



# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE SISTEMAS – INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES

## **MODELO DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS PETROLEROS DE PERFORACIÓN**

TÉSIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
FABIÁN OMAR BETANCOURT QUIROGA

TUTOR PRINCIPAL:  
DRA. IDALIA FLORES DE LA MOTA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, Ciudad de México, septiembre 2023



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: **Dra. Huerta Barrientos Aida**

Secretario: **Dr. Palacio Pérez Arturo**

1<sup>er</sup>. Vocal: **Dra. Flores De La Mota Idalia**

2<sup>do</sup>. Vocal: **Dr. Bautista Godínez Tomás**

3<sup>er</sup>. Vocal: **Dra. Negrete Cadena Rocío**

Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería

**TUTOR DE TESIS:**

Dra. Idalia Flores De La Mota

---

**FIRMA**

*A Dios bendito.*

*A mi amor incondicional Mary Carmen.*

*A mis hijos Cristóbal, Joshua y Elizabeth.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimientos especiales a mi tutora la Dra. Idalia Flores de la Mota, por su paciencia, enseñanza y su deseo constante de hacerme mejorar.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM, en particular al Departamento de Investigación de Operaciones de la División de Ingeniería de Sistemas, del Posgrado en Ingeniería en cabeza de la Maestra Francis Soler Anguiano, por brindarme la posibilidad de aprender para cambia la vida y ayudar a mejorar la vida de los demás.

Agradezco a Ecopetrol, por brindarme la oportunidad de implementar los diferentes flujos de trabajo planteados en el presente trabajo de investigación.

Agradezco a mi familia, en especial a mi esposa Mary Carmen, por acompañarme en esta aventura de aprender.

## RESUMEN

El desarrollo de los campos petroleros está basado en la implementación de los Planes de Desarrollo establecidos para cada uno de los campos. En general, cada Plan de Desarrollo requiere en mayor o menor medida de la perforación y completamiento de pozos para la extracción de los hidrocarburos que se encuentran en cada uno de los yacimientos considerados, dependiendo de la etapa de desarrollo en la cual se encuentre: primaria, secundaria o terciaria. Primaria, si emplea la energía inicialmente disponible en el yacimiento, secundaria, si se requiere energía adicional y terciaria, si se emplea algún método de recuperación que reduzca el petróleo residual del yacimiento por medio de procesos químicos o térmicos.

Un pozo petrolero es un hueco perforado desde la superficie, hasta la roca donde se encuentra el hidrocarburo (petróleo o gas) que se quiere producir. Los pozos pueden tener como objeto explorar un nuevo yacimiento, delimitarlo o incrementar su producción. Adicionalmente, en función del mecanismo de producción del petróleo, los pozos pueden tener como objetivo inyectar fluidos, usualmente agua o gas, con la finalidad de mantener la presión o desplazar el petróleo, y de esta forma, aumentar la cantidad de petróleo producido.

Los pozos tienen diferentes tipos de trayectoria, ya que pueden ser verticales, desviados, en formade “S”, horizontales o multilaterales, cuando tienen varios brazos. De cada localización o posición en superficie, pueden derivarse uno o varios pozos, en función de los objetivos geológicos, las características geomecánicas de la roca, los materiales empleados para la construcción del pozo y los límites operacionales; con la finalidad de reducir las intervenciones y movilizaciones, a la vez que se reduce la huella ambiental.

El presente trabajo plantea un flujo de trabajo de planeación - optimización de los pozos considerados en un Plan de Desarrollo de un Campo Petrolero basado en la evaluación de las trayectorias de pozos de acuerdo con las bases de diseño establecidas para el campo, el entendimiento del modelo geológico y geo mecánico, la experiencia en la perforación de pozos en el área de influencia del proyecto, las localizaciones disponibles, las restricciones de superficie y la logística derivada de la implementación del Proyecto de Perforación.

Los algoritmos heurísticos y las rutinas de optimización empleadas en el presente trabajo están basadas en los principios de Programación Lineal, Teoría de Redes, Teoría de Localización y Planeación por Escenarios. Para la modelación de los proyectos de perforación se emplea el *software* (programa) comercial DecisionSpace – Well Planning y para la validación de los resultados se estructuró un código en Python basado en el problema de asignación, empleando librerías de Pandas, Pyomo y Ipopt. Adicionalmente, un modelo básico fue implementado usando el programa académico de Lingo.

Este trabajo considera relaciones entre los tipos de pozos, sus trayectorias, los horizontes geológicos de interés, las restricciones de superficie y la logística derivada de la implementación del proyecto.

El trabajo también propone un modelo de gestión de la planeación basado en los conceptos de Balance Score Card.

**Palabras Clave:** Planes de Desarrollo de Campos Petroleros, Optimización de Planes de Desarrollo, Optimización de Proyectos de Perforación, Optimización del Diseño de Pozos, Selección de Escenario de Desarrollo, Optimización de Áreas de Localización.

## ABSTRACT

The development of the oil fields is based on the implementation of the Development Plans established for each of the oil field and each reservoir of hydrocarbon. In general, each Development Plan requires, to a greater or lesser extent, the drilling and completion of wells for the extraction of hydrocarbons found in each of the deposits considered, depending on the stage of development in which it is found, primary, secondary, or tertiary. Primary, if it uses the energy initially available in the reservoir, secondary, if additional energy is required, and tertiary, if a recovery method is used that reduces residual oil from the reservoir through chemical or thermal processes.

An oil well is a hole drilled from the surface to the rock where the hydrocarbon (oil or gas) to be produced is found. The wells may be aimed at exploring a new deposit, delimiting it or increasing its production. Additionally, depending on the mechanism of oil production, the wells may have the objective of injecting fluids, usually water or gas, to maintain pressure or displace the oil, and thus increase the amount of oil produced.

The wells have different types of trajectories, they can be vertical, deviated, horizontal or multilaterals, when they have several arms or in the form of "S" or "J". From each location or position on the surface, one or several wells can be derived, depending on the geomechanical characteristics of the rock, the materials used for its casing, tubing and the operational limits, in order to reduce interventions and mobilizations, at the same time reducing the environmental footprint.

The present work proposes a workflow of planning - optimization of the wells considered in an Oil Field Development Plan based on the evaluation of the trajectories of wells in accordance with the design bases established for the field, the understanding of the model geological and geomechanical, the experience in drilling wells in the area of influence of the project, the available locations, the surface restrictions and the logistics derived from the implementation of the Drilling Project.

The heuristic algorithms and optimization routines used in this work are based on the principles of Linear Programming, Network Theory, Location Theory and Scenario Planning. For the modeling of the drilling projects, the commercial software (program) DecisionSpace - Well Planning is used and for the validation of the results, a code was structured in Python based on the Assignment Problem, using Pandas, Pyomo and Ipopt libraries. Additionally, a basic model was implemented using the Lingo academic program.

This work considers relationships between the types of wells, their trajectories, the geological horizons of interest, the surface restrictions and the logistics derived from the implementation of the project.

The work also proposes a planning management model based on the Balance Score Card concepts.

**Keywords:** Oil Field Development Plans, Optimization of Development Plans, Optimization of Drilling Projects, Optimization of Well Design, Selection of Development Scenario, Optimization of Location Areas.

## Contenido

<b>Capítulo 1</b> .....	8
<b>1 Introducción</b> .....	8
1.1 Motivación .....	8
1.2 Problemática.....	8
1.3 Justificación .....	10
1.4 Objetivos .....	11
1.5 Metodología de Investigación .....	11
<b>Capítulo 2</b> .....	13
<b>2 Marco Conceptual</b> .....	13
2.1 Plan de Desarrollo (PD).....	13
2.2 Conceptualización de la Planeación de las Pozos Petroleros .....	17
2.3 Optimización de un Plan de Desarrollo .....	19
<b>Capítulo 3</b> .....	23
<b>3 Estado del Arte de la XOptimización de las Trayectorias de los Pozos en los Planes de Desarrollo de los Campos Petroleros y de los Modelos de Gestión de Planeación</b> .....	23
3.1 Optimización de Trayectorias de Pozos.....	23
3.2 Antecedentes de Modelos de Gestión <i>Balance Score Card</i> ( Cuadro de Mando Integral) en el Sector Petrolero.....	31
<b>Capítulo 4</b> .....	43
<b>4 Modelo Matemático de Validación</b> .....	43
4.1 Modelo Conceptual.....	45
4.2 Modelo Matemático de Validación de la Asignación de la Localización Óptima de Pozos Petroleros.....	49
4.3 Formulación del Modelo Matemático de Selección de Localización Minimizando la Longitud Medida de los Pozos.....	53
4.3.1 Librerías .....	54
4.3.2 Modelo y Parámetros del Modelo .....	55
4.3.3 Variables del Modelo .....	56
4.3.4 Restricciones del Modelo.....	57
4.3.5 Función Objetivo.....	57
4.4 Implementación y Resultados del Modelo de Validación .....	58
4.5 Implementación de Modelo Comercial .....	61
<b>Capítulo 5</b> .....	63
<b>5 Estudio de Caso</b> .....	63
5.1 Descripción del Plan de Desarrollo .....	63

5.2	Interpretación sísmica (horizontes y fallas) .....	65
5.2.1	Horizontes .....	65
5.2.2	Fallas.....	65
5.3	Bases de diseño de pozos.....	67
5.4	Modelación del Caso Base .....	68
5.4.1	Targets .....	69
5.4.2	Localizaciones .....	69
5.4.3	Asignación Manual de Localizaciones .....	70
5.5	Modelación de Opciones de Mejora del Caso Base.....	71
5.5.1	Reducción de Complejidad de Trayectorias.....	71
5.5.2	Asignación Optimizada de Localizaciones .....	71
5.6	Análisis de resultados.....	73
5.6.1	Opciones de Mejora.....	74
5.6.2	Comparación del Desplazamiento entre el Caso Base y Caso Optimizado	75
<b>Capítulo 6</b>	.....	<b>76</b>
<b>6</b>	<b>Modelo de Gestión de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D - 3P3D</b> .....	<b>76</b>
6.1	Agregación de Valor de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación..	78
6.2	Información y Modelos considerados en la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D .....	84
6.3	Finalidad de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D .....	87
6.4	Paquetes de Trabajo de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D	87
6.5	Seguimiento de la Planeación .....	91
6.6	Seguimiento de la Agregación de Valor .....	92
<b>Capítulo 7</b>	.....	<b>98</b>
<b>7</b>	<b>Conclusiones, Recomendaciones y Trabajo Futuro</b> .....	<b>98</b>
7.1	Conclusiones .....	98
7.2	Recomendaciones .....	99
7.3	Trabajo Futuro .....	100
<b>Referencias Bibliográficas</b>	.....	<b>101</b>
<b>Anexo 1. Código de Validación en Python, usando librerías de Pandas, Pyomo y Solver Ipopt</b> .....		<b>106</b>
Código.....		106
Modelo .....		110
Ejecución de la Solución .....		112
Resultados .....		113
<b>Anexo 2. Validación del Modelo Matemático Empleando el Software Lingo</b> .....		<b>117</b>

**Anexo 3. Matriz de Complejidad y Definición de Pozos..... 121**

# Capítulo 1

## 1 Introducción

### 1.1 Motivación

Mi deseo personal siempre ha sido servir a la gente, encontrar soluciones para los problemas de desarrollo de las personas menos favorecidas, incorporando el conocimiento de los diferentes saberes en ambientes de trabajo innovadores. Hoy tengo claro que si no involucramos en nuestro análisis todas las variables relacionadas con las problemáticas de la industria petrolera y les damos un manejo que permita representar la compleja realidad de la evolución de las dinámicas técnicas, sociales y ambientales, corremos el riesgo de generar afectaciones al entorno y poner en riesgo la reputación, al no hacer un adecuado uso de los recursos naturales y limitar el beneficio que se espera del desarrollo de los campos petroleros.

Las empresas petroleras requieren un modelado completo de todos los componentes del desarrollo petrolero que nos permita tomar las mejores decisiones, siendo conscientes de los riesgos que ellas implican y las posibles alternativas que permiten mitigarlos. La abundancia de información de múltiples fuentes, de múltiples niveles de discretización de datos internos y externos, hace necesario intentar explorar técnicas de manejo de información novedosas, enmarcadas en las temáticas de la analítica de datos y sistemas.

En los Planes de Desarrollo se requiere integrar: el entendimiento geológico, la modelación del comportamiento de los yacimientos, escenarios de explotación, planeación de la secuencia de incorporación de reservas, la integración del portafolio técnico de oportunidades, armonizando los diferentes niveles de discretización e integración de datos.

La motivación técnica del presente trabajo es brindar una revisión de los diferentes aspectos involucrados en la optimización de los Planes de Desarrollo, junto con una propuesta de abordaje considerando aspectos técnicos, de manejo de datos y de gestión de incertidumbre.

### 1.2 Problemática

Dentro de los planes estratégicos de las empresas petroleras, la evaluación y planificación de las actividades relacionadas con el desarrollo de los campos, en sus distintas fases, es fundamental para asegurar las metas productivas y financieras de las compañías, apuntando siempre a la creación de valor, y el buen gerenciamiento de los recursos que se asignan.

En la industria petrolera, cada vez es más común emplear modelos sofisticados de toma de decisión basados en evaluar escenarios de riesgo e incertidumbre (Al-Harthy, 2007), empleando metodologías de frontera eficiente o indicadores multivariados, mediante la integración y priorización estratégica de activos, con el fin de identificar las oportunidades óptimas asociadas a la explotación de los campos e incorporar valor y rentabilidad a sus negocios.

Dichos análisis funcionan a través de la modelación integrada de los diferentes componentes de exploración y desarrollo de los campos (Yacimientos, Perforación, Producción, Proyectos, Pozos, Entorno y Modelos Contractuales, entre otros), cuyo análisis simultáneo permite capturar el impacto de su incertidumbre sobre la rentabilidad de cada una de las opciones de desarrollo óptimas para cada activo (Betancourt et al., 2017).

Los Planes de Desarrollo están orientados a proporcionar elementos de análisis que apoyen:

- El entendimiento del subsuelo y la gestión de la incertidumbre
- La planeación de pozos
- La incorporación de restricciones de superficie
- La visualización de facilidades
- La identificación de escenarios de desarrollo óptimos
- La gerencia de proyectos
- El establecimiento de compromisos de desempeño, gestionando riesgos e incertidumbres
- La definición de elementos complementarios para el seguimiento del desarrollo de los campos
- El proceso de toma de decisiones, junto con la incorporación de criterios corporativos, y
- La integración y priorización estratégica de activos.

Por su parte, los grandes objetivos del abordaje sistémico tienen que ver con la optimización de procesos financieros, la planeación de acciones, la integración de los diferentes componentes del desarrollo de los campos petroleros y la toma de decisiones que este conlleva, apoyándose en la combinación de métodos cuantitativos y cualitativos, basados en técnicas de análisis de grandes volúmenes de datos; por lo que dichas técnicas se convierten en la base de la modelación de los planes de desarrollo (Guerreiro et al., 2012; Zink, 2015; Statoil, 2011; Kuo, BP).

Los Planes de Desarrollo (PD) incluyen visiones de corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (más de 10 años), oportunidades de desarrollo en diferentes niveles de madurez, tecnologías de incremento de factor de recobro de yacimientos en diferentes niveles de apropiación y entendimiento, derivadas en ocasiones de procesos empleados en campos análogos. Los PD consideran todas las actividades necesarias para desarrollar un campo en diferentes niveles de definición, agrupadas usualmente en proyectos en diferentes fases de madurez, por lo que los PD se convierten en la hoja de ruta del desarrollo de los campos (Oil and Gas Authority - Union King, 2016).

Las metodologías empleadas para identificar los escenarios de desarrollo óptimos han evolucionado con el paso del tiempo, principalmente debido al incremento de la capacidad de manejo de datos en los análisis, en directa correlación con el aumento de la capacidad de cómputo, junto con el desarrollo de la metodología de análisis de datos y optimización, pasando de análisis de estimación básica del Valor Presente Neto (VPN) al escenario de

desarrollo seleccionado de acuerdo con el entendimiento del subsuelo y algunas sensibilidades básicas de validez del escenario seleccionado (precio del petróleo, producción, inversiones y costos de operación), hasta la consideración de múltiples escenarios que involucran el uso de diferentes distribuciones de propiedades de roca, en correlación con toda la información dura de producción disponible y diferentes escenarios de desarrollo propuestos, los cuales permiten explorar un sinnúmero de alternativas y combinaciones viables de variables.

En todos los casos, la base de las metodologías considera la interacción de todas las áreas involucradas en el desarrollo de los campos (Yacimientos, Recobro, Perforación y Completamiento, Producción, Proyectos, Contratos, Entorno, finanzas y Portafolio, entre las más relevantes) (Busby D., Veiga S., Touzani S., 2014; Hamood M., Al-Harthy, 2007; Pereira J., Suslick S., 2005).

La capacidad de procesamiento de datos facilita la prueba de diferentes conceptos de desarrollo, la cuantificación de la incertidumbre y el riesgo asociado a cada una de las opciones consideradas y complementa los criterios de experto habitualmente considerados como la base de la toma de decisiones.

Cuando una compañía cuenta con múltiples opciones de desarrollo para cada uno de sus campos, el proceso de planeación y recomendación de los escenarios corporativos de desarrollo requiere de la integración y priorización de algunos de los escenarios de desarrollo más destacados para cada uno de los campos de acuerdo con multicriterios de priorización (Valor Presente Neto -VPN, Eficiencia de la Inversión – EFI, Tasa Interna de Retorno – TIR, Flujo de Caja, Inversiones requeridas en el tiempo – CapEx, Costos de Operación – OpEx, Costo de Desarrollo, Reservas, Incertidumbre y Riesgo, Apropiación de la Tecnologías, Filosofía de Operación, Viabilidad de Entorno, entre otros) (Busby D., Veiga S., Touzani S., 2014; Hamood M., Al-Harthy, 2007; Pereira J., Suslick S., 2005). Ecopetrol ha propuesto un índice multicriterio de priorización denominado MAVE, basado en la maximización de la sumatoria de los volúmenes a progresar en reservas y la eficiencia de la inversión, normalizadas (Betancourt, et al, 2017).

Este trabajo de investigación aborda la problemática relacionada con el establecimiento de las mejores trayectorias de pozos y su plan de intervención asociado, teniendo en consideración los objetivos de los pozos en las zonas más prospectivas de los yacimientos, la información sísmica y de registros geofísicos, los pozos existentes, la caracterización del subsuelo y las opciones de superficie (restricciones e infraestructura disponible). Adicionalmente, tiene como objetivo complementario proponer un modelo de gestión que asegure la agregación de valor.

### 1.3 Justificación

La industria petrolera requiere de modelos dinámicos de optimización para los planes de desarrollo de los campos petroleros, retando continuamente la capacidad de innovar y la implementación de soluciones que hagan más fácil, rentable y productivo el trabajo diario de los equipos de desarrollo de campos, encontrando la necesidad de explotar la riqueza de los terabytes de información disponible, creando soluciones analíticas que permitan la

adecuada integración de datos para soportar las decisiones (Guerreiro et al, 2012; Zink, 2015; Statoil, 2011; Kuo, BP).

Se requiere desarrollar destrezas para el manejo de grandes volúmenes de datos, la construcción de modelos de sistemas y la exploración avanzada de resultados óptimos.

#### 1.4 Objetivos

El objetivo principal del proyecto de investigación es proponer un modelo dinámico de optimización de planes de desarrollo de campos petroleros que considere las trayectorias de los pozos, la interpretación de la información sísmica, la información de superficie y en general la información disponible.

El proyecto tiene como objetivos específicos:

- Establecer el estado del arte de la optimización dinámica de los planes de desarrollo de los campos petroleros.
- Estructurar una metodología de modelación integrada de planes de desarrollo, considerando los diferentes flujos de información y trabajo, desde subsuelo, hasta superficie, pasando por los pozos.
- Conceptualizar, diseñar e implementar la propuesta de modelo dinámico de optimización de planes de desarrollo de campos petroleros, considerando un estudio de caso.
- Proponer un modelo de gestión y seguimiento del proceso de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación basado en los conceptos de Balance ScoreCard.

#### 1.5 Metodología de Investigación

La metodología general de trabajo considera el análisis de los antecedentes mediante la lectura, entendimiento y reproducción de análisis previos, con la finalidad de conceptualizar una propuesta de modelo dinámico de optimización de planes de desarrollo de campos petroleros.

En las metodologías de planeación del desarrollo de campos petroleros, es común encontrar abordajes separados, influenciados principalmente por la óptica disciplinar de cada uno de los equipos de trabajo que participa en el análisis.

Finalmente, se plantea la posibilidad de realizar un estudio de caso basado en la aplicación del modelo propuesto (Ver Figura 1).

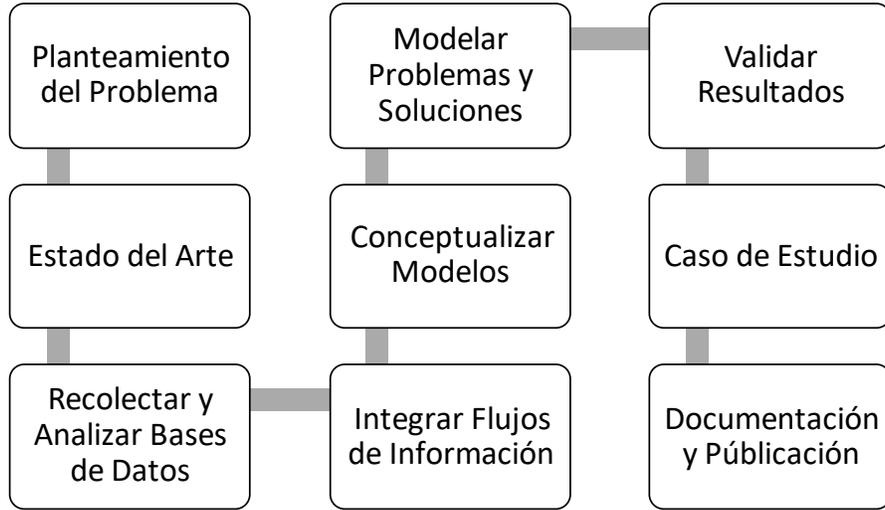


FIGURA 1 FLUJO DE TRABAJO DE LA INVESTIGACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## Capítulo 2

### 2 Marco Conceptual

Le presente sección está orientada establecer el entendimiento de los principales conceptos considerados en los abordados los Planes de Desarrollo de Campos Petroleros en el contexto de los proyectos de perforación y completamiento que se derivan de las oportunidades exploratorias y de desarrollo analizadas.

#### 2.1 Plan de Desarrollo (PD)

Es el instrumento de planeación que define la estrategia de recobro de los yacimientos de un campo, considerando todas las oportunidades de desarrollo con diferente grado de definición durante su ciclo de vida. El plan de desarrollo traza la ruta que articula el corto, mediano y largo plazo e incorpora las incertidumbres y riesgos para la toma de decisiones de inversión, basados en factores tecnológicos, económicos y de entorno.

Las metodologías empleadas para identificar los mejores escenarios de los planes de desarrollo han evolucionado con el paso del tiempo, principalmente por: la evolución de las metodologías de análisis de datos y técnicas de optimización, en las que se incorporan flujos de trabajo de evaluación de sensibilidad de las principales variables y el aumento de la capacidad de cómputo; migrando de una estimación básica del Valor Presente Neto (VPN) del escenario preseleccionado y realización de algunas sensibilidades de las variables principales (precio del petróleo, producción, inversiones y costos de operación), a la consideración de múltiples escenarios que involucran el uso de diferentes distribuciones de propiedades de roca en correlación con los datos de producción disponible, trayectorias de pozos y diferentes escenarios de desarrollo propuestos, que permiten explorar el sinnúmero de alternativas y combinaciones viables de las variables involucradas. En todos los casos la base de las metodologías radica en la correcta interacción e integración de las áreas involucradas con el desarrollo de los campos (Yacimientos, Recobro, Perforación y Completamiento, Producción, Proyectos, Contratos, Entorno, finanzas y Portafolio, entre las más relevantes) (Oil and Gas Authority - Union King, 2016; Busby D., Veiga S., Touzani S., 2014; Pereira J., Suslick S., 2005).

A nivel estratégico las compañías buscan la implementación de un proceso dinámico de actualización de escenarios corporativos, que considera la integración y priorización de activos, basado en la identificación de flujos de información, caracterización de variables, conexión directa a repositorios de oportunidades (escenarios de subsuelo, producción,

perforación y completamiento, proyectos y costos de producción, entre otros), de tal manera que sea posible analizar y recomendar escenarios corporativos en línea con el seguimiento de desempeño de la producción, de oportunidades, de proyectos y la incorporación de nuevos escenarios de desarrollo derivados de la elaboración y/o actualización del PD (Apap R., Grossmann I., 2017; Isebor O, 2013).

El Plan Integrado de Desarrollo de los activos resulta de la interrelación de diferentes áreas, mediante la estructuración de un modelo compartido, tal como se describe al comienzo de la sección (Ver Figura 2).

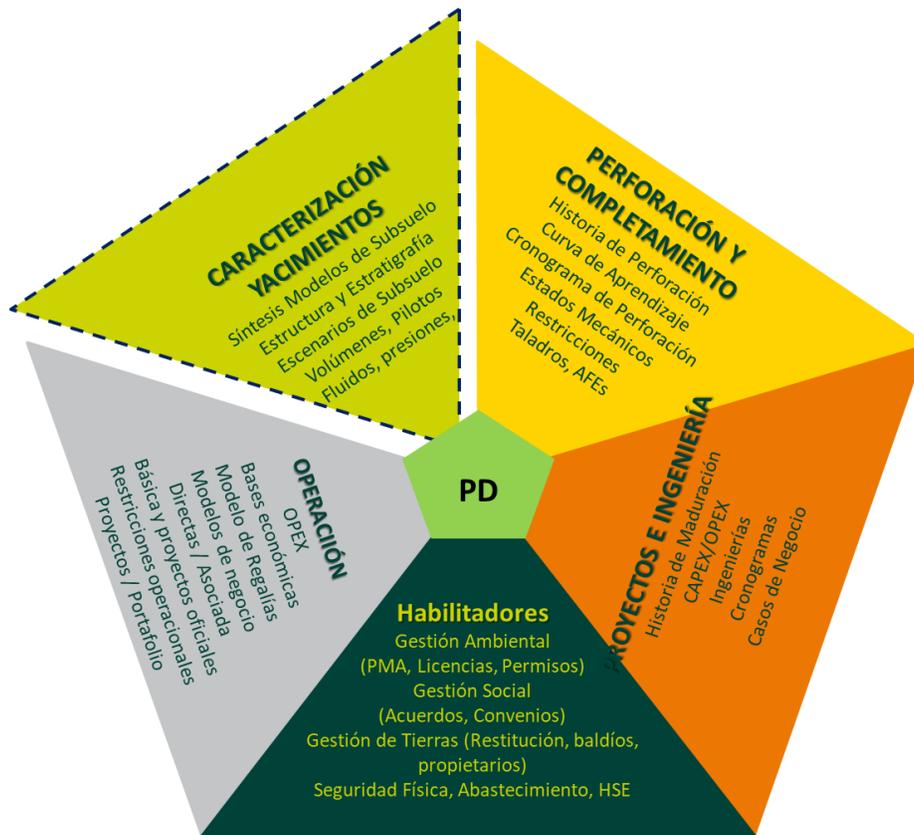


FIGURA 2 ÁREAS INVOLUCRADAS EN UN PLAN DE DESARROLLO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

La planeación inicia con la caracterización del yacimiento (modelo estático, modelo dinámico, diagnóstico) a través de la cual se visualizan las actividades necesarias para optimizar el recobro de los hidrocarburos presentes en los yacimientos. Una vez definidos los módulos de actividades en los que se visualiza el desarrollo del activo, se construyen los posibles escenarios de yacimientos, los cuales integrados con las condiciones de superficie, las restricciones de entorno y la modelación de las trayectorias de pozos, permiten estimar

los resultados esperados de cada escenario de desarrollo (actividades, perfiles de producción, volúmenes técnicos, pozos, requerimientos de facilidades, etc.), para finalmente integrar y priorizar oportunidades de desarrollo en escenarios corporativos (Ver Figura 3). Este conjunto de actividades conforma lo que se conoce como flujo de trabajo para Planes Integrados de Desarrollo.

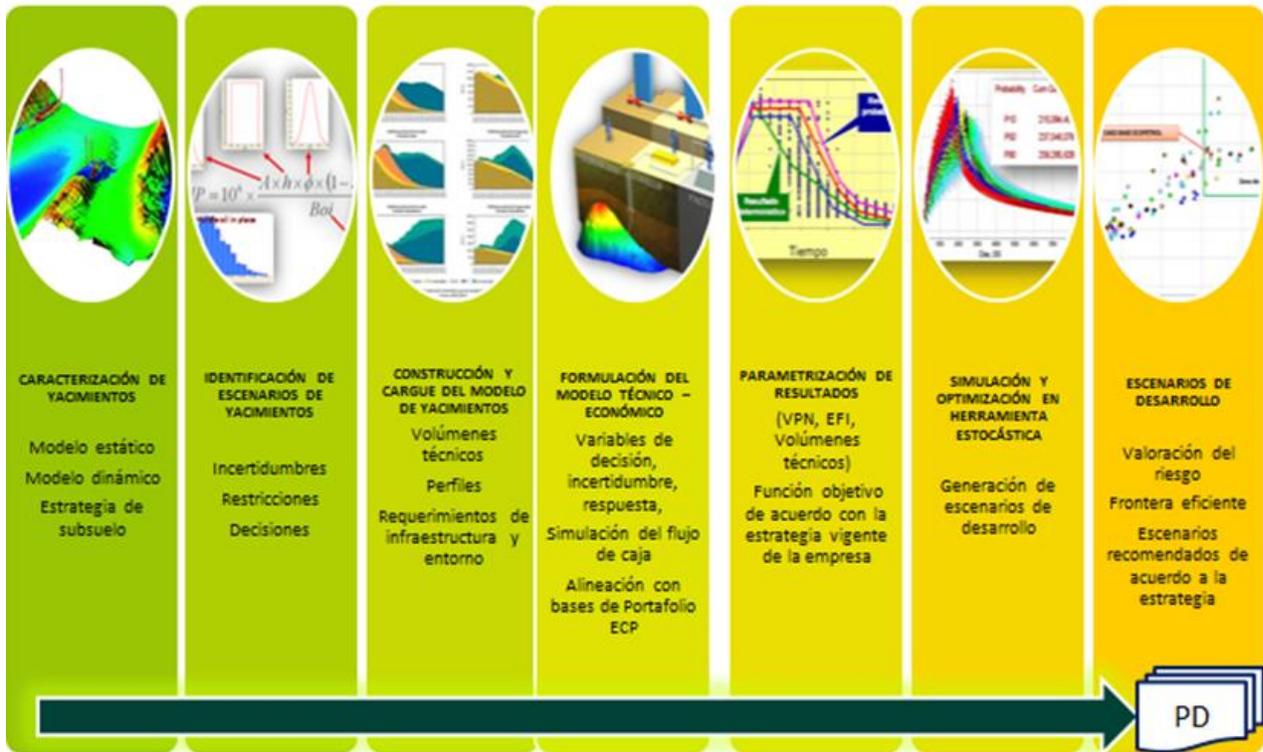


FIGURA 3 FLUJO DE TRABAJO GENERAL DE UN PLAN DE DESARROLLO PROBABILÍSTICO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

El proceso iterativo logra durante la simulación y a medida que recorre las diferentes combinaciones, maximizar algunos escenarios con la mejor función objetivo, descartando a medida que avanza aquellas que destruyen valor y concentrándose en las que la impactan positivamente.

El resultado final del proceso tiene como resultado varias opciones de desarrollo a nivel de campo y compañía, que permiten que el tomador de decisión pueda seleccionar diferentes carteras de proyectos y oportunidades con diferentes niveles de riesgo e incertidumbre, planes de gestión diferenciados, niveles de inversión y temporalidades.

Este Modelo Integrado de Gestión de Oportunidades permite la gestión integrada de las oportunidades de desarrollo y realizar análisis técnico – económicos previos a la estructuración del portafolio técnico del *upstream*.

Las optimizaciones del Plan de Desarrollo de un campo se basan en las construcción de un modelo que represente el desempeño de la producción actual de cada uno de los pozos del campo en el contexto de las capacidades de facilidades de producción, este modelo debe ser capaz de interactuar con los estimativos de producción de los nuevos pozos que se perforarían, en función de posibles esquemas de perforación y la viabilidad misma de la perforación de los pozos de acuerdo a las restricciones de superficie. Este tipo de diagnósticos requiere el cálculo de cientos de combinaciones de los estados de las variables, por ejemplo, el desempeño de los pozos, existentes y nuevos, los programas de perforación, la viabilidad de cada pozo, la disponibilidad de manejo de los fluidos producidos, las inversiones, los costos de operación y la rentabilidad (Zhao et al., 2019; Zhou et al., 2013).

Explorar exhaustivamente cada una de las combinaciones, requeriría demasiado tiempo y demandaría elevada capacidad de cómputo, por lo que las técnicas de optimización y búsqueda de los mejores escenarios de los planes de desarrollo, es decir los más rentables, emplean modelos de optimización (Ver Flujo de Trabajo Simplificado, tomado de Zhao, et al, 2019).

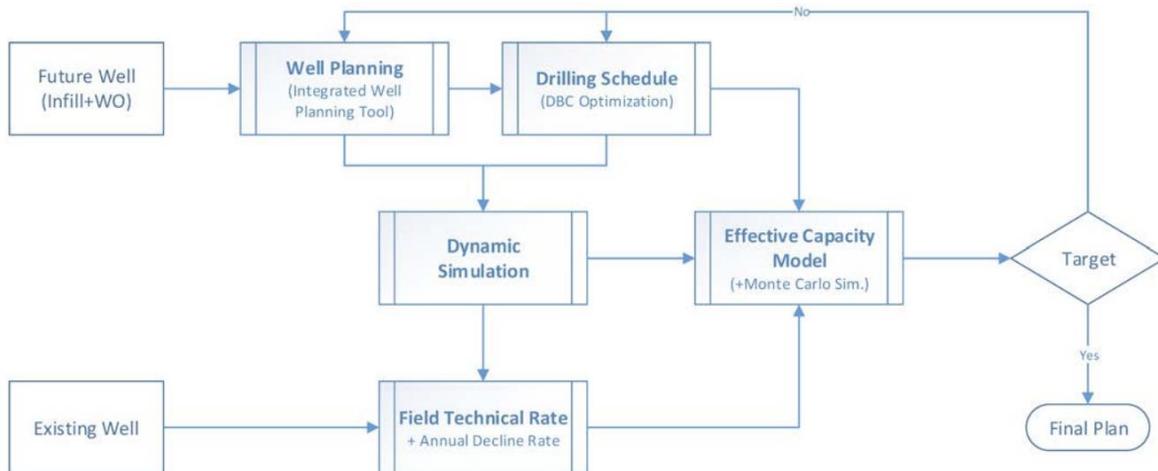


FIGURA 4. FLUJO DE TRABAJO GENERALIZADO DE LA OPTIMIZACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO

TOMADO DE ZHAO ET AL., 2019

Los métodos de optimización emplean a menudo técnicas de solución no lineales debido a que las restricciones de los modelos, normalmente lo demandan; también suelen usarse métodos de optimización estocásticos (Tilke et al., 2013).

El resultado de las optimizaciones de un plan de desarrollo se puede representar por medio de un análisis de frontera eficiente, en donde se identifican combinaciones de oportunidades que pueden desarrollar un mismo volumen a diferentes niveles de inversión de capital. Este tipo de visualizaciones es clave para realizar el seguimiento de los indicadores de la implementación de la estrategia de una empresa petrolera, considerando la eficiencia de la asignación de capital, para generar mayor flujo de caja e incrementar el valor presente neto de la compañía a la vez que ayuda a cumplir con las metas de incorporación de reservas.

## 2.2 Conceptualización de la Planeación de las Pozos Petroleros

Un pozo petrolero es un hueco perforado desde la superficie, hasta la roca donde se encuentra el hidrocarburo (petróleo o gas) que se quiere producir. Los pozos pueden tener como objeto explorar un nuevo yacimiento, delimitarlo o incrementar la producción. Adicionalmente, en función del mecanismo de producción del petróleo, los pozos pueden tener como objetivo inyectar fluidos, usualmente agua o gas, con la finalidad de mantener la presión o desplazar el petróleo, y de esta forma, aumentar la cantidad de petróleo producido.

Los pozos tienen diferentes tipos de trayectoria, ya que pueden ser verticales, desviados, horizontales, multilaterales cuando tienen varios brazos, o en forma de "S". De cada localización o posición en superficie pueden derivarse uno o varios pozos, en función de las características geomecánicas de la roca, de los materiales empleados para su revestimiento y los límites operacionales, con la finalidad de reducir las intervenciones y movilizaciones, a la vez que se reduce la huella ambiental (Ver Figura 4).

Las bases de diseño, es decir la combinación de los límites permisibles de construcción de los pozos se definen en función de los materiales empleados para la perforación y completamiento de los pozos, particularmente los materiales de la tubería de perforación, la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, junto con los límites operacionales propios de las diferentes etapas de construcción y adecuación de un pozo, relacionadas con la hidráulica, la limpieza, el torque y arrastre de la tuberías, las presiones de operación y obviamente las características propias de las formaciones que son perforadas. Todo en el contexto de la gestión de incertidumbres, riesgos y costo-beneficio.

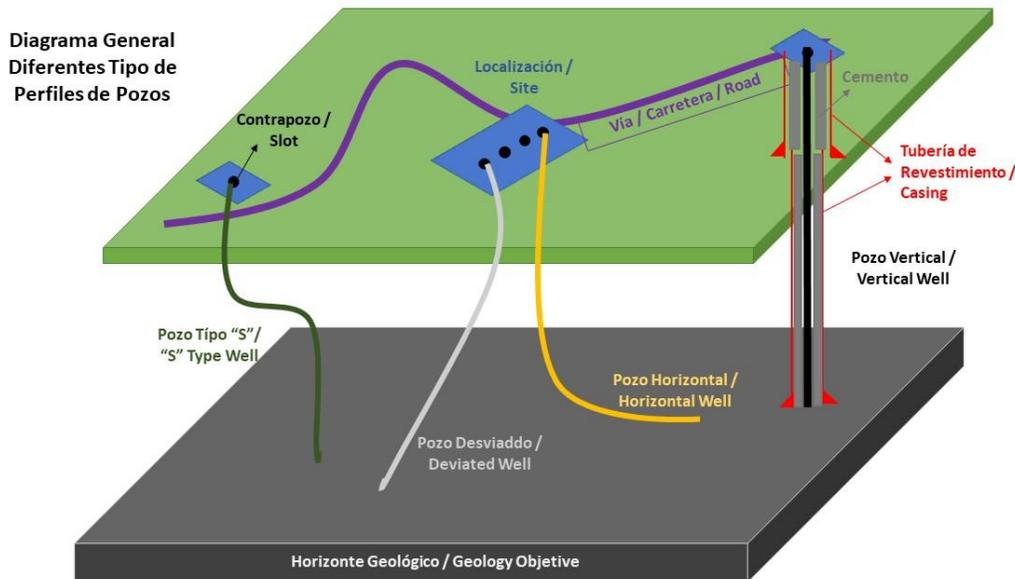


FIGURA 5 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE TIPOS DE POZOS Y COMPONENTES GEOMÉTRICOS DE DISEÑO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Los principales elementos de diseño de los pozos son los siguientes:

- Las coordenadas de superficie del contra pozo o *slot*, en inglés, de la localización en superficie desde donde se perfora el pozo,
- La altura sobre el nivel del mar o *ground level*, en inglés, desde donde se perfora el pozo,
- Altura de la torre de perforación o *Rotary Table Elevation (KB)*, en inglés,
- Tipo de trayectoria requerida para la perforación y producción del pozo,
- Angulo de inclinación final del pozo, que se mide en grados,
- Profundidad a la cual se construye el ángulo de inclinación o *Kickoff Point (KOP)*, en inglés, a una relación de grados por cada 100 ft, conocida como *dog leg severity*, en inglés,
- Profundidad a la cual se disminuye el ángulo de inclinación del pozo, con la finalidad de verticalizarlo, para los pozos tipo "S", *Kickoff Droop (KOD)*, en inglés, lo cual también se realiza a una relación de grados por cada 100 ft recomendada,
- Punto de aterrizaje, usualmente considerado para los pozos horizontales, que corresponde a las coordenadas y profundidad del punto desde donde se espera que el pozo horizontal o cerca de ser horizontal, para desde allí perforar la parte horizontal del pozo,
- Coordenadas de fondo, que está relacionado con el objetivo o *target*, en inglés,

también conocido como el **TD**, *Target Depth*. Normalmente, se establece una tolerancia aceptable de las coordenadas, alrededor de las coordenadas dadas; esta tolerancia se establece en la mayoría de las veces con forma de circunferencia, pero también suele tener forma de cuadrado o cilindro,

- Profundidad Vertical, *True Vertical Depth (TVD)*, en inglés, que es la profundidad vertical a la cual se encuentra el objetivo a perforar,
- Profundidad por debajo del nivel del mar o **True Vertical Sub Sea (TVSS)**, en inglés que es la profundidad vertical del objetivo del pozo medida por debajo del nivel del mar,
- Longitud del pozo o *Measured Depth (MD)*, en inglés, que es la longitud medida del pozo que se quiere perforar.

### 2.3 Optimización de un Plan de Desarrollo

En la industria petrolera existen múltiples ejemplos de optimización de diferentes factores de forma simultánea, por ejemplo: la perforación y completamiento de pozos, los procesos de inyección de agua en campos petroleros, el análisis de producción de pozos, el análisis de integridad e intervención de pozos, la cementación de pozos, el tratamiento de fluidos, la detección de zonas de interés para la producción, la interpretación de sísmica para encontrar nuevos prospectos, la gestión y seguimiento de proyectos, el transporte de fluidos, entre otros. En todos los ejemplos mencionados se cuenta con información combinada de datos tomados directamente de la operación, por adquisiciones y análisis realizados por diferentes grupos de profesionales. La comprensión de estas variables y la relación entre las mismas es la base de optimización de un plan de desarrollo.

Otro aspecto de la optimización son los procesos, los cuales pueden ser seguidos por medio de gestión o tableros de inteligencia de negocios, que habitualmente están disponibles a nivel gerencial para hacerle seguimiento al desempeño de las compañías. Esta información puede ser empleada como referencia para la optimización de los planes de desarrollo, ya que nos habla de cómo la empresa hace sus tareas, cómo se comunica y coopera para lograrlo, lo que sabe o debe tratar de hacer mejor. De igual forma, pueden considerarse fuentes adicionales de información que sirvan como referencia para el proceso analizado; tales como reportes sectoriales o estudios análogos.

Para optimizar hay que entender los datos. El Proceso Estándar de Minería de Datos CRISP (*Cross Industry Standard Process for Data Mining, en inglés*), por sus siglas en inglés, propone un modelo de análisis de información que es seguido con variantes particulares por los diferentes grupos de trabajo en la materia; en resumen, esta metodología consiste en entender los datos, prepararlos para poder construir un modelo que pueda representar el proceso o fenómeno y que con el tiempo pueda ser realimentado por la nueva

información obtenida o para mejor entendimiento. Al final de todo, se busca orientar la toma de decisiones para la optimización de las operaciones, la planeación o la estrategia, dependiendo del nivel de análisis que se pretenda.

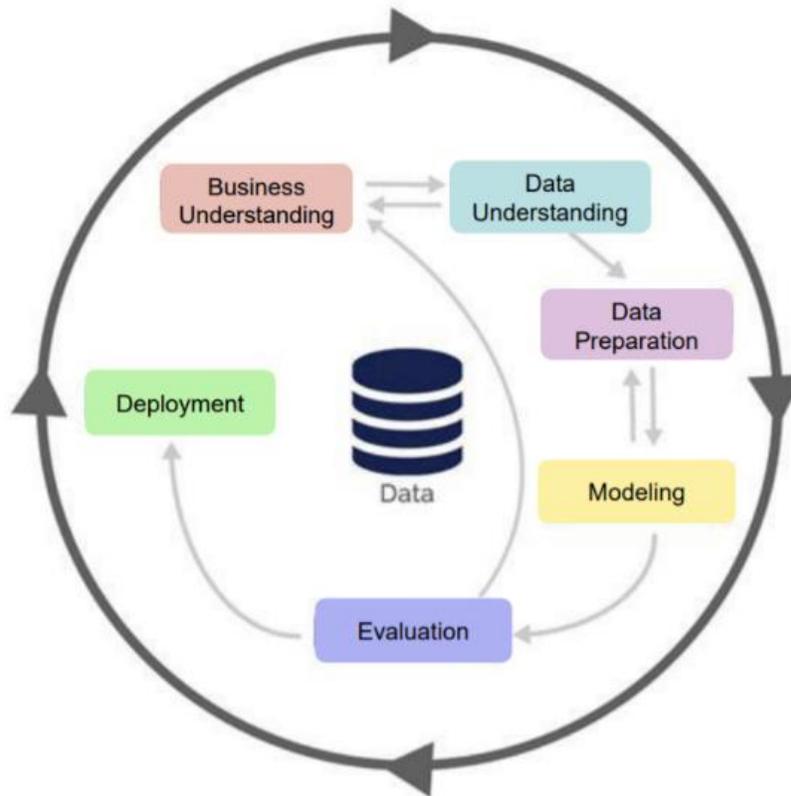


FIGURA 6 MODELO DE MINERÍA DE DATOS

FUENTE:

[HTTPS://HPI.DE/FILEADMIN/USER\\_UPLOAD/FACHGEBIETE/RABL/LECTURES/PDE\\_POSTER/PDE\\_PATRICIA\\_SOWA.PDF](https://hpi.de/fileadmin/user_upload/fachgebiete/rabl/lectures/pde_poster/pde_patricia_sowa.pdf)

Optimizar puede tener diferentes abordajes y entendimientos, dependiendo nuevamente del nivel de referencia al que se realice el análisis y la disciplina técnica desde la cual se implementen las técnicas matemáticas que sean consideradas. La optimización en términos generales consiste en encontrar la zona de equilibrio entre el desempeño de las variables que presentan un sistema; ya que, solo cuando se hace un abordaje sistémico de los procesos productivos es posible identificar el llamado justo medio entre las diferentes áreas técnicas y de gestión que hacen parte de un proceso productivo. Por supuesto que las optimizaciones a nivel de áreas funcionales, o de productos y servicios, son necesarias y deseables, pero solo en la interacción e interrelación profunda de las áreas que hacen parte de una corporación se logra orientar y reorientar la optimización de forma dinámica.

En la industria petrolera el mejor ejemplo de la optimización es la optimización de los planes

de desarrollo (FDP, por las siglas en inglés de *Field Development Planning*), en los cuales intervienen todas las áreas, tanto para generación de las oportunidades de desarrollo, como para su planeación e implementación por medio de proyectos y la operación de los campos en el tiempo). En un plan de desarrollo intervienen los geo científicos mediante la adquisición e interpretación de la información sísmica, los ingenieros de yacimientos entendiendo cómo se comportan los hidrocarburos que están presentes en el subsuelo y cómo se podría producir la mayor cantidad de ellos, junto con los perforadores que diseñan los mejores pozos para la exploración del campo, los equipos de producción que operan los pozos y realizan el manejo de los fluidos producidos, los equipos de proyecto que estructuran y ejecutan de forma adecuada las actividades y obras requeridas para la producción, los equipos de contratos que aseguran negociaciones para adquisición de bienes, junto con los equipos legales y de entorno que gestionan las restricciones de la operación, en armonía con el cuidado y sostenibilidad de los recursos naturales que la Tierra nos brinda (Ver Figura 7. Modelo Conceptual de los componentes del Plan de Desarrollo).

La matemática para optimización pone a disposición de la industria petrolera y en general de los diferentes sectores interesados en la optimización de sus negocios, diferentes técnicas basadas en arreglos matriciales y vectoriales que representan el desempeño de las variables de los procesos productivos, las cuales al ser empleadas adecuadamente pueden ser la base de modelos de optimización dinámicos.

Un modelo de matrices, por ejemplo, representa la distribución de una variable continua en un espacio tridimensional y a su vez esta matriz puede acoplarse al diseño de la mejor trayectoria de un pozo orientado hacia la zona de menores esfuerzos; igualmente, una matriz puede representar un sistema de ecuaciones que combina el mejor uso de una planta de tratamiento, o la mejor selección de un portafolio de proyectos. Con una matriz se puede representar la cadena logística de la ejecución de un proyecto, o una campaña de perforación; con una matriz se pueden organizar series de datos que se quieren clasificar o agrupar, para diferenciar comportamientos o para predecir desempeños de producción de pozos, con base en información histórica; las matrices de datos están en todo.

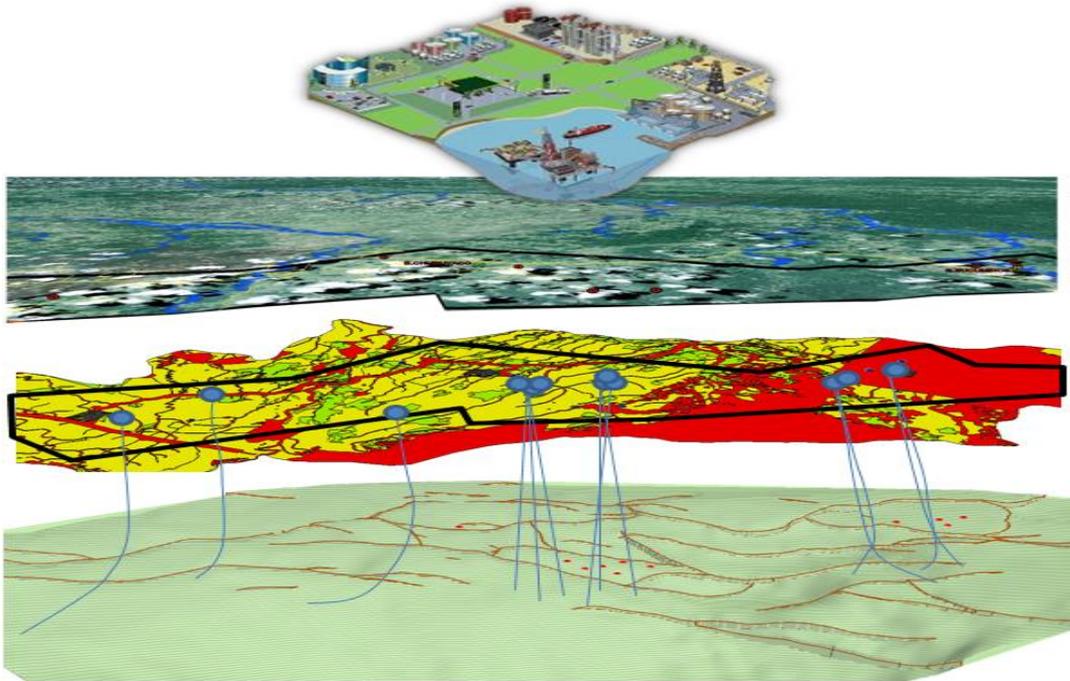


FIGURA 7 MODELO CONCEPTUAL DE LOS COMPONENTES DE UN PLAN DE DESARROLLO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## Capítulo 3

### 3 Estado del Arte de la XOptimización de las Trayectorias de los Pozos en los Planes de Desarrollo de los Campos Petroleros y de los Modelos de Gestión de Planeación

La optimización de los Planes de Desarrollo considera la perforabilidad y completabilidad de pozos que se requieren para la implementación de los escenarios de subsuelo, incorporando criterios de complejidad y definición de trayectorias, características geológicas del subsuelo, propiedades de las rocas, geomecánica, productividad, beneficio económico, logística de intervención y la gestión de la planeación (Vlemmix et al, 2009; Gu et al, 2018).

El presente estado del arte aborda la temática desde la perspectiva de la identificación del mejor escenario de trayectorias de pozos considerando criterios geológicos y en conjunto con los modelos de gestión de la planeación requeridos para asegurar la agregación del valor derivado del proceso de planeación.

#### 3.1 Optimización de Trayectorias de Pozos

Optimizar la trayectoria direccional de los pozos es esencial para minimizar los costos y los impactos de las problemáticas que pueden ocurrir durante la perforación de los pozos. Optimizar la trayectoria de un pozo consiste en reducir la longitud de pozo, minimizando el torque requerido para la perforación del pozo y considerando las restricciones asociadas a la distancia entre el nuevo pozo y los existentes (Mansouri et al, 2020); los autores proponen un modelo de optimización que maximiza separación, mientras reduce longitud y la tortuosidad del pozo, empleando un algoritmo genético, que fue puesto a prueba en la planeación de pozos de un campo de Iraq.

La industria petrolera busca minimizar el número de intervenciones en superficie, desde las cuales se maximice el número de pozos dentro de un rango de complejidad aceptado y que minimizan la posible colisión entre los pozos planeados y los pozos existentes (Mansouri et al, 2020).

Gjerge T. (2008) realizó un exhaustivo análisis de las trayectorias de los pozos aplicando modelos de anticollisión, ilustrando que el modelo tradicional de cálculo de la colisión de los pozos, basado en las distancias de los centros de las trayectorias y las elipses de incertidumbre a menudo generan resultados bastante conservadores, dependientes del tipo de trayectorias de los pozos. El estudio propone dos posibles mejoras a la metodología actual, basadas en los modelos de estimación del error asociado a los instrumentos de

medición de posición de la trayectoria del pozo, junto con modelos de simulación analítica de la trayectoria.

Wood (2016 a y b) plantea dos diferentes abordajes metaheurísticos acerca de la estimación de la trayectoria de un pozo considerando varios ciclos de iteración y resolución que le permiten demostrar la validez de estas técnicas, que a su vez son explicadas ampliamente por Taha El-O Marida (2020).

Holm A. (2014) realizó un análisis de las herramientas actualmente disponibles para la estimación de la trayectoria de los pozos encontrando que existen varias opciones de mejora en ellas, en particular con los modelos de planeación de trayectorias denominados: Exacto Inicio de Trayectoria (*Exact Departure*, en inglés) y Angulo Constante de Orientación (*Constant Turn Rate Method*, en inglés), que mostraron ser más precisos y útiles, al ser comparados con los métodos disponibles habitualmente en las herramientas de planeación de trayectorias (*Straight Lines, Dogleg - & Tool Face – Methods, Constant Build – and Turn – Methods, Build to Target y Optimun Align*); lo cual sugiere que en trabajos futuros, se esté desarrollando herramientas de planeación de trayectorias de pozos que consideren nuevos métodos.

Una adecuada planeación de trayectorias no solo debe incorporar aspectos geométricos en las trayectorias, sino también, las diferentes escalas de heterogeneidad del subsuelo, entre ellas: propiedades del yacimiento, que incluyen su extensión física (por ejemplo, ubicación, orientación, geometría, volumen, espesor, estratificación) y sus propiedades internas, que comúnmente se caracterizan por la variación espacial de las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades de los fluidos que contienen y el recobro de hidrocarburos esperado; lo cual representa la razón fundamental por la que las trayectorias se planifican cuidadosamente para maximizar la producción (Hoeink et al, 2020), Morkos and Gildin (2020). Los autores presentan novedosas técnicas de escalamiento y entendimiento de los modelos geo mecánicos a partir del uso de rutinas implementadas en Matlab, con la finalidad que los esfuerzos dinámicos generados por la producción de hidrocarburos sean tenidos en cuenta en la simulación de yacimientos. Sin embargo, el avance de la modelación tridimensional del componente geo mecánico asociado al *overburden* aún es limitado, a pesar de lo relevante que es la planeación de los pozos para asegurar el costo-eficiente desarrollo de los campos.

Esyinla et al (2020) recrearon flujos de trabajo basados en información de registros de pozos que les permiten estimar las propiedades geomecánicas de las rocas y a su vez realizar correlaciones de las propiedades para conocer las tendencias de presiones y esfuerzos presentes. Souza y Roehl (2019) trabajaron con algoritmos genéticos con la finalidad de asegurar la calibración y ajuste de los modelos geo mecánicos logrando buenos resultados,

a través de datos de pozos reportados con anterioridad.

Realizar el análisis geo mecánico del subsuelo es clave para la optimización de las trayectorias de los pozos, el diseño de la forma en que se perfora y termina el pozo; al mismo tiempo ayuda a mejorar las condiciones de productividad del mismo. La geomecánica consiste en estimar las presiones de subsuelo, junto con los esfuerzos presentes; por ello el estudio geo mecánico es una mezcla de entendimiento geológico, de características mecánicas de las rocas, de las presiones de los fluidos contenidos en las rocas, la forma en que se planea la trayectoria del pozo y la disponibilidad de información (Ahmed K. et al. 2016; Alchibaev D. et al., 2017; Souza y Roehl, 2019).

Hoeink et al (2020) describen metodologías de optimización de la trayectoria de los pozos, las cuales se diferencian en el planteamiento del problema y la estrategia de solución; por ejemplo, Negrete et al. (2018) consideran un yacimiento de carbonato en capas delgadas intercaladas con propiedades de yacimiento variables, que proporcionó doce opciones distintas de ubicación de trayectoria y longitud de los pozos horizontales.

Hoeink et al (2020) comentan que “las inversiones en perforación de pozos, en conjunto con la gestión de las incertidumbres de subsuelo, generan las principales dificultades asociadas a la explotación de los hidrocarburos. Un componente fundamental es la selección de la trayectoria. Normalmente, las trayectorias son planeadas, por medio de procesos manuales y con numerosas revisiones que involucran a geo científicos, geo mecánicos, profesionales ambientales, de yacimientos, de perforación, y gerentes de activo; por lo que los procesos de planeación, toman días, semanas o meses, pero es posible que no se logre encontrar la trayectoria óptima, porque en la práctica no se pueden evaluar todas las trayectorias de los pozos, sino unas cuantas, debido a que no siempre se cuentan con las herramientas adecuadas para esta tarea”.

Hoeink et al (2020) en su trabajo, determinan la trayectoria óptima del pozo para un yacimiento heterogéneo sujeto a restricciones, implementando una metodología con enfoque Monte Carlo para cubrir el espacio de parámetros y hacer cumplir las restricciones para generar conjuntos de trayectorias válidas de pozos candidatos. Los autores aplicaron el método a los reservorios de complejidad creciente, para luego discutir sus beneficios (Ver figuras siguientes, tomadas del trabajo de Hoeink et al, 2020).

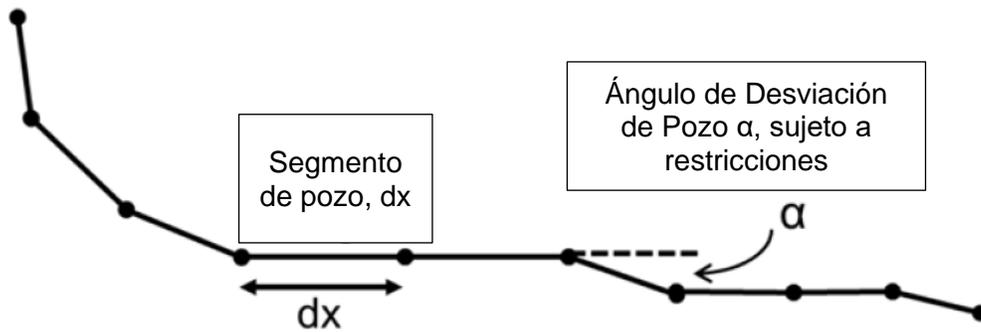


FIGURA 8 DIAGRAMA CONCEPTUAL DE CONSTRUCCIÓN DE UNA TRAYECTORIA A PARTIR DE VECTORES

FUENTE: HOEINK ET AL, 2020.

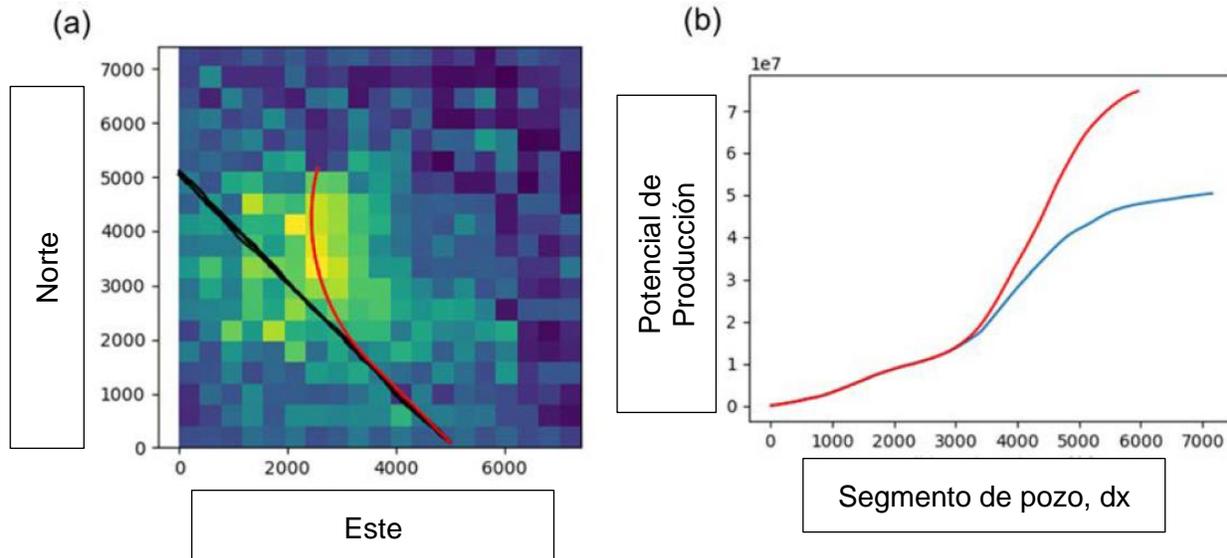


FIGURA 9 EJEMPLO DE DOS OPCIONES DE POZOS PLANEADOS EN FUNCIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y LOS BENEFICIOS REFLEJADOS EN LA PRODUCCIÓN

FUENTE: HOEINK ET AL, 2020.

Hanea et al. (2017) asumieron las incertidumbres estructurales, en función de los límites de las formaciones de interés. En su estudio, el ajuste con los datos históricos de producción proporcionó un conjunto de modelos que luego fueron empleados para la optimización de las trayectorias de los pozos. Los autores concluyen que la distribución espacial de los fluidos en el yacimiento es el criterio principal para establecer la trayectoria óptima del pozo.

Soleyman y Riahi (2011) emplearon los estudios previos de Bower y Gardener, para estimar el comportamiento de la presión de poro basada en velocidades sísmicas, cuando se cuenta

con algunos registros de pozo. Concluyendo que contar con un modelo de presiones es de gran utilidad para determinar la madurez de las rocas, entender cómo migran los fluidos, predecir el modelo estructural y de fallas, contrastar el modelo de porosidades y la trayectoria de los pozos (Ver Figura 8).

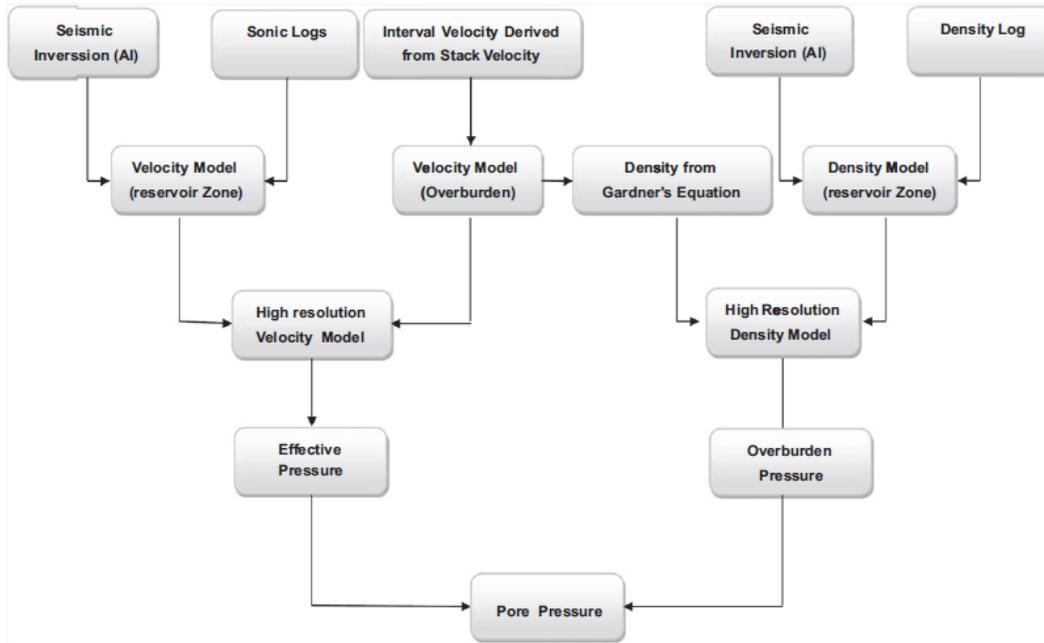


FIGURA 10 FLUJO DE TRABAJO GENERAL PROPUESTO PARA LA ESTIMACIÓN DE PRESIONES DE SUBSUELO

FUENTE: SOLEYMAN Y RIAHI (2011)

La metodología consiste en estimar las presiones de poro, después de que las velocidades sísmicas hayan sido calibradas, con base en información de registros.

La metodología planteada fue aplicada con éxito en un campo iraní, mostrando que es posible contar con modelos 3D, geo celulares que representen las geo presiones y que sean utilizadas en campos de desarrollo para la planeación de las trayectorias de los pozos, lo cual podría reducir sustancialmente las NPTs, contingencias y problemáticas de la perforación y hacer más eficiente la perforación de pozos, para lo cual se requiere trabajar en equipos integrados de proyectos, que aseguren un modelo validado por todas las áreas técnicas (Ver Figura siguiente).

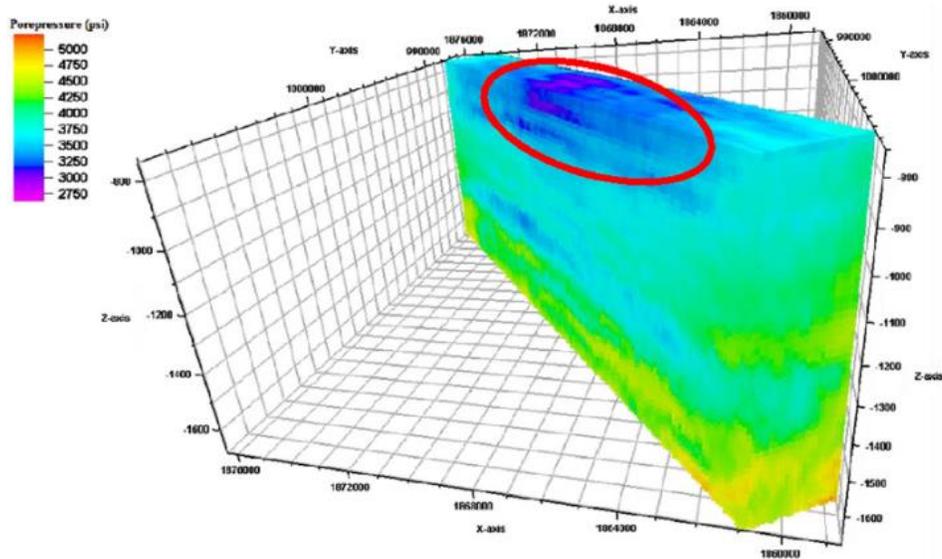


FIGURA 11 CUBO DE GEOPRESIONES EN EL QUE SE RESALTA UNA ELIPSE DE PRESIÓN ANORMAL

FUENTE: SOLEYMAN Y RIAHI, 2011

La identificación de la ubicación inicial de los pozos necesarios para drenar los hidrocarburos presentes en los yacimientos, parte de la modelación geológica; la cual comprende la delineación de los rasgos estructurales y estratigráficos del yacimiento, para posteriormente, caracterizar físicamente las propiedades de las rocas y los fluidos presentes en las mismas y completar su definición con la modelación del movimiento de los fluidos en el medio poroso y estimar la cantidad de los hidrocarburos que pueden producirse con la energía disponible o con la agregación de energía o aumento de la movilidad de los fluidos por medio de alguno de los métodos de recuperación disponibles o de diseño particular.

Yeten y Col. (2002) comentan que los modelos basados en técnicas de gradientes sobre la función objetivo degradan el rendimiento en la solución de problemas grandes y pueden terminar proporcionando óptimos locales, por lo que consideran necesario combinar enfoques estocásticos, algoritmos genéticos, redes neuronales, junto con técnicas de escalado. Su enfoque demuestra sensibilidad a la función objetivo, con el modelo de yacimiento y número de realizaciones, al considerar la incertidumbre del modelo geológico. Un algoritmo genético basado en los mecanismos de selección natural y herencia, ha sido tomado por Ilyasov et al (2014), con el objetivo de optimizar la trayectoria del pozo, minimizando la longitud de la trayectoria y por ende los costos de perforación.

Yue et al (2018), utilizaron un algoritmo de búsqueda diferencial para la optimización de la trayectoria del pozo en combinación con una función objetivo. Su objetivo era minimizar la profundidad de perforación bajo restricciones de estabilidad del pozo y razón de variación del ángulo de inclinación del pozo (*dogleg, en inglés*).

Ma X. (2014) plantea una metodología de caracterización, basada en inversión sísmica, para yacimientos, que es de utilidad para la toma de decisiones relacionadas con el posicionamiento de los pozos en la planeación del desarrollo de los campos; ya que, normalmente es necesario correlacionar diferentes análisis para reducir la incertidumbre. Ma X. (2014), realiza una propuesta de flujo de trabajo que se compone de los siguientes elementos.

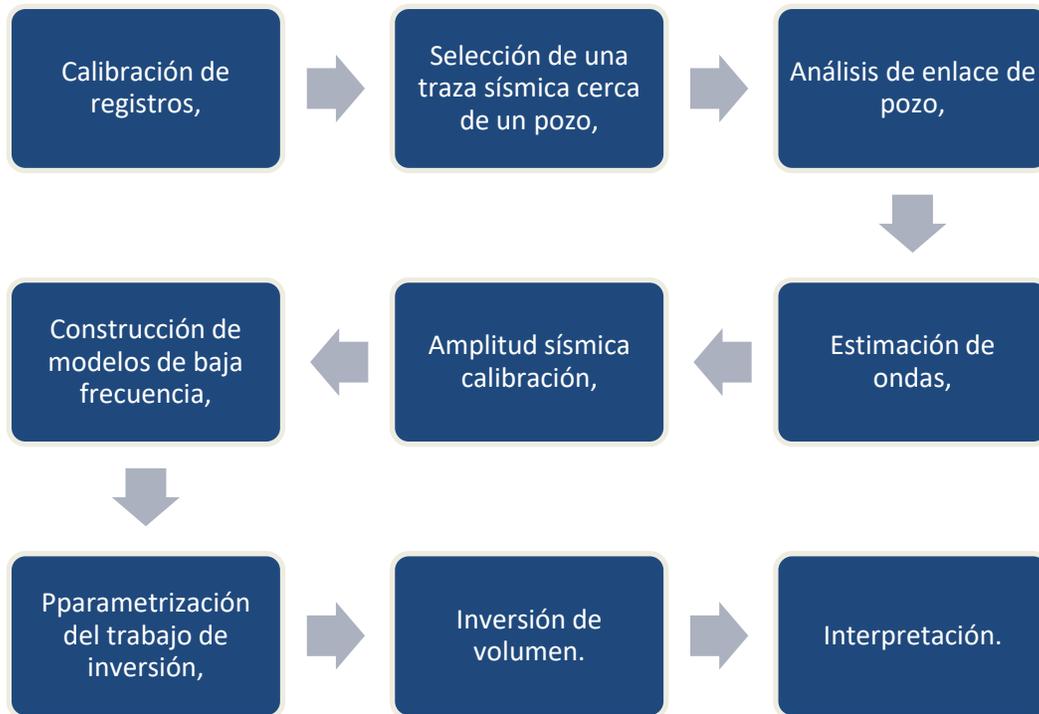


FIGURA 12 FLUJO DE TRABAJO GENERALIZADO DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA

FUENTE: MA X. (2014)

Saussus D. y Sams M., (2014) detallan una metodología orientada a la caracterización general de la variación lateral de las propiedades de las rocas y las propiedades correspondientes del yacimiento a partir del entendimiento geológico, las características particulares del yacimiento y la heterogeneidad del campo. Aunque no siempre se puede lograr una caracterización completa, debido a la disponibilidad de información, los datos sísmicos pueden ser de gran ayuda.

Los datos sísmicos por sí mismos no proporcionan una solución completa, por lo que integrar información de pozos y geología, es bastante conveniente. Igualmente, se requiere considerar cualquier otra información disponible para reducir la incertidumbre y producir modelos significativos y predictivos.

Los autores proponen: en primer lugar, considerar conjuntamente sísmica, geología y pozos, en segundo lugar, integrar sísmica y yacimiento; y, en tercer lugar, caracterizar adecuadamente las facies. El flujo de trabajo propuesto por los autores puede apreciarse en la siguiente figura.

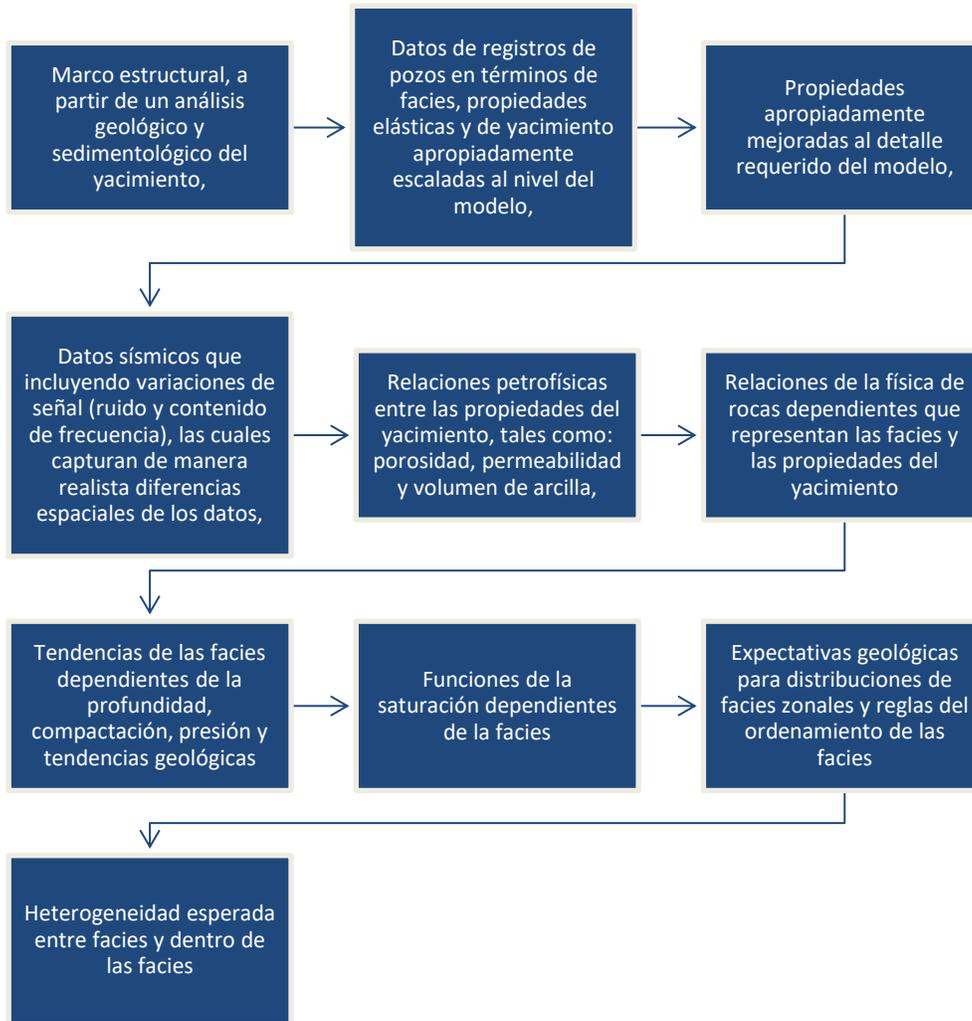


FIGURA 13 FLUJO DE TRABAJO GENERALIZADO DE INTEGRACIÓN DE SÍSMICA, REGISTROS Y POZOS

FUENTE: SAUSSUS D. Y SAMS M., 2014.

Reddicharla et al. (2017) proponen una integración multidisciplinaria basada en funciones que representan las trayectorias de los pozos, las cuales están sujetas a condiciones iniciales establecidas previamente como coordenadas de los objetivos de subsuelo de los pozos (*targets, en inglés*), posibles posiciones o condiciones de superficie y bases de diseño de perforación y completamientos. A este sistema de ecuaciones lineales se les asocian múltiples restricciones bien sea de alto nivel, como tácticas u operativas. El modelo de trabajo se acopla con facilidad a información de superficie dada en polígonos georreferenciados que representan las zonas donde se puede intervenir. Igualmente,

cuenta con funciones que pueden orientar la generación de múltiples *targets* y opciones de localizaciones de superficie que integran los puntos de partida de grupos de pozos. El flujo de trabajo está integrado en la plataforma petrotécnica llamada DecisionSpaces, empleada para la modelación del caso de estudio.

### 3.2 Antecedentes de Modelos de Gestión *Balance Score Card* ( Cuadro de Mando Integral) en el Sector Petrolero

De acuerdo a lo planteado en las secciones anteriores, un sistema de seguimiento de desempeño que considere varias dimensiones sería de mucha utilidad para asegurar la agregación de valor derivada de la identificación del escenario óptimo de los Proyectos de Perforación y Completamiento que se despenden de los Planes de Desarrollo de los Campos, por lo cual a continuación se presenta una revisión de antecedentes del uso del Balance Score Card (BSC), para luego proponer un esquema aplicado a la Planeación de los Proyectos de Perforación y Completamiento.

Nortjé et al (2014) revisaron esquemas de BSC para compañías del sector de *Oil and Gas*, llegando a proponer un esquema como el que se muestra a continuación, el cual es empleado como base para la presente propuesta. Los autores encontraron que el sector petrolero a pesar de ser la base de la economía es un sector que requiere seguir elevados lineamientos ambientales y sociales, a los que no siempre, se les da la suficiente visibilidad.



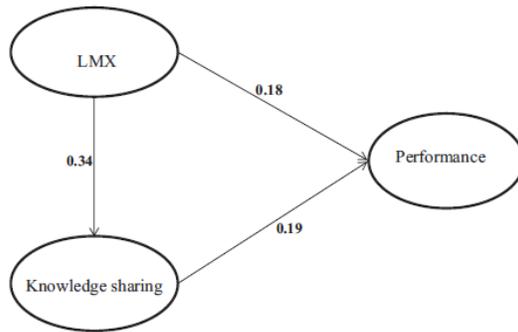


Figure 2.  
The structural model results

Hypothesis	Path	$\beta$	$t$	Result
H1	LMX → Knowledge sharing	0.34*	7.60	Supported
H2	LMX → Performance	0.18*	4.26	Supported
H3	Knowledge sharing → Performance	0.19*	3.98	Supported

Note: \* $p < 0.05$

Table II.  
Hypothesis results

FIGURA 15 RESULTADOS DE UN ESTUDIO DE LA INTERRELACIÓN ENTRE LA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO Y EL DESEMPEÑO EN LAS EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÉTICO (SHARIFKHANI ET AL. (2016)

FUENTE: SHARIFKHANI ET AL. (2016)

Kariozen (2011) realizó una revisión de los beneficios asociados a la implementación de un sistema de BSC en Mobil Corporation, encontrando una fuerte correlación entre la implementación del sistema y el aumento de la rentabilidad. Mobil Corporation, siguiendo la recomendación de Kaplan y Norton, revisaron y clarificaron su estrategia, enfocándose en la optimización de proceso productivo y la reducción de costos:

- Reducción de costos e incremento de la productividad de la cadena de valor,
- Generación de productos de valor y servicios *premium*.

A pesar de que, en el momento de la implementación en 1995, los precios del petróleo no fueron favorables, la compañía mostró una mejora sustancial en sus indicadores económicos, como se muestra en la siguiente gráfica.

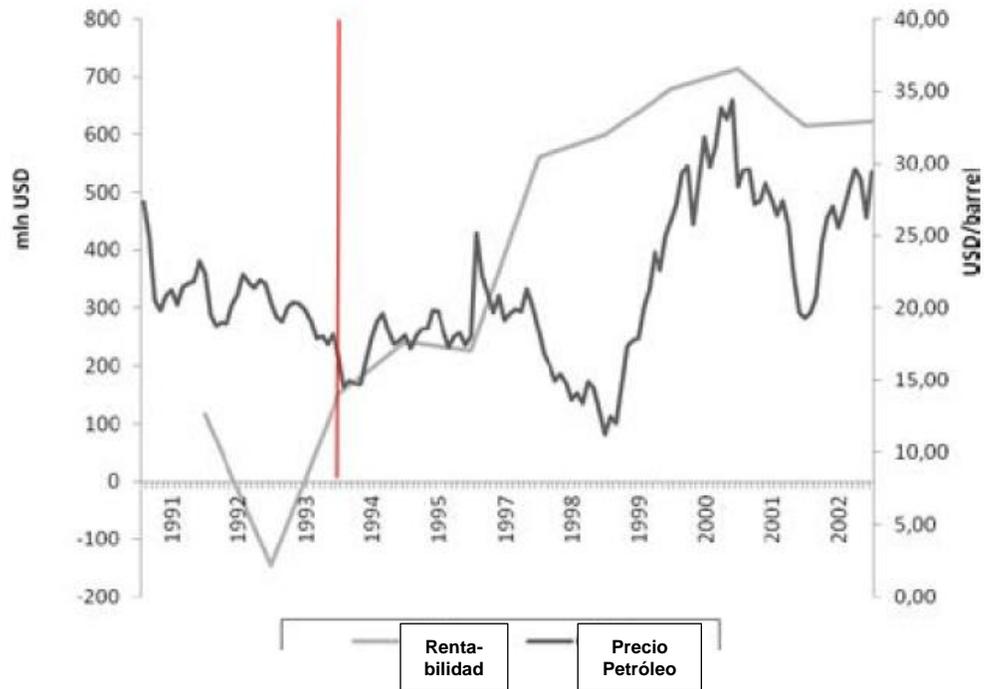


FIGURA 16 RESULTADOS FINANCIEROS DE MOBIL, EN EL PERIODO DE IMPLEMENTACIÓN DEL BSC

FUENTE: KARIOZEN (2011)

Hatéame and Navid (2013) realizaron un diseño e implementación de un sistema de BSC para las empresas de petróleo y gas de Irán, encontrando como recomendación un sistema que considera el siguiente esquema de seguimiento del desempeño, en el que se destacan los aspectos relacionados con las condiciones de los trabajadores: salario, equipo, entrenamiento, herramientas y condiciones de trabajo, promoción de la salud y ambiente de trabajo, como algunos de los elementos considerados.

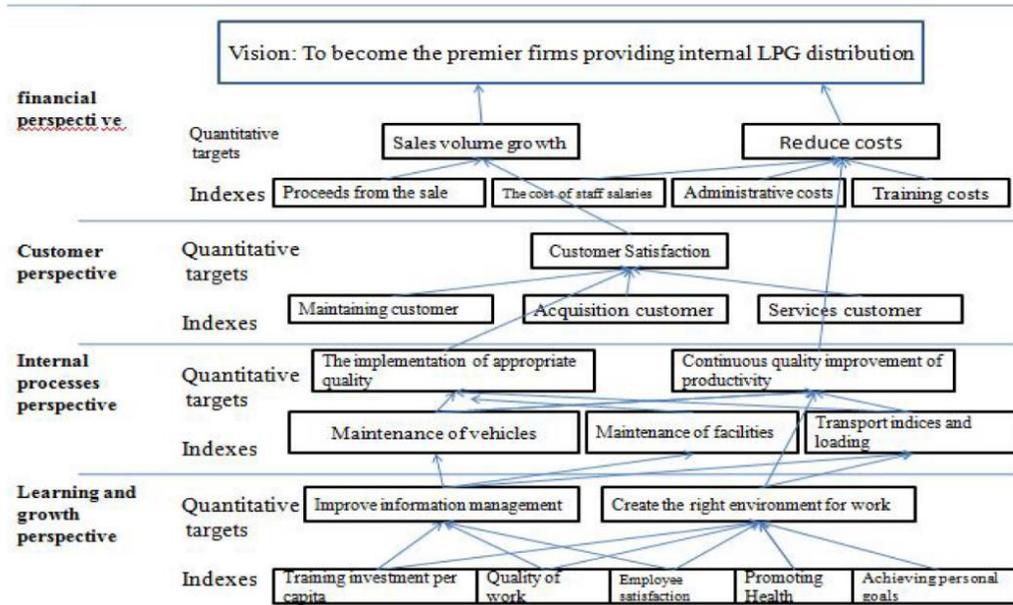


FIGURA 17 PROPUESTA DE BSC PARA LAS EMPRESAS PETROLERAS DE IRÁN

FUENTE: HATAMI AND NAVID, 2013

Dentro de la literatura se encuentran múltiples ejemplos de cómo las empresas del sector de hidrocarburos gestionan su desempeño empleando el conocido sistema de BSC, cada una con diferentes acentos dependiendo el momento de su implementación, su tamaño, su contexto geopolítico, las condiciones de mercado y la visión de largo plazo; por ejemplo, Petroamazonas en su plan estratégico 2014 – 2017, omite la dimensión del aprendizaje en su tablero de BSC, dando más énfasis a los aspectos financieros, de operación y ejecución de proyectos, de responsabilidad social y de HSE, como se muestra a continuación.

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

PERSPECTIVA	PROCESOS DE CADENA DE VALOR	#	INDICADORES DE GESTIÓN	META	TOLERANCIA	PESO
CRECIMIENTO	DESARROLLAR PRODUCIR	1	<b>PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE PETROAMAZONAS EP</b> (Producción de Petróleo en Barriles de Petróleo por día BPPD)	327,528	2.5%	25%
	DESARROLLAR PRODUCIR	2	<b>PRODUCCIÓN DE GAS DE PETROAMAZONAS EP</b> (Producción de Gas en Miles de Pies Cúbicos por día MPCPD)	75,293	5%	5%
	EXPLORAR	3	<b>DESCUBRIMIENTO DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR POZOS EXPLORATORIOS</b> (Volumen de reservas descubiertas por PAM EP en MMBbls)	47.30	30%	10%
	EXPANDIR	4	<b>BLOQUES SUR ORIENTE ECUATORIANO</b> (Firma de Contrato con la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador - SHE)	1	0	5%
	DESARROLLAR PRODUCIR	5	<b>CONTRATOS DE OPTIMIZACIÓN, RECUPERACIÓN MEJORADA Y EXPLORACIÓN</b> (No. de grupos de campos con contrato de OPT, RM y EXP firmado)	4	1	7.5%
SOLVENCIA FINANCIERA	EXPANDIR EXPLORAR DESARROLLAR	6	<b>% EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INVERSIÓN</b> (Nivel de cumplimiento del plan anual de inversión de PAM EP)	100%	10%	7.5%
	EXPANDIR EXPLORAR DESARROLLAR	7	<b>% AVANCE FÍSICO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN</b> (% de avance real de los proyectos de PAM EP en base al cronograma de ejecución)	100%	10%	7.5%
EFICIENCIA	DESARROLLAR	8	<b>INVERSIÓN POR BARRIL INCREMENTAL DE PETRÓLEO</b> (Inversiones acumuladas específicas para incrementar producción / # de barriles de petróleo por día incrementales acumulados)	46,954	10%	5%
	PRODUCIR	9	<b>COSTO OPERATIVO DE PETRÓLEO</b> [(Gastos de Operación + Mantenimiento + Reacondicionamiento de Pozos + Soporte + Gastos Generales de Administración + Gastos Generales de Operación + Exploración + Impuestos de Producción) acumulados por mes] / Producción acumulada	9.17	5%	12.5%
RESPONSABILIDAD SOCIAL	EXPANDIR EXPLORAR DESARROLLAR PRODUCIR	10	<b>CUMPLIMIENTO DE PROYECTOS DE RESPONSABILIDAD SOCIAL</b> (% de ejecución del avance físico de las actividades de los proyectos de Responsabilidad Social programadas para el año)	100%	5%	5%
SSA	EXPANDIR EXPLORAR DESARROLLAR PRODUCIR	11	<b>INDICE DE ACCIDENTABILIDAD</b> (Incluye toda la Operación de PAM EP en la Cuenca Oriente y en el Litoral)	0.75	3%	5%
	EXPANDIR EXPLORAR DESARROLLAR PRODUCIR	12	<b>CERTIFICACIÓN ISO - OHSAS</b> (Mantener los certificados de los Bloques 7, 12, 15, 18, 21, 31, Quito y Oleoducto Edén Lago Agrio)	1	0	5%
						100%

FIGURA 18 SISTEMA DE BALANCE SCORE CARD DE PETROAMAZONAS

FUENTE: PETROAMAZONAS, PLAN ESTRATÉGICO 2014-2017

Finalmente, en la revisión bibliográfica previa a la propuesta, vale la pena mencionar la disponibilidad de herramientas en línea que permiten plasmar la estrategia corporativa, la estructuración del BSC y el análisis del mismo, dedicado al segmento de energía<sup>1</sup>. Una visualización general de los recursos disponibles se muestra a continuación.

<sup>1</sup> <https://www.webbsc.com/s/energy-scorecard#>

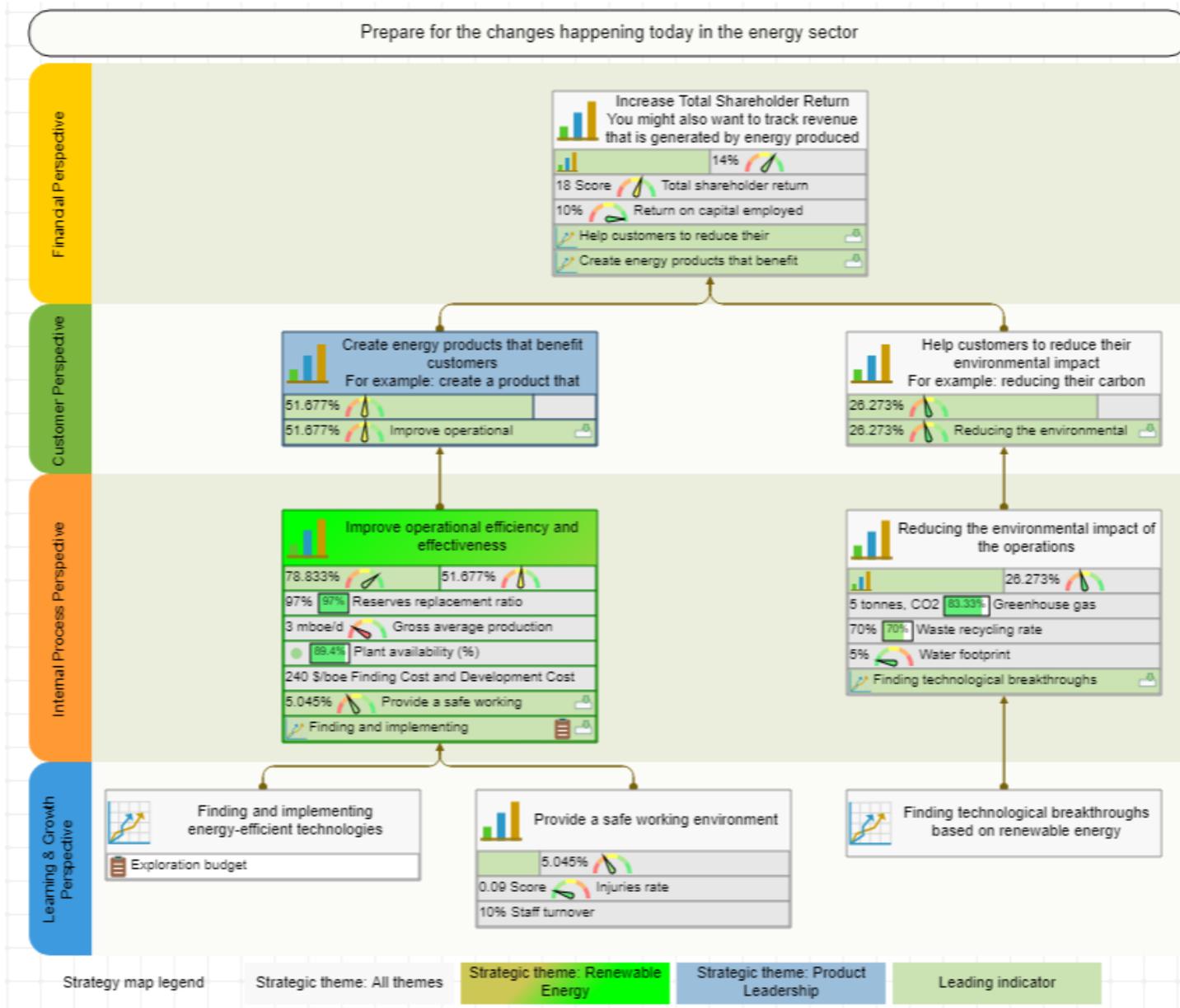
## Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

<span>KPIs</span> <span>Strategy map</span> <span>Dashboard</span> <span>Analysis</span> <span>Report</span> <span>Save</span> <span>Tools</span>						
<span>←</span> <span>2021-04-29</span> <span>→</span> <span>+ Add</span> <span>↑</span> <span>↓</span> <span>Delete</span>						
Name		Value	Measure	Target	Progress	Value YTD <small>2021-01-01 - 2021-04-29</small>
<b>Energy Production Company Scorecard</b>		17.646	%	22.955	82.13%	17.646
<b>Financial Perspective</b>		14	Score	15	95%	14
<b>Increase Total Shareholder Return</b>		14	%	15	95%	14
Total shareholder return		18	Score	20	90%	18
Return on capital employed		10	%	10	100%	10
Help customers to reduce their environmental impact			%			
Create energy products that benefit customers			%			
<b>Customer Perspective</b>			Score			
Create energy products that benefit customers			%			
Improve operational efficiency and effectiveness		51.677	%	100	51.68%	51.677
Help customers to reduce their environmental impact			%			
Reducing the environmental impact of the operations		26.273	%	34.091	81.52%	26.273
<b>Learning &amp; Growth Perspective</b>		5.045	Score	0	78.83%	5.045
Finding and implementing energy-efficient technologies			Score			
<b>Provide a safe working environment</b>		5.045	%	0	78.83%	5.045
Injuries rate		0.09	Score	0	91%	0.09
Staff turnover		10	%	0	66.67%	10
Finding technological breakthroughs based on renewable energy			Score			
<b>Internal Process Perspective</b>		33.894	Score	53.864	72.56%	33.894
<b>Improve operational efficiency and effectiveness</b>		51.677	%	100	51.68%	51.677
Reserves replacement ratio		97	%	100	97%	97
Gross average production		3	mboe/d	4	16.67%	3
Plant availability (%)		89.4	%	100	89.4%	89.4
Finding Cost and Development Cost		240	\$/boe	0	20%	240
Provide a safe working environment		5.045	%	0	78.83%	5.045
Finding and implementing energy-efficient technologies			Score			
<b>Reducing the environmental impact of the operations</b>		26.273	%	34.091	81.52%	26.273
Greenhouse gas emissions		5	tonnes, CO2	3	83.33%	5
Waste recycling rate		70	%	100	70%	70
Water footprint		5	%	0	95%	5
Finding technological breakthroughs based on renewable energy			Score			

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación  
FIGURA 19 DISEÑO DE APLICATIVO DE ESTABLECIMIENTO DE BSC PARA EMPRESAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

FUENTE: [HTTPS://WWW.WEBBSC.COM/S/ENERGY-SCORECARD#](https://www.webbsc.com/s/energy-scorecard#)

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación



Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación  
 FIGURA 20 DISEÑO DE APLICATIVO DE ESTABLECIMIENTO DE MAPA ESTRATÉGICO PARA EMPRESAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

FUENTE: [HTTPS://WWW.WEBBSC.COM/S/ENERGY-SCORECARD#](https://www.webbsc.com/s/energy-scorecard#)

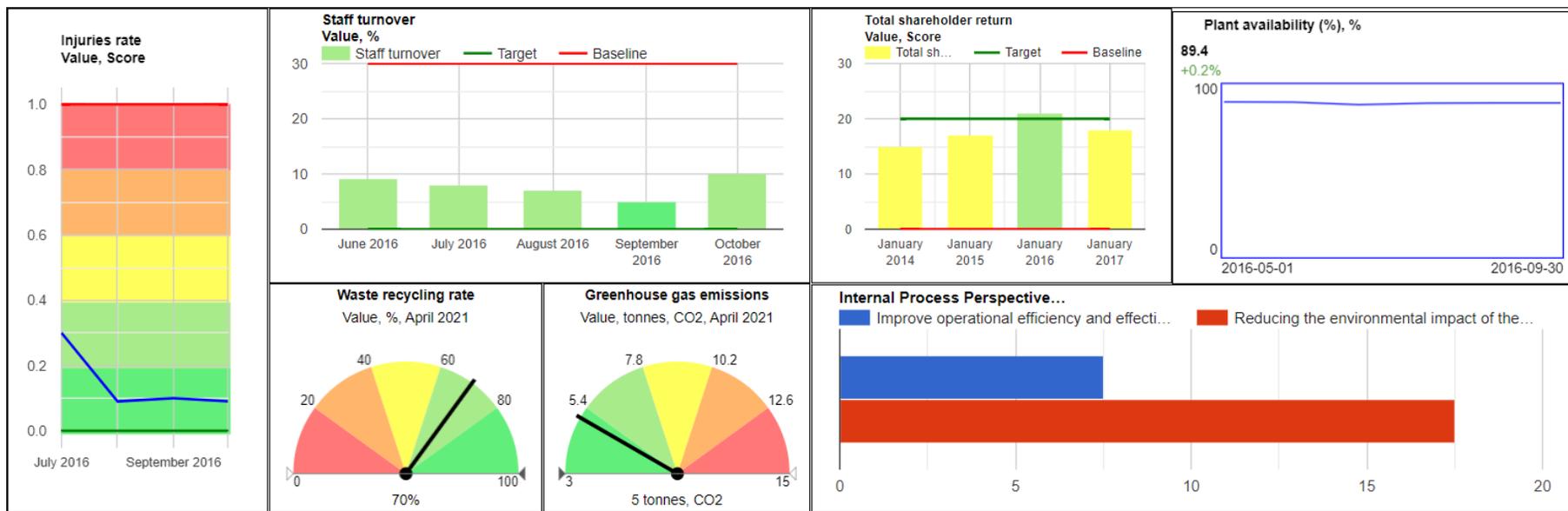


FIGURA 21 DISEÑO DE APLICATIVO DE DASHBOARD PARA EMPRESAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

FUENTE: [HTTPS://WWW.WEBBSC.COM/S/ENERGY-SCORECARD#](https://www.webbsc.com/s/energy-scorecard#)

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

Name	Value	Measure	↑ Performance
 Return on capital employed	10	%	● 100%
 Reserves replacement ratio	97	%	● 97%
 Water footprint	5	%	● 95%
 Plant availability (%)	89.857	%	● 89.86%
 Greenhouse gas emissions	5	tonnes, CO2	● 83.33%
 Reducing the environmental impact of the operations	0	%	● 81.52%
 Injuries rate	0.271		● 72.92%
 Provide a safe working environment	0	%	● 71.64%
 Staff turnover	8.891	%	● 70.36%
 Waste recycling rate	70	%	● 70%
 Total shareholder return	17.67		● 58.9%
 Improve operational efficiency and effectiveness	0	%	● 51.8%
 Finding Cost and Development Cost	240	\$/boe	● 20%
 Gross average production	3	mboe/d	● 16.67%
 Help customers to reduce their environmental impact	0	%	● 0%
 Create energy products that benefit customers	0	%	● 0%
 Finding and implementing energy-efficient technologies	0		● 0%
 Finding technological breakthroughs based on renewable energy	0		● 0%

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

FIGURA 22 DISEÑO DE APLICATIVO DE ANÁLISIS DE BSC PARA EMPRESAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

FUENTE: [HTTPS://WWW.WEBBSC.COM/S/ENERGY-SCORECARD#](https://www.webbsc.com/s/energy-scorecard#)

## Capítulo 4

### 4 Modelo Matemático de Validación

Los antecedentes de relacionados en el capítulo anterior coinciden en señalar que la selección de la trayectoria optima de los pozos se puede asimilar a la selección del vector que represente el menor costo, es decir la menor distancia entre el lugar de la superficie desde donde se puede perforar el pozo y el objetivo de subsuelo hasta donde se debe perforar el pozo para extraer los hidrocarburos que se encuentran alojados en los poros de la roca.

Holm A. (2014), identifica las diferentes variables que pueden ser tenidas en cuenta para caracterizar la trayectoria de un pozo (punto de partida, punto de llegada, inclinación y longitud total), en función de las bases de diseño establecidas para el campo en función de los materiales del pozo, el costo de estos, la geología y los fluidos a producir. En línea con lo anterior Hoeink et al. (2020), señala que el mejor escenario de asignación de la posición de superficie, seleccionada, será aquella que tenga en cuenta las restricciones de intervención, y corresponda al mínimo de la sumatoria de las distancias de los pozos. Dichas observaciones, permiten emplear un modelo de asignación, con la finalidad de encontrar el mejor escenario de la implementación del proyecto de perforación, equivalente a la que represente la mínima distancia, el mayor número de pozos viables de acuerdo con las bases de diseño de los pozos.

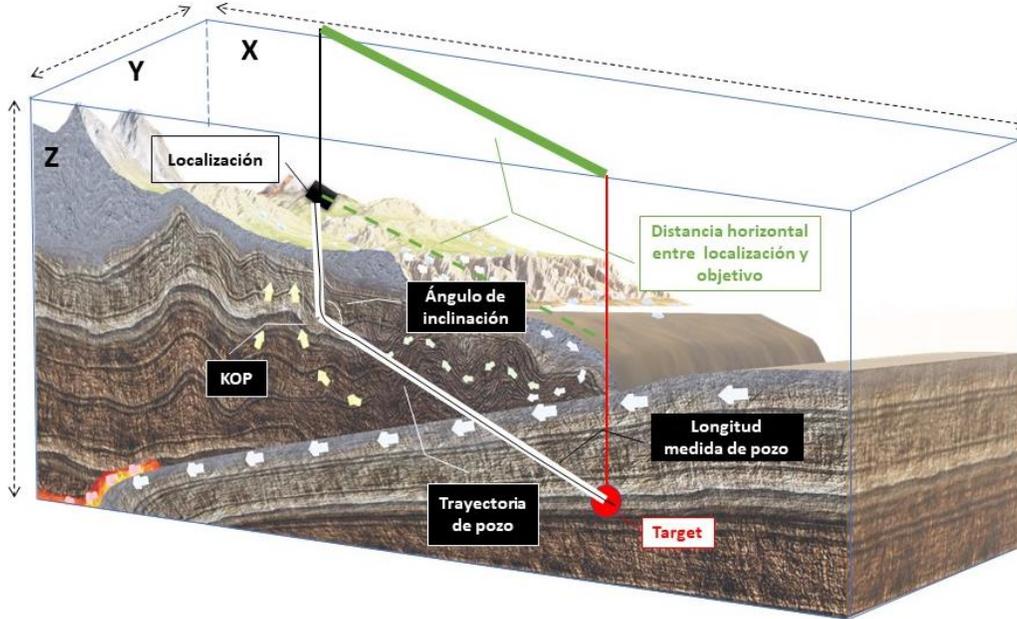
Vale la pena mencionar que para la implementación productiva de la metodología se empleó el software comercial DecisionSpace, por lo que la descripción del modelo matemático hace referencia a un modelo de validación, que en la medida que se detalle puede llegar a ser funcional; sin embargo, para el alcance del presente trabajo, es empleado para la evaluación de los resultados en un sector del campo de estudio, tal como se describe el desarrollo de la sección.

El modelo de validación también considera la profundidad final de los pozos, derivada de la interpretación de los horizontes de interés del área de estudio, tal como lo menciona Hanea et al. (2017). La metodología empleada, tiene como oportunidad de mejora, incorporar la construcción de un modelo geo mecánico detallado que permitiera construir una posible función de costo complementaria a la de distancia, que valorara la dificultar de la trayectoria propuesta y que para el presente trabajo se considera como una opción de trabajo futuro.

De acuerdo con lo anterior, el presente trabajo aborda el problema de evaluación del mejor

escenario del Plan de Desarrollo de un Campo Petrolero considerando como componente principal la trayectoria más corta de pozo dadas unas bases de diseño (Ver Figura).

a) a nivel de pozo



El Problema Matemático formal consiste en minimizar la sumatoria de las longitudes medidas de las trayectorias de los pozos, entre las localizaciones y los target, teniendo en cuenta las restricciones de inicio de ángulo (KOP), inclinación, y longitud máximas de los pozos.

b) a nivel de campo

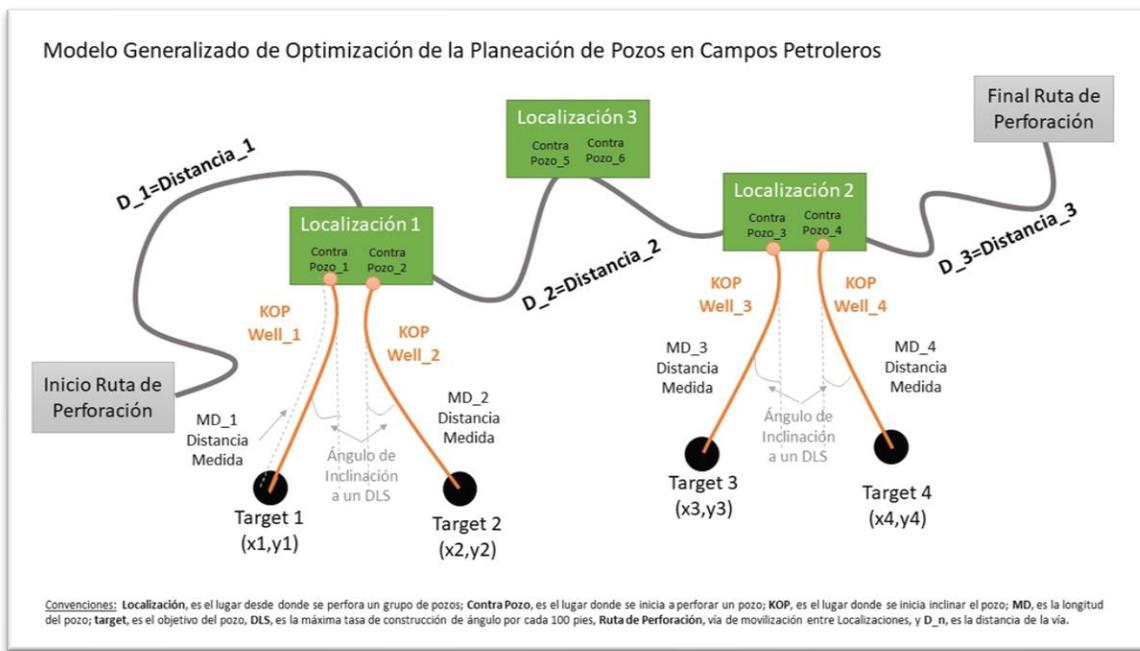


FIGURA 23 DIAGRAMA GENERALIZADO DEL PROBLEMA MATEMÁTICO DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

El Modelo Matemático de Validación tiene como finalidad validar los resultados de optimización obtenidos con el software comercial DecisionSpace – WellPlanning, mediante la minimización de la sumatoria de Distancia Medida (MD) de las trayectorias de los pozos a perforar y el número de localizaciones empleadas (#LOC) en un campo petrolero dados unos objetivos de subsuelo (*targets*), unas bases de diseño de los pozos (Máximo Ángulo y Máximo MD) y unas restricciones, mediante un modelo de programación lineal (MLP).

En la presente sección se presenta la formulación del Modelo Matemático de Validación generalizado implementado para un set de datos en Python, empleando las librerías de Pyomo (Python Optimization Modeling Objects), COIN-OR (Computational Infrastructure for Operational Research) Solvers Ipopt (open-source Interior Point Optimizer for large-scale nonlinear optimization available under the Eclipse Public License -EPL) y BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming), basado en algoritmos tipo de ramificación y acotamiento (*branch-and-bound, en inglés*), con la finalidad de validar los resultados obtenidos con el *software* comercial y dejar la base para configurar un modelo de planeación - optimización que considere un mayor número de componentes, tales como interpretaciones geológicas, registros geofísicos, interpretaciones sedimentarias, polígonos de restricciones, geomecánica, resistencia de materiales, estados mecánicos y condiciones operacionales, entre otros aspectos relevantes.

#### 4.1 Modelo Conceptual

Un ejemplo general del problema que se resuelve podría suscribirse a la necesidad de establecer desde dónde perforar un pozo, dadas dos opciones para su ubicación superficial y las restricciones de diseño de los pozos, tal como se describe al inicio de este capítulo.

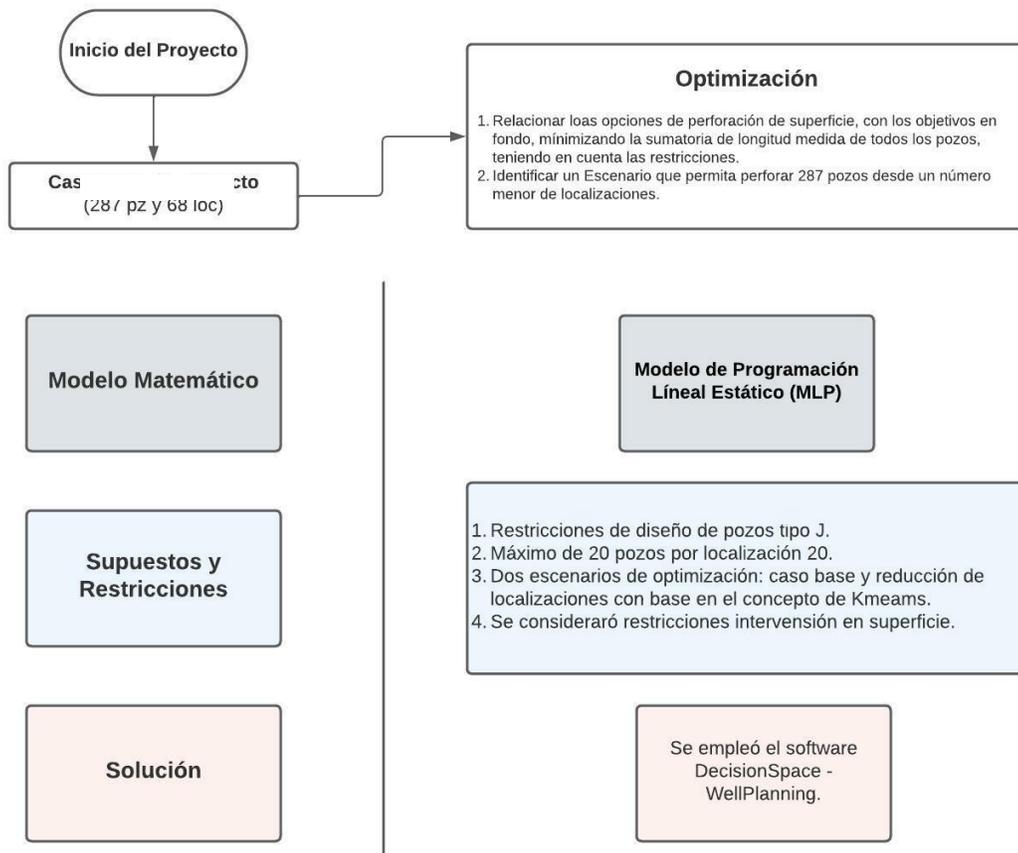
Normalmente, en un campo en etapa de desarrollo se requiere la perforación de nuevos pozos, bien sea dentro del área donde ya se perforó (*infill*) o fuera de esta área (pozos de avanzada) y en ambos casos se busca que la mayoría de los pozos se perforen desde localizaciones existentes, de acuerdo con su disponibilidad para nuevos pozos y minimizar el número de localizaciones nuevas (K means, Lloyd-Forgy, 1965); la distancia del punto medio de cada localización es equivalente al desplazamiento máximo (VS) de los pozos, lo cual corresponde al problema que se resuelve al encontrar el punto medio entre los

objetivos identificados, satisfaciendo las restricciones del máximo alcance que puede tener cada pozo, de acuerdo con las bases de diseño establecidas, en cuyo caso, las distancias podrían tener algún costo relacionado con el tipo de suelo.

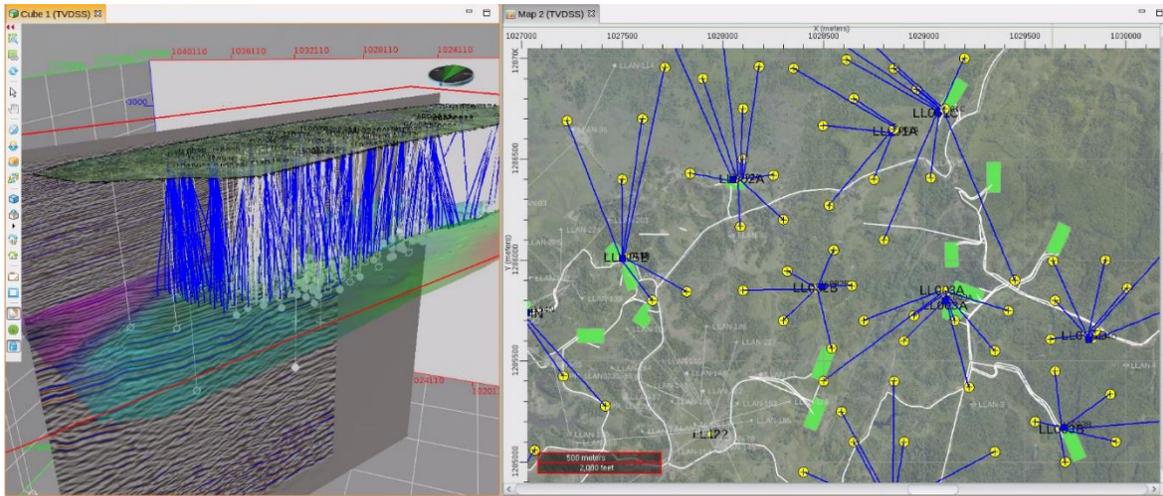
Una vez identificado un escenario factible del Proyecto de Perforación con menos localizaciones para el desarrollo del campo, se simulan diferentes alternativas de número de taladros, empleando un algoritmo genético basado en agentes, el cual permite estimar el tiempo requerido para la perforación de los pozos.

En la siguiente figura se presenta una vista generalizada del modelo implementado, en la cual se ilustra las etapas de optimización y simulación, asociadas a la planeación de las trayectorias iniciales de los pozos de acuerdo con un arreglo inicial de localizaciones y contrapozos en superficie que posteriormente es optimizado, reduciendo el número de posiciones (localizaciones). En la figura también se muestra un ejemplo de las posibles rutas de perforación que recorren los equipos de perforación para atender la perforación de los pozos de cada localización.

**(a) Modelo Conceptual**



**(b) Visualización 3D**



**(c) Flujo de Trabajo Generalizado**

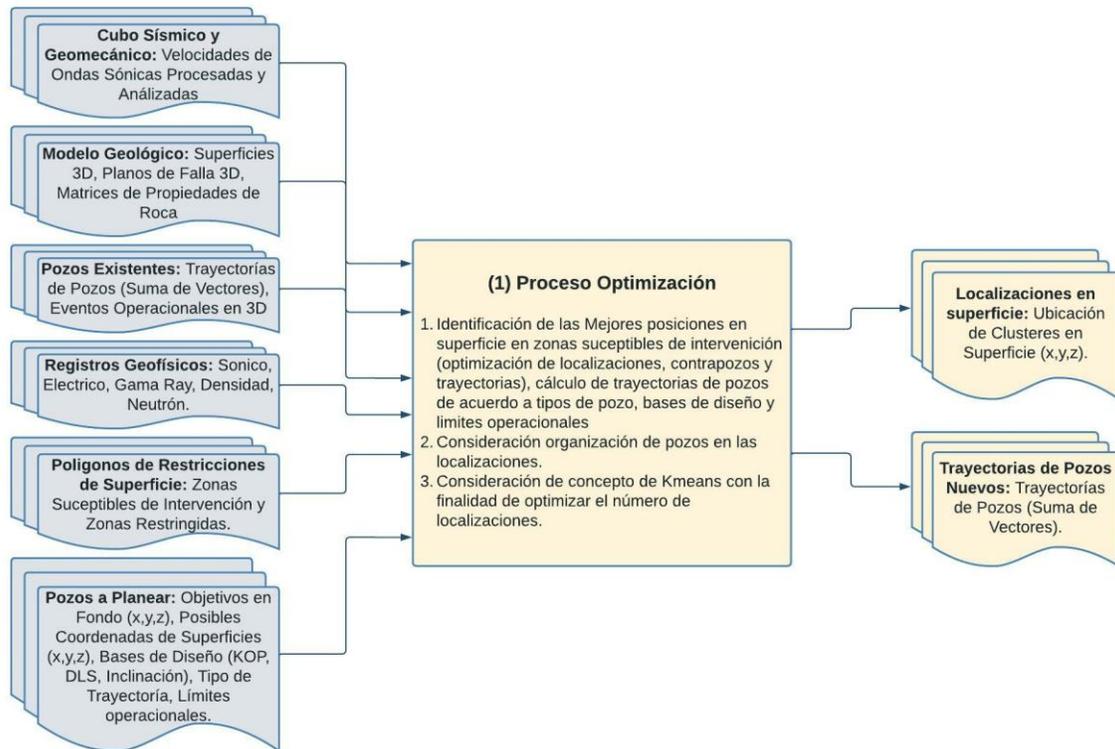


FIGURA 24 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

En el índice c, de la figura anterior, relacionado con el flujo de trabajo generalizado, se referencia la información que es tenida en cuenta en el modelo de optimización, la cual se describe en la siguiente tabla con la finalidad de describir cada uno de los componentes.

TABLA 1. DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN CONSIDERADA EN EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.

Componente	Descripción
<p><b><u>Cubo Sísmico y Geomecánico:</u></b> Velocidades de Ondas Sísmicas Procesadas y Analizadas.</p>	<p>El cubo sísmico es principal información adquirida para caracterizar el subsuelo, ya que a partir de ella se puede interpreta la extensión de las formaciones de interés y dependiendo del nivel de definición vertical, es posible detallar la posición relativa de los pozos existente y por perforar. Es posible emplear la información sísmica para construir modelos de geopresiones, que se ajustan con datos de presión tomados en durante la perforación y operación de los pozos.</p>
<p><b><u>Modelo Geológico:</u></b> Superficies 3D, Planos de Falla 3D, Matrices de Propiedades de Roca.</p>	<p>El modelo geológico esta relacionado con la descripción estructural, inicialmente, del área de interés, junto con las principales fallas asociadas a fracturas de las rocas y a la variación lateral de las propiedades de las rocas.</p>
<p><b><u>Pozos Existentes:</u></b> Trayectorias de Pozos (Suma de Vectores), Eventos Operacionales en 3D.</p>	<p>Los pozos existentes, es decir los pozos que se han perforado en el campo están representados por la relación entre la posición y la profundidad registrada, generalmente durante la perforación de los pozos. Una trayectoria de pozo es una suma de vectores que una posición en superficie con un objetivo en fondo.</p>
<p><b><u>Registros Geofísicos:</u></b> Sonico, Eléctrico, Gama Ray, Densidad, Neutrón.</p>	<p>Los registros geofísicos son igualmente obtenidos durante la perforación de los pozos y toman información acerca de las características de las rocas y en la medida de lo posible, pueden ser empleados para correlacionar los pozos existentes y las trayectorias de los pozos que se quieren perforar.</p>
<p><b><u>Polígonos de Restricciones de Superficie:</u></b> Zonas Susceptibles de Intervención y Zonas Restringidas.</p>	<p>Los polígonos de restricciones se permiten identificar as áreas desde donde se pueden perforar los pozos y permiten iterar diferentes opciones de trayectorias viables desde el punto de vista de entorno.</p>
<p><b><u>Pozos a Planear:</u></b> Objetivos en Fondo (x,y,z), Posibles Coordenadas de Superficies (x,y,z), Bases de Diseño (KOP, DLS, Inclinación), Tipo de Trayectoria, Límites operacionales.</p>	<p>La información de los pozos a perforar consiste principalmente, a los objetivos a donde se quiere llegar con los pozos para producir hidrocarburos y los limites operacionales de los materiales empleados para construir los pozos. Igualmente, dentro de las bases de diseño se consideran los requerimientos para maximizar la producción de petróleo.</p>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## 4.2 Modelo Matemático de Validación de la Asignación de la Localización Óptima de Pozos Petroleros

Como se mencionó al inicio de la sección para la implementación productiva de la metodología se empleó el software comercial DecisionSpace, por lo que la descripción del modelo matemático hace referencia a un modelo de validación, que en la medida que se detalle puede llegar a ser funcional y de gran utilidad para responder preguntas de negocio que no resuelven los programas comerciales y por a menudo generales, sin embargo para el alcance del presente trabajo, es empleado para evaluación de los resultados del programa comercial en un sector particular del campo de estudio, tal como se describe en el desarrollo de la sección.

El modelo de asignación es empleado ampliamente para problemas de transporte en los cuales es necesario realizar asignaciones cuantitativas desde uno o varios orígenes a un determinado destino o destinos, así pues, se denomina modelo de asignación, a la asignación única que se le da aun origen con un destino, buscando el menor costo (Ortiz y Olivarez, 2018).

En el caso del problema de asignación de la mejor posición en superficie, desde donde se perfora cada pozo, que tiene como finalidad llegar a un objetivo específico en el subsuelo, los orígenes serán cada uno de los contrapozos, slot, en inglés, disponibles en cada localización, los destinos son los diferentes objetivos en subsuelo, targets, en inglés y la función de distancia y costo, esta relacionada con la longitud total de cada pozo, de acuerdo a las bases de diseño establecidas para cada campo. Esta función de costo se podría relacionar con la dificultad para perforar pozos en ciertas zonas del campo, o por el tipo de orientación preferencial o por la necesidad de evaluar diseños de trayectoria diferentes a las consideradas en las bases de diseño.

Para el caso del modelo de validación propuesto en el presente trabajo la función de distancia, se puede asociar, bien sea a la longitud total del pozo o detallando la trayectoria del pozo, asimilándola a un pozo, como tipo "J", en donde la primera parte del pozo es vertical, normalmente, hasta llegar a la profundidad considerada para colocar el primer revestimiento, que protege las formaciones que albergan aguas subterráneas de interés antrópico, y luego tiene una parte desviada, de acuerdo a un máximo ángulo de inclinación permitido.

La figura 24, previamente presentada permite identificar las variables consideradas en el modelo de asignación de localizaciones para los diferentes targets de los proyectos de perforación, siendo relevante destacar que cada localización puede albergar varios contrapozos, slot, en inglés, desde donde se perforan los pozos, a su vez en el desarrollo de

un campo petrolero, requiere la perforación de múltiples pozos, con objetivos específicos, targets, en inglés, y de acuerdo a las base de diseño las trayectorias de los pozos pueden ser esencialmente verticales o desviadas para aumentar el alcance de las localizaciones y de acuerdo a las bases de diseño definida en cada uno de los campos.

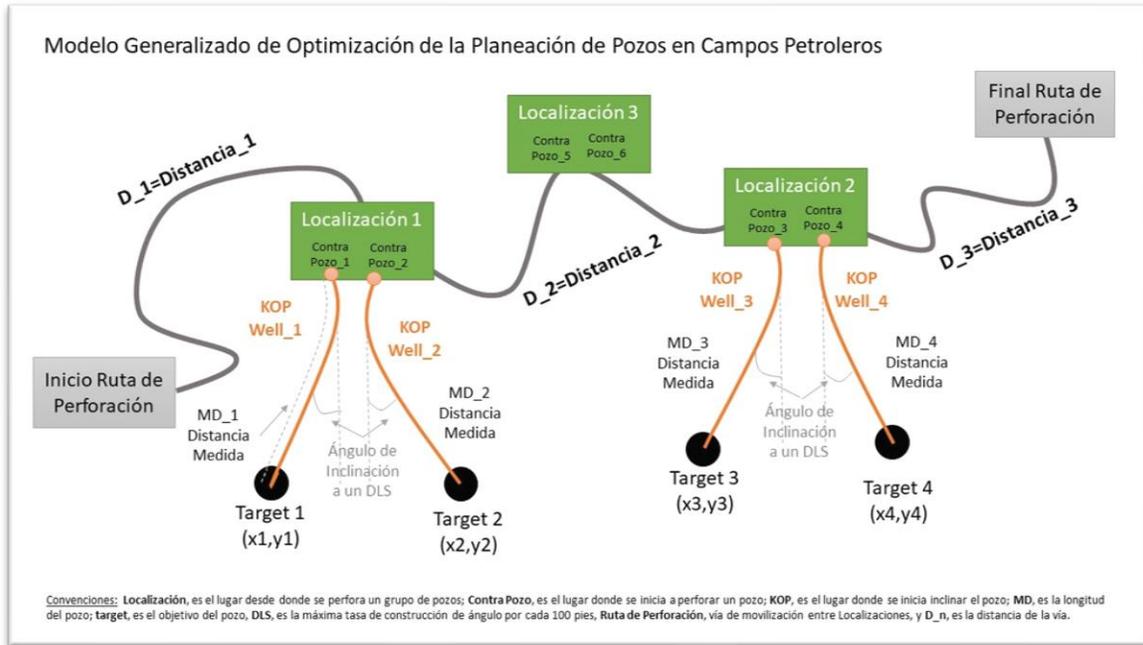


FIGURA 25 DIAGRAMA GENERALIZADO DEL PROBLEMA MATEMÁTICO DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Los principales elementos de diseño de los pozos, como también se describió en la sección de Conceptos, son los siguientes, en línea con la figura 24:

### Descripción de Variables y Restricciones del Modelo de Asignación, basado en las Bases de Diseño de los Pozos

- Las coordenadas de superficie del contra pozo o slot, en inglés, de la localización en superficie desde donde se perfora el pozo,
- La altura sobre el nivel del mar o ground level, en inglés, desde donde se perfora el pozo,
- Altura de la torre de perforación o Rotary Table Elevation (KB), en inglés,
- Tipo de trayectoria requerida para la perforación y producción del pozo,
- Ángulo de inclinación final del pozo, que se mide en grados,
- Profundidad a la cual se construye el ángulo de inclinación o Kickoff Point (KOP), en inglés, a una relación de grados por cada 100 ft, conocida como dog leg severity, en inglés,
- Profundidad a la cual se disminuye el ángulo de inclinación del pozo, con la finalidad de verticalizarlo, para los pozos tipo "S", Kickoff Droop (KOD), en inglés, lo cual también se realiza a una relación de grados por cada 100 ft recomendada,
- Punto de aterrizaje, usualmente considerado para los pozos horizontales, que corresponde a las coordenadas y profundidad del punto desde donde se espera que el pozo horizontal o cerca de ser horizontal, para desde allí perforar la parte horizontal del pozo,
- Coordenadas de fondo, que está relacionado con el objetivo o target, en inglés, también conocido como el TD, Target Depth. Normalmente, se establece una tolerancia aceptable de las coordenadas, alrededor de las coordenadas dadas; esta tolerancia se establece en la mayoría de las veces con forma de circunferencia, pero también suele tener forma de cuadrado o cilindro,
- Profundidad Vertical, True Vertical Depth (TVD), en inglés, que es la profundidad vertical a la cual se encuentra el objetivo a perforar,
- Profundidad por debajo del nivel del mar o True Vertical Sub Sea (TVSS), en inglés que es la profundidad vertical del objetivo del pozo medida por debajo del nivel del mar,
- Longitud del pozo o Measured Depth (MD), en inglés, que es la longitud medida del pozo que se quiere perforar.

De acuerdo a la anterior explicación, se escribió el Modelo Matemático de Asignación para validar el modelo comercial, que como se ha mencionado antes consiste en realizar la asignación de la localización para cada target propuesto minimizando la costo, en este caso la distancia o en otras palabras los pies perforados.

A continuación, se presenta la notación empleada en el Modelo Matemático de Validación:

### **Notación**

#### ***Índices***

<i>I</i>	Localizaciones
<i>J</i>	Targets u objetivos de perforación

#### ***Decisión: Selección de Localización a Menor Distancia***

<i>I</i>	Selección de localización
<i>J</i>	Trayectoria de pozo

#### ***Parámetros (pertenecientes a los reales enteros)***

<i>Targets</i>	Target, (1,...,n)
<i>Loc</i>	Localización, (1,...,n)
<i>D</i>	Distancia entre Localización, <i>i</i> y <i>Target</i> , <i>j</i> , <i>m</i>
<i>x<sub>L</sub></i>	Coordenada X del Localización <i>i</i>
<i>y<sub>L</sub></i>	Coordenada Y del Localización <i>i</i>
<i>x<sub>T</sub></i>	Coordenada X del <i>Target</i> <i>j</i>
<i>y<sub>T</sub></i>	Coordenada Y del <i>Target</i> <i>j</i>

#### ***Variables Binarias (0,1)***

<i>L<sub>S</sub></i>	Contrapozo seleccionado, <i>i</i> , (0,1)
<i>T</i>	Target seleccionado, <i>j</i> , (0,1)

#### ***Variables Continuas (pertenecientes a los reales)***

<i>TVD<sub>i</sub></i>	Profundidad vertical del target, ft
<i>KOP<sub>i</sub></i>	Longitud a la cual inicia la construcción de ángulo, ft
<i>A<sub>i</sub></i>	Ángulo de Inclinación, °
<i>MD<sub>Well</sub></i>	Longitud medida del pozo, ft

**Restricciones**

<b>Max_A</b>	Máximo ángulo de inclinación, rad
<b>Max MD</b>	Máxima longitud del pozo, ft
<b>Max VS</b>	Máximo desplazamiento de pozo ft

**4.3 Formulación del Modelo Matemático de Selección de Localización Minimizando la Longitud Medida de los Pozos**

Establecer la trayectoria óptima de un pozo de forma generalizada considera minimizar la distancia entre el objetivo (*target*) y la localización en superficie desde donde se va a perforar, dadas unas restricciones de diseño, tal como se ha descrito anteriormente y se escribe a continuación:

$$X_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{Asigna al target la localización} \\ 0, & \text{No Asigna al target la localización} \end{cases}$$

$$\min: Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^n D_{i,j} * X_{ij}$$

Donde:

**Para trayectorias:**

$$D_{ij} = \left\{ KOPi + \sqrt{(TVD - KOP)^2 + (D_{ij})^2} \right\}$$

s.a

$$MaxA \geq D_{ij} / \sqrt{(TVD - KOP)^2 + (D_{ij})^2}$$

$$MaxMD \leq KOPi + \sqrt{(TVD - KOP)^2 + (D_{ij})^2}$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j} = 1, \text{ para todo } i$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j} = 1, \text{ para todo } j$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j}, \text{ es variable binaria}$$

ó

$$D_{ij} = \left\{ \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \right\}$$

Donde,  $x, y$ , son parámetros de entrada asociados a la ubicación de localizaciones y *targets*.

$$MaxVS \geq D_{ij}$$

$$KOP_{min} \leq KOP$$

$$A_{Max} \geq A$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j} = 1, \text{ para todo } i$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j} = 1, \text{ para todo } j$$

$$\sum_{i=1}^n X_{i,j}, \text{ es variable binaria}$$

El modelo fue implementado empleando Pyomo, para lo cual se tuvo en cuenta la siguiente secuencia:

#### 4.3.1 Librerías

En esta parte del código se invocan, las principales librerías a emplear, Padas para trabajar datos, Numpy para trabajar con vectores y matrices, Pyomo, para estructurar el modelo y Ipopt, para resolver el sistema de ecuaciones.

```

import pyomo.environ as pyo
from pyomo.environ import *
import pyomo.environ
from pyomo.environ import ConcreteModel, Set, Param, Var, NonNegativeReals, Constraint, Objective, minimize, Suffix
from pyomo.environ import SolverFactory
from pyomo.opt import SolverFactory
import pandas as pd
import numpy as np

```

### 4.3.2 Modelo y Parámetros del Modelo

```

# Creation of a Concrete Model
model = ConcreteModel('Sel Loc')

## Define sets ##
# Sets
#     i  Localizaciones / 'CAR3A','CAR13' /
#     j  Targets       / 'CARD-27','CARD-48', 'CARD-37' / ;
model.i = Set(initialize=['CAR3A','CAR13'], doc='Localizaciones')
model.j = Set(initialize=['CARD-27','CARD-48', 'CARD-37'], doc='Targets_Well')

# Sets (para seleccionar localizacion y target)
model.loc = pyo.Set(initialize=['CAR3A','CAR13'],doc='slot')
model.tar = pyo.Set(initialize=['CARD-27','CARD-48', 'CARD-37'], doc='Targets')

## Define Parametros ##
#     a(i) Capacidad de la localizacion i slots
#           /   CAR3A   1
#             CAR13  1 /
#     b(j) Targets j objetivos
#           /   CARD-27  1
#             CARD-48  1
#             CARD-37  1 / ;
#
#           CARD-27   CARD-48   CARD-37
#   CAR3A           262       1972       1808
#   CAR13           797       1082       949  ;

model.a = Param(model.i, initialize={'CAR3A':2,'CAR13':1}, doc='Slot for Site')
model.b = Param(model.j, initialize={'CARD-27':1,'CARD-48':1,'CARD-37':1}, doc='Targets_Well')
# Table d(i,j) Sección Horizontal del Pozo, m
dtab = {
    ('CAR3A', 'CARD-27') : 262,

```

```

('CAR3A', 'CARD-48') : 1972,
('CAR3A', 'CARD-37') : 1808,
('CAR13', 'CARD-27') : 797,
('CAR13', 'CARD-48') : 1082,
('CAR13', 'CARD-37') : 949,
}
model.d = Param(model.i, model.j, initialize=dtab, doc='MD_Base')
# Scalar f MD_Inicial / MD_Max, consideracion inicial para angulo max constante
model.f = Param(initialize=3.28084, doc='MD_Base_Inicial')
def c_init(model, i, j):
    return model.f * model.d[i,j]
model.c = Param(model.i, model.j, initialize=c_init, doc='MD_Base_Inicial')
# Variación de Angulo, Rad
model.A = Param(initialize=0.52, doc='Angulo')
# Profundidad Vertical (TVD), ft
model.V = Param(initialize=7500.0, doc='TVD')
# Profundidad de Desviación (KOP), ft
model.K = Param(initialize=300.0, doc='KOP')
# Distancia Maxima DMax, ft
model.D = Param(initialize=9500.0, doc='MDMax')
# Distancia Step Out Max, ft
model.S = Param(initialize=9500.0, doc='SOMax')

```

### 4.3.3 Variables del Modelo

```

## Define variables ##
# Variables
# x(i,j) = MD_Well
# z = MD_Total
# Positive Variable x
model.x = Var(model.i, model.j, bounds=(0.0, None), doc='Step_Out')
# Decisión Variable Binaria Selección de Loc
model.l = Var(model.loc, domain=Binary)
# Decisión Variable Binaria Selección de Target
model.T = Var(model.tar, domain=Binary)
# Variación de Angulo, Rad
#model.A = Var(within=NonNegativeReals, bounds=(0.05,0.52), initialize=0.1, doc='
Angulo')
# Profundidad Vertical (TVD), ft
#model.V = Var(within=NonNegativeReals, bounds=(7500.0,7500.0), initialize=7500.0
, doc='TVD')
# Profundidad de Desviación (KOP), ft
#model.K = Var(within=NonNegativeReals, bounds=(300.0,300.0), initialize=300.0, d
oc='KOP')

```

```
# Distancia Maxima DMax, ft
#model.D = Var(within=NonNegativeReals, bounds=(9500.0,9500.0), initialize=9500.0
, doc='MDMax')
```

#### 4.3.4 Restricciones del Modelo

```
## Define constraintsRestricciones ##
# Loc(i) limitada a la capacidad de localización i
# MD(i) .. sum (j, x(i,j)) =l= a(i), Decision Binomial 1 o 0
def supply_rule(model, i):
    return sum(model.l[i]*model.x[i,j] for j in model.j) <= model.a[i]
model.supply = Constraint(model.i, rule=supply_rule, doc='Capacidad_Loc i')
# Tarjet(j) para todo pozo j
# MDTotal(j) .. sum(i, x(i,j)) =g= b(j);
def demand_rule(model, j):
    return sum(model.T[j]*model.x[i,j] for i in model.i) >= model.b[j]
# return sum(model.x[i,j] for i in model.i) >= model.b[j]
model.demand = Constraint(model.j, rule=demand_rule, doc='Trayectoria j')
def cost_rule(model):
    return sum(model.c[i,j]*model.x[i,j] for i in model.i for j in model.j) <= mode
l.S
# return sum((model.K+(((model.c[i,j]**model.x[i,j])**2)+(model.V-
model.K)**2)**(1/2))) for i in model.i for j in model.j) <= model.D
model.cost = Constraint(model.j, rule=demand_rule, doc='MD j')
#def angle_rule(model):
# return sum(((model.c[i,j]/(model.k+((model.c[i,j]**2)*(model.T-
model.k)**2)**(1/2)))) for i in model.i for j in model.j) <= model.A
#model.angle = Constraint(model.j, rule=demand_rule, doc='angle j')
```

#### 4.3.5 Función Objetivo

```
## Define Objective ##
# MD Total z =e= sum((i,j), c(i,j)*x(i,j) / Agulo Variable) ;
# Modelo de Suma Total de Distancias ;
# Solve Distancia considerando la minimización de z ;

def objective_rule(model):
    return sum(model.c[i,j]*model.x[i,j] for i in model.i for j in model.j)
# return sum((model.K+(((model.c[i,j]**model.x[i,j])**2)+(model.V-
model.K)**2)**(1/2))) for i in model.i for j in model.j) <= model.D
model.objective = Objective(rule=objective_rule, sense=minimize, doc='Minimiza MD
_Total')
model.pprint()
model.write()
```

Un mayor detalle de la estructuración del modelo se encuentra en el Anexo 1.

El modelo también fue validado empleando el software lingo, cuyos resultados se pueden consultar en el anexo 2.

#### 4.4 Implementación y Resultados del Modelo de Validación

Para validación del modelo se tomó una muestra de 253 posibles localizaciones y 253 posibles *targets*, para los cuales se estimó de forma preliminar las posibles distancias horizontales entre los pozos y las localizaciones, tal como se observa en la siguiente gráfica del mapa de calor donde las zonas rojas representan las mayores distancias y las zonas verdes las menores distancias. De forma conceptual las respuestas del modelo conceptualizado deberían asociar a la función objetivo las menores distancias, dadas las restricciones asociadas a las bases de diseño de los pozos y a las decisiones de asignar a cada pozo y cada localización una sola combinación.

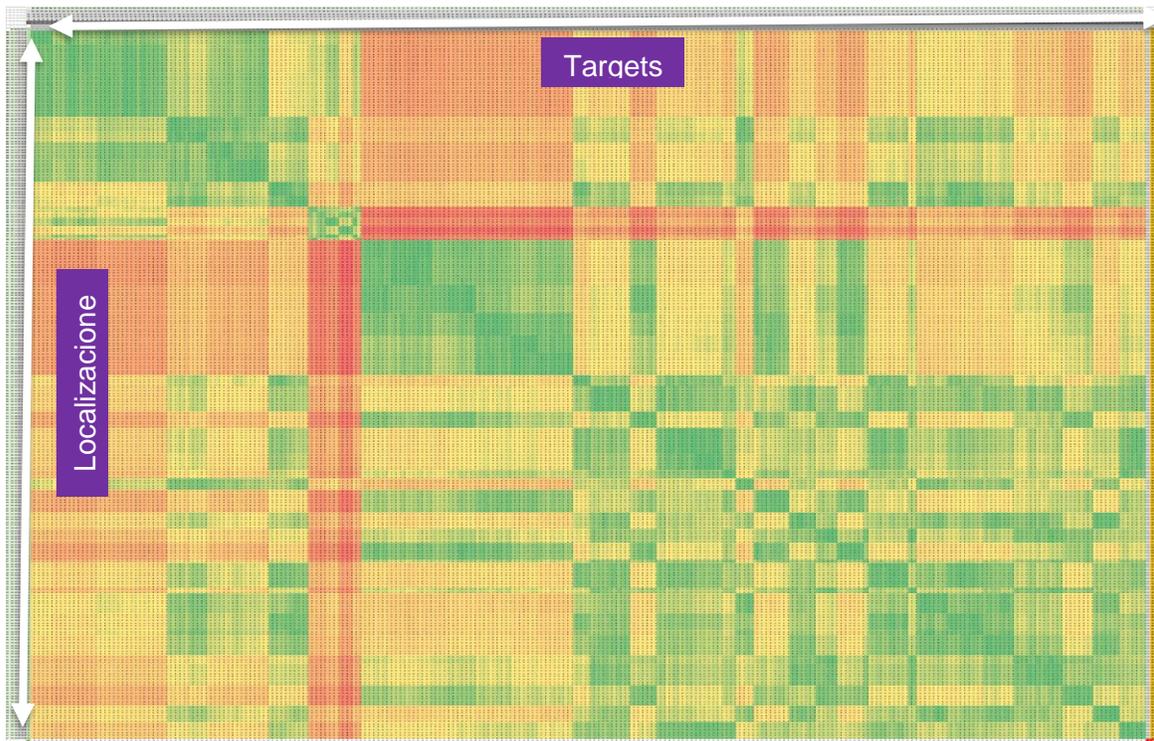


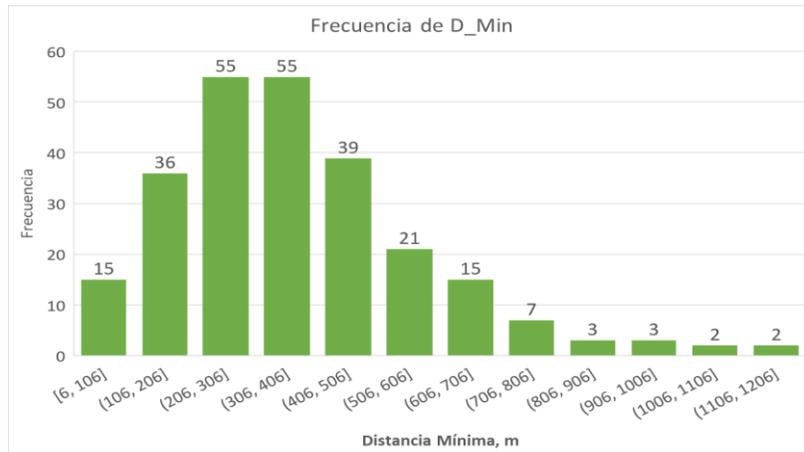
FIGURA 26 MAPA DE CALOR DE DISTANCIAS RELATIVAS ENTRE TARGETS T LOCALIZACIONES

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

En la figura anterior el color rojo equivale a distancias mayores de 14000 m, mientras que los colores verdes a distancias menores a 1000 m y finalmente el color amarillo está relacionado con distancias de 4000 – 5000 m.

Un análisis de la frecuencia de las menores distancias que se pueden asociar entre Localizaciones y Targets, muestra que la distancia más frecuente es del orden de 200 a 600 m; lo cual indica que existe la posibilidad de encontrar una opción de pozo de acuerdo a las bases de diseño, reflejadas en las restricciones, mientras que las mayores distancias equivalen a distancias mayores a 7000 m (Ver figuras siguientes).

a) Mínimas Distancias en metros



b) Máximas Distancias en metros

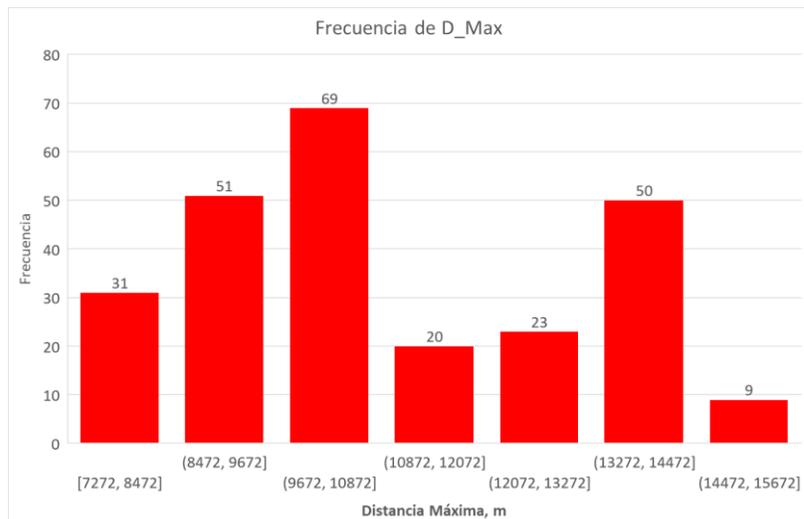


FIGURA 27 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE DISTANCIAS ENTRE LOCALIZACIONES Y TARGETS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Con base en los datos de prueba se seleccionó una muestra de dos localizaciones y tres targets con la finalidad de minimizar la distancia entre los mismos, tal como se muestra en la siguiente figura.

		Targets		
		Tar 1	Tar 2	Tar 3
Localizaciones	Slot	1	1	1
Loc 1	1	262	1972	1808
Loc 2	2	797	1082	949

FIGURA 28 MUESTRAS DE DOS LOCALIZACIONES Y TRES TARGETS EMPLEADA PARA LA VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

El resultado de la aplicación del modelo muestra que, en efecto, las condiciones de longitud máxima y ángulo, declaradas en las restricciones se cumplen y es posible asignar la mejor opción para las trayectorias; la localización *Loc 1*, se relaciona con el Target Tar 1, mientras que la localización *Loc 2*, se asocia con los targets Tar 2 y Tar 3 (Ver figura de datos de salida del modelo). El detalle de la corrida del modelo también se puede encontrar en el Anexo 1.

Key	: Lower	: Value	: Upper	: Fixed	: Stale	: Domain
('LOC 1', 'TAR 1')	: 0.0	:	0.0	: None	: False	: False : Reals
('LOC 1', 'TAR 2')	: 0.0	:	<b>0.99999999009869</b>	: None	: False	: False : Reals
('LOC 1', 'TAR 3')	: 0.0	:	<b>0.9999999900814911</b>	: None	: False	: False : Reals
('LOC 2', 'TAR 1')	: 0.0	:	<b>0.9999999904734997</b>	: None	: False	: False : Reals
('LOC 2', 'TAR 2')	: 0.0	:	0.0	: None	: False	: False : Reals
('LOC 2', 'TAR 3')	: 0.0	:	0.0	: None	: False	: False : Reals

FIGURA 29 RESULTADOS DE VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## 4.5 Implementación de Modelo Comercial

Para la implementación de la solución en el *software* comercial se empleó la siguiente metodología, cuyos resultados se describen en el capítulo siguiente:

### Metodología de Trabajo de Implementación de Modelo Comercial

1. Entendimiento del Plan de Desarrollo.
2. Caracterización de los pozos existentes en el campo.
3. Establecimiento de la arquitectura y bases de diseño de los pozos requeridos.
4. Modelación de escenarios de asignación:
  - a. Escenario 1: Caso Base de asignación de localizaciones para los diferentes objetivos de subsuelo, realizado de forma artesanal basado en área de influencia de las localizaciones identificadas de acuerdo con la disponibilidad de intervención en superficie.
  - b. **Escenario 2: Caso Optimizado 1** de asignación empleando el Modelación Matemático de Asignación, trayectorias tipo "J" de acuerdo con las Bases de Diseño de los pozos y las localizaciones identificadas de acuerdo con la disponibilidad de intervención en superficie.
  - c. **Escenario 3: Caso Optimizado 2** de asignación empleando el Modelación Matemático de Asignación, trayectorias tipo "S" de acuerdo con las Bases de Diseño de los pozos y las localizaciones identificadas de acuerdo con la disponibilidad de intervención en superficie.
5. Comparación de escenarios evaluados.

De la misma forma y como se detalla en el modelo de gestión descrito en la sección 5, se consideró el flujo de trabajo propuesto, mediante el cual se realizar análisis iterativos que permiten ir detallando y afinando los resultados, primero a nivel de campo, luego a nivel de localización (*cluster, en inglés*) y luego a nivel de pozo (ver figura siguiente); empleando flujos de información dinámicos.

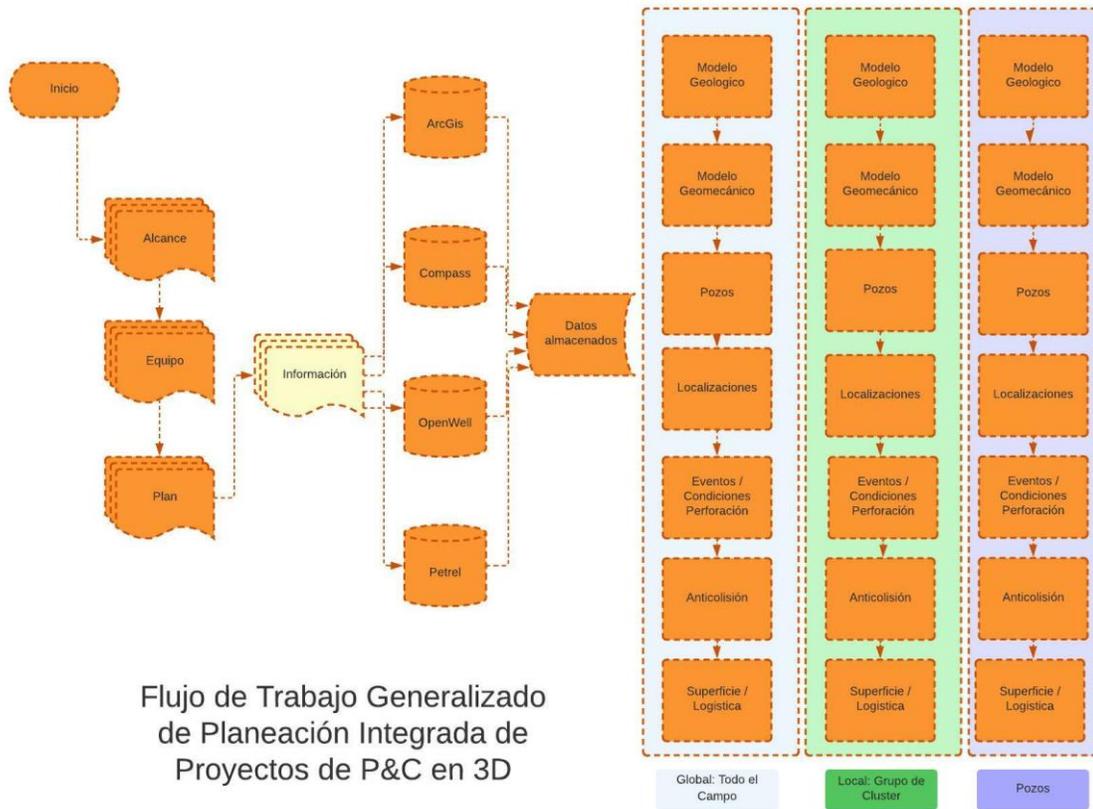


FIGURA 30 FLUJO DE TRABAJO Y DE INFORMACIÓN SEGUIDO EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO EN UN CASO DE ESTUDIO EMPLEANDO UN SOFTWARE COMERCIAL

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## Capítulo 5

### 5 Estudio de Caso

Este capítulo está orientado a describir la forma en cómo se implementó el modelo de planeación – optimización en un campo petrolero en el que se tiene prevista la perforación de pozos productores e inyectores con la finalidad de recuperar los hidrocarburos presentes en los yacimientos de interés.

En el capítulo se hablará de Campo E (CE), con la finalidad de preservar la confidencialidad, y todos los datos del caso serán simplemente ordenes de magnitud.

El capítulo está organizado considerando los siguientes aspectos:

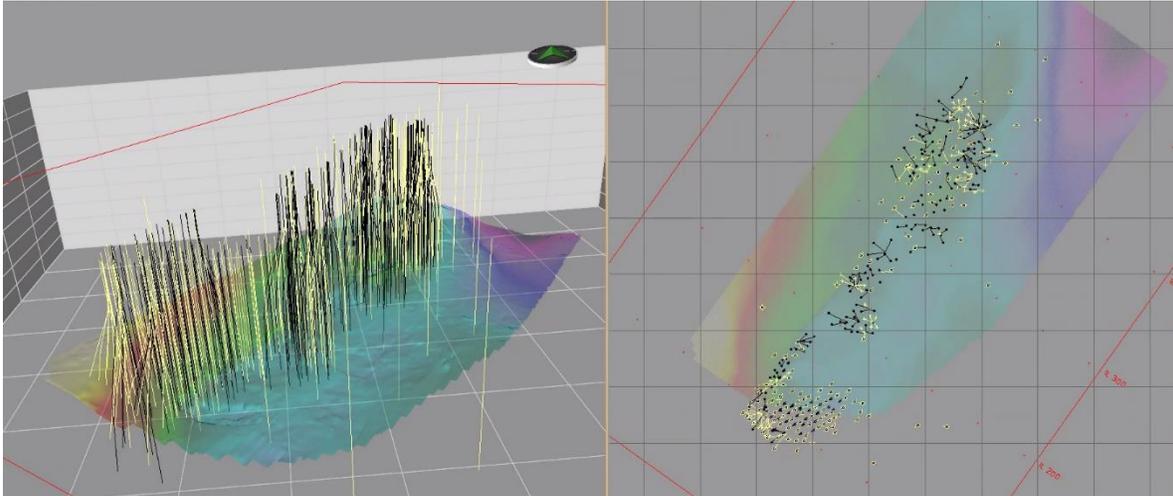
- Descripción del Plan de Desarrollo Previsto.
- Interpretación sísmica (horizontes y fallas).
- Bases de diseño de pozos.
- Modelación del caso base.
- Modelación de opciones de mejora del caso base.
- Comparación entre el Caso Base y el Caso Optimizado.

#### 5.1 Descripción del Plan de Desarrollo

El CE tiene un Petróleo Original In Situ del orden de 1000 millones de barriles, y produce por medio del mecanismo de gas en solución. Tiene un factor de recobro del orden del 10% y se estima que puede llegar a un factor de recobro del orden del 22%, considerando la implementación de un proceso de recuperación secundaria basado en la inyección de agua.

Los pozos en CE, están perforados a una profundidad promedio de 7800 ft y están asociados a un nivel de altura sobre el nivel del mar en promedio de 300 ft. El horizonte a 7800 ft corresponde a una de las zonas productoras principales (ver figura siguiente, en la cual los pozos de color amarillo, actualmente no se encuentran activos).

FIGURA 31 VISTA 2D Y 3D DEL CE, CONSIDERANDO LOS POZOS PERFORADOS Y EL HORIZONTE PRODUCTOR PROFUNDO



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

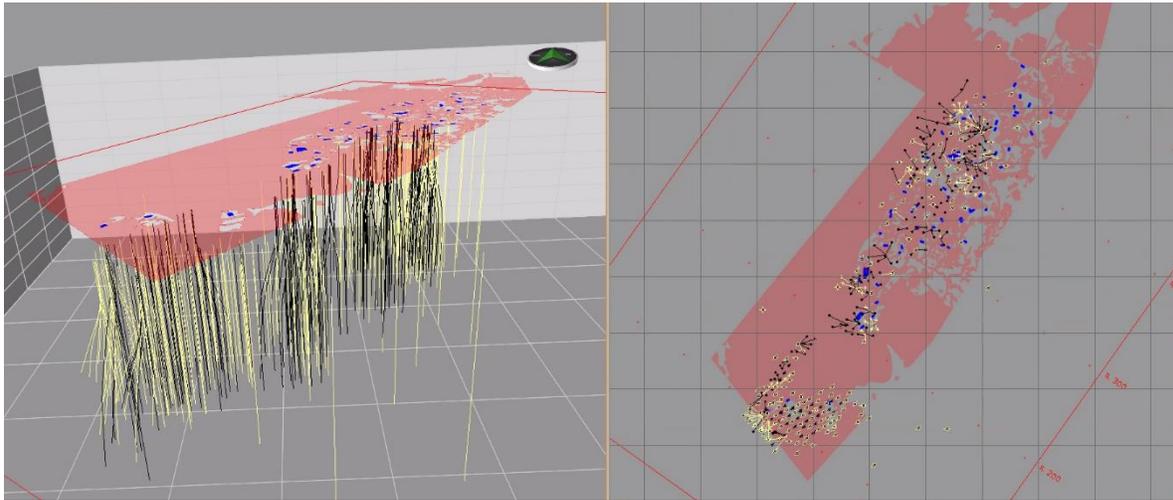
En el área de influencia de CE se encuentran alrededor de 300 pozos perforados, de los cuales están activos la cuarta parte y menos del 10 % de los pozos activos son productores.

En el CE se tiene prevista la perforación de un total de pozos igual a los ya perforados en la zona, de los cuales cerca del 40%, se prevé sean inyectores.

El CE está dividido en tres zonas operacionales (Norte, Centro y Sur), la zona Sur con menor densidad de pozos, y actualmente con menores posibilidades de desarrollo, debido a las cercanías de zonas industriales y ambientalmente sensibles; por su parte, en la zona Norte se concentra la mayor cantidad de los pozos previstos en el desarrollo.

En superficie, la zona es sensible desde el punto de vista ambiental y cuenta con múltiples restricciones de intervención debido a la presencia de zonas inundables, humedales y reservas forestales. Cerca del 70% del área está considerada como de exclusión para el desarrollo de actividades petroleras (Ver Figura siguiente en la que al igual que en la anterior los pozos en color amarillo actualmente están inactivos, el polígono rojo representa las zonas excluidas de intervención y los polígonos azules representan las zonas intervenidas actualmente).

FIGURA 32 VISTA DE LA ZONAS EXCLUIDAS PARA LA INTERVENCIÓN Y LAS ZONAS INTERVENIDAS



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

## 5.2 Interpretación sísmica (horizontes y fallas)

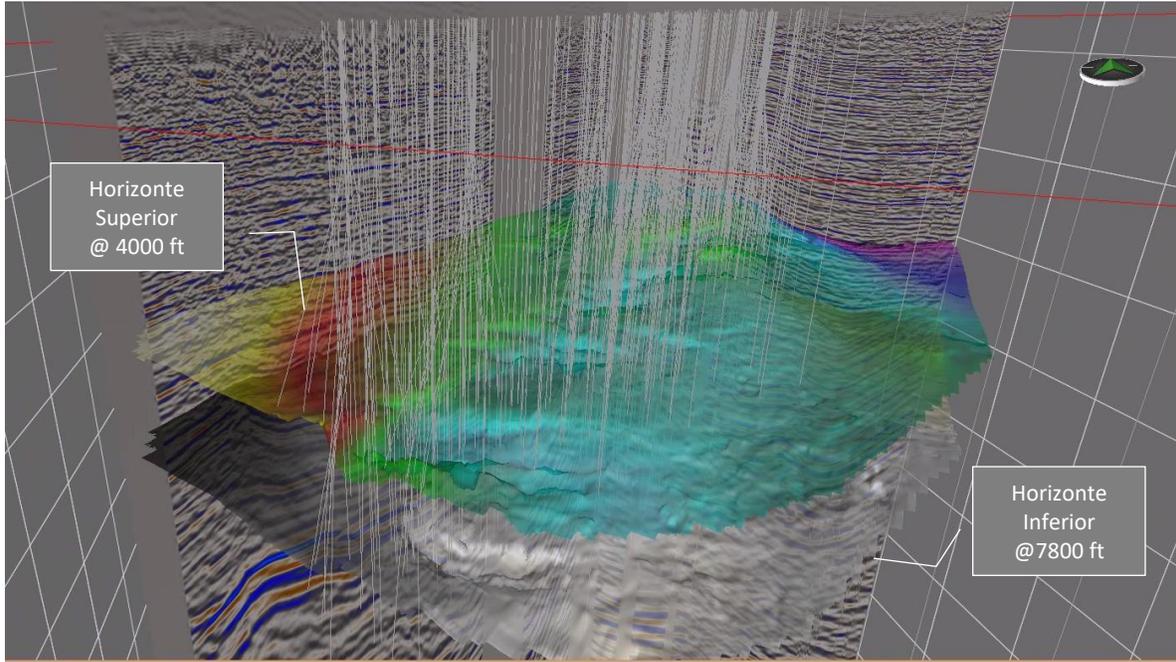
### 5.2.1 Horizontes

En el área de CE se encuentran varios horizontes productores ubicados en promedio desde 4000 ft de profundidad hasta 7800 ft, tal como se muestra en la figura siguiente, en donde también se ilustra, los planos sísmicos empleados para la interpretación de los horizontes, los cuales para el presente análisis de caso se consideran como información de entrada para el modelo. Los planos interpretados muestran menor profundidad hacia el noroeste y mayor profundidad hacia el suroeste y noroeste.

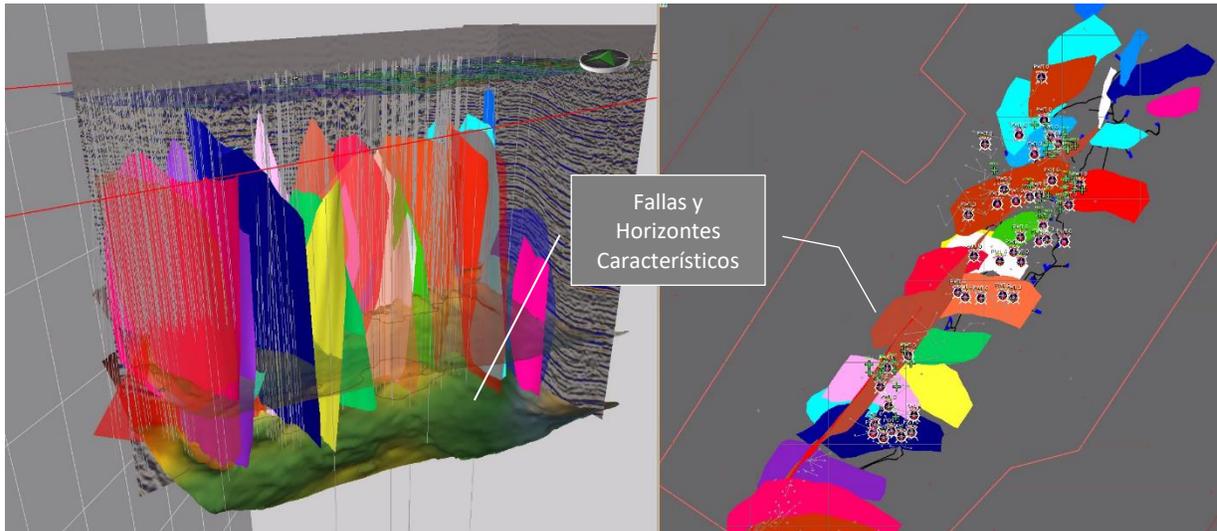
### 5.2.2 Fallas

La zona del CE se caracteriza por ser un sistema de fallas normales en las que se identifica el bloque elevado con la finalidad que este sea el indicador de las zonas donde las trayectorias de los pozos atraviesan los horizontes productores y de esta forma aumentar el área de flujo asociada al pozo.

a) Horizontes



b) Fallas



c) Vista Lateral y Superior de las Fallas

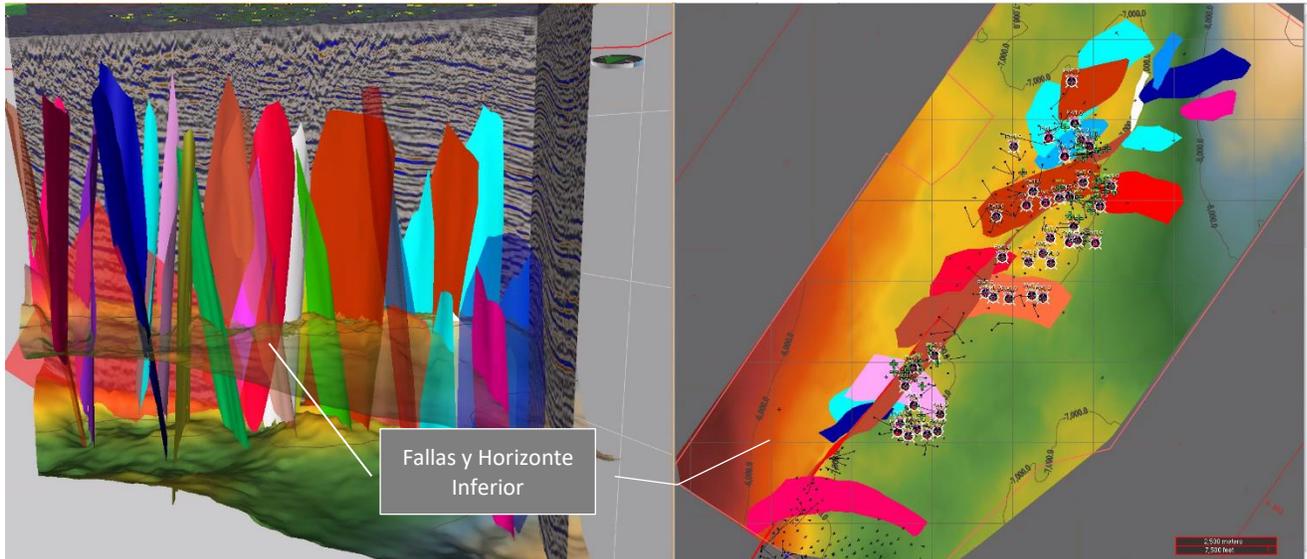


FIGURA 33. HORIZONTES Y FALLAS INTERPRETADAS EN EL CE

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

### 5.3 Bases de diseño de pozos

Para la modelación del desarrollo de CE se consideraron pozos verticales y desviados tipo “J” con KOP a profundidad superior a 5000 ft y ángulos entre 0 y 60 grados, mientras que para el caso base optimizado se consideraron trayectorias verticales, tipo “J” con ángulos de inclinación entre 5 y 10 grados, KOP por encima de 1500 ft pozos tipo “S” con inclinaciones finales menores a 10° grados (Ver figura siguiente).

Los pozos considerados en el caso optimizado buscan contar con trayectorias de baja complejidad, ajustadas a la resistencia de los materiales y en la medida de lo posible hacer el mejor uso de las posibles localizaciones identificadas en superficie.

Normalmente, en el desarrollo de los campos petroleros se busca aumentar el área de drenaje del petróleo presente en las formaciones que continene los hidrpicarbuos, que para el caso de estudio se logra en la medida que los pozos cruzan por los horizontes productores lo más vertical posible contando como en este caso, que los horizontes tienen baja pendiente.

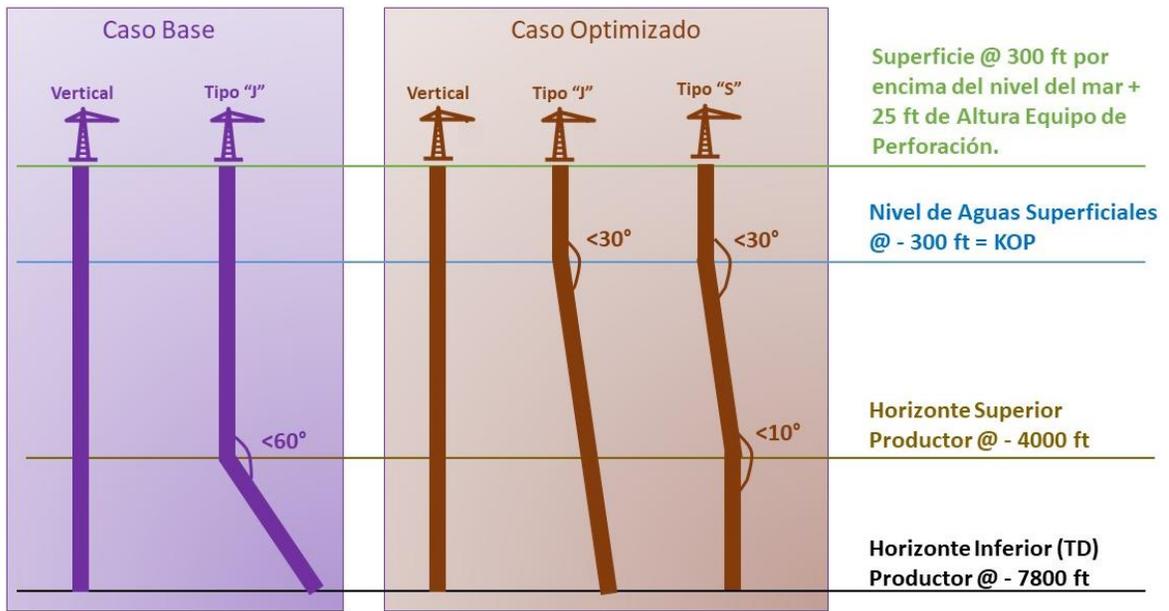


FIGURA 34 BASES DE DISEÑO DE CE

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

#### 5.4 Modelación del Caso Base

La modelación del Caso Base de CE, consiste en identificar las opciones de targets propuestos para los pozos, junto con las opciones de localizaciones y sus capacidades, asociando en este caso los *targets* y las localizaciones de acuerdo a la propuesta inicial realizada por el equipo de proyecto, tal como se muestra en la siguiente figura.

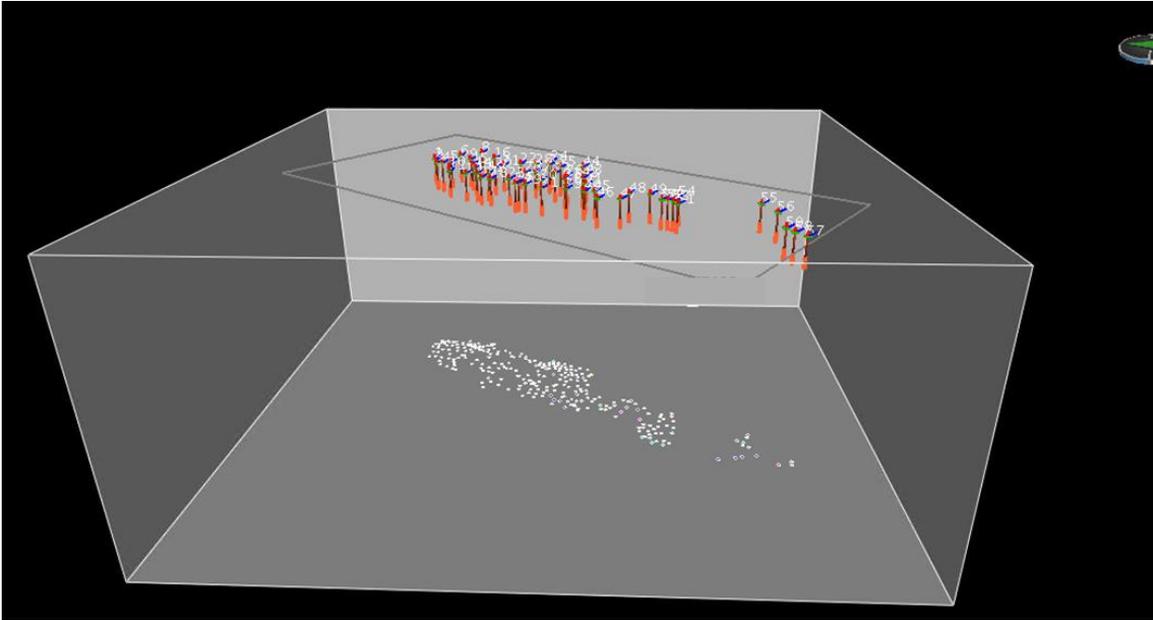


FIGURA 35 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL MODELADO DEL CASO BASE DE DESARROLLO DE CE

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

#### 5.4.1 Targets

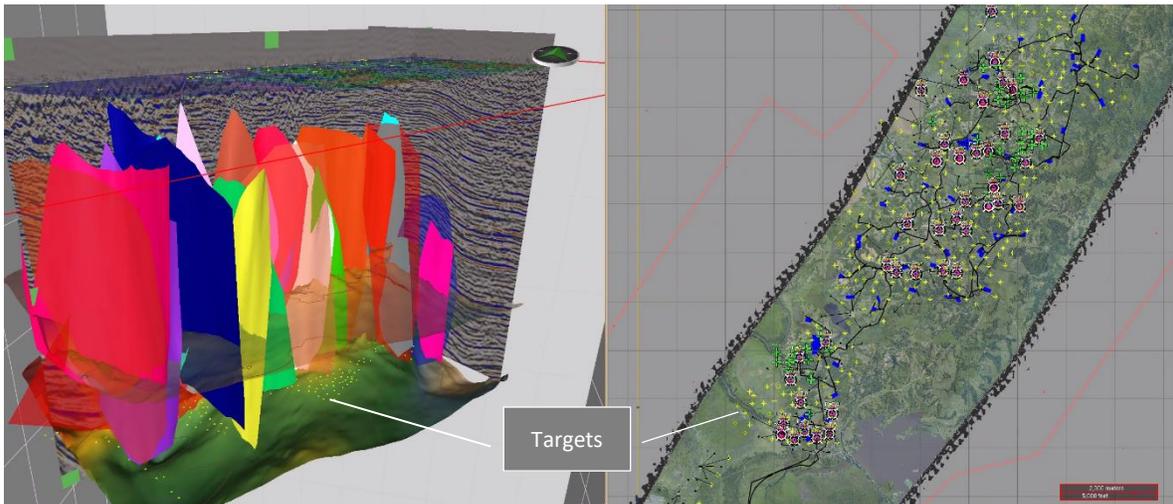
El Caso Base del desarrollo de CE, consiste en más de 200 *targets* asociados al horizonte productor inferior, como se mencionó en la descripción del plan de desarrollo, casi un 40% de los pozos proyectados tiene como finalidad la inyección de agua.

La información relativa de ubicación de las coordenadas de los *targets* de los pozos propuestos se puede observar en la figura siguiente.

#### 5.4.2 Localizaciones

Con relación a las localizaciones, el Caso Base consideró un número de localizaciones que corresponde a una sexta parte de los pozos, entre localizaciones nuevas y localizaciones existentes a una razón a priori aproximada de entre 4 y 5 pozos por localización.

a) Targets



b) Localizaciones

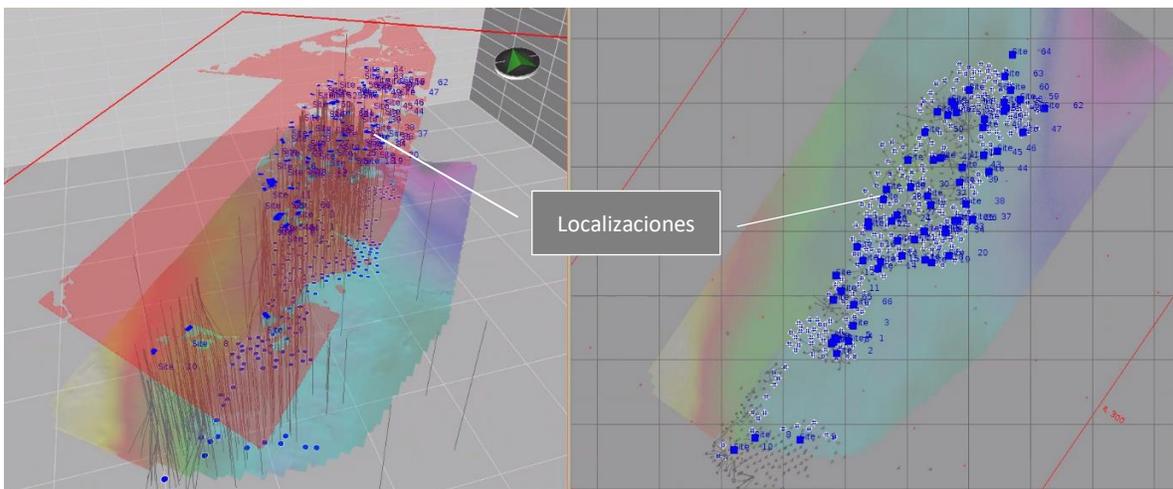


FIGURA 36 UBICACIÓN RELATIVA DE LAS LOCALIZACIONES Y TARGETS DEL DESARROLLO DE CE

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

### 5.4.3 Asignación Manual de Localizaciones

Como se mencionó anteriormente, la asociación inicial se realizó de acuerdo con la estructuración inicial del proyecto, encontrando opciones de mejora en función de la complejidad de las trayectorias y las longitudes de los pozos, ya que no en todos los casos la selección correspondía a la óptima (Ver figura siguiente).

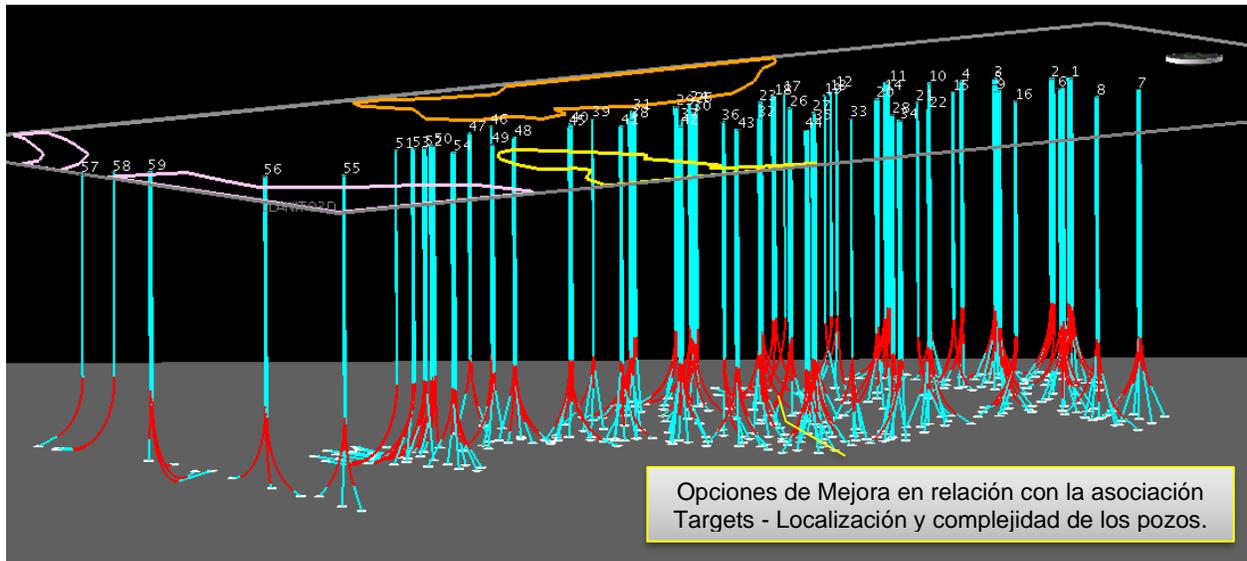


FIGURA 37 MODELACIÓN DEL CASO BASE DEL DESARROLLO DE CE

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

## 5.5 Modelación de Opciones de Mejora del Caso Base

Se corrió nuevamente el ejercicio considerando las bases de diseño de pozo óptimas, que permiten reducir la complejidad de las trayectorias y se permitió al algoritmo de optimización realizar la asociación entre las localizaciones y los *targets* con el objetivo de disminuir la sumatoria total de longitudes de los pozos a perforar.

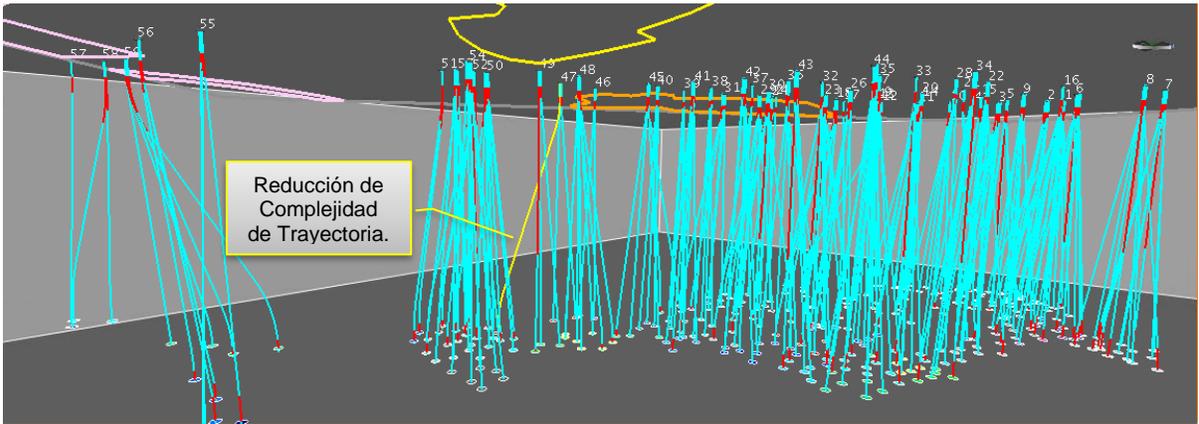
### 5.5.1 Reducción de Complejidad de Trayectorias

Considerando las bases de diseño óptimas se logró disminuir la complejidad de los pozos, al igual que se redujo el número de pies a perforar, tal como se observa en la siguiente figura.

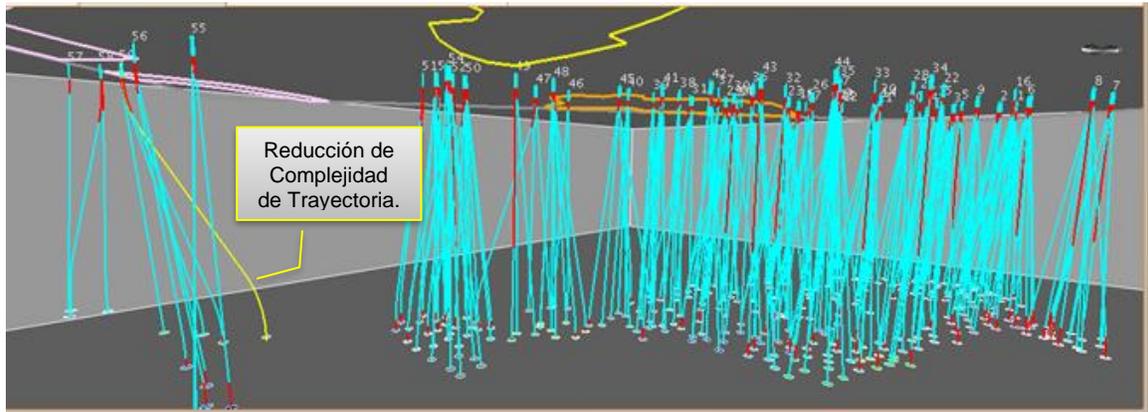
### 5.5.2 Asignación Optimizada de Localizaciones

De la misma manera que se evidencia una disminución de la complejidad de las trayectorias se verifica un beneficio en la longitud total de los pozos a perforar, como también se ilustra en la siguiente figura.

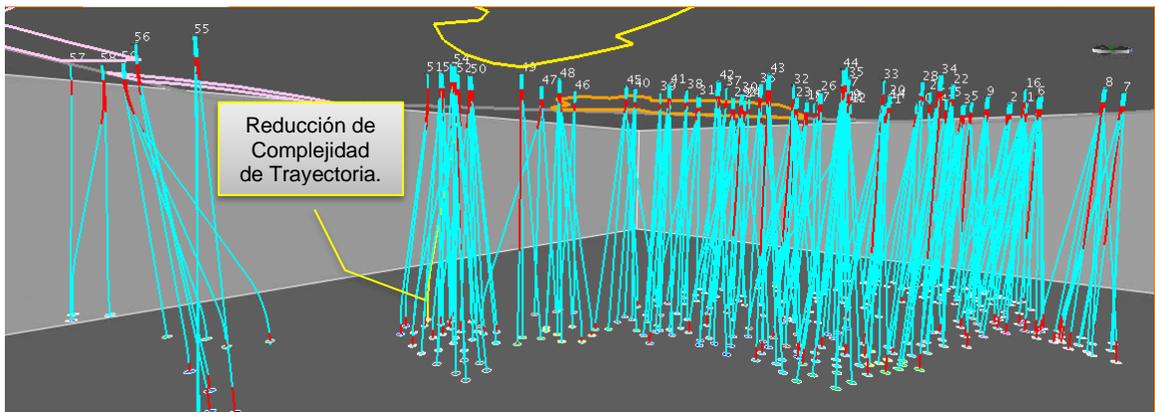
a) Ejemplo 1 de Reducción de Complejidad de Trayectoria



b) Ejemplo 2 de Reducción de Complejidad de Trayectoria



c) Ejemplo 3 de Reducción de Complejidad de Trayectoria



d) Ejemplo 4 de Asociación entre Localización y Target

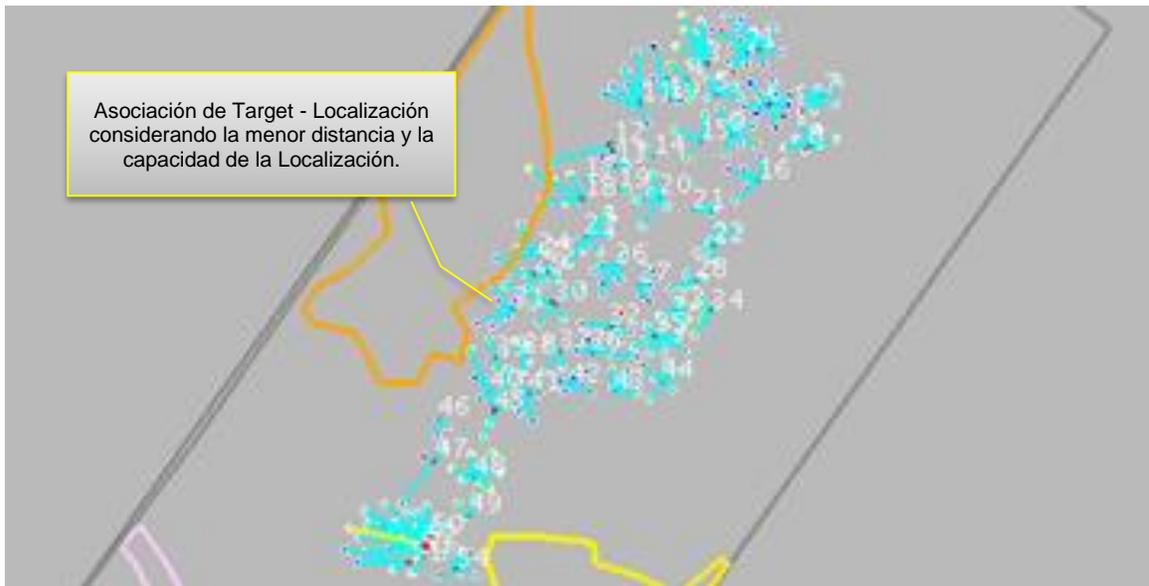


FIGURA 38 VISTA DEL CASO OPTIMIZADO: REDUCCIÓN DE COMPLEJIDAD Y LONGITUD DE LAS TRAYECTORIAS DE POZOS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

## 5.6 Análisis de resultados

La comparación del Caso Base con el Caso Optimizado muestra un alto número de opciones de mejora (146); al menos la mitad de las combinaciones propuestas en el Caso Base podrían cambiar, representando reducciones de desplazamiento que van desde 2754 ft, hasta reducciones menores a 100 ft. Teniendo como resultado final una mejora acumulada de 5199 ft de desplazamiento total.

Adicionalmente, se puede observar en la sección 7.6.2 cómo la distribución total de los desplazamientos mejora, si bien algunos desplazamientos siguen siendo grandes, también es cierto que la mayoría del desplazamiento, el Pareto, se encuentra ahora dentro de rangos menores de desplazamiento.

El proceso de optimización al final reduce la complejidad de los pozos, el desplazamiento total de los pozos considerados en el Plan de Desarrollo e identifica los pozos que se encuentran por fuera de los límites operacionales y permite gestionar adecuadamente el riesgo de los proyectos por medio de acciones conjuntas, entre los equipos de Proyecto, Desarrollo y Perforación.

El análisis de los desplazamientos muestra que en el Caso Base cerca de 10 pozos adicionales se encuentran con desplazamientos inferiores a 1000 m, con respecto al Caso Base.

En las secciones 7.6.1 y 7.6.2, se observan los resultados con detalle.

5.6.1 Opciones de Mejora

<b>Caso Base Optimizado</b>						Total Desplazamiento, ft	330.769	335.968			
Name	Slot	Targets	Easting (m)	Northing (m)	Caso Base Optimizado	Delta Este	Delta Norte	Desplazamiento m	Desplazamiento Optimizado ft	Desplazamiento Caso Base ft	Diferencia Caso Base - Caso Optimo ft
Cambio						152	204	254	834	3.589	2.754
Cambio						22	90	93	306	2.940	2.635
Cambio						90	118	148	486	2.251	1.765
Cambio						18	203	204	670	2.300	1.630
Cambio						106	216	241	790	2.377	1.587
Cambio						189	18	190	622	2.115	1.493
Cambio						295	256	390	1.281	2.586	1.306
Cambio						281	60	287	943	2.239	1.297
Cambio						212	110	239	785	2.061	1.277
Cambio						62	34	71	233	1.420	1.188
Cambio						15	98	99	326	1.485	1.159
Cambio						204	127	240	789	1.948	1.159
Cambio						33	49	59	192	1.289	1.097
Cambio						552	316	636	2.087	3.130	1.043
Cambio						9	102	103	337	1.361	1.024
Cambio						109	199	227	746	1.765	1.019
Cambio						59	4	59	194	1.208	1.013
Cambio						63	385	390	1.279	2.268	989
Cambio						9	84	84	277	1.226	950
Cambio						89	82	121	396	1.343	946
Cambio						1.027	77	1.030	3.380	4.317	937
Cambio						179	132	222	729	1.657	928
Cambio						564	217	604	1.981	2.891	910
Cambio						241	355	430	1.409	2.312	903
Cambio						175	98	201	659	1.562	903
Cambio						283	43	286	937	1.830	892
Cambio						90	295	309	1.013	1.883	871
Cambio						139	67	154	507	1.370	863
Cambio						20	170	171	562	1.404	842
Cambio						159	121	199	654	1.483	829
Cambio						213	127	248	815	1.642	827
Cambio						131	85	157	513	1.336	823

Datos del cambio de coordenadas de asociación entre Localizaciones y Targets y los beneficios en cuanto a longitudes de desplazamiento.  
Se identificaron 146 opciones de mejora.

FIGURA 39 RESUMEN DE LA COMPARACIÓN DEL CASO BASE DEL DESARROLLO DE CE CON RELACIÓN AL CASO OPTIMIZADO

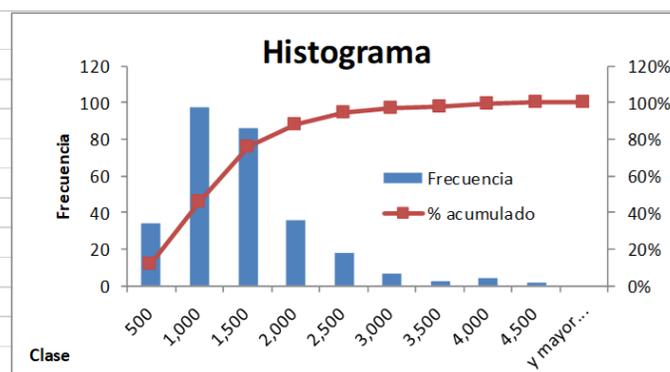
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

### 5.6.2 Comparación del Desplazamiento entre el Caso Base y Caso Optimizado

FIGURA 40 DISTRIBUCIÓN DE LOS DESPLAZAMIENTOS DE LOS POZOS DE ACUERDO CON EL CASO BASE Y AL CASO OPTIMIZADO

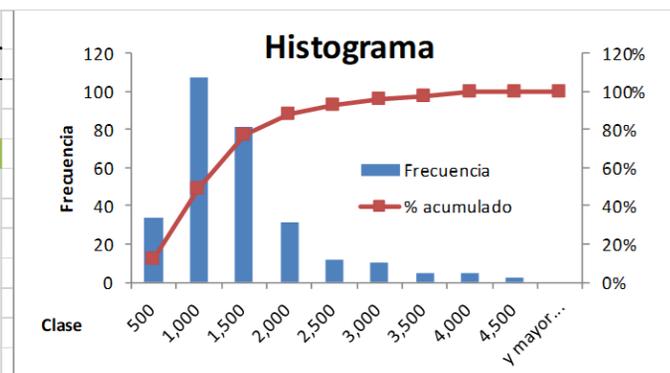
#### a) Caso Base (Datos en m)

Caso Base				
Clase	Clase	Frecuencia	Frecuencia Acumulada	% acumulado
500	500	34	34	12%
1,000	1,000	97	131	46%
1,500	1,500	86	217	76%
2,000	2,000	36	253	88%
2,500	2,500	18	271	94%
3,000	3,000	7	278	97%
3,500	3,500	3	281	98%
4,000	4,000	4	285	99%
4,500	4,500	2	287	100%
	y mayor...	0		100%



#### b) Caso Optimizado (Datos en m)

Caso Base Optimizado				
Clase	Clase	Frecuencia	Frecuencia Acumulada	% acumulado
500	500	34	34	12%
1,000	1,000	107	141	49%
1,500	1,500	81	222	77%
2,000	2,000	31	253	88%
2,500	2,500	12	265	92%
3,000	3,000	10	275	96%
3,500	3,500	5	280	98%
4,000	4,000	5	285	99%
4,500	4,500	2	287	100%
	y mayor...	0		100%



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, BASADA EN ANÁLISIS DE PLAN DE DESARROLLO.

## Capítulo 6

### 6 Modelo de Gestión de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D - 3P3D

El presente capítulo tiene como finalidad describir el Modelo de Gestión propuesto para la implementación de la práctica de Planeación Integrada, dado que es necesario establecer las diferentes variables relevantes de modelo de desarrollo del campo, junto con los rangos de variables y las expectativas de cada proyecto.

Se requiere un trabajo en equipo de comienzo a fin, desde la formulación del problema, hasta el análisis de los resultados, siendo esta la base para capturar el valor agregado derivado del proceso de modelación y exploración de las diferentes opciones de los proyectos.

En línea con lo anterior, la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación, consiste en realizar un análisis integrado de las diferentes opciones de los proyectos de Perforación en función del conocimiento de los antecedentes de los pozos cercanos a las áreas de exploración y/o desarrollo, los rangos de las variables involucradas en los modelos de campo y el estado de madurez de las Oportunidades o Proyectos evaluados.

La Planeación Integrada de Proyectos de Perforación, está orientada a mejorar el entendimiento técnico de las Oportunidades y/o Proyectos, seleccionar las mejores opciones de trayectorias, reducir la complejidad y aumentar la definición de los pozos, reducir los tiempos de proceso, mediante la estructuración de análisis complementarios. Es una metodología que permite identificar los mejores escenarios de los proyectos de P&C, soportando las interrelaciones técnicas con las áreas de Exploración, Desarrollo, Proyectos y Producción, tal como se aprecia en el diagrama esquemático del Modelo de Gestión de la figura 40.

La Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D considera estructurar un modelo de datos único, que represente el entendimiento de superficie, subsuelo, *overburden* y pozos existentes, en diferentes grados de detalle, con la finalidad de evaluar las alternativas de intervención en superficie y de pozos que viabilicen los pozos exploratorios o de desarrollo y facilitar la valoración integrada de las diferentes opciones derivadas de flujos de trabajo que promueven optimizaciones globales y locales de los Proyectos de Perforación.

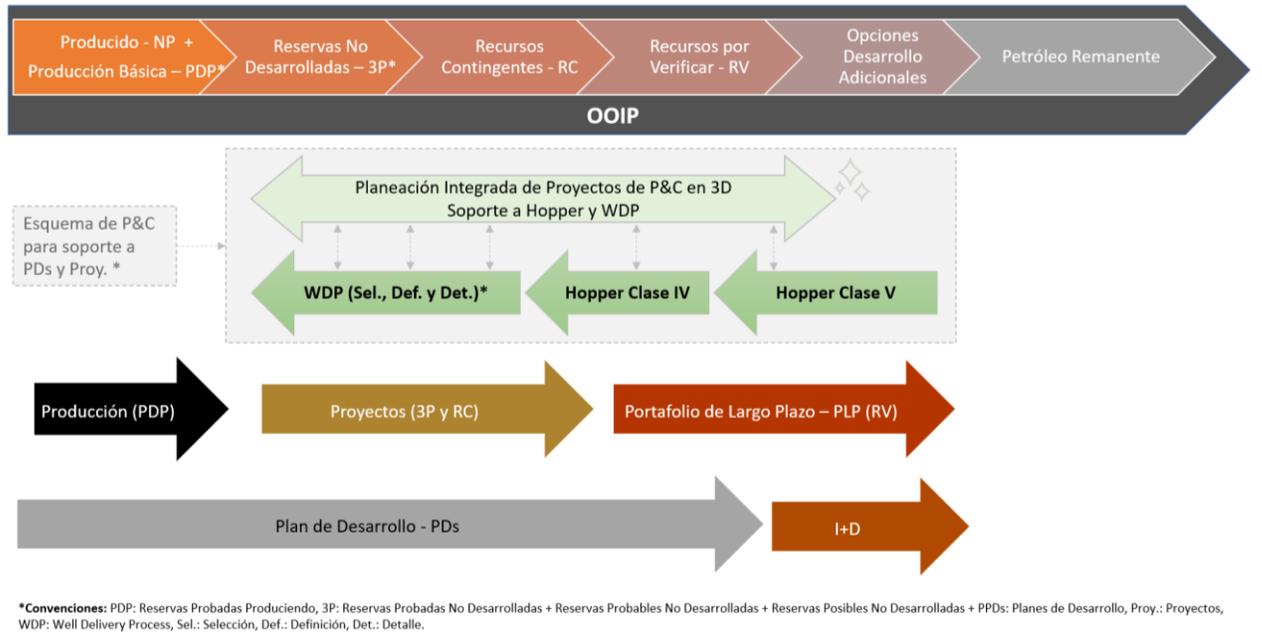


FIGURA 4.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO NO EXHAUSTIVO DEL MODELO DE GESTIÓN DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

La aplicación de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D, estará precedida de una reunión de priorización gerencial en función de nivel estratégico del activo asociado a la Oportunidad o Proyecto a evaluar y a la posibilidad de Agregar Valor, en función del número de pozos y localizaciones, la complejidad y definición de la oportunidad o proyecto, el nivel de inversiones y las metas establecidas por la organización derivadas de los ciclos de actualización de la Planeación de Exploración, Desarrollo y Proyectos. En la Figura siguiente se describe de forma general el filtro mencionado anteriormente.

La Planeación Integrada de Proyectos de Perforación, tiene lugar en diferentes momentos de la planeación a lo largo de las etapas de madurez de las Oportunidades y Proyectos de Desarrollo: identificación y valoración de Oportunidades, Estructuración Técnica de los Planes de Desarrollo o Planes Conceptuales, la Caracterización Inicial de Proyectos y durante la elaboración de las ingenierías conceptuales, básicas y de detalle.

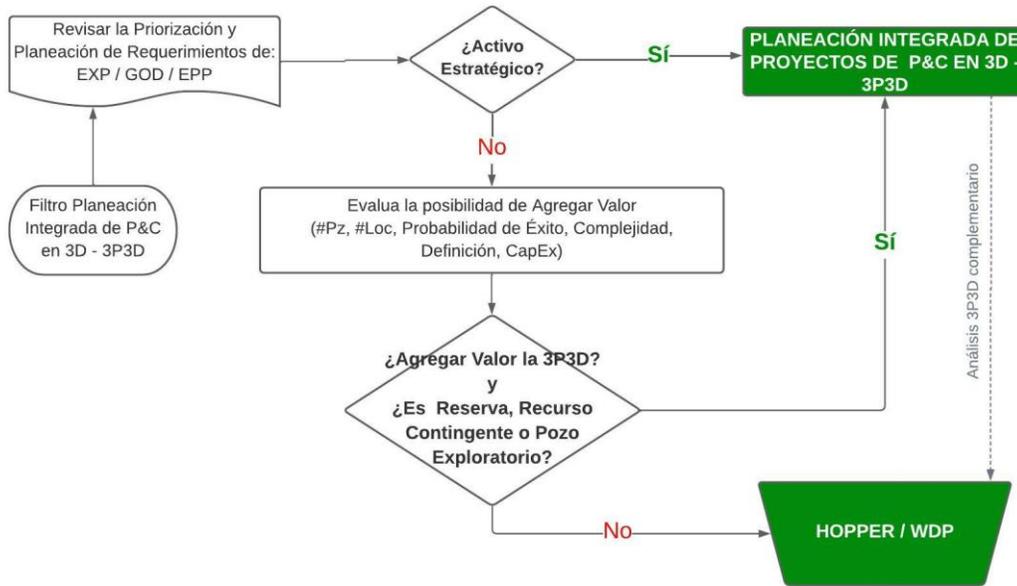


FIGURA 42 DIAGRAMA DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE LAS OPORTUNIDADES Y PROYECTOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## 6.1 Agregación de Valor de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación

El valor agregado por la Planeación depende del momento en que se comience a realizar; entre más temprano mejor, debido a que con suficiente tiempo se pueden abordar los aspectos de mejora identificados, en cuanto a Localizaciones, Trayectorias, Complejidad, Caracterización del Subsuelo, Incorporación de Tecnología, Etapas de Desarrollo, Reducción de Incertidumbre y Logística, entre otros aspectos mencionados en el Instructivo (Ver Figura siguiente).

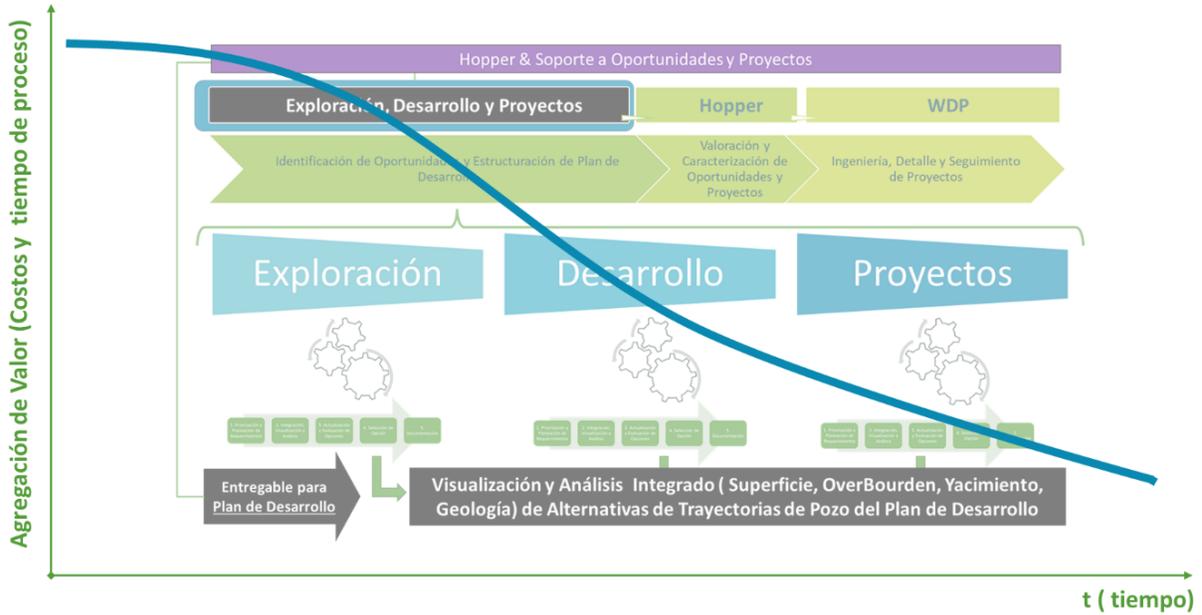


FIGURA 43 AGREGACIÓN DE VALOR DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN EN 3D

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Igualmente, los focos de los análisis cambian en la medida que la Planeación Integrada del Proyecto de Perforación, se lleva a cabo en diferentes momentos, los focos del análisis cambian y la etapa de madurez de los demás Procesos varía, como se ilustra en la siguiente figura, que relaciona Procesos, Madurez de la Oportunidad y Tipo de Proyecto (Ver Figura siguiente).

(a) Vista Procesos

Interacción entre Procesos Durante la Planeación, Implementación y Seguimiento de Desarrollos		Planeación (Lídera Desarrollo)		Implementación (Lídera Proyectos)			Operación (Lídera Producción)		Identificación Oportunidades	
<b>Producción</b>		Planeación / Producción Básica		Planeación / Producción Incremental / Producción Básica			Producción Incremental / Producción Básica		Requerimientos de Planeación	
<b>Desarrollo</b>		Plan de Desarrollo	Oportunidad	Proyecto Desarrollo		Optimización y Seguimiento de Planes de Desarrollo		Optimización y Seguimiento de Planes de Desarrollo	Necesidades de caracterización del susuelo	
<b>Proyecto</b>				Caracterización / Visualización	Conceptualización	Detalle	Ejecución	Cierre	Lecciones Aprendidas / Mejora Continua	
<b>Perforación</b>		Planeación			Selección WDP	Detalle WDP	Ejecución WDP	Cierre WDP	Lecciones Aprendidas / Mejora Continua	Requerimientos de Planeación
<b>Completamiento</b>		Planeación			Selección WDP	Detalle WDP	Ejecución WDP	Cierre WDP	Lecciones Aprendidas / Mejora Continua	Requerimientos de Planeación
<b>Entorno</b>		Visualización Entorno		Viabilidad Entorno		Seguimiento		Cierre	Seguimiento	
		<b>Nivel de Aplicación</b>								
Potencial de Beneficios de DSG (5%)	CapEx / OpEx / Tiempos Planeación	100%	60%	30%	20%	10%	5%		10%	
	Tiempos Ejecución / Contingencias				30%	70%	100%	10%		
		<b>Nivel de Aplicación</b>								

\* WDP: Well Delivery Process

(b) Vista Proyectos

Interacción entre Procesos Durante la Planeación, Implementación y Seguimiento de Desarrollos		Planeación (Lídera Desarrollo)	Implementación (Lídera Proyectos)	Operación (Lídera Producción)	Identificación Oportunidades
 Incremental	Exploratorio	¿Cuáles son los datos de correlación del prospecto? ¿Cuál es la incertidumbre geológica? ¿Cuáles son los riesgos de la perforación y como mitigarlos? ¿Se visualizaron las alternativas de trayectoria de pozo?	¿Se cuenta con un modelo de proyecto inicial visualizado en 3D? ¿Se modelaron las diferentes opciones de trayectoria de pozo? ¿Existen alternativas nuevas de pozo? ¿Se correlacionaron incertidumbre y riesgos?		¿Es perforable? ¿Qué nivel de caracterización se requiere? ¿Riesgos preliminares? ¿Recursos requeridos: tiempo y gente? ¿Priorización de trabajo (PD, Oportunidades y Proyectos)? ¿Cuál es el Plan de Incorporación de Reservas?
	Delimitación	¿Lecciones aprendidas de la perforación exploratoria? ¿Actualizaciones del modelo? ¿Horizonte de desarrollo? ¿Se tiene caracterización del entorno? ¿Se visualizaron las alternativas de trayectoria de pozo?	¿Se cuenta con un modelo de proyecto inicial visualizado en 3D? ¿Se modelaron las diferentes opciones de trayectoria de pozo? ¿Existen alternativas nuevas de pozo? ¿Se correlacionaron incertidumbre y riesgos? ¿Se puede iniciar con el diseño de los pozos?	¿Se cuenta con escenarios de modelo geológico en función de la incertidumbre? ¿Existe una relación entre la incertidumbre y los riesgos con el o los modelos de 3D que se tienen modelados? ¿Existe estudio de goehazars y/o de ubicación de pozo subsea?	
	Pozo Proyecto	¿Cuáles son los datos de correlación del pozo? ¿Cuál es la incertidumbre geológica? ¿Cuáles son los riesgos de la perforación y como mitigarlos? ¿Se visualizaron las alternativas de trayectoria de pozo? ¿Se cuenta con modelo geomecánico 3D? <b>¿Cuáles serían los tipos de pozo requeridos?</b> <b>¿Variables y rangos considerados para modelar las posibles trayectorias?</b>	¿Se cuenta con un modelo de proyecto inicial visualizado en 3D? ¿Se modelaron las diferentes opciones de trayectoria de pozo?		
	Primaria	¿Se tiene modelo geológico actualizado? ¿Se tiene modelo de geopresiones actualizado? ¿Se actualizó el modelo estratigráfico? ¿Confiablez de la BD de pozos previos? ¿Correlación de eventos previos con geología? ¿Necesidades de caracterización overburden? ¿Necesidad de adquirir o actualizar info? <b>¿Se podrían modelar trayectorias horizontales que naveguen en arenas o canales particulares?</b>	¿Existen alternativas nuevas de pozo? ¿Se correlacionaron incertidumbre y riesgos? ¿Se cuenta con un modelo de proyecto inicial visualizado en 3D? ¿Se modelaron las diferentes opciones de trayectoria de pozo? ¿Hay detalles adicionales de la caracterización de entorno? ¿Se actualizó el modelo geomecánico? ¿Existen alternativas nuevas de trayectorias de pozos? ¿Se correlacionaron incertidumbre y riesgos? ¿Se puede iniciar con el diseño de los pozos?	¿Se cuenta con modelo geológico en función de la incertidumbre? ¿Existe una relación entre la incertidumbre y los riesgos con el o los modelos de 3D que se tienen modelados? ¿Existe estudio de goehazars y/o de ubicación de pozo subsea? ¿Se tienen secciones de pozo modeladas con registros, topes, sísmica y atributos?	
	Infill	¿Se tiene correlaciones detalladas entre pozos? ¿Se actualizó el modelo estructural, identificando pequeñas estructuras? ¿Se actualizó el modelo estratigráfico? ¿Se tiene íntegro modelo petrográfico? ¿Se actualizó la correlación de los eventos previos con geología?			
	Secundaria No Térmico	¿Se tiene modelo de movimiento de fluidos actualizado? ¿Se tiene modelo de presiones actualizado? ¿Se tienen modelos geológicos y petrofísicos actualizados? ¿Se actualizó el overburden? ¿Se actualizó mapa de riesgos?	¿Se cuenta con una correlación detallada de las trayectorias de pozos y el movimiento de fluidos? ¿Se tiene actualizado el overburden? ¿Se tiene análisis por patrón de inyección, por grupo de pozos y por horizontes?	¿Se tiene plan de geopresiones y movimiento de fluidos correlacionado con los pozos nuevos?	
	Térmico	¿Se modelaron las temperaturas? ¿Se modelaron los fluidos producidos?			

FIGURA 44 RELACIÓN ENTRE PROCESOS, MADUREZ DE LA OPORTUNIDAD Y TIPOS PROYECTOS CON LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Algunos de los beneficios de agregación de valor de la planeación de la perforación en las etapas tempranas, en el contexto de un plan de desarrollo, corresponden a la reducción de la complejidad de los pozos, mejorar la arquitectura, aumento del área de contacto, mejorar en el completamiento e instrumentación, entre otros, tal como se ilustra en la siguiente figura, modificada de McKinsey & Company (2017).

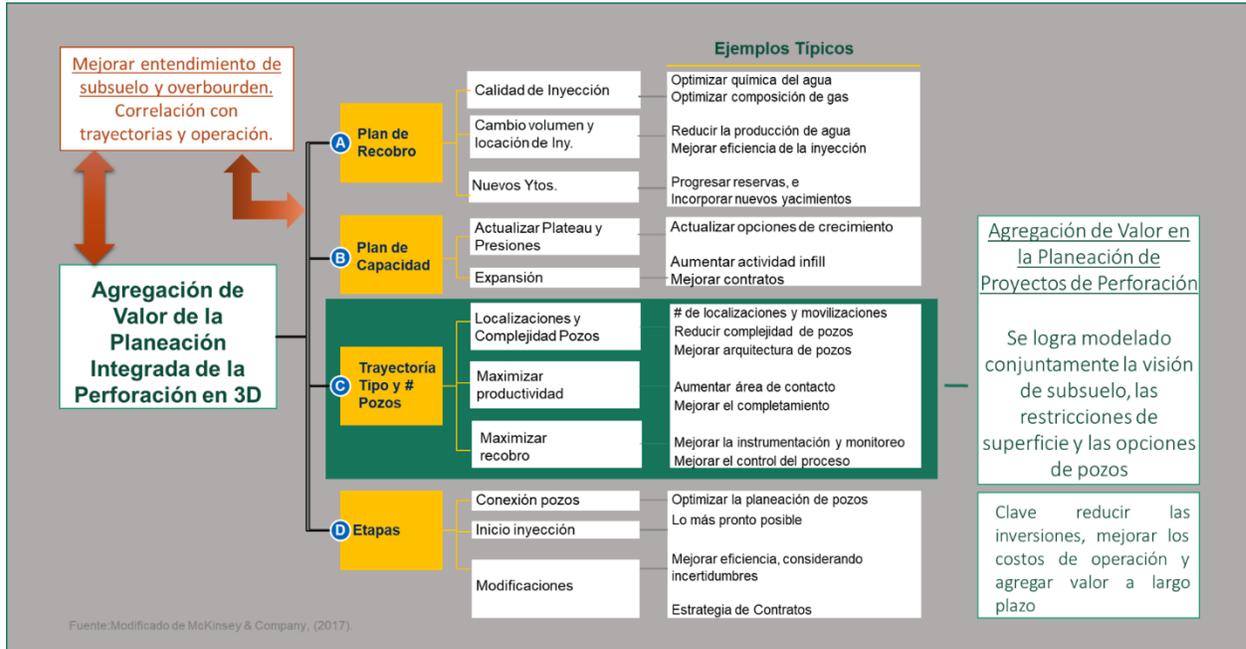


FIGURA 45 BENEFICIOS DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: MODIFICADO DE IMPLEMENTING PROJECT OPTIMIZATION AT ECOPEL, MCKINSEY & COMPANY, 2017

En línea con el Modelo presentado en la Figura siguiente, la Probabilidad de Éxito de la Agregación de Valor aumenta cuando los flujos de trabajos se corren en la visión total del Plan Conceptual, Plan de Desarrollo o Proyectos, donde según sea el caso es posible una mayor agregación de valor entre más grandes sean las opciones (número de localizaciones y número de pozos); como se describió en el capítulo dedicado a la descripción del Modelo Matemático.

		# Pozos					
		1 -2 Pz	3 – 5 Pz	6 – 10 Pz	11 – 20 Pz	20 – 50 Pz	> 50 Pz
# Localizaciones	1 -2 Lc	10 %	20 %	30 %	40 %	40 %	60 %
	3 – 5 Lc	20 %	20 %	30 %	40 %	40 %	60 %
	6 – 10 Lc	30 %	30 %	30 %	40 %	40 %	60 %
	11 – 20 Lc	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	60 %
	> 20 Lc	60 %	60 %	60 %	60 %	60 %	60 %

FIGURA 46 PROBABILIDAD DE ÉXITO DE LA AGREGACIÓN DE VALOR EN FUNCIÓN DE LAS OPCIONES DE TRAYECTORIAS (NÚMERO DE POZOS Y NÚMERO DE LOCALIZACIONES)

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Los beneficios vistos en el contexto de proyectos corresponden a la reducción de la huella, menor número de localizaciones y movilizaciones, contar con una visualización integrada del proyecto, que considera superficie y subsuelo (geología, sísmica, geomecánica, petrofísica, permite analizar múltiples escenarios de trayectorias y reduce costos y tiempos de proceso (Ver Figura siguiente).

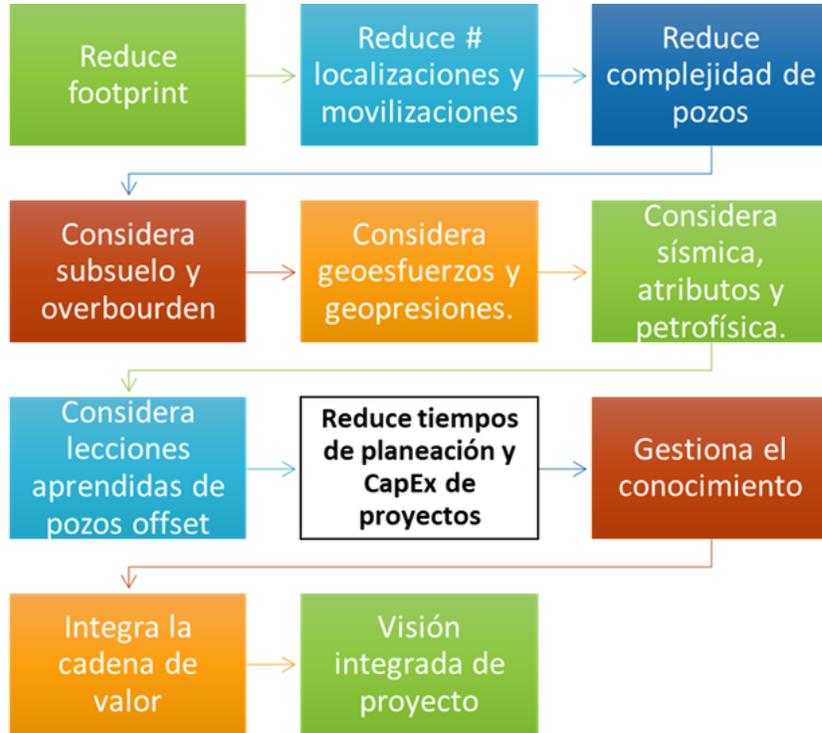


FIGURA 47 BENEFICIOS DE LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## 6.2 Información y Modelos considerados en la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D

Los elementos básicos considerados en el proceso de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D son: el modelo geológico, el modelo de yacimiento, la caracterización del subsuelo, geomecánica, las restricciones de superficie y el modelo de intervención, el modelo de producción, los antecedentes de perforación y el ciclo de vida previsto para los pozos.

En las siguientes ilustraciones, se muestra un resumen de los grupos de variables que pueden considerarse en la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación y cómo se incorporan de acuerdo con un diagrama de flujo de trabajo generalizado.

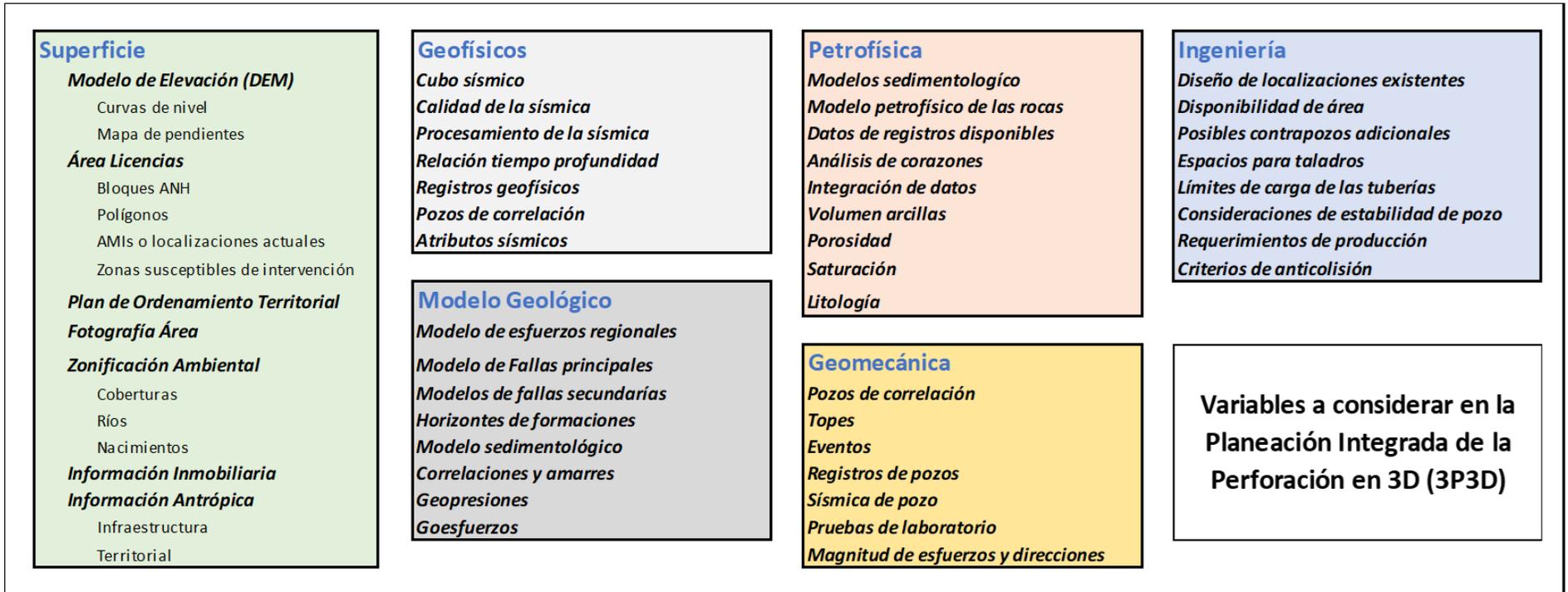


FIGURA 48 GRUPOS DE VARIABLES CONSIDERADAS EN LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

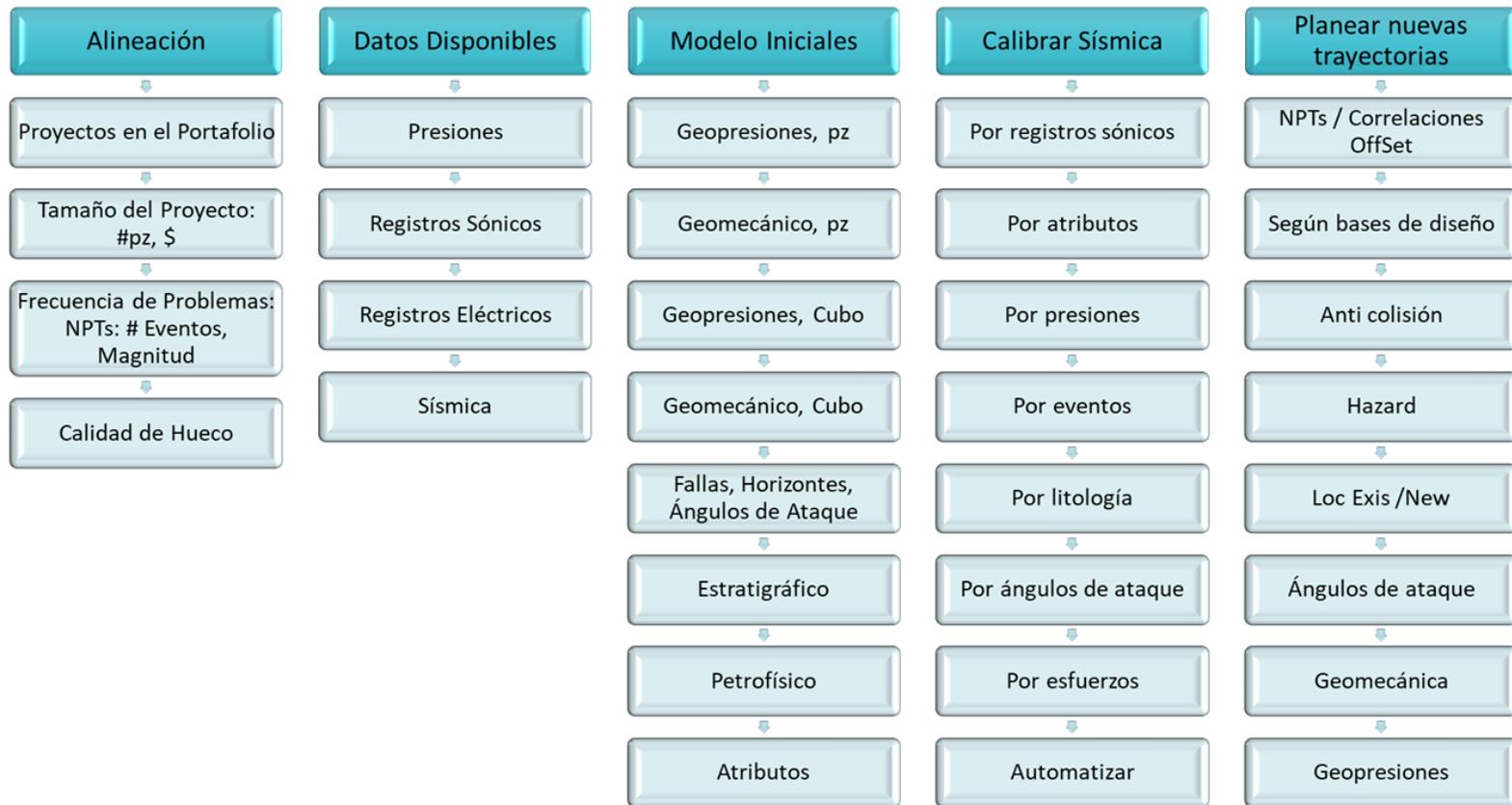


FIGURA 49 FLUJO GENERALIZADO DE INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN EN LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

### 6.3 Finalidad de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D

La finalidad de la Planeación Integrada de los Proyectos de Perforación es identificar de forma temprana y conjunta (equipo), las necesidades de entendimiento y caracterización, en fases tempranas de planeación (caracterización de oportunidades exploratorias o de desarrollo), alternativas de las trayectorias de los pozos, en las fases de plan de desarrollo y caracterización de proyectos, de diseño, en las fases de definición y detalles y seguimiento en las fases de ejecución. De esta forma será posible evaluar diferentes clases de pozos, que viabilicen la exploración y/o el desarrollo de un activo, bajo la premisa de la valoración integrada de las diferentes opciones derivadas de flujos de trabajo que promueven optimizaciones globales.

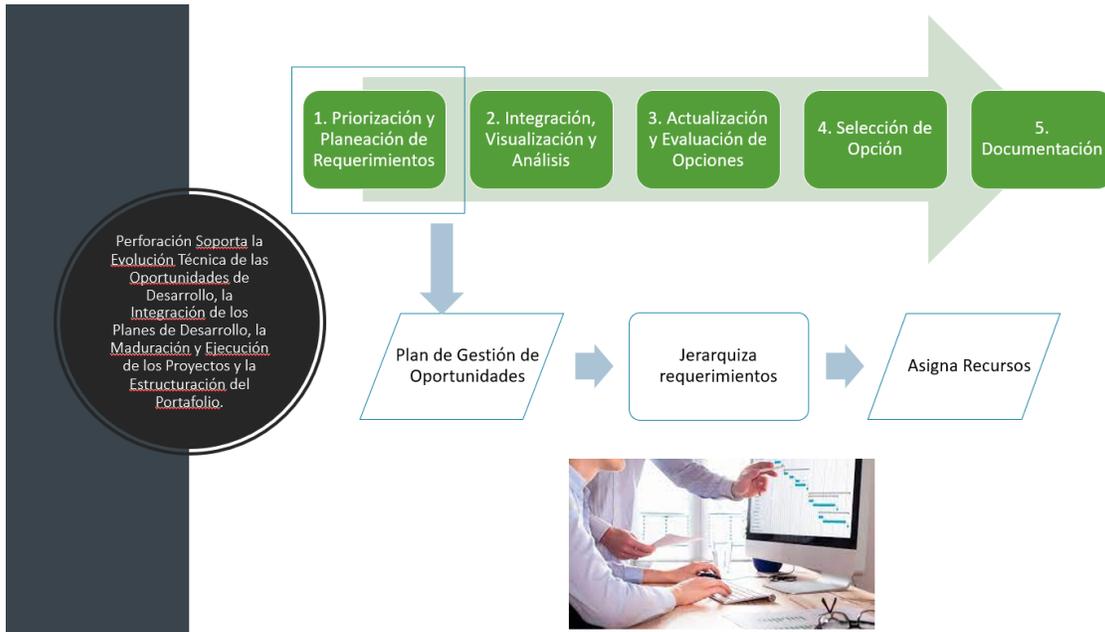
### 6.4 Paquetes de Trabajo de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D

Los paquetes de trabajo típicos del proceso de Planeación Integrada de Proyectos de P&C en 3D, corresponden a 5 etapas: (1) Priorización y Planeación, (2) Integración visualización y análisis, (3) Actualización y evaluación de opciones, (4) selección de opciones y (5) Documentación.

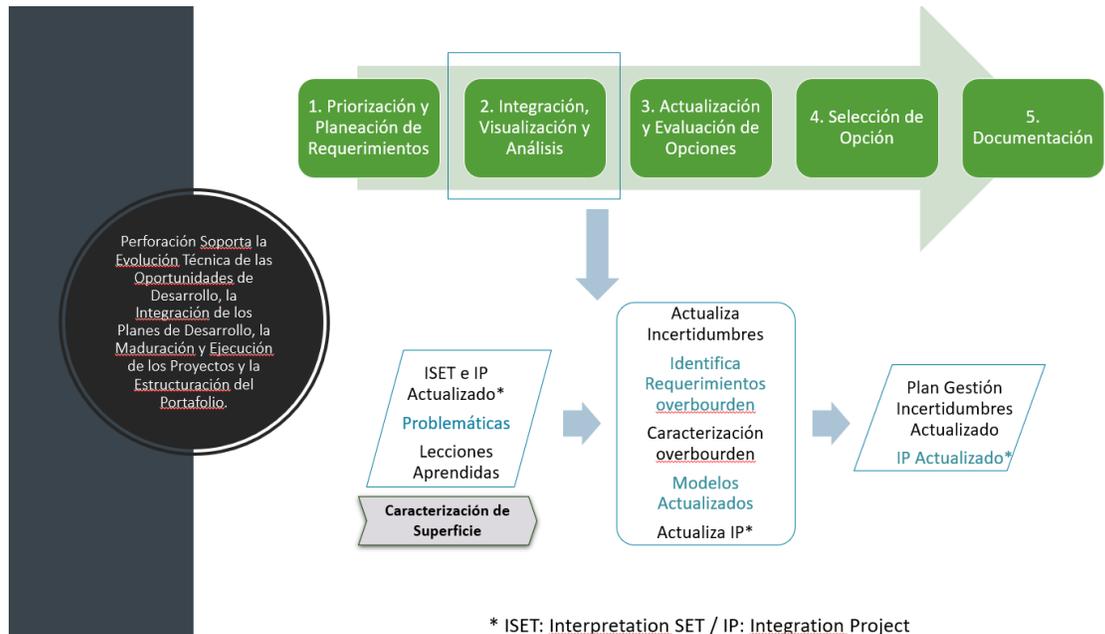
A continuación, se bosqueja de forma general las principales entradas, salidas y actividades de cada uno de los paquetes de trabajo del proceso de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación.



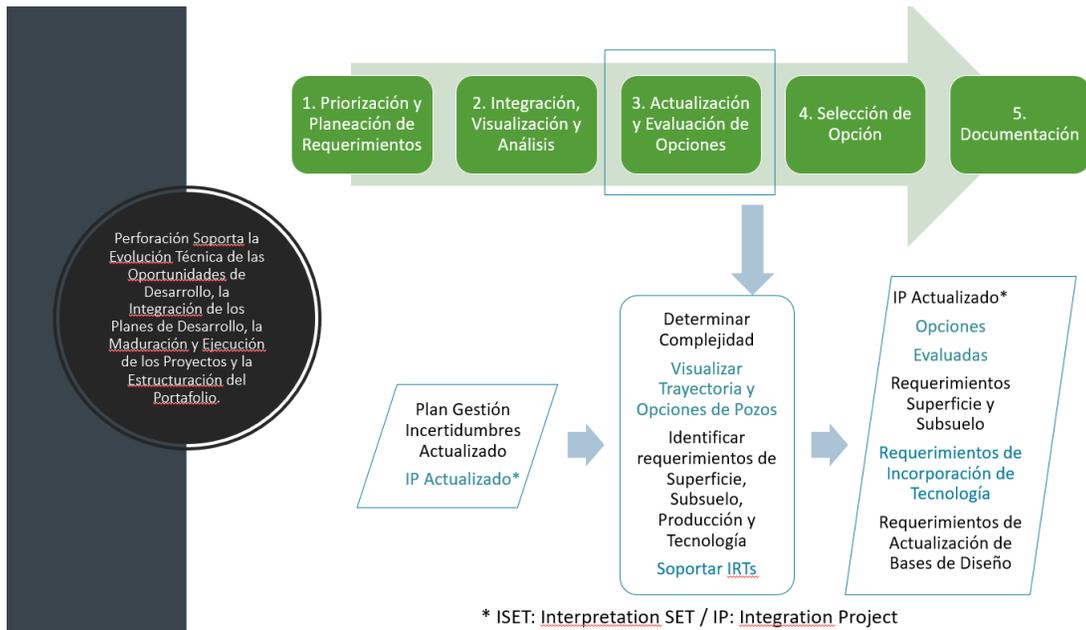
a) Priorización y Planeación



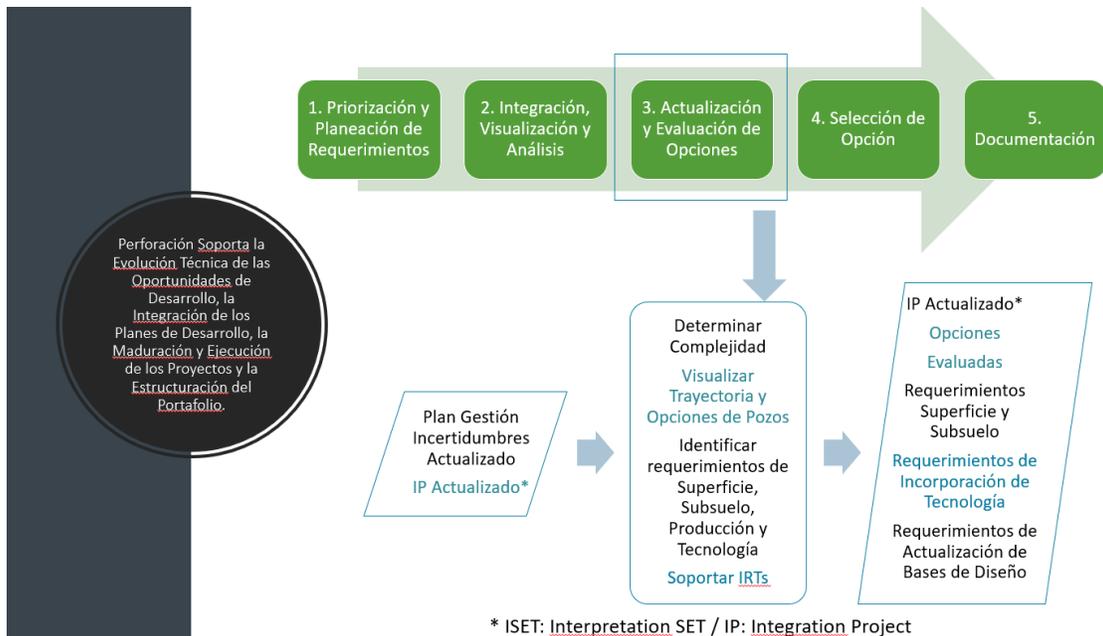
b) Integración visualización y análisis



**c) Actualización y evaluación de opciones**



**d) Selección de opciones**



**e) Documentación.**

La documentación consiste en preservar los modelos de datos que sirven para evaluar las diferentes alternativas de proyecto, junto con el soporte de las presentaciones, actas de reuniones y lista de asistencia considerada asociadas a cada uno de los Planes de Desarrollo, Oportunidades y Proyectos evaluados.

FIGURA 50 PAQUETES DE TRABAJO DEL PROCESO DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Una visión general del proceso de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación se ilustra a continuación, en ella se identifican los principales flujos de trabajo relacionados que detallan los paquetes de trabajo, diferenciando cuando un proyecto es analizado por primera vez con respecto a uno que es actualizado.

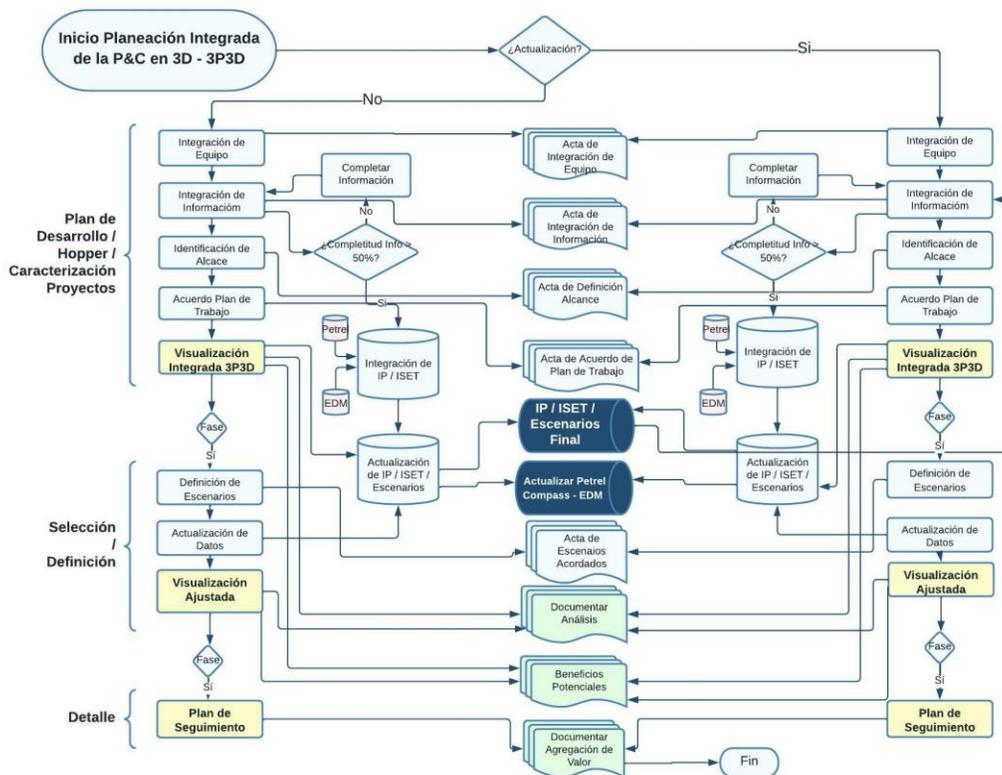


FIGURA 51 DIAGRAMA GENERALIZADO DEL PROCESO DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## 6.5 Seguimiento de la Planeación

El seguimiento de la Planeación Integrada de Proyectos de Perforación, es realizado con base en el seguimiento de los denominados Hitos Relevantes de la Planeación que coinciden con las actividades del proceso y a las etapas de aplicación de la práctica de planeación, bien sea en etapa de Plan de Desarrollo, Oportunidad o Proyecto. Los Hitos Relevantes son 12, como se enumeran en la figura a continuación.

#	Hitos Relevantes	Etapas	Etapas de proceso
1	1. Integración Equipo	1	1. Plan de Desarrollo / Hopper / Caracterización de Proyecto
2	2. Integración Información	1	1. Plan de Desarrollo / Hopper / Caracterización de Proyecto
3	3. Identificación de Alcance	1	1. Plan de Desarrollo / Hopper / Caracterización de Proyecto
4	4. Acuerdo de Plan	1	2. Plan de Desarrollo / Hopper / Caracterización de Proyecto
5	5. 3P3D_Hopper/Evaluación	1	2. Plan de Desarrollo / Hopper / Caracterización de Proyecto
6	6. Definición de Escenarios	2	3. Selección / Detalle
7	7. Actualización de Datos	2	3. Selección / Detalle
8	8. 3P3D_Selección	2	3. Selección / Detalle
9	9. Actualización de Datos	3	3. Selección / Detalle
10	10. 3P3D_Definición	3	3. Selección / Detalle
11	11. Plan de Seguimiento	4	4. Ejecución
12	12. Documentación		Documentar

FIGURA 52 HITOS RELEVANTES DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

En general, los Hitos Relevantes de Planeación se repiten en cada una de las etapas, siendo diferente el alcance y el grado de definición de los modelos y de la Madurez de la Oportunidad o Proyecto; ya que en la etapa de Plan de Desarrollo, el alcance de Planeación de Pozos está asociado a todos los pozos considerados en el campo, y es más relevante integrar la mayor cantidad de variables disponibles y necesarias y mapear las

incertidumbres y riesgos, mientras que en la fase de Oportunidad lo prioritario es realizar una estimación preliminar; y en la fase de Proyecto, la meta es aumentar el grado de definición, estimar las posibles contingencias asociadas a la gestión de la incertidumbre y a los riesgos residuales, y tener un plan de seguimiento de la ejecución.

En este orden de ideas, la meta en la fase Plan de Desarrollo, es llegar a un 30 – 40%, de completitud de los hitos, en la fase de Oportunidad a un 40 – 50% de completitud y en la fase de Proyecto a una completitud superior o igual al 80%. No siempre, se puede llegar a un 100%, por disponibilidad de información, restricciones de recursos y tiempos de proceso, entre otros aspectos.

## 6.6 Seguimiento de la Agregación de Valor

La agregación de valor se gestiona por medio de varios instrumentos, entre ellos están:

1. Matriz de Complejidad y Definición,
2. Caracterización del Alcance de Proyecto vrs Matriz de Probabilidad de Éxito, y
3. Plan de Gestión de Valor Agregado, entre los más importantes

Cada uno de los instrumentos tiene como objetivo caracterizar los proyectos de perforación, bien sea por su nivel de dificultad, en lo referente a la Matriz, en su alcance y tamaño y la probabilidad de agregación de valor, y finalmente, con relación al seguimiento de los principales hitos de trabajo. A continuación, se describen los instrumentos de gestión citados.

### **a) Establecer el grado de Complejidad y Definición del Plan de Desarrollo, en las fases iniciales de identificación y caracterización de oportunidades, y del Proyecto de Perforación, en las fases de proyecto.**

En esta primera parte se busca establecer el nivel de entendimiento actual que se tiene del subsuelo y de los pozos en conjunto, ya que de la evaluación conjunta se establecen los focos y requerimientos del análisis.

Para la evaluación de la Complejidad y Definición, se emplea la Matriz de Complejidad y Definición, adaptada a las necesidades de Ecopetrol, mediante la Consultoría de Planes de Desarrollo (2015). Las características de la práctica se listan en el Anexo 3.

**b) Caracterizando el Proyecto de Perforación y establecimiento de las posibles opciones de mejora.**

- a. Definición del alcance; inicialmente se debe establecer el alcance del proyecto, el número de pozos, de localizaciones, el tipo de pozo, entre otros aspectos, tal como se muestra a continuación.

Caracterización Inicial de Proyectos de Perforación							
Pozos	#	Costo (MUS\$)	Locaciones	#	Costo (MUS\$)	Tiempos Fase	
Productores			Existentes				
Inyectores			Nuevas				
Disposal							
Captadores							

FIGURA 53 CARACTERIZACIÓN DE PROYECTOS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

- b. Integración y análisis de datos; en esta etapa es fundamental realizar la integración de la mayoría de las variables disponibles del proyecto, para luego identificar los niveles de incertidumbre, definición y posibles oportunidades. Para este propósito se cuenta con dos herramientas de analítica que a continuación, se ilustran:

### Analítica de Pozos

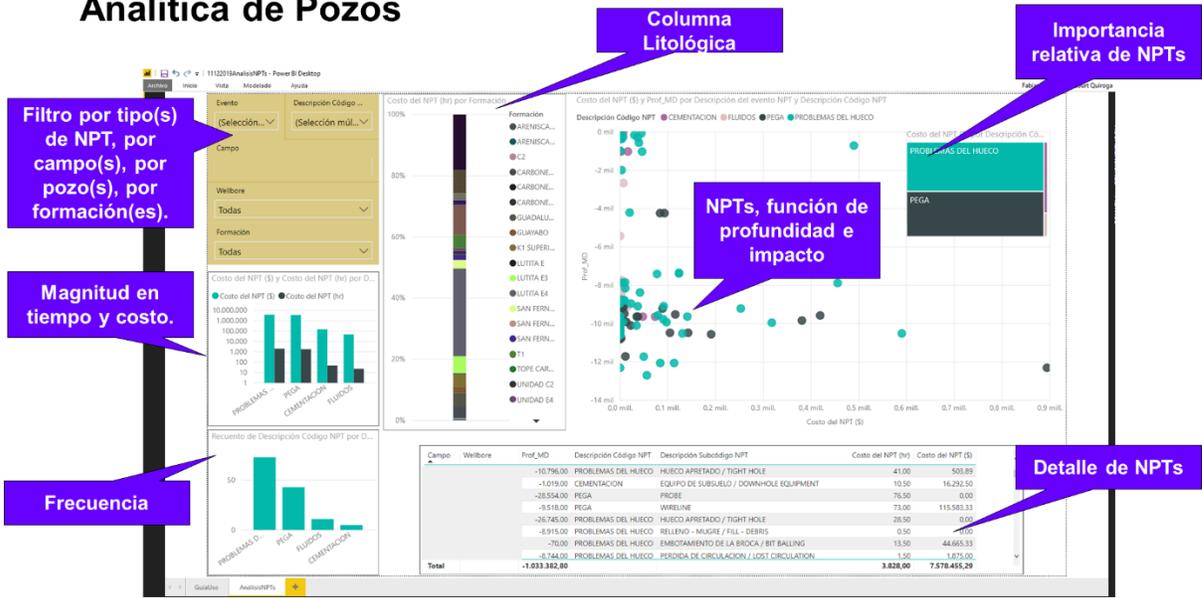


FIGURA 54 ANALÍTICA TÍPICA DE RIEGOS EN PROFUNDIDAD (PANORAMA DE RIESGOS)

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

### Analítica de Proyectos

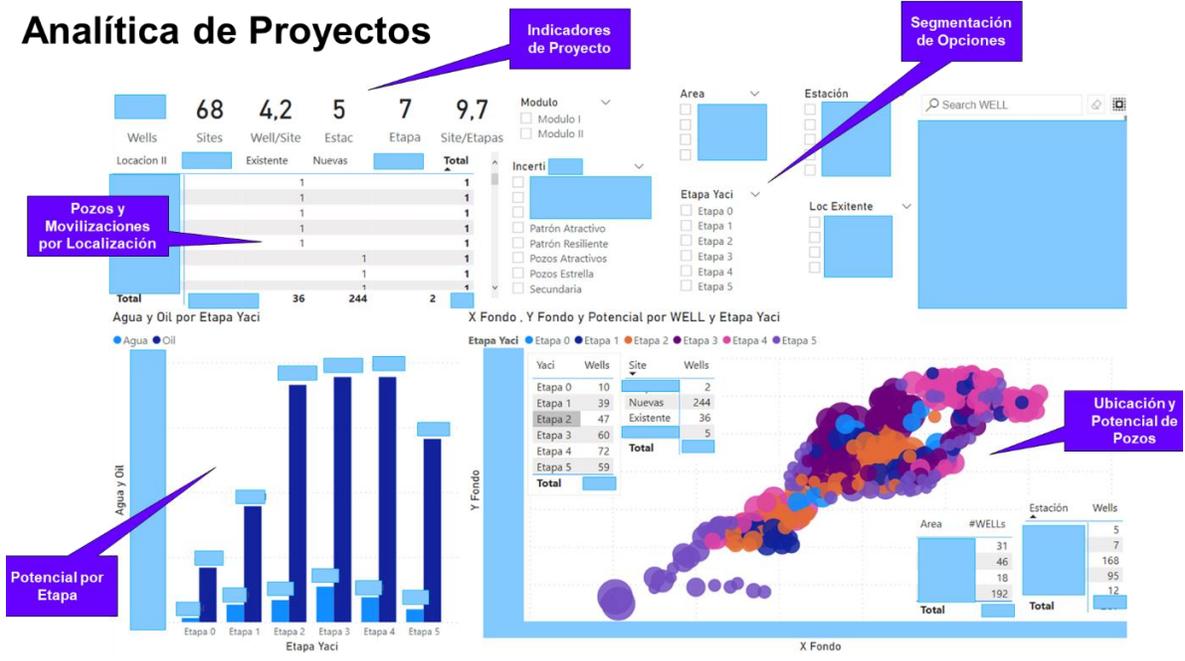


FIGURA 55 ANALÍTICA TÍPICA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

- c. Estructuración de Proyecto de Interpretación y Visualización Integrada preliminar; en esta etapa se busca la integración de todos los objetos de interpretación en 3D, con la finalidad de estructurar el Proyecto de Interpretación (Proyecto\_Go\_Perf), tal como se ilustra a continuación:

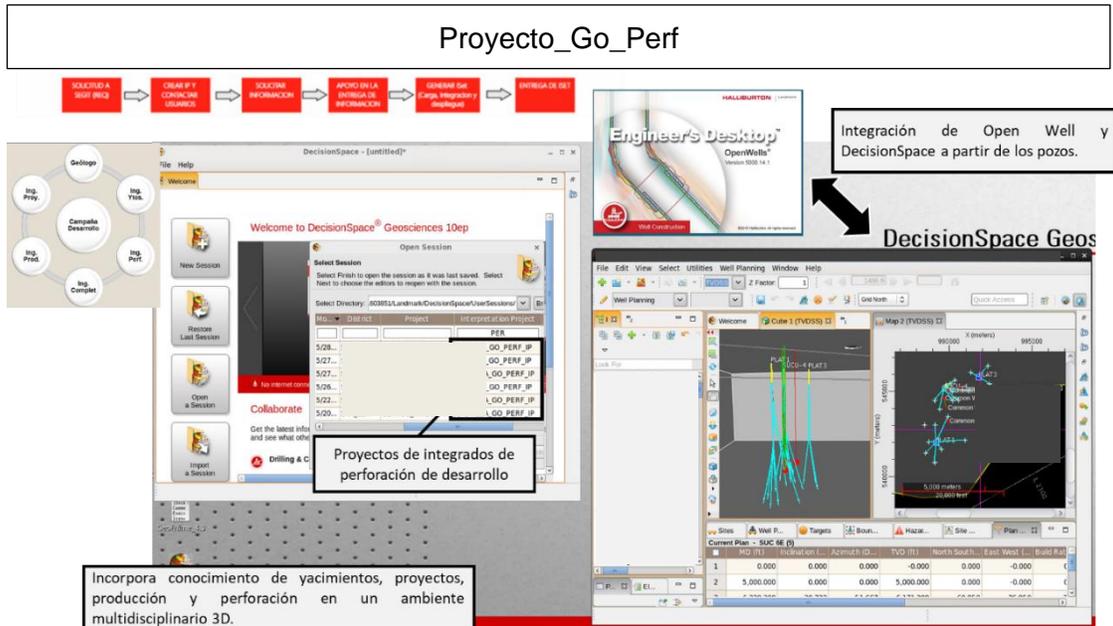


FIGURA 56 ESQUEMA DE TRABAJO EN LÍNEA DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

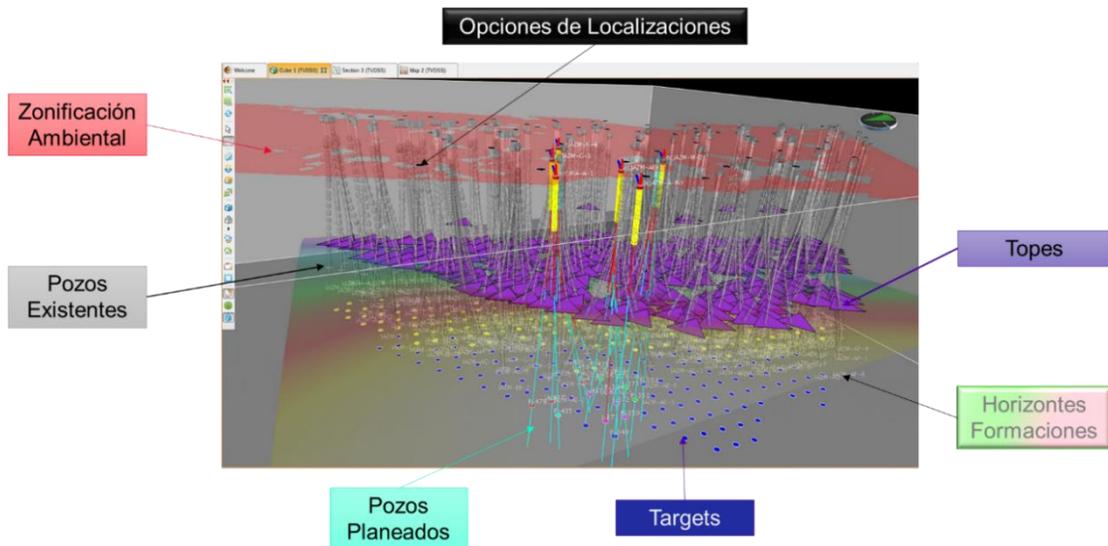


FIGURA 57 MODELO GENERALIZADO DE VISUALIZACIÓN DE INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

d. Identificación, Definición y Priorización del Plan de Agregación de Valor.

c) Estableciendo un Plan de Trabajo, Conformando el Equipo de Trabajo y acordando unos indicadores de desempeño que permitan medir la forma en que se agrega valor al proyecto.

Dentro de la literatura se encuentran múltiples ejemplos de cómo las empresas del sector de hidrocarburos gestionan su desempeño empleando el conocido sistema de BSC, cada una con diferentes acentos dependiendo del momento de su implementación, considerando las dimensiones de: (1) Aprendizaje, (2) Proceso, (3) Clientes y (4) Beneficios.

De acuerdo con la extensa documentación sobre el tema de indicadores, para el seguimiento de la agregación de valor se consideran los siguientes indicadores y un tablero de resultados (Ver Figuras).

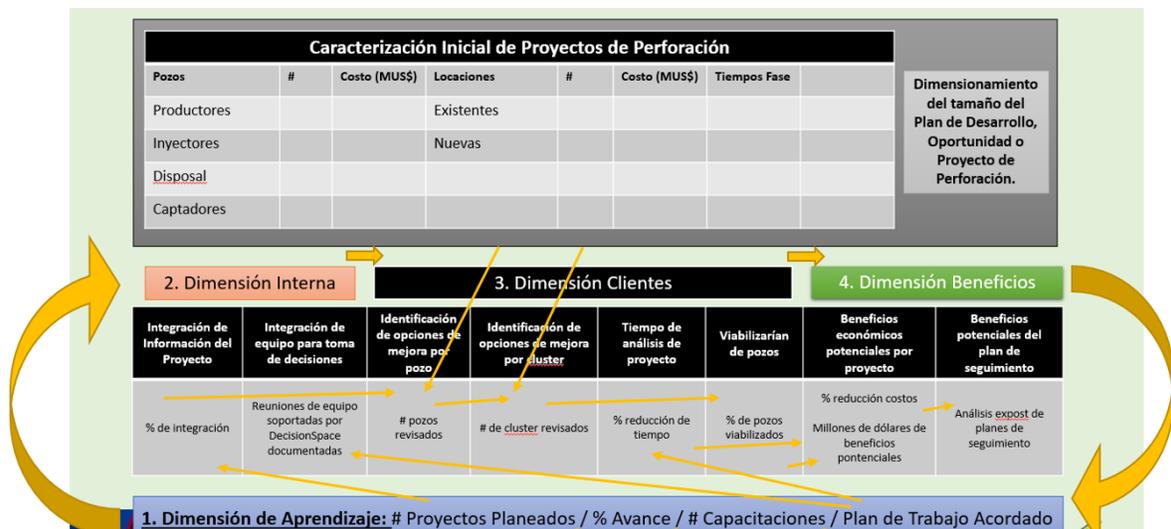


FIGURA 58 INDICADORES DE DESEMPEÑO PARA LA PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

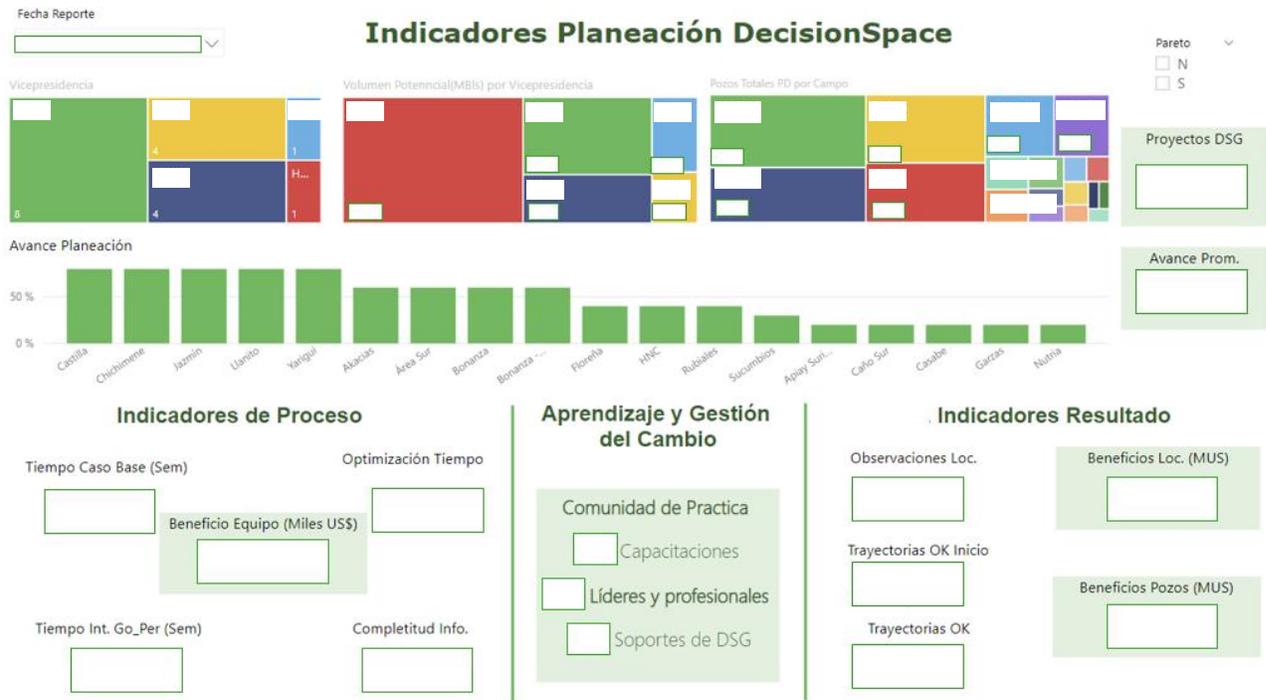


FIGURA 59 ESQUEMA GENERAL DE UN TABLERO DE SEGUIMIENTO DE INDICADORES DE BSC DEL PROCESO DE PLANEACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

## Capítulo 7

### 7 Conclusiones, Recomendaciones y Trabajo Futuro

#### 7.1 Conclusiones

1. Se formuló un modelo matemático generalizado de validación para un set de datos empleando el código Python, y las librerías de Pyomo (Python Optimization Modeling Objects), COIN-OR (Computational Infrastructure for Operational Research), Solvers Ipopt (open-source Interior Point Optimizer for large-scale nonlinear optimization available under the Eclipse Public License -EPL) y BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming), basado en algoritmos tipo *branch-and-bound*, con la finalidad de validar los resultados obtenidos con el *software* comercial y dejar la base para configurar un modelo propio de planeación - optimización que considere un mayor número de componentes, tales como interpretaciones geológicas, registros geofísicos, interpretaciones sedimentarias, polígonos de restricciones, geomecánica, resistencia de materiales, estados mecánicos y condiciones operacionales, entre otros aspectos relevantes a incluir en el modelo.
2. El modelo de validación basado en el problema de asignación permitió asignar las localizaciones óptimas para un grupo de pozos, minimizando la longitud de las trayectorias; es decir los pies a perforar. El modelo de validación considero un grupo de datos de validación, de dos localizaciones, con capacidad variable para albergar la perforación de uno a dos pozos, tres objetivos geológicos y trayectorias desviadas, con máximo ángulo de 30° grados, inicio de construcción de ángulo mínimo a 300 ft y máxima medida de pozo de 9500 ft.
3. Se implementó un modelo a escala, inicialmente con la misma configuración de trayectorias desviadas que el modelo de validación, en este caso considerando un aproximado de 70 localizaciones, con capacidades variables de albergar la perforación, de acuerdo con el área disponible; la cual varía entre 1 y 10 pozos y un total de alrededor de 300 objetivos geológicos. Este modelo permitió la asignación óptima de las localizaciones a los objetivos geológicos, reduciendo el número total de pies a perforar. Las mayores frecuencias de ocurrencia iniciales de las mínimas distancias entre las localizaciones y los objetivos geológicos se encontraban, entre 600 y 1.500 pies; y al correr el modelo de optimización se encontró que el 77% de los objetivos geológicos propuestos, se les asigne localizaciones a distancias menores de 1.500 pies; que un 19% adicional de objetivos geológicos, se encuentren

a distancias entre 1.500 y 3.000 ft, que corresponde a la máxima distancia considerada en las bases de diseño de los pozos. Tan solo, un 4% de los objetivos geológicos se ubicó a distancias, superiores a los 3.000 ft de las localizaciones asignadas.

4. El modelo de optimización permitió, reducción de las distancias entre los objetivos y las localizaciones asignadas, que oscilan entre 2.574 y 823 ft, para las primeras 32 trayectorias.
5. El modelo de optimización implementado en el software comercial, considero el modelo geológico de subsuelo (fallas y horizontes) y las restricciones de superficie (ambientales, inmobiliarias y de vías) para la ubicación de localizaciones y establecimiento de la capacidad de estas.
6. Ecopetrol cuenta con una metodología de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D que permite complementar el soporte de perforación a las fases tempranas de planeación de Oportunidades de Desarrollo y de Proyectos.
7. El modelo de gestión propuesto considera cuatro dimensiones de seguimiento del procesos de planeación de proyectos de perforación y completamiento, una asociada al aprendizaje, una segunda dimensión relacionada con la adherencia al proceso, la tercera relacionada con el tiempo de planeación y cuarta dimensión relacionada con el beneficio, en tiempo y en reducción del costo del proyecto planeado.
8. La metodología permite agregar valor por medio de flujos de trabajo técnicos de trabajo en equipo, alineados a las interrelaciones de los procesos de Desarrollo, Proyectos, Viabilidad de Entorno, Producción y Perforación.
9. La metodología se ha aplicado en más de 20 proyectos, generando beneficios asociados a reducción de tiempos de planeación, aseguramiento de flujos de información, reducción de localizaciones intervenidas, organización de contrapozos y reducción de complejidad de trayectorias.
10. Se cuenta con una iniciativa que apalanca ahorros potenciales del orden de 5 millones de dólares entre 2022 y 2024, está incluida dentro de desempeño *plus* y es una herramienta de aseguramiento estratégica.

## 7.2 Recomendaciones

1. La implementación del modelo de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D, requeriría de un equipo núcleo dedicado a hacer los análisis asociados a cada

uno de los proyectos, con capacidad de ir resolviendo los problemas de integración de información, aseguramiento de la calidad de los datos y estableciendo el plan de gestión necesario.

2. En línea con lo anterior se requiere un nivel de apoyo y liderazgo de alto nivel para asegurar la adherencia técnica, de proceso y de gestión.
3. Los equipos de proyectos requieren de áreas de soporte que se encarguen de identificar y priorizar las problemáticas de optimización de los aspectos técnico y de proyecto con la finalidad de ir implementando soluciones que permitan remplazar paulatinamente, esquemas de toma de decisión basados en supuestos, experiencia acumulada o análisis de silos de áreas técnicas.

### 7.3 Trabajo Futuro

1. Implementar un modelo detallado de asignación de localizaciones y evaluación de trayectorias que considere entre otras variables, los diferentes tipos de trayectoria, la variación de las bases de diseño de los pozos, los parámetros de perforación y los principales objetos geológicos interpretados (Horizontes y Fallas).
2. Fortalecer las habilidades de Planeación Integrada de Proyectos de Perforación en 3D de los equipos de trabajo involucrados en el análisis de proyectos.
3. Documentar y asegurar los flujos de información y de trabajo, así como las métricas de beneficios asociados a la práctica de planeación.
4. Integrar flujos de trabajo de caracterización de *overburden* y geomecánica.
5. Considerar una estancia de investigación doctoral en asocio con grupos de investigación que se dedican a temas relacionados, con la finalidad de complementar y enriquecer la propuesta de trabajo, en universidades, tales como: Stanford, Carnegie Mellon, Ámsterdam, Universidad de Texas y Universidad Nacional Autónoma de México, por mencionar algunas.

## Referencias Bibliográficas

1. Abbas A, Flori R, Alsaba M., (2018), Geomechanical Modeling and Wellbore Stability Analysis Approach to Plan Deep Horizontal Wells Across Problematic Formations, SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 2018, URTEC-2879569-MS.
2. Ahmed, M., Al-Shehri, H.A., Haidary, S.A., Povstyanova, M., 2016. A Comprehensive Geomechanical Study to Understand Drilling Challenges in the Manifa Field Offshore, Saudi Arabia. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, 25-28 April. <http://dx.doi.org/10.2118/182833-ms>.
3. Alchibaev D, Glazyrina A, Ovcharenko Y, Kalinin O, Lukin S, Martemyanov A, Zhigulskiy S, Chebyshev I., Sidelnik A., Bazyrov I., (2017), Application of 3D and Near-Wellbore Geomechanical Models for Well Trajectories Optimization, SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 16–18, 2017, SPE-187830-MS.
4. Al-Harthy, M.H. Utility Efficient Frontier: An Application in the Oil and Gas Industry. *Nat Resour Res* **16**, 305–312 (2007). <https://doi.org/10.1007/s11053-007-9056-3>.
5. Apap R., Grossmann I. (2017), Models and Computational Strategies for Multistage Stochastic Programming under Endogenous and Exogenous Uncertainties, Department of Chemical Engineering, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, CAPD Meeting – March 2017.
6. Avila R. Modela (2004), Modelado y Optimización del Mezclado de Petróleo Crudo con Redes Neuronales, Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional
7. Betancourt F., Acosta I., Gonzalez H., Ballén J., Gonzalez J., (2017), Método para Elaborar Planes de Desarrollo de Campo Bajo Riesgo e Incertidumbre para Activos de Ecopetrol, MINISTERIO DEL INTERIOR - DIRECCION NACIONAL DE DERECHO DE AUTOR - UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL, OFICINA DE REGISTRO, Partida: 10-621-165, Fecha Registro: 24-ene-2017, CERTIFICADO DE REGISTRO OBRA LITERARIA INEDITA.
8. Betancourt F. (2017), Guía de Planes de Desarrollo, Ecopetrol.
9. Brandman J. (2015), Applied Math in the Oil Industry, ExxonMobil.
10. Brochure de Matrix Service Company (2020), <https://www.matrixservice.com/> y <https://matrixcmg.com/wp-content/uploads/2020/01/Matrix-Corporate-Brochure->

[2020.pdf](#) .

11. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, México.
12. Busby D., Veiga S., Touzani S. (2014), A workflow for Decision Making Under Uncertainty, Journal Comput Geosci, © Springer International Publishing Switzerland.
13. Canós J., Ivorra C, Liern V. (2001), Matemáticas para la Economía y la Empresa, Dpto. de Economía Financiera y Matemática, Universidad de Valencia.
14. Del Valle Sotelo J. (2011), Algebra Lineal para Estudiantes de Ingeniería y Ciencias, McGraw-Hill.
15. Eni (2014), reservoir petroleum engineering, technologies and workflows portfolio.
16. Eyinla D, Oladunjoye M., Olayinka A., Bate B., (2021), Rock physics and geomechanical application in the interpretation of rock property trends for overpressure detection, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11:75–95.
17. Gjerde T (2008), A heavy tailed statistical model applied in anti-collision calculations for petroleum wells, Petroleum Engineering, Drilling Engineering, Master Thesis, Norwegian University of Science and Technology in Trondheim, Norway.
18. Guerreiro L., Lopes C., Maciel C., Sousa J., Caetano H., Palma L., Carneiro J., Castanho S., Machado V., (2012). The challenge of developing Complex Marginal Fields example of NE Brazil, SPE-162323-MS, Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, 11-14 November , Abu Dhabi, UAE Publication.
19. Hamood M., Al-Harthy, (2007), Utility Efficient Frontier: An Application in the Oil and Gas, Natural Resources Research volume 16, pages 305–312.
20. Hanea R.G., Casanova P., (2017), Well trajectory optimization constrained to structural uncertainties, SPE Reservoir Simulation Conference (2017), Montgomery, TX, USA.
21. Hoeink Tobias, Cotrell David, and Ghorpade Sachin, 2020, You can Plan the Most Productive Well Path and Drill it, too, Offshore Technology Conference, OTC-30567-MS.
22. Holm A. (2014), Directional Drilling – Advanced Trajectory Modelling, Tesis de Maestría, Norwegian University of Science and Technology.

23. Ilyasov et al. 2014, R.R. Ilyasov, L.A. Svechnikov, M.R. Karimov, M.Z. Kravets, A.N. Solodov, I.O. Porolo, Automation of optimal well trajectory calculations, SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, SPE (2014), <https://doi.org/10.2118/171326-MS>.
24. Isebor O, (2013), Derivative-Free Optimization for Generalized Oil Field Development, Doctor Thesis, Stanford University.
25. Kuo S, BP plc. Linking Risk and Uncertainties to Field Development Planning In Challenging Environments, Society of Petroleum Engineers Distinguished.
26. Ma X-Quan, (2017), A practical workflow for model-driven seismic inversion, First Break, Vol. 35, May, 2017.
27. Mansouri V., Khosravanian R., Wood D., Aadnøy B., Optimizing the separation factor along a directional well trajectory to minimize collision risk, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020) 10:2113–2125.
28. Morkos P., Gildin E., (2020), Development of Agile Framework for Model-Order Reduction of Large-Scale Geomechanical Models: A Novel Workflow for Coupled Simulations, Unconventional Resources Technology Conference, July 20–22, 2020, URTEC-2020-3213-MS.
29. Oil and Gas Authority - Union King (2016), Guidance Notes for Onshore Field Development Plans – FDP, Addendums And Cessation Of Production.
30. Ortiz R. M. y Olivares T. P. (2018), Investigación de Operaciones - Modelos heurísticos y simulación, Ed. Macro.
31. Pereira J., Suslick S., (2005), Portfolio Optimization of Oil Production Projects Using Mathematical Programming and Utility Theory, 18th International Congress of Mechanical Engineering.
32. Peter G. Tilke, SPE; Alexander Bogush, SPE; Nelson Bolanos, SPE; Chip Corbett, SPE; Aleksander Kolupaev, SPE; Greg P. Grove, SPE; Jeff Spath, SPE; R.K. Michael Thambynayagam, SPE; Jinyong Wu, SPE; Wentao Zhou, SPE; Schlumberger, (2013). SPE 164793, High-Speed Field Development Planning in the Presence of Uncertainty and Risk Through the use of Constrained Numerical Optimization and Analytical Simulation, Society of Petroleum Engineers.

33. Reddicharla, N. , Meqballi, N. Al, AlSelaiti, I. h., and S.. Singh. "Best Practices for Successful Implementation of Integrated Asset Model Based Well and Reservoir Workflow Automation - A Practical Learning Experience from Mature Brown Fields." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/188620-MS>.
34. Shirangi M., Durlofsky L., (2015), Closed-Loop Field Development Optimization Under Uncertainty, SPE-173219-MS, Reservoir Simulation Symposium.
35. Shirangi M., Durlofsky L., (2016), A General Method to Select Representative Models for Decision Making and Optimization Under Uncertainty, Journal Computers and Geosciences.
36. Soleymani H., AliRiahi M., (2012), Velocity based pore pressure prediction A case study at of the Iranian southwest oilfields, Journal of Petroleum Science and Engineering 94–95 (2012) 40–46.
37. Souza, L., Roehl, D., (2019), Predicting elastic properties of geomechanical models with
38. Genetic Programming, 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in New York, NY, USA, 23–26 June 2019, ARMA 19– 438.
39. Statoil, (2011). Example of the field development Ormen Lange, Statoil module – Field development, MEK 4450, Magnus Nordsvæen.
40. Saussus D., Sams M. (2012), Facies as the key to using seismic inversion for modelling reservoir properties, First Break, Vol. 30.
41. Universidad de Guadalajara (2017), Descripción de la Unidad de Aprendizaje de Algebra Lineal, Dpto. de Matemáticas.
42. Vélez E. (2010), Notas de Clase, Matrices de Aplicaciones, Universidad de Puerto Rico.
43. Vlemmix S, Gerard J.P. Joosten, Roald Brouwer, Jan-Dirk Jansen, (2009), Adjoint-Based Well Trajectory Optimization, SPE-121891-MS, The EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition.
44. Wood DA (2016a), Hybrid cuckoo search optimization algorithms applied to complex wellbore trajectories aided by dynamic, chaosenhanced, fat-tailed distribution sampling and metaheuristic profiling, J Nat Gas Sci Eng 34:236–252.
45. Wood DA (2016b), Metaheuristic profiling to assess performance of hybrid

evolutionary optimization algorithms applied to complex wellbore trajectories. *J Nat Gas Sci Eng*

46. Yue Gu, Deli Gao, Jin Yang, Zhiyue Wang, Xin Li, Leichuan Tan, (2018), A Model for Platform Location Optimization in Shale Gas with Learning Effect, SPE-192124-MS, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.
47. Wenyang Zhao, Ahmed Khaleefa Al-Neaimi, Arlen Sarsekov, Omar Yousef Saif, Abdalla Abdel Fatah Abed, and Mohamed Helmy Al-Feky, ADNOC Offshore, (2019). SPE-197280-MS, An Integrated Approach to Optimize Field Development Plan Based on Uncertainty Analysis in a Giant Offshore Field, Society of Petroleum Engineers.
48. Wentao Zhou, SPE; Boris Samson, SPE; Shalini Krishnamurthy, SPE; Peter Tilke, SPE; Raj Banerjee, SPE; Jeff Spath, SPE; Michael Thambynayagam, SPE; Schlumberger, (2013). SPE. 164882, Analytical Reservoir Simulation and Its Applications to Conventional and Unconventional Resources, Society of Petroleum Engineers.
49. Zink, T. (2015). Strategies for planning complex systems development. Paper presented at PMI® Global Congress 2015—North America, Orlando, FL. Newtown Square, PA: Project Management Institute.

## Anexo 1. Código de Validación en Python, usando librerías de Pandas, Pyomo y Solver Ipopt

### Código

```
## Modelo Programación Lineal para la Planeación de Proyectos de
Perforación

### F Betancourt / Pyomo

#!/usr/bin/env python
# -*- coding: utf-8 -*-
# Import

!pip install -q pyomo

!pip install gurobipy

#from gurobipy import *

import pyomo.environ as pyo

from pyomo.environ import *

import pyomo.environ

from pyomo.environ import ConcreteModel, Set, Param, Var,
NonNegativeReals, Constraint, Objective, minimize, Suffix

from pyomo.environ import SolverFactory

from pyomo.opt import SolverFactory

import pandas as pd

import numpy as np

import csv

### Crea Modelo

# Creation of a Concrete Model

model = ConcreteModel('Sel Loc')

### Define Sets

## Define sets ##
```

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

```

# Sets
#   i   canning plants   / 'CAR3A','CAR13' /
#   j   markets          / 'CARD-27','CARD-48', 'CARD-37' / ;

model.i = Set(initialize=['CAR3A','CAR13'], doc='Localizaciones')

model.j   =   Set(initialize=['CARD-27','CARD-48',   'CARD-37'],
doc='Targets_Well')

# Sets (para seleccionar localizacion)

model.loc = pyo.Set(initialize=['CAR3A','CAR13'],doc='slot')

### Define e Ingersa Parametros

## Define Parametros ##

#   a(i)  Capacidad de la localizacion i slots
#   /     CAR3A      1
#         CAR13     1 /

#   b(j)  Targets j objetivos
#   /     CARD-27    1
#         CARD-48    1
#         CARD-37    1 / ;

#           CARD-27      CARD-48      CARD-37
#   CAR3A      262        1972        1808
#   CAR13      797        1082        949 ;

model.a   =   Param(model.i,   initialize={'CAR3A':2,'CAR13':1},
doc='Slot for Site')

model.b = Param(model.j, initialize={'CARD-27':1,'CARD-48':1,'CARD-
37':1}, doc='Targets_Well')

# Table d(i,j) Sección Horizontal del Pozo, m

dtab = {
    ('CAR3A', 'CARD-27') : 262,
    ('CAR3A', 'CARD-48') : 1972,
    ('CAR3A', 'CARD-37') : 1808,
    ('CAR13','CARD-27') : 797,
    ('CAR13','CARD-48') : 1082,
    ('CAR13','CARD-37') : 949,
}

model.d = Param(model.i, model.j, initialize=dtab, doc='MD_Base')

# Scalar f MD_Inicial / MD_Max, consideracion inicial para angulo
max constante

```

```

model.f = Param(initialize=1, doc='MD_Base_Inicial')

def c_init(model, i, j):

    return model.f * model.d[i,j]

model.c      =      Param(model.i,      model.j,      initialize=c_init,
doc='MD_Base_Inicial')

### Define Variables

## Define variables ##
# Variables
# x(i,j) = MD_Well
# z = MD_Total

# Positive Variable x
model.x = Var(model.i, model.j, bounds=(0.0, None), doc='MD_Well')

# Decisión Variable Binaria Selección de Loc
model.l = Var(model.loc, domain=Binary)

# Variación de Angulo
model.A      =      Var(within=NonNegativeReals,      bounds=(0.05,0.52),
initialize=0.1, doc='Angulo')

# Distancia Maxima DMax
model.D      =      Var(within=NonNegativeReals,      bounds=(0.0,3200.0),
initialize=0.5, doc='MDMax')

### Define Restricciones

## Define constraintsRestricciones ##

# Loc(i) limitada a la capacidad de localización i
# MD(i) .. sum (j, x(i,j)) =l= a(i), Decision Binomial 1 o 0

def supply_rule(model, i):
    return sum(model.l[i]*model.x[i,j] for j in model.j) <= model.a[i]
model.supply      =      Constraint(model.i,      rule=supply_rule,
doc='Capacidad_Loc i')

# Tarjet(j) para todo pozo j
# MDTotal(j) .. sum(i, x(i,j)) =g= b(j);

def demand_rule(model, j):
    return sum(model.x[i,j] for i in model.i) >= model.b[j]
model.demand      =      Constraint(model.j,      rule=demand_rule,
doc='Trayectoria j')

```

```

def cost_rule(model):
    return sum(model.c[i,j]*model.x[i,j] / model.A for i in model.i
for j in model.j) <= model.D
model.cost = Constraint(model.j, rule=demand_rule, doc='Trayectoria
j')

### Funcion Objetivo

## Define Objective ##
# MD Total z =e= sum((i,j), c(i,j)*x(i,j) / Agulo Variable) ;
# Modelo de Suma Total de Distancias ;
# Solve Distancia considerando la minimización de z ;

def objective_rule(model):

#    return sum(model.c[i,j]*model.x[i,j] for i in model.i for j in
model.j)

    return sum(model.c[i,j]*model.x[i,j] / model.A for i in model.i
for j in model.j)

model.objective = Objective(rule=objective_rule, sense=minimize,
doc='Minimiza MD_Total')

model.pprint()

## **COIN-OR Ipopt installation**
Keywords: Ipopt installation

COIN-OR Ipopt is an open-source Interior Point Optimizer for large-
scale nonlinear optimization available under the Eclipse Public
License (EPL). It is well-suited to solving nonlinear programming
problems without integer or binary constraints.

!wget -N -q "https://ampl.com/dl/open/ipopt/ipopt-linux64.zip"
!unzip -o -q ipopt-linux64

SolverFactory('ipopt',
executable='/content/ipopt').solve(model).write()

## Display of the output ##
# Display x.l, x.m ;

def pyomo_postprocess(options=None, instance=None, results=None):

    model.x.display()

print("\nDisplaying Solution\n" + '-'*60)

#pyomo_postprocess(None, mTransport, results)

model.pprint()

```

model.supply.display()

## Modelo

```

6 Set Declarations
  c_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      2 :      i*j :      6 : {'CAR3A', 'CARD-27'},
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37')}
  d_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      2 :      i*j :      6 : {'CAR3A', 'CARD-27'},
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37')}
  i : Localizaciones
    Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      1 :      Any :      2 : {'CAR3A', 'CAR13'}
  j : Targets_Well
    Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      1 :      Any :      3 : {'CARD-27', 'CARD-48',
'CARD-37'}
  loc : slot
    Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      1 :      Any :      2 : {'CAR3A', 'CAR13'}
  x_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      2 :      i*j :      6 : {'CAR3A', 'CARD-27'},
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37')}

5 Param Declarations
  a : Slot for Site
    Size=2, Index=i, Domain=Any, Default=None, Mutable=False
    Key : Value
    CAR13 :      1
    CAR3A :      2
  b : Targets_Well
    Size=3, Index=j, Domain=Any, Default=None, Mutable=False
    Key : Value
    CARD-27 :      1
    CARD-37 :      1
    CARD-48 :      1
  c : MD_Base_Inicial
    Size=6, Index=c_index, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
    Key : Value

```

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

```

('CAR13', 'CARD-27') : 797
('CAR13', 'CARD-37') : 949
('CAR13', 'CARD-48') : 1082
('CAR3A', 'CARD-27') : 262
('CAR3A', 'CARD-37') : 1808
('CAR3A', 'CARD-48') : 1972
d : MD_Base
  Size=6, Index=d_index, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
  Key : Value
  ('CAR13', 'CARD-27') : 797
  ('CAR13', 'CARD-37') : 949
  ('CAR13', 'CARD-48') : 1082
  ('CAR3A', 'CARD-27') : 262
  ('CAR3A', 'CARD-37') : 1808
  ('CAR3A', 'CARD-48') : 1972
f : MD_Base_Inicial
  Size=1, Index=None, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
  Key : Value
  None : 1

4 Var Declarations
A : Angulo
  Size=1, Index=None
  Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
  None : 0.05 : 0.1 : 0.52 : False : False :
NonNegativeReals
D : MDMax
  Size=1, Index=None
  Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
  None : 0.0 : 0.5 : 3200.0 : False : False :
NonNegativeReals
l : Size=2, Index=loc
  Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
  CAR13 : 0 : None : 1 : False : True : Binary
  CAR3A : 0 : None : 1 : False : True : Binary
x : MD_Well
  Size=6, Index=x_index
  Key : Lower : Value : Upper : Fixed :
Stale : Domain
  ('CAR13', 'CARD-27') : 0.0 : None : None : False :
True : Reals
  ('CAR13', 'CARD-37') : 0.0 : None : None : False :
True : Reals
  ('CAR13', 'CARD-48') : 0.0 : None : None : False :
True : Reals
  ('CAR3A', 'CARD-27') : 0.0 : None : None : False :
True : Reals
  ('CAR3A', 'CARD-37') : 0.0 : None : None : False :
True : Reals

```

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

('CAR3A', 'CARD-48') : 0.0 : None : None : False :  
 True : Reals

1 Objective Declarations

objective : Minimiza MD\_Total  
 Size=1, Index=None, Active=True  
 Key : Active : Sense : Expression  
 None : True : minimize : 262\*x[CAR3A,CARD-27]/A +  
 1972\*x[CAR3A,CARD-48]/A + 1808\*x[CAR3A,CARD-37]/A +  
 797\*x[CAR13,CARD-27]/A + 1082\*x[CAR13,CARD-48]/A +  
 949\*x[CAR13,CARD-37]/A

3 Constraint Declarations

cost : Trayectoria j  
 Size=3, Index=j, Active=True  
 Key : Lower : Body :  
 Upper : Active  
 CARD-27 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-27] + x[CAR13,CARD-27] :  
 +Inf : True  
 CARD-37 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-37] + x[CAR13,CARD-37] :  
 +Inf : True  
 CARD-48 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-48] + x[CAR13,CARD-48] :  
 +Inf : True

demand : Trayectoria j  
 Size=3, Index=j, Active=True  
 Key : Lower : Body :  
 Upper : Active  
 CARD-27 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-27] + x[CAR13,CARD-27] :  
 +Inf : True  
 CARD-37 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-37] + x[CAR13,CARD-37] :  
 +Inf : True  
 CARD-48 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-48] + x[CAR13,CARD-48] :  
 +Inf : True

supply : Capacidad\_Loc i  
 Size=2, Index=i, Active=True  
 Key : Lower : Body :  
 : Upper : Active  
 CAR13 : -Inf : 1[CAR13]\*x[CAR13,CARD-27] +  
 1[CAR13]\*x[CAR13,CARD-48] + 1[CAR13]\*x[CAR13,CARD-37] : 1.0 :  
 True  
 CAR3A : -Inf : 1[CAR3A]\*x[CAR3A,CARD-27] +  
 1[CAR3A]\*x[CAR3A,CARD-48] + 1[CAR3A]\*x[CAR3A,CARD-37] : 2.0 :  
 True

19 Declarations: i j loc a b d\_index d f c\_index c x\_index x l A D  
 supply demand cost objective

Ejecución de la Solución

# =====

```

# = Solver Results                                     =
# =====
# -----
#   Problem Information
# -----
Problem:
- Lower bound: -inf
  Upper bound: inf
  Number of objectives: 1
  Number of constraints: 8
  Number of variables: 9
  Sense: unknown
# -----
#   Solver Information
# -----
Solver:
- Status: ok
  Message: Ipopt 3.12.13\x3a Optimal Solution Found
  Termination condition: optimal
  Id: 0
  Error rc: 0
  Time: 0.03343343734741211
# -----
#   Solution Information
# -----
Solution:
- number of solutions: 0
  number of solutions displayed: 0

```

## Resultados

Displaying Solution

```

-----
6 Set Declarations
  c_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
           Key : Dimen : Domain : Size : Members
           None :     2 :   i*j :    6 : {'CAR3A', 'CARD-27'},
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37')}
  d_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
           Key : Dimen : Domain : Size : Members
           None :     2 :   i*j :    6 : {'CAR3A', 'CARD-27'},
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37')}
  i : Localizaciones
     Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
     Key : Dimen : Domain : Size : Members
     None :     1 :   Any :    2 : {'CAR3A', 'CAR13'}
  j : Targets_Well
     Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
     Key : Dimen : Domain : Size : Members

```

```

None :      1 :      Any :      3 : {'CARD-27', 'CARD-48',
'CARD-37'}
loc : slot
    Size=1, Index=None, Ordered=Insertion
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      1 :      Any :      2 : {'CAR3A', 'CAR13'}
x_index : Size=1, Index=None, Ordered=True
    Key : Dimen : Domain : Size : Members
    None :      2 :      i*j :      6 : (('CAR3A', 'CARD-27'),
('CAR3A', 'CARD-48'), ('CAR3A', 'CARD-37'), ('CAR13', 'CARD-27'),
('CAR13', 'CARD-48'), ('CAR13', 'CARD-37'))

```

5 Param Declarations

```

a : Slot for Site
    Size=2, Index=i, Domain=Any, Default=None, Mutable=False
    Key : Value
    CAR13 :      1
    CAR3A :      2

b : Targets_Well
    Size=3, Index=j, Domain=Any, Default=None, Mutable=False
    Key : Value
    CARD-27 :      1
    CARD-37 :      1
    CARD-48 :      1

c : MD_Base_Inicial
    Size=6, Index=c_index, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
    Key : Value
    ('CAR13', 'CARD-27') :      797
    ('CAR13', 'CARD-37') :      949
    ('CAR13', 'CARD-48') :     1082
    ('CAR3A', 'CARD-27') :      262
    ('CAR3A', 'CARD-37') :     1808
    ('CAR3A', 'CARD-48') :     1972

d : MD_Base
    Size=6, Index=d_index, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
    Key : Value
    ('CAR13', 'CARD-27') :      797
    ('CAR13', 'CARD-37') :      949
    ('CAR13', 'CARD-48') :     1082
    ('CAR3A', 'CARD-27') :      262
    ('CAR3A', 'CARD-37') :     1808
    ('CAR3A', 'CARD-48') :     1972

f : MD_Base_Inicial
    Size=1, Index=None, Domain=Any, Default=None,
Mutable=False
    Key : Value
    None :      1

```

4 Var Declarations

```
A : Angulo
```

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

```

    Size=1, Index=None
    Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
    None : 0.05 : 0.52 : 0.52 : False : False :
NonNegativeReals
    D : MDMax
    Size=1, Index=None
    Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
    None : 0.0 : 0.5 : 3200.0 : False : True :
NonNegativeReals
    l : Size=2, Index=loc
    Key : Lower : Value : Upper : Fixed :
Stale : Domain
    CAR13 : 0 : 0.33014567248085697 : 1 : False :
False : Binary
    CAR3A : 0 : 0.2655749863282815 : 1 : False :
False : Binary
    x : MD_Well
    Size=6, Index=x_index
    Key : Lower : Value : Upper
: Fixed : Stale : Domain
('CAR13', 'CARD-27') : 0.0 : 0.0 : None
: False : False : Reals
('CAR13', 'CARD-37') : 0.0 : 1.0000000002423255 : None
: False : False : Reals
('CAR13', 'CARD-48') : 0.0 : 1.0000000001861886 : None
: False : False : Reals
('CAR3A', 'CARD-27') : 0.0 : 1.0000000014804433 : None
: False : False : Reals
('CAR3A', 'CARD-37') : 0.0 : 0.0 : None
: False : False : Reals
('CAR3A', 'CARD-48') : 0.0 : 0.0 : None
: False : False : Reals

1 Objective Declarations
    objective : Minimize MD_Total
    Size=1, Index=None, Active=True
    Key : Active : Sense : Expression
    None : True : minimize : 262*x[CAR3A,CARD-27]/A +
1972*x[CAR3A,CARD-48]/A + 1808*x[CAR3A,CARD-37]/A +
797*x[CAR13,CARD-27]/A + 1082*x[CAR13,CARD-48]/A +
949*x[CAR13,CARD-37]/A

3 Constraint Declarations
    cost : Trayectoria j
    Size=3, Index=j, Active=True
    Key : Lower : Body :
Upper : Active
    CARD-27 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-27] + x[CAR13,CARD-27] :
+Inf : True
    CARD-37 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-37] + x[CAR13,CARD-37] :
+Inf : True

```

Modelo de Planeación Integrada de Proyectos Petroleros de Perforación

```

CARD-48 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-48] + x[CAR13,CARD-48] :
+Inf : True
demand : Trayectoria j
Size=3, Index=j, Active=True
Key : Lower : Body :
Upper : Active
CARD-27 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-27] + x[CAR13,CARD-27] :
+Inf : True
CARD-37 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-37] + x[CAR13,CARD-37] :
+Inf : True
CARD-48 : 1.0 : x[CAR3A,CARD-48] + x[CAR13,CARD-48] :
+Inf : True
supply : Capacidad_Loc i
Size=2, Index=i, Active=True
Key : Lower : Body
: Upper : Active
CARD13 : -Inf : l[CAR13]*x[CAR13,CARD-27] +
l[CAR13]*x[CAR13,CARD-48] + l[CAR13]*x[CAR13,CARD-37] : 1.0 :
True
CARD3A : -Inf : l[CAR3A]*x[CAR3A,CARD-27] +
l[CAR3A]*x[CAR3A,CARD-48] + l[CAR3A]*x[CAR3A,CARD-37] : 2.0 :
True

19 Declarations: i j loc a b d_index d f c_index c x_index x l A D
supply demand cost objective
supply : Size=2
Key : Lower : Body : Upper
CARD13 : None : 0.660291345103186 : 1.0
CARD3A : None : 0.26557498672145025 : 2.0

```

## Anexo 2. Validación del Modelo Matemático Empleando el Software Lingo

El modelo de validación se implementó utilizando Lingo, licencia académica, en este caso el resultado confirma que es posible reducir el número de sitios, considerando el modelo de asignación (ver los principales resultados, en las siguientes figuras).

### Resultados del Modelo Matemático de Validación

#### a) Implementación del Modelo

```

! MODELO MATEMÁTICO DE ASIGNACIÓN DE LOCALIZACIONES PARA POZOS

! El Modelo considera la mínima distancia entre los targets dados, las opciones de localizaciones disponibles y
la capacidad de la localizaciones.

! El Modelo minimiza (Min) la suma de las distancias, asignado las localizaciones a los targets
! El Modelo propuesto considera un set de datos compuesto por dos posibles localizaciones con capacidad de tres pozos,
cada una y tres targets identificados.
Las distancias entre los targets y las posiciones en superficie son parametros conocidos, mientras que las variables son,
tanto, las localizaciones I, como los Targets J.

la configuración del caso analizado es la siguiente, considerando distancias entre localizaciones y targets en metros

Targets/Loc      Target_CARD-27      Target_CARD-48      Target_CARD-37
Loc_CARD3A       262                 1972                1808
Loc_CAR13        797                 1082                949;

[Minima_Distancia_Wells] Min = 262*x11 + 1972*x12 + 1808*x13 + 797*x21 + 1082*x22 + 949*x23;

! LOCALIZACIONES (Loc_)
! Se cuenta con un número determinado de localizaciones, con capacidad para albergar diferentes número de pozos (Slots),
por lo que se considera una restricción que debe ser incluida en el modelo de matemático propuesto.;

[Loc_1] x11+x12+x13<=3;
[Loc_2] x21+x22+x23<=3;

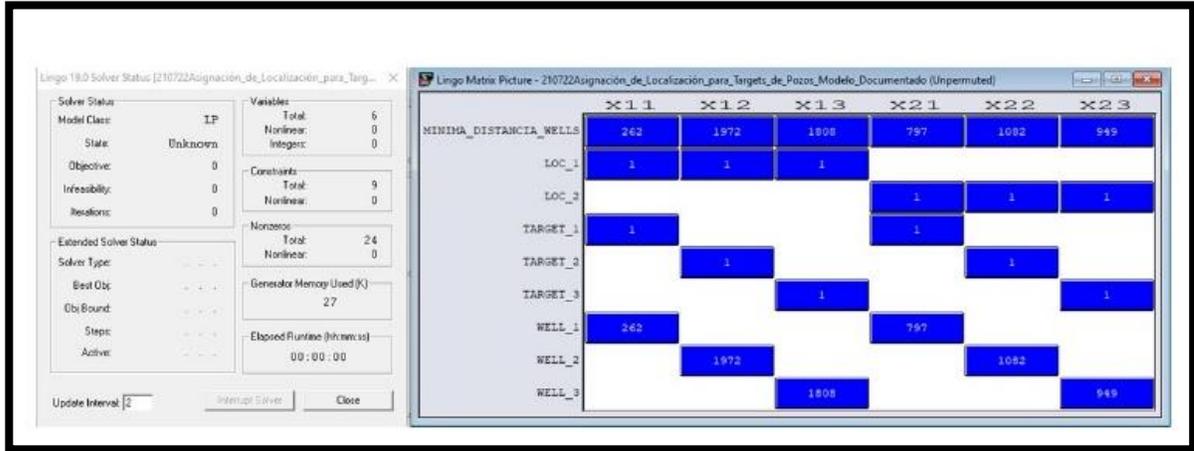
! TARGETS (Targets_)
! Cada target tiene una unica asignación de localización, por lo que se considera una variable binaria y se refleja en la
restricción siguiente;

[Target_1] x11+x21=1;
[Target_2] x12+x22=1;
[Target_3] x13+x23=1;

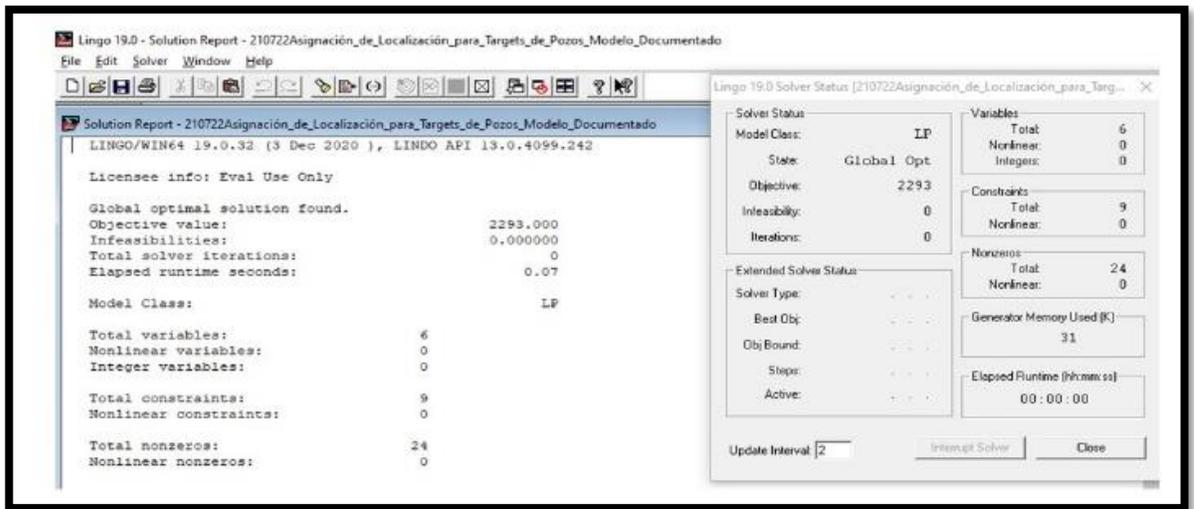
! WELL (Wells_)
! Las Bases de Diseño de los pozos consideros, estima que para asegurar que a todos los pozos se les pueda
asociar un estado mecanico de dos fases y emplear materiales de construcción de costo reducido la maxima
distancia de los pozos, es decir distancia entre la localización y el target del pozo no supere los 1355 m,
lo cual se considera en el modelo como una restricción.;

[Well_1] 262*x11 + 797*x21 <=1355;
[Well_2] 1972*x12 + 1082*x22 <=1355;
[Well_3] 1808*x13 + 949*x23 <=1355;
    
```

b) Modelo Esquemático en Lingo



c) Resolución



d) Resultados

Variable	Value	Reduced Cost
X11	1.000000	0.000000
X12	0.000000	890.0000
X13	0.000000	859.0000
X21	0.000000	535.0000
X22	1.000000	0.000000
X23	1.000000	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
MINIMA_DISTANCIA_WELLS	2293.000	-1.000000
LOC_1	2.000000	0.000000
LOC_2	1.000000	0.000000
TARGET_1	0.000000	-262.0000
TARGET_2	0.000000	-1082.000
TARGET_3	0.000000	-949.0000
WELL_1	1093.000	0.000000
WELL_2	273.0000	0.000000
WELL_3	406.0000	0.000000

e) Análisis de Resultados

Análisis de Resultados (1/2)

Targets/Loc	Target_CARD=27	Target_CARD=48	Target_CARD=37
Loc_CARD3A	262	1972	1808
Loc_CAR13	797	1082	949

Variable	Value	Reduced Cost
X11	1.000000	0.000000
X12	0.000000	890.0000
X13	0.000000	859.0000
X21	0.000000	535.0000
X22	1.000000	0.000000
X23	1.000000	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
MINIMA_DISTANCIA_WELLS	2293.000	-1.000000
LOC_1	2.000000	0.000000
LOC_2	1.000000	0.000000
TARGET_1	0.000000	-262.0000
TARGET_2	0.000000	-1082.000
TARGET_3	0.000000	-949.0000
WELL_1	1093.000	0.000000
WELL_2	273.0000	0.000000
WELL_3	406.0000	0.000000

- Se asignan las localizaciones que se encuentran a la menor distancia posible de los targets propuestos.
- La sumatoria de la distancia mínima de los pozos considerados es 2293 m.
- Dos pozos se asocian a la localización CAR13 y uno a la localización CARD3A.

## Análisis de Resultados (2/2)

Targets/Loc	Target_CARD=27	Target_CARD=46	Target_CARD=37
Loc_CARD3A	362	1972	1808
Loc_CARD3	797	1082	549

Variable	Value	Reduced Cost
X11	1.000000	0.000000
X12	0.000000	890.0000
X13	0.000000	859.0000
X21	0.000000	535.0000
X22	1.000000	0.000000
X23	1.000000	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
MINIMA_DISTANCIA_WELLS	2293.000	-1.000000
LOC_1	2.000000	0.000000
LOC_2	1.000000	0.000000
TARGET_1	0.000000	-262.0000
TARGET_2	0.000000	-1092.000
TARGET_3	0.000000	-949.0000
WELL_1	1093.000	0.000000
WELL_2	273.0000	0.000000
WELL_3	406.0000	0.000000

• Se cumplen todas las restricciones:

- Asignación de un slot, de una localización por target,
- El máximo número de pozos por localización no supera tres pozos, y
- La distancia entre la localización y el target de cada pozo no supera los 1355 m.

### d) Conclusiones

## Conclusiones

- El modelo matemático propuesto permite optimizar la asignación de las menores distancias entre las localizaciones disponibles en superficie y los targets identificados en subsuelo.
- El modelo minimiza la sumatoria de las distancias.
- El modelo tiene en cuenta las restricciones propuestas, asociadas a que cada contrapozo, slot, de la localización debe asociarse a un pozo, el número máximo de localizaciones por localización y la máxima distancia posible por pozo de acuerdo a las bases de diseño establecidas.

### **Anexo 3. Matriz de Complejidad y Definición de Pozos**

En esta primera parte se busca establecer el nivel de entendimiento actual que se tiene del subsuelo y de los pozos en conjunto; ya que de la evaluación conjunta se establecen los focos y requerimientos del análisis.

Para la evaluación de la Complejidad y Definición, se emplea la Matriz de Complejidad y Definición, adaptada del reporte de la Consultoría de Planes de Desarrollo (2015).

Las características y beneficios de la práctica se listan a continuación

#### **CARACTERÍSTICAS**

- Desarrollada para aplicación de metodología FEL en compañías referentes del sector de Petróleo y Gas y adaptada para Ecopetrol (en desarrollo según contrato)
- Método heurístico (descubrimiento) vs. Algorítmico
- Técnica DELPHI – Juicio de expertos
- Utiliza métricas: para subsuelo y pozo, en dos dimensiones: complejidad y definición
- Contiene una guía para cada elemento y cada elemento disgregado en atributos excluyentes (de menor a mayor grado de complejidad o de definición)

#### **BENEFICIOS**

- Establece el nivel de definición (conocimiento) de los yacimientos en las mismas variables (subsuelo y pozo): bajo, medio, alto con lo cual se puede tomar decisiones inherentes a los estudios necesarios en función de la etapa de desarrollo que se adelante.
- Identifica el grado de complejidad (subsuelo): bajo, medio, alto con lo cual se puede plantear una estrategia para comprenderla adecuadamente.

A continuación, se ilustra la forma en que se realiza la estimación del grado de Complejidad y Definición para un Plan de Desarrollo o Proyecto de Perforación.

Métricas de Complejidad y Definición - Complejidad Subsuelo

Matriz de Complejidad y Definición – Complejidad Subsuelo

Factor	Indicador	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
		Aceite	Agua de formación	Gas	Acuífero (en Yac. Aceite)	Acuífero (en Yac. Gas)	Capa de Gas	Compactación de la Roca	Energía del Yacimiento	Patron de Drene	Fluido de Inyección	
COMPLEJIDAD	1	A	Composición del petróleo y relaciones de P y T	Tendencia del agua de formación a formar precipitados	Composición de gas y condensados y relaciones de P y T	Energía para el empuje hidráulico	Energía para el empuje hidráulico	Presencia y las complicaciones de producir	Energía del yacimiento por compactación de la roca.	Pi - Psat	Tipo de pozos y su diseño de terminación.	Selección del fluido a inyectar en función del proceso
	2	B	Gruto (30-45 grados API) Pv-R (2500-1000 psi), Visc. < 1 cp. No varía composición. No precipitan asfaltenos, parafinas o hidratos.	Ninguna tendencia a la formación de precipitados. Índice de Inestabilidades 1- 3 y 0 mg/l de precipitado	Gas seco (RGA menos de 50 MB/MB) No varía composición del gas.	Acuífero fuerte (Vol ac = 100 * Vol yac)	Se desconoce la presencia del acuífero.	No hay presencia de capa de gas.	No hay compactación	Alta (> 2500 psi).	Verticales Arreglos lineal	Aguanaturalmente compatible con la formación o gas de la formación.
	3	C	Grutos (30-35 grados API) Pv-R (2500-1000 psi). Ligera variación en la composición del fluido. Ligera tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos.	Inestabilidades o sales insignificantes durante periodos extensos de producción. Índice de Inestabilidades 3- 10. Se estima < 100 mg/l de precipitado.	Gas húmedo con algún nivel de condensado y ninguna liberación de líquido en el yacimiento. Variación ligera de composición del gas.	Acuífero moderado (Vol ac = 20 a 100 * Vol yac)	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.			Moderada (2500 - 1000 psi).	Verticales Múltiples terminaciones Arreglos lineal	Acuátrabaja agua de mar, gas seco o horta.
	4	D	Grutos (25-30 grados API) Pv = R (1000- 900 psi). Alguna variación en la composición del fluido. Alguna tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos.	Inestabilidades o sales moderadas. Estabilizante rutinario. Índice de Inestabilidades 10 - 30. Se estima entre 100- 250 mg/l de precipitado.	Gas húmedo (RGA hasta 280 MB/MB) y alguna liberación de líquido. Alguna variación en la composición del gas húmedo.	Acuífero débil (Vol ac = 20 * Vol yac)	Acuífero débil (Vol ac = 20 * Vol yac)	Presencia de capa de gas (relación volumen de capa de gas volumen zona de petróleo 50/50 combas en el		Baja (1000 - 500 psi).	Desviados Terminación sencilla Arreglos 4-6 pozos	Inyección de vapor.
	5	E	Gruto de baja gravedad y pesado (menos de 20 grados API) Visc > 30 cp y pobre movilidad. Grutos más blancos con alta tendencia a la deposición de asfaltenos, parafinas o hidratos. Alta variación en la composición	Tendencia extrema a la deposición de sales o a las inestabilidades con limitado potencial de remedio. Índice de Inestabilidades mayor o igual que 50. Masa precipitada mayor o igual que 750 mg/l.	Condensado retrogradado (Fuerte liberación de líquido). Fuerte variación en la composición. RGA > 280 MB/MB. Retardada distribución de la productividad por precipitación de líquido	Se desconoce la presencia del acuífero.	Acuífero fuerte (Vol ac = 100 * Vol yac)					



Evaluación: Complejidad - Subsuelo								
	EVALUACION	COMPLEJIDAD					IMPACTO	PUNTOS
		-	A	B	C	D		
1	Aceite	D					Alto-Medio	0,3
2	Agua de formación	C					Alto	0,3
3	Gas	B					Alto-Medio	0,2
4	Acuífero (Yac. Aceite)	A					Medio	0,2
5	Acuífero (Yac. Gas)	No Aplica					No Aplica	0,0
6	Capa de Gas	A					Alto	0,1
7	Compactación de la Roca	B					Alto-Medio	0,2
8	Energía del yacimiento	A					Alto	0,1
9	Patron de drene	C					Alto-Medio	0,2
10	Fluido de inyección	B					Alto	0,2
<b>TOTAL</b>								<b>1,8</b>

Fuente: Tomado de Reporte de Consultoria de Planes de Desarrollo (2015).

Métricas de Complejidad de Pozos - Complejidad Pozo

## Matriz de Complejidad y Definición – Complejidad Pozo

COMPLEJIDAD	Factor	Indicador	1	2	3	4	5	6	7
			Ambiente de trabajo	Complejidad de la trayectoria	Profundidad y desplazamiento horizontal (1)	Condición de los formaciones	Geología estructural / Complejidad	Desempeño histórico	Requerimientos de tecnología
	1	A	Pozos terrestres	Vertical	Zona 1	Normal (no hay "HPHT" ni pérdida de circulación)	Sencilla (No hay fallas, fract. Etc.)	Tiempo productivo >= 90%	MADURA - Nacional
	2	B	Pozos lacustres	Desviado - una curva	Zona 2	Perdidas de circulación moderadas	Poco complejas Zonas geopresionadas moderadas	80 <= Tiempo productivo < 90 %	Madura - Extranjera
	3	C	Pozos marinos someros plataformas fijas o "Jack ups"	Desviado - tipo "S"	Zona 3	Presencia de arcillas químicamente reactivas	Presencia de fracturas, rumbos y echados de formación altos	70 <= Tiempo productivo < 80 %	LIMITADA - Nacional
	4	D	Pozos marinos tirantes de agua 150 m to 1000 m Semisumergibles	Horizontal					
5	E	Pozos marinos en aguas profundas > 1000 m	3-D (mas una curva con cambios de azimut)						

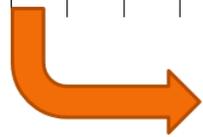
Evaluación: Complejidad - Pozo									
	EVALUACION	COMPLEJIDAD					IMPACTO	PUNTOS	
		-				+			
		A	B	C	D	E			
1	Ambiente de trabajo	A					1	Medio-Bajo	0,0
2	Complejidad de la trayectoria	A					1	Alto-Medio	0,1
3	Prof y desplazamiento horizontal (1)	A					1	Alto	0,1
4	Condiciones de los formaciones	A					1	Alto	0,1
5	Geología estructural / Complejidad	A					1	Alto	0,1
6	Desempeño histórico	No Aplica					1	Alto	0,1
7	Requerimientos de tecnología	A					1	Alto	0,1
							<b>TOTAL</b>		<b>0,6</b>

Fuente: Reporte de Consultoría de Planes de Desarrollo, 2015

Métricas de Complejidad y Definición Subsuelo

Matriz de Complejidad y Definición – Definición Subsuelo

Factor	Indicador	Interpretación estructural			Registros geofísicos y núcleos				Calidad de datos				Riesgo e huella ambiental		Yacimientos						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
		Área	Espejos	Modelo de yacimiento	Espejos Neta	Permeabilidad	Sal de Agua	Identificación de contactos de fluidos	Gama	Registros geofísicos	Pruebas de pozos y núcleos	Estimación del volumen de reservas	Reservas	Costos (Pruebas de Pozos)	Programas de perforación	Factores de recuperación	Programas de perforación	Método de perforación	Distribución de perforación		
DEFINICIÓN	4	A	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	
	3	B	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO
	2	C	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO
	1	D	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO	SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DE PERFORACIÓN EN EL POZO



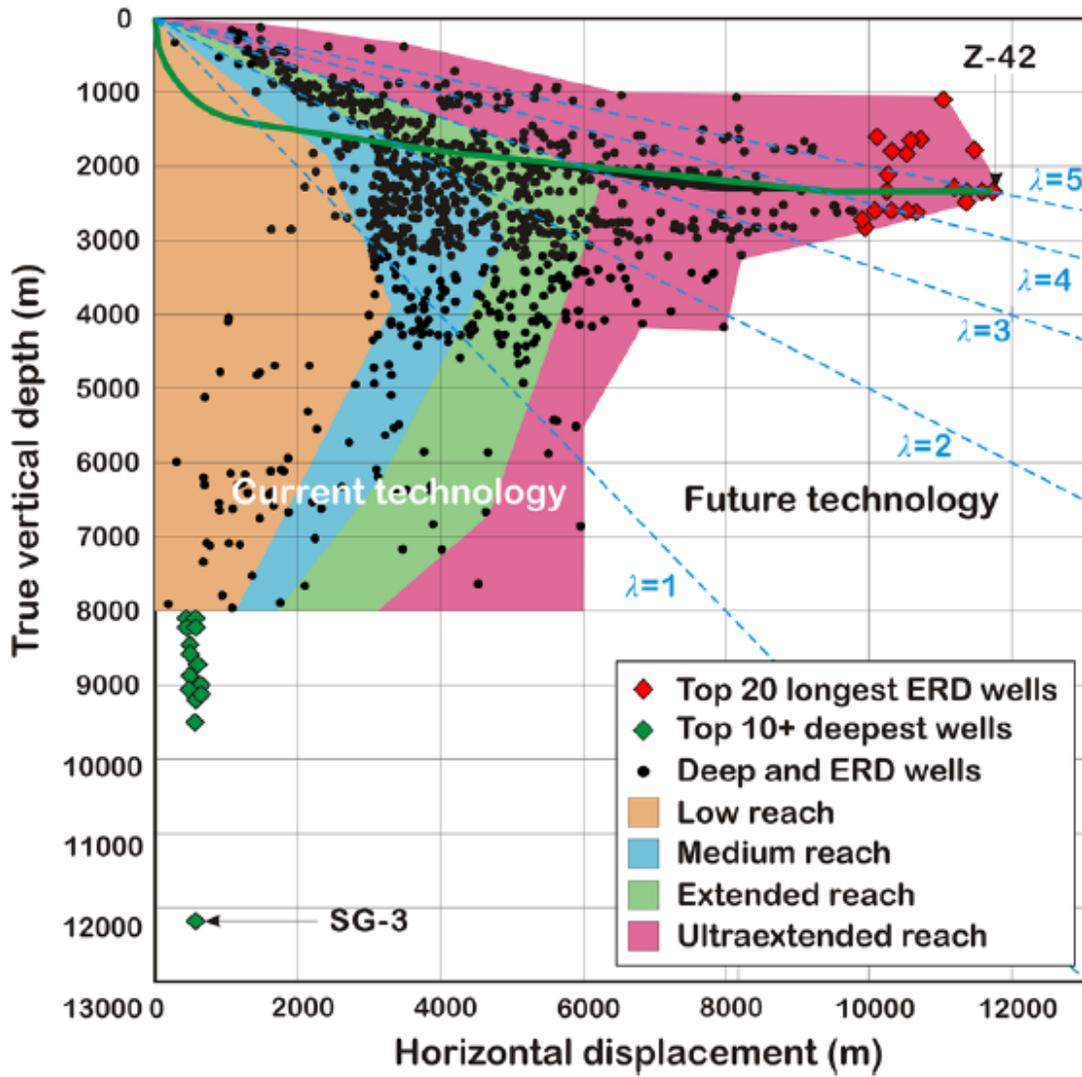
Evaluación: Definición - Subsuelo							
Criterio	Evaluación	DEFINICIÓN				IMPACTO	PUNTOS
		A	B	C	D		
1	Área	C	3	Bajo	0,03		
2	Espejos	D	4	Medio-Bajo	0,05		
3	Modelo de yacimiento	B	2	Medio	0,07		
4	Espejos Neta	C	3	Alto-Medio	0,13		
5	Permeabilidad	C	3	Alto-Medio	0,13		
6	Sal de Agua	B	3	Medio	0,10		
7	Identificación de contactos de fluidos	C	3	Alto-Medio	0,13		
8	Gama	C	3	Alto-Medio	0,13		
9	Registros geofísicos	C	3	Alto-Medio	0,13		
10	Pruebas de pozos y núcleos	B	2	Alto-Medio	0,09		
11	RRI	C	3	Alto-Medio	0,13		
12	Reservas	C	3	Alto-Medio	0,13		
13	Costos (Pruebas de Pozos)	B	2	Alto-Medio	0,09		
14	Factores de recuperación	A	1	Alto-Medio	0,04		
15	Programas de perforación	B	2	Alto-Medio	0,09		
16	Programas de perforación	A	1	Alto-Medio	0,04		
17	Método de perforación y perforación	B	2	Alto-Medio	0,09		
18	Distribución de perforación	B	2	Alto-Medio	0,09		
					<b>TOTAL</b>	<b>1,8</b>	

Fuente: Reporte de Consultoría de Planes de Desarrollo, 2015

La definición de la complejidad de pozo suele estar acompañada de identificación de la relación entre el desplazamiento horizontal de los pozos (DH) y la profundidad (VD), denominado como gama ( $I = DH / VD$ ), donde cero representa, los pozos verticales, entre 0 y 2, a los pozos desviados y horizontales, entre 2 y 3 a los pozos *extended reach* convencionales, mayores a 3, los pozos con grandes desplazamientos horizontales (Gao et al. 2009)<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Gao D, Tan C, Tang H (2009) Limit analysis of extended reach drilling in South China Sea. Pet Sci 6(2):166–171

Relación entre Profundidad, Desplazamiento y Complejidad de Pozos



FUENTE: (Gao, Tan y Tang, 2009)

Matriz de Complejidad y Definición de Pozo

**Matriz de Complejidad y Definición – Definición Pozo**

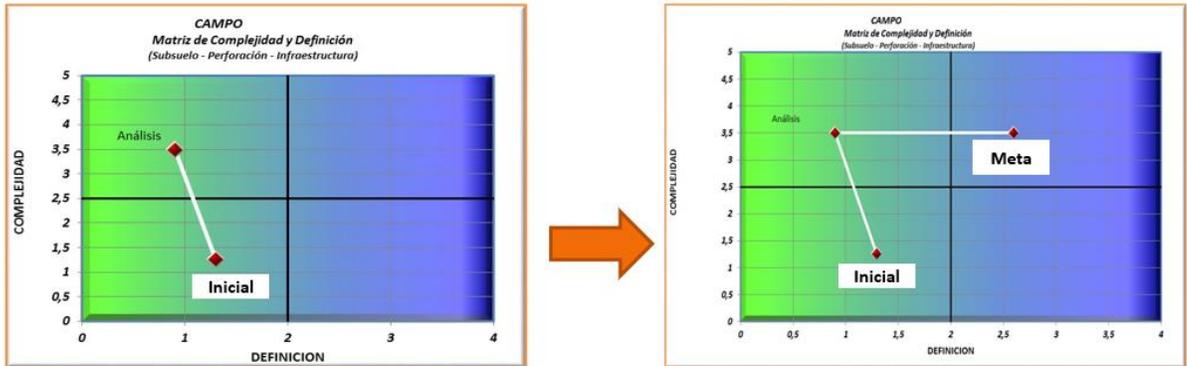
<b>DEFINICIÓN</b>	<b>Factor</b>	<b>INDICADOR</b>	<b>Información geológica</b>	<b>Desempeño histórico</b>	<b>Condiciones de producción</b>	<b>Riesgos Técnicos</b>
	4	A	Mapas y secciones estructurales	Uso de pozos de comitación únicamente	Presión, temperatura, % H <sub>2</sub> S, % CO <sub>2</sub> , % agua	SIN IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS
	3	B	Mapas y secciones estructurales Estudios de sedimentología y estratigrafía	Uso de pozos de comitación Análisis estadístico de tiempos de perforación y terminación	Presión, temperatura, % H <sub>2</sub> S, % CO <sub>2</sub> , % agua Sistemas artificial de producción	IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES RIESGOS
	2	C	Mapas y secciones estructurales Estudios de sedimentología y estratigrafía Análisis petrofísicos y mineralógicos de núcleos de rocas sello y generadoras	Uso de pozos de comitación Análisis estadístico de tiempos de perforación y terminación Documentación de las lecciones aprendidas	Presión, temperatura, % H <sub>2</sub> S, % CO <sub>2</sub> , % agua Sistemas artificial de producción Requerimientos de estimulación o fracturamiento	IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES RIESGOS Y SUS IMPACTOS PLAN GENERAL PARA REDUCIR O ELIMINAR LOS RIESGOS
	1	D	Mapas y secciones estructurales Estudios de sedimentología y estratigrafía Análisis petrofísicos y mineralógicos de núcleos de rocas sello y generadoras Estudios geo mecánicos	Uso de pozos de comitación Análisis estadístico de tiempos de perforación y terminación Documentación de las lecciones aprendidas Incorporación de las mejores prácticas internacionales para el diseño y la ejecución	Presión, temperatura, % H <sub>2</sub> S, % CO <sub>2</sub> , % agua Sistemas artificial de producción Requerimientos de	IDENTIFICACIÓN DE TODOS LOS RIESGOS POTENCIALES Y SUS IMPACTOS PLAN GENERAL PARA

Evaluación: Definición - Pozo								
	EVALUACION	DEFINICION				IMPACTO <small>(con tanto aporta la información conocida)</small>	PUNTOS	
		A	B	C	D			
1	Información geologica	C				3	Medio-Bajo	0,2
2	Desempeño historico	A B C D				2	Medio	0,2
3	Condiciones de produccion	No Aplica				2	Medio	0,2
4	Riesgos Tecnicos	A				1	Medio	0,1
<b>TOTAL</b>								<b>0,8</b>

Fuente: Reporte de Consultoría de Planes de Desarrollo, 2015

Matriz de Complejidad y Definición – Proyecto de P&C

### Matriz de Complejidad y Definición – Campo



Fuente: Reporte de Consultoría de Planes de Desarrollo, 2015