, se perfora otro pozo histórico, el llamado “Pozo Apiay I”. El campo Apiay inicia la extracción de crudo en el año 1982. Ecopetrol asume el control total de Apiay en el año 1989. En 1990 se da inicio oficial a la producción de gas y asfalto en el Meta en Apiay².

² CÉSPEDES, Oscar. El Petróleo en el Departamento del Meta 1859-2011. Revista Científica No. 15. P. 11.

1.3 LOCALIZACION DEL CAMPO APIAY

El campo se encuentra ubicado en Colombia, en la cuenca de los Llanos Orientales, que cubre parte del departamento del Meta. En las inmediaciones del Distrito de Apiay; el cual, por el norte, limita con la vereda Caños negros, por el sur con la vereda Barcelona, por el oriente con la vereda la Cecilica, finalmente, la circundan los ríos Guatiquia y Guayuriba.

Figura 2. Ubicación Geográfica del Campo Apiay.



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007. PDF. Modificada por autor.

1.4 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO APIAY

Se describirán los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca³.

1.4.1 Roca generadora. La principal Roca Generadora en esta Cuenca, son las lutitas marino-continetales de la Formación Gacheta, localizadas por debajo del flanco Oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un Kerogeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1% y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.

³ BARRERO, Darío, et al. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007. PDF. P. 71.

1.4.2 Roca Reservorio. Las arenitas de las formaciones Carboneras (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.

1.4.3 Migración. La Cuenca de Los Llanos Orientales tiene dos pulsos de migración desde el Oeste. El primer pulso se registró en el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo pulso comenzó en el Mioceno y continua hasta la actualidad.

1.4.4 Roca Sello. El sello regional de la Cuenca de los Llanos Orientales es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidos como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las Formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

1.4.5 Trampas. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a las fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.

1.5 GENERALIDADES DEL CAÑONEO Y COMPLETAMIENTO DE POZOS

1.5.1 Completamiento de Pozos. El completamiento de pozos es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos. Existen muchas maneras de clasificar o categorizar los tipos de completamientos. Según Leal⁴, los criterios más comunes para la clasificación de estas incluyen lo siguiente:

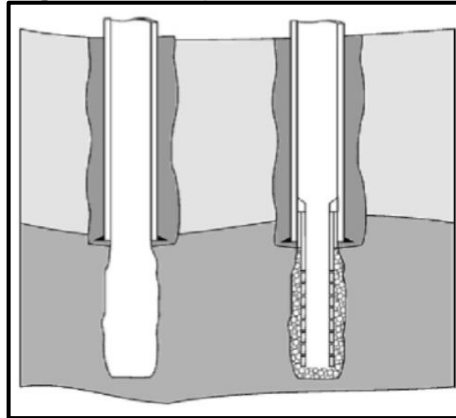
- Estructura del hoyo, interfase del yacimiento, hueco abierto o entubado, completamientos horizontales.
- Zonas productoras: Zona sencilla o múltiples zonas productoras.
- Método de producción: Flujo natural o levantamiento artificial.

A partir de estos ítems anteriormente mencionados y la búsqueda de aumentar la producción minimizando lo más posible el daño a la formación, se obtuvieron distintos tipos de completamiento que se clasifican de la siguiente manera:

⁴ Schlumberger. LEAL, Tulio. Manual de Completación, 2003. P. 4-6.

1.5.1.1 Completamiento en hueco abierto. Solo pueden ser posibles en yacimientos con formación consolidadas como para prevenir derrumbamientos. En este tipo de completamiento no hay manera de realizar una producción selectiva o de aislar intervalos dentro del reservorio. El casing o liner de producción se baja y se cementa en el tope rocoso, dejando las paredes del hueco abiertas. Su uso se limita principalmente a ciertos tipos de pozos horizontales y a pozos donde los daños de formación generados por los fluidos de perforación son severos⁵ (ver **Figura 3**).

Figura 3. Completamiento Hueco abierto.



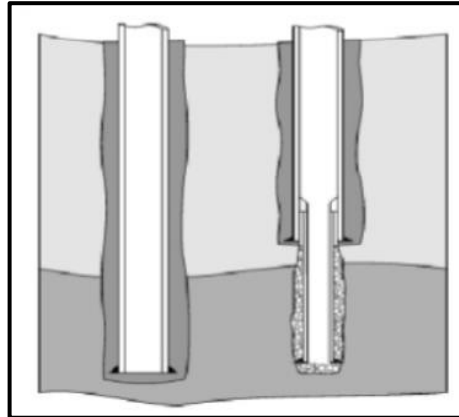
Fuente: Schlumberger. LEAL, Tulio.
Manual de Completación, 2003. P. 5.

1.5.1.2 Completamiento en hueco revestido y cañoneado. Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimientos se cementa a lo largo del intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo⁶ (ver **Figura 4**).

⁵ Ibid. P. 4-6.

⁶ Ibid. P. 4-6.

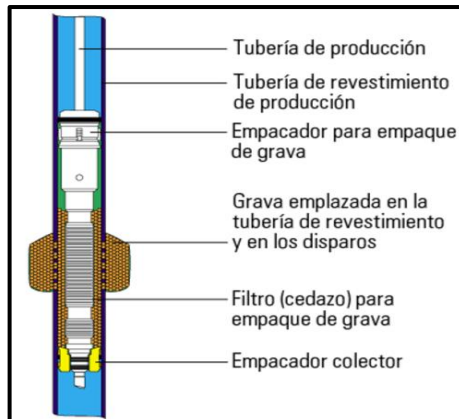
Figura 4. Completamiento Hueco revestido y cañoneado.



Fuente: Schlumberger. LEAL, Tulio.
Manual de Completación, 2003. P. 6.

1.5.1.3 Completamiento con empaque de grava. Consiste en bombear un fluido para posicionar la grava en la zona productiva, lo cual permite el paso de fluidos, retiene la producción de arena y aumentar la permeabilidad relativa de la formación; acompañado de una tubería ranurada⁷ (ver **Figura 5**).

Figura 5. Completamiento Empaque por grava.



Fuente: Schlumberger, tomado de la definición de empaque con grava de Schlumberger Oilfield Glossary.

⁷ Schlumberger, Schlumberger Oilfield Glossary. Disponible en:
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravel_pack.aspx.

1.6 CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO

Entre el pozo y el yacimiento se genera una conectividad que permite producir e inyectar fluidos a partir de diversos métodos. La conectividad tiene como objetivo vencer todas las barreras que impiden llegar a la formación de interés superando el tipo de completamiento del pozo.

Dentro de los distintos métodos para generar esta conectividad el más usado de todos es el Cañoneo, el cual consiste mediante la penetración generar canales de flujo a partir de cargas explosivas (cañones). Como toda operación dentro de la Industria petrolera ha tenido avances tecnológicos, técnicos y económicos que con el tiempo han mejorado su precisión, desempeño y seguridad en la operación.

1.6.1 Historia de las operaciones de cañoneo. Antes del año 1926, las operaciones de cañoneo consistían en cortadores mecánicos de la tubería de revestimiento lo cual permitía realizar las perforaciones respectivas en los tubulares, pero generaba fallas en diámetros y longitudes de perforación inestables.

Para el comienzo de los años de 1930, la Industria Petrolera introdujo en la operación cargas tipo bala, que mejoraron la eficiencia; activadas mediante gas. Presentaron problemas asociados a la limpieza de las perforaciones, además se limitaron por la dureza y espesor de los revestimientos, según menciona George King⁸.

Entre los años 1950 y 1960 se introdujeron primero unas cargas premoldeadas a partir del desarrollo de la carrera armamentista que se tenía en el mundo por ese entonces. Finalizando la década se decidió utilizar la operación de cañoneo mediante chorros de agua, lo cual garantizó una potencia suficiente para cumplir el diámetro y la longitud de los perforados deseados, además que mejoró considerablemente la limpieza y estabilidad de los mismos.

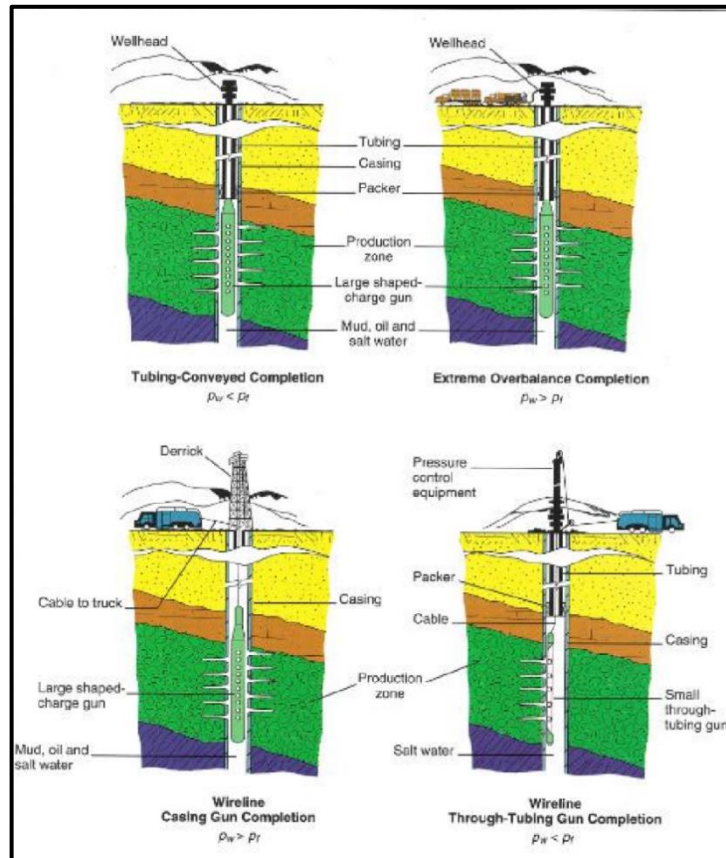
Desde entonces se han desarrollado diferentes alternativas, por ejemplo, con fluidos abrasivos, como arena y fluido soportante; o la implementación de técnicas más sofisticadas como perforación con láser, hidráulicas, mecánicas, tipo “wáter jets”, combinación de cargas tipo chorro y tipo bala, hasta arcos eléctricos. Aunque se hicieron muy populares métodos con aplicaciones bajo balance y TCP (Tubing Conveyed Perforating).

Casi el 95% de los pozos son cañoneados, en la actualidad; con cargas moldeadas que consisten en un arreglo de explosivos que son controlados y detonados desde superficie.

⁸ SPE. Petroleum Engineering Handbook. Volumen 4. P. 151.

1.6.2 Métodos de cañoneo. En la industria, existen métodos de cañoneo convencionales, que a partir de las condiciones como por ejemplo de presiones (sobre balance extremo, sobre balance, bajo balance y bajo balance optimizado), la optimización de costos de operación; permitirán obtener los resultados esperados en cuanto a las tasas de producción. Dicho esto, la selección del método es una decisión trascendental en la vida productiva de un pozo. (ver **Figura 6**).

Figura 6. Métodos de cañoneo.



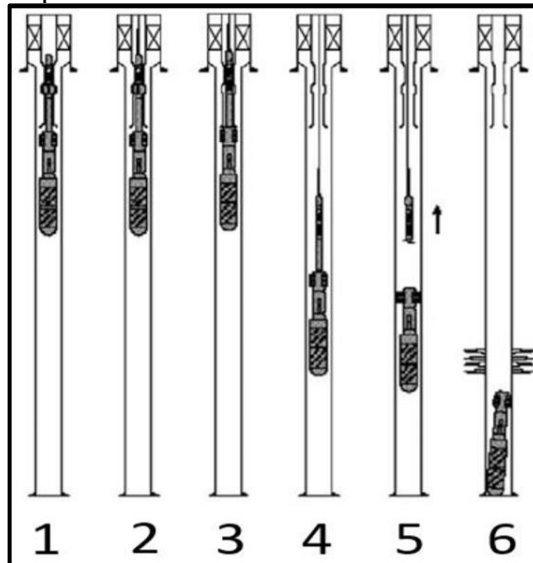
Fuente: Schlumberger. Perforating Services Catalog. 2008. P 3-16.

A continuación, se presentan los métodos convencionales del cañoneo:

1.6.2.1 Cañones bajados con cable (Wireline). El cañón es transportado desde superficie a pozo, a través de un cable lo cual permite la comunicación entre la herramienta y la superficie, en tiempo real. Desde el análisis operativo del uso del cable eléctrico para el cañoneo, se subraya un gran rendimiento en formaciones de

corto espesor de interés debido a que tiene una velocidad operativa rápida⁹. También es idóneo en formaciones con un gradiente de temperatura alto debido a la corta exposición que hace de los explosivos a la formación de interés ya que en su composición química tienen un tiempo de vida útil que cambia en condiciones específicas de temperatura. Por el contrario, no es muy recomendable en el manejo de cañones con amplia longitud debido al peso generado y a la inestabilidad consecuente, ni en pozos con alta desviación porque genera fricción y aumenta el tiempo de operación al tener que lubricar constantemente la herramienta. (ver **Figura 7**).

Figura 7. Cañoneo por medio de TCP con Cañones desechables y Wireline.



Fuente: RENPU Wan: Advanced Well Completion Engineering. 2008. Tomada de: Rivera, Felipe. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE CONECTIVIDAD INTEGRANDO LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN Y SEGURIDAD OPERACIONAL DURANTE EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A. 2018. P. 58.

Paso 1: Se adecua el ensamblaje de cañoneo en el pozo mediante un sujetador a las paredes del mismo.

Paso 2: Se integra en la parte superior del ensamblaje el Wireline mediante el cual será descendido.

Paso 3: El ensamblaje retrae los sujetadores de las paredes del pozo.

Paso 4: Se realiza el descenso del ensamblaje hasta la profundidad deseada y se asegura a las paredes del pozo mediante empaques.

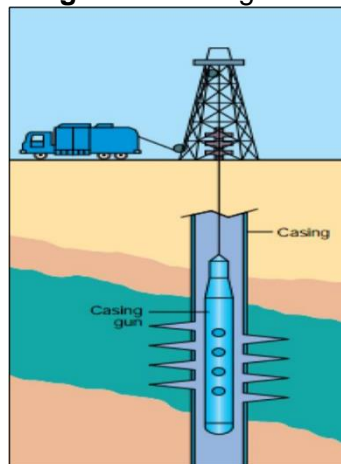
Paso 5: Cuando el ensamblaje está completamente asegurado, se hace ascenso del Wireline a superficie para permitir realizar el cañoneo.

⁹ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. P 3-10.

Paso 6: El cañoneo ha sido realizado y el ensamblaje se desecha en fondo del pozo sin afectar la producción del mismo.

1.6.2.2 Cañones bajados con Casing gun. Los cañones de gran diámetro se bajan con la tubería de revestimiento antes de la tubería de producción. Este método garantiza el control del tamaño de los perforados en relación con otros métodos como el TCP y Through Tubing. Permite cañonear formaciones de interés de amplia magnitud, hasta de 60 pies como máximo; reduce los tiempos operativos debido a la integración con la tubería de revestimiento, además brinda el uso de cargas de orificios grandes con una densidad de disparo y un patrón de penetración amplios. Este método está directamente limitado por el diámetro interno del Casing.¹⁰ Solo se puede realizar este método cuando se tenga el pozo controlado con la sarta de perforación y el fluido de completamiento adecuado, teniendo en cuenta el daño de formación debido a la existencia de residuos en los perforados generados por la incompatibilidad entre las cargas y la composición de las arenas de interés. (ver **Figura 8**).

Figura 8. Casing Gun.



Fuente: SOAD Charlie. Choosing a Perforation Strategy. En: Oilfield Review. Schlumberger Testing Services. 1992.

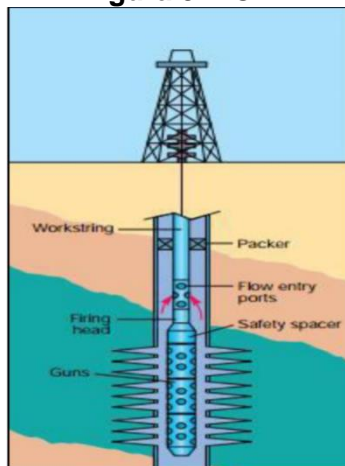
1.6.2.3 Cañones bajados con la tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating (TCP)). Su funcionamiento consiste en bajar el cañón por medio de una tubería de producción, coiled tubing o tubería de perforación, seguido de un empaque, se activa el detonador, el cual está separado del cañón por un empaque de seguridad, y posteriormente se da inicio a la producción, a través de la tubería. Las operaciones por este método son más eficientes en intervalos de gran longitud e intervalos en multizona¹¹. Este método ofrece los siguientes beneficios:

¹⁰ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. P 3-10.

¹¹ *Ibid.*, p .3-10.

- Los cañones largos pueden activarse en condiciones de bajo balance con un solo equipo de control de pozos, permitiendo iniciar la producción con una buena capacidad de limpieza de los perforados.
- Los intervalos largos se pueden perforar eficientemente en una corrida.
- Después de cañonear, los cañones usados pueden caer al fondo del pozo, lo que permitirá futuras operaciones con Through Tubing, o también pueden ser recuperados.
- Accesibilidad a pozos con alto grado de desviación.

Figura 9. TCP.

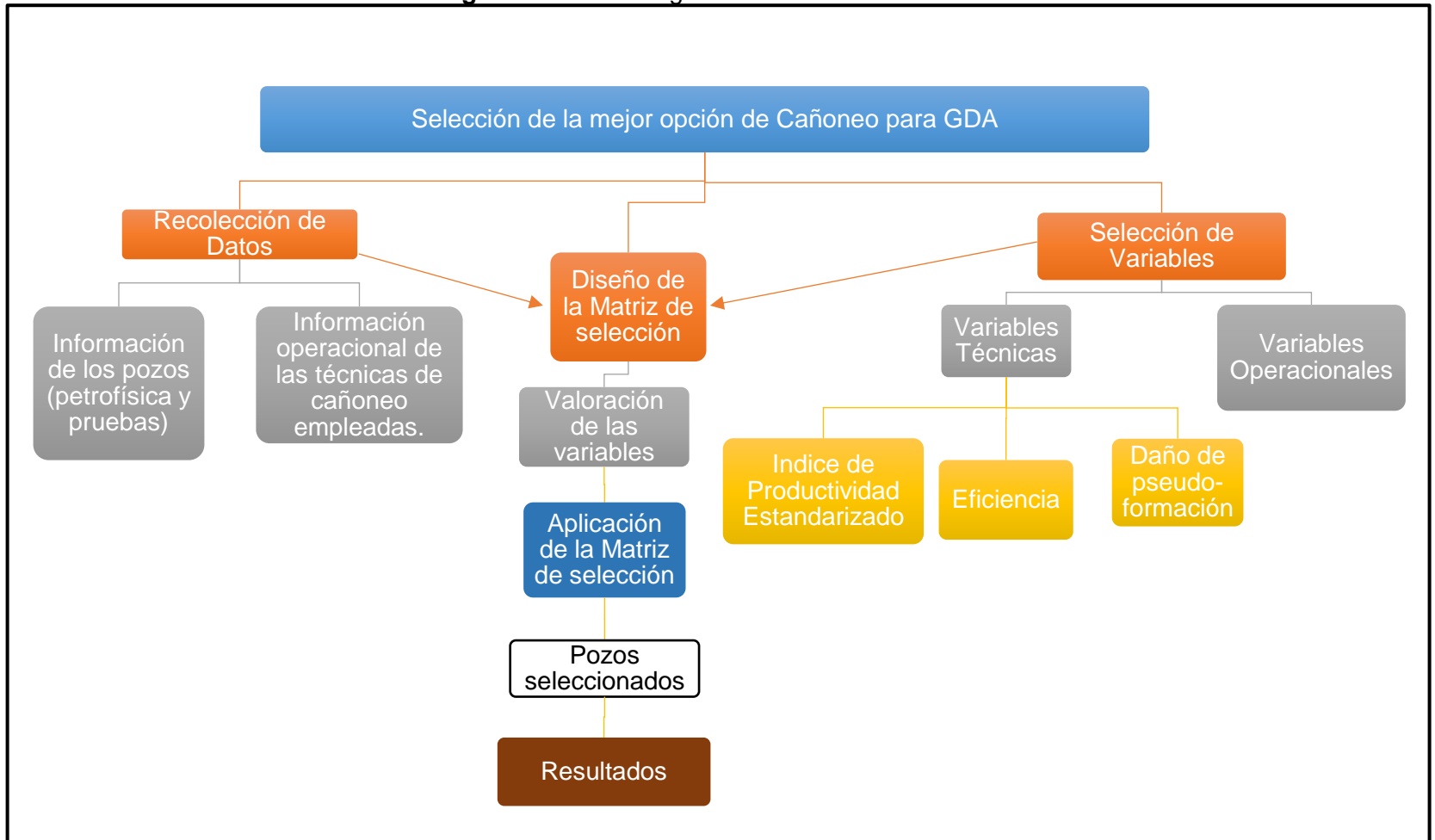


Fuente: SOAD Charlie. Choosing a Perforation Strategy. En: Oilfield Review. Schlumberger Testing Services. 1992.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En la presente sección, correspondiente a la metodología del trabajo titulado evaluación técnico financiera de la mejor opción de cañoneo en los campos de la gerencia de operaciones y desarrollo Apiay (GDA), donde se realizara la recolección, definición y selección de las variables para el desarrollo de la matriz de selección además de su respectiva valoración y calificación.

Figura 10. Metodología de la Matriz de Selección.



Fuente: Elaboración propia.

2.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

Se realiza la recolección de los datos de los pozos del Campo Estudio, del cual se necesitarán la siguiente información:

- Pozo.
- Técnica de Cañoneo.
- Fecha
- Tope
- Base
- Espesor
- DPP (Densidad de Disparo)
- Ángulo de fase
- Tipo de carga
- Penetración
- Costo operacional
- Objetivo
- Ql
- Qo
- BSW (%)
- PFP (pwf) Presión de fondo fluyente
- PSP (Presión estática)
- IP
- BSW (%).
- Permeabilidad (K)
- Índice de Productividad estandarizado.

Esta información se obtuvo mediante el software OpenWells el cual permitió acceder a la información relacionada con la operación del cañoneo y a través del software SAHARA y AVM se obtuvieron los datos de producción y presiones correspondientes a cada pozo cañoneado.

2.2 SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO

Los pozos seleccionados para esta evaluación corresponden a los campos de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Apiay (GDA), de los cuales se tiene la información disponible y completa en cuanto a la información operacional de la técnica y el historial de producción del pozo, necesaria para la aplicación de la matriz. Adicionalmente el estudio se centró en las tres técnicas comúnmente utilizadas como lo son el Wireline, Casing Gun y TCP. Adicionalmente se fijó un periodo de tiempo entre el 2009 y 2019 para el estudio de las técnicas utilizadas en aquel periodo.

A continuación se muestra el resumen de los pozos seleccionados e información adicional:

Tabla 1. Información de estudio.

Número de Eventos	58
Numero de Pozos	46
Tiempo	2009 – 2019
Objetivo y/o Razón	Estimulación, Aislamientos de zonas y Cañoneo o Recañoneo

Fuente: Elaboración propia.

2.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La evaluación del historial de cañoneo se realizó mediante el análisis de información obtenida del Software visualizador de Sahara y AVM, para lo cual se utilizó un análisis de las pruebas de producción realizadas al pozo con la cual se contara con la mayor cantidad de información posible. Se tomaron dos periodos, uno antes y otro después de la fecha de realización de la intervención del cañoneo, de tal forma que se hallaran periodos constantes donde se tomen algún tendencia para seleccionar los valores de caudales y presiones, para el cálculo del IP estandarizado que posteriormente será desarrollado (**Anexo 1**). El análisis del historial de producción permite determinar la eficiencia de la técnica de cañoneo utilizada.

2.4 SELECCIÓN DE LAS VARIABLES

2.4.1 Índice de Productividad (IP). El índice de productividad nos permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por:

Ecuación 1. Índice de Productividad.

$$IP = J = \frac{Q_f}{P_{ws} - P_{wf}}$$

IP o J: Índice de Productividad (BlS/Psi)

Qf: Caudal de Flujo (BlS)

Pws: Presión de Yacimiento (Psi)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Psi)

El índice de Productividad (IP) fue calculado teniendo en cuenta la siguiente información que proporcionó las pruebas de producción:

- Presión de reservorio (Pb).
- Presión de fondo fluyente (Pwf).
- Presión de burbuja (Pb).
- Calculo de fluido (Q).

Para el cálculo del Índice de productividad (IP) se tiene en cuenta los siguientes criterios dependiendo de la Presión de burbuja:

- Cuando la $Pwf > Pb$ se utiliza la ecuación de Darcy para el Índice de Productividad (IP).

Ecuación 2. Índice de Productividad Darcy.

$$IP = \frac{Qf}{Pr - Pwf}$$

IP o J: Índice de Productividad (Bls/Psi)

Qf: Caudal de Flujo (Bls)

Pr: Presión de Yacimiento (Psi)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Psi)

- Cuando la $Pwf < Pb$ se utiliza la ecuación de Vogel para yacimientos subsaturados.

Ecuación 3. Índice de Productividad Vogel.

$$IP = \frac{Qf}{(Pr - Pb) + \frac{Pb}{1,8} \left(1 - 0,2 \left(\frac{Pwf}{Pb} \right) - 0,8 \left(\frac{Pwf}{Pb} \right)^2 \right)}$$

IP o J: Índice de Productividad (Bls/Psi)

Qf: Caudal de Flujo (Bls)

Pr: Presión de Yacimiento (Psi)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Psi)

Pb: Presión de Burbuja (Psi)

2.4.2 Índice de Productividad Estandarizado. Las ecuaciones de afluencia de pozo relacionan la fuerza motriz del reservorio y la tasa de producción, lo que ha permitido determinar, a partir de estos datos y estudios realizados; que la manera de evaluar la capacidad productiva de un pozo es por medio del Índice de Productividad (IP). El (IP) consiste en la relación entre la tasa de producción del pozo y un diferencial de presión. Sus unidades son Bls/PSI.

A continuación se muestra el índice de productividad desarrollado a partir del significado de las variables que lo componen:

Ecuación 4. Índice de Productividad Explicito¹².

$$IP = \frac{Q \text{ (Bls)}}{\Delta P \text{ (PSI)}} = \frac{Q \text{ (Bls)}}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{k * h}{141.2 * \mu * \beta * (\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S_T)}$$

IP o J: Índice de Productividad (Bls/Psi)

ΔP : Diferencial de Presión (Psi)

Qf: Caudal de Flujo (Bls)

Pr: Presión de Yacimiento (Psi)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Psi)

Pb: Presión de Burbuja (Psi)

k: Permeabilidad (mD)

h: Espesor (ft)

μ : Viscosidad (cP)

β : Factor Volumétrico (BY/BN)

r_e : Radio de Drenaje (ft)

r_w : Radio de Pozo (ft)

S_T : Pseudo-daño de Formación

De esta ecuación se puede observar que las variables de la siguiente expresión

$\frac{1}{141.2 * \mu * \beta * (\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S_T)}$ permanecen constantes antes y después de los disparos, es

decir, la viscosidad (μ), factor volumétrico (β), radio de pozo (r_w), radio de drenaje (r_e), no sufren cambios ni alteraciones durante el proceso de cañoneo.

Con respecto al daño total (S_T), es una variable que se relaciona de forma inversamente proporcional con el desempeño de la técnica de cañoneo, lo que quiere decir que entre más eficiente es la técnica desarrollada, menor será el daño causado en la formación y viceversa, permitiendo comprobar el criterio del análisis planteado en este estudio.

Tanto la permeabilidad (k) como el espesor o intervalo de disparo (h), son variables que intervienen en el diseño del cañoneo y su efecto sobre la productividad del pozo es directo, es necesario estandarizar el IP de la siguiente manera¹³:

¹² BASANTES, Caren. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EMPLEADAS EN EL CAMPO AUCA DURANTE EL PERÍODO 2015-2016. Consultado en Septiembre de 2019. P. 82-83.

¹³ Ibid. P. 82-83.

Ecuación 5. Índice de Productividad Estandarizado.

$$\frac{IP}{k * h} = \frac{Q}{(Pr - Pwf) * k * h} = \frac{(BFPD)}{(PSI * ft * mD)}$$

IP o J: Índice de Productividad (BlS/Psi)

ΔP : Diferencial de Presión (Psi)

Qf: Caudal de Flujo (BlS)

Pr: Presión de Yacimiento (Psi)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Psi)

k: Permeabilidad (mD)

h: Espesor (ft)

2.4.3 Pseudo-daño de formación. El pseudo-daño (pseudo skin), son los efectos restrictivos que sufre el pozo, son causadas por una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados, taponamiento del punzado o turbulencia¹⁴.

Para completar el análisis de las técnicas de cañoneo, es necesario la información del Daño de formación causado por la aplicación de la misma operación, información la cual no fue suministrada por la empresa soporte de este trabajo de grado para cada uno de los pozos estudiados, por lo tanto no se tuvo en cuenta esta variable para la evaluación técnica y financiera de las técnicas de cañoneo.

2.4.4 Eficiencia. La eficiencia de cada una de las técnicas de cañoneo, se determinó a partir de la recolección y evaluación del historial de producción, lo que permitió obtener un IP anterior y posterior a la fecha de realización de la técnica, a partir de lo cual mediante una relación de los Índice de Productividad para poder obtener la eficiencia de la técnica. Los rangos de la eficiencia son: si el resultado de la relación es mayor a 1, significa que hay un mejoramiento en la producción a partir de la técnica; si el resultado es menor a 1, significa que hay un decrecimiento en la producción. Se realizó un promedio de cada una de las eficiencias obtenidas de las técnicas para determinar una eficiencia general de cada técnica y aplicarla a la matriz.

2.4.5 Variables operacionales. La metodología para el desarrollo de la matriz se basa en la obtención de datos de fuentes secundarias (libros, documentos, etc.) para el desarrollo del proyecto con suficientes bases teóricas. Para la selección de las variables y el desarrollo de la matriz se tomaran en cuenta los principales

¹⁴ HIRSCHFELT, Marcelo. Concepto de Well Performance. Consultado el día 20 de enero de 2020. P. 4.

métodos de cañoneo utilizados como lo son el Casing Gun Wireline, TCP y Through Tubing Wireline.

El disparo es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos de petróleo y gas y los huecos revestidos con acero que llegan hasta la superficie. Sin embargo, el disparo también daña la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles de disparos. Tanto el daño como los parámetros de los disparos-la penetración en la formación, el tamaño del orificio, el número de disparos y el ángulo entre los orificios- tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo¹⁵.

A partir de lo previamente mencionado, se seleccionaron las siguientes variables debido a su importancia:

La permeabilidad y el espesor de la zona triturada son dos parámetros fundamentales de los cuales depende el daño de disparo que provoca la caída de presión lo cual se relaciona directamente con la producción¹⁶.

La densidad de disparo o el número de orificios especificados como disparos por pie (dpp) desempeña un rol importante. El aumento de la densidad de disparo reduce el daño provocado por los disparos y los pozos producen a presiones inferiores¹⁷.

El IP estandarizado permite realizar la comparación entre pozos de un mismo campo o de campos distintos y entre pozos con una misma técnica de cañoneo aplicada; independientemente de la ubicación del pozo en el campo, la presión de reservorio, la permeabilidad o el intervalo de disparo. El valor del IP estandarizado ($\frac{IP}{k*h}$) permite el análisis de los pozos cañoneados en la Vicepresidencia Regional Orinoquia.

La importancia de los costos en esta industria es fundamental, por lo tanto, se incluyó como una variable una aproximación del valor general para el desarrollo de una técnica de cañoneo para un pozo, donde se incluyen los diferentes gastos en transporte, herramientas, máquinas y asistencia técnica.

Adicionalmente se toma en cuenta en la información y variables consultada por Aceros y Sarmiento (2017)¹⁸:

¹⁵ BEHRMANN, Larry e.t y Chevron Production & Technology Company. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. P. 64

¹⁶ *Ibíd.* P. 64

¹⁷ *Ibíd.* P. 64.

¹⁸ ACEROS, Savieth. Sarmiento Juan. Diseño de un modelo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2017. Universidad de América. P. 77

Tabla 2. Fuentes bibliográficas de mayor aporte para la formulación de la matriz.

Título original del documento investigado	Traducción del documento investigado	Tipo del documento	Año	Descripción de información tomada para el proyecto
Well Completion Design	Diseño del completamiento de un pozo	Libro digital	2009	Variable: Condición a la que se encuentra el pozo (con tubería de producción o de revestimiento).
Perforating Services Catalog	Catálogo de servicios de cañoneo	Catálogo digital	2008	Variables: Longitud de zona a cañonear, densidad de disparo, ángulo de pozo, velocidad de operación, profundidad del pozo.
Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación al Campo Colorado.	Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación al Campo Colorado.	Tesis	2009	Variables: Condición de presión, cañoneo de zonas múltiples.

Fuente: Elaboración propia con base en ACEROS, Savieth. Sarmiento Juan. Diseño de un modelo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2017. Universidad de América. P. 77.

De donde se seleccionaron las siguientes variables, complementando las anteriormente mencionadas:

- Penetración.
- Ángulo de fase.
- Profundidad de la zona de interés.
- Zonas múltiples a cañonear.
- Densidad de disparo.

2.5 VALORACIÓN DE LAS VARIABLES

Para las variables anteriormente desarrolladas se aplicaron dos tipos de valores: El primero es un valor a partir de la estadística, mediante la utilización de la función PERCENTIL.INC (matriz; k) se tomaron la cantidad de valores de cada variable de tal forma que se calculó los percentiles P33 y P66 para utilizarlos dentro de la matriz, lo cual permite determinar que valores son altos o bajos de la muestra. Cada percentil se asoció a un número, para este caso el P33 se asoció al número “1”, el P66 al número de “5” y para el intermedio entre el P33 y el P66 se asignó el número “3”. De tal forma que, al evaluar el valor de cada variable para cada pozo, si son menor o igual P33 su valor será de “1”; si es mayor o igual al P66 su valor será de “5” y finalmente si se encuentra en el intermedio de ambos percentiles su valor será de “3”.

A continuación se muestra la tabla con los rangos y percentiles calculados para cada variable a evaluar.

Tabla 3. Valores de la Matriz.

VARIABLES	RANGOS		
	1	3	5
IP estandarizado	0,000163	0,000043- 0,00016	0,00057
Eficiencia	Matriz		
Permeabilidad (K)	66	66-145	145
Espesor (h)	40	40-67	67
Penetración	37	37-52	52
Ángulo de fase	60	60-72	72
Profundidad zona de interés	10321	10321-10656	10656
Zonas múltiples a cañonear	Matriz		
DPP	5	5-6	6

Fuente: Elaboración propia.

El segundo valor para cada variable está dado por las características y requerimientos operacionales a lo cual cada técnica se adecua mejor y por lo tanto se obtiene un mayor rendimiento de la misma. Los valores de cada rango se comparan con las condiciones operacionales de forma tal que si son las mismas se obtiene una calificación de “5”, de ser lo contrario el valor de la calificación es “1”.

A continuación, se muestran las condiciones operacionales adecuadas de cada técnica:

Tabla 4. Condiciones óptimas Casing Gun

CASING GUN	
1	
VARIABLES	RANGOS
IP estandarizado	
Eficiencia	1,45
Permeabilidad (K)	Alto
Espesor (h)	Alto
Penetración	Pequeña
Ángulo de fase	<60°
Profundidad zona de interés	<8000 ft
Zonas múltiples a cañonear	No
DPP	<6 TTP

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Condiciones óptimas TCP

TCP	
2	
VARIABLES	RANGOS
IP estandarizado	
Eficiencia	1,01
Permeabilidad (K)	Alto
Espesor (h)	Alto
Penetración	Alta-media-baja
Ángulo de fase	>60°
Profundidad zona de interés	>8000 ft
Zonas múltiples a cañonear	Si
DPP	>6 TTP

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Condiciones óptimas Wireline

WIRELINE	
3	
VARIABLES	RANGOS
IP estandarizado	
Eficiencia	1,21
Permeabilidad (K)	Alto
Espesor (h)	Alto
Penetración	Media
Ángulo de fase	<60°
Profundidad zona de interés	<8000 ft
Zonas múltiples a cañonear	No
DPP	<6 TTP

Fuente: Elaboración propia.

2.5.1 Porcentajes de las variables. Los porcentajes de cada variable se definieron a partir de la importancia de cada variable dentro de este estudio y como parte de la operación de cañoneo, afirmando que se parte bajo la premisa de la búsqueda de la mejor opción de cañoneo en el Campo Apiay desde el índice de productividad.

A continuación se observa los porcentajes asignados a cada variable para el desarrollo de la matriz:

Cuadro 1. Porcentajes de las Variables

PRODUCCIÓN		PETROFÍSICA		OPERACIÓN DE CAÑONEO				
Estandarizado	IP	Permeabilidad	Espesor	Penetración	Ángulo de Fase	Profundidad zona interés	Zonas múltiples a cañonear	DPP
22%	22%	8%	8%	10%	10%	5%	5%	10%

Fuente: Elaboración propia.

2.6 MECÁNICA DE LA APLICACIÓN DE LA MATRIZ

A partir de los valores asignados a las variables, sumado a los porcentajes de las mismas, se procede a la evaluación de cada técnica de cañoneo utilizada en los pozos de estudio del Campo Apiay.

Para evaluar cada variable, se procede a evaluar su valor en el rango obtenido por estadística y el valor operacional de cada variable de forma tal que se suman ambos

valores y se dividen en 2, posteriormente se multiplica por el porcentaje lo cual proporciona un resultado, cada resultado se suma para obtener la calificación final de la tónica de cañoneo. La calificación puede estar entre los valores de 1 a 5.

2.6.1 Estructura de la matriz. A continuación, se muestra el encabezado de la matriz y su organización:

Las convenciones de la matriz son las siguientes:

- V significa valor, es el resultado de la operación o el valor encontrado mediante la recolección de datos para esa variable.
- P significa porcentaje que fue asignado a cada variable para su evaluación y determinado bajo la importancia dentro del estudio.
- C es la calificación, como previamente se explico puede ser entre 1, 3 y 5. A su vez esta se divide en Rango que se obtiene mediante la estadística (ver **Tabla 3**), el cual es el margen de datos que se manejan por variable de tal forma que mediante percentiles se determinó los valores altos, medios y bajos. También está compuesta por la Técnica que es la calificación del rango con respecto a las variables operacionales de cada técnica (ver **Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6**).
- R es el resultado que es la operación resultante entre la multiplicación de la Calificación y el Porcentaje asignado a cada variable.
- Finalmente la Calificación es la sumatoria de los resultados y el Porcentaje de Ajuste es la medida expresada con respecto al 100%.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación de la aplicación de la matriz (**ANEXO 1**) a las diferentes técnicas se obtuvieron los resultados de la mejor opción de cañoneo en el Campo Apiay lo cual será objeto de discusión y análisis en esta sección. Los resultados serán evaluados desde dos distintas aristas una comparación del rendimiento de productividad y su respectivo análisis financiero.

3.1 MEJOR OPCION DE CAÑONEO POR EVALUACIÓN DE LA MATRIZ

Las siguientes son las 5 calificaciones son las más altas obtenidas luego de la aplicación de la matriz donde se encuentra la mejor opción de cañoneo para el campo Apiay.

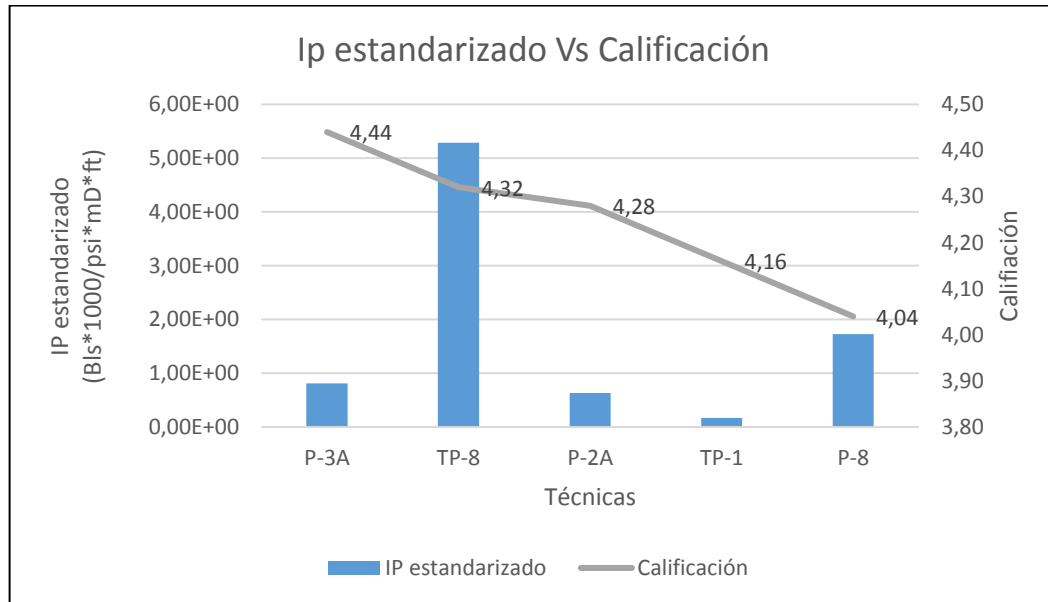
Tabla 7. Calificaciones más altas de la Matriz.

Pozo	Técnica aplicada	Técnica de estudio	IP estandarizado	Permeabilidad (k)	Calificación
P-3a	Casing gun	TCP	8,14e-01	153,1	4,44
TP-8	Casing gun	Casing gun	5,29e+00	140,1	4,32
P-2a	Casing gun	TCP	6,31e-01	196,0	4,28
TP-1	Casing gun	TCP	1,72e-01	169,5	4,16
P-8	Casing gun	Wireline	1,73e+00	99,18	4,04

Fuente: Elaboración propia.

La calificación más alta que se obtuvo fue en el pozo P-3A donde se utilizó la técnica de cañoneo Casing Gun, aunque se evaluó con la técnica de estudio TCP se determinó un valor de 4,44. Adicionalmente se puede comprobar que las mejores valoraciones de la evaluación se dieron en los pozos donde se realizó la técnica de Casing gun pero la mayoría de ellas corresponden al estudio de TCP o Wireline como se observa en la **Gráfica 1**.

Gráfica 1. Análisis de las calificaciones obtenidas de la Matriz.



Fuente: Elaboración propia.

3.2 TCP

La técnica de TCP fue evaluada en el pozo P-3a donde se realizó la intervención mediante Casing gun, el cual tuvo como objetivo cañonear la zona de interés para finales del año 2018.

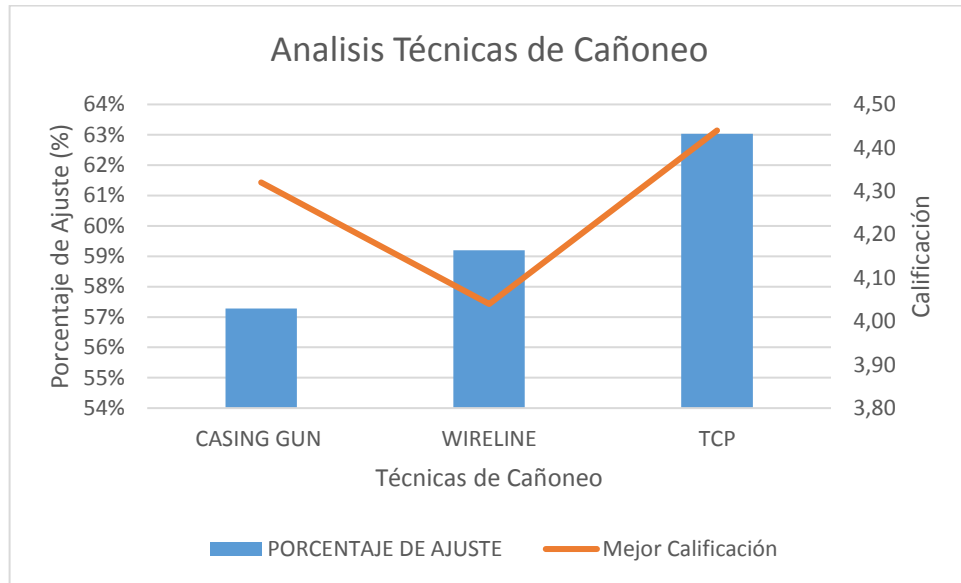
3.2.1 Producción. Mediante el porcentaje de ajuste de cada una de las calificaciones de las evaluaciones de las técnicas de cañoneo y utilizando el promedio de las mismas se llevó a obtener los siguientes porcentajes de ajuste, que permiten determinar que técnica se ajusta en más proporción a las condiciones operacionales y técnicas recolectadas del historial de cañoneo.

Tabla 8. Porcentaje de ajuste.

Técnica	Porcentaje de ajuste	Mejor calificación
Casing Gun	57%	4,32
Wireline	59%	4,04
TCP	63%	4,44

Fuente: Elaboración propia.

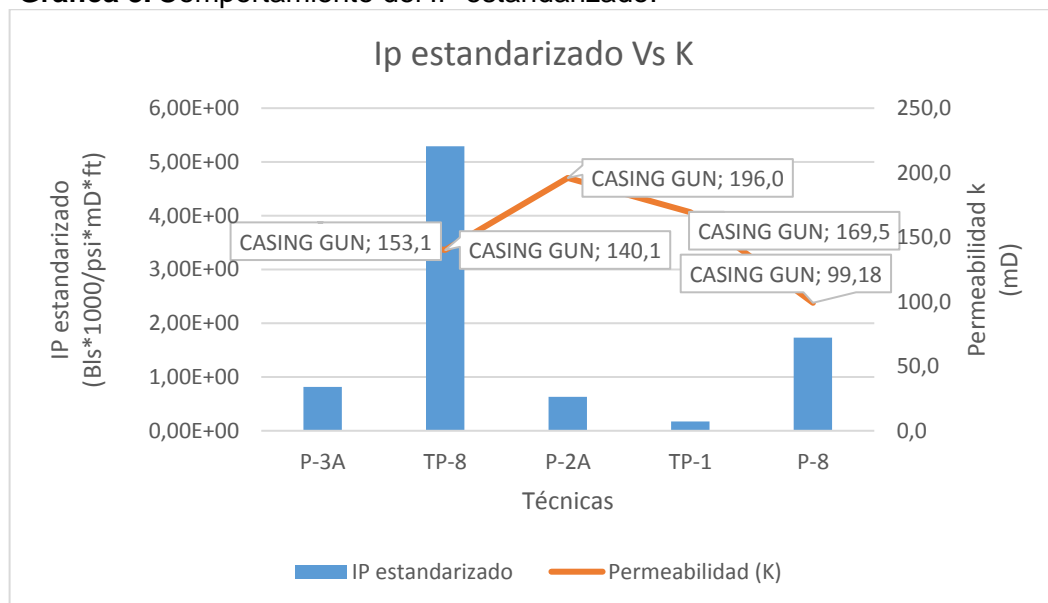
Gráfica 2. Análisis de las Tenias de Cañoneo.



Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Producción. Se realizó una comparación entre las valoraciones más altas obtenidas de la evaluación de la matriz donde se analizó el comportamiento del IP estandarizado con la permeabilidad para determinar su rendimiento como se puede observar a continuación:

Gráfica 3. Comportamiento del IP estandarizado.



Fuente: Elaboración propia.

No se observan buenos comportamientos del IP estandarizado con respecto a la permeabilidad, lo que indica una baja producción de barriles de fluido por cada mD de permeabilidad, por cada pie de arena disparada y por cada PSI de diferencial de presión generado en la cara de la arena productora.

Excepto por el pozo TP-8, donde se observa un desempeño de 5E-03 barriles de fluido por cada mD de permeabilidad, por cada pie de arena disparada y por cada PSI de diferencial de presión generado en la cara de la arena productora., es acorde a la buena permeabilidad del mismo, debido a que el estudio genero pertenencia entre lo que se aplicó y lo que para este caso de la matriz se estudió que es la técnica de Casing gun permitiendo sacar el mayor rendimiento posible.

Lo contrario ocurre al analizar sus pares analizados a través de las mejores calificaciones, debido a que no se observa un gran rendimiento mediante el factor del IP estandarizado, que puede ser demostrable a partir de que se aplicó la técnica de Casing Gun, el estudio determino que a estos pozos se ajustaba mejor el TCP o el Wireline como se puede observar en la **Tabla 8**.

Para el caso del pozo P-3A, se analizó que antes de la intervención para cañonear mediante la técnica de Casing Gun se encontró una producción de 4232 BPD con un BSW del 91,29%; una vez realizado el cañoneo se evidencio un aumento en la producción a un caudal de 6944,2 BPD con un BSW de 98,62%, pero que mediante la aplicación de la técnica TCP por su mayor ajuste podría aumentar la producción.

3.2.3 Financiero. El análisis financiero se realizara para las tres técnicas estudiadas, TCP, Wireline y TCP; de las cuales se utilizara el costo obtenido en la fase de recolección de datos ofrecidos por la empresa.

Tabla 9. Costos Operacionales.

Técnica	Costos	Costos Operarios	Total	Total + contingencias (20%)
Casing Gun	\$28.084	\$10.000	\$38.084	\$45.701
TCP	\$66.684	\$10.000	\$76.684	\$92.021
Wireline	\$43.256	\$10.000	\$53.256	\$63.907

Fuente: Elaboración propia.

Al valor de los costos, se le suma el porcentaje de contingencias que es el margen económico si se presentan situaciones anormales o requerimientos operativos, lo cual permite la solución de cualquier eventualidad para el desarrollo de la técnica. El porcentaje de contingencias es del 20% sobre el costo total.

A partir de este total más el porcentaje de contingencias, se obtiene el valor de la inversión necesaria para poder realizar la técnica.

Para el análisis financiero se establecieron las siguientes presunciones para el efecto de las tres técnicas:

Tabla 10. Información económica.

INFORMACION ECONÓMICA	
pi	0,055
variación x	0,190
t	0,330
p	\$ 66,2
c	\$ 19,05
unidades	1800,00
# operarios	7,000
n (años)	5
Tasa de descuento	0,087

Fuente: Elaboración propia.

La pi es la variación en el precio que sufre cada año de análisis, se asumió para este estudio como un promedio de inflación de los últimos años.

La variación en x es la variación que presentara la producción anualmente, para este estudio se asumió que era el promedio de recobro nacional.

La t son los impuestos que para el estudio se asumieron como los de una empresa convencional.

La p es el precio que se tomó como referencia fue el máximo alcanzado en lo que vamos del año 2019 de 66,2 dólares para la referencia Brent.¹⁹

La c es el costo por producir una unidad, en este caso un barril de petróleo, para este estudio se tomó en cuenta el valor de 19,05 dólares el promedio de costo para Ecopetrol.²⁰

Las unidades son la cantidad que se producirán por año.

Los operarios en promedio son 7 los cuales se les paga en promedio \$10.000 dólares por la técnica.

Se realizará la proyección para la evaluación en el periodo de 5 años.

¹⁹ <https://www.preciopetroleo.net/maximo-anual-del-wti-en-2019.html>

²⁰ <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/producir-barril-petroleo-caro-colombia-28088>

Figura 12. Análisis financiero Casing Gun.

DESCRIPCIÓN	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversion	\$ (45.701,00)					
Precio		\$ 66,20	\$ 69,84	\$ 73,68	\$ 77,73	\$ 82,01
Cantidad		1800	2142	2548,98	3033,2862	3609,610578
Ingresos		\$ 119.160,00	\$ 149.599,42	\$ 187.814,59	\$ 235.791,83	\$ 296.024,86
Egresos		\$ 94.513,38	\$ 112.199,07	\$ 134.047,39	\$ 161.102,16	\$ 194.672,74
Costo variable unitario		\$ 19,05	\$ 20,10	\$ 21,20	\$ 22,37	\$ 23,60
Costos variable total		\$ 34.290,00	\$ 43.049,38	\$ 54.046,34	\$ 67.852,48	\$ 85.185,40
Utilidad bruta		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Margen de contribucion unitario		\$ 47,15	\$ 49,74	\$ 52,48	\$ 55,37	\$ 58,41
Margen de ganancia total		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Costos fijos		\$ 28.084,00	\$ 29.628,62	\$ 31.258,19	\$ 32.977,39	\$ 34.791,15
Gastos de personal		\$ 20.000,00	\$ 21.100,00	\$ 22.260,50	\$ 23.484,83	\$ 24.776,49
Utilidad operativa		\$ 36.786,00	\$ 55.821,42	\$ 80.249,56	\$ 111.477,13	\$ 151.271,81
(-)Depreciacion						
Utilidad antes de impuestos		\$ 36.786,00	\$ 55.821,42	\$ 80.249,56	\$ 111.477,13	\$ 151.271,81
Impuesto		\$ 12.139,38	\$ 18.421,07	\$ 26.482,35	\$ 36.787,45	\$ 49.919,70
Utilidad neta		\$ 24.646,62	\$ 37.400,35	\$ 53.767,20	\$ 74.689,67	\$ 101.352,11
(+) Depreciacion		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad del ejercicio		\$ 24.646,62	\$ 37.400,35	\$ 53.767,20	\$ 74.689,67	\$ 101.352,11
FCN	\$ (45.701,00)	\$ 24.646,62	\$ 37.400,35	\$ 53.767,20	\$ 74.689,67	\$ 101.352,11
VPN	\$ 170.773,50					
TIR	82%					

Fuente: Elaboración propia.

El primer indicador para analizar es el Valor Presente Neto (VPN) cuyo valor es de \$170.773,50 dólares lo que indica un valor positivo que demostraría la conveniencia de realizar la inversión. A partir del Payback se calcula el periodo en que se recupera la inversión inicial, que para este caso es de 1 año y 6 meses.

El segundo indicador para analizar es la Tasa Interna de Retorno (TIR) cuyo valor es del 82%, que al compararla con la TIO (Tasa Interna de Oportunidad) que para este estudio se asumió de 6,5% (misma tasa de los TES, los cuales son los bonos del Estado), lo cual nos indica que su valor al ser mayor por lo tanto la rentabilidad mínima es alcanzada para poder realizar la inversión para este proyecto.

Figura 13. Análisis Financiero TCP.

DESCRIPCIÓN	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversion	\$ (92.021,00)					
Precio		\$ 66,20	\$ 69,84	\$ 73,68	\$ 77,73	\$ 82,01
Cantidad		1800	2142	2548,98	3033,2862	3609,610578
Ingresos		\$ 119.160,00	\$ 149.599,42	\$ 187.814,59	\$ 235.791,83	\$ 296.024,86
Egresos		\$ 120.974,00	\$ 139.483,48	\$ 162.832,44	\$ 191.470,39	\$ 226.711,23
Costo variable unitario		\$ 19,05	\$ 20,10	\$ 21,20	\$ 22,37	\$ 23,60
Costos variable total		\$ 34.290,00	\$ 43.049,38	\$ 54.046,34	\$ 67.852,48	\$ 85.185,40
Utilidad bruta		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Margen de contribucion unitario		\$ 47,15	\$ 49,74	\$ 52,48	\$ 55,37	\$ 58,41
Margen de ganancia total		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Costos fijos		\$ 66.684,00	\$ 70.351,62	\$ 74.220,96	\$ 78.303,11	\$ 82.609,78
Gastos de personal		\$ 20.000,00	\$ 21.100,00	\$ 22.260,50	\$ 23.484,83	\$ 24.776,49
Utilidad operativa		\$ (1.814,00)	\$ 15.098,42	\$ 37.286,79	\$ 66.151,41	\$ 103.453,18
(-)Depreciacion						
Utilidad antes de impuestos		\$ (1.814,00)	\$ 15.098,42	\$ 37.286,79	\$ 66.151,41	\$ 103.453,18
Impuesto		\$ -	\$ 4.982,48	\$ 12.304,64	\$ 21.829,97	\$ 34.139,55
Utilidad neta		\$ (1.814,00)	\$ 10.115,94	\$ 24.982,15	\$ 44.321,44	\$ 69.313,63
(+) Depreciacion		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad del ejercicio		\$ (1.814,00)	\$ 10.115,94	\$ 24.982,15	\$ 44.321,44	\$ 69.313,63
FCN	\$ (92.021,00)	\$ (1.814,00)	\$ 10.115,94	\$ 24.982,15	\$ 44.321,44	\$ 69.313,63
VPN	\$ 11.743,29					
TIR	12%					

Fuente: Elaboración propio autor.

El primer indicador para analizar es el Valor Presente Neto (VPN) cuyo valor es de \$11.743,29 dólares lo que indica un valor positivo que demostraría la conveniencia de realizar la inversión. A partir del Payback se calcula el periodo en que se recupera la inversión inicial, que para este caso es de 4 años y 2 meses.

El segundo indicador para analizar es la Tasa Interna de Retorno (TIR) cuyo valor es del 12%, que al compararla con la TIO (Tasa Interna de Oportunidad) que para este estudio se asumió de 6,5% (misma tasa de los TES, los cuales son los bonos del Estado), lo cual nos indica que su valor al ser mayor por lo tanto la rentabilidad mínima es alcanzada para poder realizar la inversión para este proyecto.

Figura 14. Análisis Financiero Wireline.

DESCRIPCIÓN	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversion	\$ (63.907,00)					
Precio		\$ 66,20	\$ 69,84	\$ 73,68	\$ 77,73	\$ 82,01
Cantidad		1800	2142	2548,98	3033,2862	3609,610578
Ingresos		\$ 119.160,00	\$ 149.599,42	\$ 187.814,59	\$ 235.791,83	\$ 296.024,86
Egresos		\$ 104.678,62	\$ 122.923,40	\$ 145.361,56	\$ 173.038,60	\$ 207.265,69
Costo variable unitario		\$ 19,05	\$ 20,10	\$ 21,20	\$ 22,37	\$ 23,60
Costos variable total		\$ 34.290,00	\$ 43.049,38	\$ 54.046,34	\$ 67.852,48	\$ 85.185,40
Utilidad bruta		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Margen de contribucion unitario		\$ 47,15	\$ 49,74	\$ 52,48	\$ 55,37	\$ 58,41
Margen de ganancia total		\$ 84.870,00	\$ 106.550,04	\$ 133.768,25	\$ 167.939,35	\$ 210.839,46
Costos fijos		\$ 43.256,00	\$ 45.635,08	\$ 48.145,01	\$ 50.792,98	\$ 53.586,60
Gastos de personal		\$ 20.000,00	\$ 21.100,00	\$ 22.260,50	\$ 23.484,83	\$ 24.776,49
Utilidad operativa		\$ 21.614,00	\$ 39.814,96	\$ 63.362,74	\$ 93.661,54	\$ 132.476,36
(-)Depreciacion						
Utilidad antes de impuestos		\$ 21.614,00	\$ 39.814,96	\$ 63.362,74	\$ 93.661,54	\$ 132.476,36
Impuesto		\$ 7.132,62	\$ 13.138,94	\$ 20.909,70	\$ 30.908,31	\$ 43.717,20
Utilidad neta		\$ 14.481,38	\$ 26.676,02	\$ 42.453,04	\$ 62.753,23	\$ 88.759,16
(+) Depreciacion		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad del ejercicio		\$ 14.481,38	\$ 26.676,02	\$ 42.453,04	\$ 62.753,23	\$ 88.759,16
FCN	\$ (63.907,00)	\$ 14.481,38	\$ 26.676,02	\$ 42.453,04	\$ 62.753,23	\$ 88.759,16
VPN	\$ 108.482,43					
TIR	46%					

Fuente: Elaboración propia.

El primer indicador para analizar es el Valor Presente Neto (VPN) cuyo valor es de \$108.482,43 dólares lo que indica un valor positivo que demostraría la conveniencia de realizar la inversión. A partir del Payback se calcula el periodo en que se recupera la inversión inicial, que para este caso es de 2 años y 6 meses.

El segundo indicador para analizar es la Tasa Interna de Retorno (TIR) cuyo valor es del 46%, que al compararla con la TIO (Tasa Interna de Oportunidad) que para este estudio se asumió de 6,5% (misma tasa de los TES, los cuales son los bonos del Estado), lo cual nos indica que su valor al ser mayor por lo tanto la rentabilidad mínima es alcanzada para poder realizar la inversión para este proyecto.

4. CONCLUSIONES

- Mediante la aplicación de la matriz, se observó que la opción de cañoneo que mejor se adapta a las condiciones de los campos de la gerencia de operaciones y aplicabilidad de Apiay (GDA) es la técnica de TCP con un 63% de ajuste a las condiciones y variables del campo de estudio. Adicionalmente se tiene dentro del análisis financiero que el VPN (2.544,87 dólares) y la TIR (9%) son datos mucho más puntuales que los obtenidos mediante el análisis de las otras técnicas.
- La técnica TCP cumplió a satisfacción la mayor parte de los criterios técnicos y operativos le permitió alcanzar la mejor calificación para la opción de cañoneo (4,44) del pozo P-3A, permite definir que las condiciones petrofísicas y operacionales de los campos en la gerencia se adecuan a las condiciones de esta técnica.
- El índice estandarizado en el pozo P-3A muestra un bajo rendimiento y desempeño aportando 0,000814 barriles de fluido por cada mD de permeabilidad, por cada pie de arena disparada y por cada psi del diferencial de presión generado en la cara de arena productora, comprueba que tanto la permeabilidad como el espesor a cañonear son fundamentales a la hora de diseñar la técnica de cañoneo.
- Se observó que se aplicaron la técnica de Casing Gun en todos los pozos con mayor calificación para la matriz, excepto en el pozo TP-8; no se alcanzó un gran desempeño en el IP estandarizado (0,00173), incluyendo que son zonas de buena permeabilidad (promedio 151,6 mD), lo cual nos permite concluir que al no haber una buena selección de la técnica no se puede obtener el mayor rendimiento posible.
- Se comprobó que después de la intervención del cañoneo por Casing Gun se reflejó los caudales variaron de la siguiente manera: 4232 BPD con un BSW del 91,29% a un caudal de 6944,2 BPD con un BSW de 98,62%, pero que mediante la aplicación de la técnica TCP por su mayor ajuste podría aumentar la producción.
- El VPN del análisis financiero de la técnica de cañoneo TCP es positivo (2.544,87), lo cual indica la viabilidad para invertir en esta operación y que a futuro se recuperara la inversión en el año 5.
- La TIR arrojo un valor del 9% que comparándola con la TIO asumida a partir de los TES (Bonos del estado) como 6,5% por lo cual se asegura obtener la rentabilidad mínima para realizar la inversión en este proyecto.

- La falta de información de las pruebas impide hacer un análisis puntual con respecto al daño de formación generado en los perforados lo cual sesga el estudio a la parte operativa de las técnicas.

5. RECOMENDACIONES

- Tener en cuenta el objetivo de las operaciones de forma tal que con el historial de producción se permita evidenciar su efectividad si se busca una estimulación matricial o aislamiento de zonas.
- Se recomienda ajustar la matriz a los diferentes tipos de cargas utilizadas en las diferentes técnicas de cañoneo de tal forma que se pueda evaluar su desempeño.
- Se recomienda realizar esta investigación enfocándola en las diferentes formaciones presentes en el campo (T1, k2).
- Se recomienda la creación de un software que permita organizar y visualizar de mejor manera todos los detalles de las técnicas de cañoneo utilizadas tanto operacionales como económicos.
- Se recomienda realizar un estudio exclusivamente del daño de formación generado por las técnicas de cañoneo, mediante análisis nodal, lo cual permita minimizar este factor al momento de realizar la operación.
- Se recomienda realizar la evaluación de la matriz en los diferentes campos de la VRO para estandarizar el proceso del cañoneo en la regional.
- Se recomienda realizar la evaluación de la matriz en los diferentes campos de la VRO para estandarizar el proceso del cañoneo en la regional.
- Se propone incluir y evaluar las otras técnicas no convencionales aplicadas en el campo Apiay y en la Vicepresidencia Regional Orinoquia (VRO) de tal forma que se pueda comparar su rendimiento con los comúnmente usados.
- Se recomienda el estudio de nuevas técnicas de cañoneo y uso de diferentes materiales para comprobar su viabilidad y aplicabilidad en el campo Apiay.

BIBLIOGRAFÍA

BARRERO, Darío, et al. y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007. PDF. [en línea]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

BASANTES CAREN. Análisis del desempeño de las técnicas de cañoneo empleadas en el campo auca durante el período 2015-2016. 2017.

BEHRMANN, Larry e.t y Chevron Production & Technology Company. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. P. 64 <http://www.oilproduction.net/files/TecnicasDisparoOptimizarProduccion.pdf>

CÉSPEDES, Oscar. El Petróleo en el Departamento del Meta 1859-2011. Revista Científica No. 15. P. 11.

ECOPETROL S.A., SPE, PÉREZ L., GONZALES J., GÓMEZ V., LOZANO M., SARMIENTO L., VARGAS J. Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field.2007.

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

HIRSCHFELT, Marcelo. Concepto de Well Performance. Consultado el día 20 de enero de 2020. P. 4.

LEAL Tulio. Schlumberger. Manual de Completación, 2003- P. 4-6.

LEIVA J., PEÑUELA G. Evaluación Técnico-Financiera de la selección del método de conectividad Pozo-Yacimiento, para la nueva campaña de perforación 2018 de un campo ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales mediante el Análisis Nodal. Fundación Universidad de América, Bogotá. 2018.

PDVSA, MOYA J., RODRÍGUEZ R., GUEVARA O., MARCANO E.J. SPE-1800822-MS. Improvement Opportunity in Reserves and Recovery Factor in Corocoro Field Trough Horizontal Well, Using Tubing Conveyed Perforating TCP Technology. 2016. RIVERA JUAN. Diseño de una herramienta computacional para la selección de un sistema de conectividad integrando las nuevas tecnologías para la producción y seguridad operacional durante el completamiento de pozos de Ecopetrol s.a. 2018 Schlumberger, Schlumberger Oilfield Glossary. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gravel_pack.aspx.

SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. P. 3-10.

SOAD Charlie. Choosing a Perforation Strategy. En: Oilfield Review. Schlumberger Testing Services. 1992. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p54_69.pdf.

SPE. Petroleum Engineering Handbook. Volumen 4. P. 151.

ANEXOS

ANEXO A.
MATRIZ DE SELECCIÓN TÉCNICAS DE CAÑONEO.

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom.</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Bls*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>P-1</u>	WIRELINE	7/23/2019 00:00	10218	158	SI	12	120	30,2	<u>0,12365</u>	<u>0,45415</u>	147,04	3,67283566	5,3224E-06
<u>P-2A</u>	CASING GUN	3/18/2018 00:00	10114	29	SI	5	72	65,2	<u>18,36832</u>	<u>3,58289</u>	195,95	0,19505803	6,3051E-04
<u>P-2B</u>	CASING GUN	3/27/2010 00:00	10515	31	SI	6	60		<u>6,93698</u>	<u>2,81895</u>	25,33	0,40636546	3,5907E-03
<u>P-3A</u>	CASING GUN	11/20/2018 23:00	10692	47	SI	12	45	30,2	27,12821	5,86008	153,11	0,21601445	8,1433E-04
<u>P-3B</u>	WIRELINE	10/01/2009 0:00	10302	51	SI	5	60	49,68	117,60213	5,52979	153,11	0,04702115	7,0817E-04
<u>P-4A</u>	CASING GUN	5/06/2018 0:00	10090	42	SI	5			0,29996	0,13572	142,3	0,4524608	2,2709E-05
<u>P-4B</u>	CASING GUN	5/06/2018 0:00	10040	20	SI	5			0,29996	0,13572	142,3	0,4524608	4,7689E-05
<u>P-4C</u>	CASING GUN	5/28/2012 00:00	10549	32	SI	5	72	53,31	0,67260	0,26570	142,3	0,3950396	5,8350E-05

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Bls*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>P-5A</u>	CASING GUN	1/21/2019 07:30	10697	29	SI	5	72		0,92500	1,08106	56,59	1,16871796	6,5874E-04
<u>P-5B</u>	CASING GUN	12/27/2012 00:00	10153	8	NO	5	60	44	0,31556	0,00197	56,59	0,00625463	4,3596E-06
<u>P-5C</u>	WIRELINE	7/27/2010 00:00	10527	12	SI	5	72	52	10,72054	4,34945	32,7	0,40571198	1,1084E-02
<u>P-6</u>	CASING GUN	11/03/2014 16:00	10497	52	SI	5	72	52	14,02239	1,10294	42,8	0,07865573	4,9557E-04
<u>P-7</u>	CASING GUN	12/12/2013 0:00	10408	109	SI	5	72	46,4	0,89956	1,10343	66,6	1,22663105	3,1862E-04
<u>P-8</u>	CASING GUN	2/07/2009 0:00	10930	112	SI	5			17,76286	19,23026	99,18	1,08261092	1,7312E-03
<u>P-9A</u>	CASING GUN	12/27/2018 10:00	11067	99	SI	5	72	52,3	3,94081	36,07600	203,64	9,15444659	1,7895E-03

NOMBRE	TIPO	FECHA (MM/DD/AAAA)	BASE prom (ft)	h (ft)	ZONAS MÚLTIPLES (>2)	DPP	AJUSTE ÁNGULO DE FASE (°)	PENETRACIÓN (ft)	Prueba antes	Prueba después	K (mD)	EFICIENCIA	IP estandarizado (Blts*1000/psi*m D*ft)
									IP (Blts/día)	IP (Blts/día)			
P-9B	WIRELINE	2/05/2016 19:13	10711	64	SI	5	60	49,68	5,59265	1,70924	165,1	0,30562288	1,6176E-04
P-9C	CASING GUN	9/08/2013 0:00	11318	48	SI	5	72	46,4	5,59265	1,53944	203,64	0,27526082	1,5749E-04
P-10	CASING GUN	9/18/2014 00:40	10220	36	SI	6	60	28,43	0,70100	1,95015	14,7	2,78195089	3,6851E-03
P-11	CASING GUN	4/11/2018 0:00	10212	59	SI	5	60	65,2	0,91136	1,53737	52,23	1,68690715	4,9889E-04
P-12	CASING GUN	2/05/2017 19:00	10842	42	SI	5	60	69,3	1,93355	0,87936	126,01	0,45478991	1,6615E-04
P-13A	CASING GUN	2/13/2019 07:30	10397	95	SI	12	60	30,2	0,59529	0,88168	211,19	1,48109001	4,3946E-05
P-13B	CASING GUN	3/02/2011 0:00	10443	64	SI	5	60	4,33	2,60929	1,07520	211,19	0,41206704	7,9550E-05
P-14	CASING GUN	6/19/2014 21:00	10324	54	SI	12	30	31,4	0,73857	0,78726	89,62	1,06592134	1,6267E-04
P-15	CASING GUN	3/17/2018 00:00	10286	85	SI	5	72,5	46	3,32454	5,60867	126,83	1,68705141	5,2026E-04

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> (MM/DD/AAAA)	<u>BASE prom</u> (ft)	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> (>2)	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> (Bl/s*1000/psi*m D*ft)
									<u>IP (Bl/s/día)</u>	<u>IP (Bl/s/día)</u>			
<u>P-17</u>	CASING GUN	11/09/2016 5:00	10965	34	SI	5	72	53,3	1,48717	0,40783	43,375	0,27423241	2,7654E-04
<u>EP-1</u>	CASING GUN	11/13/2014 06:00	10404	24	NO	5	60	61,92	0,36134	0,74204	19,33	2,05356288	1,5995E-03
<u>EP-1A</u>	CASING GUN	8/26/2012 00:00	10368	39	SI	12	60		0,99169	1,03248	19,33	1,04113246	1,3696E-03
<u>EP-2</u>	CASING GUN	1/13/2014 00:00	10480	50	SI	6	60	36	2,18667	1,46575	117,18	0,67031407	2,5017E-04
<u>EP-3</u>	TCP	3/13/2012 00:00	10174	81	SI	5	60	52	1,37390	0,59213	98,38	0,43098443	7,4306E-05
<u>VP-1</u>	CASING GUN	9/23/2015 13:07	10430	60	SI	6	60	37,5	8,39425	0,41246	66,46	0,04913555	1,0343E-04

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom.</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Bls*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>VP-2</u>	WIRELINE	9/20/2012 00:00	10704	130	SI	6	60	34	0,41991	0,42617	25,85	1,01491192	1,2682E-04
<u>VP-3</u>	CASING GUN	10/04/2019 8:00	10647	97	SI	12		46,4	6,72847	8,91869	55,48	1,32551651	1,6573E-03
<u>VP-4</u>	CASING GUN	7/24/2013 00:00	10661	123	SI	12	60	30,2	0,62181	0,46215	141,9	0,74323829	2,6479E-05
<u>VP-5</u>	CASING GUN	6/23/2013 00:00	10918	114	SI	6	60	30,2	8,39228	3,97049	44,99	0,47311219	7,7419E-04
<u>VP-6</u>	CASING GUN	10/24/2015 04:30	10507	149	SI	5	72	52	1,97537	2,21008	65,36	1,11882092	2,2694E-04

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Bls*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>VP-7</u>	CASING GUN	7/17/2015 10:00	10538	101	SI	5	72	52	9,19755	4,00830	99,2	0,43580039	4,0006E-04
<u>VP-8</u>	WIRELINE	8/21/2019 10:44	10945	131	SI	12	60	30,2	2,62394	2,94335	60,47	1,12172932	3,3124E-04
<u>TP-1</u>	CASING GUN	7/29/2014 15:30	10447	118	SI	5	72	46,4	5,05728	3,44458	169,53	0,68111336	1,7219E-04
<u>TP-2</u>	CASING GUN	11/18/2015 00:00	11221	10	NO	5			3,79247	2,71825	55,63	0,71675109	4,8863E-03
<u>TP-4A</u>	WIRELINE	10/22/2017 00:00	10466	40	SI	5			3,18333	1,55113	166,95	0,48726681	2,3228E-04
<u>TP-4B</u>	WIRELINE	10/23/2010 00:00	10270	48	SI	5			6,59945	3,72298	166,95	0,5641347	4,6458E-04
<u>TP-5</u>	CASING GUN	6/21/2014 03:30	10846	36	SI	5	60	52	24,46199	28,14772	46,7	1,15067145	1,6743E-02

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Bls*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>TP-6</u>	CASING GUN	8/25/2015 16:15	10474	66	SI	6	60	34,1	1,84094	4,37809	134,17	2,37817862	4,9442E-04
<u>TP-7</u>	WIRELINE	9/26/2017 00:00	10418	63	SI	5			0,94689	2,43731	197,03	2,57400423	1,9636E-04
<u>TP-8</u>	CASING GUN	9/23/2013 00:00	11036	5	NO	5			0,42986	3,72692	140,91	8,67018518	5,2898E-03
<u>TP-9</u>	WIRELINE	2/11/2016 0:00	10821	81	SI	12			9,74970	1,90323	193,91	0,19520857	1,2117E-04
<u>TP-10</u>	CASING GUN	8/23/2015 17:00	10893	24	SI	5	60	52	7,26988	3,11977	131,08	0,42913652	9,9173E-04
<u>TP-11</u>	CASING GUN	11/29/2012 00:00	11357	67	SI	5	72	59,2	2,59391	8,60844	151,58	3,31871852	8,4763E-04
<u>UP-1</u>	CASING GUN	10/19/2014 11:45	10308	9	NO	5	72	46,4	0,05227	0,15526	262,51	2,97050645	6,5717E-05
<u>UP-2</u>	CASING GUN	1/03/2018 0:00	9927	51	NO	5		69	1,89159	1,45968	136,18	0,77167113	2,1017E-04

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> <u>(MM/DD/AAAA)</u>	<u>BASE prom</u> <u>(ft)</u>	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> <u>(>2)</u>	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> <u>(Blis*1000/psi*m</u> <u>D*ft)</u>
									<u>IP (Blis/día)</u>	<u>IP (Blis/día)</u>			
<u>UP-3</u>	CASING GUN	8/26/2014 21:55	10006	98	SI	12	30	30,2	3,37330	9,16398	118,53	2,71662675	7,8891E-04
<u>UP-4</u>	CASING GUN	7/08/2019 0:00	10008	40	SI	12			2,15171	2,31804	89,69	1,07730292	5,9976E-04
<u>UIP-1A</u>	WIRELINE	8/01/2019 0:00	9825	49	SI	12	60	30	0,58013	1,70492	460,09	2,93884273	2,5733E-05
<u>UIP-1B</u>	CASING GUN	9/28/2014 11:45	10246	60	SI	5	72	46,4	7,42625	6,99614	253,07	0,94208234	4,6075E-04
<u>UIP-2</u>	CASING GUN	3/05/2018 0:00	9839	27	NO	5	60	69,3	0,47119	1,50045	325,67	3,18435356	1,7064E-04
<u>UIP-3A</u>	CASING GUN	7/31/2012 00:00	10284	33	SI	5			0,08709	0,14104	41,18	1,6194245	1,0379E-04
<u>UIP-3B</u>	CASING GUN	12/03/2010 0:00	10713	76	SI	5	72		0,08709	0,14104	36,48	1,6194245	5,0875E-05

<u>NOMBRE</u>	<u>TIPO</u>	<u>FECHA</u> (MM/DD/AAAA)	<u>BASE prom</u> (ft)	<u>h (ft)</u>	<u>ZONAS</u> <u>MÚLTIPLES</u> (>2)	<u>DPP</u>	<u>AJUSTE</u> <u>ÁNGULO DE</u> <u>FASE (°)</u>	<u>PENETRACIÓN (ft)</u>	<u>Prueba antes</u>	<u>Prueba después</u>	<u>K (mD)</u>	<u>EFICIENCIA</u>	<u>IP estandarizado</u> (Bls*1000/psi*m D*ft)
									<u>IP (Bls/día)</u>	<u>IP (Bls/día)</u>			
<u>UIP-4</u>	TCP	2/16/2017 10:27	11004	114	SI	5			0,37645	0,59800	198,73	1,58853333	2,6396E-05