

MODELO GERENCIAL PARA EL DESARROLLO DE CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN EN CAMPOS
MADUROS. CASO LA CIRA.

DANIEL MORENO CARRILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE PETROLEOS, POSGRADOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE PETROLEOS, ENFASIS EN GERENCIA
BUCARAMANGA
2019.

MODELO GERENCIAL PARA EL DESARROLLO DE CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN EN CAMPOS
MADUROS. CASO LA CIRA.

DANIEL MORENO CARRILLO

TRABAJO DE GRADO PARA OBTENER EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA DE
PETRÓLEOS.

Director
Dr. Emiliano Ariza León

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE PETROLEOS, POSGRADOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE PETROLEOS, ENFASIS EN GERENCIA
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

A:

Dios, por haber permitido este proceso en mi vida y darme la oportunidad de conocer personas muy profesionales, que me han ayudado a identificar que podemos aportar nuestro conocimiento para un mundo mejor.

Mi esposa, Nerly Guzman, por su invaluable compañía, por las innumerables ocasiones en que mi tiempo fue para completar mis estudios y no pude compartir momentos en pareja, a la persona que siempre me ha apoyado y con quien comparto este logro por ser parte fundamental en mi vida.

Mis hijas, Dana Moreno y Manuela Moreno por soportar extensas jornadas de trabajo e investigación lejos de casa, mientras crecieron en este tiempo y no pude estar presente en su desarrollo.

La empresa que me ha colaborado en el desarrollo de todo este proyecto, orientándome y suministrando su información para lograr este objetivo.

La Universidad y todo su equipo de profesionales que han sido de gran ayuda en la conducción de este proyecto para el desarrollo de nuestro país.

CONTENIDO

INTRODUCCION	12
1. MANEJO DE OPERACIONES EN CAMPOS MADUROS	15
1.1. ANTECEDENTES DE MANEJO DE CAMPOS MADUROS	18
1.1.1 Caso campo La Cira	26
1.1.2. Descripción geológica del campo.	29
1.1.3. Perforación en el campo La Cira	31
2. METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN INTEGRAL PARA LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN EN CAMPOS MADUROS.	46
2.1 FLUJO DEL PROCESO	47
2.1.1 Planeación.	48
2.1.2 Ejecución de la perforación.	52
2.1.3 Finalización del pozo.....	57
2.2 MODELOS DE CONTRATACIÓN	61
2.2.1. Contrato de fluido de perforación.....	62
2.2.2. Contrato de alquiler de taladro de perforación.	64
2.2.3. Servicio de perforación direccional.	66
2.2.4. Servicio de cabezales de pozo.	67
2.2.5. Compra de revestimiento.	68
2.2.6. Servicio de corrida de revestimiento.....	69
3. PLAN DE TRABAJO PARA CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN EN CAMPOS MADUROS... 75	
3.1 PLANEACION	76

3.2	EJECUCION	84
3.3	RUTA DE OPERACIONES: PROCESOS EN PARALELO	89
4.	CONCLUSIONES.....	92
5.	RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFIA.....		96
ANEXOS		¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Descripción de Tiempos No Productivos.	45
Tabla 2 Tipo de Contratos según modelo usado.	61

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Pozos exploratorios perforados en Colombia (2000 – 2015).	25
Figura 2. Ubicación geográfica de La Cira.	28
Figura 3. Litología campo La Cira	30
Figura 4. Pozos perforados por año en el campo la Cira.	32
Figura 5. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2013,.....	33
Figura 6. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2014,.....	34
Figura 7. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2015,.....	35
Figura 8. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2016,.....	36
Figura 9. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2017,.....	37
Figura 10. Distribución de costos por servicio desde el 2013 al 2017.....	39
Figura 11. Planificación integrada del proceso.	47
Figura 12. Flujo de proceso de integración del plan de perforación.	48
Figura 13. Implementación, monitoreo y revisión del plan	54
Figura 14. Ejemplo de la implementación del método, monitoreo y revisión del plan durante la ejecución.....	57
Figura 15. Ejemplo de la implementación del método, monitoreo y revisión del plan durante la evaluación.....	59
Figura 16. Llaves usadas para corrida de revestimiento convencionalmente.	70

<i>Figura 17. PRT. Premier Running Tool. Herramienta para manejo y corrida de csg.</i>	<i>71</i>
Figura 18 . Estructura y presentación de la asignación de pozos a cada taladro dentro del sistema de seguimiento del proyecto.....	76
Figura 19. Menú de asignación de tareas por área, well Factory en el Well Tracking System, en las diferentes áreas del proceso.	77
Figura 20. Flujo de proceso para asignación geográfica de plataforma a perforar.	80
Figura 21. Proceso de Aseguramiento de plan direccional.	81
Figura 22. Proceso de trámite de forma 4CR y cierre de inyectores.....	83
Figura 23. Proceso de perforación y según el resultado de los registros eléctricos entrega del taladro.....	84
Figura 24. Proceso de entrega de pozo, después de perforado a producción del operador..	88

LISTA DE ANEXOS

Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en base de datos de la Biblioteca UIS

ANEXO A. Well Factory Flow process

RESUMEN

TITULO: MODELO GERENCIAL PARA EL DESARROLLO DE CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN EN CAMPOS MADUROS. CASO LA CIRA.

AUTOR: DANIEL MORENO CARRILLO.

PALABRAS CLAVE: MODELO, PERFORACIÓN, FABRICA DE POZOS, PLANEACIÓN.

DESCRIPCIÓN:

El presente documento tiene por objeto proponer un plan estratégico que permita a los diferentes entes de las compañías operadoras hacer una adecuada planeación y organización de procesos en el previo análisis de las alternativas de recursos en cuanto al desarrollo de las campañas de perforación, para mejorar los índices de productividad, utilizando la perforación de pozos en campos maduros.

Teniendo en cuenta las características de la planeación en cada campo se debe priorizar los objetivos, organizando la información inherente a la correcta planificación como es, presupuestos, áreas geológicas, recursos en tecnología disponibles, problemáticas administrativas y sociales para lo que se recurre a la utilización de herramientas de diagnóstico y estadísticas de información previa de casos de éxito, así como de estrategias particulares. Esto implica un análisis del entorno, revisar los objetivos de la organización para verificar las amenazas y fortalezas, en la etapa de formulación, se plantea estrategias de programación y de organizar la información para planificar la ejecución y se requiere hacer una medición de los procesos con metodologías de análisis de indicadores de información (etapa de información). Como producto del presente estudio se plantea un modelo gerencial para el análisis de planeación en la perforación para que se pueda aplicar en campos maduros, en especial en el territorio colombiano

Una vez desarrollada la metodología de gestión de planeación, se podrá utilizar para planificar cualquier campaña de perforación, de manera eficiente en cuanto a tiempos y costos operacionales. Dado que es un proceso que incluye la metodología de mejoramiento continuo, se puede constantemente introducir mejoras en el proceso de planificación.

Trabajo de Grado

Facultad de Físico-Química, Escuela de Ingeniería de Petróleos, director: Emiliano Ariza León, PhD en Ingeniería de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT MODEL FOR THE DEVELOPMENT OF DRILLING CAMPAIGNS IN MATURE FIELDS. CASE LA CIRA.

AUTHOR: DANIEL MORENO CARRILLO.

KEY WORDS: MODEL, DRILLING, MANUFACTURE OF WELLS, PLANNING.

DESCRIPTION:

The purpose of this document is to propose a strategic plan that allows the different entities of the operating companies to make an adequate planning and organization of processes in the previous analysis of the alternatives of resources regarding the development of the drilling campaigns, for improve productivity indices, using drilling wells in mature fields.

Taking into account the characteristics of the planning in each field, the objectives must be prioritized, organizing the information inherent to the correct planning such as budgets, geological areas, available technology resources, administrative and social problems for which the use of diagnostic tools and statistics of previous information of success stories, as well as of particular strategies. This implies an analysis of the environment, reviewing the objectives of the organization to verify the threats and strengths, at the formulation stage, planning strategies and organizing the information to plan the execution. That requires measuring the processes with methodologies for analyzing information indicators (information stage), a management model for planning analysis for drilling in any mature field of the national territory will be proposed.

Once the planning management methodology has been developed, it can be used in any mature field in the country to plan any drilling campaign, efficiently in terms of time and operational costs. Given that it is a process that includes the methodology of continuous improvement, it can be integrated with any user with the possibility of constantly making improvements to the planning process.

Trabajo de Grado

Facultad de Físico-Química, Escuela de Ingeniería de Petróleos, director: Emiliano Ariza León, PhD en Ingeniería de Petróleos

INTRODUCCION

Este documento muestra el desarrollo de una estrategia, que plantea, un modelo de gestión y las oportunidades de mejora continua que tienen las compañías operadoras de actividades petroleras, en el área de perforación, desde el punto de vista administrativo y operativo, para enfrentarse a los retos que se exigen en la industria de hoy, para perforar de la forma más eficiente posible.

En Colombia las Compañías operadoras tienen la capacidad técnica para desempeñar excelentes campañas de perforación en campos maduros, sin embargo, el análisis administrativo para programar esta planeación requiere de herramientas y modelos de gestión que planteen un mejoramiento continuo a su desarrollo con el fin de hacer cada vez más eficiente el proceso, en la medida que la tecnología cambiante aporte más alternativas de operación en diferentes zonas geográficas del país y del mundo.

En este documento, se hará el análisis y la propuesta de un modelo de gestión, específicamente en el departamento de perforación y su administración para desarrollar sus tareas, mediante un panorama comparativo de los resultados obtenidos al aplicar metodologías de planificación, posteriormente la ejecución durante las operaciones, retomando la información aportada de los trabajos en desarrollo y finalmente la evaluación de las campañas de perforación realizadas en

campos maduros del país. Se tomó como base los resultados alcanzados en la campaña de perforación 2013-2017 en el campo la Cira.

Se abordarán los temas de planificación efectiva, Fabrica de pozos y la evaluación de sistema de gestión, incorporado al desarrollo administrativo y operacional en el transcurso de las campañas de perforación analizadas.

Los beneficios de este estudio implican la estandarización de las metodologías para planificar campañas de perforación, en cualquier campo maduro en el territorio nacional, donde se quiera hacer incremento de producción mediante la perforación de nuevos pozos. Este análisis dará como resultado el mejoramiento en el manejo y operación de perforación aplicando prácticas y sistemas de contratación acordes al requerimiento particular del campo y se realizará el estudio en tres fases; Fase de revisión histórica y procedimientos aplicados, Fase de implementación de la metodología y Fase del seguimiento y evaluación de los alcances para cada campaña.

En la Fase de revisión histórica, se analizarán los diferentes procedimientos operacionales utilizados con sus respectivas comparaciones en cada año de campaña. Así mismo se observará, para el campo en análisis, los diferentes contratos y sus características principales. En la Fase de Implementación se

observará el resultado de aplicar la metodología de fábrica de pozos a la planificación de campañas de perforación prácticas. En la fase de seguimiento se observará el proceso, resaltando las mejoras en desempeño de costos y tiempos, así como el impacto general en la compañía desde el desarrollo de campañas bien planificadas.

1. MANEJO DE OPERACIONES EN CAMPOS MADUROS

Los efectos de las variaciones en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional, afectan directamente la forma de administrar los procesos para extraer adecuadamente los recursos petrolíferos, desde la perforación del pozo hasta su comercialización. Es necesario identificar las deficiencias en el control y manejo de costos durante la ejecución de las operaciones de desarrollo de campos, donde uno de los más grandes impactos en el proceso extractivo es la perforación de pozos. Este proceso de desarrollo es constituido por los diferentes servicios que se prestan para desarrollar la tarea de perforar un pozo petrolero. Servicios como el alquiler del taladro, brocas, herramientas direccionales, materiales y manejo de fluidos de perforación, así como la disposición de los cortes de roca generados, servicio de registros de hueco abierto, y otros deben ser referenciados desde el principio como elementos que son susceptibles a mejoramiento, en el proceso de contratación y seguimiento operativo en cada fase de los proyectos.

Tomando como referencia las experiencias adquiridas de un campo típico en el territorio colombiano, el campo La Cira, que es de los más antiguos del país, se observa que, utilizando técnicas de gerenciamiento estratégico, se ha podido mejorar desde cantidades marginales hasta 10 veces su producción diaria, demostrando que, a pesar de ser un campo maduro, utilizando técnicas de fábrica de pozos, es posible incrementar el volumen de producción de hidrocarburo en este tipo de campos.

Teniendo en cuenta estos resultados, vale la pena analizar cada uno de los factores que han contribuido a alcanzar la alta productividad en el campo y hacer énfasis en el mayor factor que ha causado este impacto positivo, el cual ha sido; la perforación de nuevos pozos, utilizando técnicas de mejoramiento en sus procedimientos, para ser económicamente viables y ejemplo para otros campos del País.

Las estrategias administrativas y de planificación, tanto en la parte técnica como en la contratación, son vitales en el proceso de control y seguimiento de las diferentes ejecuciones. Si no se cuenta con esta información a tiempo, los directivos no tendrán las herramientas apropiadas para la toma de decisiones, que en las actividades de perforación, requieren un seguimiento estricto.

El hecho de no realizar un análisis de estos factores de mejoramiento en el desarrollo del campo que permitan implementar acciones, especialmente en el caso de la perforación, podría derivar en reducción en la capacidad de extraer producción de petróleo, declinación temprana de presión de yacimiento por no tener pozos inyectoros que aporten a mantener la presión, disminución de la producción, y el desaprovechamiento de extraer oportunamente los hidrocarburos para aumentar el factor de recobro del campo.

Con este trabajo se pretende definir una metodología para la planificación previa a la perforación de pozos, verificando todos los procesos involucrados en el diseño

mecánico, evaluación de la formación, selección de broca y BHA propuestos entre otros aspectos. Esta planeación y coordinación como implementación satisfactoria de los servicios requeridos al pozo, así como el aseguramiento de potencial técnico de los riesgos, puede influenciar en el éxito de la realización de campañas de perforación con un gran número de pozos a desarrollar. De esta manera se hace eficiente el proceso de extracción de hidrocarburos de cada campo maduro.

Para poder desarrollar la metodología de la planeación de campañas de perforación de pozos dentro de campos maduros, se toma como ejemplo, el desarrollo de las campañas del campo la Cira en Colombia.

1.1. ANTECEDENTES DE MANEJO DE CAMPOS MADUROS

Desde el descubrimiento del campo La Cira en 1918 en Colombia, se ha venido explotando hidrocarburos y se hacen estimaciones del crudo que es posible sacar, a medida que se desarrollan los campos se llega a un punto de máxima producción y empieza el periodo de declinación de la producción del campo. Sin embargo, mediante métodos de mejoramiento del recobro y trabajos adicionales es posible incrementar los niveles de producción aun después de muchos años de declinación.

Al revisar la literatura se encuentran algunos aportes al diseño de modelos operativos y administrativos, para la realización de campañas de perforación en campos maduros dentro del territorio colombiano, al tener en cuenta las circunstancias particulares de cada zona a perforar.

Como dice Rodriguez ¹, la metodología para perforar un pozo infill en un campo maduro, tiene en cuenta que como ya son campos con muchos años de producción es necesario determinar el lugar propicio para perforar nuevos pozos y así obtener mejores resultados, con el fin de incrementar los valores de producción, sin importar el tiempo o la etapa de declinación en la que se encuentre el campo.

¹ RODRIGUEZ, Rubén. *Trabajo de Grado*. Pozos Infill. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería del Perú. (Rodriguez, 2009),

A nivel internacional utilizar la técnica de perforar pozos infill, es decir, construir pozos dentro de campos que ya tienen muchos pozos en producción o en inyección, ha venido demostrando ser una práctica adecuada para incrementar la producción en campos antiguos con técnicas convencionales, según el estudio realizado en la universidad nacional de Ingeniería de Perú ², donde demuestran que es posible incrementar los valores de producción de campos maduros, no solamente realizando operaciones de intervención sino también construyendo nuevos pozos para drenar zonas no explotadas, realizando la perforación de estos pozos a costos muy eficientes, respecto al riesgo y costo que representa buscar nuevas áreas en exploración.

Del campo La Cira, como campo maduro en el país, se tiene el estudio de Silva ³, que describe las bases del manejo de la información de pozos nuevos a perforar en las campañas realizadas en los años 2009-2010. Este documento presenta los modelos iniciales de desarrollo del campo desde el punto de vista de perforación, caracteriza los programas operativos ajustados a la necesidad del campo y permite hacer una comparación con el modelo operacional que actualmente se está utilizando para desarrollar las campañas de perforación.

² <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/4446>

³ SILVA, Cristhian, *Manejo de Información de pozos nuevos a perforar*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. (Silva, 2009).

Posteriormente, Figueroa ⁴, analizó la estrategia para el manejo integral de fluidos de perforación desde el punto de vista contractual y de gestión administrativo. En su trabajo de Optimización en la contratación de los servicios de fluidos de perforación, aporta mejoramientos en las condiciones contractuales para ser aplicadas en los servicios en el campo, dado que es una parte muy importante del proceso de perforación y que influye directamente tanto a la operación como al costo de construcción del pozo, el manejo de los fluidos debe ser tratado como factor fundamental en el éxito dentro de la campaña.

Así mismo, Romero ⁵, desarrolló un modelo gerencial para la gestión administrativa de los contratos de servicios de perforación, con lo que es posible hacer un adecuado seguimiento a la administración de contratos de los diferentes servicios involucrados en la perforación de diferentes pozos, incluidos los que se ubican dentro de campos ya productivos. Esta tarea es fundamental en el momento de poder llevar control tanto en los costos y presupuestos como en el cumplimiento de las tareas de cada uno de los actores en los servicios requeridos en el programa de perforación en campo maduros.

⁴ FIGUEROA, Carlos. *Estrategia para manejo de fluido de perforación*. Universidad Industrial de Santander. Bogotá. (Figueroa, 2013),

⁵ ROMERO, Miriam. *Modelo Gerencial para la gestión administrativa de Contratos de perforación*. Universidad de America. Bogotá. (Miriam, 2014).

Respecto a la importancia de la gestión administrativa, Acosta ⁶, aplicó el modelo presupuestal para la gerencia de perforación de un campo y verificó el impacto económico de cada una de las fases para asegurar la óptima asignación de recursos al proceso. Los resultados de esa aplicación del modelo dan como resultado una correcta forma de desarrollar el presupuesto y la metodología del seguimiento a los costos en cada fase para la perforación de un pozo.

Teniendo en cuenta que uno de los factores que más incide en la correcta planeación de una campaña de perforación para mejorar el desarrollo productivo de un campo es la selección de los equipos a utilizar, es importante prestar especial atención a la escogencia de los taladros que harán parte de la campaña. Vergara ⁷, aporta los criterios para seleccionar adecuadamente un taladro para la perforación de los pozos en cada campo en particular, dependiendo de sus características que son únicas.

Estos lineamientos implican el re-desarrollo de los campos actuales se traducen en el incremento del factor de recobro, así como la incorporación de reservas y producción para poder cumplir con las metas nacionales.

⁶ ACOSTA, Andrey. *Importancia Administrativa para la gerencia de perforación*. Bucaramanga. (Acosta, 2014)

⁷ VERGARA, María. *Selección de equipos para perforación*. Universidad de América. Bogotá. María (2014)

Como parte de los procesos para perforar un campo es fundamental la correcta planificación; en el año 2011 Aldawood J.M, Ahmed K. (Aldawood, 2011), de Baker Hughes y saudí Aramco, publican su estudio para integrar los procesos en la planificación de pozos para minimizar los riesgos a través de la cooperación entre los departamentos de perforación y geología, lo cual hace que la gestión en la planificación se simplifiquen mejorando notablemente los tiempos en la toma de decisiones para promover agilidad en el desarrollo de las campañas de perforación.

El desarrollo de campos petroleros maduros ha sido, y será cada vez más atractivo. Las prácticas de desarrollo de campos maduros se pueden dividir en dos grupos principales: (1) ingeniería de perforación y (2) ingeniería de yacimientos. El presente trabajo se enfocará en los aspectos de ingeniería de perforación ⁸.

Dentro del proceso de ingeniería de perforación se aplica la técnica de la perforación de pozos Infill, esta técnica implica realizar la construcción de pozos nuevos dentro de un espaciamiento de pozos ya perforados y completados. Esta técnica implica acomodar el espacio en superficie cerca de pozos ya en producción o en inyección y debe tener en cuenta la afectación de las áreas de drenaje, así como las trayectorias de construcción direccionales para dar buen término a la construcción.

⁸ Department of Civil and Environmental Engineering, School of Mining and Petroleum, University of Alberta, 3-112 Markin CNRL-NREF Building, Edmonton, AB, Canada T6G 2W2. (Department of civil & environmental Engeneering, 2012)

Como parte fundamental de la necesidad que se tiene en el país de mantener sus niveles de producción, aún más, si se tiene en cuenta las metas propuestas por la compañía estatal de llegar a 1,3 millones de Barriles en el año 2020; se exige contar con una estrategia en el desarrollo de los campos existentes, con varias alternativas según plantea Lobo ⁹, teniendo como directriz la Delimitación de Activos en Producción, Re-desarrollo Potencial Remanente de Yacimientos Principales, Validación Productividad & Desarrollo Yacimientos Secundarios, Exploración Cercana a Campos ("Near Field Exploration - NFE"), Implementación de pilotos y proyectos recobro secundario y mejorado (IOR-EOR), y Reducción de Costos.

Un desarrollo adecuado de las campañas de perforación dentro de campos maduros, aporta a esta meta, dado que el producto de ese desarrollo es más producción de un campo que ya ha estado produciendo y puede aumentar su factor de recobro con estas técnicas de intervención en el área del yacimiento.

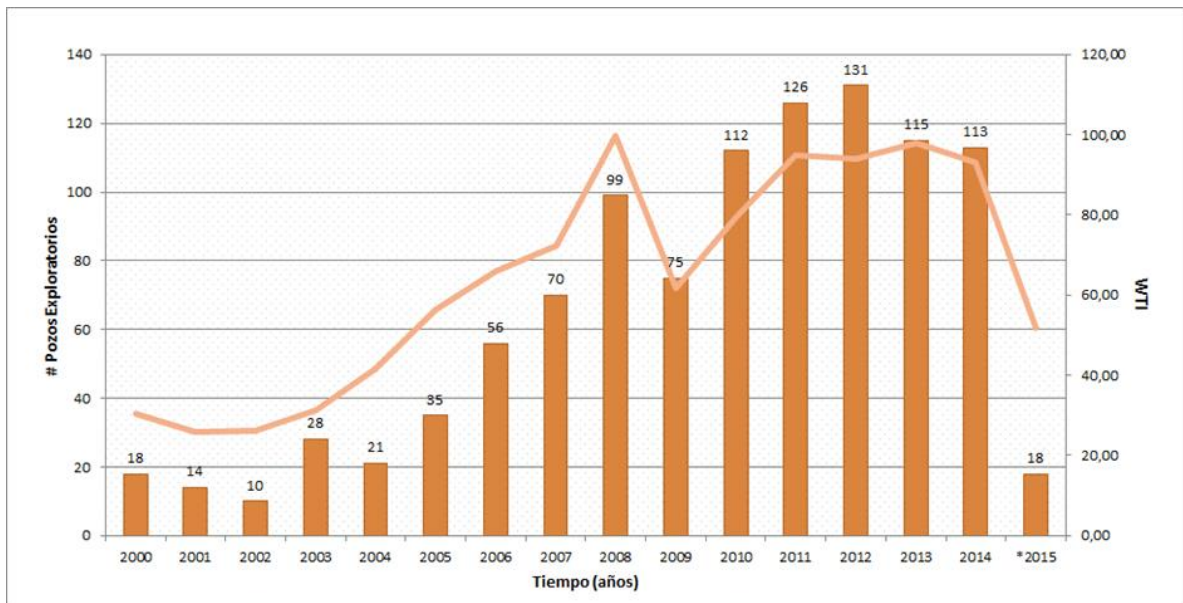
Para cumplir las expectativas de producción propuestas por la compañía estatal en Colombia es necesario considerar el desarrollo de los proyectos actualmente en ejecución, mediante la perforación de pozos infill y de avanzada para aumentar el número de pozos productores en zonas poco drenadas así como inyección de agua para mantener la presión del yacimiento en medio de pozos productores; para esto

⁹ LOBO, A. "Reserves Growth Potential" en Colombia una realidad para el logro de las MEGAS de Ecopetrol G.E. 2012. (Lobo, 2012)

se requiere mantener los esfuerzos de construcción enfocados a mejorar las técnicas de extracción y reducir los espacios donde no hay drenaje eficiente, así mismo realizar los trabajos de nuevos pozos en el menor tiempo posible para obtener los resultados de manera eficiente.

Como consecuencia de los buenos precios del crudo en el mercado mundial, durante los últimos años (2000 – 2014), se evidencia una tendencia a perforar mayor número de pozos exploratorios en Colombia; las inversiones en exploración son altas teniendo en cuenta el riesgo asumido, al no tener certeza de encontrar hidrocarburos; de allí la importancia de desarrollar reservas conocidas mediante la perforación de pozos en campos ya productivos, lo cual representa una inversión con menor riesgo y menor costo asociado.

Figura 1. Pozos exploratorios perforados en Colombia (2000 – 2015).



Fuente: ACIPET, ANH 2017.

La inversión en perforar campos ya productivos genera la confianza de participar en reservas ya probadas y la confianza en los inversionistas de incrementar el factor de recobro de estas reservas con la mejora de las tecnologías y procesos según el requerimiento de la actualidad.

Así como los procesos van avanzando en nivel tecnológico es fundamental que la gestión administrativa este implementada con la misma eficiencia ya que los recursos utilizados en la perforación de pozos en campos conocidos se deben optimizar al punto de reducir la incertidumbre; de ahí la correcta planificación que se requiere y el continuo seguimiento.

Después de experimentar una variación de los precios a nivel mundial, las compañías reducen sus inversiones y toda la industria se ve obligada a re-

estructurar sus costos de operación; esto hace que cobre gran importancia la estrategia de desarrollar campañas de perforación eficientes, a bajo costo por unidad perforada y con utilidades satisfactorias para ser aprovechadas en periodos de baja actividad o de austeridad.

La perforación de pozos nuevos en campos que ya han venido produciendo, muestra una gran versatilidad para seguir aportando ingresos a las compañías en periodos donde los niveles de inversión deben ser reducidos.

1.1.1 Caso campo La Cira

El campo La Cira fue descubierto en 1918 y alcanzó su nivel más alto de producción en el año 1939 con 64.971 bbl / día. En el año 1951 finaliza la concesión por la que operaba originalmente la Tropical Oil Company y pasó a manos de Ecopetrol y desde entonces nace la Empresa Colombiana de Petróleos. Durante los años productivos de este campo que es tomado como base para el desarrollo del presente trabajo, ha presentado una curva de declinación normal, hasta el año 2005 cuya producción fue de cerca de 5000 bbl / día.

Dentro de las estrategias propuestas para resolver la disminución de la producción en el país, los campos Maduros son considerados como objetivos principales para poder mantener los niveles de producción, el Campo La Cira siendo el más antiguo

del país, pasó de tener una producción promedio diaria de 5000 bbl en el año 2005 a producir más de 40.000 bbl / día en el 2015, gracias a las buenas técnicas de intervención y perforación de nuevos pozos por parte del actual operador del campo.

Este campo requiere mantenimiento de presión de yacimiento por medio de la inyección de agua, por lo que como parte del proceso de mejoramiento de la producción se han venido perforando mayor número de pozos infill desde el 2013.

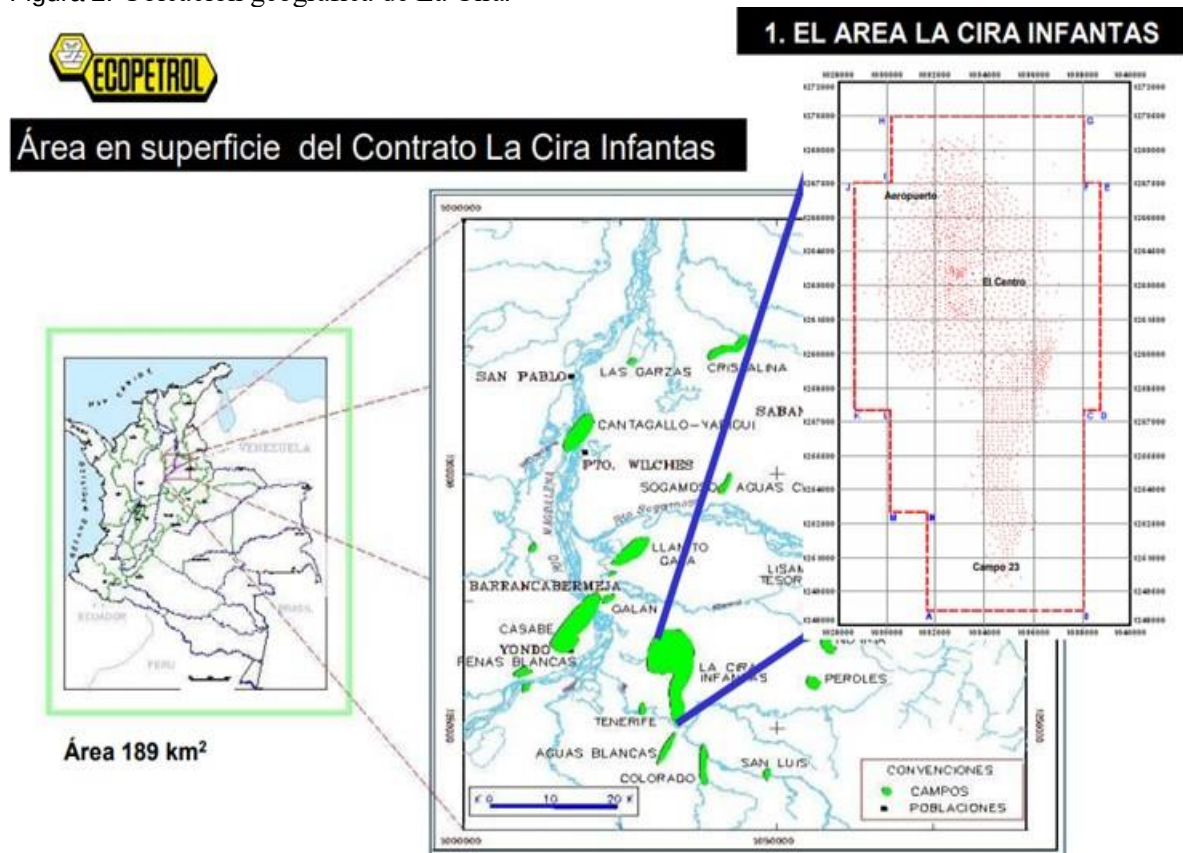
A partir del 2015 se han implementado mejoramientos en los procesos de perforación con el fin de construir más pozos inyectores y productores en el campo; también se ha venido desarrollando nuevas estrategias de contratación desde el punto de vista administrativo, para optimizar estos procesos de perforación.

El campo La Cira está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander, como se muestra en la figura 2. Este campo inició su operación con el pozo Infantas II en el año 1918, alcanzó su máxima producción en 1939 cuando se llegó a extraer 60.000 barriles diarios de petróleo (BDP). Posteriormente, debido al proceso de declinación natural, la producción bajó a 5.000 barriles diarios (BDP) en 2003.

Para mejorar la productividad del campo, en el año 2005 Ecopetrol realizó un contrato de colaboración empresarial con Occidental Andina la cual mediante

tecnologías en perforación de pozos aplicadas a los requerimientos del campo han permitido incrementar la producción.

Figura 2. Ubicación geográfica de La Cira.



Fuente: ECP & UIS 2012.

Ese Nuevo acuerdo hizo parte del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Oxy en 2005, que ha permitido incrementar la producción de la Cira – Infantas desde 5.000 BPD en 2003 a más de 43.000 BPD, en el año 2017.

Dentro de los objetivos corporativos del actual operador y del socio, se quiere aumentar el recobro del campo del 17% actual a un estimado del 30% y continuar incrementando la producción hasta llegar a más de 50.000 barriles por día.

El volumen de petróleo original del campo es cercano a 5.000 millones de barriles, de los cuales se han extraído unos 800 millones ¹⁰.

A partir de dicho incremento de producción, se requiere analizar las diferentes alternativas y prácticas desde el punto de vista de perforación, que han contribuido al mejoramiento de los niveles de producción en el campo más antiguo de Colombia para generar planes de trabajo a aplicar en otros campos maduros, que obtenga resultados positivos mediante un programa que contribuya al incremento de la producción que requiere el país.

1.1.2. Descripción geológica del campo.

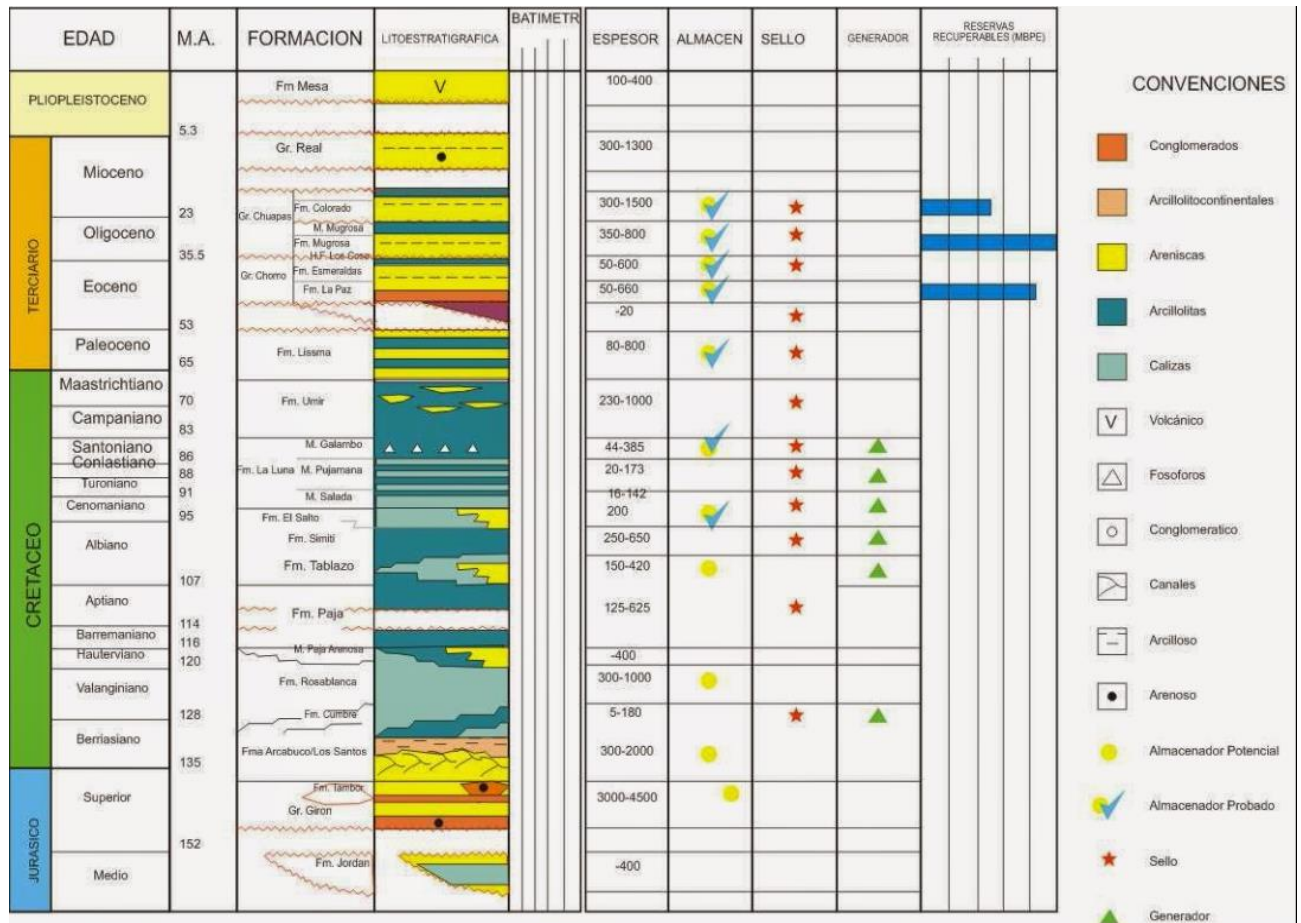
El valle medio magdalena se caracteriza por tener intercalaciones constantes de arcillas con areniscas, y las formaciones de interés son por lo general las arenas de las unidades denominadas A, B, C, de la formación Mugrosa. En la columna litológica se observan las características físicas de cada una de las formaciones a perforar, predominando las arenas poco consolidadas con altas porosidades y baja presión de poro.

Debido al tiempo que lleva en producción el campo, las presiones de formación se han reducido hasta valores entre 900 y 1400 psi, lo que en algunas ocasiones presenta retos técnicos para el manejo de fluidos de perforación livianos y con

¹⁰ Datos obtenidos de ANH, Ecopetrol, 2017. (ECOPETROL, 2017)

prevención de pérdidas de circulación. En la Figura 3 (Barrero, 2007), se presenta la columna estratigráfica generalizada correspondiente al campo la Cira Infantas.

Figura 3. Litología campo La Cira



Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombia Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007. p. 79.

Las profundidades promedio de las zonas de interés están en el intervalo 2300 – 3700 pies (TVD) ¹¹, haciendo atractivo el plan de perforar los pozos de manera rápida por ser someros. Sin embargo, presenta algunos retos en sus procedimientos para evitar pérdidas de circulación y algunas zonas donde se evidencia presencia

¹¹ True Vertical Depth. Profundidad real vertical.

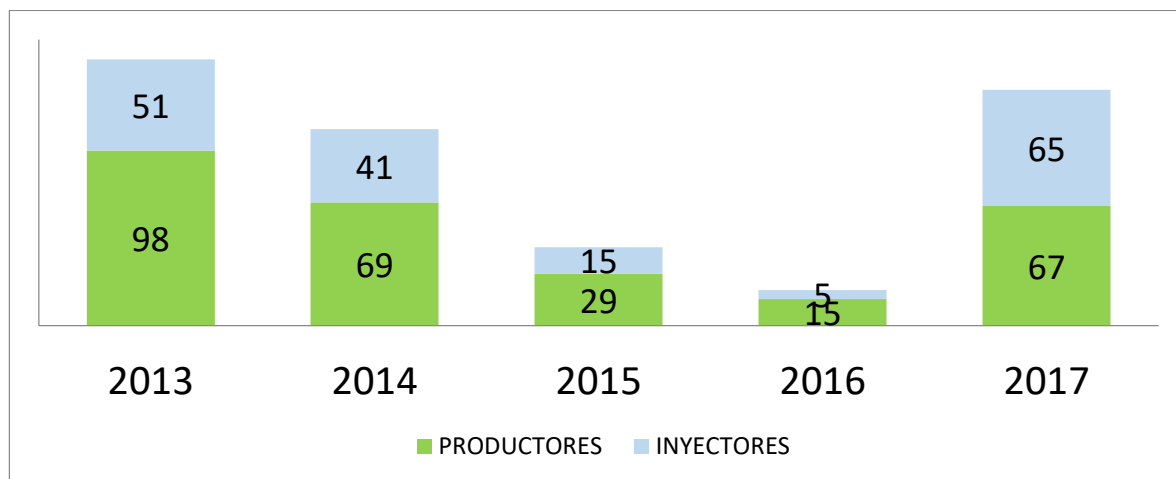
de gas, como es, en la región de la formación Esmeraldas en la parte inferior de Mugrosa, dado que es necesario perforar hasta esta profundidad con el ánimo de dejar volumen de pozo para recibir la migración de material inherente a la producción en este espacio adicional y de esta manera tener mayor vida útil de producción antes de realizar un servicio a pozo.

Las zonas de interés son las arenas productoras de la Formación Mugrosa, donde a pesar que muchas de estas arenas ya están con baja presión, hasta el momento son el centro de interés en el que se tiene la productividad; esta condición muestra que cada vez más pozos, durante la perforación, presentan pérdidas parciales y totales de circulación.

1.1.3. Perforación en el campo La Cira.

La evolución de las campañas de perforación realizadas en este campo maduro desde 2013 hasta el 2017 se muestra en la Figura 4; de esta información se puede analizar las diferentes estrategias para mejorar la planificación de las campañas subsiguientes.

Figura 4. Pozos perforados por año en el campo la Cira.

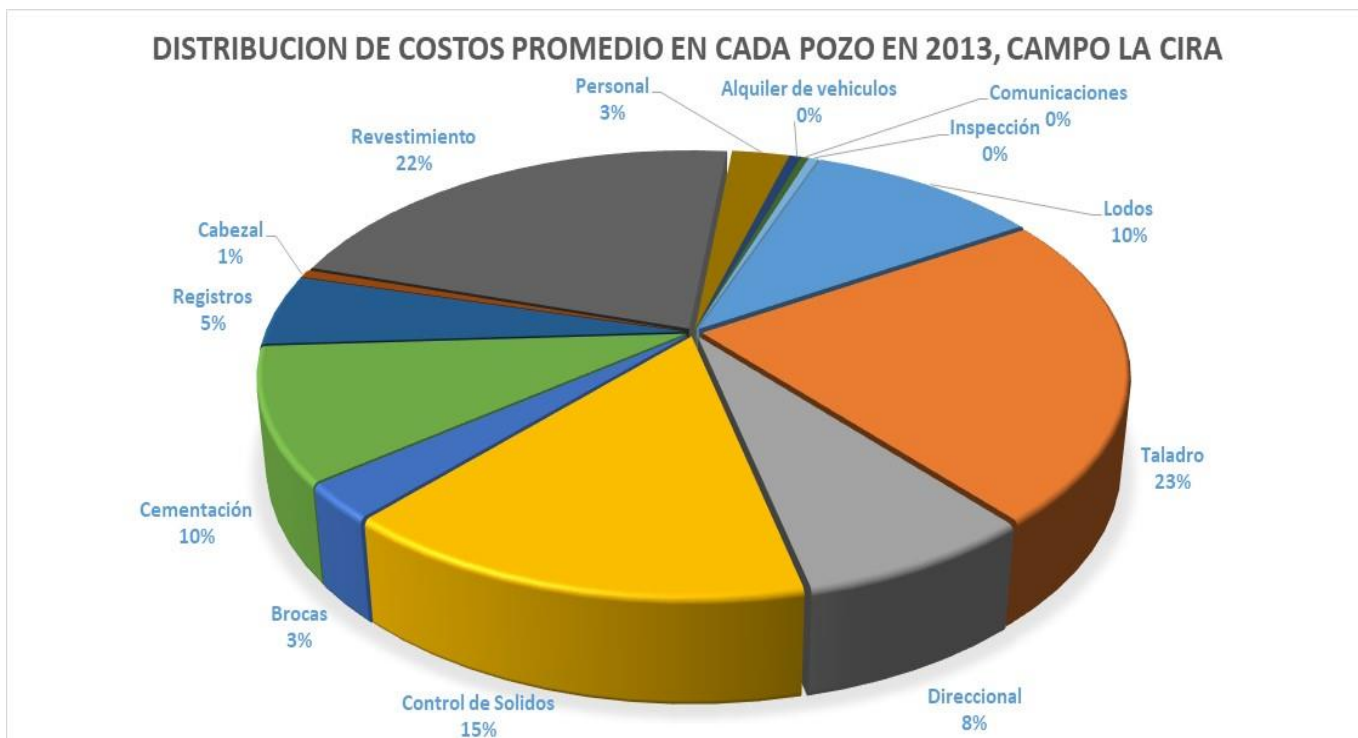


Fuente: Estadística anual de ANH, ECP.

El desarrollo de perforación desde el 2013 al 2015 fue en descenso dado la disminución del precio del crudo en estos años, haciendo menos factible los proyectos de perforación para el retorno de la inversión, con el modelo que se utilizaba.

En el año 2013 se perforaron 149 pozos de los cuales 98 fueron productores y 51 inyectores; así mismo, la distribución de los costos de perforación para este año se muestra en la figura. 5 Se debe tener en cuenta que los precios internacionales del crudo para este año tuvieron un valor promedio cercano a los 95 dólares / barril, lo que era muy atractivo logrando el retorno de la inversión.

Figura 5. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2013,



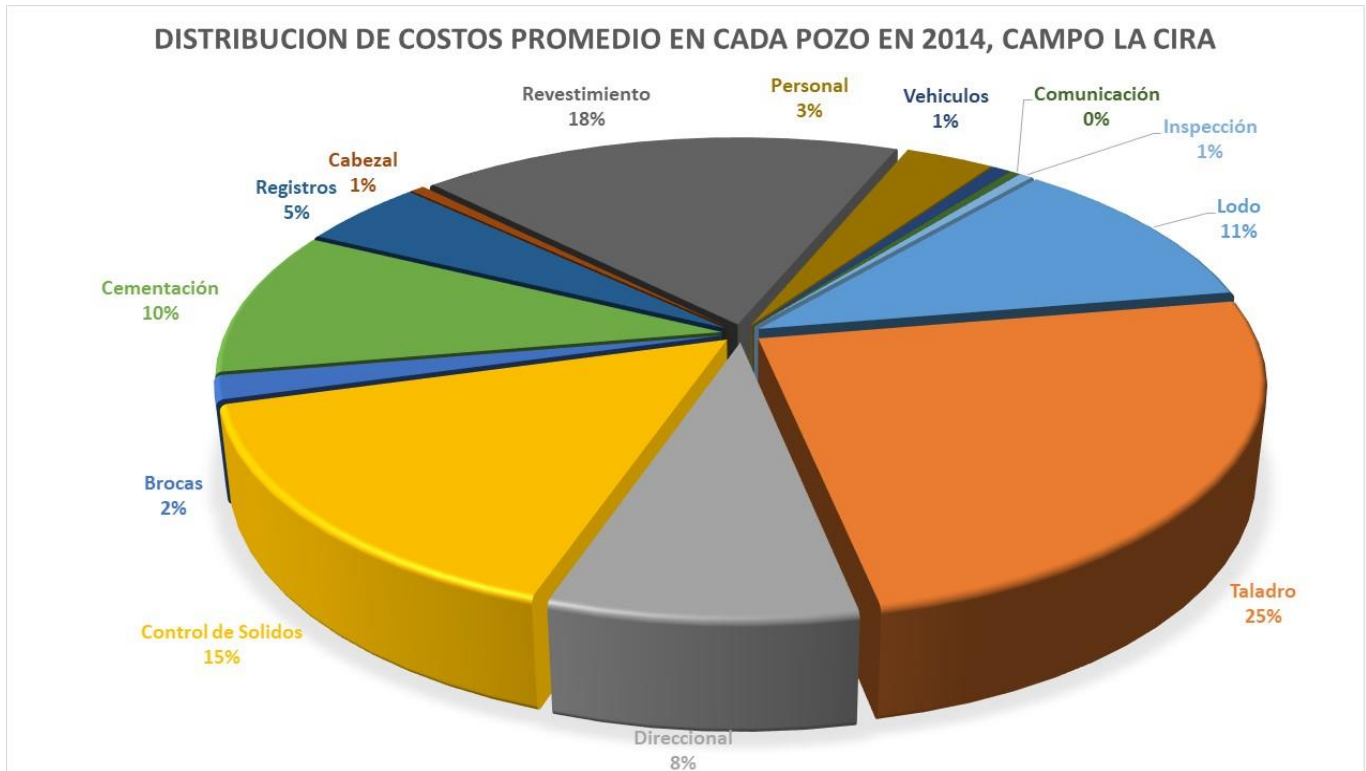
Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy.

Se observa que el costo más representativo es el del manejo de los fluidos de perforación desde su fabricación hasta su disposición final con una cuarta parte del costo total por pozo (lodo y control de sólidos), de igual forma el costo asociado al alquiler de los taladros de perforación asciende al 23 % y el costo de los revestimientos utilizados en cada pozo es cercano a la quinta parte del costo por pozo, siendo los valores de mayor costo para el desarrollo de la perforación de pozos en este campo.

En el año 2014 se perforaron 110 pozos de los cuales 69 fueron productores y 41 inyectoros. Teniendo como referencia la Figura 6, la distribución de los costos

promedio por pozo para este año en medio de una disminución en el número de pozos perforados, dada la caída de los precios del petróleo, lo que obligó a reestructurar los valores de presupuestos asignados para cada proyecto.

Figura 6. *Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2014,*



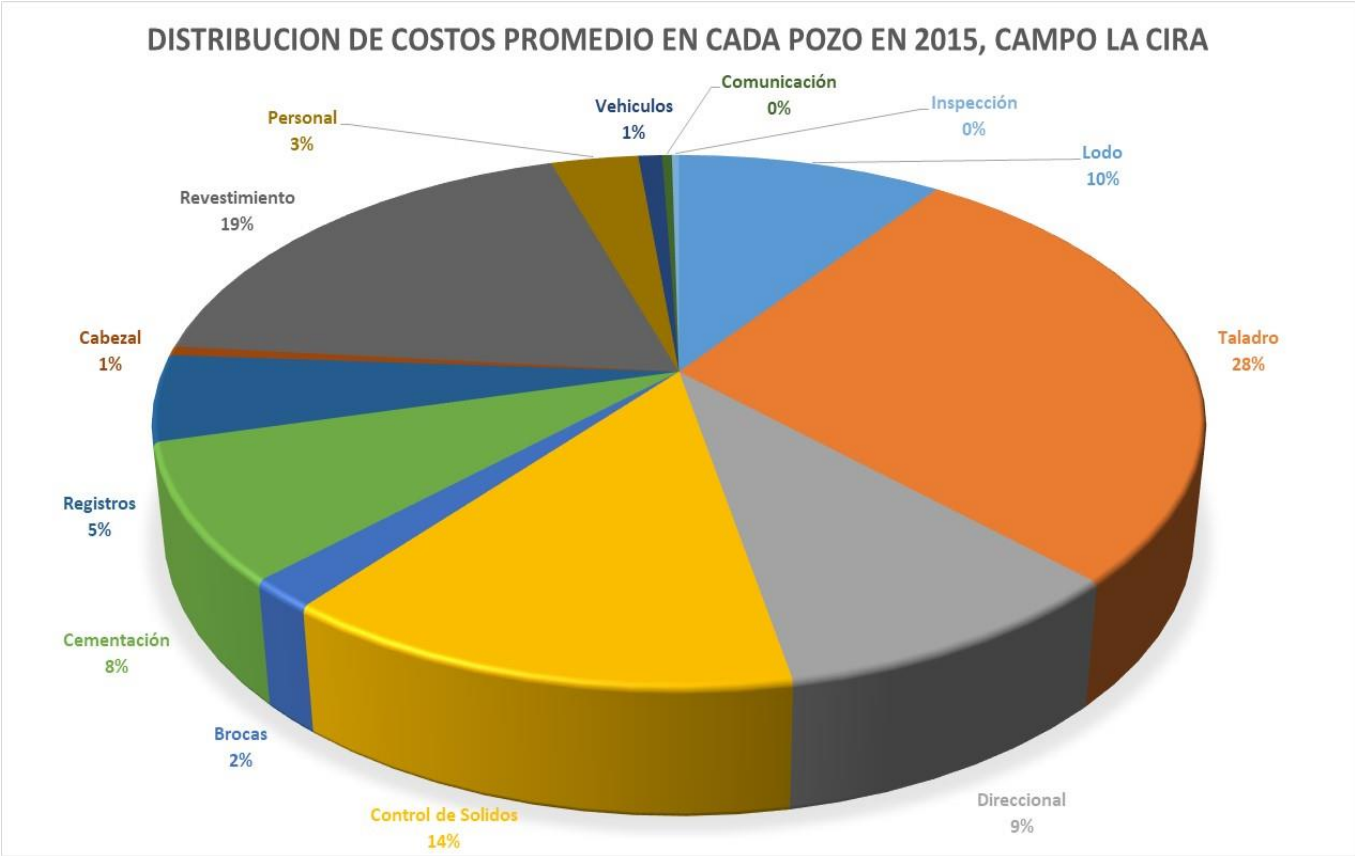
Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy.

Para este año los valores en el alquiler de los taladros tienen un mayor costo sobre el presupuesto total asignado por pozo, el costo del manejo de los fluidos de perforación y el revestimiento utilizado se mantiene en valores similares a los del año anterior, se estaban realizando huecos de tamaño en zona de superficie de 12 ¼" y en zona de producción de 8 ½", estos tamaños representan un importante costo en materiales de revestimiento, volúmenes de fluidos de perforación y de

cementación así como volúmenes altos en tratamiento de cortes y fluidos de deshecho de la operación.

En el año 2015 se perforaron 44 pozos de los cuales 29 fueron productores y 15 inyectoros, en la figura 7 se evidencia la distribución de costos por pozo en medio del gran impacto que tuvo la caída de precios del petróleo en el año 2015, a nivel internacional, lo que repercutió en la disminución de la actividad de perforación en este campo maduro.

Figura 7. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2015,

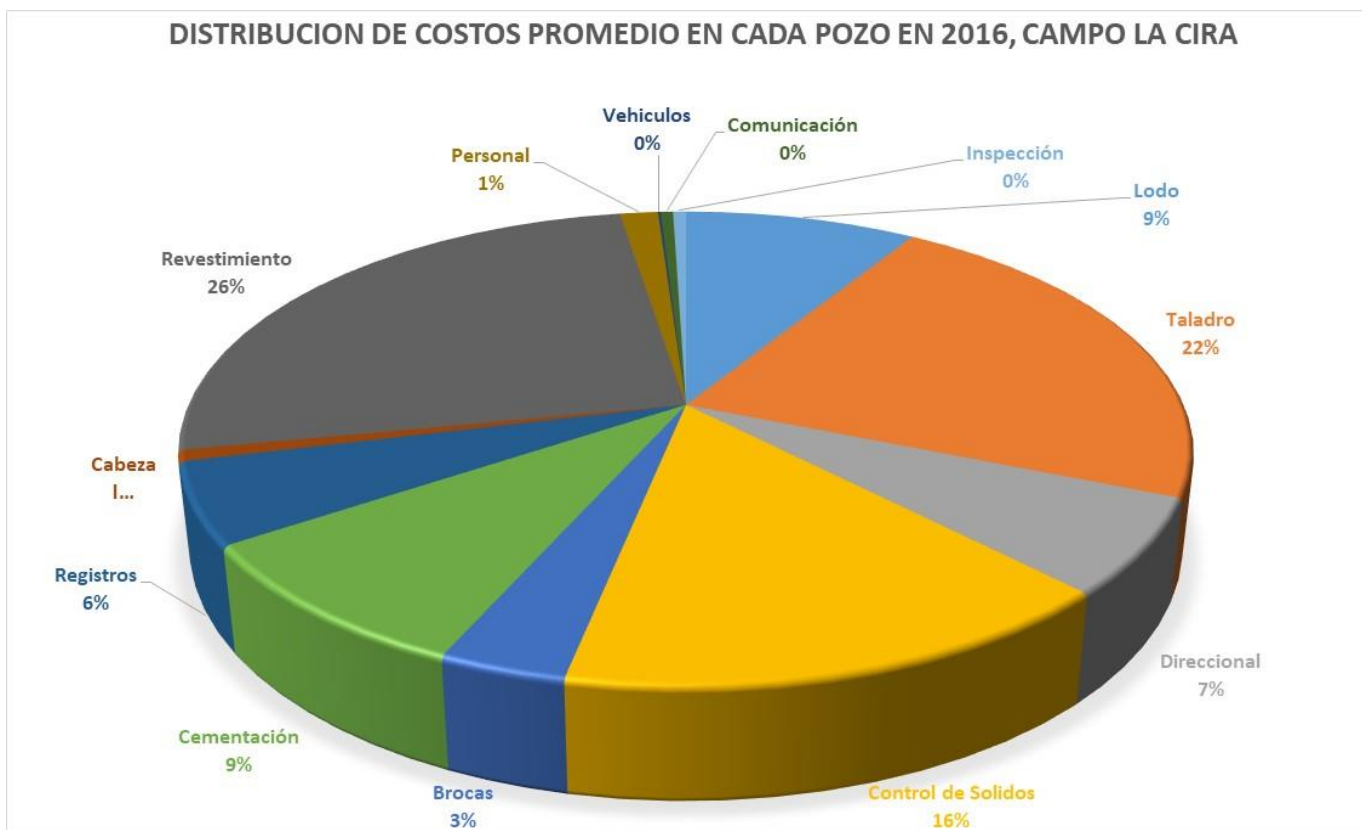


Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy.

Para este año, teniendo en cuenta que el número de pozos perforados fue inferior a los dos años anteriores, el costo promedio por pozo de la renta del taladro de perforación fue mayor. Los demás servicios tuvieron valores de costo similares a los de los años anteriores, pero con menos retorno de inversión. Los resultados muestran que es necesario replantear un modelo de servicios para futuras campañas de perforación.

La distribución de costos de perforación para el año 2016 se muestra en la figura 8. En el año 2016 se perforaron 20 pozos de los cuales 15 fueron productores y 5 inyectoros.

Figura 8. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2016,

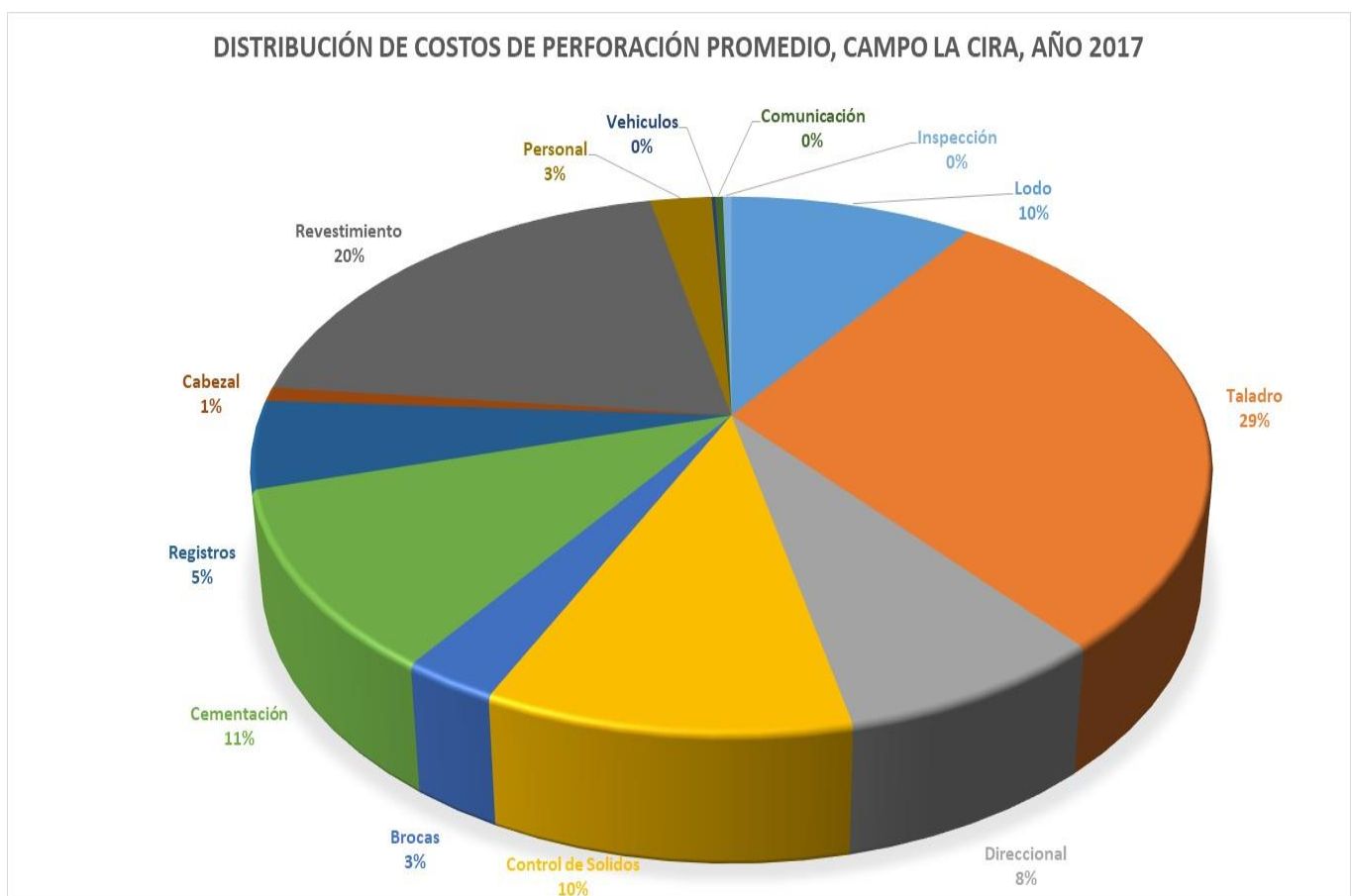


Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy.

Este fue el año donde más se nota la reducción en las actividades de perforación para el campo La Cira, se plantean una re-estructuración de los modelos de gerenciamiento de proyecto de perforación para acomodarse a estas nuevas circunstancias del mercado.

En la Figura 9 se observa que el costo asociado al taladro de perforación, para el año 2017 se reduce al 22 % mientras que los demás servicios permanecen en valores de costos similares a los años anteriores.

Figura 9. Distribución de costos de perforación promedio, campo la Cira, año 2017,



Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy.

Es muy importante resaltar que durante los años 2015 y 2016 se empezó a establecer nuevos modelos de gestión para adaptarse a las condiciones cambiantes del mercado.

Algunos de los cambios aplicados, desde el punto de planeación de pozos, fue implementar el modelo de fábrica de pozos, involucrando a todas las áreas que tenían influencia en el proyecto de tal forma que con la sinergia específica cada quien desarrollara las tareas en los tiempos especificados de tal forma que se puedan producir campañas más eficientes. Este modelo será tratado con detenimiento en este documento.

Otro aspecto importante, fue realizar cambios contractuales teniendo en cuenta las tarifas cambiantes dado los cambios de precio en el mercado internacional, esto permitió, realizar contratación de servicios a largo plazo con tarifas más económicas que en años pasados.

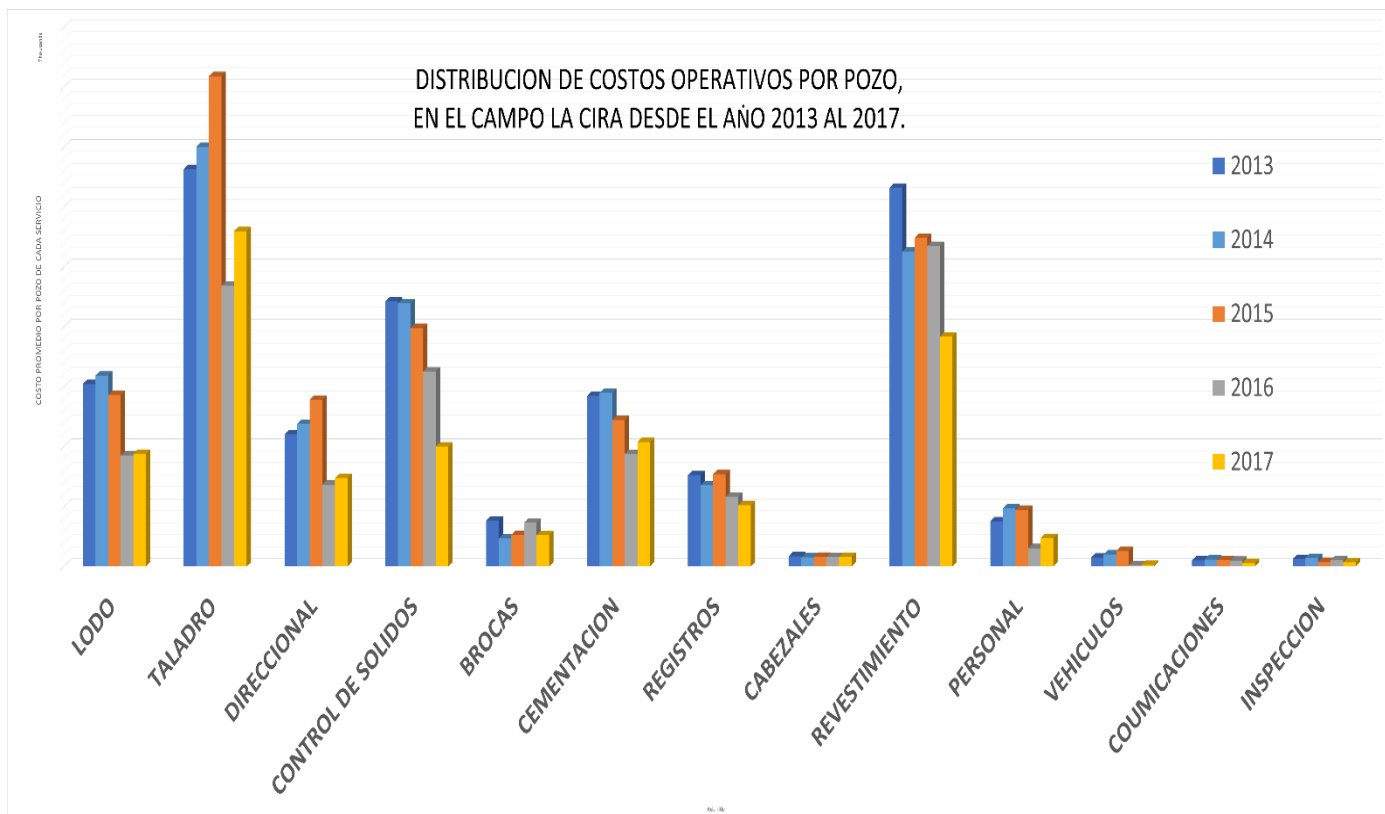
Así mismo, se iniciaron los análisis durante el proceso de construcción de pozos buscando los parámetros más eficientes y los limitadores que habría que tratar para mejorar los resultados, esto se logra desarrollando la metodología aplicada de la Energía Mecánica Específica (MSE¹²), la cual, mediante una base de datos construida a partir de la información arrojada en pruebas periódicas durante la

¹² MSE = Energía Usada (WOB, RPM, TORQUE, CAUDAL) / ROP. (Central Drilling Group, 2015)

perforación de cada pozo, se llega a concluir cuales son los parámetros óptimos según el BHA utilizado, esta información alimenta los programas de perforación siguientes para optimizar el proceso de fábrica de pozos.

En el 2017 se perforaron 132 pozos de los cuales 67 productores y 65 inyectores, bajo un cambio de modelo de planeación, lo que ha permitido desarrollar las campañas disminuyendo los costos en alrededor de una quinta parte respecto a campañas anteriores. Un análisis comparativo de distribución de costos entre 2013 y 2017 se presenta en la Figura 10; se observa que los costos en el presupuesto asignado se han disminuido.

Figura 10. Distribución de costos por servicio desde el 2013 al 2017.



Fuente: Grafico realizado para este trabajo de grado, Datos obtenidos de ECP y Oxy

Teniendo en cuenta que los contratos asignados han sido modificados e implementando acciones desde el año 2015, lo que ha permitido mejorar las condiciones en los servicios asociados a la perforación. Algunos de estos cambios son:

Los diámetros de los huecos a perforar se han cambiado desde el año 2016 para optimizar la cantidad y tipo de revestimiento a comprar por parte del operador del campo, antes del 2016 se perforaban los pozos en la sección de producción de 8,5", completando con revestimiento de 7", después de este año se perforan los huecos de producción con diámetros de broca de 7 7/8" corriendo revestimientos de 5,5".

Al reducir el diámetro de la broca para la perforación se incrementa la velocidad de circulación y por lo tanto la limpieza y estabilidad del hueco mejora las condiciones para completamiento.

Si se tiene en cuenta que el volumen de pozos realizado en el año 2017 fue mayor que el 2016, se ve un incremento en el costo de contratación de taladro debido al incremento de la actividad, sin embargo, en general, los costos de los servicios de operación fueron notablemente menores, aplicando la técnica de fábrica de pozos de manera que la reducción en costos promedio por servicios que impactan en la perforación, está alrededor del 30 % del año inmediatamente anterior. A manera de observación el contrato de manejo de fluidos fue entregado a una sola

compañía haciéndolo por un valor todo incluido, global (LUMP SUM) teniendo en cuenta que la experiencia adquirida en los años anteriores ya le da un punto de partida claro respecto a los insumos a utilizar y los valores asociados a este servicio. Así mismo fue necesario cambiar los equipos de perforación (Taladros) que se venían utilizando y se abrió licitación para nuevos contratistas de taladros ofreciendo buenas tarifas con equipos apropiados para las labores en el campo.

Por otro lado, el manejo del personal direccional se realiza "in House", lo que permite tener mayor facilidad en la comunicación entre las diferentes áreas mejorando eficientemente e desarrollo de planes de perforación con menor tiempo en la planificación.

Desde el punto de vista técnico se han implementado cambios para hacer más eficiente el proceso, los cuales se describen a continuación.

El tipo de taladro: Uno de los costos que más incide en el valor de la perforación es el costo diario del taladro de perforación, el tipo de taladro utilizado se escoge teniendo en cuenta las prácticas de trabajos anteriores bajo los lineamientos mencionados en las Normas API, en los diseños de cargas y maniobrabilidad requeridos. Aunque en el mercado hay varias compañías que ofrecen diferentes tipos de taladro, como mecánicos que tienen los 5 sistemas convencionales, como

son; Sistema Circulatorio, Rotario, De potencia, De elevación y el sistema de seguridad o preventoras, adicional a estos sistemas se debe contar con el sistema de control adaptado a cada uno de los elementos del taladro. También se puede usar taladros Eléctricos, Hidráulicos, Fast move, Skiding. Para la aplicación en el campo analizado se hizo la evaluación de utilizar taladros eléctricos, pero por su alto costo tuvieron que ser reemplazados; también se realizó la evaluación del uso de taladros Hidráulicos, sin embargo, la facilidad y adaptabilidad a los espacios de las locaciones no fueron los óptimos.

Los taladros que cuentan con la tecnología de Skiding, es decir que son capaces de moverse entre contrapozos con toda la tubería y la torre parada, pueden disminuir mucho tiempo en los movimientos cercanos, sin embargo, una gran desventaja es que no se pueden usar cuando los pozos están en medio de pozos antiguos ya perforados y en producción, únicamente son aplicables en locaciones nuevas con varios pozos seguidos, por esta razón no fue posible sacar provecho de este tipo de taladro.

Los taladros convencionales, modificados para movimientos rápidos, Fast Move, son los que mejor se adaptan a las condiciones de este campo, debido a su versatilidad de ubicarse entre pozos antiguos y la rapidez con que pueden ser movilizados de una loción a otra y entre contrapozos cercanos. Algunas características de este tipo de taladro es utilizar la menor cantidad de cargas

posibles y la mayoría con enganche a quinta rueda para ser fácilmente transportables.

El contrato del manejo de fluidos: Se unificó a una sola compañía para la construcción de lodo de perforación y el manejo de los cortes y fluidos que salen después de la perforación. Así mismo se asignó un solo valor global por pozo para este servicio teniendo como base los productos químicos utilizados y estudios de compatibilidades de fluidos para lograr realizar un solo pago independientemente de las cantidades utilizadas hasta un valor límite, de tiempo y cantidad.

Herramientas direccionales y telemetría, manejo In-house. Bajo este modelo de contrato, donde los servicios direccionales de un pozo son aportados, por una compañía bajo el control y dirección del operador, se puede tener mayor control en las trayectorias y exactitud en los tiempos de entrega de los análisis de anti colisión y factores de separación, algo que es fundamental en campos con tantos pozos que representan riesgo de colisión. En este modelo de servicio, se contrata el personal directamente por el operador del campo y las herramientas son alquiladas a un fabricante de motores de fondo y de herramientas de medición mientras perfora, MWD¹³, con la que se transmite inclinación y dirección del pozo. Con estos cambios, la eficiencia en la perforación se ha mejorado, mostrando reducciones en costos por

¹³ MWD: Measure While Drilling.

pozo y llegando a realizar cada pozo en menos de 4 días incluyendo el movimiento de los equipos.

A manera de resumen se presentan las causas de los (NPT ¹⁴) tiempos No productivos que se han podido mejorar a través de las diferentes campañas.

- Back reaming ¹⁵: Esta actividad presentaba más de 8 horas por pozo, con el cambio de parámetros durante la perforación y el diámetro de la broca de la sección de producción se logró reducir este tiempo a 0,5 hr, por pozo en promedio.
- Tiempo de movilización: Una vez hecho el cambio de tipo de taladro con el óptimo, para el campo se hacen movilizaciones en menos de 12 horas entre pozos en el mismo clúster.
- Reparaciones de equipo. Al establecer contratos a mayor tiempo con taladros adecuados al campo, esto permite hacer un mantenimiento preventivo evitando los tiempos de espera por reparación.
- La velocidad de perforación incrementó al reducir el tamaño del hueco y al incrementar el caudal de perforación de 100 ft / hr promedio a 220 ft / hr esto reduce el tiempo de perforación de la sección de producción.

¹⁴ NPT: Non Productive Times. Tiempos no productivos.

¹⁵ Back reaming: Técnica de conformación mecánica que se utiliza cuando hay dificultad en sacar la sarta de perforación, consiste en aplicar caudal y RPM con la sarta subiendo para adecuar la condición del pozo, esto puede causar remoción del cake del lodo y otros inconvenientes.

Tabla 1. Descripción de Tiempos No Productivos.

NPT	CAUSA	TIEMPO (promedio por pozo) ANTES DE MODELO	TIEMPO (promedio por pozo) DESPUES DE MODELO
Back reaming	Baja limpieza o inestabilidad del hueco perforado	8 Hr	0,5 Hr
Demoras en movilización	Cargas sin quinta rueda. Uso de grúa para la mayoría de cargas.	24 Hr	12 Hr
Reparación de equipo	Falta de programas de mantenimiento.	2 Hr	0,5 Hr
Bajas ROP	Parámetros insuficientes y diámetro de hueco mayor	100 ft/ hr	220 ft/ hr
Espera por contratistas	Logística inadecuada	1,5 Hr	0 Hr
Fallas en herramientas de fondo	Selección inadecuada de parámetros,	3	0,5
Zonas de pérdidas de fluido	Reconocimiento inadecuado en la planeación de zonas de perdidas	4	0,75

2. METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN INTEGRAL PARA LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN EN CAMPOS MADUROS.

Según el análisis de la información del capítulo anterior la aplicación de una metodología en la planificación muestra que a pesar de las dificultades del mercado, es posible perforar pozos en condiciones favorables para aumentar la producción de un campo maduro. En este capítulo se analizarán las etapas y la metodología para una planificación que permita el logro de resultados más favorables.

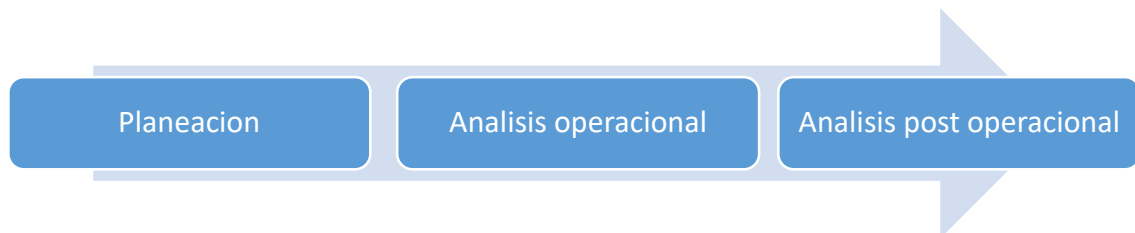
Existen métodos y soluciones a los objetivos impuestos para obtener un buen desempeño en la perforación y reducir los riesgos asociados tanto, como sea viable.

Parte de la planeación debe incluir el estudio de los pozos cercanos, los retos durante la perforación tales como las posibilidades de zonas de pérdida de circulación, desestabilización de hueco, posibilidades de pegas de tubería, definir el rango y monitorear constantemente la densidad equivalente de circulación; el correcto manejo de estas variables mejorará el desempeño en los procesos de perforación los cuales derivarán en reducir los tiempos no productivos y los costos.

Se debe introducir la planificación integrada a los procesos antes de realizar la perforación involucrando la experiencia de las compañías operadoras y las de servicio.

Para el correcto desempeño de la metodología que busca un eficiente plan de perforación, se proponen las fases mostradas en la Figura 11.

Figura 11. Planificación integrada del proceso.



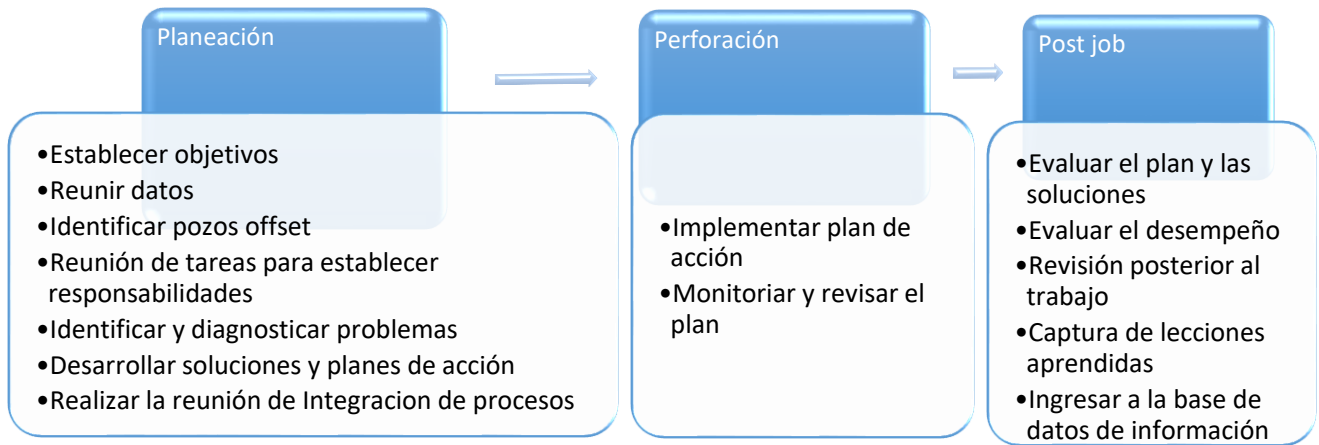
La información resultante de cada una de estas fases servirá como la información a ser ingresada para la siguiente fase. El Resultado final de los siguientes pasos ayudará en el logro eficiente de los objetivos, lo cual incluye costos eficientes, manejo de los riesgos y reducción de tiempos no productivos.

2.1 FLUJO DEL PROCESO.

El proceso de integración de las partes involucradas en la planeación de la campaña de perforación en campos maduros, debe utilizar una metodología para evaluar requerimientos de los proyectos y las consideraciones claves involucradas en la planeación, coordinación, ejecución de los servicios, evaluación de aseguramiento de los riesgos técnicos potenciales del desarrollo de la solución, implementando y monitoreando los planes de acción correctivos dónde haya lugar. Un análisis detallado una vez finalizado el trabajo, ofrece información para considerar lecciones aprendidas para los próximos proyectos.

En la Figura 12 se muestra el flujo de proceso de integración en la planificación de los programas de perforación.

Figura 12. *Flujo de proceso de integración del plan de perforación.*



Fuente: Modificado de, M. Luckanakul & N. Chuemthaisong. IPTC, Well planning Optimization. Noviembre 2016. (Luckanakul, 2016)

2.1.1 Planeación.

1. *Establecer objetivos:* los objetivos deben ser propuestos y establecidos por la compañía operadora y con la colaboración de la compañía de servicios. Generalmente el cliente define los objetivos generales y el propósito del trabajo, las compañías de servicios escogen las estrategias de trabajo y programa de acuerdo a esos objetivos.
2. *Recolección de datos:* basados en los objetivos del operador del campo, los datos de la ubicación del proyecto, locaciones, la información litológica, el perfil del pozo, reportes de operación diaria, son reunidos para realizar el programa de perforación de los diferentes pozos.

3. *Identificar los pozos offset:* Pozos offset son pozos cercanos en el mismo campo, o clúster, que se hayan perforado a través del objetivo del yacimiento o en la proximidad geográfica. Después de un estudio específico en zonas cercanas de correlación, los pozos con trayectorias y litología similares son seleccionados. Dado a que se conoce esta información de primera mano en el departamento de geología, es indispensable contar con una excelente comunicación entre los diferentes equipos de trabajo. Teniendo en cuenta que los campos maduros tienen este tipo de información de forma abundante, recolectar estos datos es relativamente menos complicado que en campos nuevos.
4. *Llevar a cabo reuniones de tareas para establecer responsabilidades:* una vez los pozos off set hayan sido identificados y estudiados profundamente, se debe organizar una reunión donde el personal de varios departamentos entregue información en forma de sugerencias, recomendaciones y requerimientos. Entregados estos requerimientos, cada individuo del equipo de planificación es asignado a una tarea en su campo de experiencia donde se asigna un responsable de llevar a cabo el análisis consecuente y preparar el material de los datos refinados para la reunión de planificación de pozos.
5. *Identificar diagnosticar problemas:* identificar y establecer un diagnóstico de los problemas ocurridos durante al perforación de pozos anteriores es un aspecto crítico y necesario para detectar riesgos y anticiparse. Los mayores riesgos

involucrados durante la operación de perforación por lo general se pueden clasificar en: pegas de tubería, pérdida de herramienta en pozo, pérdidas de circulación, condiciones del pozo (torque y arrastre), monitoreo de la densidad equivalente de circulación (ECD), H₂S, presiones anormales de formación, diseño de los ensamblajes de fondo y su selección. Una vez los factores de los retos antes mencionados son mitigados, nuevos retos tendrán que tomarse en cuenta, de manera gradual este proceso permite continuar haciendo efectivo el análisis cada vez más detenidamente en problemáticas del proceso.

6. *Desarrollo de la solución y plan de acción:* en este punto, es de suma importancia, el planteamiento de una solución y un plan de acción para enfrentar los problemas con los recursos disponibles y los riesgos de los retos involucrados, asimismo entender los métodos que cada solución requiere aplicar. Los retos son por ejemplo seleccionar una broca, el tipo de BHA, procedimientos y herramientas a usar, re-planificar el análisis de fluidos y parámetros de perforación. A medida que la tecnología se ha desarrollado, la experiencia del personal para aplicar dichas tecnologías es fundamental en Campo. Es el caso, cuando se envían herramientas al taladro, cuando es muy importante revisar la historia de las operaciones con esas herramientas con el objetivo de evaluar el desempeño de la misma, la observación profunda en los reportes de reparación

y mantenimiento ofrece una información que permite pronosticar el desempeño de la herramienta en una aplicación determinada.

7. *Conducir la reunión de integración del proceso de planeación*: este proceso es el más importante, es donde el personal participa en las discusiones de los resultados después de haber seguido el paso descrito anteriormente y crea una trazabilidad de las prácticas de perforación y los procedimientos operacionales diarios. Cada persona involucrada necesita prestar atención y ofrecer la solución óptima así mismo limitar un plan que tenga como resultado un trabajo exitoso.

Este plan necesita ser documentado con todos los requerimientos del personal necesario del proyecto para atender las reuniones y así enfrentar la mayor parte los riesgos involucrados, como resultado llevar a un trabajo satisfactorio. El personal encargado de supervisar la operación en campo debe ser entrenado acerca de estos procedimientos, ya que va estar involucrado directamente en las operaciones.

El mejoramiento del proceso de planeación de pozos involucra muchas dependencias y profesionales, como son, Ingenieros de perforación, equipo de geología, planeadores de trayectorias direccionales, el equipo de supervisión en campo, etc. Este proceso puede fallar si la comunicación se rompe con alguna de las partes involucradas, y puede causar inconvenientes al tomar decisiones ya que los equipos de trabajo tienen diferentes intereses y puntos de vista. Si se requiere hacer algún cambio al plan por alguna razón geológica, por ejemplo, es fundamental

que el equipo de Ingeniería de perforación conozca plenamente la información para detectar el mejor plan a diseñar y de esta manera se evitan inconvenientes y pérdidas de tiempo en la toma de las decisiones. Esta metodología propone que la información geológica sea presentada mediante plataformas de visualización en 3D a todo el equipo involucrado mostrando las fallas, discordancias, coordenadas tanto de superficie como de fondo para poder tomar acción en la trayectoria y prevenir posibles sucesos durante la operación, como reacomodar las secciones de construcción de ángulo, profundidad final, máximos dog legs ¹⁶, ventana de lodo; todo esto se puede evaluar en la reunión de visualización en 3D lo que ahorrará tiempo y acortará el proceso de planeación del pozo.

2.1.2 Ejecución de la perforación.

La forma de desarrollar el análisis del plan de perforación del campo es:

1. Identificar los objetivos a desarrollar
2. Realizar una planificación de las trayectorias direccionales a utilizar para llegar desde superficie a ese objetivo geológico.
3. Identificar los riesgos asociados según pozos offset
4. Seleccionar equipo de perforación y herramientas a utilizar

¹⁶ Dog Leg: Relación del cambio de ángulo de la trayectoria por cada 100 ft perforados. Para el caso de estudio es óptimo no exceder este valor a más de 4.5°/100 ft.

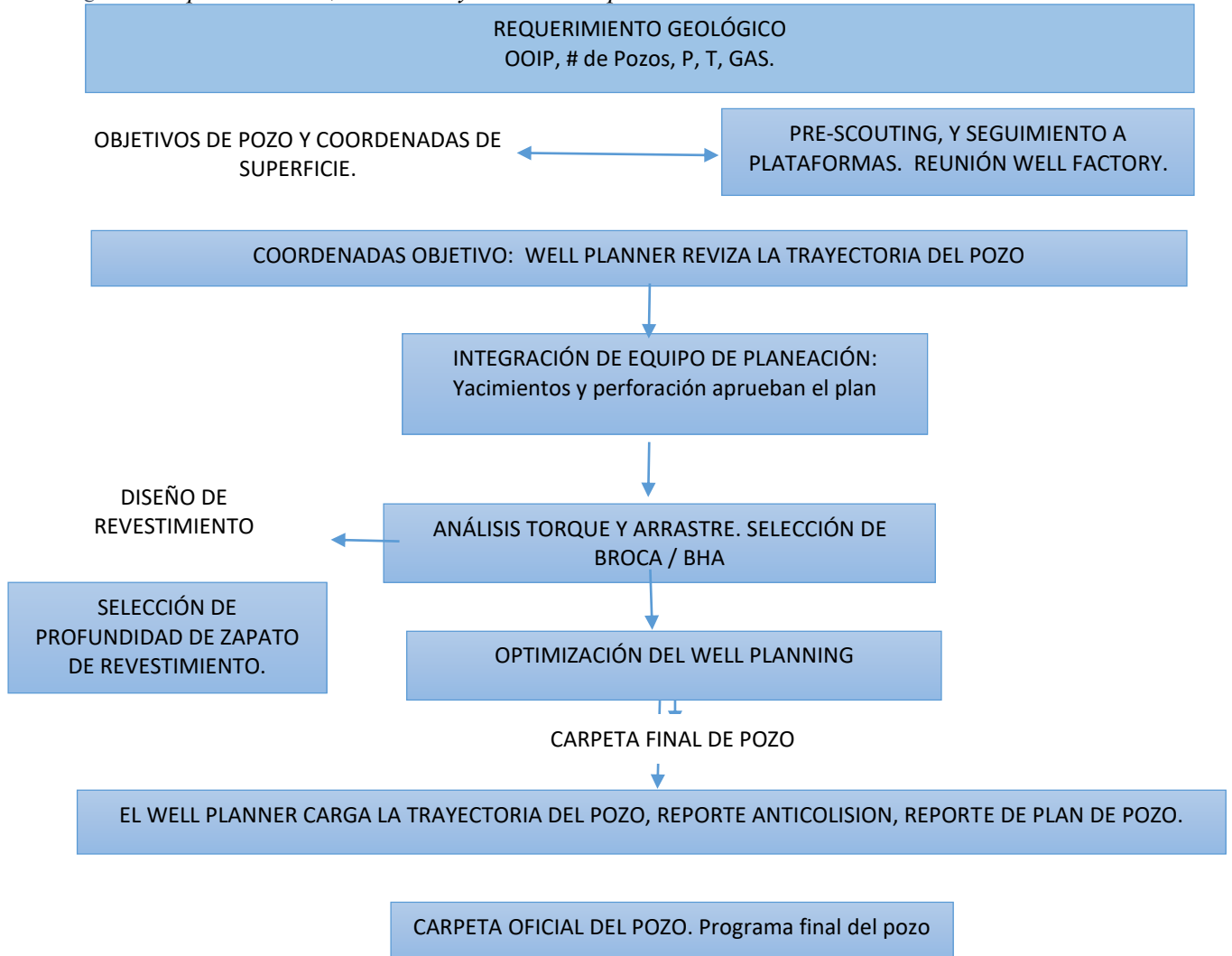
5. Aplicar el programa de lodos correspondiente según lo requerido.
6. Según el diseño de revestimiento, realizar los programas de corrida y cementación.

Con el ánimo de controlar las variables implicadas en el desarrollo de la perforación se hace necesario llevar un control óptimo desde el momento de la planeación para lo cual se plantea la siguiente estrategia;

1. *Implementar un plan de acción:* Esta es la mayor parte del proceso de perforación donde los sistemas y los equipos de trabajo deben estar en completa coordinación. Como parte de la revisión de calidad es muy importante inspeccionar cada herramienta y equipo para asegurar que tenga la calidad óptima antes de enviarlo al equipo de perforación, debe asegurarse que el personal está completamente seguro de los parámetros a utilizar y los riesgos asociados. Además de asegurar la confiabilidad de las herramientas a utilizar; al momento de aplicar los diferentes parámetros durante la perforación se debe tener una comunicación efectiva entre el equipo de perforación y la oficina de ingeniería en tiempo real, mediante software de seguimiento con la instrumentación conectada al taladro y a los elementos de control; así mismo se debe garantizar que este sistema de comunicación no tenga fallas durante la operación.

En la figura 13 se observa el flujo de proceso de implementación, monitoreo y revisión del plan desarrollado para cada pozo.

Figura 13. *Implementación, monitoreo y revisión del plan*



Fuente: Adaptado de Luckanakul & Chuemthaisong, IPTC, *Well planning Optimization*. NOV, 2016.

Como parte de los elementos en el desarrollo de los trabajos exitosos en campo, es fundamental que las relaciones de todos los miembros del equipo sean fluidas y continuas, sobre todo que se tenga claro cada uno de los objetivos del

proyecto, así como la implementación de las mejoras de las diferentes estrategias en el logro de esos objetivos.

2. *Monitorear y revisar continuamente el plan:* desde que la perforación da inicio, hasta que se llega a la profundidad final y se termina cada una de las operaciones en la locación asignada; la coordinación del personal involucrado, debe ser integral, para eso se deben tener diferentes canales de comunicación tanto escrita como verbal. Es ideal que existan ingenieros de optimización monitoreando la perforación desde el sistema remoto en tiempo real, así se puede contar con una revisión continua durante las 24 horas. Los planes de acción para cada día deben ser hechos y basados en las operaciones y acciones tomadas las últimas 24 horas y lo que se espera para el transcurso del día siguiente.

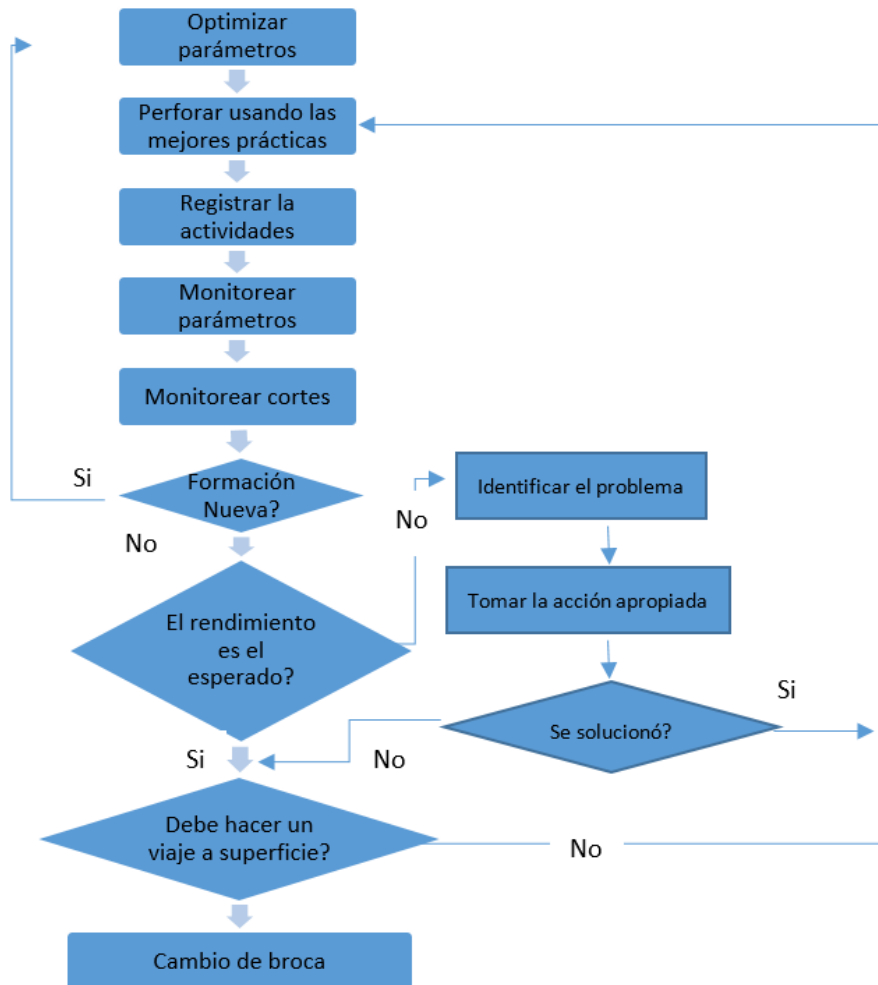
Dependiendo de qué tan crítico puede resultar un pozo, basados en los análisis de colisión según la trayectoria direccional o atravesar zonas de presiones anormales, debe considerarse el manejo de la hidráulica, densidad equivalente de circulación y otros parámetros de perforación, deben ser supervisados en sitio por personal idóneo muy bien entrenado y con suficiente experiencia en el área que conozca detalladamente cada herramienta y equipo utilizado, así mismo tener una comunicación efectiva con cada departamento del proyecto. Al mismo tiempo si algún riesgo está presente, entonces las decisiones pueden ser

tomadas rápidamente desde la gerencia, teniendo en cuenta la información suministrada por los sistemas electrónicos y el personal designado en campo. Por otro lado, el equipo de evaluación de la formación, (geólogos, petrofísicos, etc.) tienen el conocimiento de la formación en cada uno de los pozos ya perforados con anterioridad en un campo maduro, así contribuyen a tomar decisiones respecto a los cambios que haya durante el proceso de perforación.

En la Figura 14 se muestra un ejemplo de cómo actúa la implementación del método para tomar decisiones durante la ejecución del plan.

Esta revisión durante la ejecución del plan, permite acelerar la toma de decisiones en puntos críticos de la operación; de esta manera no se requieren autorizaciones adicionales para empezar a tomar acción dado que ya se tiene un flujo de proceso, que permite actuar oportunamente desde el punto de operaciones. Esto hace eficiente el proceso desde el punto de vista operativo y técnico.

Figura 14. Ejemplo de la implementación del método, monitoreo y revisión del plan durante la ejecución.



2.1.3 Finalización del pozo.

Es necesario complementar un proceso eficiente de evaluación constante para observar las mejoras que se puedan aplicar al proyecto en futuras perforaciones y para esto se requiere evaluar lo ejecutado y comparar con lo planificado después de finalizada cada operación de perforación; comprende entre otros aspectos:

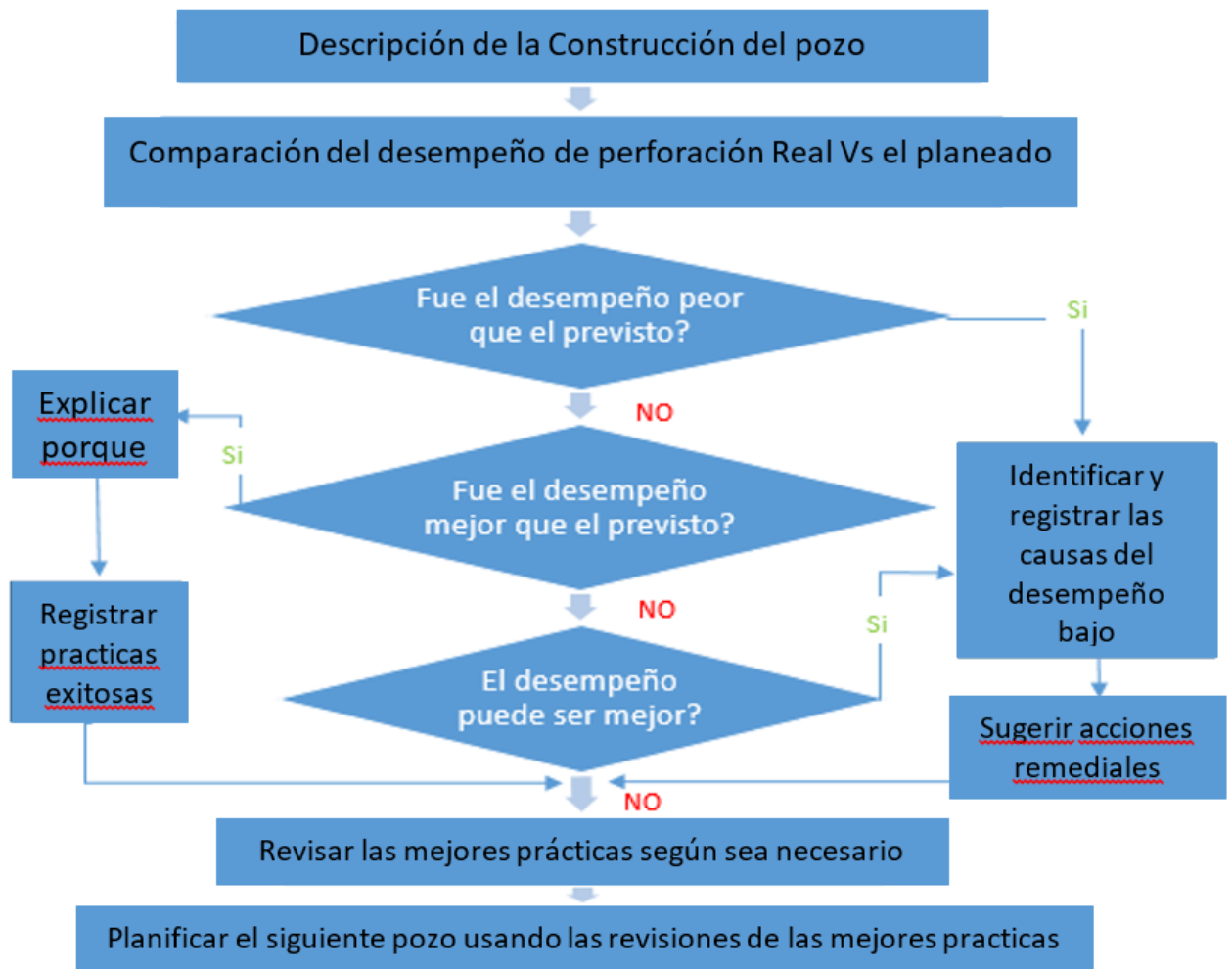
1. *Evaluación del plan:* Este proceso es una parte integral del ciclo de mejoramiento continuo de los desempeños y prácticas de perforación. Este paso provee el análisis de todo lo sucedido en el último proyecto realizado y brinda una gran cantidad de información para los siguientes pozos. Las soluciones a las problemáticas de un pozo pasado serán las soluciones a aplicar desde el diseño del plan para los siguientes pozos, este análisis ayuda a comparar datos planeados con los reales. Los elementos claves del proceso de evaluación después de finalizar el pozo están evidenciados en la figura 15:

- Agregar a la base de datos una descripción total de lo ocurrido, lo cual permite que todos los miembros conozcan lo qué está ocurriendo.
- Comparar el conocimiento que se tiene de los pozos anteriores con el pozo actual
- Identificar las mejores prácticas de perforación
- Diagnosticar los problemas de perforación y proponer acciones remediales adecuadas.

2. *Evaluación del desempeño:* En este proceso crítico, en el cual el desempeño es evaluado y comparado, se observan cada una de las condiciones aplicadas durante las diferentes operaciones como son; la rata de penetración (ROP), la longitud de las secciones, el perfil direccional, los materiales utilizados en el fluido de perforación, etc. Los datos actuales son comparados con los

planeados y basados en esta comparación se evalúa si requiere cambios, mejoras en particularidades por zona o taladro; de esta manera se analizan los desempeños para mejorar los programas o planes a realizar en el futuro.

Figura 15. Ejemplo de la implementación del método, monitoreo y revisión del plan durante la evaluación.



3. *Revisión posterior al trabajo (After Action Review AAR):* En este proceso todos los miembros del equipo deben discutir el desempeño del pozo y los problemas

encontrados durante la perforación, todos los problemas son diagnosticados y las acciones remediales son sugeridas consecuentemente. Cada miembro del equipo que participó en el proceso perforación, deberá presentar sus intervenciones en el proceso con las respectivas problemáticas presentadas o eventos de éxito y de esta forma todo el equipo de trabajo realiza un diagnóstico final, para poder adquirir las respectivas lecciones aprendidas en el proceso.

4. *Registro de lecciones aprendidas y aplicación en el banco de experiencias:* Este paso aporta a la compañía operadora del campo a construir una base de datos para ser usada como una referencia para cualquier trabajo futuro. Los casos históricos pueden ser leídos por empleados involucrados en proyectos futuros en cualquier área de interés. Esta base de datos debe ser de fácil acceso para los involucrados y debe tener los datos de referencia óptimos como tipo de servicio, perfil del pozo, profundidades de eventos desarrollados, costos del servicio promedio por pie, para poder utilizar el contexto a las operaciones de cualquier otro campo. La utilización de esta metodología implica generar un mejoramiento continuo en los procesos particulares de cada campo, teniendo en cuenta el análisis de finalización de pozos y las historias de lecciones aprendidas se puede desarrollar mejores prácticas en las diferentes operaciones de manera continua y particular por cada región o campo o equipo de trabajo.

2.2 MODELOS DE CONTRATACIÓN

En este capítulo se va abordar el proceso de cambio de las formas de contratación para mejorar todo el proceso de perforación, esto redundará en el cambio de algunas prácticas en el desarrollo de la operación. A modo de resumen se presenta una comparación básica de la consecución de los diferentes servicios para la realización del pozo, en la siguiente tabla:

Tabla 2 Tipo de Contratos según modelo usado.

SERVICIO	TIPO DE CONTRATO MODELO TRADICIONAL	MODELO WELL FACTORY
FLUIDO DE PERFORACION (LODOS)	Costo por uso de producto	LUMP SUM /pozo.
TRATAMIENTO Y MANEJO DE CORTES Y FLUIDOS DE PERFORACION	Costo por volumen tratado / pozo	Lump Sum / límites de volumen
BROCAS	ALQUILER / VENTA	Alquiler / reparación
PERFORACION DIRECCIONAL	Renta y Costo diario	IN HOUSE HERRAMIENTAS POR POZO
TALADRO	Tarifa diaria + reembolsables	Negociación de tarifas y diferentes tipos de taladro, Tarifa Diaria.
CABEZALES	Costo unitario	Costo unitario
REVESTIMIENTOS	Costo /pie	Costo / pie. Reducción de tamaño
CORRIDA DE REVESTIMIENTO	Costo por corrida	Costo por corrida
EQUIPO DE FLOTACION	Costo unitario 12 ¼" & 8 ½"	Costo unitario 8 5/8" & 5 ½"
COMUNICACIONES TRANSPORTE SUMINISTRO DE AGUA SEGURIDAD PERSONAL	Tarifa Diaria	Contrato a largo plazo

Como parte del proceso de maduración del modelo de gestión en contratación y en el proceso de las campañas de perforación se observa un momento coyuntural en lo cambios de tarifas para todos los servicios, dado las repercusiones del mercado a nivel mundial impulsado por la reducción de los precios del Crudo. Esta coyuntura fue aprovechada como una oportunidad por parte de diferentes operadoras dueñas y administradores de campos de petróleo en todo el mundo para implementar una reducción sustancial de tarifas en todos los servicios. Este fue el caso de este contrato entre ECOPETROL y Occidental Andina que, teniendo en cuenta la reducción de actividad en la industria y con mayor efecto en la perforación, fue necesario impulsar la oportunidad, con reducción de tarifas que llevó a obtener contratos a largo plazo para campañas sustentables con valores unitarios y diarios al 60 % del valor de años anteriores, en este documento se hace énfasis en que, este es uno de los factores que más influye en el costo final de las operaciones en 2017 y en adelante, sin embargo hay otros cambios en los procesos, los cuales hacen más eficiente las variables de mejora en tiempos y costos de las tareas que se están analizando en la perforación de campos maduros.

2.2.1. Contrato de fluido de perforación.

Durante las campañas de los años 2013 al 2015 se utilizó un contrato de costo por unidad utilizada, para los fluidos de perforación, de tal forma que al fabricar para un pozo de 12 1 /4" de 450 ft en promedio de profundidad y con una disposición de

tanques de capacidad 600 bbl, por el tipo de taladro utilizado, era necesario fabricar alrededor de 300 bbl de fluido en hueco de superficie. Para la segunda fase de hueco de 8 ½" se fabricaban cerca de 800 bbl totales a los cuales se agregaban los respectivos materiales para controlar los diferentes requerimientos del fluido a la formación. En total se realizaba una fabricación de cerca de 1100 a 1500 bbl de lodo para la perforación de cada pozo.

El mayor de los cambios realizado para las campañas desarrolladas desde el 2016 en adelante fue cambiar el modelo contractual a una tarifa general por pozo, conociendo los aditivos que se utilizan por pozo y los volúmenes promedio a fabricar, de cualquier forma, si, por condiciones de la operación, es necesario fabricar mayor volumen o adicionar otros materiales diferentes a los contemplados en el contrato global por pozo, se utilizaran con tarifa adicional.

Como parte del servicio del manejo de fluidos, se implementa una planta de lodo en un lugar central del campo con el propósito de poder "reciclar" al menos el 50% de los volúmenes de fabricación de lodo y reducir las cantidades de fluido para dewatering ¹⁷.

¹⁷ Dewatering: operación para degradar el lodo de perforación, mediante procesos fisicoquímicos, a agua para verter según especificaciones del ministerio de medio ambiente o para re-inyección según requerimiento.

2.2.2. Contrato de alquiler de taladro de perforación.

Para la campaña anterior al 2016 se utilizaron equipos de capacidad 1000 HP, con tarifas superiores a los us\$ 35K / día, con rendimientos óptimos en la perforación y movilizaciones dada su tecnología, se obtenían pozos en menos de 5 días, 3,9 días en promedio. Los tiempos de movilización eran de menos de 12 horas en el mismo clúster¹⁸ y de cerca de 36 horas entre clúster de entre 2 y 10 km de distancia.

De esta forma se podían realizar campañas con presupuestos AFE¹⁹, por pozo en promedio de cerca de US\$900 K por pozo. Después del periodo de restructuración de costos y de las nuevas negociaciones por valores del crudo fue necesario reemplazar la compañía que suministraba el servicio de taladro y se presentaron 3 compañías locales con gran trayectoria en el país, los cuales presentaron equipos convencionales con capacidad entre 750 HP a 1100 HP, otorgando unos precios muy favorables que fueron aprovechados y mejorados aún más con la disposición de contratos a largo plazo. Esta forma de negociación permitió reducir el costo general por pozo a un promedio de US\$ 480K a mediados de 2017, representando una reducción de casi el 50% por pozo en la ejecución de la perforación.

¹⁸ Clúster: Plataforma o terreno destinado como locación para la perforación y producción de varios pozos, en el caso La Cira existen Clúster desde 6 a 12 pozos en la misma locación.

¹⁹ AFE: Authorized for expenditure. Presupuesto asignado al pozo.

Se entiende que el costo del servicio de taladro corresponde al 30 % promedio del presupuesto por pozo, es un gran alivio para la carga económica del proyecto que contempla más de 100 pozos de desarrollo en el mismo campo por año.

Los valores del contrato del equipo de perforación incluyen, Tarifa con personal, con tubería de perforación, BHA básico; Drill collars, HWDP, uso de llave hidráulica para torque de tubulares, Top Drive, tanques con capacidad mínima de 800 bbl en total, sistema de movilización auto transportable (quinta-rueda), Dos bombas de lodo eléctricas con máximo caudal de hasta 900 GPM, y 5000 psi. Estas son las características generales de diseño y selección de taladro a ser usado en el campo La Cira para pozos de menos de 5800 ft de profundidad y menos de 60 grados de inclinación. Adicionalmente a las características mecánicas del equipo de perforación es necesario contar con un sistema de seguimiento de parámetros durante la perforación con conexión en tiempo real a los servidores de las oficinas de la operadora para seguimiento de estadísticas y optimización de parámetros y procesos, así como informes al final de la perforación de cada pozo. Este sistema de monitoreo en tiempo real ha venido presentando mejoras tecnológicas, permitiendo optimización en cada periodo del año de diferentes procedimientos que al disminuir tiempos de operación se ve representado en ahorro en el costo total del proyecto.

2.2.3. Servicio de perforación direccional.

En la medida que se desarrolla el campo, cada vez hay mayor número de pozos en la misma área, esto hace que las trayectorias direccionales sean cada vez más exigentes, es por eso que la planeación y la definición de las trayectorias es crucial en el proceso, los perfiles de pozo van incrementando sus ángulos de inclinación y en general se han desarrollado pozos en 'S'. Para cumplir con este objetivo, normalmente el servicio de perforación direccional se contrata con una compañía especializada en herramientas, tanto motores de desplazamiento positivo o RSS²⁰, como para las herramientas de telemetría y toma de registros mientras se perfora (LWD²¹). El alquiler de este tipo de herramientas compete una tarifa diaria de operación, más una tarifa diaria de Stand by, y un costo de reparación e inspección correspondiente, adicionalmente, el costo diario del personal según la especialidad, ingeniero direccional de menos de tres años de experiencia y otro de más de tres años de experiencia, así mismo el ingeniero MWD, encargado de la transmisión de los datos de posición de la herramienta y trayectoria del pozo, con sus respectivas tarifas diarias.

²⁰ RSS: Rotary Steerable System, Sistema de direccionamiento de pozo con rotación continua, no se utiliza deslizamiento durante la perforación con el ánimo de optimizar tiempos de operación.

²¹ LWD/MWD: Logging while drilling / Measure while drilling, sensores de fondo en la herramienta direccional que permiten el posicionamiento para poder construir ángulo en la dirección deseada, así como la lectura de diferentes registros mientras se perfora, como Gamma ray, resistivos, sínicos, entre otros.

Las ventajas de realizar el cambio en el modelo contractual de este servicio se evidencian en realizar un contrato de alquiler con un alto volumen de herramientas a una compañía con alto respaldo y trayectoria fabricante, tanto de motores de desplazamiento positivo, que según la experiencia práctica en el campo, son los que mejor resultado, costo- beneficio se obtiene en La Cira, como de sensores y herramientas MWD; de esta manera se tiene suministro de estas herramientas con el respaldo de las inspecciones y reparaciones respectivas.

Por otro lado, la contratación del personal especializado de forma directa mediante un outsourcing pero que sean responsables de reportar directamente al operador del campo; de esta forma no se tiene intermediarios en la información generada en el pozo y se puede hacer un seguimiento más cercano a las eficiencias durante el proceso de construcción de las diferentes trayectorias exigidas según el plan direccional de cada pozo.

Con este Modelo contractual denominado "In House", se hace una reducción notable en los costos de este servicio y el mayor beneficio es que se hace un seguimiento estricto a las posibles mejoras para los siguientes proyectos, esto implica un mejoramiento continuo en un periodo de tiempo corto para su evaluación y ejecución.

2.2.4. Servicio de cabezales de pozo.

El diseño de este tipo de elementos se da, teniendo en cuenta las presiones esperadas en la producción de los fluidos del pozo, así mismo los diámetros del estado mecánico propuestos en el diseño del plan de perforación.

Una vez hecho el cambio de los diámetros tanto del revestimiento de superficie como el revestimiento de la zona de producción a 8 5/8" y 5 1/2" respectivamente, estos costos de los cabezales son ajustados así mismo por el suministro de un volumen alto para mantener un stock en bodega, el proveedor entrega el producto a un precio muy conveniente incluyendo el servicio de instalación y garantía de válvulas y pruebas en los sellos. Estos cabezales son instalados una vez se terminan las cementaciones de los revestimientos en un periodo muy corto de tiempo.

Igualmente, el hecho de realizar un contrato a largo plazo permite mejorar el costo de estos elementos dado la seguridad de continuidad en el desarrollo del proyecto.

2.2.5. Compra de revestimiento.

Como se ha venido discutiendo, el hecho de cambiar a un diámetro no convencional el tamaño de hueco a perforar permite, además de mejorar las velocidades de flujo y por lo tanto la limpieza del hueco, también, utilizar diámetros de revestimiento menores. Para el ejemplo de este campo Maduro, se pasó de perforar sección de

superficie con broca de 12 1/4" a 10 5/8" lo que constituye una reducción de casi 2" en el diámetro del hueco de superficie, así mismo el costo unitario de una tubería de revestimiento de 9 5/8" es mucho mayor que el uso de una tubería de 8 5/8" que al ser menos convencional implica realizara la compra de altos volúmenes para compensar no solo el costo unitario sino la disponibilidad de uso en stock para el volumen de pozos a construir.

De igual forma la perforación de la sección de producción se cambia en la planeación del pozo de utilizar una broca de 8 1/2" a un diámetro de broca de 7 7/8" y de esta forma se cambia el uso de revestimientos de 7" a casing de 5 1/2", adicionalmente las herramientas de corrida de revestimiento fueron adaptadas a estos requerimientos optimizando el proceso de manera local.

Estos cambios evidenciaron un mejoramiento en el presupuesto por pozo de más del el 20%.

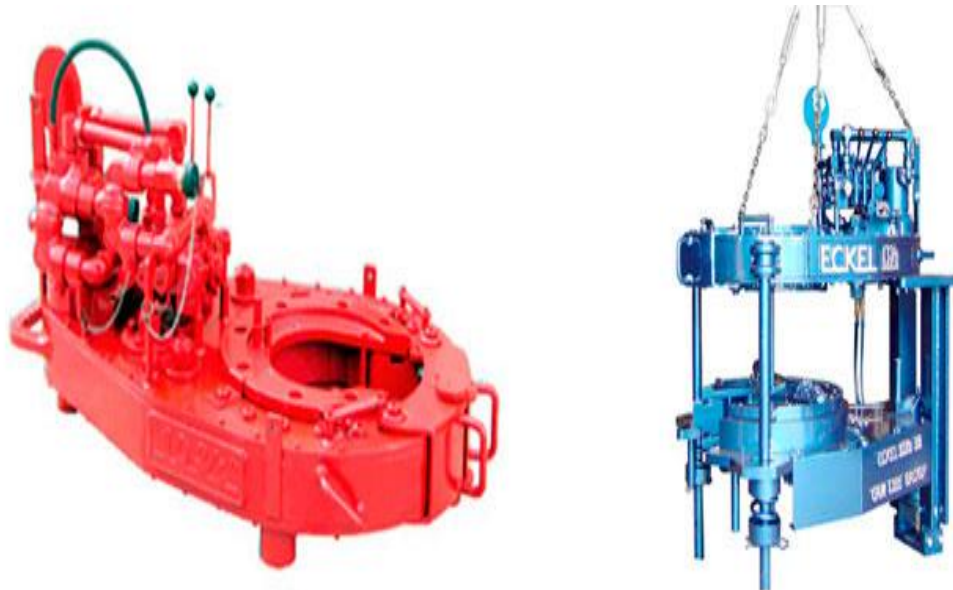
2.2.6. Servicio de corrida de revestimiento.

La implementación de nuevas tecnologías en cada uno de los procesos de la ejecución de la perforación de pozos ha permitido realizar ajustes para mejorar cada proceso. Este es el caso de la corrida de revestimiento que originalmente se realizaba con herramientas, convencionales que son mostradas en la figura 16; que constan de llaves hidráulicas, empaque de circulación interna del revestimiento y

Cuñas hidráulicas para sostener la sarta de revestimiento mientras se hace el roscado de cada tubo.

Estas herramientas, aunque flexibles en su aplicación implican riesgos adicionales asociados, comparadas con las nuevas tecnologías.

Figura 16. Llaves usadas para corrida de revestimiento convencionalmente.



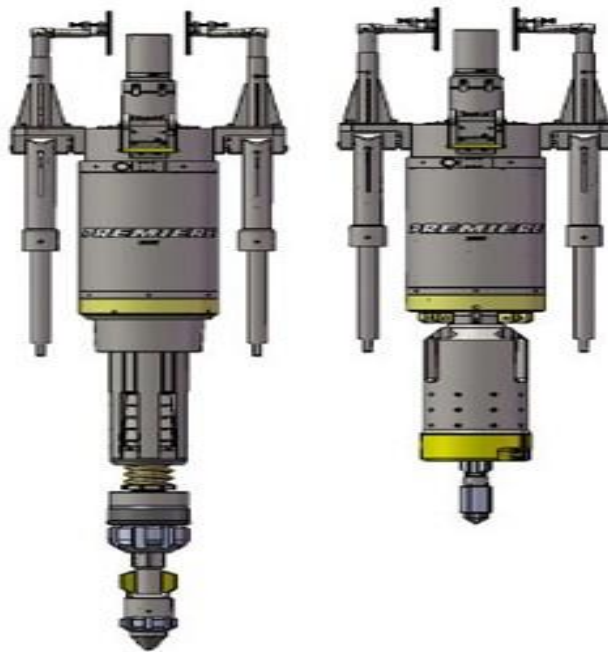
Fuente: midlandoiltools.com/tubular-running-services

Para el Proyecto se adaptó un modelo de herramienta de manejo de revestimiento integrada con empaque de circulación interno, que se puede observar en la figura 17, por medio de un contrato de alquiler por servicio, por tamaño y pozo que realiza el manejo de los tubulares desde la parte superior, diseñada con capacidad de manejar toda la sarta, a la vez que permite levantar, correr, rotar y reciprocarse durante las operaciones de corrida de revestimiento. Permite llenar y reciprocarse el revestimiento mientras se realiza las operaciones de roscado.

La mayor aplicación de este tipo de herramienta es para disminuir los riesgos del personal realizando tareas repetitivas en cada pozo, sin embargo, es necesario invertir un tiempo adicional a su instalación en el equipo de perforación para su manipulación. Teniendo en cuenta la versatilidad de este tipo de herramienta, se asegura que el revestimiento llegue al punto planificado y se disminuye el riesgo operativo.

Con este cambio en la tecnología de corrida de revestimiento permite realizar las operaciones de cementación a través de la herramienta, reduciendo los tiempos de arme de cabeza de cementación y así una vez se termina de correr el revestimiento estar disponible para rotar, reciprocarse y cementar el casing.

Figura 17. PRT. Premier Running Tool. Herramienta para manejo y corrida de csg.



Fuente: Mapple Oil tools

Los demás servicios y contratos para desarrollar las tareas en la perforación mediante el modelo de fábrica de pozos en este campo maduro se realizan de manera similar a los convencionales; se han especificado los de mayor impacto para las operaciones en el campo La Cira.

La implementación de nuevas tecnologías sigue siendo una oportunidad de mejora continua en cada uno de los procesos. Es por eso que dentro del modelo gerencial es necesario mantener esta búsqueda continua de aplicación de tecnologías según corresponda en cada área, tanto en la planeación, software de seguimiento y herramientas y equipos disponibles en el mercado; esto implicara realizar algunas adecuaciones al sistema general de planificación y a los procesos, pero siempre analizados de forma que implique un mejoramiento continuo que no afecte la seguridad de las personas involucradas. Para este fin, este modelo plantea la importancia de implementar equipos interdisciplinarios especializados en el departamento de planeación de pozos, asignando a personal específico la responsabilidad de implementar pruebas a nuevos diseños tecnológicos por área especializada.

Estos grupos de áreas específicas en cementación, brocas, lodos, direccional, taladros, eficiencia dinámica de perforación, deben presentar avances y reportar evaluaciones trimestrales de desempeño para observar su seguimiento correcto.

Es fundamental valorar dentro del proceso de fabricación de pozos y campañas con volúmenes de construcción considerables, la negociación de tarifas y tipos de contratación de los diferentes servicios que se requieren para llevar a cabo la perforación de pozos en campos maduros, es un factor determinante en el desempeño de los recursos asignados por parte de los interesados. Una viabilidad de un proceso se puede optimizar desde la planificación de las negociaciones con las compañías de servicio y la implementación de tecnologías específicas a las necesidades y requerimientos de cada campo de interés.

Variables que inciden en el desempeño de las operaciones de perforación:

Correcta Planeación de fábrica de pozos: Ubicación de taladro, tamaño de locaciones, es importante tener las adecuaciones en cada locación listas antes que el taladro entre a perforar.

Tamaño de hueco. El correcto diseño del estado mecánico del pozo mejora condiciones como la estabilidad, en menor diámetro perforado se aumenta la velocidad de limpieza.

Parámetros de perforación: Mediante el uso de diferentes parámetros llegar a las condiciones óptimas, permite utilizar mayores caudales lo cual mejora limpieza y aumenta la velocidad de perforación ya que se puede aplicar mayor peso sobre la

broca y definir el mejor tipo de broca que se requiere para este tipo de formaciones, que además soporte los parámetros a usar.

Calidad del fluido de perforación: Condiciones reológicas mejoran la calidad de la limpieza y sustento del hueco abierto.

Método de corrida de revestimiento: Usar las herramientas adecuadas de correr revestimientos disminuye los tiempos operativos.

Diseño de cabezal para evitar tiempos de fragüe: Fabricar o comprar los cabezales dependiendo de los diámetros a usar evita el tiempo de fragüe de cementación ya que se calcula la longitud de tubería de tal forma que el cabezal se instale sobre la sección anterior, suspendiendo el peso del revestimiento sin movimiento.

Diseño del taladro para movilizaciones eficientes: Seleccionar correctamente el taladro utilizar es fundamental, se requiere un equipo que sea practico en el arme y desarme, así como en los movimientos cortos entre pozos del mismo clúster y de la misma forma, que cumpla con las características de potencia en tensión y torque que exija la perforación. Es muy importante que el personal encargado del mantenimiento del taladro conozca adecuadamente cada sistema para poder mantenerlo en un óptimo estado de funcionamiento esto disminuye los tiempos no productivos por reparaciones no programadas.

Observando detenidamente estas variables mencionadas se puede analizar el desempeño de las compañías contratistas y así modificarlas características de los contratos para los periodos siguientes del proyecto.

3. PLAN DE TRABAJO PARA CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN EN CAMPOS MADUROS

Parte de la evolución en el desarrollo de las campañas de perforación, dado el cambio de los modelos contractuales incluyen, la implementación de mejoras en las prácticas de las diferentes operaciones, desde las movilizaciones de los equipos de perforación, las adecuaciones de parte de Obras Civiles en las diferentes locaciones, la correcta comunicación y planeación entre los distintos miembros de los departamentos dentro de la compañía como son, gestión social, Obras Civiles, Electricistas, montajes mecánicos, contratación laboral, etc. Fue necesario crear un flujo de comunicación basado en una base de datos llamado Well Traking System, con el cual cada equipo de la compañía sabe en qué parte del proceso está su responsabilidad para continuar con el flujo de proceso desde la planeación, ejecución y finalización de perforación, expuesta en los capítulos anteriores, para entrega al departamento de producción. El mismo Software ayuda a programar el plan de mantenimiento de pozos a fin de mantener y mejorar la producción del campo. En este documento solo se expondrá el modelo de seguimiento en el desarrollo de las tareas de perforación.

Mediante la organización de tareas programadas de los diferentes departamentos se obtiene priorización de eventos y asignación de presupuestos por parte de los

administradores del proyecto, es necesario tener claro cuál es el alcance de las metas de cada año y así definir las metas particulares de construcción, ya que solo es posible lograr la cantidad definida en los objetivos cuando la organización tiene un plan específico, claro y correctamente divulgado a todas las áreas. Esto es parte del éxito del desarrollo de una fábrica de pozos para completar campañas exitosas de perforación sin verse limitado a los tiempos de otras áreas y sin afectar otros procesos que continúan después de la finalización de cada pozo.

3.1 PLANEACION

En la figura 18 se muestra un ejemplo de la planificación del proceso con cada una de las tareas asignadas a los diferentes departamentos para su respectivo seguimiento, mediante el uso de la herramienta Well tracking.

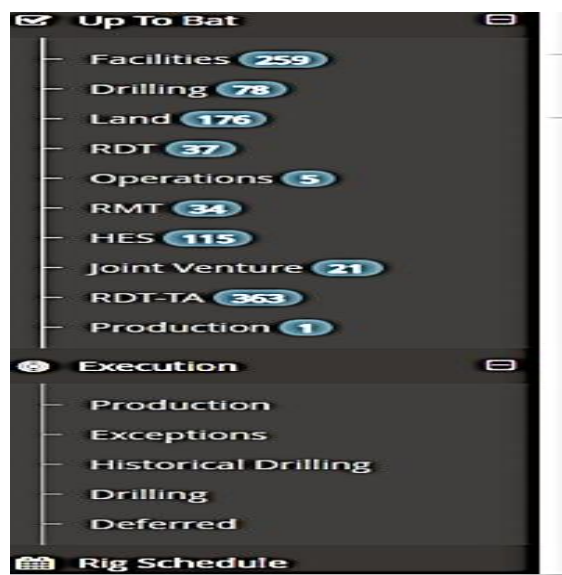
Figura 18 . Estructura y presentación de la asignación de pozos a cada taladro dentro del sistema de seguimiento del proyecto.

	Rig Name	Estimat... Start to Drilling	Days to Start Drilling	Drill Days	Status	Well Name	Spud Date	Rig Release Date	Well Type	RMT	Project	Cluster	Cluster Type	Platform	Location Construct...	%	Mechanical Construct...	%	Electrical Construct...	%	Estimate Land Location Release	Land Location Release
Rig Name: INDEPENDENCE 50																						
Rig Name: TUSCANY 118																						
	TUSCANY 118	1/31/19		5	DONE	CIRA3984	1/31/19	2/4/19	INJECTOR	LCI Sand C	LCI BP 2019	CIRA3971...			1/16/19							1/15/19
	TUSCANY 118	2/5/19		6	DONE	CIRA3455	2/7/19	2/11/19	PRODUCER	LCI Sand C	LCI BP 2019	CIRA3453...	A		2/2/19	100						11/17/18
	TUSCANY 118	2/11/19		5	DONE	CIRA4668	2/12/19	2/16/19	INJECTOR	LCI Sand C	LCI BP 2019	CIRA2550...	A		2/8/19	100						11/3/18
	TUSCANY 118	2/17/19		4.5	DRILL	CIRA4662	2/17/19		PRODUCER	LCI Sand C	LCI BP 2019	CIRA3074...	A		2/15/19	100						10/12/18
	TUSCANY 118	3/10/19	3	4.5	PLANNED	CIRA4603			INJECTOR	LCI Sand C	LCI BP 2019	CIRA3074...	A		2/15/19	100						11/3/18

Fuente: Drilling Business Unit, Occidental de Colombia, 2019.

Se observa la planificación de cada uno de los pozos asignados a los taladros contratados, estas asignaciones se realizan teniendo en cuenta las fechas de entrega de locaciones, que pueden ser Nuevas o adiciones a locaciones antiguas y que pueden estar ya en producción, estas adiciones son adecuaciones del espacio dentro de un clúster antiguo para permitir el acceso de los diferentes taladros para realizar la perforación. En la figura 19 se muestra como, este software permite filtrar los recursos por cada taladro, verificar tiempos de inicio y finalización históricas y estimadas de cada pozo, así como el promedio de los días en operación; también lleva el conteo de los tipos de pozos perforados, productores o inyectores, de igual forma el objetivo geológico desarrollado, las tareas que deben ejecutarse por parte de líneas de producción, fechas estimadas de inicio de producción y entrega de áreas para tener fechas estimadas claras de socialización con la comunidad en cada proceso.

Figura 19. Menú de asignación de tareas por área, well Factory en el Well Tracking System, en las diferentes áreas del proceso.



Fuente: Drilling Business Unit, Occidental de Colombia, 2019.

Cada área de la compañía operadora implicada en el modelo de gestión y desarrollo de las campañas de perforación, deben tener seguimiento estricto de sus tiempos de ejecución para no intervenir ni que se vean afectados los cumplimientos y entregas de las demás áreas, para esto es fundamental clarificar los cronogramas y tareas por área y responsabilidades.

Al obtener una manera práctica de hacer seguimiento a las tareas asignadas, ejecutadas y pendientes por ejecución se puede hacer una integración del proyecto entre las diferentes áreas involucradas; el software utilizado organiza y puntualiza las ejecuciones prioritarias para poder continuar con el flujo del proceso de fábrica de pozos de manera eficiente. Las áreas que deben cumplir con asignaciones para continuar el proceso de fábrica de pozos son:

- Departamento de Facilidades de producción en superficie.
- Departamento de gestión de Tierras
- Departamento de operaciones de producción y subsuelo
- Departamento de suministro de materiales y compras
- Departamento de HSE, seguridad Industrial y salud ocupacional
- Los Interesados Socios y accionistas
- Transporte y construcción mecánica y eléctrica
- Departamento de gestión Social

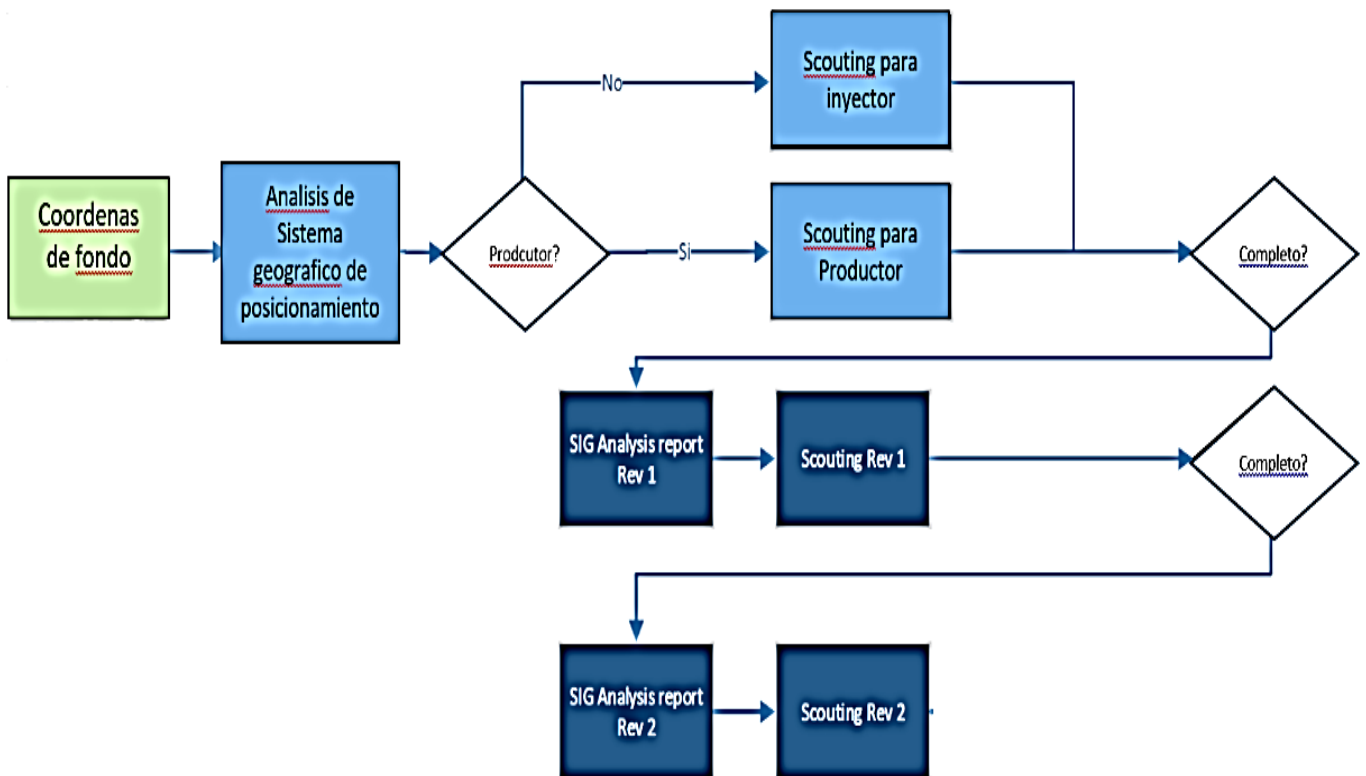
Dentro de la planificación integrada del modelo, el departamento de perforación debe asignar recursos y actividades para cada uno de los taladros contratados durante la campaña, este proceso sigue un flujo de tareas que se realiza con una supervisión constante de cada uno de los miembros del equipo, este flujo de tareas se describe a continuación.

1. Una vez designadas las coordenadas objetivo del pozo a perforar, por parte del departamento de geología, se realiza una búsqueda geográfica en superficie mediante el Sistema Integrado geográfico que muestra los mapas estructurales, de tierras, de comunidades en superficie para identificar alturas, ubicación de viviendas, carreteras, zonas protegidas ambientalmente, y posicionamiento físico en superficie de las coordenadas objetivo.
2. Identificado el sector geográfico, teniendo en cuenta si es un pozo inyector o productor según el requerimiento de presiones del campo, se debe realizar una exploración en el sitio físicamente (*Scouting*²²) de esta manera se determina si las áreas de locaciones existentes son apropiadas para perforar el pozo requerido, tamaño del equipo de perforación, equipos de tratamiento de fluidos, transporte de materiales, cercanía a viviendas, ríos, escuelas, carreteras veredales o municipales, son factores que se deben

²²Scouting: Proceso de investigación y exploración de plataformas para determinar las áreas disponibles para que los equipos de perforación ingresen según las tareas que se estén ejecutando en dichas plataformas.

evaluar en cada caso para definir si se realiza una adición o una locación nueva, según la disponibilidad que se tenga. Esta tarea debe realizarse en conjunto con el representante de la compañía que suministra el taladro de perforación para confirmar ubicación (*lay out*²³), medidas de equipos, planos de tuberías subterráneas y trabajos de levantamiento mecánico en el sitio, hasta encontrar la opción más viable en cuanto a ubicación de taladro, desconexión de líneas de superficie y hasta desinstalación de equipos de levantamiento artificial.

Figura 20. Flujo de proceso para asignación geográfica de plataforma a perforar.

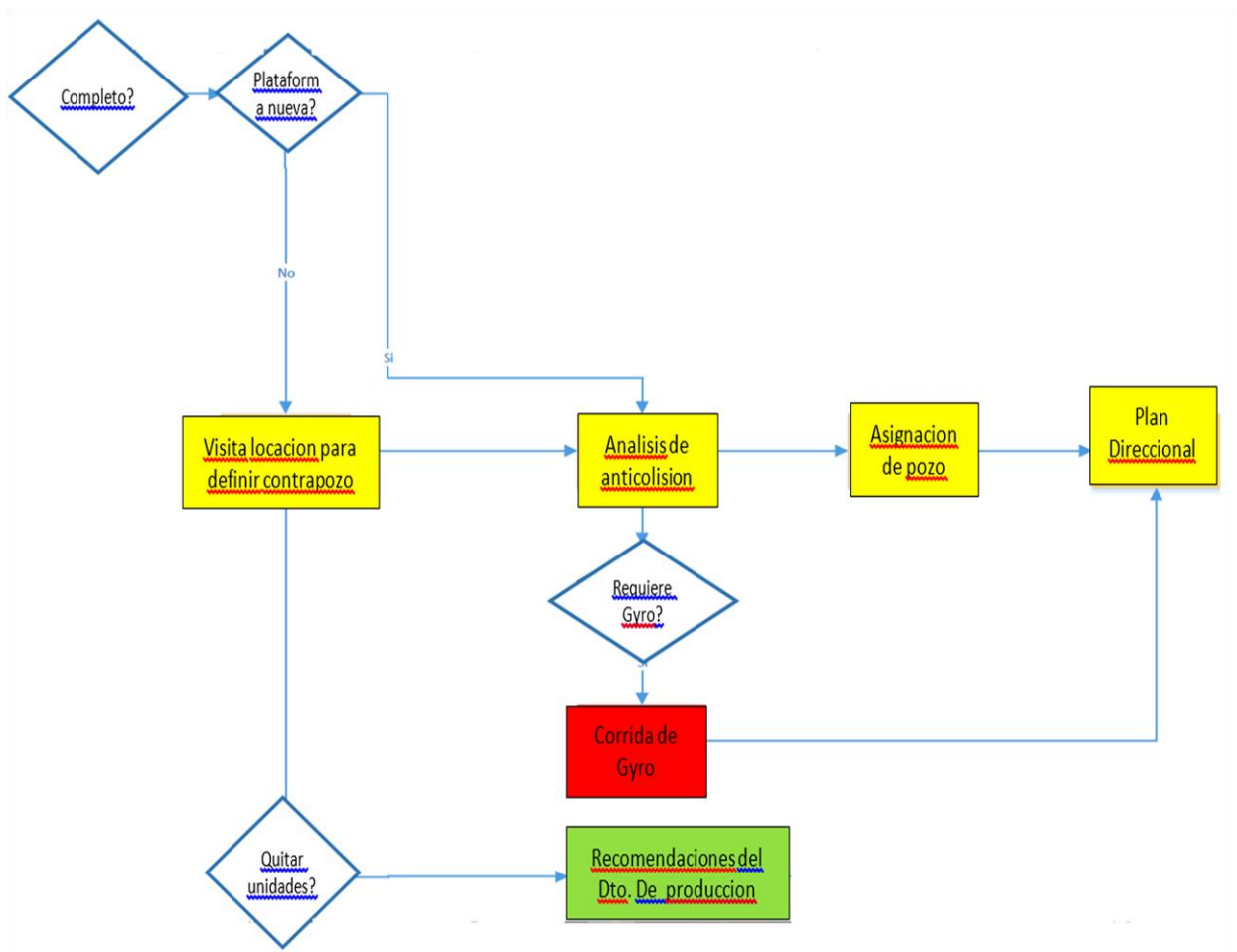


Fuente: Drilling Business Unit, Wells Factory. 2018.

²³ Lay out: Grafico de planta de la disposición física del equipo de perforación dentro de la plataforma con algunas medidas y ubicación de elemento de seguridad y salidas de emergencia.

3. Definido el sitio geográfico óptimo para la perforación del pozo, como se muestra en la figura 21, si es una plataforma nueva se hace el plan direccional que requiere el análisis de anticolisión de la trayectoria y la respectiva asignación del sitio en superficie para el inicio de la fabricación del contrapozo donde se ubicara el taladro. Teniendo las coordenadas de superficie y la coordenada objetivo se puede trazar un plan direccional estructurado con los ángulos máximos de inclinación y severidad de los cambios de ángulo, así como la dirección del pozo.

Figura 21. Proceso de Aseguramiento de plan direccional.



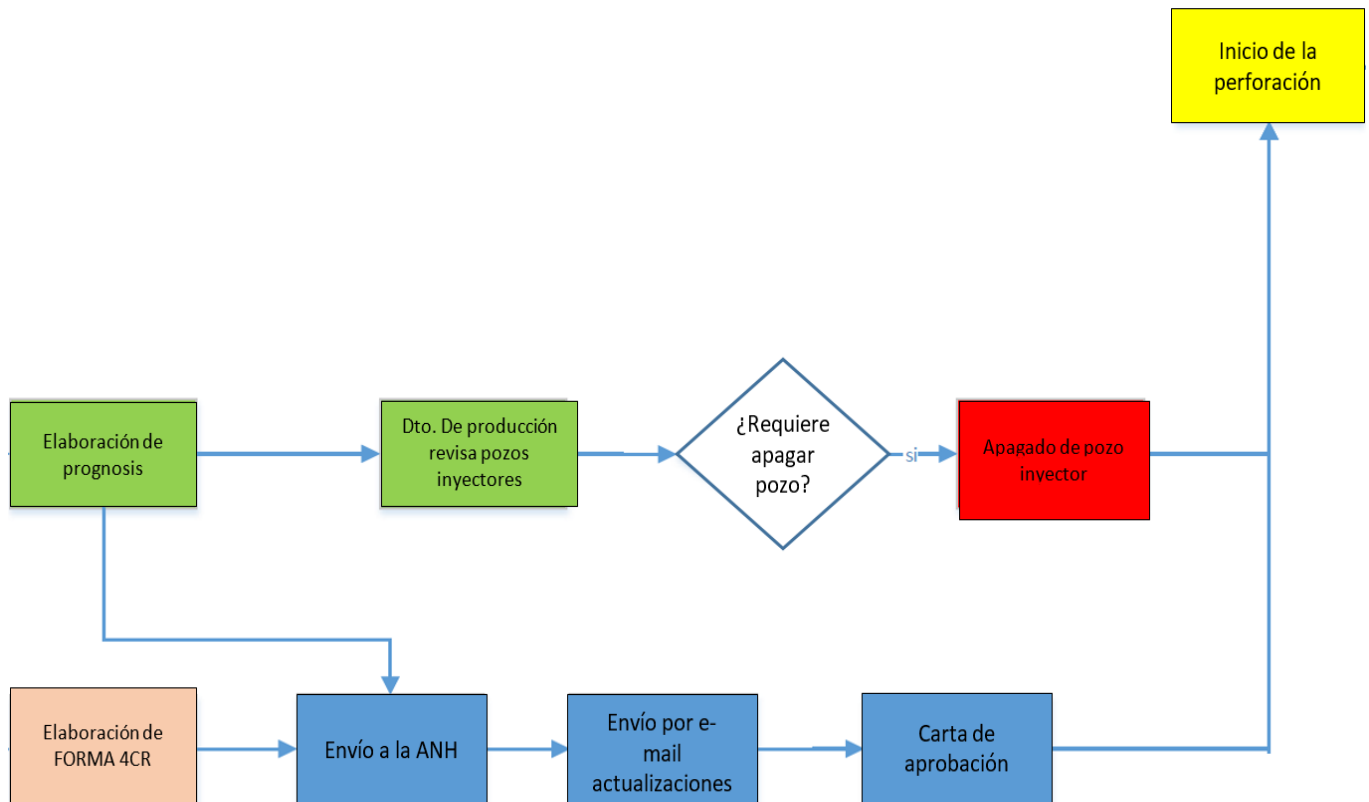
Fuente: Modificado de Drilling Business Unit OXY Col, Wells Factory. 2018

Si el análisis de anti-colisión da como resultado que las trayectorias están muy cercanas a otro pozo es necesario evitar choques, entre pozos corriendo una herramienta de precisión como el Gyro antes de continuar perforando y se asegura la trayectoria en el plan direccional. Si la ubicación del pozo se designa en una locación anterior que puede estar en producción, después de hacer la visita para la ubicación tentativa del contrapozo a construir, se requiere la verificación de la necesidad de retirar las unidades de producción de los pozos cercanos, dependiendo del requerimiento del taladro, esta tarea debe ser concertada con el departamento de producción para verificar el impacto de la producción diferida de estos pozos afectados mientras se retira el taladro después de perforar los pozos requeridos.

Determinado el plan direccional, se realiza el resto del programa para la ejecución de cada pozo, según las presiones de formación estimadas, se debe tener en cuenta la curva de lodo para asegurarse que las presiones de inyección de pozos cercanos no van a conllevar influjos durante la perforación; si este es el caso se requiere el cierre de estos pozos inyectoros cercanos con varios días de anticipación como método de prevención. Al mismo tiempo que el plan direccional está completo, se requiere tramitar ante los entes gubernamentales los permisos correspondientes para la perforación. En Colombia la legislación nacional requiere solicitar el permiso de perforación consignado mediante la presentación y autorización de la Forma 4 CR, enviada a la Agencia Nacional De Hidrocarburos quien es el ente encargado de

modificar o autorizar este permiso solicitado por parte de la operadora, mediante una carta oficial. En la figura 22 se observa el flujo de proceso para el envío y aprobación de la forma de autorización para perforar.

Figura 22. Proceso de trámite de forma 4CR y cierre de inyectores



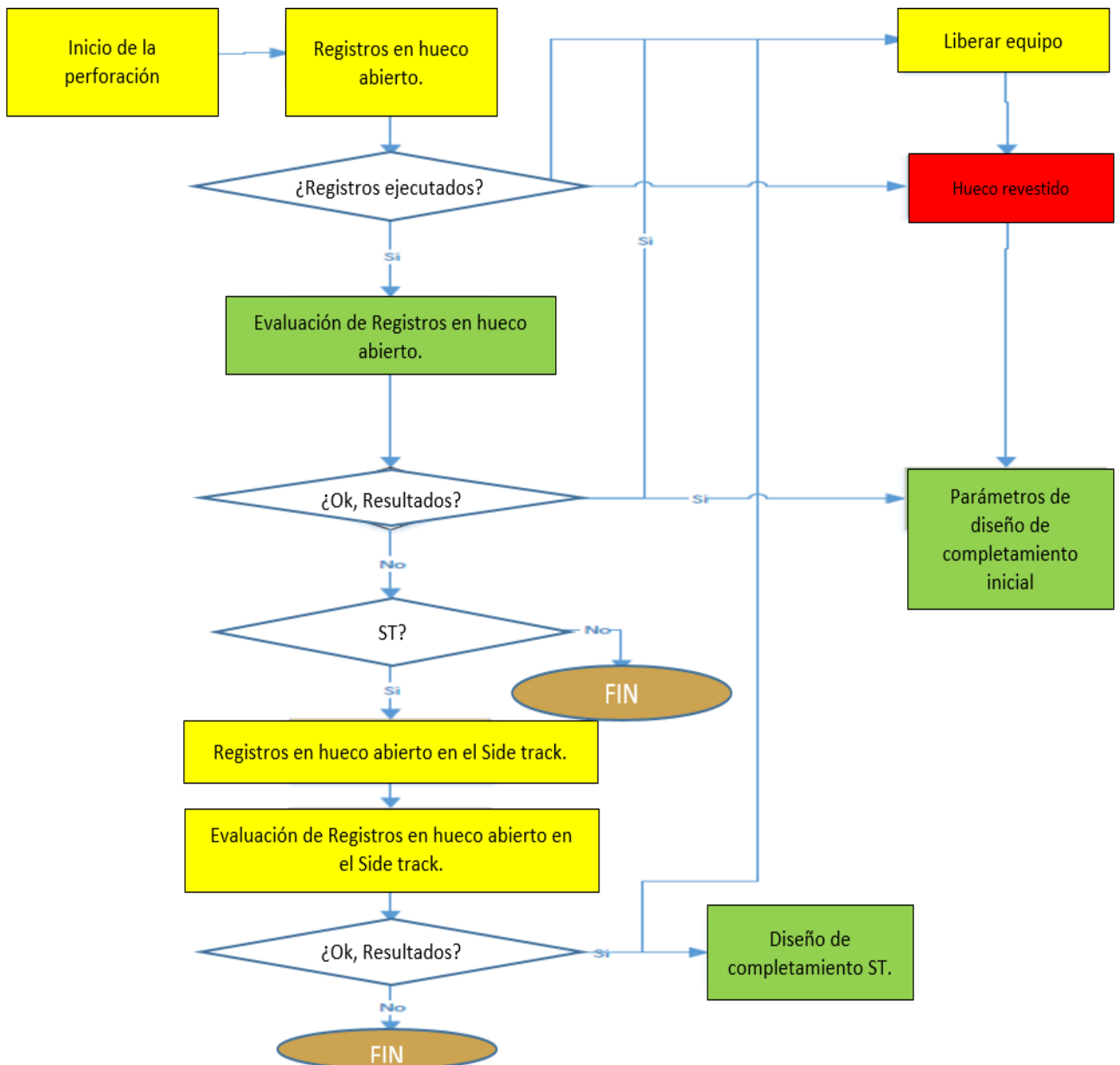
Fuente: Modificado de Drilling Business Unit OXY Col, Wells Factory 2018.

Una vez este permiso está firmado y la forma 4 CR ha sido enviada a la operadora del campo con la autorización para la perforación de cada pozo, con las coordenadas enviadas, se puede dar inicio al proceso de perforación con el taladro designado para la tarea. Estos procesos administrativos deben ser llevados a cabo a partir que se tiene la planificación inicial del pozo para poder cumplir con los tiempos de gestión y no retrasar las actividades.

3.2 EJECUCION

Durante la ejecución del programa de perforación, en la figura 23 se muestran las tareas a desarrollar.

Figura 23. Proceso de perforación y según el resultado de los registros eléctricos entrega del taladro.



Fuente: Drilling Business Unit, Wells Factory. 2018.

Como parte del proceso de construcción de pozos se pueden resumir las siguientes tareas, dentro de la actividad de inicio de perforación:

- a. Movilizar e instalar el taladro en el contrapozo designado según las coordenadas de superficie.
- b. Recibir el taladro previa revisión y aseguramiento.
- c. Armar BHA²⁴ (Bottom Hole Assembly) y Perforar sección de superficie.
- d. Bajar revestimiento de 8 5/8" y cementar
- e. Armar BHA de la sección de producción (7 7/8") perforar hasta TD²⁵.
- f. Registrar en hueco abierto con línea eléctrica
- g. Bajar y cementar revestimiento de 5 1/2".
- h. Instalar cabezal, entregar Taladro y movilizar al siguiente pozo.

Si durante la adquisición de datos de registros eléctricos, después de perforar el hueco de producción, el departamento de yacimientos analiza y evalúa que los objetivos del pozo pueden no cumplirse, entonces se tiene como alternativa realizar una perforación en otra dirección, mediante un procedimiento llamado Side Track²⁶. Mediante el análisis de la información

²⁴ BHA: Bottom Hole Assembly, ensamblaje de fondo para perforar, incluye Broca, tubería pesada, herramienta direccional y tubería de perforación.

²⁵ TD: Total Depth. Profundidad final del pozo.

²⁶ Side Track, desviación del pozo desde un hueco ya realizado, se requiere hacer tapones de desviación.

tomada por el registro eléctrico se comienza a realizar el programa de completamiento que se llevara a cabo después que el taladro de perforación salga de la locación. Inmediatamente se den los resultados positivos del registro eléctrico se procede a bajar y cementar el revestimiento de 5 ½", para proceder a liberar el equipo de perforación.

Si por alguna circunstancia el valor de los registros eléctricos tomados muestra que el pozo no tiene buenas perspectivas, se realiza un proceso de abandono de pozo para continuar con el siguiente pozo programado. En la medida que se conozca un campo, las posibilidades de abandono son cada vez menores, sin embargo, es necesario contemplar este escenario dentro del modelo de planeación, ejecución y revisión posterior para poder tomar acción en caso que se presente.

Si el registro en hueco abierto es avalado por el departamento de yacimientos, se realiza el completamiento del pozo para entregar al departamento de producción con el revestimiento en la zona productiva, de esta forma, posteriormente se realiza el cañoneo en las arenas con hidrocarburo o el completamiento inicial según requiera el campo, posteriormente se realiza la instalación de la bomba de levantamiento artificial que permita la producción del crudo a superficie,

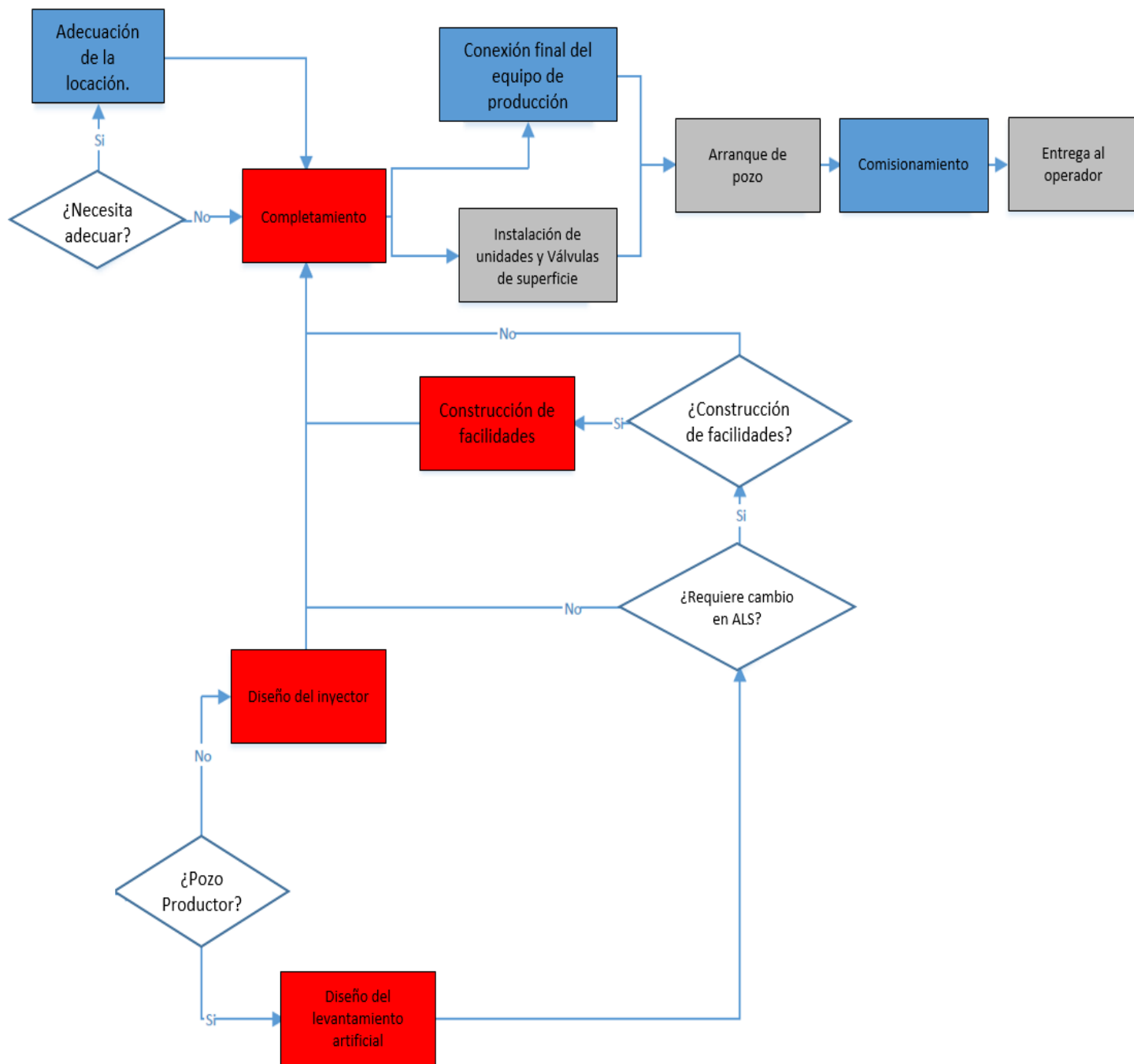
En la figura 24 se observa el proceso de entrega de pozo una vez terminada

la operación de completamiento, el modelo plantea, verificar si se requiere alguna adecuación en las líneas de superficie, debido a las diferentes alternativas de levantamiento artificial según corresponda en el campo específico, pozo y tipo de crudo. Para el caso específico del campo La Cira los completamientos consisten en cañonear las zonas de Arena Mugrosa C, A o B, después de lo cual se baja una bomba de levantamiento de bomba de cavidades progresivas PCP²⁷ o levantamiento mecánico.

Si para la realización de la perforación del pozo, ha sido necesario modificar el sistema de levantamiento artificial es necesario confirmar con el departamento de montajes mecánicos si se requiere una instalación de facilidades de superficie y líneas superficiales acordes con los requerimientos. Finalizadas las adecuaciones de líneas de superficie tanto eléctricas como hidráulicas, se procede a conectar el completamiento y/o sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo a las líneas de producción a tanques según requiera el departamento de producción del operador y se procede al arranque del pozo para iniciar pruebas o derivación a tanques para su contabilización de producción del campo, o en el caso de ser pozo inyector iniciar con el bombeo de agua a formación.

²⁷ PCP: Progressivity Cavity Pump.

Figura 24. Proceso de entrega de pozo, después de perforado a producción del operador.



Fuente: Drilling Business Unit, Wells Factory. 2018.

3.3 RUTA DE OPERACIONES: PROCESOS EN PARALELO

Una vez analizado cada uno de los procesos durante la ejecución de fábrica de pozos, se puede observar todo el proceso en conjunto, incluyendo los tiempos de cada una de las áreas que tienen compromisos en el desarrollo de la fábrica de pozos. De esta manera se puede determinar en qué momento se tienen fallos en las rutas de acción y así dar prioridad a la asignación de recursos para permanecer siempre en un flujo constante de operaciones que permitan finalizar las campañas según la planeación.

Todo el proceso se puede resumir en los siguientes pasos:

1. El departamento de Yacimientos determina las coordenadas objetivo, según los estudios geológicos y la definición de los volúmenes recuperables, así como los respectivos frentes de inyección en caso de tener sistemas de presurización artificial de yacimiento, como inyección de agua, CO₂, etc.
2. Realizar visita de campo, en superficie realizar *Scouting*, o exploración, para identificar el área desde donde se podría realizar el pozo. Esta visita debe identificar claramente, riesgos cercanos, condiciones geográficas como ríos, quebradas, accesos viales, comunidades cercanas, infraestructura eléctrica, como complemento a las vías de movilización del equipo a realizar la perforación, espacios disponibles y adecuaciones requeridas.
3. Una vez definido la locación desde donde se ubicará el taladro de perforación, si es una locación nueva, después de hacer la visita con el representante de la compañía de taladro y verificar las medidas, se procede a la realización del plan direccional para la trayectoria que seguirá el pozo.

4. Si es una plataforma antigua con pozos en producción, además de hacer la visita con el representante del taladro para confirmar las medidas, se debe confirmar con el departamento de producción el desmantelamiento, o no, de las unidades de producción de los pozos ya en funcionamiento. Si es posible, proyectar las respectivas locaciones a perforar de tal forma que se puedan optimizar los movimientos de cada tipo de taladro, dentro del campo.
5. Una vez realizado el perfil y la trayectoria direccional del pozo, con su respectivo análisis de anti colisión y, autorizado el plan direccional con los objetivos alcanzables, se deben confirmar los permisos del ministerio de Minas y las agencias gubernamentales por medio de la radicación y aprobación de la forma 4CR, permiso de autorización para perforar, en territorio Colombiano. Al mismo tiempo que se tramita el permiso de perforación ante las autoridades correspondientes, se debe ir desarrollando los planes direccionales y las recomendaciones del departamento de producción para el posible cierre de pozos inyectores cercanos y así reducir riesgos durante la operación de perforación. Se debe tener especial atención en las producciones diferidas que se puedan generar a causa de los cierres temporales requeridos durante la perforación.
6. Como tarea adicional el departamento de obras civiles, debe completar el diseño de las locaciones, mediante el envío del Plan de Manejo Ambiental correspondiente a la zona donde se realizan los trabajos civiles de construcción de vías y locaciones.
7. Una vez realizados estos pasos se puede dar inicio al movimiento y arme del taladro de perforación para comenzar con las operaciones y dar buen término al pozo requerido, siempre buscando la eficiencia durante las operaciones de construcción mejorando los parámetros, tecnología y buenas practicas.

8. Durante el proceso de perforación antes de realizar el completamiento se deben confirmar los registros de hueco abierto para dar el aval de finalización, *Side track* o abandono del pozo, según resultados de registros. El departamento de yacimientos debe tener excelente comunicación con el personal de perforación para definir a tiempo la continuidad del proceso.
9. Se entrega el pozo completado con revestimiento de producción listo para que el departamento de ingeniería de subsuelo instale los elementos de levantamiento artificial e inicie la producción del pozo o las adecuaciones correspondientes en el caso que sea un pozo inyector.

En este punto los departamentos de Perforación, Yacimientos y producción ya tienen el producto (pozo) listo para entrega, sin embargo, es de vital importancia, completar la construcción de las líneas de producción, facilidades de superficie, líneas eléctricas, líneas de gas cuando sea el caso. Todos estos procesos deben ir realizándose en la medida que se va construyendo el pozo para evitar retrasos en la puesta en línea de la producción, de tal forma que para el momento del arranque del pozo es necesario cumplir todos estos requerimientos para entregar al operador.

En la imagen de referencia como anexo 1 se identifican estos procesos críticos para su continuo seguimiento y acciones correspondientes. La línea de proceso se puede optimizar buscando minimizar; tanto los tiempos no productivos, costos dentro del presupuesto y riesgos durante las operaciones.

El seguimiento óptimo del proceso de construcción de fábrica de pozos, requiere la disposición de los gerentes de las áreas comprometidas en el proyecto, su liderazgo, entendimiento técnico y compromiso con esta metodología contribuirá al éxito en la aplicación de la metodología.

4. CONCLUSIONES

Este documento se plantea un modelo estratégico, como lineamiento para desarrollar campañas de perforación en campos maduros, teniendo como base las experiencias obtenidas en uno de los campos más antiguos de Colombia, La Cira.

La aplicación de este modelo en otros campos, ayudara a mejorar la gestión del proyecto, sin embargo, es fundamental conocer las limitaciones de cada caso particular. Existen variables que no se han tenido en cuenta en este documento, como son los riesgos externos, negociación con las comunidades, nuevas normas o regulaciones nacionales y políticas internas de cada compañía.

Tomando como referencia el desarrollo histórico de las tareas de perforación en la Cira, después de aplicar este modelo gerencial para el desarrollo de campañas de perforación, se evidencia el mejoramiento en la planificación de pozos, ya que es posible ejecutar más de 130 pozos cada año disminuyendo los costos entre un 10 % al 20 %, incrementando la producción del campo de menos de 10 mil barriles promedio por día hasta alcanzar más de 43 mil barriles diarios en 2018, esto significa un incremento de más de 4 veces su producción por día, mientras se permite el desarrollo de otras áreas de la compañía y de otros objetivos de producción de hidrocarburos.

La planeación estratégica desarrollada con esta metodología, permite aplicar tecnologías conocidas bajo esquemas locales, utilizando el conocimiento y mano de obra local para aplicarlo, esta característica del modelo ayuda a minimizar costos operativos de personal especializado.

El seguimiento sistemático de la planificación semanal, permite hacer proyecciones de actividades críticas y moldearse según requerimientos particulares de la compañía operadora, así mismo, es posible la toma de decisiones tomando en cuenta diferentes puntos de vista, dado que en las reuniones semanales todo el grupo de los diferentes departamentos están discutiendo el plan a seguir.

5. RECOMENDACIONES

Conociendo que cada vez es más importante realizar una completa planeación de proyectos, el manejo y aplicación de un modelo gerencial como el presentado en este documento debe ser revisado y adaptado a la aplicación particular de cada operadora.

Si se tiene en cuenta que los yacimientos que han tenido un desarrollo a lo largo de los años requieren un método para mantener su presión, estos métodos deben ser analizados con precaución para determinar las prioridades de intervención antes de aprobar la movilización del equipo de perforación a una locación que requiera desmantelamiento de los equipos de superficie, cada caso debe ser analizado particularmente teniendo en cuenta la producción diferida, ubicación entre otros aspectos.

Es fundamental poder tener excelente nivel de comunicación entre las diferentes compañías contratistas que interactúan en todo el proceso de fábrica de pozos, ya que la decisión tomada en la reunión semanal determinará el plan de tareas que cada compañía contratista desarrollará y así mismo sus metas deben estar alineadas a las de la compañía operadora, para esto se requiere un equipo interdisciplinario con excelentes relaciones interpersonales. Adicionalmente es importante contar con el grupo de profesionales que están constantemente

asegurando cada operación en campo y analizando los riesgos inherentes para minimizar los impactos de estos riesgos.

En la medida que la tecnología en la industria de perforación petrolera va cambiando, así mismo es necesario, avanzar en las metodologías gerenciales para la administración de los proyectos, en campos ya maduros que van cambiando en proporción a sus procesos, por eso es fundamental desarrollar herramientas tecnológicas que se vayan actualizando como ayuda a la metodología aquí expuesto, como es en comunicaciones de parámetros de operación, comunicación en reportes, herramientas web para mejorar la eficiencia operativa, programas de seguimiento en seguridad industrial, etc. De esta forma es posible tener lecciones aprendidas durante el proceso y ser compartidas de manera simultánea con otras unidades de negocio, esto es recomendable para tener sinergia en el crecimiento en la base datos para operaciones en otros lugares donde se tengan operaciones de la compañía.

Se recomienda mejorar la investigación en procesos de seguimiento de proyectos para hacer más eficiente el uso de los recursos asignados, sin reducir la calidad en la operación o en la exposición a los riesgos.

BIBLIOGRAFIA

Acosta, A. (2014). *Importancia Administrativa para la gerencia de perforación*. Bucaramanga.

Aldawood, J. &. (2011). *Integracion de procesos en well planning*. Saudi.

Barrero, D. (2007). *Colombia Sedimentary Basin*.

Central Drilling Group, O. (2015). MSE & BIT MECHANICS. HOUSTON, TX: OCDG OCCIDENTAL INTERNATIONAL.

Department of civil & environmental Engineering, A. (2012). *Markin CNRL-NREF Building*. Edmonton: University of Alberta.

ECOPETROL. (2017). *Reporte anual ANH*. Bogotá.

Figuerola, C. (2013). *Estrategia para manejo de fluido de perforación*. Bogotá: Universidad Industrial de Santander.

Lobo, A. (2012). *Reserves Growth Potential*. Obtenido de ecopetrol G.E.

Luckanakul, M. &. (2016). Well planning optimization . *IPTC*.

Miriam, R. (2014). *Modelo Gerencial para la gestión administrativa de Contratos de perforación*. Bogotá: Universidad de America.

Rodriguez, R. (2009). *Trabajo de Grado*. Lima: Universidad Nacional de Ingenieria del Perú.

Silva, C. (2009). *Manejo de Información de pozos nuevos a perforar*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.