

**Estudio de factibilidad económica para la disminución del costo asociado a la perforación
de un pozo petrolero de desarrollo en un campo de gas del Valle Inferior del Magdalena**

Julio Roberto Roncancio Valbuena

Proyecto de grado para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Aristóbulo Bejarano Wallens

MSc. en Gestión Tecnológica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Petróleo y Gas

Bucaramanga

2020

Contenido

	Pág.
Introduccion	¡Error! Marcador no definido.
1. Contextualización	14
2. Objetivos	15
2.1 Objetivo General	15
2.2 Objetivos Específicos.....	15
3. Información Geológica	16
3.1 Estratigrafía y geología histórica	16
3.1.1 Basamento.....	17
3.1.2 Formación Ciénaga de Oro.....	18
3.1.3 Ciénaga de Oro Inferior.....	19
3.1.4 Ciénaga de Oro Superior.....	20
3.1.5 Formación Porquero.....	21
3.1.6 Formación Tubará	22
3.1.7 Formación Corpa (Plio-Cuaternario).....	23
3.2 Evolución Tectónica	26
3.3 Trampas.....	27
3.4 Mapa Estructural.....	27
3.5 Geología del petróleo.....	28

3.5.1 Roca generadora y migración.	29
3.5.2 Roca Sello.	31
3.5.3 Roca Reservorio.	31
3.5.4 Trampa.	32
4. Análisis de la Operación	35
4.1 Características Operativas.....	35
4.1.1 Objetivos de la perforación.....	36
4.1.2 Objetivos del pozo	37
4.1.2.1 Objetivos de Geología y Yacimientos	37
4.1.2.2 Objetivos de Perforación.....	37
4.1.2.3 Objetivos HSE	38
4.1.3 Programa de Registros Eléctricos.	38
4.1.3.1 Registros en hueco abierto de 16”	39
4.1.3.2 Registros en hueco abierto de 12 ¼”	39
4.1.3.3 Registros en hueco abierto de 8 ½”	40
4.1.4 Estado Mecánico.....	40
4.1.5 Estudio de Geomecánica.....	40
4.1.6 Criterio Definición del Estado Mecánico	42
4.1.7 Esquema del Estado Mecánico	44
4.1.8 Taladro de perforación.....	45
4.1.9 Fluido de perforación.....	45
4.1.10 Condiciones esperadas del fluido de perforación.	48
4.1.10.1 Detalle del fluido de perforación, fase de Superficie.....	50

4.1.10.2 Detalle del fluido de perforación, fase Intermedia.....	51
4.1.10.3 Detalle del fluido de perforación, fase de Producción	53
4.1.11 Lecciones aprendidas y problemas potenciales.	54
4.1.12 Herramientas BHA.....	54
4.2 Análisis histórico de pozos	61
4.3 Análisis del fluido de perforación.....	65
5. Compras y Contratos.....	69
5.1 Gestión de compras.....	72
5.2 Aplicación de análisis de valor al contrato de fluidos de perforación	74
5.2.1 Objetivos del Negocio.....	75
5.2.2 Objetivos del Programa.....	76
5.2.3 Objetivos del Proyecto.....	77
5.2.4 Promesa de Valor del Proyecto.....	78
5.2.5 Consideraciones de diseño.....	78
5.2.5.1 Indicadores de Perforación.	79
5.2.6 Diseño de Soluciones.....	84
5.2.7 Contribución de elementos.	84
5. Conclusiones.....	87
6. Recomendaciones	89
Referencias Bibliográficas	90
Apéndices.....	92

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Columna estratigráfica generalizada para la Sub-cuenca San Jorge.....	24
<i>Figura 2.</i> Nomenclatura Estratigráfica, para las cuencas del Valle Inferior del Magdalena	25
<i>Figura 3.</i> Mapa en profundidad al tope de la formación Ciénaga de Oro.	28
<i>Figura 4.</i> Posibles rutas de migración VIM.....	31
<i>Figura 5.</i> Elementos del sistema Petrolífero VIM.....	33
<i>Figura 6.</i> Carta de eventos del sistema Petrolífero VIM.	34
<i>Figura 7.</i> Análisis de Geomecánica, ventana de fluido pozo tipo VIM 5.	41
<i>Figura 8.</i> Estado Mecánico, pozo tipo VIM 5.....	44
<i>Figura 9.</i> Clasificación de los fluidos de perforación.....	47
<i>Figura 10.</i> Resumen de diseño de fluidos de perforación pozo Clarinete 4.....	48
<i>Figura 11.</i> Curva de avance tipo, pozo de tres fases.	49
<i>Figura 12.</i> Curva de perfil de densidad tipo, pozo de tres fases.....	50
<i>Figura 13</i> Trayectoria direccional planeada, pozo Nelson 7 (pozo tipo J).....	57
<i>Figura 14.</i> BHA 16”, pozo tipo Clarinete 4.....	58
<i>Figura 15.</i> BHA 12 1/4”, pozo tipo Clarinete 4.	59
<i>Figura 16.</i> BHA 8 1/2”, pozo tipo Clarinete 4	60
<i>Figura 17.</i> Indicadores de perforación 2017.....	61
<i>Figura 18.</i> Indicadores de perforación 2018.....	61

<i>Figura 19.</i> Indicadores de perforación 2019.....	62
<i>Figura 20.</i> Relación Tiempo Operativo Vs NPT	62
<i>Figura 21.</i> Relación NPT.....	63
<i>Figura 22.</i> Costo anual de los NPT	64
<i>Figura 23.</i> Costo anual por servicio de los NPT	64
<i>Figura 24.</i> Relación NPT del fluido de perforación.....	65
<i>Figura 25.</i> Eventos NPT por el fluido de perforación.....	66
<i>Figura 26.</i> Costos del NPT por el fluido de perforación	66
<i>Figura 27.</i> Evolución del costo del fluido de perforación.....	68
<i>Figura 28.</i> Carta de notificación como Administrador de Contrato.....	71
<i>Figura 29.</i> Matriz de Kraljic.....	72
<i>Figura 30.</i> FAST Function Analysis System.....	74
<i>Figura 31.</i> Estrategia de la Compañía Operadora.....	75
<i>Figura 32.</i> Ruta de perforación.....	76
<i>Figura 33.</i> Matriz de Kraljic para el servicio de Fluidos de Perforación	77
<i>Figura 34.</i> Costo por ft pozos año 2017	80
<i>Figura 35.</i> Costo por ft pozos año 2018	80
<i>Figura 36.</i> Costo por ft pozos año 2019	81
<i>Figura 37.</i> Avance ft por día año 2017.....	81
<i>Figura 38.</i> Avance ft por día año 2018.....	82
<i>Figura 39.</i> Avance ft por día año 2019.....	82
<i>Figura 40.</i> Costos de fluidos de perforación y tiempos de los pozos por año	83
<i>Figura 41.</i> Tiempos y costos de fluidos de perforación totales por año.....	83

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Clasificación Lahee de pozos petroleros</i>	36
Tabla 2. <i>Registros en hueco abierto de 16"</i>	39
Tabla 3. <i>Registros en hueco abierto de 12 ¼"</i>	39
Tabla 4. <i>Registros en hueco abierto de 8 ½"</i>	40
Tabla 5. <i>Criterios de definición del Estado Mecánico</i>	42
Tabla 6. <i>Especificaciones básicas del equipo de perforación</i>	45
Tabla 7. <i>Propiedades del fluido de perforación de la primera fase 16"</i>	51
Tabla 8. <i>Propiedades del fluido de perforación de la segunda fase 12 ¼"</i>	52
Tabla 9. <i>Propiedades del fluido de perforación de la tercera fase 8 ½"</i>	53
Tabla 10. <i>Resultados de comparación de ofertas del proceso</i>	86

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Discriminación de los NPT por pozo.....	92
Apéndice B. Eventos NPT por el fluido de perforación detallado por pozo	96
Apéndice C. Tablero de Mando.....	99
Apéndice D. Ejemplo de Acta de Comité de Contratos.....	101

Resumen

Título: Estudio de factibilidad económica para la disminución del costo asociado a la perforación de un pozo petrolero de desarrollo en un campo de gas del valle inferior del Magdalena*

Autor: Julio Roberto Roncancio Valbuena**

Palabras Clave: Disminución, costo asociado, perforación, pozo petrolero, desarrollo

La caída del precio del petróleo entre 2015 - 2017 desencadenó una nueva crisis en la industria petrolera mundial, orientando a las compañías a buscar estrategias con el fin de optimizar sus ingresos desde todos los ámbitos de las compañías. Para el área de perforación su impacto fue aún mayor, ya que esta actividad fue de las primeras que sufrió cortes presupuestales y disminución de la actividad por los altos costos que representa, esto genera retrasos en la exploración y explotación de los yacimientos afectando el desarrollo petrolero del país, adicionalmente afectando la generación de empleo a todos los niveles de la sociedad involucrada en el sector petrolero.

Con este proyecto de grado se logró analizar la estrategia de disminución de costos en el servicio de fluidos de perforación desde el área técnica y contractual, logrando tener un ahorro para la Compañía Operadora dueña del proyecto en más de US\$ 70.000 por pozo en los últimos prospectos perforados posterior a la implementación de los cambios propuestos.

Para lograr estos resultados se analizaron los aspectos técnicos y contractuales del servicio de fluidos de perforación de manera detallada, para esto es indispensable contar con información detallada y confiable, la cual es la base para una adecuada toma de decisiones y de estrategia contractual, que son herramientas claves para una adecuada Estrategia Gerencial.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría en Petróleo y Gas, Director Aristóbulo Bejarano Wallens, MSc.

Abstract

Title: Economic feasibility study to reduce the cost associated with drilling a development oil well in a gas field in the lower Magdalena valley *

Author: Julio Roberto Roncancio Valbuena **

Key Words: Decrease, associated cost, drilling, oil well, development

The fall in oil prices between 2015 - 2017 triggered a new crisis in the global oil industry, making companies to seek strategies to optimize their income in all areas. For the drilling area, its impact was even greater since this activity was one of the first to suffer budget cuts and a decrease in activity due to the high costs of operation it represents, this generates delays in the exploration and production of the field, affecting the country's oil development, additionally affecting the generation of employment at all levels of the society involved in the oil and gas sector.

With this final project, it was possible to analyze the cost reduction strategy in the service of drilling fluids from the technical and contractual area, attaining the operating company to save more than US \$ 70,000 per well in the prospects drilled after the implementation of the proposed changes in this project.

To achieve these results, the technical and contractual aspects of the drilling fluid service were analyzed in detail, for this it is essential to have detailed and reliable information, which is the basis for adequate decision-making and contractual strategy, which are key tools for a profound management strategy.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría en Petróleo y Gas, Director Aristóbulo Bejarano Wallens, MSc.

Introducción

La explotación de hidrocarburos cada vez nos exige ser más eficientes y recursivos en la manera como desarrollamos nuestros procesos, esto debido a la mayor complejidad en la búsqueda y explotación de este recurso natural.

La perforación de los pozos es uno de las actividades más exigentes, costosas y riesgosas del proceso de explotación de hidrocarburos, debido al costo de inversión debemos trabajar constantemente en buscar alternativas de disminuir el costo asociado, una de las maneras de hacerlo efectivamente es desarrollar procesos de aseguramiento con implementación de tecnologías aplicables, conocimiento suficiente de la zona a perforar e implementación de las lecciones aprendidas.

Tenemos desafíos permanentes, ambientales, sociales, yacimientos más complejos, para lograr cumplir con estos contamos con recursos tecnológicos, nuevos procesos, personal profesional cada vez más especializado.

La industria del Petróleo está en constante búsqueda de optimización de procesos y generar valor a los inversionistas

1. Contextualización

Actualmente los diseños de la perforación de los pozos de gas de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena se desarrollan en tres (3) fases, los tiempos de perforación están en promedio en 22 días y los costos asociados en MMUSD 4,3.

Con este estudio se pretende realizar un estudio de factibilidad económica para la disminución del costo asociado a la perforación de un pozo petrolero de desarrollo en un campo de gas del Valle Inferior del Magdalena, buscando beneficios económicos para la compañía

Las operaciones actuales de perforación de los pozos de gas de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena se desarrollan con base a un diseño de ingeniería establecido en tres fases (16” – 12 ¼” y 8 1/2”) desde el descubrimiento del campo, los tiempos de perforación están en promedio en 22 días y los costos asociados en MMUSD 4,3.

El departamento de perforación está encargado de investigar permanentemente alternativas de diseño e implementación de tecnologías que permitan optimizar los tiempos y costos operativos, buscando generar mayor valor a la compañía.

Actualmente el desarrollo del campo tiene un comportamiento estable de los costos de la perforación, esto debido a un buen trabajo de ingeniería en las operaciones de perforación, aprendiendo permanentemente de las lecciones aprendidas generadas y teniendo una adecuada selección de proveedores, sin embargo, no se tiene establecido un plan de trabajo orientado a la optimización de las operaciones en un enfoque de planteamiento de nuevas alternativas que generen mejores resultados económicos a la compañía.

De continuar con esta situación los tiempos y costos de las operaciones de perforación se mantendrán como hasta ahora, teniendo riesgo de aumentar de acuerdo con el comportamiento de los precios de la industria.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad económica para la disminución del costo asociado a la perforación de un pozo petrolero de desarrollo en un campo de gas del Valle Inferior del Magdalena

2.2 Objetivos Específicos

- Analizar la geología del campo en estudio teniendo en cuenta aspectos geológicos y de yacimiento.
- Categorizar los históricos de perforación de los últimos dos años del campo relacionados con los NPT y las desviaciones del programa de perforación.
- Identificar oportunidades en optimización de costos basado en la información histórica de los dos últimos años.

- Establecer oportunidades de disminución de costos basado en estrategias de abastecimiento.

3. Información Geológica

Según Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia “Geológicamente el bloque ESPERANZA se encuentra localizado en la Sub-cuenca de San Jorge de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, la cual comprende terreno plano en general.” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7)

“El Valle Inferior del Magdalena se ubica en la parte Norte de Colombia, con límite al Sur y Suroeste por la Cordillera Central y el Sistema de Fallas de Espíritu Santo; al Oeste y al Norte por el Sistema de Fallas de Romeral y al Este por la porción Norte del Sistema de Fallas de Bucaramanga-Santa Marta.” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7)

3.1 Estratigrafía y geología histórica

Para realizar la descripción estratigráfica de la Cuenca VIM, se deben tener en cuenta las divisiones estructurales y la estratigrafía propuesta para cada una de estas, debido a que existe una gran diversidad de nombres para formaciones que son similares en diferentes partes de la cuenca (Figura 2). Esto es el resultado del desarrollo de trabajos por parte de múltiples compañías operadoras y/o

entidades de servicio geológico con sus respectivos intereses técnicos, lo cual complica el análisis regional de la cuenca. En general, la cuenca VIM se encuentra dividida en dos Sub-Cuencas: San Jorge y Plato, las cuales se encuentran separadas por el Alto de Magangué. Debido a lo anterior se describirán las unidades con el nombre de la formación que más es utilizado en la cuenca y para el presente informe en la Sub-Cuenca San Jorge (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7) .

3.1.1 Basamento. “En general el Basamento para el Valle Inferior del Magdalena presenta dos zonas: la primera, al oeste de la Falla de Romeral, compuesta por corteza oceánica, y otra, al este de esta misma falla, presenta un basamento característico de corteza continental. Lo anterior se confirma en los afloramientos del Cinturón Plegado de San Jacinto y la Cuenca de Sinú, donde el basamento lo constituyen básicamente gabros, diabasas, basaltos, peridotitas, y anfibolitas serpentinizadas, así como también rocas volcánicas” (Gulf, 1983, y Dueñas y Duque Caro, 1986) (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7). Aglomerados básicos, gabros y basaltos son reportados en la Serranía de Abibé, considerándose estos como una prolongación norte del Grupo Diabásico de la Cordillera Occidental.

Al este de la Falla de Romeral se presentan intrusivos ácidos (Cuencas de Plato y San Jorge) que fundamentalmente corresponden a granitos, granodioritas, granitos gnéisicos y algunas otras variaciones locales dentro del granito. Cantos de cuarzdiorita presentes en Formaciones del Paleoceno, han sido datados por K/A dando una edad aproximada de 100 a 120 m.a., es decir dando una edad para su intrusión en el Cretáceo Tardío Inferior. El granito de Cicuco, hacia el sureste de la cuenca, ha sido datado como Santoniano (Gulf, 1983) (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7)

3.1.2 Formación Ciénaga de Oro. (Haffer, 1967); (Duque - Caro, 1973).

Edad: Oligoceno (Cáceres, 1978); Oligoceno - Mioceno Inferior (Dueñas, 1980) Eoceno Superior - Mioceno Inferior.

Espesor: 1.000 metros (Haffer, 1967); (Dueñas y Duque, 1981).

Contactos: Suprayace inconforme a la Formación San Cayetano e infrayace en discordancia a la Formación Porquero (Dueñas y Duque, 1981). Se encuentra disconforme con las unidades que le infrayacen o suprayacen (Cáceres, 1978). (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 7)

Correlaciones: Con la parte superior de las facies de carbonatos y la inferior de las facies de arcillolitas del Grupo Carmen de la Sección Carmen Zambrano (Dueñas y Duque, 1981), con la parte inferior de la Formación Uva en la Región de Urabá, con la Formación Maralú y la base de la Formación Floresanto, correspondiente a las Areniscas del Pavo, en el Sinclinorio de Abibe - Las Palomas, con la parte superior de la Formación Toluviejo y la parte inferior de la Formación El Carmen del Anticlinorio de San Jacinto Sur, con la Formación San Jacinto y la parte inferior de la Formación El Carmen (Miembro Areniscas del Oso), con la parte superior de las Arroyo de Piedra y Péndales y con la parte inferior de la Formación Perdices del Anticlinorio de Luruaco (Ingeominas, 1994), se correlaciona con la parte superior de las facies de carbonato y con la parte inferior de las facies de arcillolita del Ciclo del Carmen de Duque, (1972), con la Formación El Carmen, con la Formación Pintura de la Richmond Petroleum Co y parcialmente con la Formación Porquero de Chenevert, (1963) en Cáceres, (1978).

Esta formación está presente en toda la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena y marca el comienzo de una sedimentación desarrollada como respuesta a una serie de eventos de tectónica

distensiva, iniciados probablemente desde el Eoceno Medio, los cuales dieron origen a las Subcuencas de Plato y San Jorge.

Para algunos autores esta Formación incluye varias unidades como son El Carmen, con su Miembro Areniscas del Oso, Ciénaga de Oro y el llamado Porquero Shale; de estas, se tiene referencia inicial por Notestein, (1929), Duque - Caro (1972) y los geólogos de Intercol, respectivamente. Hasta la depositación de esta unidad, existían dos provincias geológicas separadas por la Falla de Romeral; después del Oligoceno, esta falla es cubierta por los sedimentos de la Formación Ciénaga de Oro, siendo temporalmente fosilizada; hay evidencias de movimiento posterior, durante la depositación de las Unidades más jóvenes.

La depositación del Ciénaga de Oro en las Sub-cuencas de San Jorge y Plato, se presenta inicialmente relleno de las partes más bajas, y a medida que las sub-cuencas subsiden, se cubren los altos estructurales, formando depósitos de plataforma somera calcárea (Altos de Alejandría, Cicuco, Cecilia y el actual Graben de Sucre).

Según las características sísmicas, estratigráficas y bioestratigráficas, la Formación Ciénaga de Oro se divide en dos partes Inferior y Superior. (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 8)

3.1.3 Ciénaga de Oro Inferior. Está constituida por sedimentos marinos del Oligoceno, principalmente hacia el occidente de la Falla de Romeral en el Cinturón Plegado de San Jacinto, en la Sub-cuenca de Sinú, algunos sectores de la Sub-cuenca de Plato y en el noroccidente de la Sub-cuenca de San Jorge. Hacia el área de San Juan de Nepouceno - Carmen de Bolívar (CPSJ), corresponde a paquetes de arcillolitas gris oscuro, muy bioperturbadas y ricas en materia orgánica, denominados como Formación El Carmen por Ingeominas (1996) y Porquero Shale por Cáceres

(1978). Hacia la base y parte media de esta sección, se diferencian paquetes de areniscas calcáreas de grano fino a medio con estratificación plana paralela e intercalaciones de arcillolitas, localmente ricas en glauconita y biocláston (Areniscas del Oso). Estas areniscas no son continuas lateralmente y pasan gradualmente a arcillolitas, (Ortiz, 1998).

El contacto con el Ciénaga de Oro Superior, que la suprayace, es discordante. (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 8)

3.1.4 Ciénaga de Oro Superior. Corresponde a los sedimentos del Mioceno Temprano; se encuentra en toda la cuenca como resultado del aumento relativo del nivel del mar. Al igual que en la Unidad Inferior, hay una gran variación lateral en los ambientes de depósito.

En el sector de San Juan de Nepomuceno - El Carmen, aflora como una monótona de arcillolitas gris oscuro calcáreas, con foraminíferos planctónicos y bentónicos, bioperturbadas, e intercalaciones de areniscas de grano fino y limolitas de ambiente batial superior a medio. Hacia el sur, en el área de Chinú y La Ye - Planeta Rica, corresponde a cuerpos de areniscas desde conglomeráticas hasta finas, con abundantes biocláston, intercalados con lodo grises bioperturbadas, de clara influencia continental a transicional. Las características de estos depósitos indican un ambiente desde fluvial a frente deltáico. La interpretación sísmica confirma el desarrollo de secuencias sigmoidales oblicuas confirmando un depósito deltáico con dirección de progradación hacia el norte – noroeste. Este delta tenía un sentido de depositación sur - norte, con una plataforma continental y llanura costera al sur.

La presencia de una franja de depósitos calcáreos sobre los altos estructurales al norte de la Sub-cuenca de San Jorge, en sus flancos oriental y sur occidental, y al norte de la Sub-cuenca de Plato en los Altos de San Benito, Coco, Cicuco, Alejandría, Ciénaga y Apure, indicarían la

presencia de un desarrollo de una plataforma calcárea durante este tiempo. Se encuentran depósitos de carbonatos tanto sobre areniscas de planicie costera como directamente sobre el basamento (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 9).

3.1.5 Formación Porquero. Esta formación en diversos trabajos ha sido subdividida en tres unidades, denominadas Carmen, Rancho y Las Perdices, pero para esta evaluación la hemos tomado como una sola y únicamente se han diferenciado sus facies litológicas por sus características de electrofacies. Esta formación consiste en una secuencia monótona de arcillas y limolitas hemipelágicas, depositadas sobre la Formación Ciénaga de Oro como sobre los depósitos calcáreos Cicuco-El Difícil, formando un excelente sello regional. Localmente pueden ser ricas en materia orgánica y presentar delgadas intercalaciones de arenas turbidíticas de grano fino. La edad de la Formación Porquero es Mioceno Medio. El techo de Porquero se reconoce por un marcador con alto contenido en glauconita y un alto valor en el registro de GR, que se interpreta como una “maximum flooding surface (mfs)”, que representa una subida rápida en el nivel del mar, que conlleva una abrupta profundización de facies durante el Mioceno Medio (Langhiense). No siempre ha sido posible la identificación del tope de la Formación Porquero, por lo tanto, el tope asignado en cada pozo debe tomarse como tentativo y provisional.

A partir de la información de pozos disponible, se pueden diferenciar dos tipos de facies dentro de la Formación Porquero:

Arcillas y limolitas hemipelágicas, con abundantes foraminíferos planctónicos y bentónicos, localmente calcáreas y glauconíticas. El registro SP no muestra ninguna deflexión a lo largo de estos intervalos arcillosos, sin embargo, la curva de GR muestra mayor detalle y da un indicativo de la existencia de pequeños cuerpos arenosos.

Arenas turbidíticas de grano fino intercaladas con arcillas hemipelágicas, asociados a los depocentros de la cuenca. Muestran laminación paralela, estructuras de flujo e intensa bioturbación. Pueden aparecer niveles conglomeráticos de cantos blandos intraformacionales. La base de estas arenas constituye la superficie erosiva del Mioceno Medio que ha sido bien definida y mapeada en sísmica denominada Superficie del Cañón. Únicamente en pozos donde tenemos un conjunto completo de registros, este intervalo ha sido mejor definido y caracterizado, mientras en pozos con escasos perfiles eléctricos (SP y Resistivos) resulta difícil determinar su ubicación. Estas arenas turbidíticas presentan una porosidad y permeabilidad de moderada a baja. Son de gran interés exploratorio ya que han presentado manifestaciones de hidrocarburos (complejo turbidítico en los pozos Guamito-1 y Ligia-1) (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 9)

3.1.6 Formación Tubará . (Anderson, 1936).

Edad: Mioceno Medio y Superior (Redmon, 1953; Van Der Hammen; 1958; y Bürgl, 1961).

Espesor: Entre 300 y 400 metros (Bueno y Duque - Caro, 1970).

Contactos: Discordante sobre la Formación Perdices y su contacto superior es discordante con la Formación Sabanalarga (Hiato Regional del Plioceno Superior) (Ingeominas, 1994).

Correlaciones: Con las Formaciones Rancho, Jesús del Monte y Zambrano (Ingeominas, 1994).

La depositación de esta unidad es el resultado de la sedimentación durante la somerización de la cuenca, la cual se inicia en la parte alta de la infrayacente Unidad Porquero Superior. Se encuentra constituida principalmente por arcillas hemipelágicas con ocasionales intercalaciones de arenas de grano fino a muy fino, así como delgados niveles conglomeráticos. En ausencia de registros eléctricos apropiados (GR, sónico, etc) y análisis bioestratigráficos de detalle, resulta muy

complicado diferenciar esta formación de la infrayacente Formación Porquero. Esta secuencia puede tener interés exploratorio ya que ha presentado producción de gas en el área (pozos Consuelo, La Mocha y Granada). En varios pozos se la ha diferenciado de su subyacente mediante la curva SP, la misma que muestra formas aserradas, lo cual es un indicativo de una interestratificación entre arenas y arcillas.

Esta formación presenta interés exploratorio para gas, a pesar de que en varios pozos se reportaron bajos índices de producción, su interés radica en que es una formación somera (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 10).

3.1.7 Formación Corpa (Plio-Cuaternario). Según Geoproduction Oil and Gas, “Se trata de sedimentos terrestres que representan los últimos episodios de relleno y colmatación de la cuenca producto del último evento de la Orogenia Andina. Está constituida por arenas intercaladas con arcilla, depositadas en un medio fluvio-lacustre. No presenta interés exploratorio y resulta muy complicado determinar el contacto con la Formación Tubará” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 10)

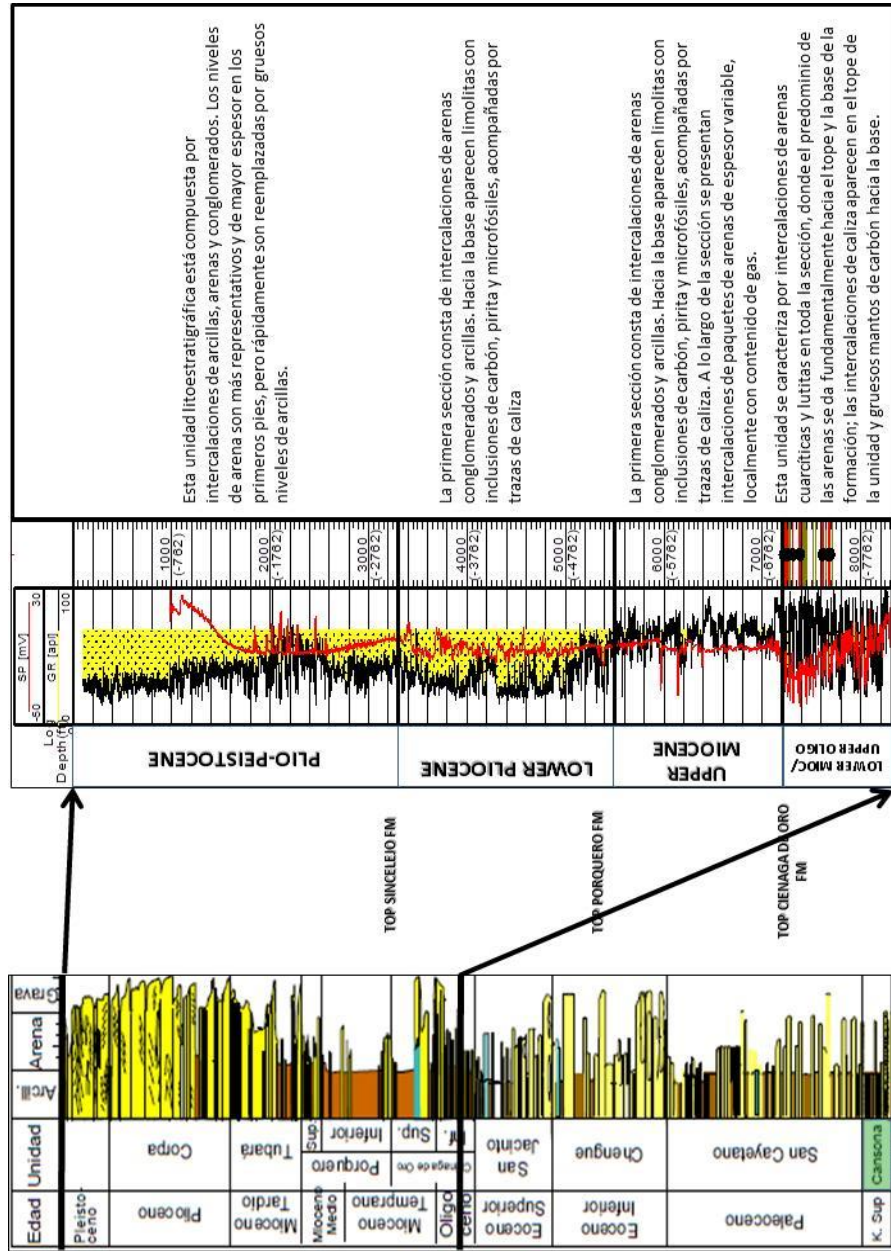


Figura 1. Columna estratigráfica generalizada para la Sub-cuenca San Jorge. Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia, p. 11.

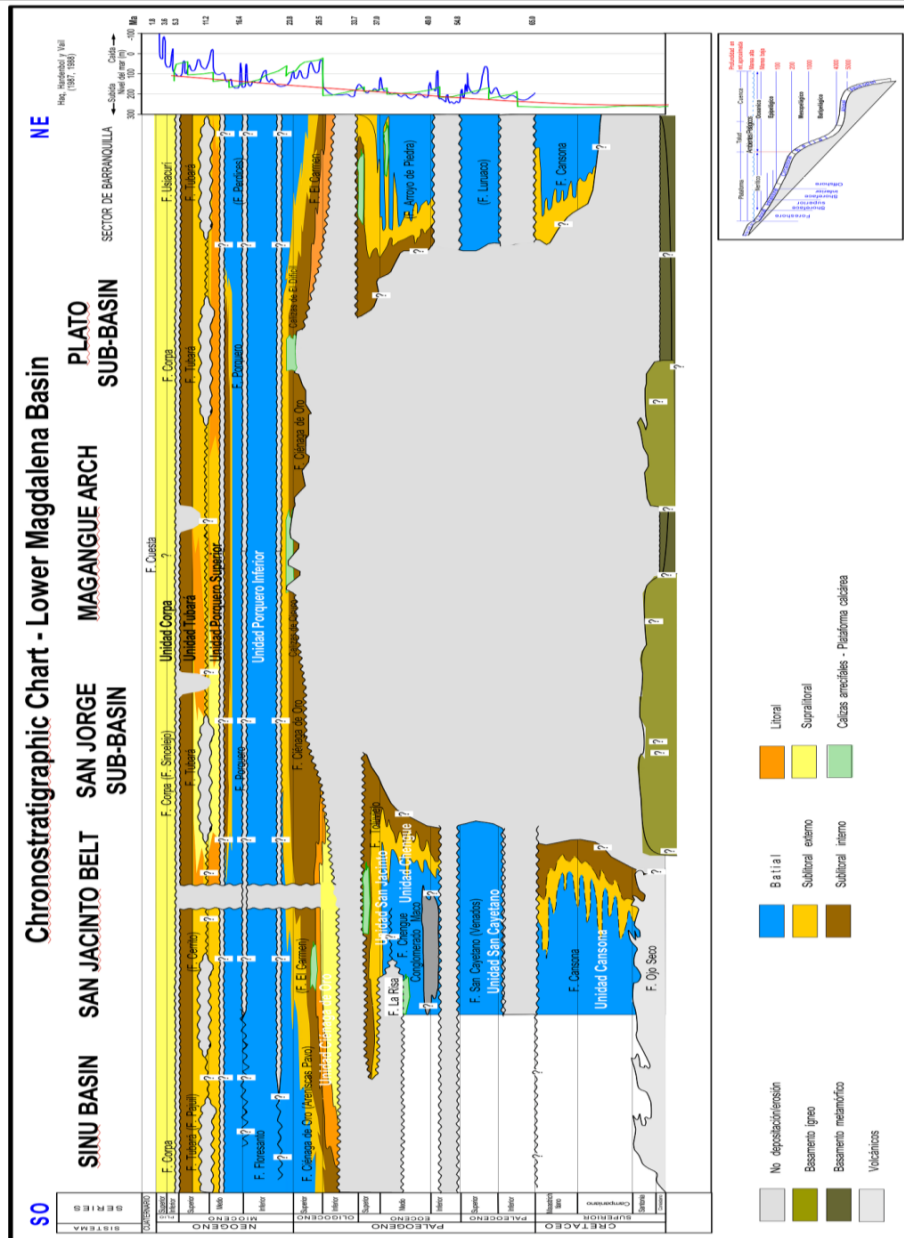


Figura 2. Nomenclatura Estratigráfica, para las cuencas del Valle Inferior del Magdalena Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia p. 12.

3.2 Evolución Tectónica

La evolución del margen Noroccidental de Colombia, incluidas la Serranía de San Jacinto y la Subcuenca de San Jorge, comienza en el Cretáceo Tardío cuando tuvo lugar sedimentación pelágica y hemipelágica, en un piso marino profundo, de la Formación Cansona. Esto causó la acumulación de la mejor roca generadora de hidrocarburos del área con un contenido de 5.6 de TOC promedio y un kerógeno tipo II. La sedimentación se restringió a un sistema “rift-graben” pequeño limitado al este por la Falla de Romeral y al oeste por el Lineamiento del Sinú. El origen de este sistema propuesto por Caro, M. y Spratt, D, 2003, es la apertura del Océano Atlántico durante el Cretáceo Tardío. Durante este tiempo, la Placa de Nazca comenzó a subsidir por debajo del margen occidental de la Placa Suramericana, generando un arco volcánico con la Falla de Romeral como la zona de sutura (Kellogg et al., 1985; Pindell et al., 1988; Escalante, 1990; Toto y Kellogg, 1992; Reyes y Camargo, 1995 en Caro, M. y Spratt, D, 2003).

Las turbiditas de la Formación San Cayetano ó depósitos de “flysh syn-rift” se depositaron del Paleoceno al Eoceno Temprano. Durante el Eoceno Medio, esfuerzos compresionales laterales causaron la inversión del “rift”. Las fallas normales que limitaban el “rift” se reactivaron como fallas reversas de alto ángulo. Durante este tiempo, el Lineamiento del Sinú comenzó a separar la plataforma abisal de la Serranía de San Jacinto ahora levantada y la zona de subducción migró al occidente del margen continental (Caro, M. y Spratt, D, 2003).

A finales del Eoceno tuvo lugar un cambio en la tectónica regional, dando lugar a pulsos de levantamientos, los cuales generaron distensión durante el Oligoceno al este de la Serranía de San Jacinto. Sedimentación en las Sub-Cuencas de San Jorge y Plato comenzó en esta época. Durante el Oligoceno al Mioceno la Serranía de San Jacinto estuvo probablemente levantada. Las

formaciones Ciénaga de Oro y Porquero se depositaron al este de la serranía en la Sub-cuenca de San Jorge. Estas dos formaciones son los primeros depósitos “post-rift” del área. La discordancia del Oligoceno Inferior parece marcar el fin del sistema de “rift” (Caro, M. y Spratt, D, 2003).

Del Mioceno Tardío al Plioceno continuó la sedimentación en la Sub-cuenca de San Jorge debido a esfuerzos laterales compresivos causados por la separación del Macizo de Santa Marta. Del Plioceno al Pleistoceno un nuevo evento de levantamiento, plegamiento y fallamiento ocurrió en la Serranía de San Jacinto. Este evento correlaciona con la Orogenia Andina. Un incremento en la depositación continental tuvo lugar durante este tiempo en la Sub-cuenca de San Jorge (Caro, M. y Spratt, D, 2003) (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 13).

3.3 Trampas.

“Como objetivos exploratorios se han definido dos secuencias sedimentarias de interés, las cuales constan de rocas siliciclásticas correspondientes a las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero, las cuales son conocidas como acumuladoras de hidrocarburos en la cuenca. El prospecto está formado por un bloque fallado levantado al sur con cierre en tres direcciones contra una falla normal E-W.” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 12)

3.4 Mapa Estructural

“En el mapa de la figura 4 y la línea de la figura 5 se ilustra la estructura del campo Nelson la cual consiste en de un anticlinal fallado, con la trayectoria definida para el pozo Nelson-13” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 13)

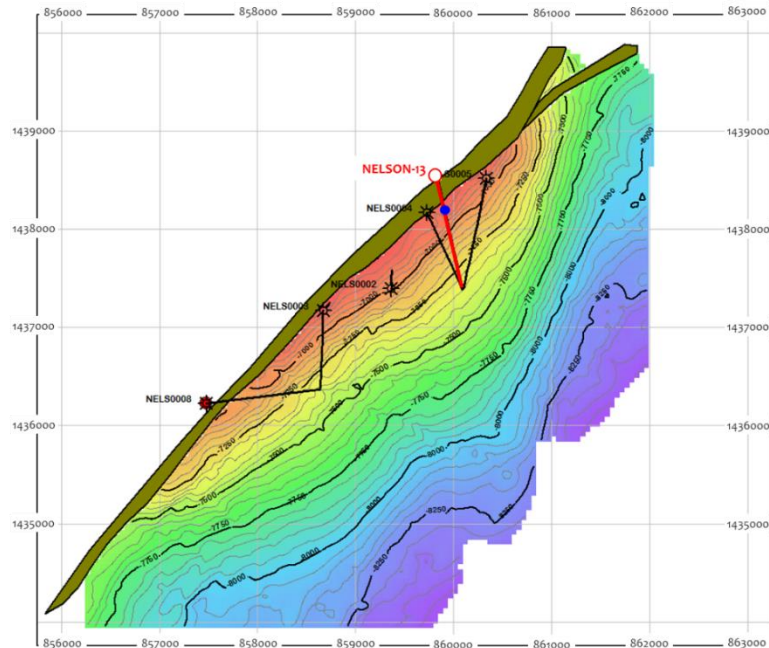


Figura 3. Mapa en profundidad al tope de la formación Ciénaga de Oro. Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia. p. 12.

3.5 Geología del petróleo

“Para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, varios autores, postulan la existencia de por lo menos dos sistemas petrolíferos en dicha provincia, con roca generadora (Formación Ciénaga de Oro), ubicada en áreas geográficas diferentes (subcuencas: Plato y San Jorge).

A continuación se describen, de forma general, cada uno de los elementos del sistema petrolífero para la provincia petrolífera Valle Inferior del Magdalena.” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 15)

3.5.1 Roca generadora y migración. Las principales rocas generadoras para el área de estudio son de edad Oligoceno - Mioceno Temprano (Formación Ciénaga de Oro). Estas rocas afloran en el Cinturón Plegado de San Jacinto y se caracterizan en su parte distal por ser predominantemente arcillolitas ricas en materia orgánica que alcanzan espesores de hasta 1000 metros (Geoconsult, 2006). En la localidad del SPSJ, ésta unidad es llamada Formación El Carmen Shale.

Según los datos de Torres et al., (2008) la Formación Carmen, en su localidad tipo (Carmen de Bolívar) presenta valores de COT (Carbono Orgánico Total) que oscilan entre 1 y 3%, índices de hidrógeno que oscilan entre 50 y 200 mgHC/g COT, que corresponde a un kerógeno predominante Tipo III; valores de S1 muy bajos (0-2 mgHC/g de roca), así como de Tmax (< 435° C), evidenciando que para el área (localidad tipo) esta roca no ha expulsado casi hidrocarburos. Sin embargo, cabe anotar que estos datos han sido extraídos de muestras tomadas en afloramiento o a mínimas profundidades (corazones estratigráficos).

El principal intervalo generador de hidrocarburos está ubicado hacia el tope de la Formación Ciénaga de Oro, con contenidos de materia orgánica aceptables a buenos, Kerógeno Tipo III (generador potencial de gas). Este intervalo corresponde a un paquete lodoso, desarrollado en un evento de máxima inundación en la cuenca. Su ambiente de depósito ha sido interpretado como nerítico externo a batial superior.

La Formación Ciénaga de Oro habría entrado en ventana de generación en las partes más profundas de las subcuencas Plato (Pulido, 2009) y San Jorge, de donde los hidrocarburos habrían migrado, lateralmente, hacia los sectores, estructuralmente más altos (Figura 4) por su parte, el momento de expulsión se habría dado desde finales del Mioceno Tardío y continuaría hasta el presente.

La presencia de indicios de hidrocarburos y los campos descubiertos en la cuenca sustentan la existencia de por lo menos dos sistemas petrolíferos: uno en la sub-cuenca de Plato y otro en la de San Jorge, que serían los responsables de la carga de hidrocarburos de las acumulaciones descubiertas en esta provincia petrolífera. Se reportan gravedades de hidrocarburos entre 30 y 52° API, correspondientes a una facies generadora, marino proximal, del Terciario. Dentro de este contexto, no se descarta la posibilidad de generación de hidrocarburos a partir de rocas pre-oligocenas.

En el caso particular del bloque La Esperanza, dada su ubicación geográfica, la carga de hidrocarburos debe provenir de la Sub-Cuenca de San Jorge donde se tiene como objetivo principal Formación Ciénaga de Oro Superior, y en segundo lugar la parte inferior de esta misma formación y la Formación Porquero. El sello vertical correspondería a la parte intermedia arcillosa de la Formación Ciénaga de Oro, y el lateral a través de la relación de falla normal. Para el caso de la Formación Ciénaga de Oro superior el sello serían los intervalos arcillosos de la Formación Porquero. (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 15)

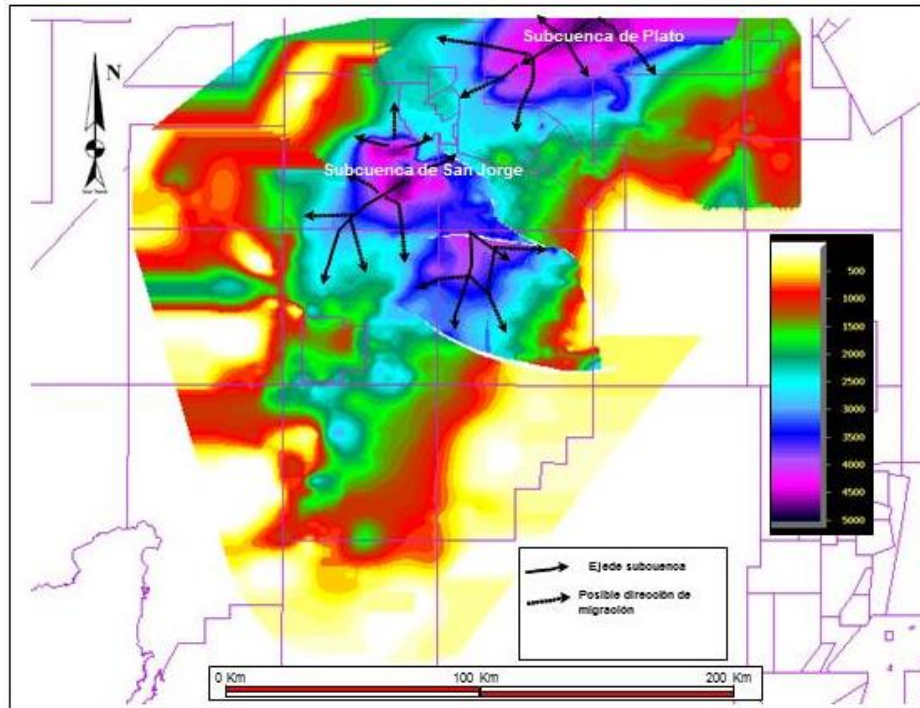


Figura 4. Posibles rutas de migración VIM. Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia. p. 16.

3.5.2 Roca Sello. “El principal sello regional para la Formación Ciénaga de Oro, se corresponden con las intercalaciones arcillosas y lutíticas de la Formación Porquero. Los sellos locales, para los objetivos del Ciénaga Inferior, corresponden con la parte arcillosa intermedia de la Formación Ciénaga de Oro” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 16).

3.5.3 Roca Reservorio. “La principal Roca Reservorio está representado por la Formación Ciénaga de Oro Superior (Facies arenosa) y los objetivos secundarios podrían corresponder a la Formación Ciénaga de Oro Inferior (facies arenosas), de edad Oligoceno - Mioceno Temprano, así

como a los intervalos estratigráficos correspondientes a las formaciones Porquero y Tubará” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 16).

3.5.4 Trampa. “Las trampas en el área son de tipo estructural y estratigráfico. Las trampas estructurales se formaron durante los eventos de deformación del Eoceno Medio y Mioceno Superior que dieron origen a los cinturones de cabalgamiento presentes en el área. Las trampas estratigráficas corresponden al acuñaamiento de unidades por debajo de la discordancia del Eoceno y la discordancia en si misma mezclada con eventos tectónicos” (Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, 2018, pág. 16).

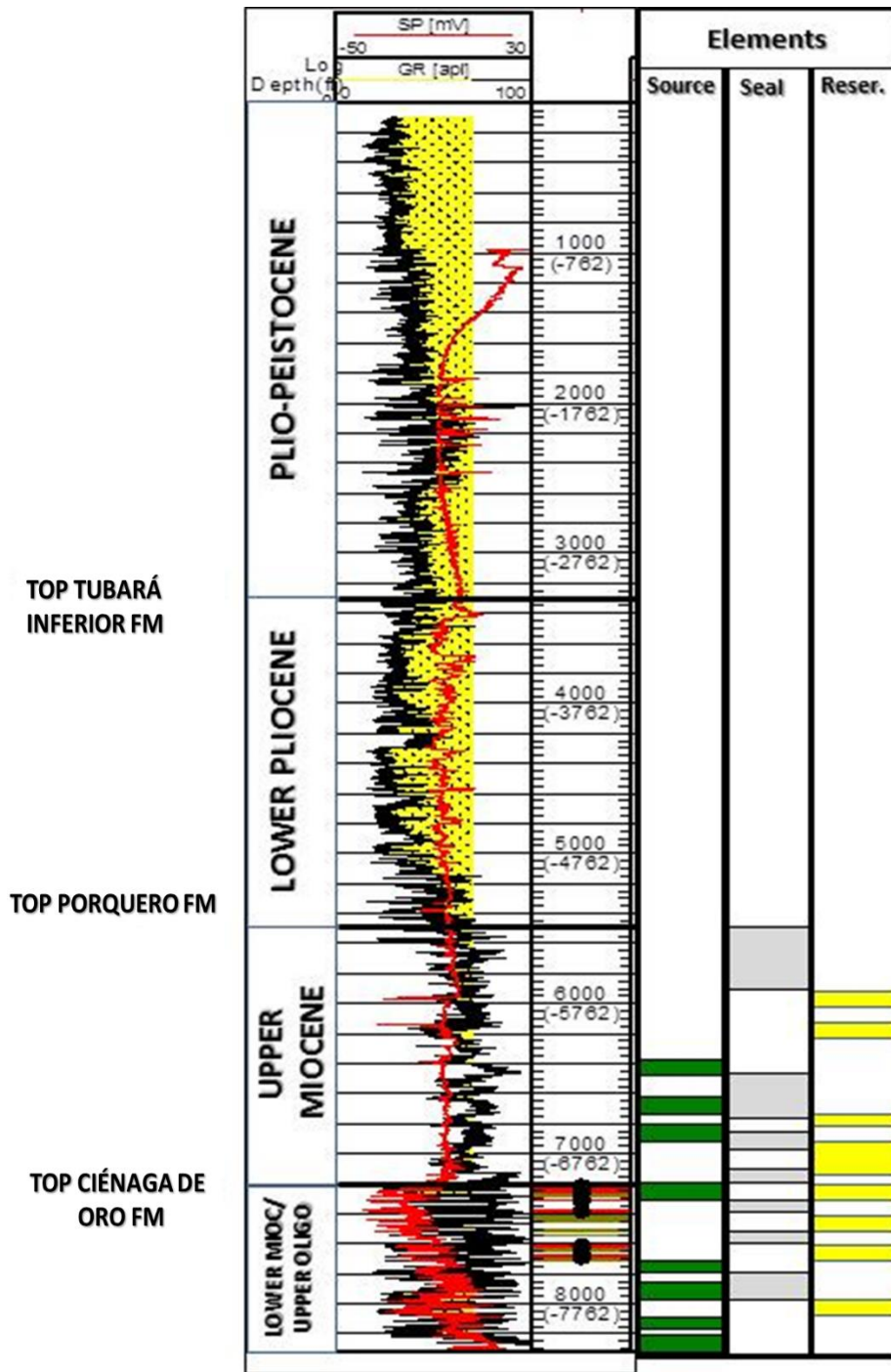


Figura 5. Elementos del sistema Petrolífero VIM. Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia p. 17.

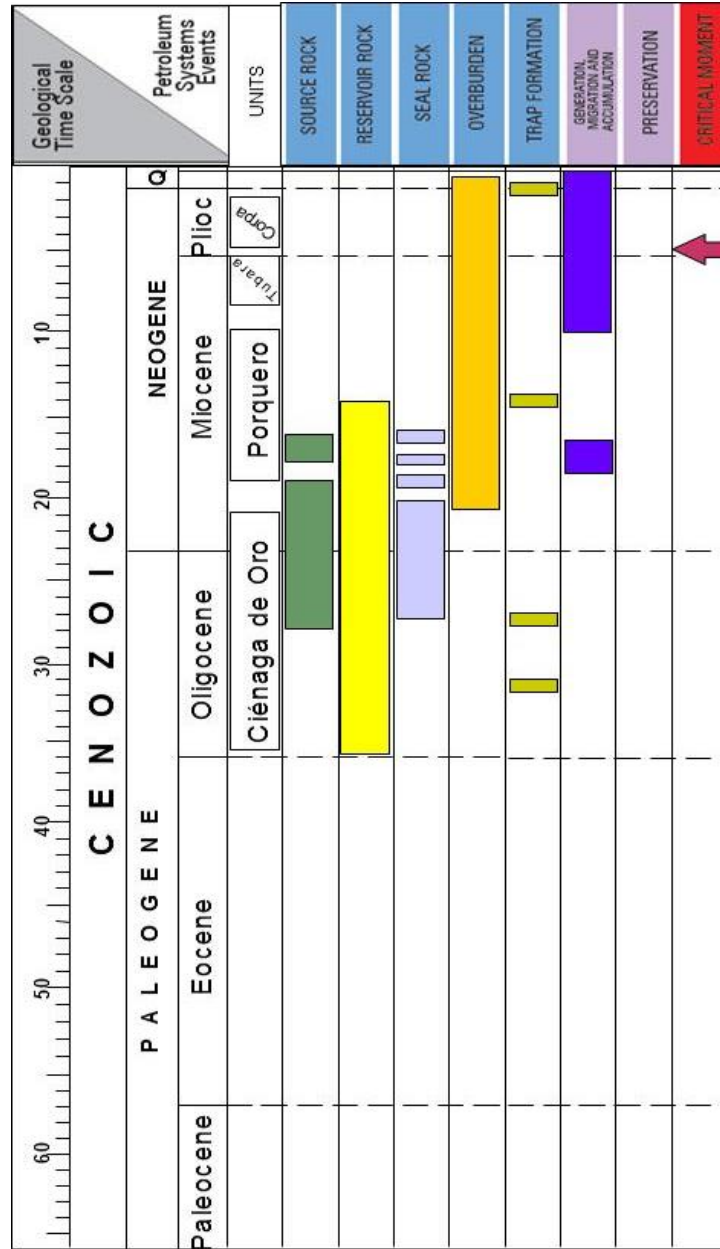


Figura 6. Carta de eventos del sistema Petrolífero VIM. Nota. Tomado de: Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia p. 18.

4. Análisis de la Operación

Uno de los aspectos más relevantes para lograr optimizar las operaciones de perforación, es conocer el rendimiento real basado en las condiciones con las cuales se cuenta, las cuales están determinadas por el conocimiento del área donde se opera, el nivel de tecnología y su implementación adecuada, capacidad de autocrítica, compromiso Gerencial y evaluación de las lecciones aprendidas.

En este capítulo se presenta un ejemplo de análisis de operación en un campo de desarrollo del Valle Inferior del Magdalena VIM, donde sus características Geológicas representan un desafío en la perforación.

4.1 Características Operativas

Para determinar las oportunidades de mejora es importante analizar las condiciones iniciales con las cuales se cuenta, determinando en primera instancia los límites operativos. Para ello se debe estimar las necesidades de acuerdo a los objetivos planteados, al diseño del estado mecánico del pozo y de las premisas de diseño, de acuerdo a esto se seleccionan los requerimientos técnicos de los servicios principales, como lo son el taladro de perforación, el fluido de perforación, herramientas del BHA, entre otros.

4.1.1 Objetivos de la perforación. Todos los pozos que se perforan deben tener un objetivo claro establecido, esto de acuerdo a la estrategia de la Compañía, los pozos están clasificados en:

Tabla 1.

Clasificación Lahee de pozos petroleros

Objetivo Original	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
			Resultados Positivos	Resultados Negativos
		A	B	C
Desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 De desarrollo	0 De desarrollo, productor	0 Desarrollo, Seco
	Fuera del área probada	1 De avanzada	1 De extensión	1 De avanzada, seco
Descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2^a Exploratorio de yacimientos superiores	2a Descubridor de yacimientos superiores	2a Exploratorio de yacimientos superiores, seco
		2b Exploratorio en Profundidad	2b Descubridor de yacimientos más profundos	2b Exploratorio en profundidad, seco
	Fuera del área probada	2c Exploratorio de nuevos yacimientos	2c Descubridor de nuevos yacimientos	2c Exploratorio de nuevos yacimientos, seco
Descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	3 Exploratorio de nuevo campo	3 Descubridor de nuevo campo	3 Exploratorio de nuevo campo, seco

Nota. Tomado de: Prezi. (s.f.) Clasificación Lahee de Pozos Petroleros [En línea]. 15/02/2020

Bogotá Recuperado de: <https://prezi.com/lqqio5tfzixg/clasificacion-lahee/>

Para nuestro caso de estudio se realiza el análisis para pozos clasificados como Desarrollo A0 y prospectos Exploratorios en el área de desarrollo del bloque A2.

La información obtenida en la fase de perforación es clave para el desarrollo del campo, que a la postre es la base de desarrollo de nuevos proyectos y del valor de la Compañía y sus Accionistas.

4.1.2 Objetivos del pozo

4.1.2.1 *Objetivos de Geología y Yacimientos*

- Alcanzar la Formación Ciénaga de Oro como objetivo principal y la formación Tubará Inferior como objetivo secundario.
- Obtener la mejor información posible y verificar la presencia de Hidrocarburos
- Realizar la evaluación de las Reservas de hidrocarburos en la formación objetivo.”
(Canacol Energy, 2019, pág. 5)

4.1.2.2 *Objetivos de Perforación*

- Perforar el pozo cumpliendo los objetivos de HSE y políticas de la Operadora.
- Terminar el pozo dentro del área de tolerancia al objetivo, perforando las unidades estratigráficas definidas en la prognosis Geológica.
- Finalizar las operaciones dentro del tiempo y costo establecidos en el AFE de perforación, aplicando procesos de mejoramiento continuo durante la operación.
- Culminar el pozo en condiciones óptimas para obtener la integridad y eficiencia programadas.
- Cumplir el programa direccional propuesto para conseguir el objetivo principal en las coordenadas y profundidad TVD requeridas. (Canacol Energy, 2019, pág. 5)

4.1.2.3 Objetivos HSE

- Lograr la operación de perforación sin accidentes incapacitantes, sin impactos al medio ambiente, sin daños a los equipos y sin de reclamos de la Comunidad.
- Obtener cero derrames o incendios no controlables (control total de pérdidas de crudo, lodo y combustibles).
- Culminar la operación con cero derrames controlables superiores a 1 bbl.
- Cumplir con el 100% de las fichas aplicables del Plan de Manejo Ambiental suministrado por la Operadora.
- Mantener excelentes relaciones con los vecinos del área.
- Contratar el 100% del personal de mano de obra no calificada entre las Comunidades Locales (Canacol Energy, 2019, pág. 5).

4.1.3 Programa de Registros Eléctricos. Registros en hueco abierto- Será registrado desde fondo hasta superficie en cinco corridas inicialmente, la primera con un arreglo GR, SP, resistividades y los demás registros serán tomados desde fondo.

4.1.3.1 Registros en hueco abierto de 16”

Tabla 2.

Registros en hueco abierto de 16”

Hueco	Intervalo	Tipo de registro	Formaciones A registrar
16”	0 – 1000 ft Aprox	GR, Res, SP, Caliper	Corpa

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 19

4.1.3.2 Registros en hueco abierto de 12 ¼”

Tabla 3.

Registros en hueco abierto de 12 ¼”

Hueco	Intervalo	Tipo de registro	Formaciones A registrar
12 ¼”	1000 ft – Tope Fm. Cienaga de Oro	LWD: GR, RES WL: SGR, DEN, NEU, Sónico, Imagen, *Puntos de presión, *Núcleos de pared	Corpa Tubará

*Sujeto a indicaciones de G&G

Nota. Tomado de Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 20

4.1.3.3 Registros en hueco abierto de 8 ½”

Tabla 4.

Registros en hueco abierto de 8 ½”

Hueco	Intervalo	Tipo de registro	Formaciones A registrar
8 ½”	Tope Fm. Ciénaga de Oro – TD	WL: SGR, DEN, NEU, Sónico, Imagen, *Puntos de presión (50), *Núcleos de pared (20) *Sísmica de pozo	Ciénaga de oro

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 20

Este programa de registros eléctricos es un desafío para el grupo de Perforación, las condiciones de exposición del hueco abierto en un tiempo prolongado generan riesgos de inestabilidad, hinchamiento de arcillas, entre otros, por la exposición al fluido de perforación.

4.1.4 Estado Mecánico. De acuerdo a los objetivos planteados para el pozo y con base a la información Geológica del área se tiene establecido un estado mecánico en tres secciones, este se fundamenta en la Ingeniería de Detalle realizada para cada prospecto, el cual es clave para determinar los riesgos asociados y las acciones de mitigación que se deben tomar.

4.1.5 Estudio de Geomecánica. Basado en la información existente y de acuerdo a la Prognosis definida por Geología se debe realizar un análisis de esfuerzos “(estudio de los esfuerzos internos, deformaciones y tensiones que actúan sobre una estructura)” (WIKIPEDIA., s.f.) y la

caracterización de la ventana operativa “(Límites de operación que se configuran a las tareas de tipo numérico para evitar eventos no deseados)” (Training Pensemos, s.f.), con estos insumos se define las características del fluido donde su principal entregable es la curva de densidad recomendada, con esto se busca tener control de la presión de poro de todas las formaciones a perforar evitando el flujo de los fluidos desde las formaciones hacia el hueco (influjos) y del hueco hacia las formaciones (perdidas).

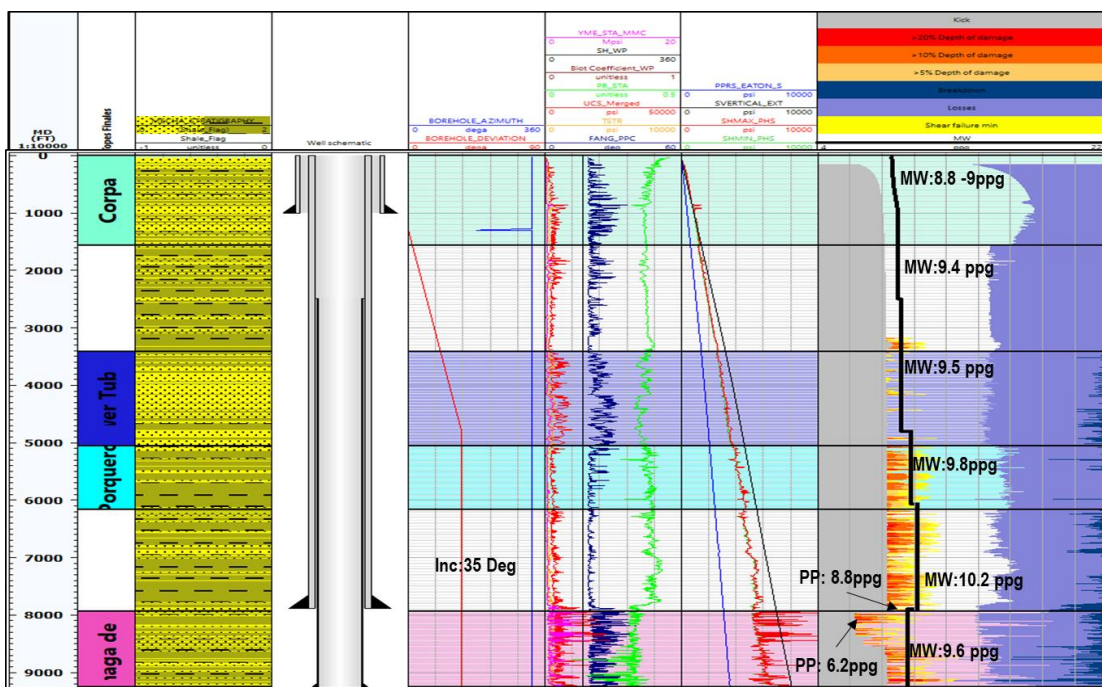


Figura 7. Análisis de Geomecánica, ventana de fluido pozo tipo VIM 5. Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 20

4.1.6 Criterio Definición del Estado Mecánico

Tabla 5.

Criterios de definición del Estado Mecánico

Sección	Prof. (MD)	Criterio de la Profundidad
Aislar acuíferos superficiales.		
Hueco 16” Revestimiento de Superficie 13 ³ / ₈ ”	+/- 1000 ft	La primera sección, fase de 16”, se perforará verticalmente con BHA pendular y MWD se perforará vertical hasta +/-1000 ft. Se tomarán registros eléctricos WL (GR-RES-SP-CAL) y en este punto será corrido y cementado a superficie el revestimiento de 13 3/8”, 54.5 #/FT, K55, BTC. Contingencia para perdidas de circulación severa.
La segunda sección, fase de 12¹/₄”. Hueco intermedio que cubre las Fms Corpa, Lower Tubara y Porquero.		
Hueco 12 ¹ / ₄ ” Revestimiento Intermedio 9 ⁵ / ₈ ”	+/- 8000 ft	La segunda sección, fase de 12 ¹ / ₄ ” se perforará vertical hasta +/- 1300 ft donde está programado el KOP, se construye el ángulo a una tasa de 1°/100 ft hasta EOC aproximadamente a 4900 ft teniendo una inclinación que puede variar entre 15° hasta 50°, el azimut depende de la ubicación de las coordenadas, se controla tomando surveys con MWD de acuerdo con instrucciones del Ing. Direccional. La perforación se continúa tangencialmente hasta tope de formación Ciénaga de Oro en promedio a 7500 ft. Este hueco se reviste con casing de 9-5/8” de 47#; N-80/P-110; TXP-BTC. El casing debe ser cementado garantizando el sello transversal de todas las zonas que presenten aporte de gas.

Sección	Prof. (MD)	Criterio de la Profundidad
Hueco	8½"	<p>La tercera sección, fase de 8½". Será el Hueco de producción que cubre la Fm Ciénaga de Oro.</p> <p>Esta sección se perfora con control direccional para mantener el ángulo de acuerdo a la proyección direccional para alcanzar los principales objetivos Geológicos. Una vez en TD se toman los registros eléctricos de acuerdo al programa y se reviste con liner de 7" 26#; P110; TXP-BTC.</p> <p>Se espera generar el mínimo daño de formación perforando las arenas productoras de las arenas de interés.</p>
Revestimiento	10500 ft	<p>Una vez se realice las Evaluaciones de Formación correspondientes y se defina la presencia comercial de Hidrocarburos, se correrá un liner hanger con sello metal-metal de 7".</p> <p>Cementar el liner con tope +/- a 7704' (+/- 200' por encima del zapato del casing de 9⁵/₈").</p> <p>Diseño adecuado para el Completamiento y pruebas de producción del pozo.</p>

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5.. p. 20

4.1.7 Esquema del Estado Mecánico

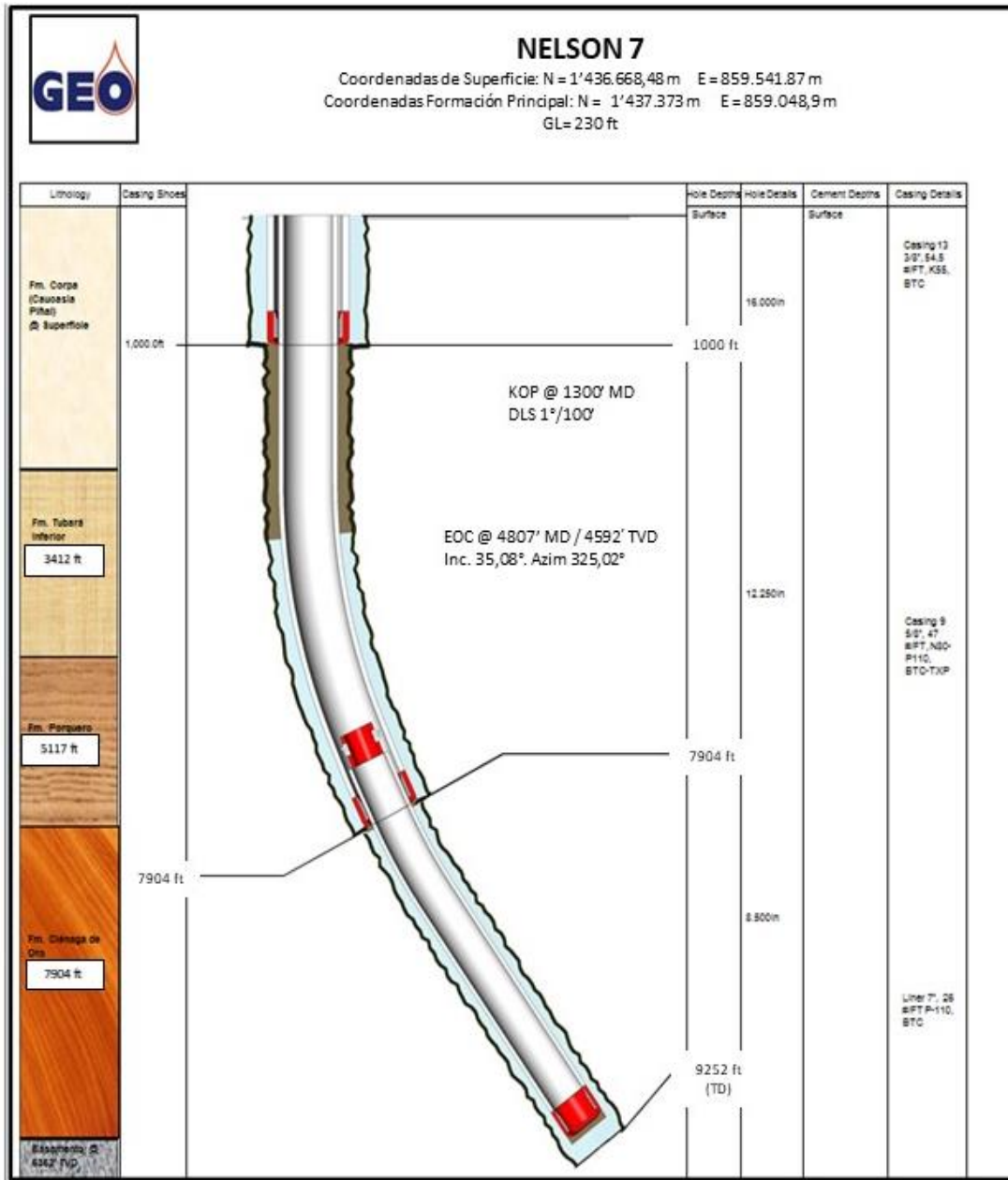


Figura 8. Estado Mecánico, pozo tipo VIM 5. Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019).

Programa de perforación Nelson 7 2019. Campaña de Perforación Pozo Nelson 7. p. 20

4.1.8 Taladro de perforación. La adecuada selección del equipo de perforación es fundamental para alcanzar los objetivos operativos propuestos, para la perforación de los pozos del VIM 5 se cuenta con un taladro de 1500 hp de capacidad, las características principales se muestran en la tabla # 6

Tabla 6.

Especificaciones básicas del equipo de perforación

Capacidad del equipo HP	1500 hp
Altura de la Torre	142 ft
Altura de la Subestructura	30 ft
Capacidad del gancho	Capacidad Torre: 750,000 Lbs
Sistema V – DOOR y Catwalk	Catwalk - Forum 3000
Malacate	1500 hp
Capacidad levante en el gancho	710.000 LBS
Presión de trabajo	5000 psi
(3) Bombas de Lodo	1 Bomba Eléctrica F-1600; 2 motores, 752, 1000 HP c/u
(1) Bomba de Lodo	1 Bomba Mecánica RS-F1600, with CAT-3512C
(4) Shaker 1 derrick de 58" o equivalente	Derrick FLC 503 - 500 gpm (Nominal)
BOP Anular	13-5/8" 5M" - Shaffer
BOP Ram doble	13-5/8" 10M - Cameron Tipo U
BOP Ram sencillo	13-5/8" 10M - Cameron Tipo U
Skidding	Walking System - Hydraulic

4.1.9 Fluido de perforación. Las funciones principales de un fluido de perforación son:

- Control del Pozo
- Mantener la estabilidad del hueco
- Limpieza del pozo

- Transmitir potencia hidráulica a la broca
- Permitir la evaluación de formaciones

Estas funciones son logradas por medio de una cuidadosa selección del fluido de perforación y el mantenimiento de sus propiedades.

Funciones adicionales de un fluido de perforación, son:

- Suspender los recortes y agentes densificantes mientras el fluido esté estático. Por ejemplo, mientras se está haciendo la conexión de un nuevo tramo para seguir perforando.
- Soltar recortes atrapados o transportados en el fluido al llegar a la superficie.
- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Crear un revoque delgado e impermeable sobre las paredes del hueco perforado para reducir la invasión de fluido.
- Soportar tuberías a través del efecto de flotabilidad.
- Prevenir la corrosión de la sarta de perforación (Schlumberguer, 2019, pág. 3).

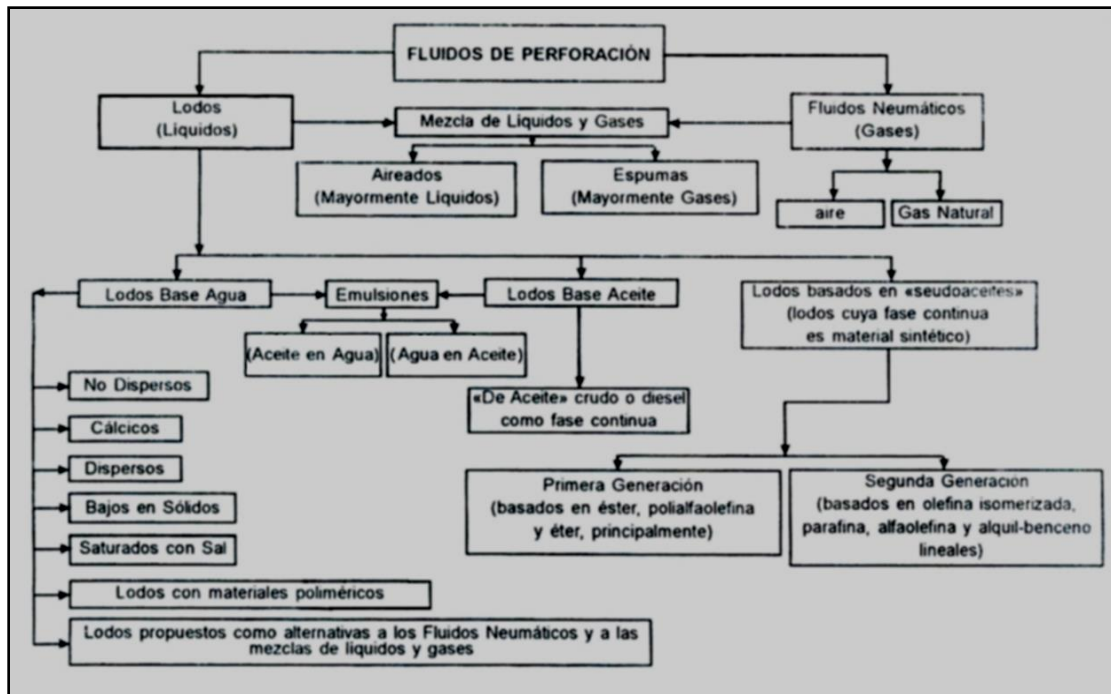


Figura 9. Clasificación de los fluidos de perforación. Nota. Tomado de: Perfob.Blogspot. Tipos de Fluidos de Perforación [En línea]. 20/02/2020 Bogotá Recuperado de: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/tipos-de-fluidos-de-perforacion-mas.html>

Para la perforación de los pozos en VIM 5 se establece un programa de fluidos de perforación basado en los análisis y estudios realizados en los pozos de correlación y las lecciones aprendidas. A continuación, se presenta un resumen del diseño de los fluidos de perforación para un pozo tipo en VIM 5.

OD (in)	Csg (in)	Prog. CSG	Prof. (Pies)	Sistema / Formación	Densidad (lpg)	Problemas Potenciales
16"	13 3/8"		Hasta 1,000	GEL-GELEX	8.8 -9.2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limpieza de Hueco ▪ Taponamiento del FL ▪ Embotamiento del BHA ▪ Perdidas
12 1/4"	9 5/8"		Hasta 6108	HYDRAGLYDE	9.4 –10.2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manejo de ECD ▪ Limpieza de hueco por alta ROP ▪ Imposibilidad de corrida de registros ▪ Taponamiento del "Flow line" ▪ Embotamiento del BHA ▪ Inestabilidad de formación. ▪ Control de Pozo.
8 1/2"	7"		Hasta 8400	HYDRAGLYDE	9.6 – 9,8	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limpieza de hueco. ▪ Perdidas a formación. ▪ Pega diferencial ▪ Viajes tortuosos ▪ Pegas ▪ Control de Pozo

Figura 10. Resumen de diseño de fluidos de perforación pozo Clarinete 4

Nota. Tomado de: Canacol Energy Schlumberger. (2019) Programa de Fluidos Clarinete 4 V1.1. Bogotá, p. 5.

4.1.10 Condiciones esperadas del fluido de perforación. Para conseguir el cumplimiento de los objetivos planeados para el estado mecánico tipo de tres fases, se requiere contar con todas las condiciones operativas de acuerdo al diseño planeado, de acuerdo al caso de estudio y con base al diseño de ingeniería se puede estimar las características del fluido de perforación necesarias para poder desarrollar la perforación de acuerdo a lo programado, a continuación se resume el requerimiento por fase:

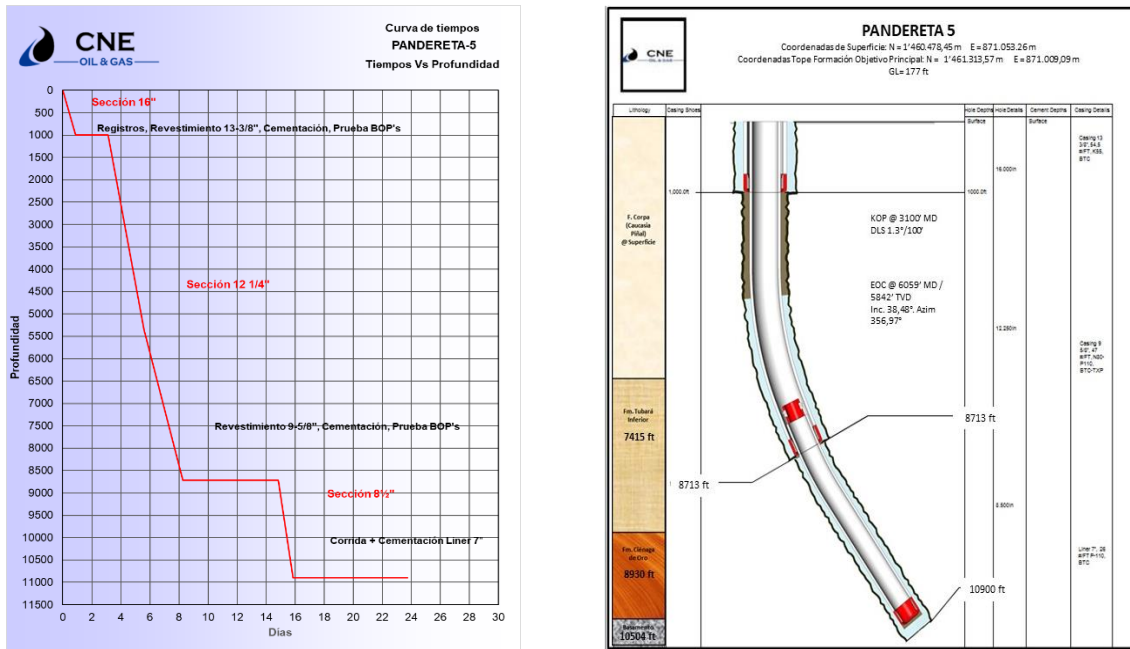


Figura 11. Curva de avance tipo, pozo de tres fases. Nota Tomado de: Canacol Energy. (2019)

Reportes operativos 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5.. p. 18

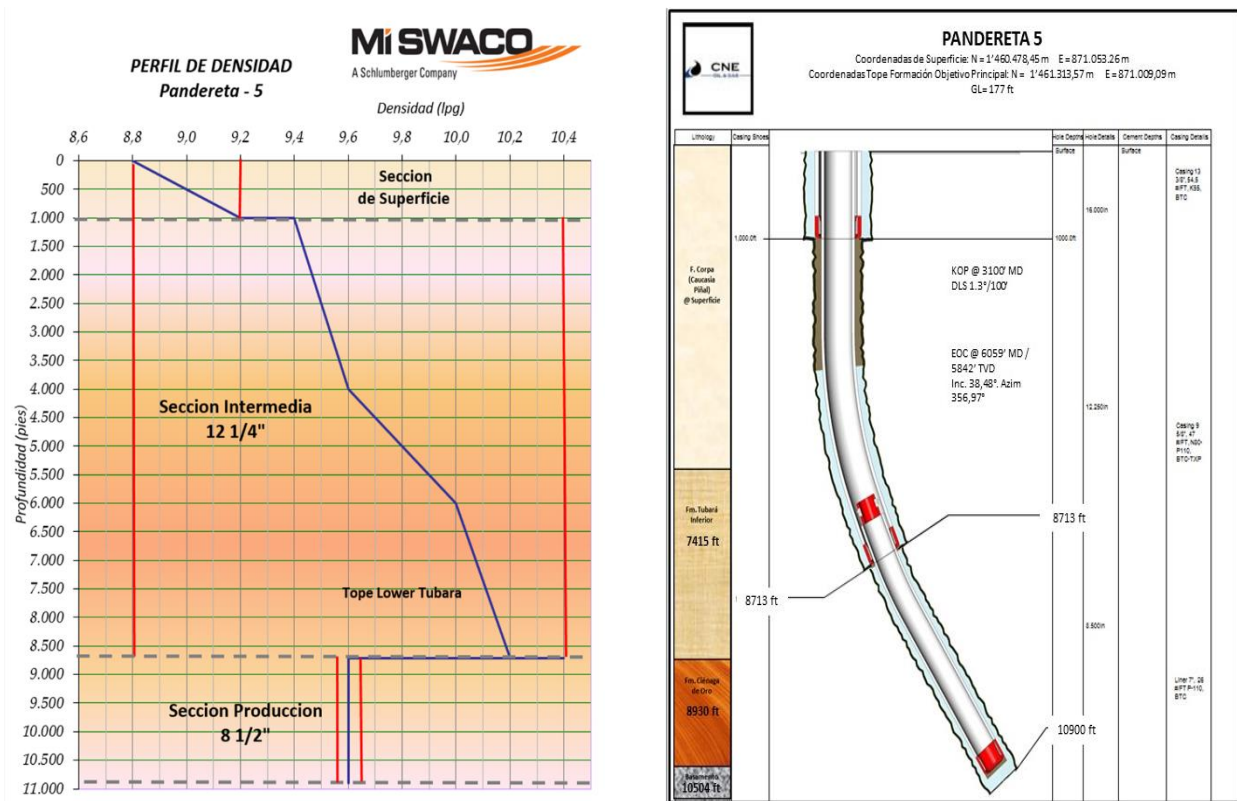


Figura 12. Curva de perfil de densidad tipo, pozo de tres fases. Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Reportes operativos 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 20

4.1.10.1 Detalle del fluido de perforación, fase de Superficie.

- Concentración de bentonita para prevenir lavado excesivo del hueco.
- Se tiene como contingencia el uso de Goma Xantica con el objetivo de incrementar la reología del fluido sin generar un incremento adicional de solidos en el sistema.
- Se mezclaran 200 bls de píldora de 11 ppg como fluido contingente. En caso de no ser usada, será empleada en la sección de 12 1/4.

Tabla 7.

Propiedades del fluido de perforación de la primera fase 16''

Propiedades en el intervalo de 0 – 1000 ft		
Propiedades	Unidad	Rango
Densidad	lb/gal	8.8 - 9.2
Viscosidad Funnel	sg/qt	35 – 42
PV @ 120°F	cP	6 – 9
YP @ 120°F	lb/110ft2	15 – 20
Geles @ 120°F	lb/110ft2	6-11/12-20/15-25
Filtrado API	cc/30min	NC
pH	-	8.0 – 8.5
LGS	%	< 7.0
MBT	lb/bbl	< 20.0

Nota: Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 20

4.1.10.2 Detalle del fluido de perforación, fase Intermedia

- Inhibición con amina desde el inicio de la sección y ajuste de acuerdo a cada formación. Concentración de 6 ppb desde Lower Tubara.
- Alcalinidad con el uso de Cal.
- Densidad de fluido hasta 10 ppg con Carbonato de calcio.
- Estrategia de puenteo diseñada de acuerdo a la información de poros.
- Anticresor en concentración de 3 ppb desde el inicio de la sección y combinación con Lubricante a medida que se profundiza el pozo.
- Adición de material sellante desde el inicio de la sección.

- Agente encapsulante.

Tabla 8.

Propiedades del fluido de perforación de la segunda fase 12 1/4”

Propiedades en el intervalo 1000 – 8000 ft				
Aditivos	Unidad	Función	Concentración Corpa /Tubara	Concentración Lower Tubara
KLASTOP	Lb/bbl	Inhibidor tipo Poliamina	3.0 – 4.0	6.0
DRILZONE L	Lb/bbl	Mejorador ROP y Lubricante	3.0	1.0*
HYDRASPEED	Lb/bbl	Mejorador ROP y Lubricante	1.0	3.0
CARBOSAN 1516	Lb/bbl	Bactericida	0.5 – 0.75	
STABLETROL	Lb/bbl	Controlador de Filtrado	1.0 - 2.0	1.0 – 2.0
POLYPAC UL	Lb/bbl	Controlador de filtrado	1.0 - 2.0	1.0 - 2.0
IDCAP D	Lb/bbl	Encapsulante	0.5 – 1.5	0.5 – 1.5
DUOVIS	Lb/bbl	Reología	0.4 – 1.5	1.0 – 1.5
ASPHASOL SUPREME	Lb/bbl	Sellamiento	2.0 – 3.0	4.0 - 6.0
G SEAL PLUS	Lb/bbl	Sellamiento	1.0 – 2.0	
CARBONATO DE CALCIO	Lb/bbl	Densificante	Densificar hasta 10 ppg (Distribución de acuerdo al plan de sello)	
M-I BAR	Lb/bbl	Densificante	Lo requerido para la densidad final	
DRILLTHIN	Lb/bbl	Dispersante	0.5 – 3.50	
LIME	Lb/bbl	Alcalinidad	0.5 – 1.5	

Nota. Tomado de Canacol Energy. (2019). Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 22

4.1.10.3 Detalle del fluido de perforación, fase de Producción

- Control de filtrado estricto para prevenir invasión en Ciénaga de Oro.
- Distribución de carbonato para puenteo efectivo de la formación.
- Comunicación con equipo de cementación para ajusta de reología del fluido.
- Incluir en la formulación 1% de Lubricante y garantizar dicho porcentaje previo al inicio de viajes y corridas de registros.

Tabla 9.

Propiedades del fluido de perforación de la tercera fase 8 1/2”

Propiedades en el intervalo de 8000 – 10500 ft		
Propiedades	Unidad	Rango
Densidad del lodo	Lpg	9.6 (Densificar 9.8 en caso de observar inestabilidad)
Viscosidad Plástica	Cp.	15 - 18
Punto de Cedencia	lb/110 ft ²	19 - 25
YS	lb/110 ft ²	>8.0
Geles	lb/110 ft ²	8-12/11-15/13-18
Viscosidad de Embudo	Seg/qt	50 - 60
MBT	Lb/bbl	< 15
pH	-	10,0 – 11,0
Filtrado API	Cc	4.0 – 6.0

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 23

4.1.11 Lecciones aprendidas y problemas potenciales. De acuerdo al conocimiento adquirido en la perforación de los pozos en el área se pueden identificar las lecciones aprendidas con el objetivo de tomar las medidas de mitigación respectivas.

4.1.12 Herramientas BHA. Para poder lograr el objetivo de producción de acuerdo a los lineamientos Corporativos se diseñan trayectorias direccionales basados en:

1. Coordenadas objetivo en subsuelo (Target), las cuales son suministradas por el Departamento de Geología.
2. Coordenadas posibles en superficie, las cuales están basadas en:
 - Distancia horizontal hasta el target.
 - Locaciones existentes que tengan los permisos necesarios por parte del Estado para poder perforar el pozo planeado.
 - En caso que las locaciones existentes no cumplan con los requerimientos de distancia o permisos del Estado, se debe construir una plataforma nueva, la cual debe cumplir con los requerimientos técnicos, económicos y ambientales, adicional a esto se deben realizar los acercamientos necesarios y las negociaciones de los predios con base a las normas estipuladas en las Socializaciones del Proyecto, buscando respetar el entorno.

Idealmente la perforación debe diseñarse de la manera más sencilla y eficiente posible, todos los aspectos descritos en el párrafo anterior suman variables que deben ser resueltas con la tecnología disponible, para nuestro caso de estudio se requiere el uso de herramientas direccionales para poder llegar a los objetivos propuestos.

La perforación direccional es la ciencia de dirigir el agujero a través de una trayectoria predeterminada a un objetivo designado en el subsuelo.

Las aplicaciones más comunes de perforación direccional son:

- Perforación de pozos múltiples de estructuras costa afuera
- Inclinación controlada en pozos verticales
- Perforación Lateral (Ventana)
- Perforación de pozos de alivio
- Perforación horizontal o pozos multilaterales para mayor exposición en la formación productora (Escuela de Perforación de Schlumberger, 2019, pág. 25)

Los BHA deben ser diseñados de acuerdo a las características de la formaciones a atravesar, el ángulo esperado para la construcción, los diámetros de las secciones, el ángulo de buzamiento de las formaciones con base a la trayectoria propuesta, las necesidades de producción para realizar el completamiento del pozo (mecanismo de levante), las trayectorias de los pozos cercanos que nos generan riesgos de colisión, los costos de la implementación de la tecnología, las lecciones aprendidas tanto propias como de otras compañías.

Permanentemente la tecnología de las herramientas de fondo evoluciona, colocando en el mercado una amplia gama de aplicaciones, las cuales tiene como objetivo en su implementación lograr ser más eficientes en la operación, lograr adquirir información del yacimiento, reducir problemas operativos, reducir los costos globales de la operación, controlar riesgos en HS, entre otros.

Para nuestro caso, los BHA empleados son el resultado de análisis de simulaciones, lecciones aprendidas y aplicabilidad para las condiciones de yacimiento, se busca en referencia a las herramientas direccionales realizar el menor trabajo posible, ya que esto representa mayores tiempos operativos que generan mayores costos.

Los pozos en VIM 5, son perforados en tres secciones:

- La primera sección, fase de 16", se perfora verticalmente con BHA pendular y MWD se perforará vertical hasta +/-1000'. Se tomarán registros eléctricos WL (GR-RES-SP-CAL) y en este punto se corre y cementa a superficie el revestimiento de 13 3/8", 54.5 #/FT, K55, BTC.
- La segunda sección, fase de 12 1/4" se perfora vertical hasta +/-1300' donde será el KOP (Kick Off Point) o profundidad en la cual se inicia el trabajo de desviación direccional) y construye con un ángulo a una tasa de 1°/100' en promedio hasta EOC (End Off Construction) o profundidad en la cual se finaliza el trabajo de desviación direccional, este trabajo direccional inicia en la Formación Corpa y termina en Porquero, se busca tener una tasa de construcción con un ángulo bajo para generar un perfil de pozo que permita correr los registros eléctricos y el revestimiento con la menor restricción posible por el ángulo, se obtienen inclinaciones entre un rango de 15° - 40°. La perforación continúa de manera tangencialmente hasta tope de formación Ciénaga de Oro donde se corre el revestimiento de 9-5/8" de 47# TXP-BTC N-80/P-110.
- La tercera sección, fase de 8 1/2" es el Hueco de producción que cubre la Formación Ciénaga de Oro (CDO). Se perfora con control direccional de manera tangencial con el ángulo con el cual se terminó la fase anterior hasta TD, de acuerdo con el plan direccional para alcanzar los principales objetivos Geológicos. Se toman registros LWD (Logging While Drilling), una vez en profundidad final (TD) se toman registros Wireline y se baja el Liner de 7" 26# TXP-BTC P110.

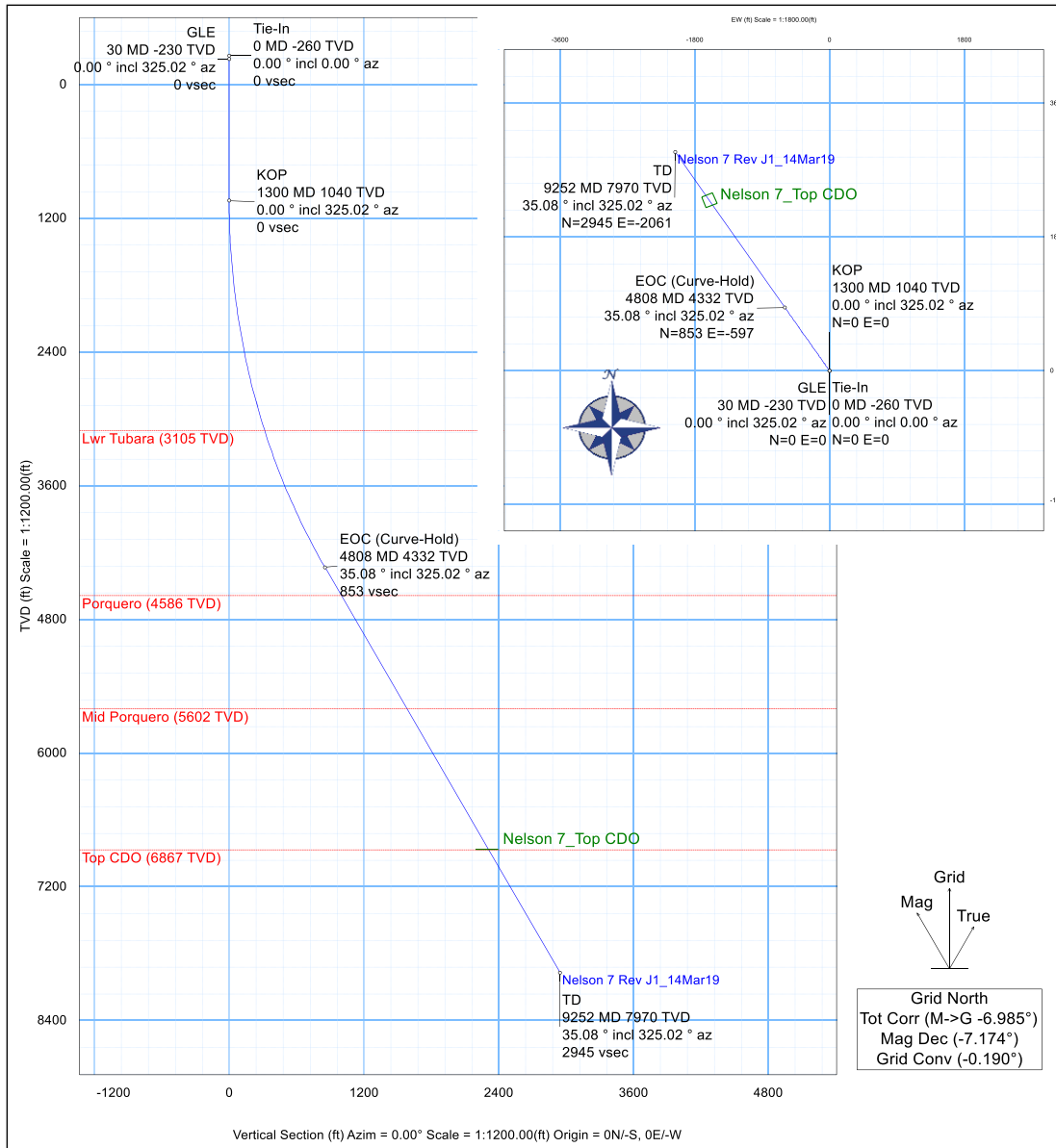


Figura 13 Trayectoria direccional planeada, pozo Nelson 7 (pozo tipo J)

Nota. Tomado de Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Nelson 7 2019. Campaña de Perforación Pozo Nelson 7 Anexo 1. p. 40

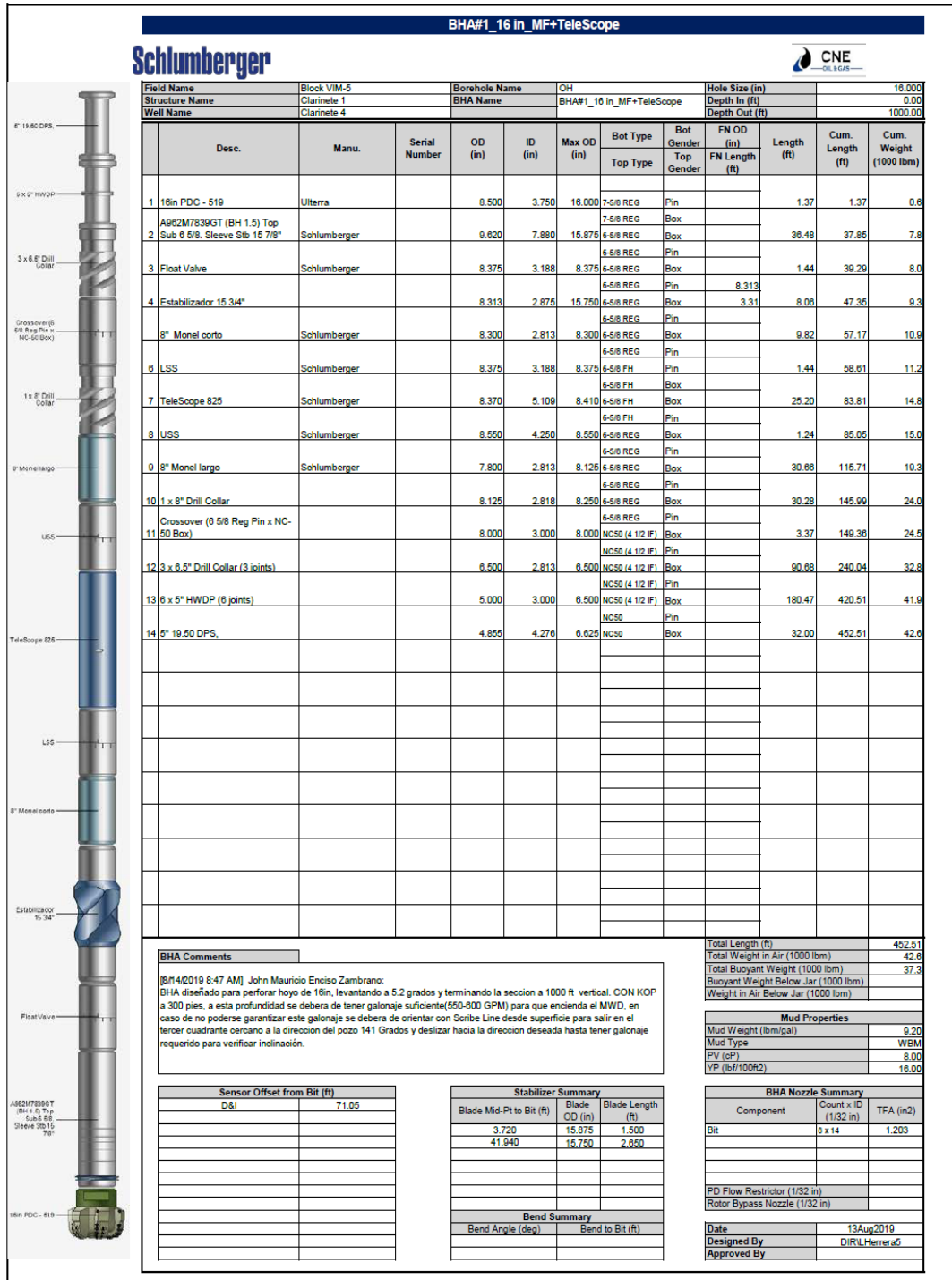


Figura 14. BHA 16”, pozo tipo Clarinete 4. Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4. 2019. Campaña de Perforación Pozo Clarinete 4. p. 34

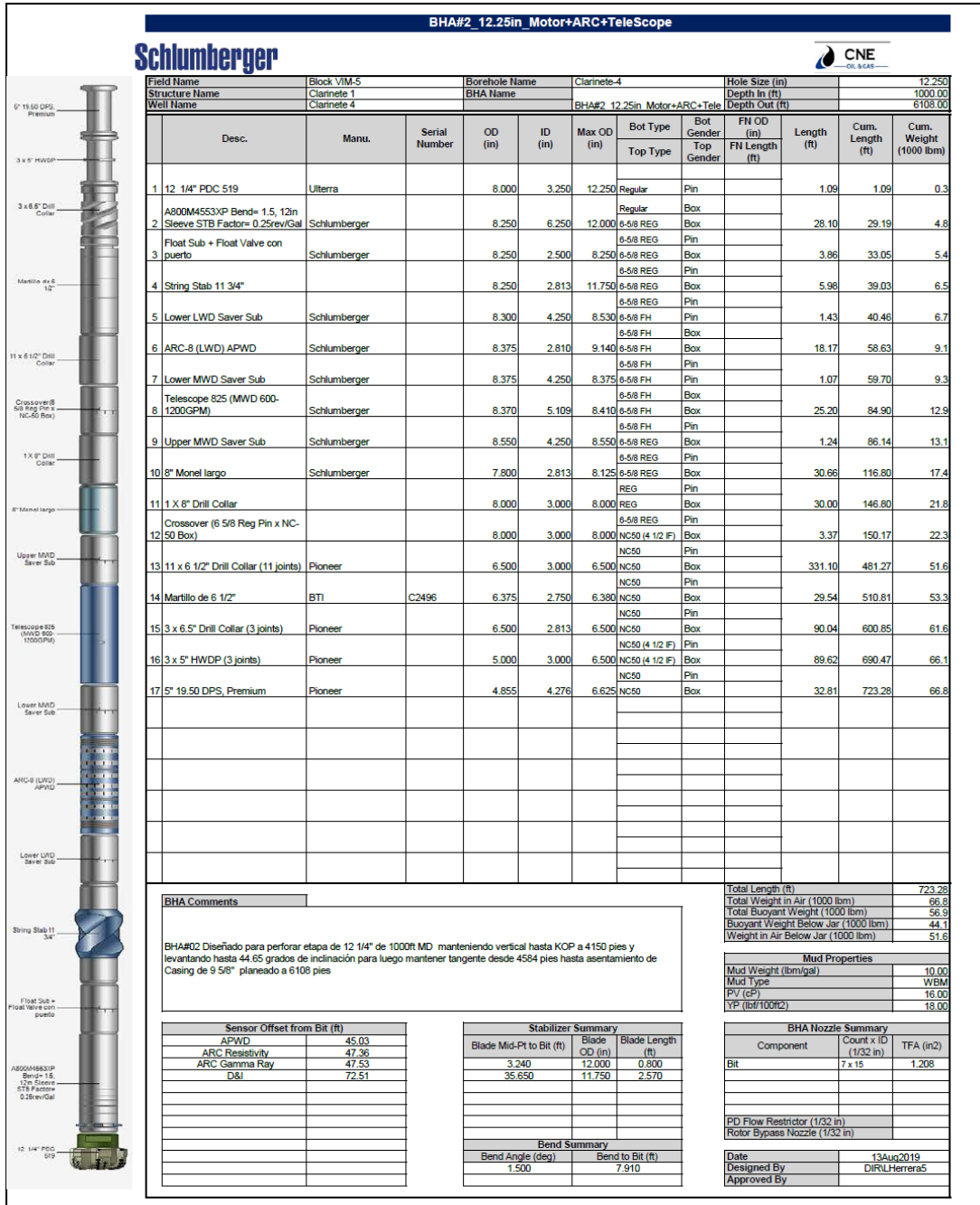


Figura 15. BHA 12 1/4", pozo tipo Clarinete 4. Nota. Tomado de Canacol Energy. (2019)

Programa de perforación Clarinete 4. 2019. Campaña de Perforación Pozo Clarinete 4. 2019. p. 43

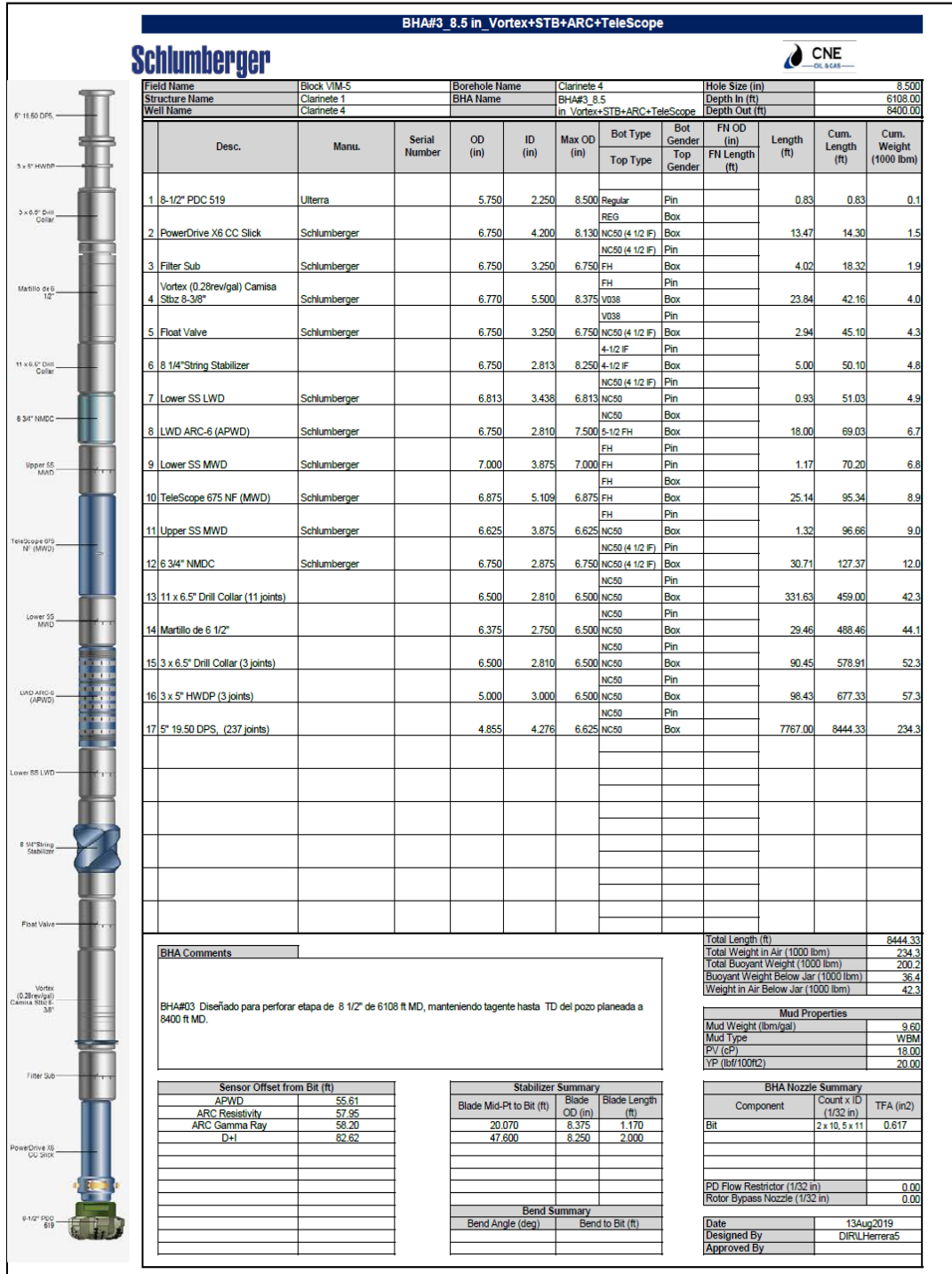


Figura 16. BHA 8 1/2", pozo tipo Clarinete 4 Nota. Tomado de. Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4. 2019. Campaña de Perforación Pozo Clarinete 4.. p. 54

4.2 Análisis histórico de pozos

El análisis de la información histórica de las operaciones es un factor clave para tener en cuenta en los procesos de optimización, estos ofrecen los insumos necesarios para entender cuáles son los factores que generan tiempos por fuera de la planeación y/o del promedio histórico.

Con los resultados obtenidos, se generan planes de acción desde el análisis de ingeniería para generar los planes de acción necesarios.



Figura 17. Indicadores de perforación 2017

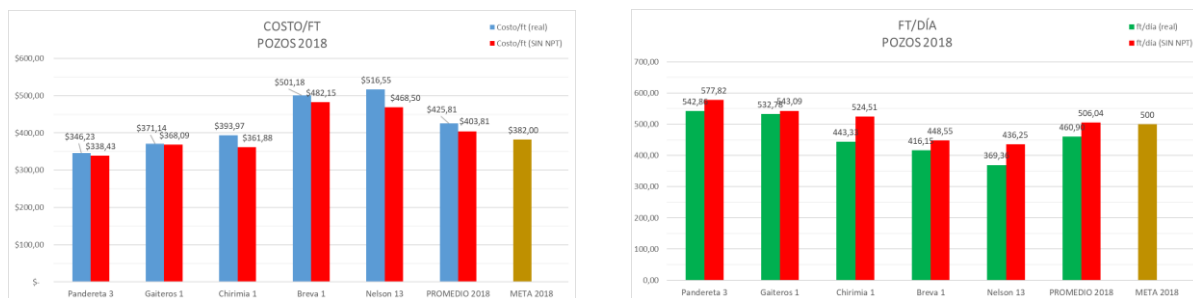


Figura 18. Indicadores de perforación 2018



Figura 19. Indicadores de perforación 2019

Los resultados de las campañas de los últimos tres años muestran un aumento de los costos de perforación y de los NPT, para analizar la causa de este resultado se analizan los tiempos de manera detallada.



Figura 20. Relación Tiempo Operativo Vs NPT

Para lograr comprender el motivo del aumento de los NPT se presenta un análisis por cada año.

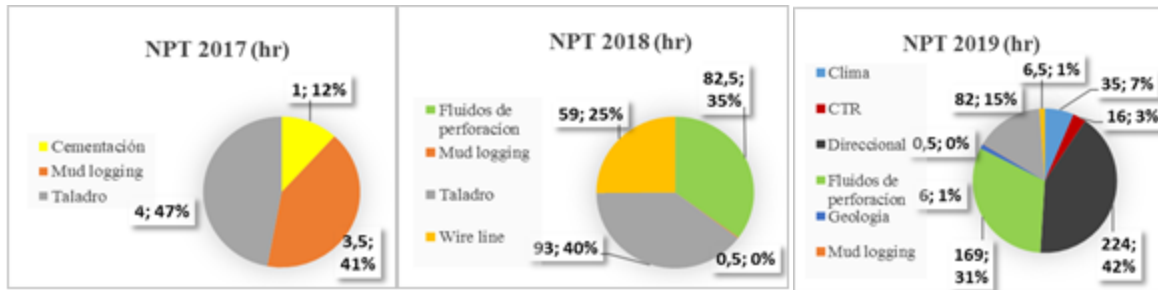


Figura 21. Relación NPT

Con esta discriminación de las causas de los NPT, se aprecia el incremento significativo de la incidencia del fluido de perforación en los sobretiempos operativos, de igual manera se puede identificar la participación de otros actores como lo es la parte direccional en el 2019.

Cada uno de estas causas se debe detallar en una discriminación más minuciosa, con el fin de identificar cuáles son las oportunidades de mejora y poder determinar las acciones de mitigación.

Con esta información se pueden enfocar los esfuerzos puntuales en la búsqueda de las soluciones y reacciones Gerenciales para mitigar los efectos causados.

El impacto que genera estos sobretiempos en el presupuesto de la Compañía es muy alto, llegando a un nivel de MMUS\$ 2.2 en el 2019.





Figura 22. Costo anual de los NPT

La incidencia económica de cada NPT anual se puede detallar en la siguiente figura,

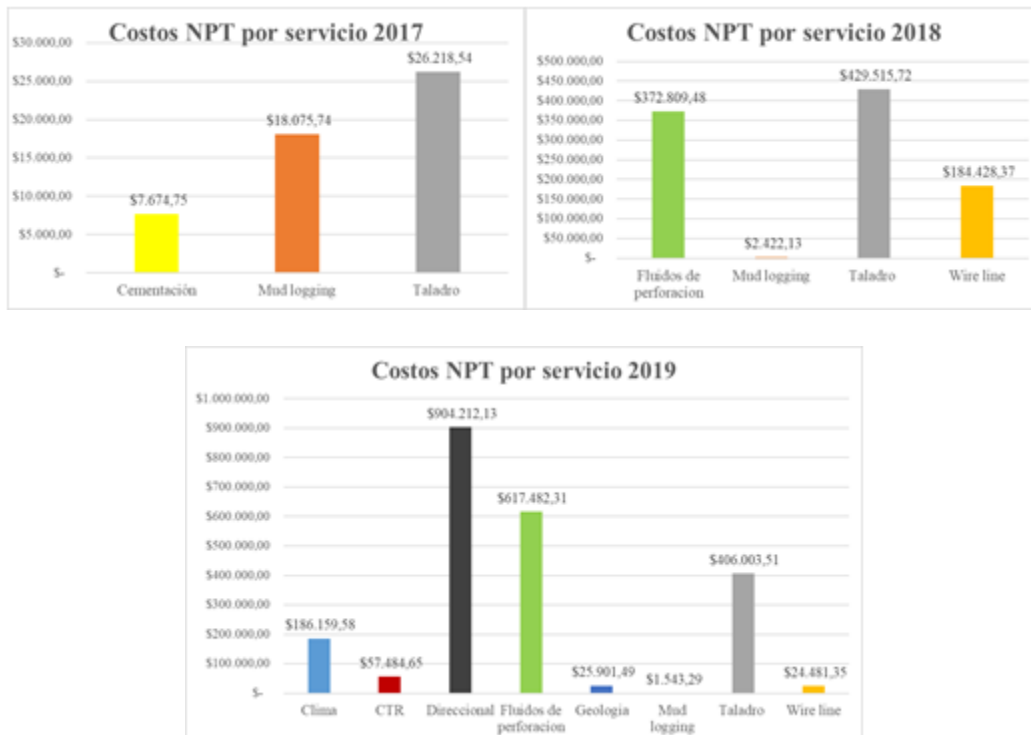


Figura 23. Costo anual por servicio de los NPT

Los detalles de los NPT identificados en las operaciones por cada uno de los pozos se describen en el Apéndice A.

Para efectos del proyecto de grado vamos a enfocar el análisis en el fluido de perforación, esto teniendo en cuenta el incremento de la participación de las causas de los tiempos no productivos y del riesgo que genera una falla en este servicio en la operación.

4.3 Análisis del fluido de perforación

En el año 2018 y 2019 se generaron NPT por causa del fluido de perforación, los cuales se incrementaron notablemente de un año a otro, para el 2017 no se registran operaciones no programadas por esta variable en los dos pozos perforados.

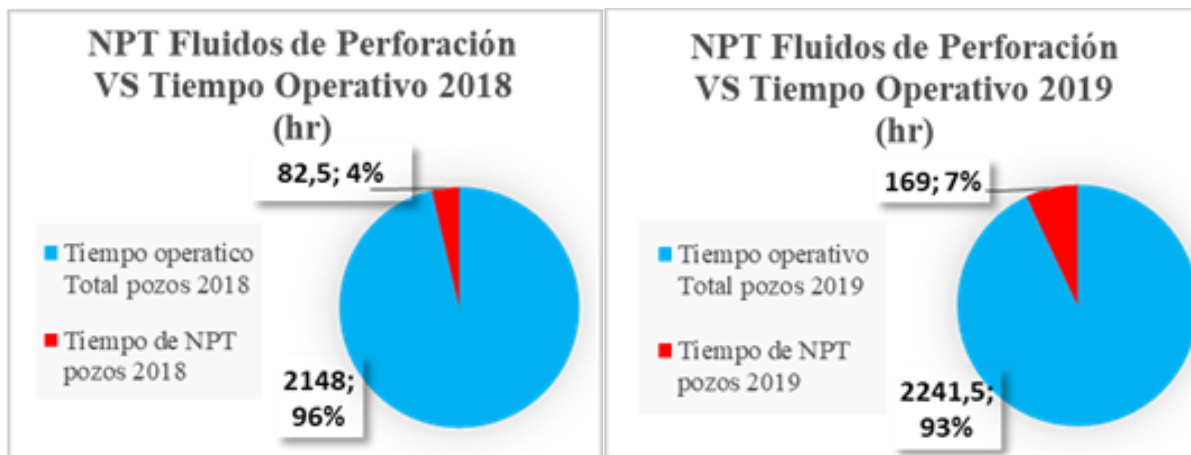


Figura 24. Relación NPT del fluido de perforación

Los efectos causados se pueden agrupar en:

- Empaquetamiento
- Hueco por debajo del calibre
- Taponamiento del Flow Line

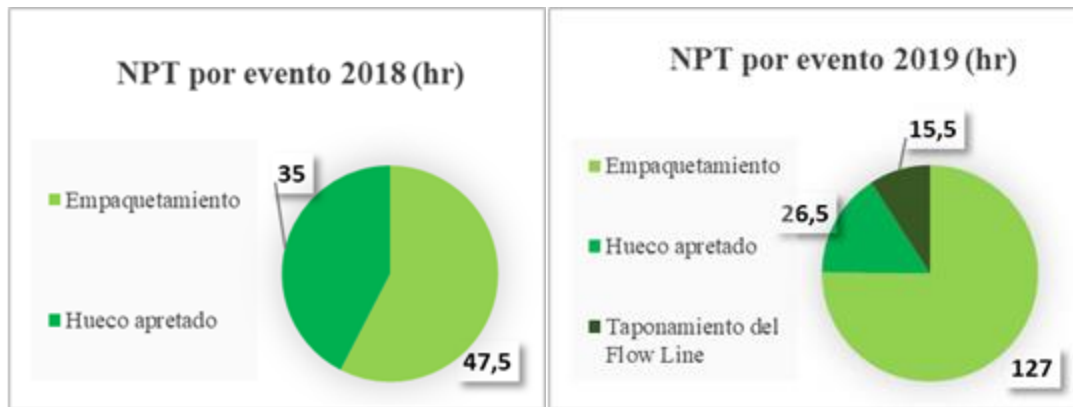


Figura 25. Eventos NPT por el fluido de perforación



Figura 26. Costos del NPT por el fluido de perforación

Estos inconvenientes originaron un sobrecosto total en los dos años de USD 990.292, lo cual atenta con el cumplimiento de los objetivos del departamento de Perforación y va en detrimento de la Compañía, la descripción de los NPT identificados por cada pozo se describe en el Apéndice B.

Con esta información, se inicia un análisis detallado de ingeniería enfocado en resolver los problemas identificados.

De acuerdo a los problemas operativos identificados se procedió a realizar un plan de aseguramiento enfocado al análisis de los materiales empleados en la fabricación del fluido y planes de acción en relación a la ingeniería de diseño de la formulación.

- **Aseguramiento de calidad de los productos empleados:**

Se contrató una empresa externa para tomar muestras de todos los productos y realizar análisis de laboratorio para determinar su calidad, como resultado se verificó que todos los materiales empleados cumplían con las especificaciones de diseño.

- **Ingeniería de diseño del fluido:**

Identificando los NPT y realizando múltiples talleres de análisis del diseño en conjunto con especialistas del área, se realizaron ajustes de la formulación del fluido, entre los ajustes principales se tuvo:

Sistema Inhibido  Sistema Semi-Disperso

Dewatering en línea  Floculación Selectiva

Redistribución de las concentraciones en:

- Lubricante
- Inhibidor
- Antiacresión
- Cal
- Asfalto
- Material de Puenteo
- Reutilización de fluidos

El ajuste de la formulación del fluido de perforación se implementó en los pozos Acordeón 1, Pandereta 5 y Clarinete 4, esto acompañado de una estrategia de contratación (la cual se describe en el siguiente capítulo) logró obtener una disminución en los NPT resultantes del fluido de perforación, de igual manera se logra obtener un costo estable asociado al servicio.

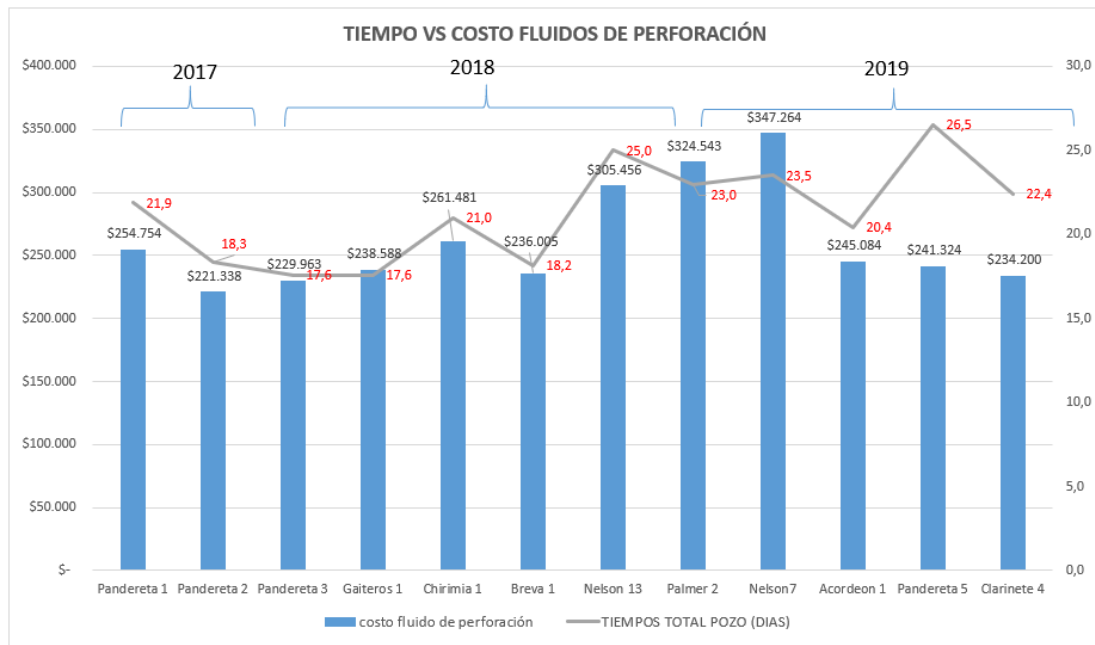


Figura 27. Evolución del costo del fluido de perforación

El costo global del servicio de Fluido de Perforación se normalizó en los pozos donde se cambió la estrategia de contratación de este servicio, los ajustes de ingeniería implementados surtieron efecto positivo disminuyendo los problemas operativos vistos en los pozos anteriores, esto se puede observar en las gráficas de discriminación de los NPT por pozo (ver Apéndice B); de igual manera el cambio en el contrato, pasando de cobro discriminado por producto a un sistema lump sum (global) ofrece beneficios para la Compañía Operadora para este tipo de campo, es decir de desarrollo donde no existen cambios significativos en los estados mecánicos y en las formaciones a perforar.

5. Compras y Contratos

De acuerdo al Código de Comercio en el Art. 864 C.Co “el contrato es un acuerdo de dos o más partes para constituir, regular o extinguir entre ellas una relación jurídica patrimonial, y, salvo estipulación en contrario, se entenderá celebrado en el lugar de residencia del proponente y en el momento en que éste reciba la aceptación de la propuesta. Se presumirá que el oferente ha recibido la aceptación cuando el destinatario apruebe la remisión de ella dentro de los términos fijados por los artículos 850 y 851” (Leyes.co, 2020)

La Compañía Operadora actualmente tiene una estrategia de manejo de Compras y Contratos basada en estudios de mercado realizando sondeos, licitaciones y/o contrataciones directas de acuerdo a la criticidad de la necesidad que tenga en un momento determinado.

Para el Departamento de Perforación de la Compañía Operadora se cuenta con un total de 52 contratos suscritos, donde se abarcan todos los bienes y servicios que requieren para desarrollar las operaciones directas de Perforación, en algunos casos particulares las Compañías Contratistas subcontratan otros bienes y servicios de menor magnitud para poder cumplir con el objeto del Contrato, como por ejemplo la contratación de los carrotanques para el manejo del agua, realizado por la compañía encargada del manejo del Control de Sólidos, el transporte del personal de las cuadrillas a través de la compañía encargada del suministro del Taladro de Perforación, entre otros similares; esta subcontratación no exime a la compañía contratista en el total cumplimiento de los compromisos contractuales.

Los contratos son administrados por tres (3) profesionales del departamento de Perforación con contrato directo con la Compañía Operadora, apoyados por personal del Departamento de Abastecimiento, esta administración incluye:

- Manejo del cumplimiento del Alcance Técnico
- Manejo del presupuesto y consumo del mismo
- Ser el representante de la Compañía Operadora ante el Contratista
- Ejecución de los servicios a contratar de acuerdo a lo estipulado en el Contrato
- Notificación de llamados de atención, multas y sanciones
- Evaluación de desempeño del Contratista.

Este tipo de administración de contratos ofrecen un manejo ágil sobre las oportunidades de optimización desde la base contractual, ya que los usuarios de los contratos tienen el conocimiento de primera mano sobre las necesidades de la ejecución, sin embargo, se requiere que los Administradores de Contrato sean entrenados en Administración de Contratos y conozcan claramente las responsabilidades y el nivel del alcance que poseen tener esta asignación. De igual manera su notificación debe ser de carácter oficial e incluido a la minuta del contrato.



Figura 28. Carta de notificación como Administrador de Contrato. Nota. Tomado de: Canacol Enrgy. (2019) Contrato No. CNE-014-2017. Departamento de abastecimiento. Colombia.. p. 15
Departamento abastecimiento Canacol contrato (imagen) 286 pag

5.1 Gestión de compras

La gestión de compras en una compañía es un factor decisivo para el buen funcionamiento de la logística empresarial y, por consiguiente, para una administración efectiva del negocio.

Las compañías dedican un elevado porcentaje de sus ingresos a proveerse de bienes y servicios de terceros, lo que supone una actividad relevante en sí misma y lo que es aún más importante, un factor determinante sobre la calidad de los productos y servicios que es capaz de comercializar.

La Matriz de Kraljic es un modelo clave para cualquier estrategia de compra, la metodología plantea un modelo de clasificación de los productos o componentes comprados de una empresa de acuerdo con dos dimensiones:

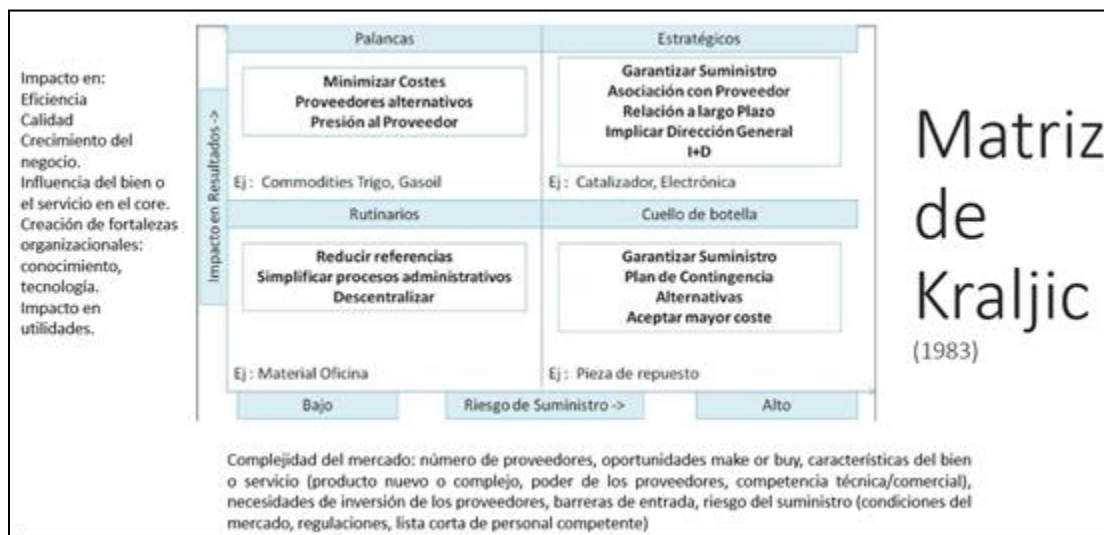


Figura 29. Matriz de Kraljic Nota. Tomado de: Romero B J. R. (2019). Gestión de especificaciones. Facultad de Administración Universidad de los Andes. Bogotá D.C. . p. 68 /83

Con base a esta matriz las empresas pueden clasificar los requerimientos de sus compras con el fin de:

- “Analizar la cartera de compras.
- Orientar los departamentos de compras a que dediquen su tiempo en los productos más importantes (Apalancados y Estratégicos).
- Establecer estrategias de desarrollo de proveedores o relacionamiento de acuerdo al tipo de producto.
- Definir el soporte tecnológico del producto.” (Cemiot, 2020)

La adecuada selección de las especificaciones técnicas de los servicios a contratar son claves para el logro de los objetivos propuestos en el proyecto, algunas consecuencias de una errada gestión de las especificaciones pueden generar:

- Interrupciones del proceso por falta de un bien o servicio.
- El material comprado llega dañado por un embalaje inadecuado.
- El servicio no puede iniciar porque el personal no tiene las certificaciones o no tiene las competencias requeridas.
- El equipo no puede instalarse.
- El equipo no puede ingresar a las instalaciones porque la infraestructura vial no lo permite.
- Costos adicionales porque el servicio no cumple con lo requerido.
- Reprocesos – volver a comprar/contratar.

Basándose en Romero(2019), la implementación de una adecuada y clara técnica de análisis de elección de las estrategias de selección es clave para estar alineados con los objetivos de la empresa, una de las técnicas más efectivas para encontrar objetivamente el mejor resultado para la selección de soluciones es el FAST (*Function Analysis System Technique*), esta técnica ayuda a pensar el problema de manera objetiva y a identificar el alcance del proyecto al mostrar las relaciones lógicas entre las funciones. La organización de las funciones en un diagrama FAST de

lógica de funciones permite a los participantes identificar todas las funciones requeridas. El diagrama FAST se puede usar para verificar si una solución propuesta satisface las necesidades del proyecto e ilustrar cómo, y para identificar funciones innecesarias, duplicadas o faltantes. (B., 2019)

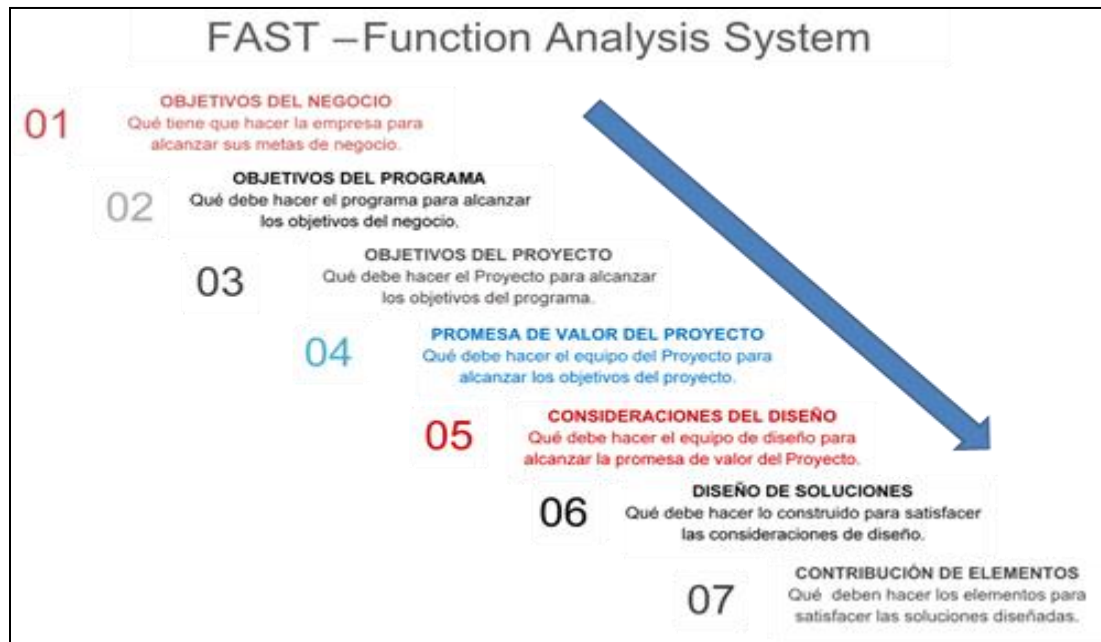


Figura 30. FAST Function Analysis System Nota. Tomado de. Romero B J. R. (2019). Gestión de especificaciones. Facultad de Administración Universidad de los Andes. Bogotá D.Cp. 72

5.2 Aplicación de análisis de valor al contrato de fluidos de perforación

Con base al análisis de operaciones del capítulo anterior se establece el Análisis de Valor con la metodología de la Matriz de Kraljic y FAST, en nuestro caso de estudio hacemos el análisis del Fluido de Perforación, este servicio en la operación de perforación de un pozo es clave y crítico por el desempeño, control y capacidad de manejo operativo, su impacto y costo en la operación es

alto, no solo por sí mismo como servicio particular, sino por las condiciones operativas que tiene en el manejo global de la perforación.

5.2.1 Objetivos del Negocio. *Que tiene que hacer la empresa para alcanzar sus metas del negocio.*

La Compañía Operadora fijó como una de sus metas aumentar la capacidad de producción hasta 350 MMSCFPD en el 2021, para lograr esto estableció la perforación de 10 pozos por año con base a la producción promedio de cada prospecto teniendo en cuenta los resultados de los pozos perforados y puestos en producción en el bloque.



Figura 31. Estrategia de la Compañía Operadora. Nota. Tomado de: Romero B J. R. (2019). Gestión de especificaciones. Facultad de Administración Universidad de los Andes. Bogotá D.Cp.

5.2.2 Objetivos del Programa. *Que tiene que hacer el programa para alcanzar los objetivos del negocio*

Para lograr la meta de perforación establecida por la empresa, se define la ruta de perforación de acuerdo a los prospectos analizados por el equipo de Geología y Yacimientos, esta ruta está planeada de acuerdo a las operaciones que involucran aseguramiento de la parte ambiental (PMA), reuniones informativas y socializaciones con las Comunidades de interés, aseguramiento de aprobación de la Perforación por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH (Forma 4CR), compra de predios, construcción de las plataformas, adecuación de vías, elaboración del Programa de Perforación y Completamiento, planificación y consecución de los recursos requeridos para desarrollar el programa de acuerdo al diseño aprobado.

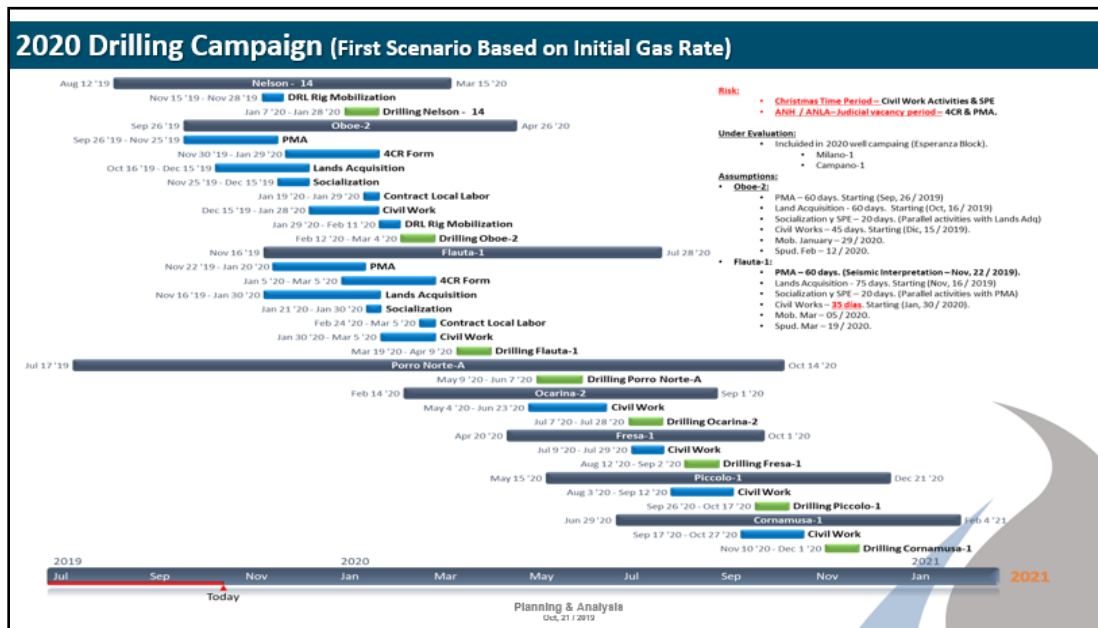


Figura 32. Ruta de perforación. Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Presentación Budget 2019. 2020 Campaña de Perforación. p. 10

Basado en Rodríguez y Núñez Para lograr el cumplimiento del objetivo de perforación se debe asegurar los servicios críticos, como lo son: Taladro, perforación direccional, fluidos de perforación, cementación y wire line, los cuales tienen un impacto crítico en el desarrollo de la operación. (Rodríguez Pantaleón & Mariño Núñez, 2020)

5.2.3 Objetivos del Proyecto. *Que tiene que hacer el proyecto para alcanzar los objetivos del programa*

- Asegurar la compatibilidad de suministro con las condiciones del yacimiento.
- Garantizar la eficiencia en costo y tiempo para cumplir las metas de la compañía.
- Asegurar la calidad del suministro
- Asegurar la calidad del hueco
- Asegurar el control de pozo
- Asegurar el cumplimiento de las políticas de la compañía (HSEQ, RSC y CP, LAFT, SF)
- Asegurar el cumplimiento de la normatividad vigente



Figura 33. Matriz de Kraljic para el servicio de Fluidos de Perforación

5.2.4 Promesa de Valor del Proyecto. *Que debe hacer el equipo del proyecto para alcanzar los objetivos del proyecto*

- Diagnóstico del servicio actual y la necesidad (¿Para qué?),
- Identificación de los modelos actuales de suministro (internos y externos)
- Identificación de actores del mercado
- Identificación de factores externos que influyan en los costos del suministro
- Identificación de nuevas tecnologías o desarrollos de investigación del tipo de suministro.

5.2.5 Consideraciones de diseño. *Que debe hacer el equipo de diseño para alcanzar la promesa de valor del proyecto*

- Identificar las metas del equipo de Perforación
- Considerar los tiempos reales y deseados de ejecución del proyecto.
- Identificar las necesidades específicas de cada una de las etapas del proyecto

Como parte principal de la planeación de las actividades a realizar dentro las operaciones anuales de las compañías, se definen los Objetivos Corporativos, estos son la base de partida de la definición de las actividades necesarias a realizar por parte de todas las áreas de la empresa enfocadas al cumplimiento de los mismos.

Para el caso de estudio se visualiza las expectativas del Gobierno Corporativo enfocado en todos los aspectos de impacto, como lo son:

- Perspectiva Financiera
- Perspectiva en HSE
- Perspectiva Operativa

- Perspectiva de Aseguramiento de Procesos

Cada una de estas perspectivas hace parte del cumplimiento por parte del Área de Perforación de acuerdo a los Objetivos Corporativos, los cuales tienen establecido el Indicador con el cual será medido, esta evaluación es fundamental para tener el seguimiento y control del proceso y poder generar las alertas necesarias para poder reaccionar y cumplir con lo estipulado.

Cada área de la compañía debe tener un Tablero de Mando particular orientado en el cumplimiento de los Objetivos Corporativos ver Apéndice C.

5.2.5.1 Indicadores de Perforación. Con base a los lineamientos Corporativos se estiman los Objetivos del área de Perforación, de los cuales se pueden enunciar los que están enfocados para el caso de estudio, así:

- ✓ Reducir los tiempos de Perforación de los pozos de tres secciones en 0,5 días.
- ✓ Reducir el costo de los pozos en 2%.
- ✓ Incrementar los pies por día perforado en 2% con respecto al 2018
- ✓ Reducir el costo por pie perforado el 2% con respecto al 2018

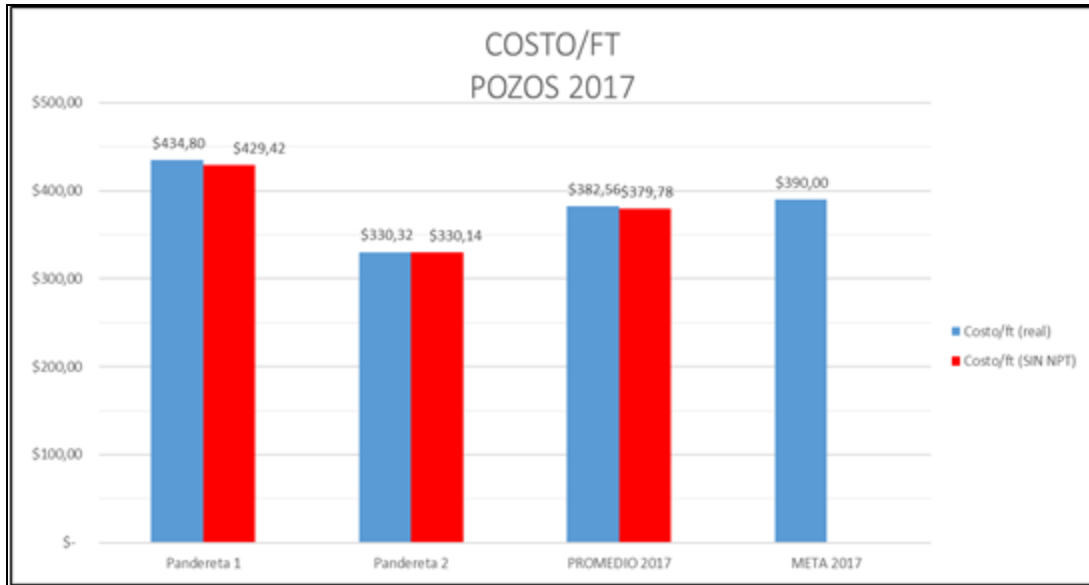


Figura 34. Costo por ft pozos año 2017

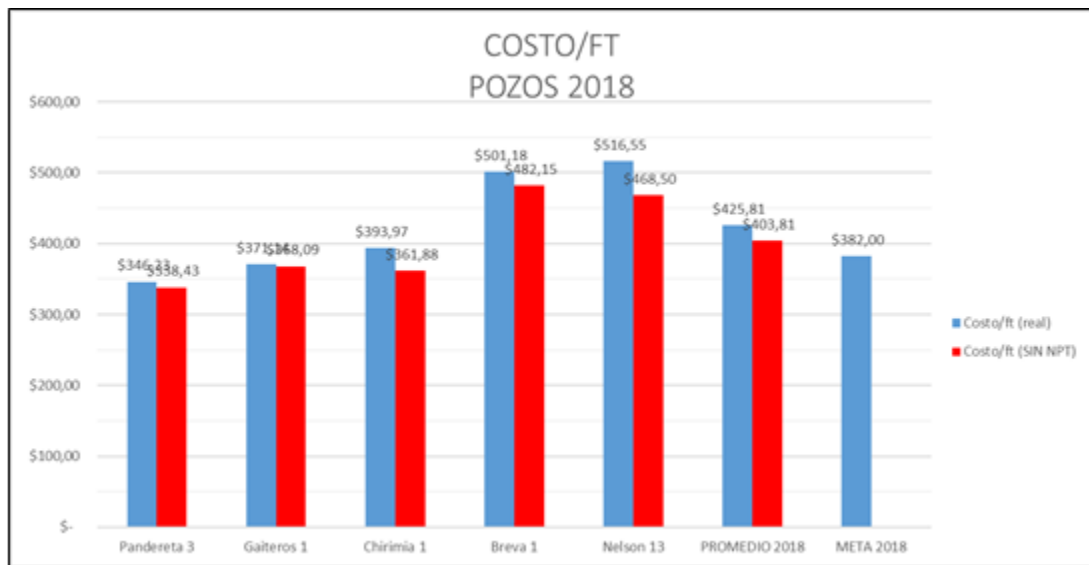


Figura 35. Costo por ft pozos año 2018

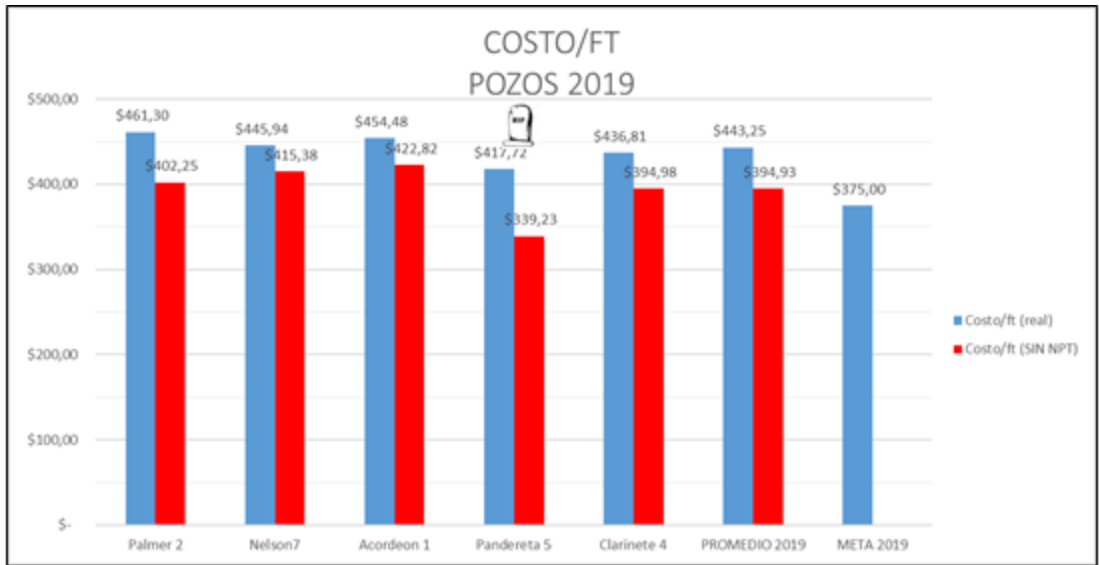


Figura 36. Costo por ft pozos año 2019

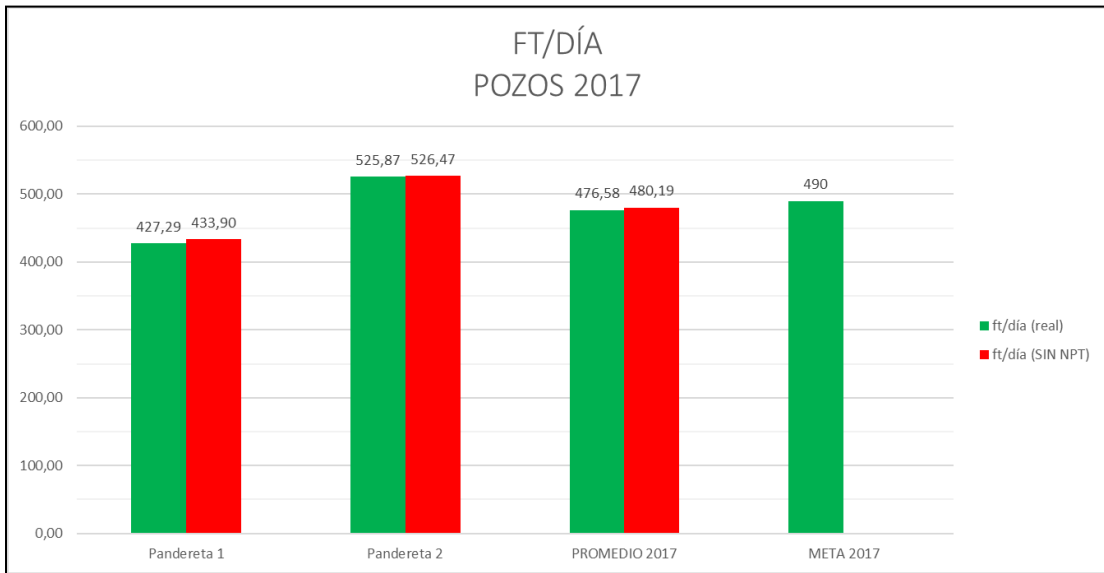


Figura 37. Avance ft por día año 2017

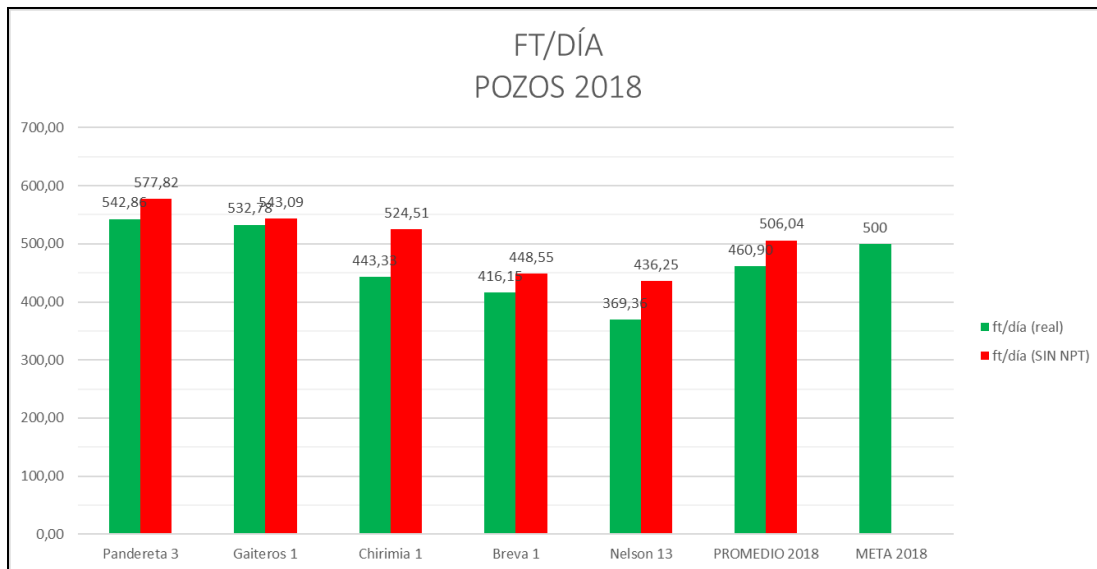


Figura 38. Avance ft por día año 2018

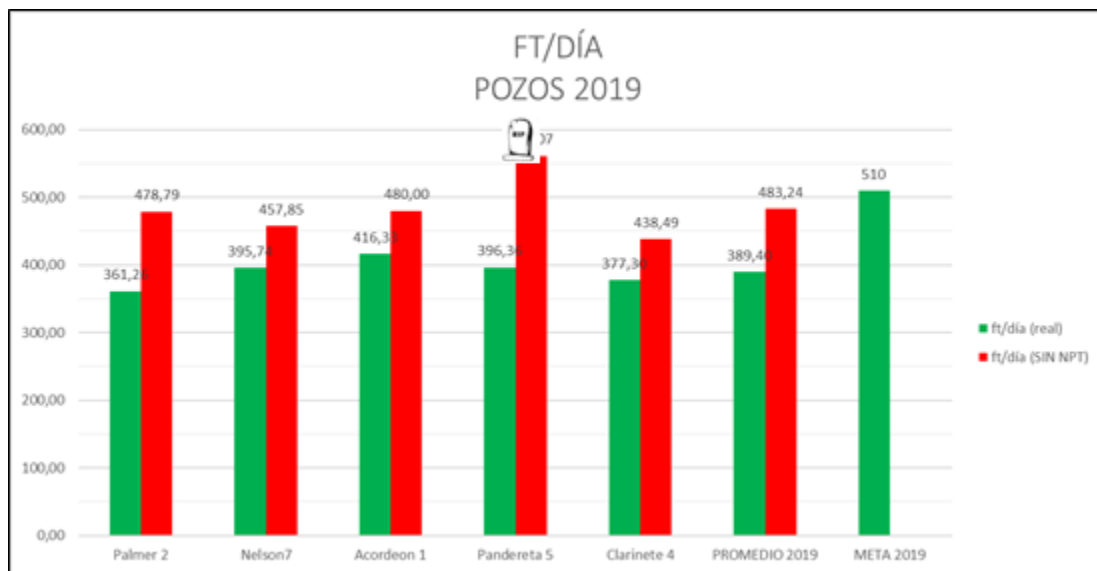


Figura 39. Avance ft por día año 2019

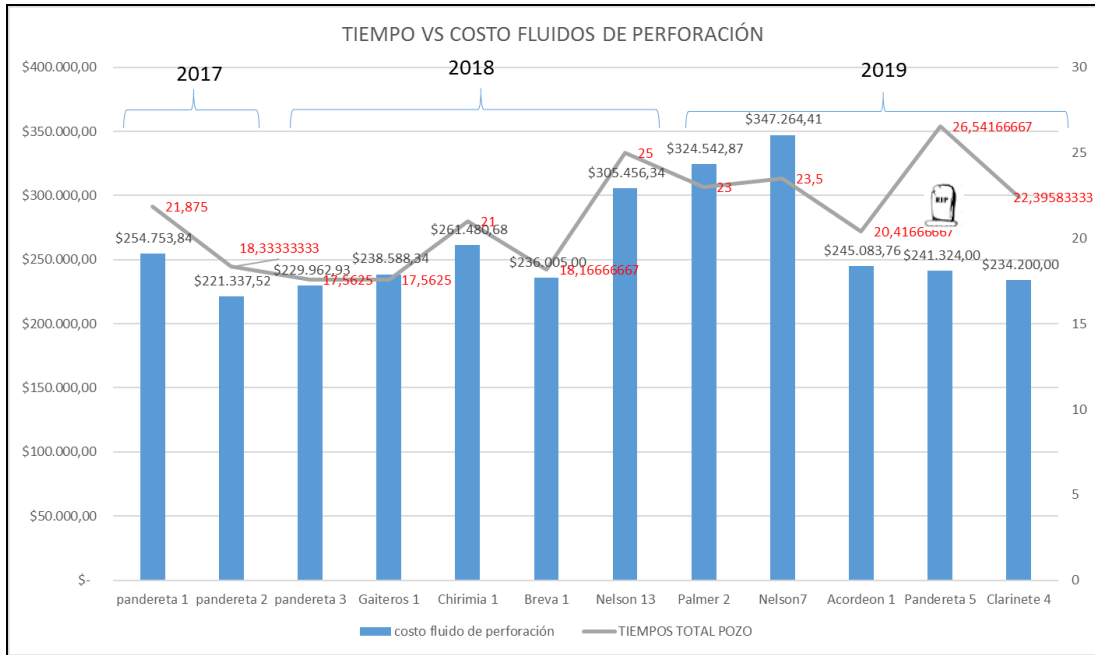


Figura 40. Costos de fluidos de perforación y tiempos de los pozos por año

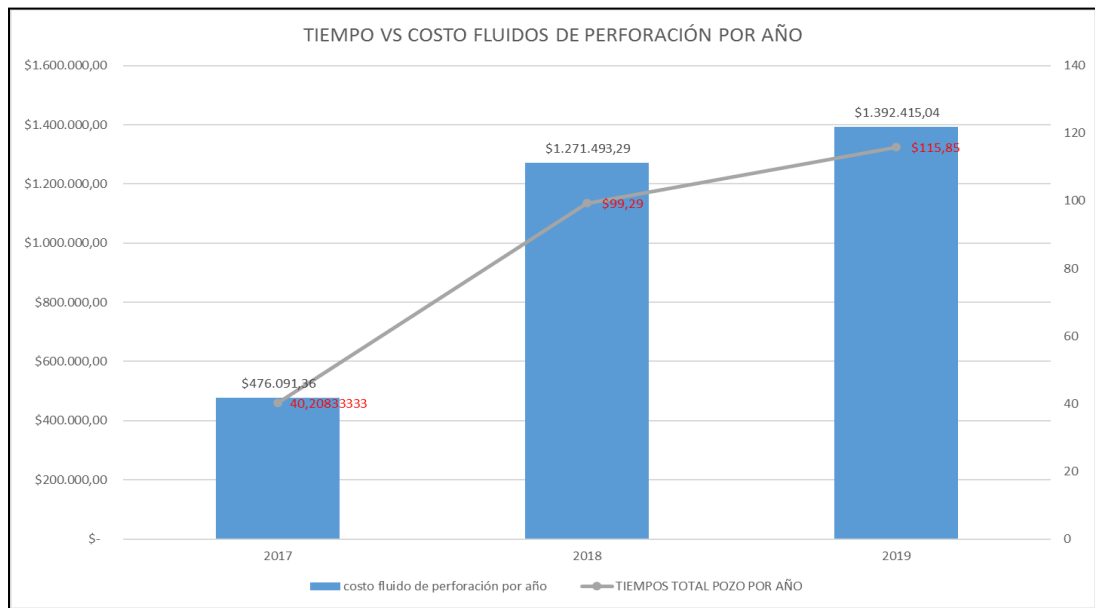


Figura 41. Tiempos y costos de fluidos de perforación totales por año

5.2.6 Diseño de Soluciones. *Que debe hacer lo construido para satisfacer las consideraciones del diseño*

Tomando en cuenta lo anterior, se postulan los siguientes modelos:

- Opciones de suministro con modelo de pago por tarifas discretas de acuerdo a consumo de bases de productos.
- Opción de suministro con modelo de pago por mezclas específicas.
- Opciones renta del fluido sujeto a desempeño.
- Opciones de suministro de solución integral de fluido sujeto a desempeño, bajo modalidad de tarifas lump sum.

5.2.7 Contribución de elementos. *Que deben hacer los elementos para satisfacer las soluciones diseñadas*

Para un estado mecánico tipo en VIM, se propone la siguiente solución:

- a. Opciones de suministro de solución integral de fluido sujeto a desempeño, bajo modalidad de tarifas lump sum por pozo:
 - Control de costo
 - Aseguramiento de condición de fluido
 - Aseguramiento de calidad
 - Aseguramiento de desempeño del fluido
 - Asegurar el cumplimiento de los tiempos
- b. Para condiciones fuera de operación normal, se definen protocolos de acción bajo la opción de suministro con modelo de pago por tarifas discretas, de acuerdo a consumo de producto, en los siguientes casos.

- Pérdidas de circulación
 - Mayores requerimientos de lubricante y dispersante.
 - Mayor profundidad.
 - Cambio de estado mecánico
- c. Asegurar el suministro con 2 proveedores, por 2 años, cuya decisión de asignación estará basada en indicadores de desempeño y cumplimiento. (costo, velocidad, tiempos, eficiencias, resultados, entre otros).

Dentro de la estrategia se pretende impactar los objetivos de la compañía de la siguiente manera:

1. Minimizar los daños en la formación (con el fin de mejorar y mantener la producción de gas).
2. Asegurar la adquisición de la información para geología y yacimientos.
3. Contribuir con la reducción de tiempos operativos y el cumplimiento del Schedule programado.
4. Aporta a la disminución de costos mejorando los niveles de utilidad.
5. Asegurar la integridad de la operación en cuanto a políticas corporativas.

De acuerdo al proceso de análisis de las propuestas de los oferentes se selecciona la alternativa Lump Sum como viable para las condiciones de los pozos de VIM, a manera de ilustración académica se presenta en el Apéndice D un ejemplo de un Acta de Comité de Contratos, los cuales no pueden ser reproducidos.

Tabla 10.

Resultados de comparación de ofertas del proceso

	Actual	Meta aprobada comité	Oferta tarifas unitarias	Oferta 2	Oferta 3	Oferta final
Descripción	Halliburton tarifas unitarias	presupuesto	Schlumberger tarifas unitarias	Shlumberger lump sum	Shlumberger lump sum	Shlumberger lump sum
Profundidad (ft)	9534	10000	9534	9000	10000	10000
Ángulo (grados)	26,27	30	26,27	30	50	limitado
Ingeniería incluída (días)	21	30	21	30	30	30
Barriles de perdida por sección (bbls)		100		100	200	200
Densidad máxima de 12 1/4" (lpg)	10,2	10,8	10,2	10,2	10,8	11
Densidad máxima de 8 1/2" (lpg)	10	10	10	10	10	10
Descuento por reutilización de fluido (USD/bbl)						12
Costo por pie adicional perforado	Lista de precios de productos	25	Lista de precios de productos	Lista de precios de productos	21,7	19,5
Condicion de pago	Productos+servicios	Productos+servicios	Prioridad por propiedades del fluido independientemente de la cantidad o tipo de			
Fluidos de perforación Lump sum	\$ 268.386,00	\$ 250.000,00	\$ 321.565,00	\$ 195.000,00	\$ 217.000,00	\$ 195.000,00
Fluidos de completamiento	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00
#Pozo por GEO	10	10	10	10	10	10
#Pozos po CNE	10	10	10	10	10	10
Contrato por GEO	\$ 3.133.863,00	\$ 2.950.000,00	\$ 3.665.647,00	\$ 2.400.000,00	\$ 2.620.000,00	\$ 2.400.000,00
Contratto por CNE	\$ 3.133.863,00	\$ 2.950.000,00	\$ 3.665.647,00	\$ 2.400.000,00	\$ 2.620.000,00	\$ 2.400.000,00
TOTAL CONTRATOS	\$ 6.267.726,00	\$ 5.900.000,00	\$ 7.331.294,00	\$ 4.800.000,00	\$ 5.240.000,00	\$ 4.800.000,00

5. Conclusiones

- Tener datos históricos confiables, medibles y comparables son indispensables para la toma de decisiones y la planificación de las estrategias gerenciales.
- El análisis de los NPT registrados debe orientar los esfuerzos gerenciales para adquirir las posiciones estratégicas de mitigación de estos eventos, los ajustes a realizar deben interactuar entre la parte técnica y contractual.
- Cada compañía debe establecer los servicios críticos que afectan en mayor proporción sus resultados, en el caso de la compañía de estudio los de mayor impacto son: Taladro de Perforación, Fluido de Perforación y Servicio Direccional. En el caso de estudio se logró identificar los impactos reales que estaban afectando los resultados de la operación por parte del fluido de perforación, con las acciones tomadas desde el ámbito de ingeniería se logró disminuir los NPT asociados a este servicio de 50% a menos del 3% de participación en los eventos no planeados en los pozos donde se realizó el ajuste.
- El ajuste realizado al diseño del fluido de perforación al pasar de un sistema inhibido a semi-disperso, la redistribución de las concentraciones en el lubricante, inhibidor, antiacresión, cal, asfalto, material de puenteo y la estrategia de reutilización de fluidos logró mitigar los problemas operativos que se tenían en las formaciones Corpa, Tubará y Porquero.
- La estrategia de contratación basado en la Matriz de Kraljic y FAST optimiza y asegura el desempeño del área de contratación de las compañías, en el caso de estudio se ajustó la

modalidad de tarifas globales lump sum, obteniendo una disminución en el costo del servicio de cerca de 70 MUS\$D por pozo, cumpliendo con los requerimientos técnicos.

6. Recomendaciones

- Implementar instructivos de gestión de la información, realizar talleres periódicos de lecciones aprendidas y seguimiento de los planes de los planes de acción.
- Los ajustes realizados al diseño del fluido de perforación podrían ser aplicados a otros yacimientos de características geológicas similares, siempre y cuando se validen como mínimo con pruebas de laboratorio especializadas donde se verifique la compatibilidad de los fluidos (lodo – formación; lodo – cemento; lodo – Medio Ambiente), comportamiento de la reactividad de las arcillas de todas las formaciones a perforar, conocimiento de los tamaños de garganta poral y pruebas de daño de formación.
- Aplicar el modelo de la Matriz de Klaljc y la técnica FAST en la gestión de Abastecimiento de las Compañías, esto para enfocar las necesidades de la organización de manera objetiva y a identificar el alcance del proyecto al mostrar las relaciones lógicas entre las funciones encontrando las mejores alternativas contractuales a medida de cada empresa.

Referencias Bibliográficas

- Artículo 864 Colombia Bogotá, Colombia: Código de Comercio Artículo 864 Recuperado de:
https://leyes.co/codigo_de_comercio/864.htm
- Canacol Energy. (2019) Acta de comité de contratos de fluidos de perforación 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5..
- Canacol Enrgy. (2019) Contrato No. CNE-014-2017. Departamento de abastecimiento. Colombia.
- Canacol Energy. (2019) Presentación Budget 2019. 2020 Campaña de Perforación.
- Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Clarinete 4. 2019. Campaña de Perforación Pozo Clarinete 4.
- Canacol Energy. (2019) Programa de perforación Nelson 7 2019. Campaña de Perforación Pozo Nelson 7 Anexo 1..
- Canacol Energy. (2019) Reportes operativos 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. 2019.
- Canacol Energy Schlumberger. (2019) Programa de Fluidos Clarinete 4 V1.1. Bogotá
- Dueñas y Duque, (1981), (Cáceres, 1978) Citado por Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia, 2018.
- Escuela de Perforación de Schlumberger, (2019) Sección 09, Registros y Perforación Direccional, Capitulo 4, Numeral 4.1. Bogotá. Colombia

Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, (2018) Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia,

Gulf, (1983), Citado por Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, Programa de Perforación pozo desarrollo Nelson 13 Bloque Esperanza, Colombia, 2018.

Internacional Cemiot. (s.f.) La-matriz-de-Kraljic en la gestión de compras Bogotá Consultoria e información especializada en sistemas de gestión. Recuperado de: <https://www.cemiot.com/inicio/la-matriz-de-kraljic/>

Perfob.Blogspot. (2015) Tipos de Fluidos de Perforación 20/02/2020 Bogotá Recuperado de: <http://perfob.blogspot.com/2015/09/tipos-de-fluidos-de-perforacion-mas.html>

Rodríguez Pantaleón, D. L., & Mariño Núñez, A. D. (5 de febrero de 2020). Recuperado de: <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/19226/1/157646.pdf>

Romero B J. R. (2019) Gestión de especificaciones. Facultad de Administración Universidad de los Andes. Bogotá D.C.

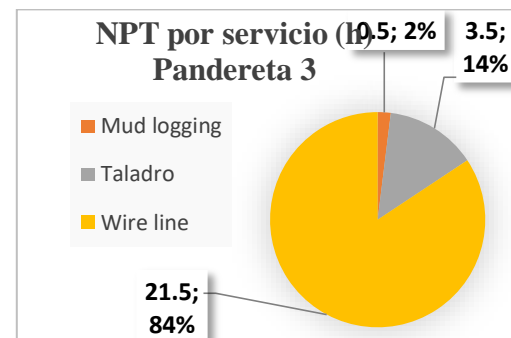
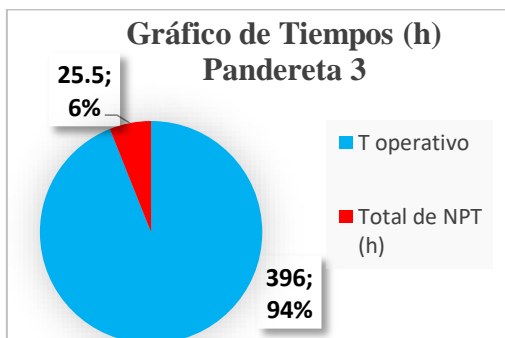
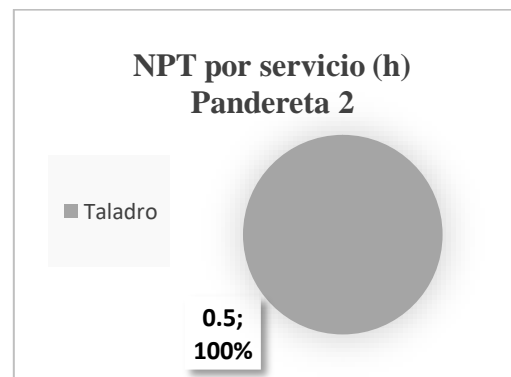
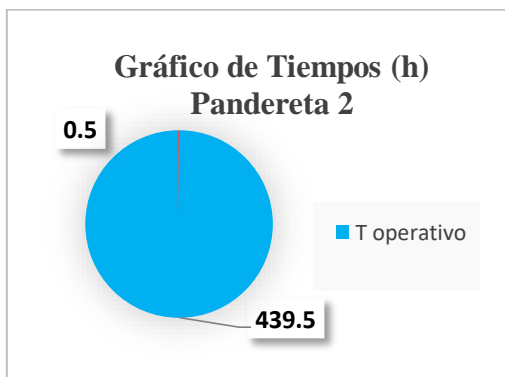
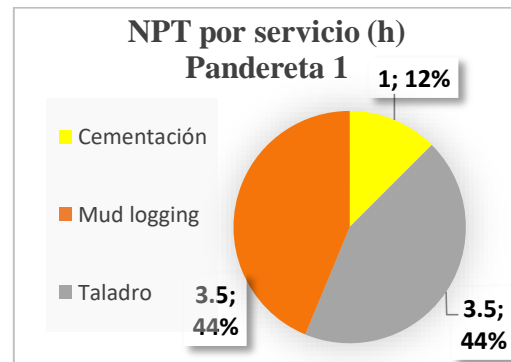
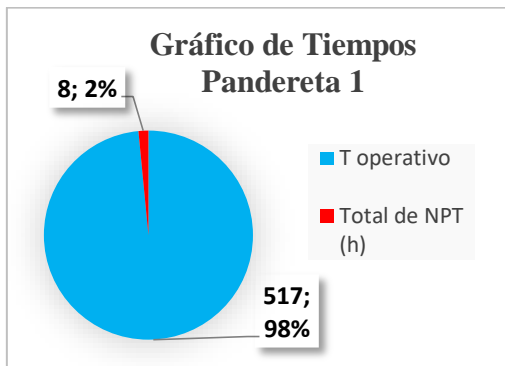
Schlumberguer. (2019) Drilling School. Capitulo 5. Bogotá. Colombia.

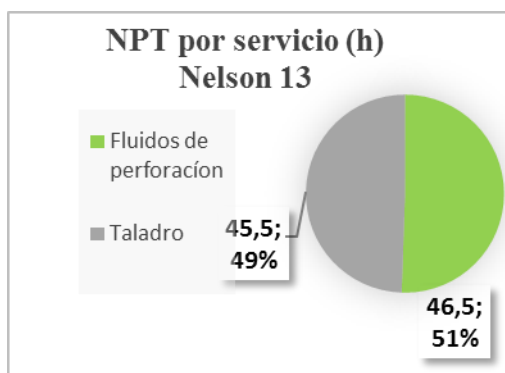
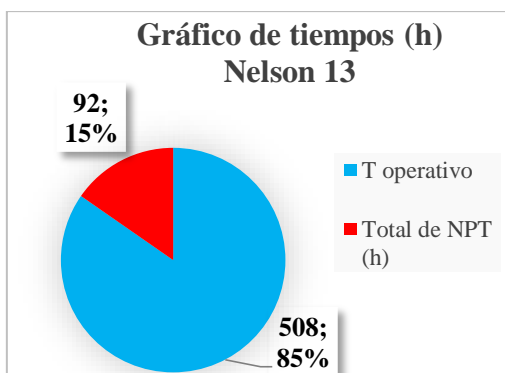
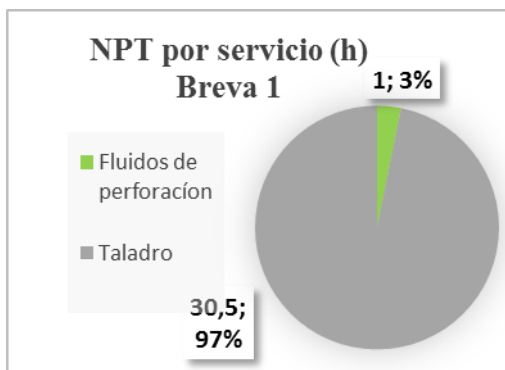
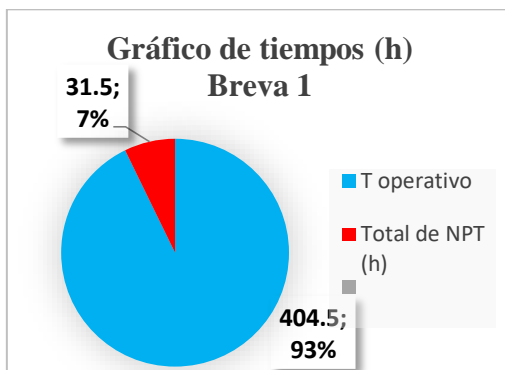
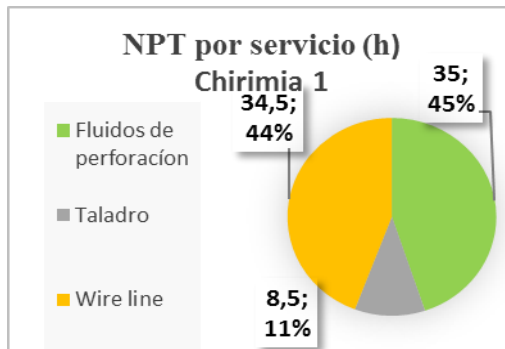
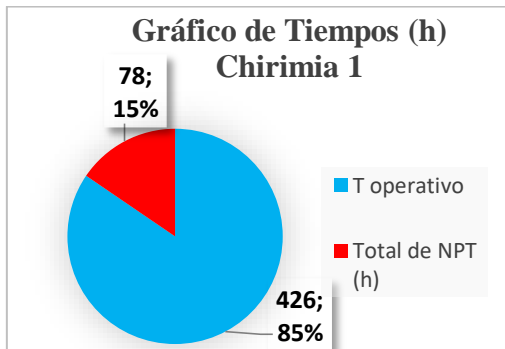
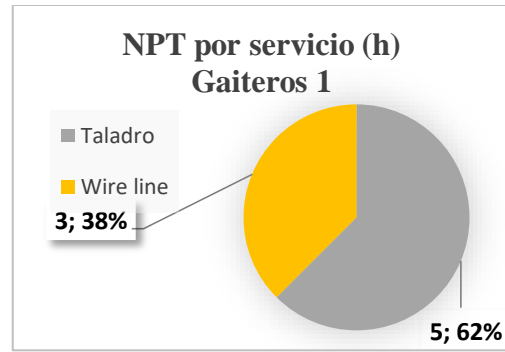
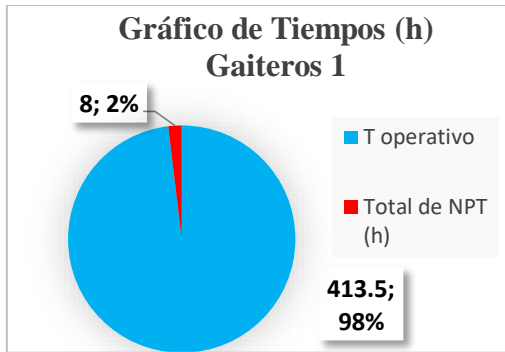
Training Pensemos. (s.f.) Ventana Operativa Recuperado de: <https://training.pemsemos.com/pugins/servlet/mobile?contentId=3998094>

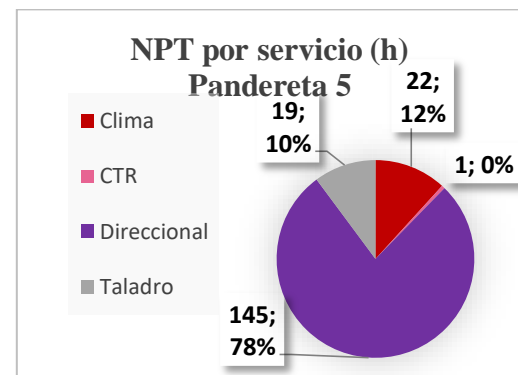
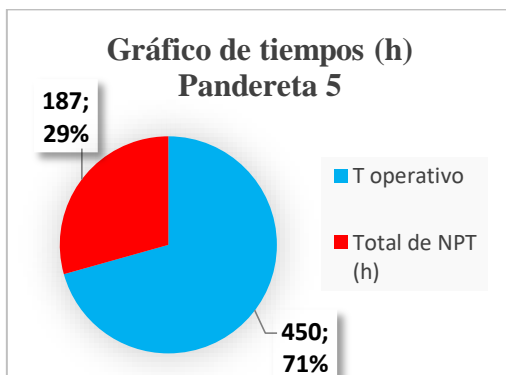
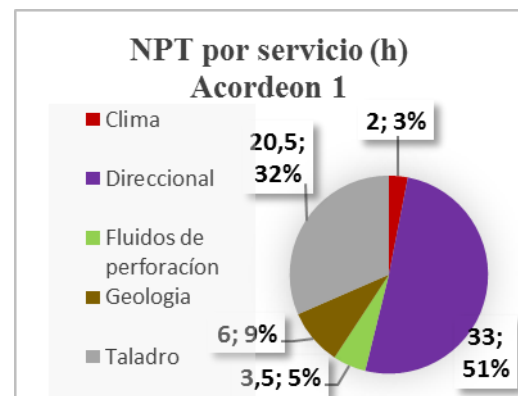
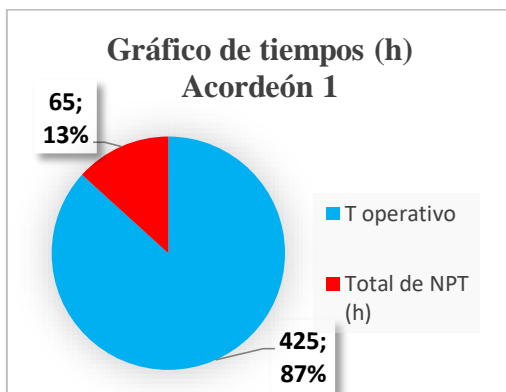
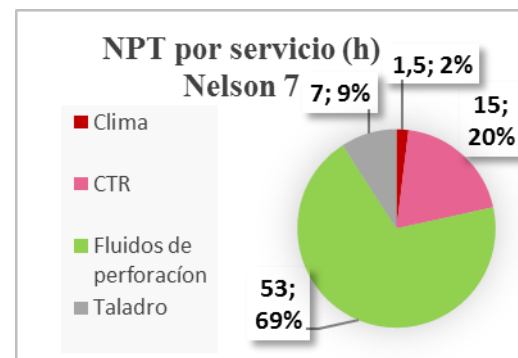
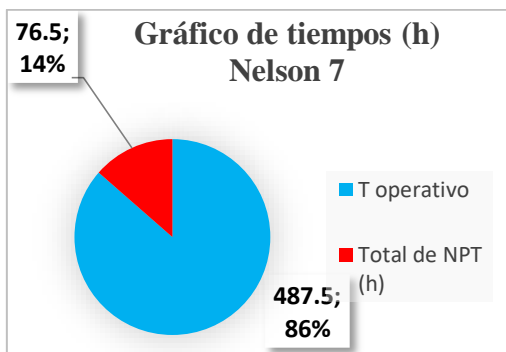
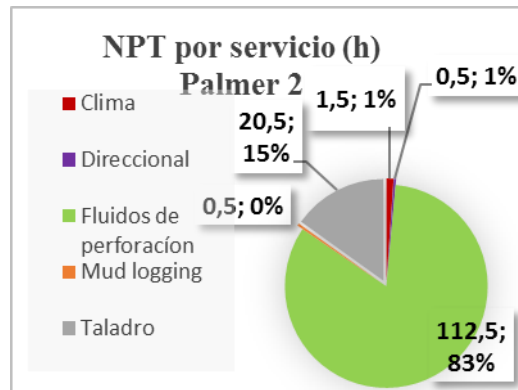
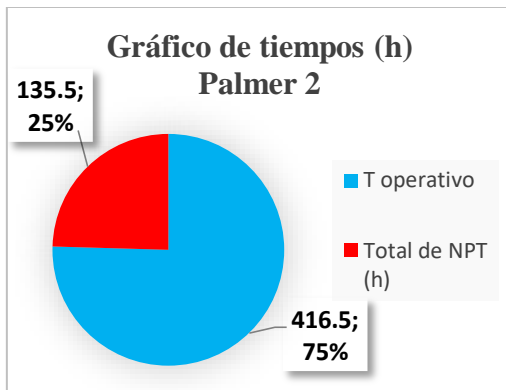
Wikipedia. (s.f.) Análisis Estructural Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis_estructural

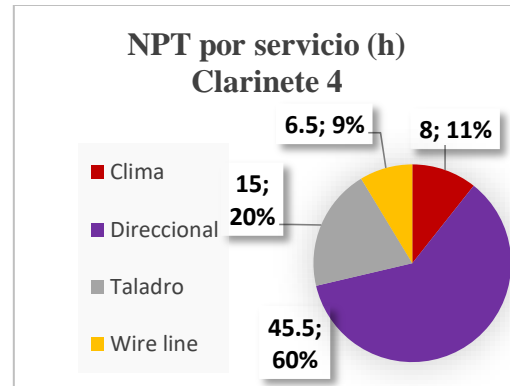
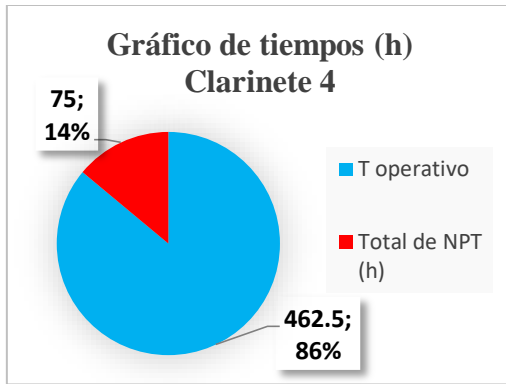
Apéndices

Apéndice A. Discriminación de los NPT por pozo

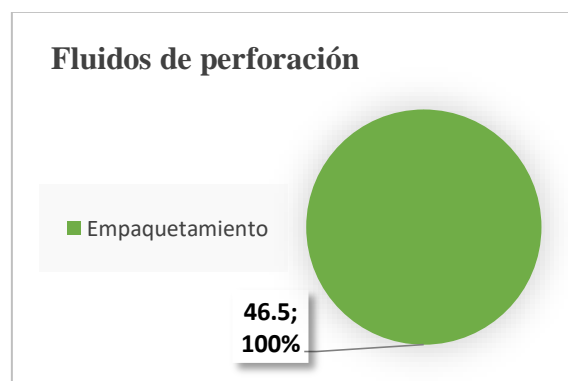
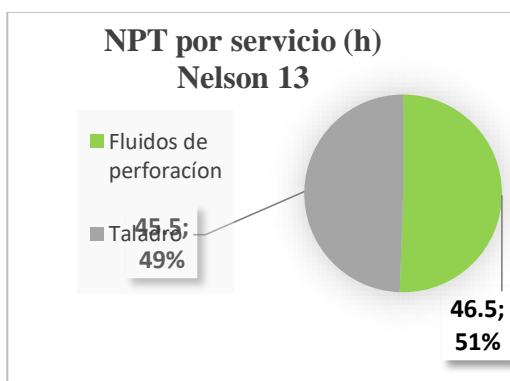
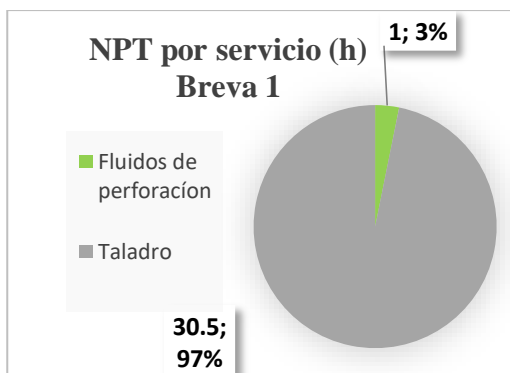
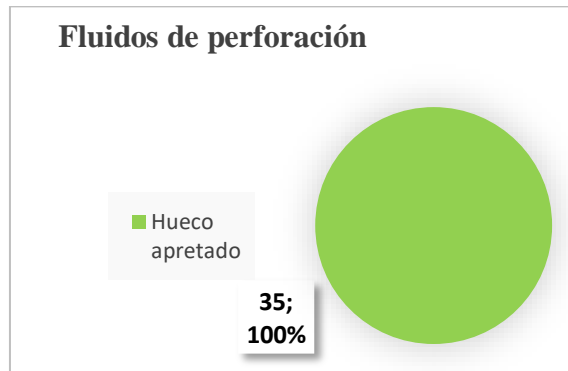
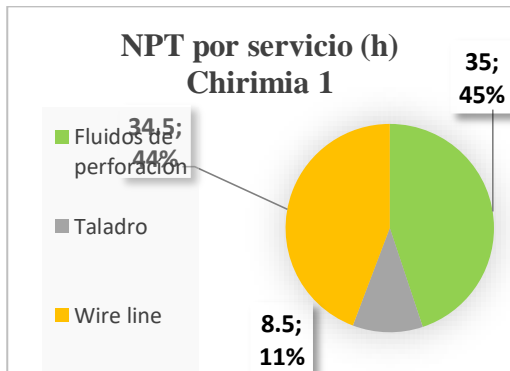


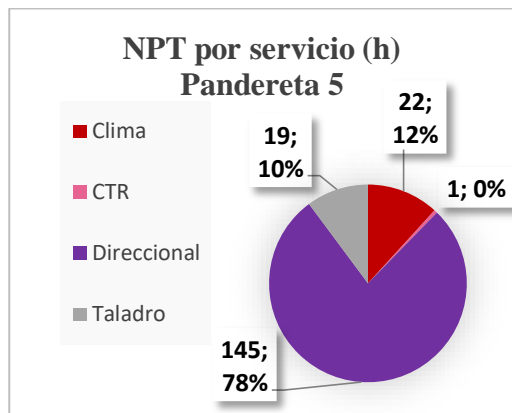
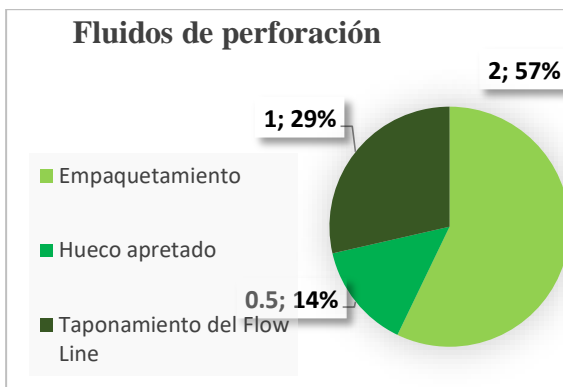
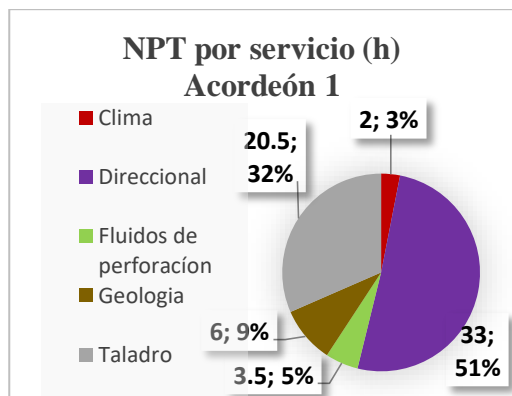
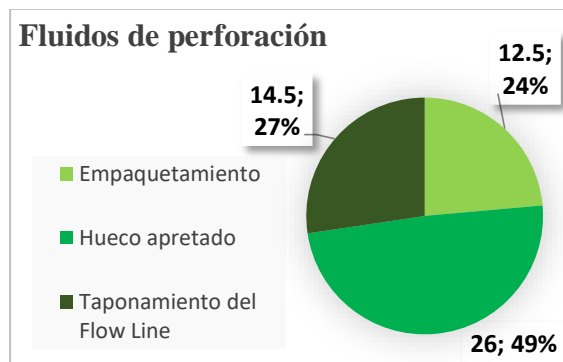
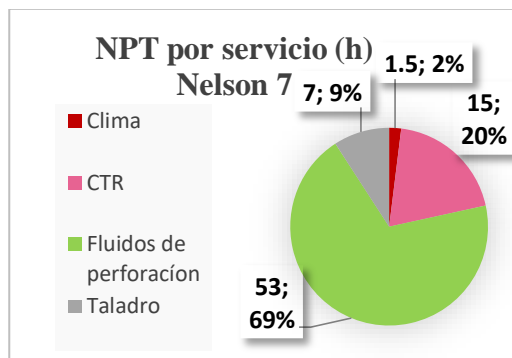
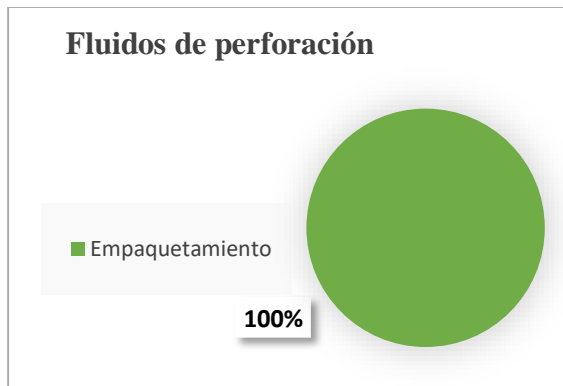
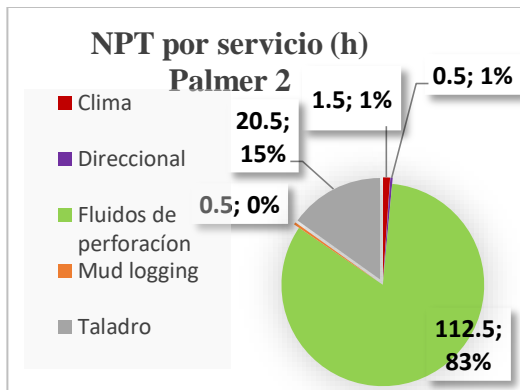




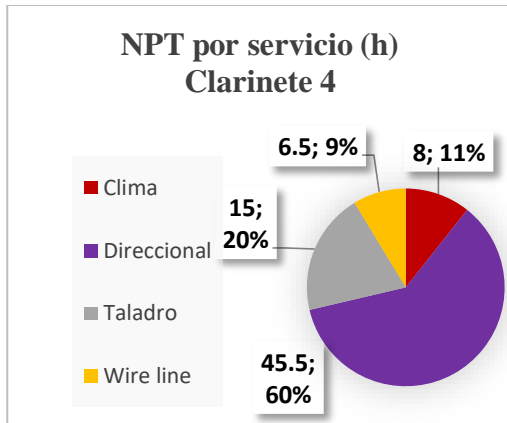


Apéndice B. Eventos NPT por el fluido de perforación detallado por pozo





Sin eventos de NPT por causa del fluido de perforación



Sin eventos de NPT por causa del fluido de perforación



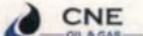
Apéndice C. Tablero de Mando

PERSPECTIVA	OBJETIVO CORPORATIVO	OBJETIVOS POR PROCESO	INDICADOR	CLASE DE INDICADOR	TIPO DE INDICADOR	FORMULA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE DE DATOS	FRECUENCIA DE MEDICIÓN	META (rangos)	RESPONSABLE DE MEDICIÓN
FINANCIERA	Capex de US\$ 119 MM Opex de \$22.3Mm (\$0.35/Mcf)	* Suministrar de acuerdo al programa de perforación, AFES tipo para cada pozo, ajustados de acuerdo con la curva de optimización proyectada.	Cierre de AFES	Estratégico	Cualitativo	Presupuestos (NPT) PERFORACIÓN + GEOLOGÍA y planeado	USD	AFES programa de perforación	Por pozo	No pasar del presupuesto planeado	Gerente de Perforación
	Agregar reservas 3P de 63 BCF con 8 pozos 3 pozos exploratorios de gas (44 BCF) 2 pozos appraisal de gas (19 BCF) 3 pozos desarrollo/appraisal de gas (PUIS) Opex de \$22.3Mm (\$0.35/Mcf) Capex de US\$ 119 MM Gas netback de \$3.64/Mcf	<ul style="list-style-type: none"> * Reducir los tiempos de Perforación de los pozos de tres secciones en 0.5 días. * Reducir el costo de los pozos en 2%. * Incrementar los pies por día perforado en 2% con respecto al 2018 * Reducir el costo por pie perforado el 2% con respecto al 2018 * Revisión y actualización Technical Limit cada 4 meses 	* Cost/Ft * Ft/Día * CPI * SPI	Estratégico	Cuantitativo	* Costo del pozo / Pies totales Perforados * Pies totales perforados / Días de perforación Los tiempos y costos no incluyen NPT ni registros eléctricos WL CPI = EV/AC SPI = EV/PV CPI = Índice de Ejecución de Costos EV = Valor ganado (costo de las actividades ejecutadas) AC = Costo real PV = Valor Planeado	* Cost/Ft * Ft/Día Fracción Fracción	Ejecución de proyectos	Al finalizar cada pozo Perforado	*2% *2% CPI ± 1.0 SPI ± 1.0	Gerente de Perforación
	Innovación de >36 nuevas ideas técnicas, nuevas estructuras contractuales, y procesos financieros Q1-Q4.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Promover la ejecución de pozos de 2 secciones (Acordión 1). 2. Evaluar la implementación del secado de cortes mediante Hornos de Deshidratación. 3. Análisis de nuevos compuestos para mejorar el desempeño del fluido. 4. Estrategia de puenteo en el fluido Fm Porquero y CDO. 5. Evaluación de las centrifugas de alto caudal para mejorar control de IMBT. 6. Ajuste de la densidad del fluido con las presiones estimadas para las zonas depletadas. 7. Evaluar e implementar el uso de herramientas para mejorar el calibre del hueco. 8. Evaluar e implementar el uso de Agitator en pozos de doof fases. 9. Optimización en proceso de planeación y diseño de pozos mediante la evaluación de software (DrillPlan). 10. Actualización de licencias e implementación de openwells en nube para reducir costos y mejorar el manejo de la información (backups, perfiles, fácil acceso). 	Evaluación de iniciativas	Estratégico	Cualitativo	Numero iniciativas evaluadas / Numero de evaluaciones total +100	Porcentaje	Iniciativas evaluadas	Trimestral	100%	Gerente de Perforación

PERSPECTIVA	OBJETIVO CORPORATIVO	OBJETIVOS POR PROCESO	INDICADOR	CLASE DE INDICADOR	TIPO DE INDICADOR	FORMULA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE DE DATOS	FRECUENCIA DE MEDICIÓN	META (rangos)	RESPONSABLE DE MEDICIÓN
HSE CUMPLIMIENTO	Cero accidentes con incapacidad para empleados de CANACOL, CNE, GEOPRODUCCION Contratistas 0.65 Visitas gerenciales a campo 100% Target safety cerrados 85%	* Cero Derrames no contenidos	Derrames	Operativo	Cuantitativo	Reporte de eventos	Número	Campo	Por pozo	Cero derrames	Gerente de perforación
		* Optimización Uso de Agua	Reuso de agua con unidad de ósmosis	Operativo	Cualitativo	comparación de línea base con proyectos anteriores	Porcentaje	Campo	Por pozo	85%	Gerente de perforación
		* Cero accidentes	Accidentalidad	Operativo	Cuantitativo	Número de accidentes	Número	Campo	Por pozo	Cero accidentes	Gerente de perforación
OPERATIVO	Disposición de exceso de inventario total en Q2.	* Reducir inventario en 5%									
		* Optimización en el proceso de compra y reutilización de materiales (Tubería y Cabezales)	Optimización de inventario	Operativo	Cualitativo	comparación de línea base con proyectos anteriores	Línea base	Línea base	Cada 4 meses	Línea base	Gerente de perforación
PROCESOS ASEGURAMIENTO	Procedimientos Desarrollar/facilitar técnicas de mejoramiento continuo (post-Audits) para garantizar en el corto plazo mejores resultados en nuestras operaciones (desarrollo sostenible del know-how).	**Finalizar manual de procedimientos operativos (Viajes BHA)									
		*Manual de perforación									
		*Generar matriz de riesgos (planeación, diseño y ejecución) y sacar planes de alternativas de mitigación de riesgos identificados (Plan de acción).	Procedimientos	Operativo	Cuantitativo	% avance	Porcentaje	Operaciones e Ingeniería	Cada 4 meses	100%	Gerente de perforación
		*Revisión y mejora de planes de simulacros *Finalizar e implementar WDP *Elaboración del "Banco" de lecciones aprendidas + Continuar con aseguramiento de información a EPIs	Procedimientos	Operativo	Cuantitativo	% avance	Porcentaje	Operaciones e Ingeniería	Cada 4 meses	100%	Gerente de perforación
		*Realizar un de Post Audits semestral *Cierre de planes de acción resultantes de los post audits	Post Audits por proyecto realizado	Operativo	Cuantitativo	% avance	Porcentaje	Programa de post audit	Semestral	100%	Gerente de perforación

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019) Presentación Budget 2019. 2020 Campaña de Perforación. p. 15

Apéndice D. Ejemplo de Acta de Comité de Contratos

  			
Número de Requerimiento: CNE-NP-20190627-2	27 Día	06 Mes	2019 Año
Compañía/Bloque:	CNE OIL y GAS VIM-5 CNE OIL y GAS VIM-19 Geoproduction Esperanza Geoproduction VIM - 21 CNE OIL y GAS Geoproduction		
Fecha para la cual se requiere el Bien o Servicio :	2019-07-15		
Categoría del Bien o Servicio:	Fluidos de perforación		
Aprobaciones Requeridas:	Pre CIC:: CIC:: Abastecimiento::		
Valor de la Solicitud:	USD \$ 5,280,000.00		
Tipo de Aprobación:	Ad. P. Competitivo CyC		
Modificar el estado de este requerimiento a : Envío de Notificación a Proveedores Preparación de Contrato Contrato en Firma del Contratista Contrato en Proceso de Firma Canacol Contrato en Proceso de Activación en Ideas y Aracnia Contrato Activo Finalizado			
1. OBJETO DE LOS SERVICIOS A CONTRATAR :			
Servicio de diseño, ingeniería, suministro, mezcla y aplicación de productos químicos para la elaboración de fluido de perforación y completamiento requeridos en las operaciones de perforación, completamiento y Workover de la Compañía a nivel nacional.			
2. PROPÓSITO DE LA PRESENTE SOLICITUD :			
Solicitud de autorización para emitir Contratos de Servicios con la compañía Schlumberger, bajo la estrategia de segundo llamado al contratista actual Halliburton, como resultado del proceso de negociación directa autorizado por el comité de compras y contratos, con una vigencia estimada de dos años, con opción de prórroga por un año adicional, contemplando los servicios de * ingeniería y suministro de productos químicos, preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación, intervención y/o completamiento, durante las operaciones de perforación, intervención y/o completamiento de pozos a nivel nacional*			

3. SOLICITANTE :

Rol	Nombre
Solicitante del Bien y/o Servicio :	Gerencia de Perforación
Administrador de Contrato :	Edgar Pabón
Gerente de Área Responsable :	Gustavo Salazar

4. ANTECEDENTES :

Actualmente los servicios de fluidos de perforación son adquiridos con [REDACTED] lliburton como unico llamado formalizado hasta el momento, con el siguiente estatus de ejecución:

CONTRATO	CONTRATISTA	DESCRIPCION	F.INICIO	F.FINAL	MONEDA	VALOR DEL CONTRATO	SALDO A LA FECHA
----------	-------------	-------------	----------	---------	--------	--------------------	------------------

[REDACTED]	HALLIBURTON AMERICA	SERVICIOS DE INGENIERIA Y SUMINISTRO QUIMICOS, PREPARACION Y MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION, INTERVENCION Y/O COMPLETAMIENTO PARA BLOQUE VIM (VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA)	1/10/2017	1/10/2019	USD	\$3.315.000	\$1.198.996
[REDACTED]	HALLIBURTON AMERICA	SERVICIOS DE INGENIERIA Y SUMINISTROS DE PRODUCTOS QUIMICOS, PREPARACION Y MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION, INTERVENCION Y/O COMPLETAMIENTO PARA BLOQUE VIM (VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA)	1/10/2017	1/10/2019	USD	\$3.315.000	\$1.203.450

Dentro de la estrategia de abastacimiento de servicios considerados críticos se definió generar opciones de llamado adicionales al primer llamado, para contar con un back up en caso de no disponibilidad, uso de tecnologías alternativas o debilidades de los proveedores en primer llamado.

Con base en lo anterior, en febrero de 2018, el comité de compras y contratos autorizó iniciar una negociación directa con [redacted] humberger para asegurar el segundo llamado con tarifas iguales o inferiores a los costos tipo por pozo esperados.

El proceso presentó la siguiente evolución:

1. 2018-02-02. Aprobación comité
2. 2019-01-17. Entrega de alcance técnico y cuadro de tarifas por parte del Asesor de fluidos
3. 2019-01-17. Aprobación área técnica para solicitar oferta
4. 2019-01-22. Solicitud de ajuste de información por referenciar información de bloques no operados por la compañía.
5. 2019-03-28. Entrega de alcance técnico ajustado y cuadro de tarifas.
6. 2019-03-28. Solicitud de propuesta [redacted] humberger
7. 2019-04-01. Entrega de propuesta por parte del proveedor para estudio
8. 2019-04-30. Nueva solicitud de propuesta [redacted] humberger con alcance técnico ajustado
9. 2019-04-30. Entrega de segunda propuesta por parte del proveedor.
10. 2019-05-03. Solicitud de ajustes y aclaraciones a la propuesta comercial.
11. 2019-05-07. Entrega de propuesta a [redacted] humberger
12. 2019-05-15. Entrega de informe de pruebas de laboratorio por [redacted] humberger.
13. 2019-06-20. Reunión de revisión técnica de la oferta
14. 2019-06-20. Solicitud de nueva propuesta técnica y comercial
15. 2019-06-25. Entrega de la tercera oferta ajustada.
16. 2019-06-27. Revisión interna de minuta modelo con cambios su [redacted] humberger.

5. RESULTADOS :

El proceso contó con un análisis técnico y comercial para poder establecer la compatibilidad e idoneidad de los productos y servicios hacia nuestras operaciones.

La propuesta final lump sum equivale a USD 195.000, con las siguientes consideraciones:

	ACTUAL	OFERTA APROBADA (COSTO)	OFERTA 1 - 7 TARIFAS UNITARIAS	OFERTA 2	OFERTA 3	OFERTA FINAL
Descripción	[redacted] humberger Tarifas unitarias	[redacted] humberger Presupuesto	[redacted] humberger tarifas unitarias	[redacted] humberger lump sum	[redacted] humberger lump sum	[redacted] humberger lump sum
Profundidad (ft)	9.534	10.000	9.534	9.000	10.000	10.000
Angulo (grados)	26,27	30,00	26,27	30,00	50,00	ilimitado
Ingeniería incluida (días)	21	30	21	30	30	30

Barriles de pérdida por sección (bbls)	-	100	-	100	200	200
Densidad máxima 12 1/4" (lpg)	10,20	10,80	10,20	10,20	10,80	11,00
Densidad máxima 8 1/2"(lpg)	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Descuento por reutilización de fluido (USD / bbl)	-	-	-	-	-	12
Costo por pie adicional perforado	Lista de precios productos	25,00	Lista de precios productos	Lista de precios productos	21,70	19,50
Condición de pago	Productos + servicios	Productos + servicios	Prioridad por propiedades del fluido, independientemente de la cantidad o tipo de productos requeridos; y formulación validada mínima.			
Fluidos de perforación Lump sum	\$268.386	\$250.000	\$321.565	\$195.000	\$217.000	\$195.000
Fluidos de completamiento	\$45.000	\$45.000	\$45.000	\$45.000	\$45.000	\$45.000
# <input type="checkbox"/> EO	10	10	10	10	10	10
# <input type="checkbox"/> NE	10	10	10	10	10	10
C <input type="checkbox"/> EO	\$3.133.863	\$2.950.000	\$3.865.647	\$2.400.000	\$2.820.000	\$2.400.000
Co <input type="checkbox"/> NE	\$3.133.863	\$2.950.000	\$3.865.647	\$2.400.000	\$2.820.000	\$2.400.000

PROY. - Área de RV	2020 - 20	EXCERCIÓN	2021 - 2021	2022 - 2022	2023 - 2023	2024 - 2024
<p>Consideraciones de la oferta Lump sum</p> <p>1 yndash; El lump sum se registrará por propiedades del fluido como primera opción y después por concentraciones de productos.</p> <p>2 yndash; La densidad de los fluidos en 12 yfrac14; se subirá hasta 10 lpg usando carbonato de calcio en diferente tamaño de acuerdo a la granulometría requerida de acuerdo a los tamaños de garganta estimados para los diferentes pozos, de esta densidad en adelante se usará barita para la sección de 12 yfrac14;.</p> <p>3 yndash; El lump sum cubre todos los productos requeridos para mantener el fluido con las propiedades programadas y en buenas condiciones en general para la perforación, solo se cobra como adicional: el lubricante mayor a 1%, los materiales para liberar tubería y para pérdida de circulación; hasta la profundidad acordada de 10.000 ft.</p> <p>4 yndash; Las densidades máximas de fluidos dentro del lump sum son: para 12 yfrac14; es 11 lpg, para 8 yfrac12; es 10 lpg.</p> <p>5 yndash; Las profundidades programadas como máximas por sección, que estarían incluidas en el lump sum son: 16 yfrac12; es 1000 ft., para 12 yfrac14; es 8000 ft y para 8 yfrac12; es hasta 10000 ft.</p> <p>6 yndash; La tarifa lump sum para este estado mecánico es de US\$ 195000, si la profundidad final es mayor a la aquí estipulada se reconocerá un costo por ft perforado adicional (US\$ 19,5 / ft)</p> <p>6 yndash; Para el lump sum se establece un volumen en tanques de 500 bbls.</p> <p>7 yndash; La tarifa de lump sum considera la preparación de fluido nuevo para cada pozo.</p> <p>8 yndash; En caso de que la Compañía decida reutilizar el fluido se aplicará un descuento de USD 12 dólares americanos por cada barril reutilizado, este será descontado en el liquete.</p> <p>9 yndash; El lump sum incluye 30 días de ingeniería que se usan también para completamiento de los pozos. Los costos de la salmuera y equipos para wellbore clean out están por fuera del lump sum</p> <p>10 yndash; En caso de requerir floculación selectiva para mantener el MBT del fluido dentro de los rangos programados, los productos necesarios están dentro del lump sum.</p>						

6. AHORROS :

Indicador	Variable 1	Variable 2	Diferencia	Porcentaje
Ahorros/Presupuesto	Valor Presupuesto: 5,900,000.00	Valor Adjudicado: 4,800,000.00	1,100,000.00	18.64%

Indicador	Variable 1	Variable 2	Diferencia	Porcentaje
Ahorros/Negociación	Valor oferta inicial: 5,240,000.00	Valor Oferta final: 4,800,000.00	440,000.00	8.40%
Costo mitigado	Segunda mejor oferta: 6,267,725.00	Valor adjudicado: 4,800,000.00	1,467,725.00	23.42%

7. JUSTIFICACIÓN, BENEFICIOS Y EFICIENCIAS ESPERADAS :

Aspecto	Observaciones
Justificación de la estrategia	Dentro de las operaciones de la compañías se ha definido como estrategia la necesidad de contar con mas de un contrato habilitado para ejecución, cuando las circunstancias así lo requieran; actualmente por fluidos no tenemos un segundo llamado y en virtud de los resultados de la negociación se solicita autorización para suscribir los contratos con al menos 10 servicios por cada compañía, los cuales, nos aseguran la tarifa en caso de resultar exitoso el esquema, por los próximos 2 años.
Beneficios	<ol style="list-style-type: none"> 1. Menor costo. (costo lump sum optimizado, con alta probabilidad de que se tengan operaciones dentro de este alcance; mitigación de posibles costos exagerados en caso de cambios en la profundidad.; descuento asociado a reutilización de fluido.) 2. Segunda opción que dependiendo de los resultados podría llegar a ser la primera. 3. Consolidación de operación con otros servicios relevantes de la operación
Eficiencias operativas esperadas	1. Menor costo, mejorando el performance del fluido en pozo y con esto optimizando las operaciones de perforación y completamiento, especialmente viajes, corrida de registros y revestimientos.

8. VALOR ESTIMADO :

Id	Compañía	Detalle	Moneda	Unidad de Medida	Cant.- Cantidad	Valor Unitario	Valor Total	AFE/Centros Costos
	E OIL y GAS	Fluido de perforación	USD	gb	10.00	195,000.00	1950000.00	
	o-production	Fluido de perforación	USD	gb	10.00	195,000.00	1950000.00	
	E OIL y GAS	Fluido de Completamiento y WBCO	USD	gb	10.00	45,000.00	450000.00	
	o-production	Fluido de Completamiento y WBCO	USD	gb	10.00	45,000.00	450000.00	
	E OIL y GAS	Contingencias operacionales (10% - pegas, perdidas, mayores profundidades)	USD	gb	1.00	240,000.00	240000.00	
	o-production	Contingencias operacionales (10% - pegas, perdidas, mayores profundidades)	USD	gb	1.00	240,000.00	240000.00	
							\$ 5,280,000.00	

Los valores definidos como contingentes serán usados unica y exclusivamente cuando las condiciones definidas del LUmp sum se superen en profundidad, No. fases, densidad, perdidas superiores, requerimientos de lubricante o productos especializados bajo condiciones de de urgencia operacional.

9. VIGENCIA (DÍAS) :

Vigencia	Fecha de Inicio	Fecha de Finalización
24 (meses/años)	2019-07-10	2021-07-09

10. EMPRESA ADJUDICATARIA :





NIT	Razón Social	Teléfono	Dirección Comercial	Ciudad
02175-1	ENCO S A	195000	# 13 - 21 Pl 4	Bogotá


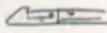

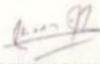

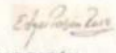
11. CRONOGRAMA DEL PROCESO :


--

12. ADJUNTOS :

C:\[redacted]on Hall SLB PxQ pozo tipo Pan.xlsx
 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ - 2019-06-27 18:26:13

 Propuesta Tecnica Canacol VIM 2019 V4.0.pdf
 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ - 2019-06-27 18:34:08
 Propuesta Comercial Fluidos de Perforación SLB - Canacol VIM-2019.pdf
 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ - 2019-06-27 18:34:08
 ANEXOS 1 Y 2 Cuadro de Tarifas Servicio de Fluidos de Perforación y Completamiento V3.0.xls
 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ - 2019-06-27 18:34:09
 051619FP01 Formulación fluido Acordeon (Canacol).pdf
 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ - 2019-06-27 18:34:09

 ANA CAROLINA RUIZ MÁRQUEZ COORDINADORA DE ABASTECIMIENTO <hr/> Abastecimiento	 GUSTAVO SALAZAR CEBALLES GERENTE DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO <hr/> Gerente Area Solicitante	 RODOLFO RIVERA VICEPRESIDENTE DE OPERACIONES <hr/> Vicepresidente de Operaciones	 JORGE RODRIGUEZ C. GERENTE DE SOSTENIBILIDAD <hr/> Gerente Sostenibilidad	 YENNY JULIETA RODRIGUEZ GERENTE DE ABASTECIMIENTO <hr/> Gerente Compras y Contratos	 EDGAR PABÓN SUPERINTENDENTE DE PERFORACIÓN <hr/> Evaluador Técnico
---	---	--	---	---	--


JESUS CASTIBLANCO
 ESPECIALISTA DE PLANEACIÓN Y PRESUPUESTO

 Coordinación de Planeación y Presupuesto

RECOMENDACIÓN:

Autor: NICOLAS MEDINA LOPEZ
 Fecha: 2019-07-03 17:57:15

El Comité Interno de Compras y Contratos celebrado el 03-07-2019 autoriza suscribir Contratos de Servicios con la [redacted] Schlumberger, bajo la estrategia de segundo llamado, para los servicios de ingeniería y suministro de productos químicos, preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación, intervención y completamiento, durante las operaciones de perforación, intervención y completamiento de pozos a nivel nacional. Vigencia estimada de dos años, con opción de prórroga por un año adicional.

Valor Total de la adjudicación: USD\$ 5.280.000

Este contratista será usado como primer llamado para los servicios requeridos para el pozo Pandereta. Este pozo será la prueba piloto para determinar el orden final de los llamados para la prestación de estos servicios.

El Comité aprueba emitir una carta de intención con el fin de iniciar las actividades preoperativas, una vez se finalice la negociación de la minuta de contrato con Schlumberger. El Comité solicita mantener la cláusula de transferencia de tecnología dentro del contrato.

Nota. Tomado de: Canacol Energy. (2019)Acta de comité de contratos de fluidos de perforación 2019. Campaña de Perforación Pozo Pandereta 5. p. 41