

DESARROLLO DE UN ESQUEMA INTEGRADO PARA EL GERENCIAMIENTO  
DE CAMPOS MENORES

LEIDY KATHERINE SUAREZ GALINDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA  
2022

DESARROLLO DE UN ESQUEMA INTEGRADO PARA EL GERENCIAMIENTO  
DE CAMPOS MENORES

LEIDY KATHERINE SUAREZ GALINDO

Trabajo de grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

LAURA CRISTINA AMAYA RUEDA  
M.Sc. en Gerencia de Negocios

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2022

## DEDICATORIA

A Dios y la virgen, ¿quién como Dios?, nadie como Dios, y después de Dios, nadie como María.

A mis abuelos, a mis queridos padres Edgar Suárez y Marina Galindo, a mis hermanos Juan Sebastián y Laurita, por su infinito apoyo incondicional los amo con todo mi corazón, a mi esposito Christian Marín, el amor bonito y su dedicación me inspiran cada día a emprender cosas grandes, a mi amada hija Sara Lucía Marín Suárez, el solecito que ilumina mis días, mi fuente de inspiración y la promesa de vida que me recuerda que todos los sueños y metas con esfuerzo y perseverancia se hacen realidad.

A los que ya no están en este mundo físico, pero siempre recuerdo en mi corazón.

Y finalmente, al lector que se interese en este trabajo y le sea útil en su investigación.

## **AGRADECIMIENTOS**

A cada una de las personas e instituciones que contribuyeron significativamente en el desarrollo del trabajo la Universidad Industrial de Santander, director codirector, señores jurados, profesores y colegas mis más sinceros agradecimientos.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	15
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....	18
2. OBJETIVOS.....	20
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	20
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
3. ESTADO DEL ARTE CAMPO MENOR HIDROCARBUROS.....	21
3.1 CAMPO MENOR .....	21
3.2 CAMPO MARGINAL .....	22
3.3 CAMPO MADURO .....	24
3.4 CAMPOS MENORES EN COLOMBIA .....	25
3.4.1 Ronda de Campos Menores en Colombia 2020. ....	27
3.5 RESERVAS PETROLÍFERAS .....	29
3.5.1 Reservas Probadas. ....	29
3.5.2 Reservas Probables.....	30
3.5.3 Reservas Posibles. ....	30
3.6 RECURSOS PETROLEROS .....	31
3.6.1 Recursos Contingentes.....	32
3.6.2 Recursos Prospectivos. ....	32
3.7 CICLO DE VIDA DE UN CAMPO PETROLERO .....	32
4. ESQUEMAS DE GERENCIA EMPRESARIALES.....	34
4.1 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TAYLORISMO .....	35
4.2 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO FAYOL.....	36
4.3 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO ELTON MAYO .....	37
4.4 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO CONCEPTUALIZACIÓN.....	38
4.5 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO BUROCRÁTICO DE MAX WEBER .....	38
4.6 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TEORÍAS X y Y .....	39

4.7 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TEORÍA Z.....	39
4.8 ESQUEMAS DE GERENCIAMIENTO SELECCIONADOS .....	40
4.8.1 Esquema de Gerenciamiento Mejoramiento Continuo Kaizen.....	41
4.8.2 Esquema de Gerenciamiento Justo a tiempo (Just inTime).....	42
4.8.3 Esquema de Gerenciamiento Benchmarking.....	42
4.8.4 Esquema de Gerenciamiento Empoderamiento. ....	43
4.8.5 Esquema de Gerenciamiento Outsourcing. ....	44
4.8.6 Esquema de Gerenciamiento Downsizing. ....	44
4.8.7 Esquema de Gerenciamiento Reingeniería. ....	46
4.8.8 Esquema de Gerenciamiento Planificación Estratégica.....	47
4.8.9 Esquema de Gerenciamiento Lecciones aprendidas durante la crisis.....	47
5. ANÁLISIS ESTRATÉGICO PARA EL MANEJO DE CAMPOS MENORES MEDIANTE MATRIZ DOFA .....	49
5.1 ANÁLISIS EXTERNO .....	50
5.2 ANÁLISIS INTERNO.....	52
5.3 ESTRATEGIAS ANÁLISIS DOFA.....	54
6. ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIAMIENTO PARA CAMPOS MENORES PROPUESTO .....	57
6.1 CADENA VALOR DEL SECTOR HIDROCARBUROS .....	57
6.2 GERENCIAMIENTO INTEGRADO PARA CAMPOS MENORES.....	58
6.2.1 Decálogo del éxito frente a tiempos de crisis en Manejo de Campos Menores para Empresas Operadoras.....	64
6.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO.....	65
6.4 ETAPAS DEL ÁREA DE PRODUCCIÓN UPSTREAM DE CAMPOS MENORES .....	70
6.4.1 Primera Etapa. ....	71
6.4.2 Segunda Etapa. ....	73
6.4.2.1 Métodos para evaluación Económica. ....	76
6.4.2.2 Indicadores Financieros Negocio Campos Menores.....	77
6.4.2.3 Metodología propuesta para para Análisis Económico .....	78

6.4.3 Tercera Etapa. ....	79
6.4.4 Cuarta Etapa.....	81
6.4.4.1 Causales de Terminación de Contratos.....	82
7. VALIDACIÓN ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIAMIENTO MEDIANTE EL MÉTODO DE CONTRASTACIÓN CON EL MODELO DE GERENCIA ACTUAL DE LA EMPRESA INTEROIL COLOMBIA E&P .....	85
7.1 GENERALIDADES .....	85
7.1.1 Manejo de Producción Campos INTEROIL COLOMBIA E&P.....	87
7.1.2 Marco Geológico.....	97
7.2 ESQUEMA DE GERENCIA ACTUAL INTEROIL E&P.....	98
7.2.1 Términos Contractuales Bloque Pulí C .....	103
7.3 ANÁLISIS DE ESQUEMAS INTEROIL VS ESQUEMA INTEGRADO DE GESTIÓN MEDIANTE MÉTODO DE CONTRASTACIÓN.....	103
7.3.1 Etapas del Ciclo PHVA. ....	104
7.3.2 Mejora Continua PHVA (INTEROIL) vs Esquema Integrado para el Gerenciamiento de Campos Menores .....	105
7.4 EL CAMINO HACIA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIA .....	106
8. CONCLUSIONES .....	108
9. RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXOS.....	116

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Oportunidades Matriz DOFA.....	50
Tabla 2. Amenazas Matriz DOFA .....	52
Tabla 3. Debilidades Matriz DOFA.....	53
Tabla 4. Fortalezas Matriz DOFA.....	53
Tabla 5. Matriz DOFA Análisis Estratégico para Operadora Asociada a Campos Menores.....	56
Tabla 6. Registro fotográfico .....	91
Tabla 7. Registro fotográfico .....	95
Tabla 8. Definición de Roles y Responsabilidades por áreas .....	99
Tabla 9. Resumen Términos Contractuales Bloque Pulí C.....	103

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1. Distribución de Campos por Tamaño de Reservas .....	21
Ilustración 2. Terminología Colombiana para Campos de Hidrocarburos .....	26
Ilustración 3. Ronda Campos Ecopetrol 2020 A .....	28
Ilustración 4. Ronda Campos Ecopetrol 2020 B .....	29
Ilustración 5. Clasificación de Recursos .....	31
Ilustración 6. Marco de Clasificación de recursos .....	33
Ilustración 7. Esquemas Gerenciales resultados de búsqueda sistemática.....	35
Ilustración 8. Pilares del Esquema Gerencial Taylorismo .....	36
Ilustración 9. Pilares del Esquema Gerencial Fayol.....	37
Ilustración 10. Pilares del Esquema Elton Mayo .....	37
Ilustración 11. Pilares del Esquema Conceptualización.....	38
Ilustración 12. Pilares del Esquema Burocrático de Max Weber .....	38
Ilustración 13. Pilares del Esquema Teorías X y Y .....	39
Ilustración 14. Pilares del Esquema Teoría Z .....	40
Ilustración 15. Las 5 S en el Esquema del Mejoramiento Continuo de Kaizen .....	42
Ilustración 16. Los 10 pasos para la aplicación del Esquema de Gerenciamiento Benchmarking.....	43
Ilustración 17. Aspectos claves Esquema de Gerencia tipo Empoderamiento .....	44
Ilustración 18. Tipos de Esquema de Gerenciamiento Downsizing .....	46
Ilustración 19. Esquema de gerenciamiento Reingeniería.....	47
Ilustración 20. Cadena Valor de la Industria OIL&GAS.....	57
Ilustración 21. Alcance de aplicación del Esquema Integrado de Gerencia dentro de la cadena valor de los Hidrocarburos.....	58
Ilustración 22. Matriz de conocimiento Bechmarking .....	62
Ilustración 23. Decálogo del éxito frente a tiempos de crisis en Manejo de Campos Menores para Empresas Operadoras.....	65

Ilustración 24. Gerencia Integrada Para Campos Menores Propuesto .....	67
Ilustración 25. Organigrama Propuesto Esquema Integrado Gerencia Campos Menores <10.000 BOPD.....	68
Ilustración 26. Etapas del Área de Producción Upstream de Campos Menores....	69
Ilustración 27. Primera Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores .....	72
Ilustración 28. Segunda Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores .....	75
Ilustración 29. Tercera Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores .....	81
Ilustración 30. Cuarta Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores .....	83
Ilustración 31. Esquema Integrado de Gerenciamiento para Campos Menores ....	84
Ilustración 32. Ubicación Geográfica Campos Menores ICEP .....	86
Ilustración 33. Layout Facilidades Batería Maná .....	88
Ilustración 34. Layout Facilidades Batería Ambrosía .....	93
Ilustración 35. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Superior.....	97
Ilustración 36. Modelo estratigráfico .....	97
Ilustración 37. Mapa de Procesos INTEORIL E&P .....	98
Ilustración 38. Esquema de Gerenciamiento actual ICEP E&P .....	101
Ilustración 39. Organigrama áreas técnicas ICEP E&P 2021 .....	102
Ilustración 40. Hitos del precio del crudo 1946-2019 .....	117
Ilustración 41. Tipos de Contratos en Colombia Manejo de Bloques Hidrocarburos .....	118
Ilustración 42. Aspectos Contractuales Colombia.....	119
Ilustración 43. Tiempos Contractuales Colombia.....	120
Ilustración 44. Representación de liquidación de regalías .....	121
Ilustración 45. Aplicación de porcentaje de regalías. Producción mensual de petróleo, ANH (2015).....	121
Ilustración 46. Government Take y State Take Caso Colombiano.....	122

Ilustración 47. Campos Menores Existentes Colombia.....	124
Ilustración 48. Costo Total De Producción 1 Barril Según Cuenca Sedimentaria	125
Ilustración 49. Convenciones Costo Total De Producción 1 Barril Según Cuenca Sedimentaria.....	126
Ilustración 50. Costos Operacionales USD/BL (Py 2017) .....	127

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. ANÁLISIS DE INCERTIDUBMRES ECONÓMICAS .....	116
ANEXO B. CAMPOS MENORES QUE CONFORMAN LA GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES DE ECOPETROL .....	124

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UN ESQUEMA INTEGRADO PARA EL GERENCIAMIENTO DE CAMPOS MENORES\*

**AUTOR:** LEIDY KATHERINE SUAREZ GALINDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Campos Menores, Gerencia, Esquema de Gerenciamiento, Plan de Gerencia, Operadoras Junior, Hidrocarburos, Operación & Mantenimiento De Campos Menores.

### DESCRIPCIÓN:

Durante la historia, la Industria OIL&GAS ha tenido ocasión de encontrarse en escenarios de crisis de precios bajos, producto de la alta volatilidad del mercado y la sensibilidad del commodity del crudo a sucesos políticos, económicos, ambientales, sociales e inclusive a talentos especulativos del mercado bursátil; recientemente con la Pandemia del Coronavirus COVID-19, que ha hecho que el barril de petróleo cotice en negativo, sumado a las dificultades que implica operar en Colombia, dificulta a las empresas operadoras sostener las inversiones en temas de exploración y mantener la producción del petróleo sobre todo en Campos Menores.

Por todo lo anterior, es necesario crear planes estratégicos de reinversión, traducidos en un idóneo manejo gerencial de Campos Menores, que permita la sostenibilidad de estos activos en el futuro. Para hacer frente a lo mencionado, se plantea el desarrollo de un esquema integrado para el gerenciamiento de Campos Menores, a modo de brújula para orientar a las Operadoras OIL & GAS, cuyo talón de Aquiles es la baja producción, para transformar la metodología de gestión talento humano y recursos materiales y financieros mediante la aplicación de esquemas de gerencia de la literatura, probados en casos de éxito globalmente, personalizados para ser aplicados según las áreas técnicas y de soporte inmersas en el manejo del negocio de Campos Menores, todo lo anterior se logra caminando hacia la implementación del Esquema Integrado de Gerencia desarrollado, enfocando los objetivos corporativos para manejar Campos <10.000 BOPD, de manera eficiente, inclusive, este esquema cuenta con la flexibilidad para ser aplicado en caso de una expansión de la Compañía.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de ingenierías Físico Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Maestría en ingeniería de Petróleos y gas. Director Edison Odilio García Navas M.Sc. Codirectora Laura Cristina Amaya Rueda M.Sc.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF AN INTEGRATED SCHEME FOR THE MANAGEMENT OF MINOR FIELDS\*

**AUTHOR:** LEIDY KATHERINE SUAREZ GALINDO\*\*

**KEY WORDS:** Minor Fields, Management, Management Scheme, Management Plan, Junior Operators, Hydrocarbons, Operation & Maintenance of Minor Fields.

### DESCRIPTION:

Throughout history, the OIL & GAS has had the opportunity to find itself in low price crisis scenarios, because of the market volatility and the sensitivity of the crude oil commodity to political, economic, environmental, social, and even speculative events in the stock market. Recently with the Coronavirus Pandemic COVID-19, which has made a barrel of oil trade negative, added to the difficulties that implies operating in Colombia, makes it difficult for operating companies to sustain investments in exploration issues and maintain the Oil production especially in Minors Fields.

For all the above it is necessary to create strategic reinvention plans, translated into an ideal successful management of Minors Fields, which allows the sustainability of these assets in the future. To address the development of an integrated scheme for the management of Minor Fields is proposed, as a plan to guide OIL & GAS Operators, whose main weakness is low production, to transform the methodology for managing personnel, technical and economic resources; All of the above is achieved by making changes in its organizational structure and in the conventional methodology, focusing the business objectives to manage Fields <10,000 BOPD, in a productive manner, even with flexibility to be applied in the event of an expansion of the Company.

---

\* Degree Work Master Level

\*\* Facultad de ingenierías Físico Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Maestría en ingeniería de Petróleos y gas. Director Edison Odilio García Navas M.Sc. Codirectora Laura Cristina Amaya Rueda M.Sc.

## INTRODUCCIÓN

La crisis actual de precios de crudo (noviembre 2020), más severa que la enfrentada en los años 2015-2016, sumado a los costos y dificultades que implican operar en Colombia, dificulta a las empresas operadoras del sector, sostener las inversiones en temas de exploración y mantener la producción de petróleo, sobre todo en Campos menores. Se hace necesario replantear la manera como se gerencia estos campos, buscando un enfoque que permita optimizar la gestión del talento humano y los recursos materiales, tecnológicos y financieros en pro de la sostenibilidad del negocio.

El periodo de estudio para este análisis obedece a la recesión económica del año 2020, donde el mercado del petróleo experimentó una doble crisis, debido a la afectación por el COVID-19 y la desaceleración económica derivada de las medidas decretadas en el marco de esta emergencia sanitaria y la guerra de precios existente por la sobreoferta mundial de petróleo. Por otra parte, la Pandemia del Coronavirus COVID-19, ha hecho que el barril de petróleo cotice en negativo<sup>1</sup>, cuando apenas se recuperaba de la crisis del 2015, llevando a un desplome del precio del crudo momentáneamente, ocasionando un alto impacto en el negocio OIL& GAS. Lo anterior, obliga a las compañías de este sector a estar preparadas, a realizar cambios para tomar medidas de reducción del OPEX (Operational Expenditures) y a adoptar estándares y mejores prácticas para lograr agilidad y eficiencia en sus procesos de negocio, más aún cuando se pretende gerenciar Campos Menores.

El presente trabajo, tiene como objetivo el desarrollo de un esquema integrado de gerenciamiento de Campos Menores de hidrocarburos, que incluya la canalización

---

<sup>1</sup> AGÜERA SÁNCHEZ, Gabriel. Explicación de los factores que explican y predicen el comportamiento del precio del petróleo. 2020. p. 20-22.

de estrategias, mediante esquemas de gerenciamiento ya definidos en la literatura, integrándolos y ajustándolos de manera que puedan ser aplicados tanto en la coyuntura global actual, como en futuros escenarios. Debido a los bajos precios de crudo y los retos de lograr producir Campos Menores de manera eficiente, estas estrategias deben traducirse en rentabilidad en el negocio OIL&GAS para campos de este tipo.

En síntesis, el esquema integrado de gerencia para Campos Menores es el resultado de aplicar estratégicamente 5 herramientas desarrolladas en este documento: una **matriz DOFA**, con el fin de obtener un análisis externo e interno, priorizando aquellas fortalezas y debilidades que generan mayor impacto dentro de la operación y mantenimiento de Campos Menores (<10.000 BOPD y <5MM Barriles Reservas 1P)<sup>2</sup>, para la formulación de estrategias defensivas y ofensivas que aborden estos aspectos de mayor impacto. El **Gerenciamiento Integrado 360°** aplicando los 9 modelos gerenciales seleccionados, resultado de una búsqueda sistemática donde fueron elegidos los esquemas de gerencia con mayores atributos, en actualización y usos probados exitosamente a nivel mundial.

El **decálogo del éxito para afrontar tiempos de crisis**, la viabilidad técnica y económica dependiendo la etapa Upstream donde se encuentre la compañía, ubicándolas por medio de la herramienta **Etapas del área de producción Upstream** y por último la propuesta de un **sistema de gestión de talento humano**. Todo lo anterior, para ser utilizado en empresas Operadoras que manejen Campos Menores.

Por último, el esquema integrado de Gerencia propuesto es validado, mediante el método de contrastación, con el esquema de gerencia actual de la empresa

---

<sup>2</sup> LOBO, Adriano, et al. "Reserves Growth Potential" en Colombia una realidad para el logro de las MEGAS de Ecopetrol GE. En 11th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. European Association of Geoscientists & Engineers, 2012. p. 10.

INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION (en adelante “INTEROIL COLOMBIA E&P”)<sup>3</sup>, la cuál es una Operadora que maneja 3 Campos Menores en el territorio nacional.

Este estudio presenta un enfoque de tipo cualitativo, basado en recolección de datos sin medición numérica, para descubrir en el proceso el desarrollo de un esquema integrado de gerenciamiento, pensado para ser aplicado en los Campos menores de la industria petrolera.

---

<sup>3</sup> INTEROIL COLOMBIA EXPLARTION AND PRODUCTION. Disponible en: <https://interoil.com.co/comp.php>. Consultado: 5 octubre 2020.

## 1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Los efectos negativos de la crisis que actualmente enfrenta el sector petrolero han derivado en reducción de operaciones y de presupuestos de inversión, repercutiendo hasta el punto de que algunas empresas han tomado la decisión de cerrar pozos y/o campos para salvaguardar sus intereses económicos, el precio del petróleo BRENT descendió hasta los 18 dólares por barril en 2020, superando la caída del precio de los años 2015-2016<sup>4</sup>.

La crisis fue de tal magnitud, que, para el primer semestre del 2020, buena parte de las empresas privadas que se encontraban operando en el país reportaron cifras negativas en sus rendimientos financieros<sup>5</sup>. Paralelo a esto, el mundo vivió una revolución en términos de transformación digital donde la virtualidad pasó a ser una realidad tangible, donde empresas y empleados se vieron en la necesidad de adaptarse a nuevas condiciones; el teletrabajo, el trabajo desde casa y la alternancia son ahora modelos que han llegado para quedarse y que volver a la trayectoria de crecimiento que se había alcanzado en los últimos años tomará otros 3 años más.

Sin embargo, Ecopetrol, la estatal petrolera donde la participación del estado es de 88% y el 12% restante es privado, a diferencia de sus pares BP y Pemex, reportó cifras positivas, lo que da cuenta de su fortaleza como empresa y del modelo de gerenciamiento que aplica<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> AGÜERA SÁNCHEZ. Op. Cit..

<sup>5</sup>DIARIO PORTAFOLIO. Las petroleras privadas también atraviesan su mala hora por la crisis. [en línea] agosto 09 de 2020. Consultado el 02 de febrero de 2021. disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/noticias-coronavirus-las-petroleras-privadas-tambien-atravesan-su-mala-hora-por-la-crisis-543494>. Fecha de publicación:

<sup>6</sup> CRUDO TRANSPARENTE. Diagnóstico del impacto de la pandemia y la crisis económica mundial en el sector de hidrocarburos en Colombia. [en línea] 27 de agosto de 2020. Consultado el 10 noviembre de 2021. Disponible en: <https://crudotransparente.com/2020/08/27/diagnostico-del->

En Colombia, Ecopetrol extrae el 60% del crudo producido, el restante es extraído por operadoras más pequeñas enfocadas principalmente en campos menores, para una operación grande como la de Ecopetrol no suelen ser rentables, pero para empresas más pequeñas si representan un buen negocio. Actualmente, y con el fin de reactivar y dinamizar el mercado petrolero, Ecopetrol está subastando 9 campos menores, algo que desde el 2016 no se hacía<sup>7</sup>.

El reto para pequeñas empresas en época de crisis y con un panorama desalentador, es tomar decisiones correctas y ejecutarlas eficazmente desde la gerencia, de tal modo que le permitan sobrellevar este escenario y continuar vigentes una vez se presente un ambiente más favorable.

Con este estudio se espera desarrollar un esquema integrado de gerenciamiento, que reúna las acciones que desde los diferentes esquemas gerenciales y buenas prácticas gerenciales, se puedan ejecutar para el manejo de Campos Menores, así responder de forma eficiente a las necesidades y realidades que ofrece un mercado tan volátil y cíclico como lo es la Industria OIL&GAS.

---

impacto-de-la-pandemia-y-la-crisis-economica-mundial-en-el-sector-de-hidrocarburos-en-colombia/.  
Fecha de Publicación:

<sup>7</sup> DIARIO LA REPÚBLICA. Ecopetrol reactivará y dinamizará el sector de hidrocarburos con la subasta de nueve campos. [en línea] 24 de septiembre de 2020. Consultado 11 noviembre de 2020. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/ecopetrol-reactivara-y-dinamizara-el-sector-de-hidrocarburos-con-la-subasta-de-nueve-campos-3064450>

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un esquema integrado para el gerenciamiento de Campos Menores de Hidrocarburos

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ✓ Definir mediante un estado del arte, las variables principales que conforman la definición de un Campo menor.
- ✓ Realizar una revisión de la literatura sobre modelos de gerenciamiento aplicados a Campos que se pueden clasificar como menores y realizar un análisis comparativo por medio de la metodología DOFA.
- ✓ Diseñar un esquema integrado de gerenciamiento para Campos Menores, basado en los esquemas seleccionados, describiendo el esquema integrado a manera de plan gerencial, que contenga los procesos, en búsqueda de optimizar los recursos tanto económicos como el talento humano así mitigar el riesgo económico, para que una operadora de Campos menores no sucumba en tiempos de crisis.
- ✓ Validar el esquema integrado de gerenciamiento desarrollado, mediante el método de contrastación con el modelo de gerencia actual de la empresa INTEROIL COLOMBIA E&P.

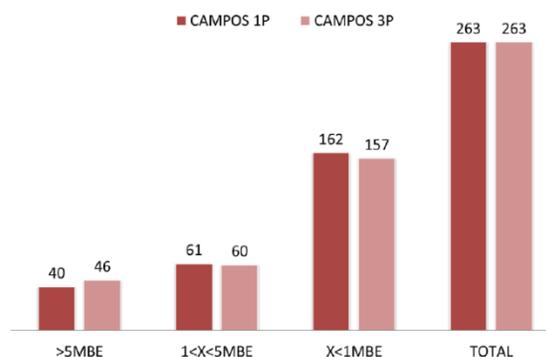
### 3. ESTADO DEL ARTE CAMPO MENOR HIDROCARBUROS

#### 3.1 CAMPO MENOR

Ecopetrol más específicamente la Gerencia Nacional de Campos Menores GCM, define estos Campos como “en crecimiento”, esta es una de las gerencias operativas más nuevas en la vicepresidencia de Activos con socios (VAS), fue creada en 2009 con el objetivo específico de definir un portafolio de activos para desinversión, pero debido a sus resultados a lo largo del tiempo, se le ha adicionado funciones como la administración de contratos de asociación y desde el año 2012 de la Operación Directa.

Según la GCM, un Campo menor de hidrocarburos está en un rango de <5 millones de barriles de reservas 1P), (ver Sección 3.4 Marco clasificación de Recursos de Petróleo). Colombia cuenta actualmente con 75 Campos de operación asociada y CDNDI asignados<sup>8</sup>.

Ilustración 1. Distribución de Campos por Tamaño de Reservas



Fuente: ECOPETROL, presentación GCM, 2009

<sup>8</sup> TORRES MORENO, Andres Julián, CARRILO ZAMBRANO Eduardo, Plan de negocio para la gerencia de campos menores (Proyecto de grado) Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Escuela De Estudios Industriales Y Empresariales. Tesis. [recurso Electrónico]. 2015. p. 16.

Aunque el proceso de desinversión no se llevó a cabo en 2009, la GCM pudo mostrar resultados ante la compañía con el desarrollo de algunos Campos, que recibieron producción de 2000 BOPD e incrementaron hasta 17.000 BOPD en el transcurso de 1 año. A partir de este momento la GCM cambió su enfoque de realización de valor a través de desinversión a Generación de valor, proceso que además de realizar valor, inició con la ejecución de planes de desarrollo y negociaciones con asociados.

En el año 2011, la gerencia ingresó al reto de la operación directa de Campos menores, el cual fue planteado a través de acuerdos de nivel de servicio (ANS), con las gerencias regionales, estrategia que nuevamente para evitar que estas perdieran enfoque operacional fue reemplazado en 2012, por contratos de Operación & Mantenimiento Integral (O&M), contratos que visualizan además de la operación y superficie, actividades de subsuelo e inversiones.<sup>9</sup>

### **3.2 CAMPO MARGINAL**

Los Campos Marginales son por lo general Campos Pequeños. La definición más común es la que se los clasifica como aquellos Campos que están en el límite entre ser rentables y no ser rentables para su desarrollo<sup>10</sup>.

El término marginal ha tenido la connotación de no convencional, lo que hace que para el desarrollo de este tipo de Campos no sea posible utilizar tecnologías convencionales o aplicadas en otro tipo de Campo.

---

<sup>9</sup>ECOPETROL. Información Comercial [en línea] 20 de septiembre de 2020. Consultado 11 noviembre de 2021. Consultado: 10 noviembre 2020 Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/sondeosyofertas/ofertas-comercial/informacion-comercial-gn>. publicación:

<sup>10</sup> JEONG, Daein, et al. Estudio de factibilidad y análisis económicos para el desarrollo de campo marginal utilizando modelos proxy bajo incertidumbre de caracterización de reservorios. *Exploración y explotación de energía*, vol. 31, no 6, 2013 p. 833-846. p. 5.

Los Campos Marginales tienen tres elementos básicos comunes que los caracterizan<sup>11</sup>. El primero de ellos está relacionado con la incertidumbre acerca de la cantidad de petróleo existente en el Yacimiento. Esto puede ser el resultado de un conflicto inicial de información, resultados de sísmica inconclusos y la presencia de falas y otros patrones geológicos. El segundo elemento es el costo de adquirir información adicional del yacimiento y el tercer aspecto es el mínimo gasto de capital en el desarrollo del Campo. El riesgo para hacer una inversión es muy alto y no puede ser justificado basado en la poca información y conocimiento del yacimiento.

Cuando se considera la explotación de un Campo Marginal, todos los esfuerzos se deben centrar en desarrollar y producir el Campo de forma rentable. Sin embargo, esto es un punto crítico ya que los Campos marginales tienen una baja productividad y bajas reservas recuperables lo cual a su vez incrementa el riesgo económico.

Las restricciones económicas presentes en este tipo de Campos les añaden limitaciones tecnológicas y los convierten en no convencionales.

Para desarrollar estos Campos, es necesario aplicar nuevas tecnologías que reduzcan el riesgo económico y extiendan la vida productiva, usar sistemas y diseños menos costosos y en general aplicar buenos planes de gerencia de yacimientos. Cabe señalar, que el término "nuevas tecnologías" no está relacionado siempre con medios sofisticados y costosos, este se refiere a tecnologías que pueden ser algo nuevo para el desarrollo del Campo, lo cual no puede ser nuevo para otros Campos y que son menos costosas en comparación con las tecnologías convencionales. Sin embargo, su aplicación se ve limitada debido a la carencia de conocimiento y a los paradigmas que existen respecto a estas tecnologías<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> JEONG, Daein. *Íbid.*

<sup>12</sup> JAIMES GIL, J. P., CALVETE GONZÁLEZ, F. E., GONZALEZ RUIZ M, Análisis De Las tecnologías utilizadas para prolongar la vida productiva de los campos marginales de petróleo y su posible

Sin embargo, a pesar de las dificultades que atañen la explotación de este tipo de Campos, existen cuatro factores que hacen ver la importancia de estos Campos en la actualidad:

- La necesidad de mantener el alto factor de recobro
- El requerimiento de incrementar las reservas probadas
- La necesidad de prolongar la producción
- El potencial de los Campos Marginales como fuente de nuevas reservas de petróleo

### **3.3 CAMPO MADURO**

Los diferentes enunciados que buscan definir un Campo como maduro convergen en las siguientes características<sup>13</sup> :

- Su longevidad sea mayor a 20 años y haya superado su pico (máximo) de producción.
- Se haya recuperado más de 70% de sus reservas 2P.
- La producción en el momento de análisis sea menor al 30%, al máximo alcanzado durante el pico de producción.
- El uso de nuevas tecnologías para aumentar ha sido mínimo o nulo.
- Los planes de desarrollo iniciales no hayan sido ajustados
- Su corte promedio de agua sea alto >90%
- Se tengan la mayoría de los pozos inactivos sin haber recibido algún tipo de trabajo de recuperación secundario o terciaria.

---

aplicación en Colombia (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2005. p. 11.

<sup>13</sup> FLÓREZ LUCENA J. H., GAMBUS ORDAZ, M., Rejuvenecimiento de campos maduros aplicando alternativas tecnológicas (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2019. p. 23.

- Se presentan problemas para producir en la mayoría de los pozos activos (mecánicos, en el equipo de fondo obsoleto, presencia de arena, corrosión, parafinas, etc.).
- Las facilidades de producción se han tornado obsoletas.
- Los costos de operación son altos obteniendo valores de EBITDA bajos o negativos.

### **3.4 CAMPOS MENORES EN COLOMBIA**

Antes de entrar en contexto nacional, cabe resaltar el abandono prematuro de Campos menores y marginales en Estados Unidos, por esto que el departamento de Energía de ese país tiene como una de sus políticas prolongar la producción de este tipo de Campos y de esta manera, disminuir la dependencia de la nación a los productos importados.

El departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés), reportó en julio de 2005 que los pozos de petróleo existentes en los Campos marginales de ese país superan los 4000000<sup>61</sup> <sup>14</sup>. Estos Pozos tienen un promedio de producción de 10 a 15 BPD y juntos producen cerca de 900000 BOPD, el 15% de la producción de los U.S de 1994 a 2003, aproximadamente 142000 de estos pozos fueron abandonados, representando 110 millones de barriles de crudo que aún yace en la tierra. Colombia a pesar de ser un país donde la mayor parte de los Campos de petróleo tienen una baja producción, no ha hecho una clasificación de estos Campos como si se ha hecho en diferentes países alrededor del mundo.

---

<sup>14</sup> BUSTAMANTE VISBAL, Juan Pablo; MEJÍA GUILLÉN, José Gregorio; MORALES GARCÍA, Andrés Felipe. Perspectiva de la Industria Offshore de Hidrocarburos en el Caribe Colombiano. Visible In, 2017, vol. 352. p. 10.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S.A (ECP), manejan una serie de términos que determinan la condición de los Campos de petróleo, en nuestro país no se maneja un concepto unificado de aquellos Campos con características marginales. A continuación, se muestra la terminología utilizada a nivel nacional para la categorización de los Campos de Hidrocarburos.

Ilustración 2. Terminología Colombiana para Campos de Hidrocarburos



Realizando un análisis de los significados que pueden tener cada una de las denominaciones por medio de la ilustración 2, se puede notar claramente que cada término hace referencia a diferentes características o condiciones de estos Campos. Si se maneja el concepto que un Campo Marginal es aquel que está en el límite entre ser rentable y no ser rentable para su desarrollo, se puede interpretar que esta denominación corresponde a Campos Marginales.

Para objeto de este estudio, se enfocará en el Gerenciamiento para Campos menores, que cuenten con unas reservas existentes y probadas, es decir, que sean tanto técnica como económicamente viable su extracción Reservas P1. Sin

embargo, cabe señalar que la metodología propuesta podría replicarse en Campos marginales con unos ajustes necesarios para su implementación.

**3.4.1 Ronda de Campos Menores en Colombia 2020.** En el ANEXO B de este documento se puede consultar los Campos Menores existentes en el territorio Nacional, a continuación, se mostrará los que actualmente se está ofertando Ecopetrol por medio de ANH.

Son nueve los activos que Ecopetrol pretende subastar para ser posteriormente cedidos a través de un contrato de cesión, los cuales se encuentran específicamente destinados al desarrollo, producción y exploración de hidrocarburos. De acuerdo con la información suministrada por Ecopetrol<sup>15</sup>:

Activos de los Llanos (los siguientes activos se encuentran ubicados en el Departamento del Casanare)

- Upía
- Rancho Hermoso
- La Punta

Activos del Valle Superior del Magdalena

- Andalucía: ubicado en el Departamento del Huila
- Totare: ubicado en el Departamento del Tolima
- Toy: ubicado en el Departamento del Tolima

Valle Medio del Magdalena

- San Luis: ubicado en el Departamento de Santander
- Tenerife: ubicado en el Departamento de Santander

---

<sup>15</sup> HOLLAND KNIGHT. Rondas de Campos 2020 Ecopetrol. Noticias, Análisis e información. 5 octubre 2019. [en línea] consultado: 01 de junio 2021. Disponible en: <https://www.hklaw.com/es/insights/publications/2020/10/conozca-los-detalles-de-la-ronda-campos-2020-de-ecopetrol-en-colombia>.

- Lebrija: ubicado en el Departamento del Cesar

Los participantes que resulten adjudicados deberán celebrar un contrato de cesión del convenio con Ecopetrol o la filial/subsidiaria correspondiente, por medio del cual asumirán todos los derechos y obligaciones en el estado en que se encuentren, manteniendo indemne a estos últimos. En el anexo A se explican los tipos de contratos y términos contractuales para Colombia.

“Son campos pequeños que no tienen mucha producción la cual se calcula puede ser entre 1.500 bpd y 3.000 bpd, los cuales llegaría a contribuir de manera significativa a la producción diaria de crudo del país”<sup>16</sup>, este proceso contribuye a continuar reactivando el sector con el objetivo de aumentar las reservas de gas y petróleo de Colombia, lo que va en línea con mantener la seguridad energética de Colombia.

Ilustración 3. Ronda Campos Ecopetrol 2020 A



Fuente: HOLLAND KNIGHT. Rondas de Campos 2020 Ecopetrol. Noticias, Análisis e información. 5 octubre 2019. [en línea] consultado: 01 de junio 2021. Disponible en: <https://www.hklaw.com/es/insights/publications/2020/10/conozca-los-detalles-de-la-ronda-campos-2020-de-ecopetrol-en-colombia>.

<sup>16</sup> Íbid.

## Ilustración 4. Ronda Campos Ecopetrol 2020 B



Fuente: HOLLAND KNIGHT. Rondas de Campos 2020 Ecopetrol. Noticias, Análisis e información. 5 octubre 2019. [en línea] consultado: 01 de junio 2021. Disponible en: <https://www.hklaw.com/es/insights/publications/2020/10/conozca-los-detalles-de-la-ronda-campos-2020-de-ecopetrol-en-colombia>.

### 3.5 RESERVAS PETROLÍFERAS

Las reservas son los volúmenes de petróleo o gas contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha de estimación. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas.

**3.5.1 Reservas Probadas.** Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos estimados con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas y operacionales. Si se emplea el método

probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado<sup>17</sup>.

**3.5.2 Reservas Probables.** Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, que son estimados hábiles de ser recuperados de una manera comercialmente rentable, considerando las condiciones económicas y operacionales actuales, de acuerdo los estudios geológicos y de ingeniería<sup>18</sup>.

**3.5.3 Reservas Posibles.** Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probables<sup>19</sup>.

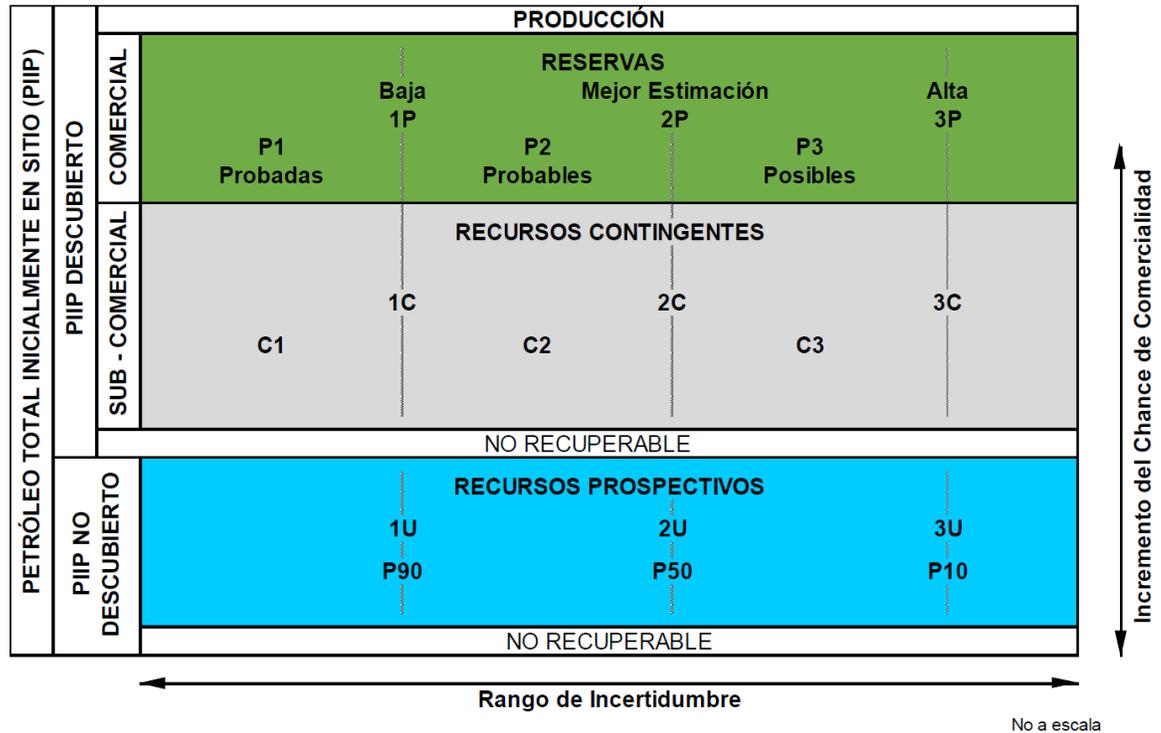
---

<sup>17</sup> MENDONÇA VASCONCELLOS, Pedro Paulo. Gerenciamento de reservas petrolíferas: uma análise dos fatores que influenciam o indicador R/P. 2015. p.4-5.

<sup>18</sup> *Íbid.*

<sup>19</sup> *Íbid.* p. 6.

Ilustración 5. Clasificación de Recursos



Fuente: Petroleum Resources Management Systems, 2018.

El eje horizontal refleja el rango de incertidumbre de las cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por medio de un proyecto, mientras el eje vertical representa la chance de comercialidad (Pc), que es la oportunidad de que se comprometa un proyecto al desarrollo y alcance el estado de productor comercial.

### 3.6 RECURSOS PETROLEROS

El término de recursos principalmente se usa para denotar una menor certeza que "Reservas", pues la extracción de volúmenes se ve afectada por la existencia de algunas barreras técnicas y/o comerciales que deben ser superadas antes. Atendiendo este nivel de incertidumbre los recursos pueden clasificarse en:

**3.6.1 Recursos Contingentes.** Estos son recursos estimados como potencialmente recuperables pero que actualmente no se consideran lo suficientemente maduros para lograr un desarrollo comercial debido a trabas tecnológicas o comerciales. Para que los recursos contingentes avancen a la categoría de ‘reservas’ es necesario que las condiciones clave, o contingencias, que impidieron su desarrollo comercial sean aclaradas y eliminadas<sup>20</sup>.

**3.6.2 Recursos Prospectivos.** Los recursos prospectivos, son los volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos de petróleo o gas identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados. Para que los recursos prospectivos sean clasificados como ‘recursos contingentes’, los hidrocarburos deben ser descubiertos, los yacimientos evaluados más a fondo y debe prepararse una estimación de las cantidades que serían recuperables mediante la aplicación de proyectos adecuados de desarrollo<sup>21</sup>.

### **3.7 CICLO DE VIDA DE UN CAMPO PETROLERO**

Un Campo petrolero puede tener uno o varios yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo con los mismos aspectos geológicos estructurales o estratigráficas. También puede existir dos o más yacimientos separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas<sup>22</sup>.

---

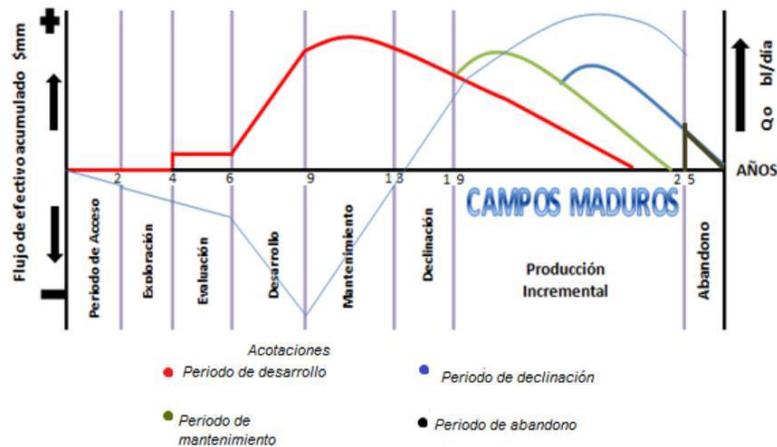
<sup>20</sup> Ibid.

<sup>21</sup> Ibid.

<sup>22</sup> BARAJAS MARTÍNEZ, Ericcksson, et al. Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol SA. (Tesis de Maestría). Universidad de La Sabana. 2017. p. 43.

La búsqueda de hidrocarburos (petróleo y gas) en el subsuelo es un proceso muy complejo que necesita la utilización de herramientas especializadas. Tan pronto se genera el hallazgo de un Campo o activo petrolero, comienza su ciclo de vida el cual se encuentra conformado por diferentes etapas, según explica la siguiente gráfica:

Ilustración 6. Marco de Clasificación de recursos



Fuente: ÁVILA CÁRDENAS, Estudio Campos Petroleros 2018.

La etapa de desarrollo, inicia cuando se realizan perforaciones y puestas en producción de los nuevos pozos que aportaran fluido a la producción del Campo; en la etapa de mantenimiento se desarrolla un perfil sostenible debido a la existencia de compensación entre la declinación de los Pozos más antiguos y el incremento de producción generador por el funcionamiento de los Pozos más nuevos; finalmente la etapa de declive, la producción cae paulatinamente como resultado de la disminución de la presión del yacimiento.

La ilustración 6 muestra el ciclo de vida de un Campo petrolero, el cual es una relación entre el tiempo y la producción. Esto abarca desde el descubrimiento hasta la etapa de abandono. Las actividades correspondientes y la vida de cada una de las etapas del ciclo de un Campo pueden variar; esto va a depender de acuerdo con las condiciones particulares de cada Campo.

#### 4. ESQUEMAS DE GERENCIA EMPRESARIALES

Los esquemas gerenciales son estrategias que desde la administración se emprenden para dirigir efectivamente una empresa. A continuación, un breve recuento de los más recientes y representativos<sup>23</sup>.

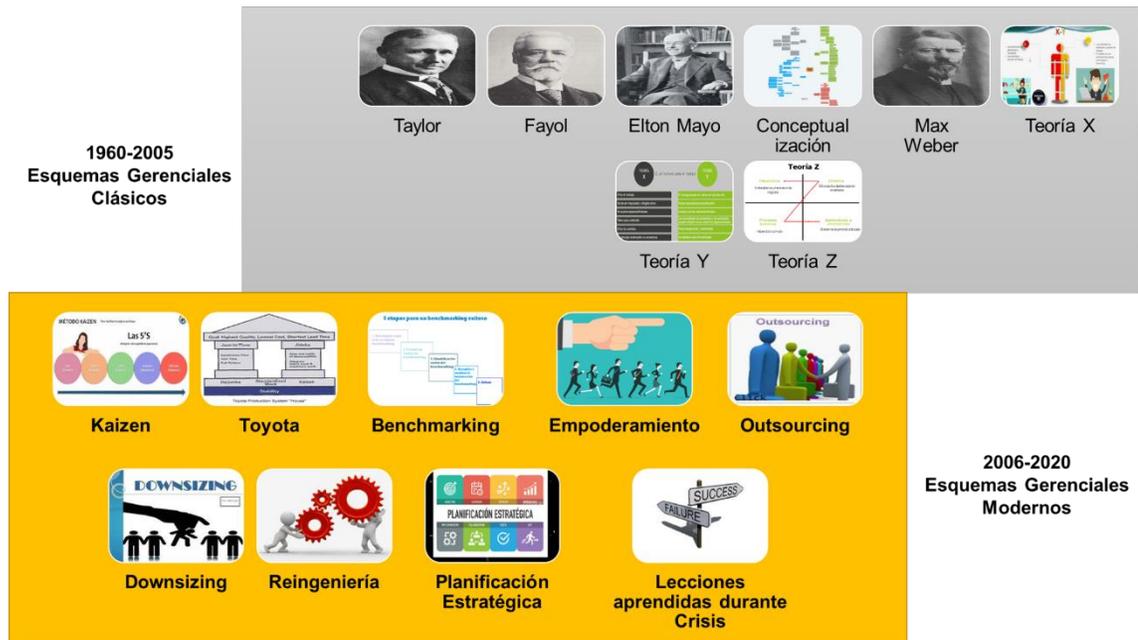
Para gerencia Campos petroleros de manera exitosa, lo primero que se debería tener, es asegurar la comprensión y el dominio de los esquemas de gerencia del pasado, el análisis de los presentes constituyen desafíos al hombre como eslabón fundamental en los equipos de dirección y para ellos es imprescindible el perfeccionamiento y la actualización de los conocimientos científicos, los métodos y las técnicas de dirección afines a las funciones que debe ejecutar una empresa operadora de este nicho de mercado (Campos Menores).

Para dar cumplimiento a lo anterior, a continuación, se expondrá las características de los principales esquemas de gerenciamiento que han existido de forma sintetizada, además señalando los aspectos y críticas de cada uno, concluyendo que cada uno de ellos mantiene vigentes conceptos que son necesarios conocer y que estos modelos se complementan con el objetivo de generar un esquema de gerenciamiento integrado que será propuesto en el capítulo 6 de este documento.

---

<sup>23</sup> PADRÓN, José. Organización-gerencia de investigaciones y estructuras investigativas. *Universitas*, 2000, vol. 18, no 3-4, p. 109-132. p. 23.

Ilustración 7. Esquemas Gerenciales resultados de búsqueda sistemática

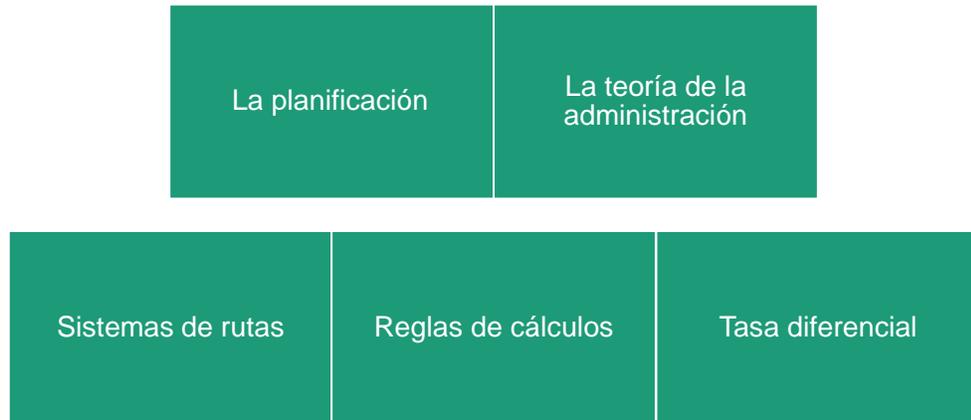


#### 4.1 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TAYLORISMO

Taylor fue un ingeniero mecánico inglés cuyo método es el estudio del tiempo, la supervisión y la estandarización, ej. El movimiento de los trabajadores en su puesto de trabajo<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> VÉLEZ BEDOYA, A. R. Los clásicos de la gerencia. 1. ed. Bogotá, D.C: Editorial Universidad del Rosario; 2007. p. 27.

Ilustración 8. Pilares del Esquema Gerencial Taylorismo



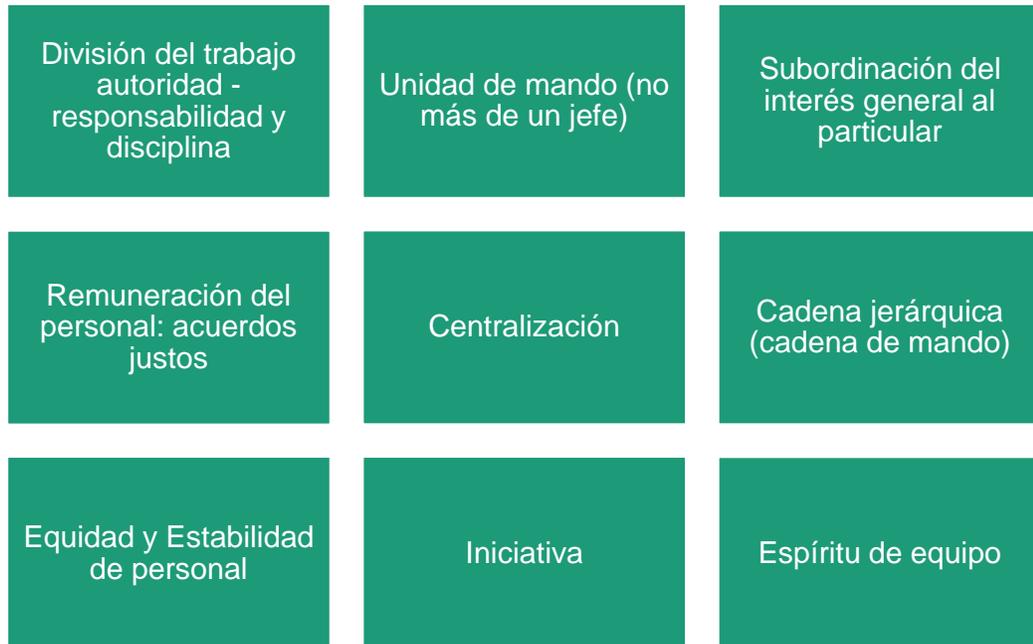
#### 4.2 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO FAYOL

Ingeniero francés que considera la gerencia como un proceso, como operaciones: Técnicas – Componentes – Seguridad – Finanzas – Contabilidad. Cuyas funciones principales son: Proveer, Organizar, Dirección y control<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> Ibid.

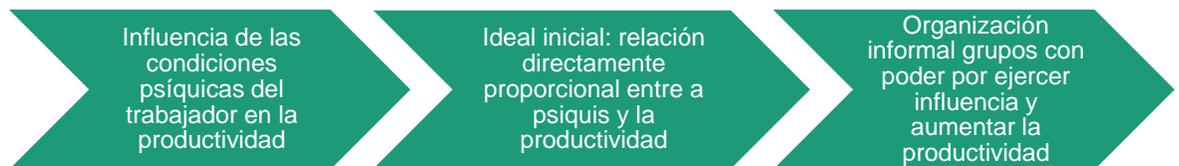
Ilustración 9. Pilares del Esquema Gerencial Fayol



#### 4.3 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO ELTON MAYO

Teorías de las relaciones Humanas, la ilustración 10 se aprecian las principales características de este esquema<sup>26</sup>.

Ilustración 10. Pilares del Esquema Elton Mayo

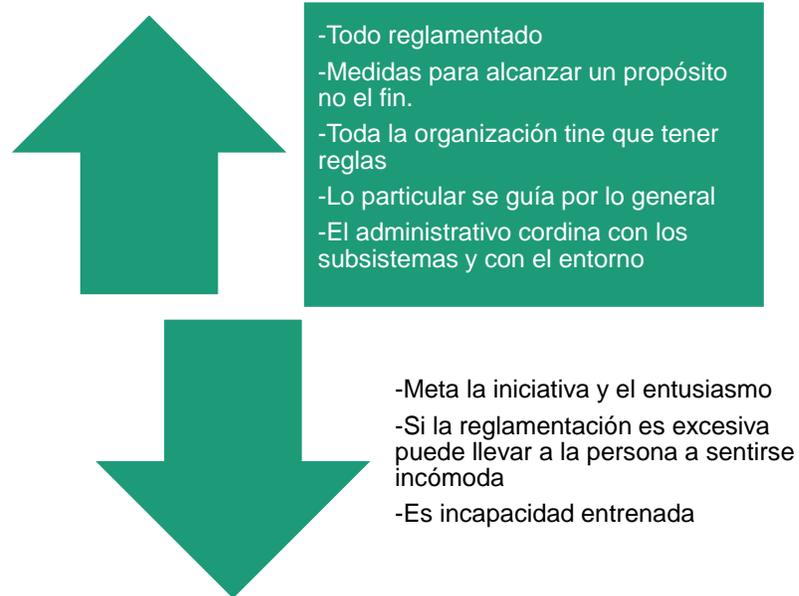


---

<sup>26</sup> Ibid.

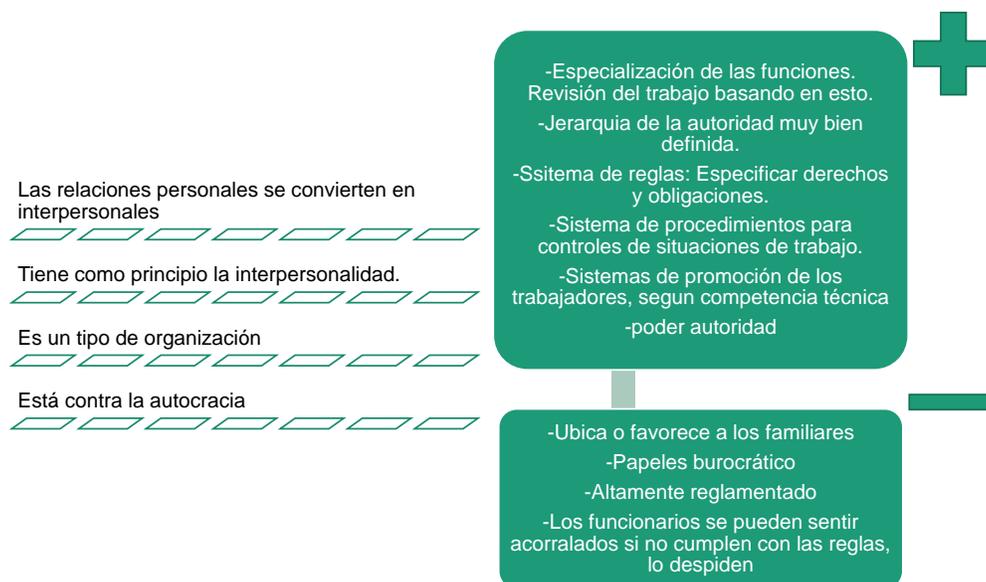
#### 4.4 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO CONCEPTUALIZACIÓN

Ilustración 11. Pilares del Esquema Conceptualización



#### 4.5 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO BUROCRÁTICO DE MAX WEBER

Ilustración 12. Pilares del Esquema Burocrático de Max Weber



## 4.6 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TEORÍAS X y Y

Ilustración 13. Pilares del Esquema Teorías X y Y

### Teoría Y

El esfuerzo físico y mental, su empleo es tan natural como el juego  
El hombre es capaz de ejercitar su propia dirección y control en pro de los objetivos que se le encomienden  
La mejor recompensa es la satisfacción del Ego y la autorrealización que puede ser obtenidos por medio del logro de objetivos  
El ser humano bajo ciertas condiciones busca y acepta responsabilidades  
La capacidad imaginativa y creadora está ampliamente distribuida entre las personas  
En las condiciones de la moderna organización industrial, las potencialidades intelectuales del ser humano normal apenas se utilizan

### Teoría X

Un ser humano promedio rechaza el trabajo y lo evitaría si puede. La gente necesita ser controlada, dirigida, amenazada o recompensada para que sirva en la empresa.  
La mayor parte de la gente prefiere no tener que pensar, carece de ambiciones y obedece pasivamente. Se considera una extensión de la teoría Y.

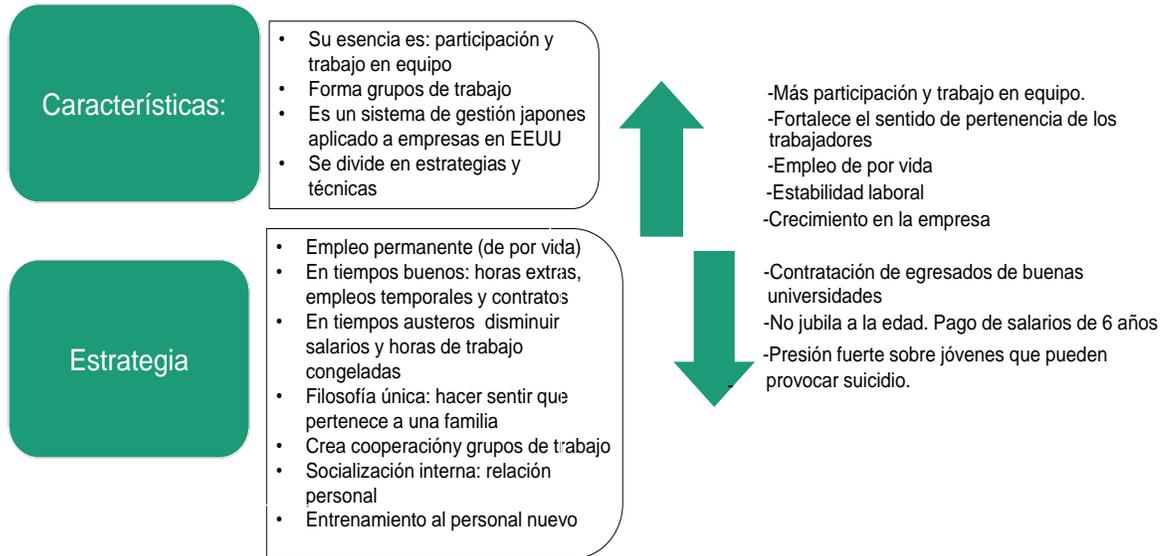
## 4.7 ESQUEMA DE GERENCIAMIENTO TEORÍA Z

William Ouchi estudió cómo, tras la crisis energética de la década de los setenta, las empresas estadounidenses bajaron considerablemente sus niveles de productividad, mientras que los niveles de las japonesas estaban en alza. En su libro sobre cómo los negocios americanos podían enfrentarse al desafío japonés, *Theory how American Business can meet the Japanese Challenge*, publicado en 1981, explicó cuáles eran los rasgos de la cultura japonesa que se estaban aplicando a su organización empresarial y señaló que el fenómeno japonés se explicaba por el tipo de relación entre jefes y empleados<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> Ibid.

Ilustración 14. Pilares del Esquema Teoría Z



#### 4.8 ESQUEMAS DE GERENCIAMIENTO SELECCIONADOS

Después de realizar un análisis retrospectivo de la bibliografía actual, en las bases de datos Multidisciplinarias, ciencias básicas, aplicadas, herramientas, E-books, normas, revistas y enlaces en materia de modelos de gerenciamiento que puedan aplicarse a empresa operadoras de Campos Menores, como resultado se escogieron inicialmente 30 esquemas de Gerenciamiento, de este grupo, fueron descartados esquemas similares o esquemas derivados de un esquema original, dejando los que han demostrado mayor eficacia y casos de éxito de talla mundial, otro aspecto crucial para esta selección, fue escoger los más modernos y perfeccionados, reduciendo el número de esquemas de gerencia a 17, que son los que se muestran en este documento.

De estos 17 esquemas gerenciales, finalmente se seleccionaron 9 esquemas, acorde con las variables identificadas dentro del análisis interno y externo expuesto en la Matriz DOFA desarrollada en el capítulo 5, aplicable a la gestión de Campos

Menores, con el fin de consolidar estrategias ofensivas y defensivas que permitan mejorar la gestión de estos activos.

Aún con todo lo anterior, no existe un esquema de gerenciamiento absoluto para determinada organización. Todo dependerá de elegir un esquema de gobierno según sea la caracterización completa de cada tipo de área o departamento, para el caso del manejo de Campos Menores se propone el esquema integrado de Gerencia desarrollado en el Capítulo 6.

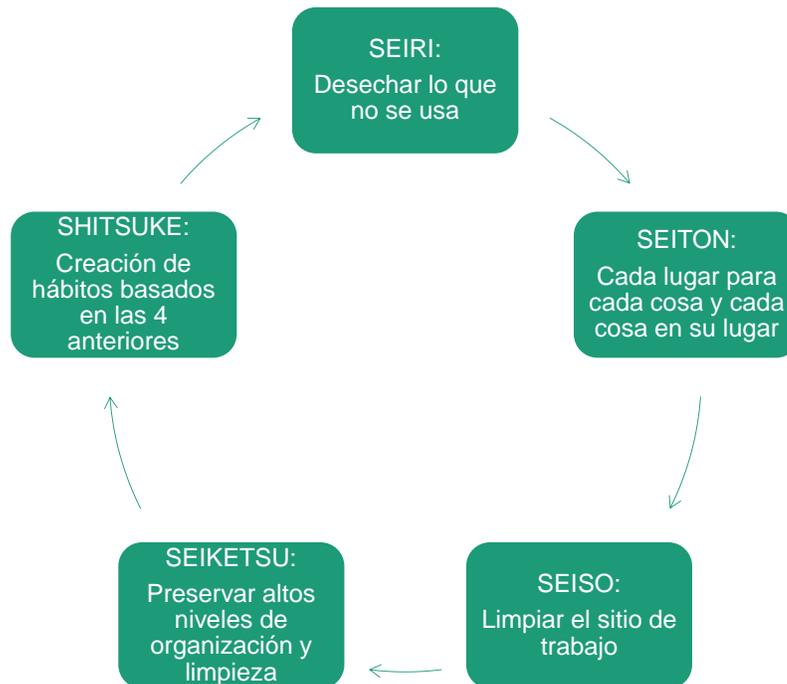
A continuación, se muestran los 9 esquemas de gerenciamiento finalistas, los cuales se aplicarán de manera estratégica a cada área de la estructura organizacional, creando así el esquema integrado de gerencia propuesto en este trabajo de grado nivel maestría.

**4.8.1 Esquema de Gerenciamiento Mejoramiento Continuo Kaizen.** Es un modelo de gerenciamiento, orientado a la calidad, la mejora continua maximizando la productividad y competitividad de una empresa mediante la reducción de las ineficiencias. Se originó en Japón en la década de los 50's, fue puesto en marcha por primera vez en 1960 en TOYOTA, está basado en la filosofía de las Cinco Eses (5S's), cinco principios en japonés, cuyas iniciales son la letra S<sup>28</sup>:

---

<sup>28</sup> BONATTI P. La administración del siglo XXI. Buenos Aires: Pluma Digital Ediciones; 2020. p. 18.

Ilustración 15. Las 5 S en el Esquema del Mejoramiento Continuo de Kaizen



La implementación de este modelo permite detectar y eliminar pérdidas, mejora los tiempos de respuesta, incrementa la calidad, aumenta los niveles de seguridad y de motivación y genera cultura organizacional. Es el preámbulo hacia la Calidad Total.

**4.8.2 Esquema de Gerenciamiento Justo a tiempo (Just inTime).** También es conocido como el Método Toyota o JIT por sus siglas en inglés. Busca producir los elementos que se necesitan, en las cantidades que se necesitan, en el momento que se necesitan, eliminando todo aquello que no sea necesario en el proceso de producción, incluyendo los inventarios<sup>29</sup>.

**4.8.3 Esquema de Gerenciamiento Benchmarking.** Según la definición de David T. Kerns, “es un proceso sistemático y continuo de evaluar productos, servicios y procesos de trabajo de organizaciones reconocidas como las mejores prácticas”,

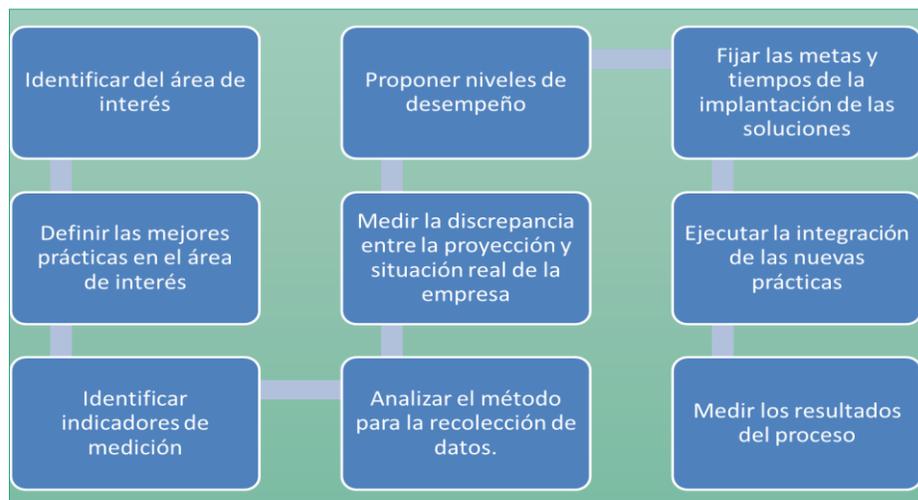
---

<sup>29</sup> Íbid. p.16

con el objetivo de transferir conocimiento, métodos y estrategias de otras compañías no para copiarlas, sino para adaptarlas según las necesidades propias.

Es fundamental a la hora de aplicarlo, tener claros dos conceptos: el área de interés que se refiere básicamente al aspecto que se quiere mejorar y las mejores prácticas que corresponden al nivel de referencia fijado y que no necesariamente deben pertenecer al mismo sector<sup>30</sup>.

Ilustración 16. Los 10 pasos para la aplicación del Esquema de Gerenciamiento Benchmarking



**4.8.4 Esquema de Gerenciamiento Empoderamiento.** Este modelo gerencial surge como alternativa al modelo tradicional jerárquico donde sólo el jefe tiene la autoridad en las decisiones y se imparten órdenes para que los empleados las ejecuten. El empoderamiento se basa en aumentar la capacidad de autonomía de los trabajadores, para que a distintos niveles jerárquicos se puedan tomar decisiones y ejecutar tareas importantes sin necesidad de presión o aprobación de un supervisor, mejorando los tiempos de respuesta de la compañía y fortaleciendo

<sup>30</sup> Ibid. p. 14

la autoconfianza de los empleados, todo lo anterior dentro de las políticas y orientaciones de la compañía<sup>31</sup>.

Ilustración 17. Aspectos claves Esquema de Gerencia tipo Empoderamiento

DEFINIR	DISEÑAR	ACORDAR	ESTABLECER
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alcance y límites del empoderamiento.</li> <li>Indicadores de resultados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El procedimiento y el alcance en la capacidad de ejecución de las decisiones que se tomen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los topes y niveles de la autonomía en el uso y decisiones sobre los recursos de que se dispone.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los niveles de autoridad y de poder para la toma de decisiones.</li> <li>Los Alcances de las responsabilidades sobre los resultados que se delegan.</li> </ul>

**4.8.5 Esquema de Gerenciamiento Outsourcing.** También conocido como subcontratación, inició en Estados Unidos en los años 60 con la subcontratación de personal para la realización de servicios menores, como limpieza o seguridad. Sin embargo, con el paso del tiempo estas labores subcontratadas se han hecho más complejas, permitiendo a las empresas contratar personal especializado por periodos de tiempo establecidos, lo que a la larga se traduce en trabajo de mayor calidad a menor costo, concentración de esfuerzos del personal directo en objetivos concretos para lograr ventajas competitivas<sup>32</sup>.

**4.8.6 Esquema de Gerenciamiento Downsizing.** Este modelo gerencial surge como respuesta al exceso de burocracia presente en las organizaciones, que repercute directamente en tiempos de respuesta largos debido al curso de los trámites administrativos, toma de decisiones tardías y en general un desfase en la adaptación al entorno dinámico del mercado.

<sup>31</sup> Ibid. p. 17

<sup>32</sup> TOLEDO TORIBIO O. La tercerización laboral (outsourcing). Lima: Editora y librería jurídica Grijley; 2015. p. 42.

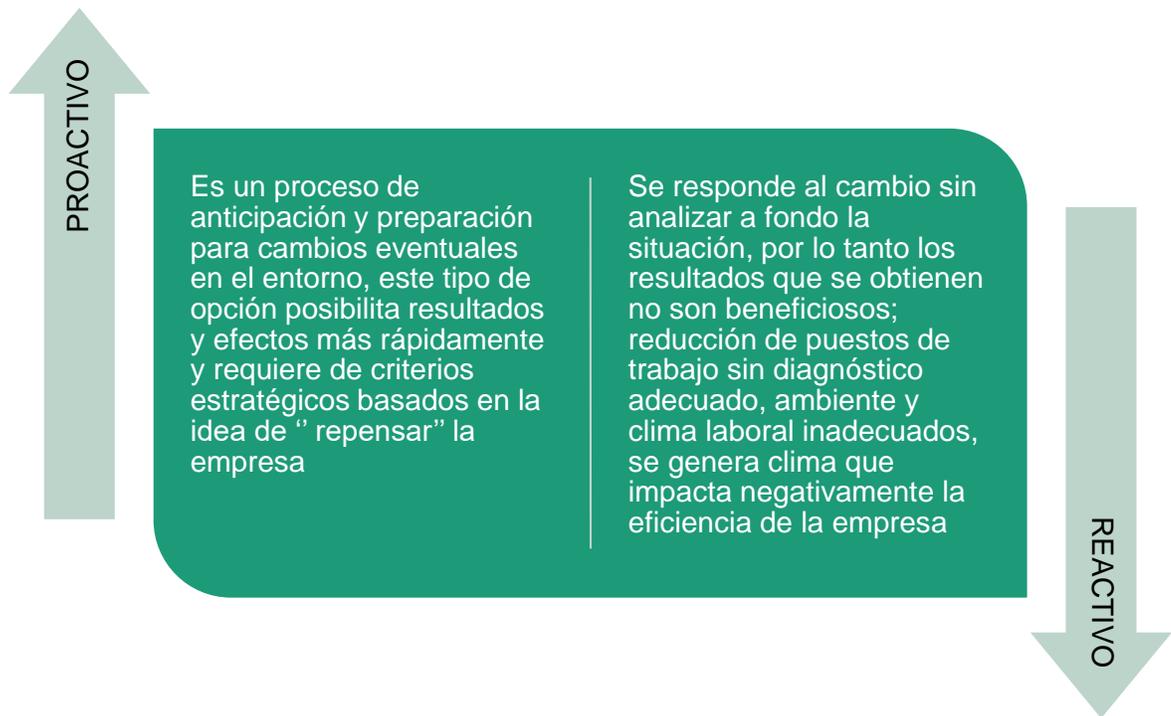
Lo que plantea este modelo es la disminución del tamaño de la compañía y de los niveles de gestión, eliminando áreas no esenciales que en caso de necesitarse se podría subcontratar. En sentido estricto, este modelo significa la reducción del tamaño de una empresa mediante la supresión de puestos trabajo, pero en general se orienta al logro del tamaño ideal de la empresa o necesariamente a repensar la organización.

Existen dos tipos de downsizing, el proactivo y el reactivo, en la Ilustración 18. Se realiza una comparación de los principales aspectos de cada uno de ellos<sup>33</sup>.

---

<sup>33</sup> AUSTER E, TAYLOR S. The Management of Downsizing. In: Downsizing in Academic Libraries. Toronto: University of Toronto Press; 2016. p. 87–110.

Ilustración 18. Tipos de Esquema de Gerenciamiento Downsizing

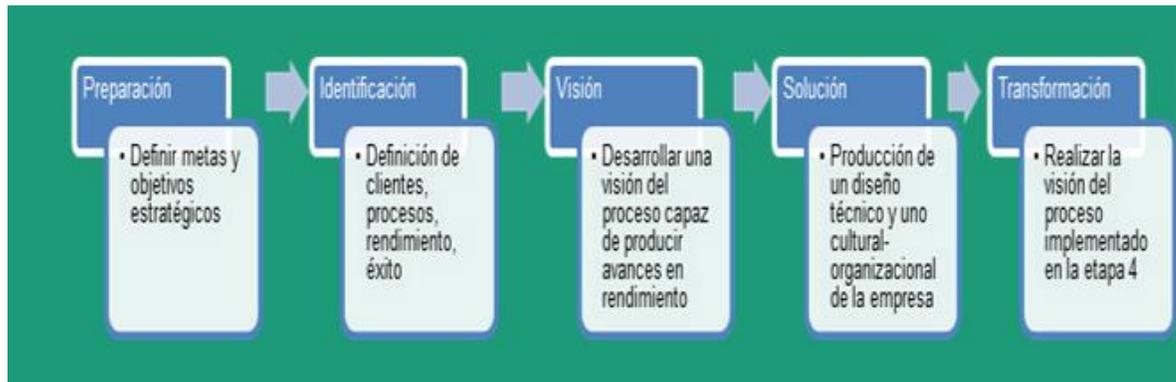


**4.8.7 Esquema de Gerenciamiento Reingeniería.** "La Reingeniería es el replanteamiento fundamental y el rediseño radical de los procesos del negocio para lograr mejoras dramáticas dentro de medidas críticas y contemporáneas de desempeño, tales como costo, calidad, servicio y rapidez". (Hammer 1994).

También es importante resaltar que se debe hacer reingeniería, no porque lo que se está haciendo esté mal, sino porque es malo hoy debido a que el proceso fue diseñado para otras condiciones de mercado diferentes a las actuales<sup>34</sup>.

<sup>34</sup> MAXTON GP, WORMALD J. Time for a Model Change. Cambridge: Cambridge University Press; 2004. p. 45-47.

Ilustración 19. Esquema de gerenciamiento Reingeniería



**4.8.8 Esquema de Gerenciamiento Planificación Estratégica.** Consiste en el planteamiento de los pasos y las acciones que se deben emprender desde la gerencia para alcanzar las metas establecidas, teniendo en cuenta los cambios y contexto del entorno, asegurando la selección de las metas correctas y luego la selección de las acciones para el cumplimiento de dichas metas<sup>35</sup>.

**4.8.9 Esquema de Gerenciamiento Lecciones aprendidas durante la crisis.** La crisis del año anterior no sólo fue devastadora para el mercado petrolero, a nivel global, empresas de todos los sectores reportaron disminución y/o pérdidas en sus balances financieros, obligando a empresas, gerentes y colaboradores a realizar cambios importantes dentro de las organizaciones<sup>36</sup>.

Aún este año, la incertidumbre es constante. Enfrentarse a este entorno requiere un análisis constante del mercado, de la información en tiempo real y capacidad de toma de decisiones de manera ágil, este año fue el COVID-19, pero no sabemos de qué frente vendrá la siguiente crisis.

<sup>35</sup> RODRÍGUEZ, E.M.; TABORDA M. A.; EULA, M.L.; CAMISASSO M.B.; MANIACI, A. Planificación estratégica. 1ª edición. Córdoba, Argentina: Editorial Brujas; 2016. p.57.

<sup>36</sup> SANTIAGO TORNER C. Pandemia COVID 19 y Liderazgo Adaptativo. Reciprocidad e importancia de esta relación en una organización del sector eléctrico colombiano. Cuadernos Latinoamericanos de Administración.16(31). 2021 p. 41.

Partiendo de un análisis de las principales prácticas empresariales, en materia de planificación de continuidad de negocios y gestión de emergencias, se deben tomar medidas para hacer frente con garantías a esta situación:

- ✓ Se recomienda establecer un centro de operaciones de emergencia para liderar la gestión de la crisis, debe ser liderado por el gerente y conformado por los demás líderes de procesos para garantizar toma de decisiones rápida y sin demoras o reprocesos, fruto de la burocracia de la organización. Desde allí se debería evaluar los puntos fuertes y débiles de la compañía y de sus profesionales para ajustar procesos en momentos de crisis.
- ✓ Estabilización de la cadena de suministros y la producción.
- ✓ Protección de Colaboradores y del empleo mediante la flexibilización del trabajo y el uso de herramientas digitales que permitan realizar su trabajo a distancia de manera segura y productiva.
- ✓ Sostenibilidad financiera, enfocado en generar flujo de efectivo constante y en realizar ajustes de presupuesto. Se recomienda generar acciones para reducir las cuentas tanto por cobrar como por pagar.
- ✓ Atención a clientes.
- ✓ Generación de plan de contingencia para fortalecer el sistema de gestión de riesgos de la empresa<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> SÁNCHEZ TAPIA F. La COVID-19 y las nuevas primaveras árabes. *bie3: Boletín IEEE*. (18):9–19. 2020 p. 23.

## 5. ANÁLISIS ESTRATÉGICO PARA EL MANEJO DE CAMPOS MENORES MEDIANTE MATRIZ DOFA

Trabajar en la producción del esquema integrado de Gerenciamiento propuesto, obliga a definir claramente la misión de las compañías que pudieran hacer uso de este esquema, los objetivos de desempeño, los productos y servicios y sobre todo los recursos disponibles entre otros aspectos. Por lo anterior, fue necesario realizar una evaluación, utilizando la herramienta de la matriz DOFA (otros autores plantean como FODA o FADO<sup>38</sup>). Por medio de ésta se obtuvo un análisis situacional de una operadora que requiera el manejo de Campos Menores.

La matriz DOFA realizada, permitió la asociación de factores internos y externos. Dentro de los factores internos, se encuentran las fortalezas de la Operación de Campos Menores y sus debilidades y dentro de los factores Externos se encuentran las oportunidades y amenazas existentes en el mercado OIL&GAS.

A continuación, se presenta la matriz DOFA, ejercicio desarrollado por medio de consulta de expertos: 4 Gerentes, de los cuales fueron partícipes CEO y Gerente General de Operaciones ICEP, PETROCOLOMBA, COENS y SLS ENERGY año 2021, con una experiencia de más de 30 años en el manejo de Campos Menores.

---

<sup>38</sup> MARÍÑO IBÁÑEZ, Amparo; CORTÉS ALDANA, Félix Antonio; GARZÓN RUIZ. Luís Alejandro Herramienta de software para la enseñanza y entrenamiento en la construcción de la matriz DOFA. Ingeniería e investigación, 28(3), 2008 pp. 159–164.

## 5.1 ANÁLISIS EXTERNO

De los factores seleccionados, Económicos, Políticos, Sociales, Tecnológicos, Geográficos y Regulatorios, se identificaron Oportunidades y Amenazas potenciales relacionados con impactos en el manejo de este tipo de mercado hidrocarburífero.

Tabla 1. Oportunidades Matriz DOFA

OPORTUNIDADES (+)	
1	Nuevas Tecnologías
2	Apertura a yacimientos no convencionales
3	Acuerdos de Paz entre gobierno y las Farc-EP
4	Nuevos sistemas de levantamiento artificial
5	Mejoramiento de vías
6	Plan de reactivación económica
7	Sinergia con otras empresas
8	Entrega de más Campos Menores para Operadoras con capacidad de ejecución de este tipo de activos
9	Mejoramiento de políticas para manejo tributario y legislación ambiental que beneficien y sea atractivas para la inversión

Dentro de las oportunidades analizadas, se concluyó que las nuevas tecnologías de recobro y el plan de reactivación económica son las de mayor impacto en los resultados, debido a su aporte en la incorporación de reservas y el posible desarrollo de nuevos Campos.

- ✓ Apertura a nuevas tecnologías, más que una estrategia, la implantación a nuevas tecnologías se puede considerar como otro de los pilares fundamentales para la gerencia exitosa de Campos de Hidrocarburos. La presencia de nuevas tecnologías debe estar inmersa en todos los procesos de la cadena valor del negocio OIL&GAS, su crecimiento e innovación ha sido exponencial en las últimas décadas, lo cual ha cambiado varios paradigmas que han permitido incrementar la producción de hidrocarburos a nivel global abriendo posibilidades de extraer los hidrocarburos de una forma más eficiente y económica, que sin

duda beneficia de primera mano el negocio de los Activos Menores. Entre estos, está enmarcados el desbloqueo operacional técnico y económico de los yacimientos no convencionales, ampliando bastante la disponibilidad de los recursos del subsuelo a explotar. Lo anterior se podría llevar a cabo, con la creación de nuevos grupos interdisciplinarios de nivel académico y desarrollos tecnológicos de empresas privadas. De todo lo anterior expuesto, de acuerdo a esta oportunidad, como estrategia ofensiva, se plantea la fusión o sinergia con un aliado que cuente con el desarrollo de algún tipo de tecnología o con el talento intelectual para el desarrollo de alguna patente, que pueda ser desarrollada mediante proyectos piloto en el (los) Campos Menores en tenencia de la Operadora, por ejemplo pilotos para la incorporación de sistemas de levantamiento, que logre la optimización de costos de extracción y mantenimiento de hidrocarburos.

- ✓ La oportunidad de recibir más Campos Menores para operación y mantenimiento es una realidad actualmente, ya que como se mostró en el capítulo 3, es una de las medidas tomadas en el año 2020 por ANH para lograr la reactivación económica del país, entregando más Campos Menores, esto crea la ventaja para las empresas operadoras interesadas, acerca de poder comparar y tener un abanico de posibilidades mayor para escoger el más conveniente según los objetivos organizacionales.
  
- ✓ La esperanza de un mejoramiento de políticas para el manejo tributario, no obstante, la modificación de porcentaje de regalías divididas según producción de hidrocarburos de la operadora a partir del año 2012 crea una ventana de operación ventajosa para las Operadoras Juniors que serían las más interesadas en el manejo de estos activos. ANXO A aspectos contractuales en Colombia.

Tabla 2. Amenazas Matriz DOFA

AMENAZAS (-)	
1	Indicadores Macroeconómicos: precio crudo
2	Cierre de permisos de vertimiento
3	Cambio desfavorable de legislación
4	Obligatoriedad de consultas indígenas
5	Prohibición de transporte de carrotanques
6	Reforma tributaria, regalías
7	Retención de bloques inactivos
8	Energías alternativas
9	Conflicto armado; atentados
10	Paros de comunidad bloqueos

- Respecto a las amenazas identificadas, se estableció que la fluctuación del precio de crudo y el cierre de permiso de vertimiento, son las variables que más pueden afectar el desarrollo de los Campos Menores, debido a que los costos de operación de este tipo de campos en un escenario de precios bajos, puede ser poco atractiva la inversión, así como el no poder verter agua en especificaciones incrementaría el costo de operación de los activos, limitando la producción de crudo.

## 5.2 ANÁLISIS INTERNO

De los factores seleccionados, Técnica, Competitividad, Financiera, se identificaron Oportunidades y Amenazas que generan mayor impacto para el manejo de Campos Menores.

Dentro de las principales debilidades en la administración de Activos Menores, se identifican aquellas relacionadas con el dominio Financiero, debido a la

marginalidad de los activos y su potencialidad y aquellos como la Toma de Decisiones y el Manejo de Asociados.

Tabla 3. Debilidades Matriz DOFA

DEBILIDADES (-)	
1	Liquidez, disponibilidad de fondos internos
2	Aprovechamiento de subproductos
3	Capacidades para manejo adecuado de asociados
4	Experiencia técnica
5	Toma de decisiones
6	Proveedores & disponibilidad de equipos
7	Acceso a capital
8	Capacidad de endeudamiento
9	Rentabilidad & Retorno de la inversión
10	Comunicación tardía entre las áreas para la toma de decisiones
11	Trabajo aislado de áreas corporativas con errores y toma de decisión no efectivas

Se observa dentro de las principales fortalezas, aquellas relacionadas con el Talento Humano y los relacionados con la Responsabilidad Social y la Orientación Empresarial.

Tabla 4. Fortalezas Matriz DOFA

FORTALEZAS (+)	
1	Consultoría empresarial
2	Barrera de entrada de competidores
4	Velocidad de adaptación al cambio
5	Flexibilidad organizacional personal
6	Fuerza del producto, calidad, exclusividad
7	Participación del mercado
8	Accidentalidad
9	Enfoque del objetivo de negocio
10	Manejo de procesos
11	Rotación
12	Pertenencia
13	Retiros

Se observa dentro de las principales fortalezas, aquellas relacionadas con el Talento Humano y los relacionados con la Responsabilidad Social y la Orientación Empresarial.

### **5.3 ESTRATEGIAS ANÁLISIS DOFA**

Las estrategias Defensivas, producto de este Análisis son:

- ✓ Creación de equipo estratégico, mediante la aplicación de los esquemas de gerencia Planificación estratégica & Lecciones aprendidas durante la crisis, este grupo tiene la misión de elaborar un plan estratégico que abarque principalmente la operación y el mantenimiento de Campos Menores.
- ✓ Renegociación de contratos de transporte en carrotanques, en ocasión del impacto que tiene el transporte en el OPEX, al lograr reducir este costo, tendría un impacto positivo en el costo total de operación mantenimiento por barril producido.
- ✓ Consolidación de un grupo de expertos y apoyo de consultorías, del cual la herramienta más eficaz será el nivel de experiencia de los expertos, en materia de manejo de Campos Menores, para la generación de estrategias y planes de acción en posibles eventos de crisis, con el personal de la compañía o por medio de sinergia con un par (compañía Junior) con quien se tenga historial de relación comercial. Lo anterior asegura que el desarrollo de los planes mediante la aplicación del esquema integrado de Gerencia no estaría Sesgado.
- ✓ Fortalecimiento de grupo de operaciones, manejo eficaz del talento humano, mediante el esquema Gerencial más conveniente para el gobierno de cada departamento de la Compañía.

✓ Optimización de costos:

<b>Rubro</b>	<b>Meta</b>	<b>Estrategia</b>
○ Combustible	-35%	Migración Diesel a gas / Diésel a Fuel Oil
○ Tratamiento Químico	-50%	Negociaciones con proveedor / cambio de proveedor
○ Operación y Mantenimiento	-27%	Outsourcing, selección empresa más idónea prestación de servicio operación y mantenimiento del boque
○ Obras civiles	-50%	Acuerdos con operadoras que tengan presencia en el área de influencia, trabajos coordinados y presupuestos compartidos asociados al uso de la vía, apoyo entes gubernamentales (alcaldía)
○ Renta de equipos	-50%	Downsourcing, logrando tamaño ideal de la empresa o necesariamente a repensar la organización, que es imprescindible y que no, para liberar activos.
○ Renta de vehículos	-60%	Trabajar bajo un esquema de instalaciones comunes (sinergias)
○ Gastos oficinas Administrativos Oficina y Campo.	-25%	Métodos emergentes teletrabajo, freelance, reducción de viajes por cambio de turno, entre otras
○ Logística	-35%	Esquema de instalaciones Comunes
○ Otros	-30%	Esquema de Gerencia Justo a Tiempo, planificado, actuando de manera preventiva, no reactiva.

Tabla 5. Matriz DOFA Análisis Estratégico para Operadora Asociada a Campos Menores

FACTORES INTERNOS DE LA EMPRESA		FACTORES EXTERNOS A LA EMPRESA		FACTORES EXTERNOS A LA EMPRESA	
<b>DEBILIDADES (-)</b>		<b>AMENAZAS (-)</b>		<b>ESTRATEGIAS DEFENSIVAS</b>	
1	Liquidez, disponibilidad de fondos internos	1	Indicadores Macroeconómicos: precio crudo	1	Creación de equipo Estratégico para crear plan maestro de contingencia económica
2	Aprovechamiento de subproductos	2	Cierre de permisos de vertimiento	2	Fortalecimiento imagen corporativa responsabilidad social corporativa
3	Capacidades para manejo adecuado de asociados	3	Cambio desfavorable de legislación	3	Crear un organigrama definido claro con responsabilidades y con personal con experiencia en el manejo de Campos Menores
4	Experiencia técnica	4	Obligatoriedad de consultas indígenas	4	Realizar plan de capacitaciones, plan carrera para incrementar habilidades y destrezas. Capital intelectual
5	Toma de decisiones	5	Prohibición de transporte de carrotaques	5	Gerencia integrada de áreas corporativas, comunicación efectiva dirigidas por un grupo integrador
6	Proveedores & disponibilidad de equipos	6	Reforma tributaria, regalías	6	Gerencia integrada de áreas corporativas, comunicación efectiva dirigidas por un grupo integrador
7	Acceso a capital	7	Retención de bloques inactivos		
8	Capacidad de endeudamiento	8	Energías alternativas		
9	Rentabilidad & Retorno de la inversión	9	Conflicto armado; atentados		
10	Comunicación tardía entre las áreas para la toma de decisiones	10	Paros de comunidad bloqueos		
11	Trabajo aislado de áreas corporativas con errores y toma de decisión no efectivas				
<b>FORTALEZAS (+)</b>		<b>OPORTUNIDADES (+)</b>		<b>ESTRATEGIAS OFENSIVAS</b>	
1	Consultoría empresarial	1	Nuevas Tecnologías	1	Fusión (Sinergias) con aliados que cuenten con mayor conocimiento en manejo de Campos Menores o que tengan mayor músculo financiero
2	Barrera de entrada de competidores	2	Apertura a yacimientos no convencionales	2	Consolidar grupo de expertos para brindar consultorías a empresas interesadas
4	Velocidad de adaptación al cambio	3	Acuerdos de Paz entre gobierno y las Farc-EP	3	Fortalecimiento de grupo de operaciones: recursos y herramientas
5	Flexibilidad organizacional personal	4	Nuevos sistemas de levantamiento artificial		
6	Fuerza del producto, calidad, exclusividad	5	Mejoramiento de vías		
7	Participación del mercado	6	Plan de reactivación económica		
8	Accidentalidad	7	Sinergia con otras empresas		
9	Enfoque del objetivo de negocio	8	Entrega de más Campos Menores para Operadoras con capacidad de ejecución de este tipo de activos		
10	Manejo de procesos	9	Mejoramiento de políticas para manejo tributario y legislación ambiental que beneficien y sea atractivas para la inversión		
11	Rotación				
12	Pertenencia				
13	Retiros				

## 6. ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIAMIENTO PARA CAMPOS MENORES PROPUESTO

### 6.1 CADENA VALOR DEL SECTOR HIDROCARBUROS

La cadena del sector hidrocarburos corresponde al conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos (material orgánico compuesto principalmente por hidrógeno y carbono), dicho conjunto también está conformado por la regulación y administración de estas actividades<sup>39</sup>.

Ilustración 20. Cadena Valor de la Industria OIL&GAS



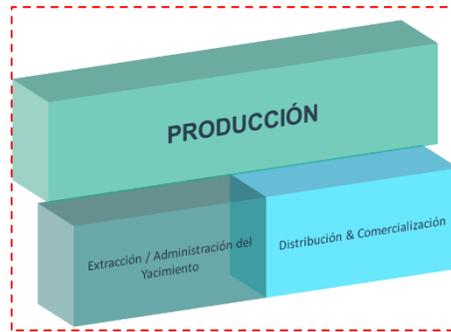
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Portal Regionalización [en línea] disponible en: <https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion>

La Cadena de Valor de los hidrocarburos, consta de dos grandes áreas: Upstream y Downstream. Para efectos de este trabajo de grado, la metodología enmarcada a continuación corresponde a la etapa de Producción y venta en cabeza de pozo,

<sup>39</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Análisis e información. [en línea] Consultado: 20 de junio 2021. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>.

aplicada a Campos Menores de Hidrocarburos, concepto definido detalladamente en el capítulo 3 de este documento.

Ilustración 21. Alcance de aplicación del Esquema Integrado de Gerencia dentro de la cadena valor de los Hidrocarburos



Los esquemas gerenciales son estrategias de la gestión organizacional, utilizada en la dirección y desarrollo de una compañía. No obstante, ningún esquema por sí solo es suficiente para lograr direccionar, por lo que la aplicación de varios esquemas fusionados de manera táctica, es decir, un esquema integrado, es el secreto para una dirección más acertada por lo menos para el negocio de los Campos Menores.

Para consulta de aspectos contractuales en Colombia y análisis de incertidumbres económicas inherentes para este trabajo se presenta la fundamentación de conceptos en el ANEXO A de este documento.

## **6.2 GERENCIAMIENTO INTEGRADO PARA CAMPOS MENORES**

Tomando en consideración lo anteriormente expuesto, a continuación, se expone el esquema integrado de Gerenciamiento propuesto y objetivo general de este trabajo de grado nivel maestría (Ilustración 31).

La primera estrategia para el ensamblaje del esquema propuesto, se trata de un engranaje de áreas que integran un objetivo común y es que el negocio sea rentable, para lograrlo debe existir una comunicación efectiva y asertiva entre los departamentos de la compañía, caso contrario a lo acostumbrado de ver en la Industria, cada área es como una isla independiente, con responsabilidades y entregables, donde no todos tienen la información de primera mano, para una respuesta ágil en la toma de decisiones cruciales del negocio de los Activos menores, conlleva malas decisiones, retrasos y entorpecimiento de los procesos.

Lo que se propone son equipos de alto rendimiento, con funciones y roles definidos, claros, dirigidos e integrados por un **equipo integrador líder** conformado por los gerentes Operaciones, yacimientos, HSEQ y gerente general. Este equipo es quien coordina y sincroniza todas las disciplinas, en una visión 360°, vela por el cumplimiento de las metas corporativas, asegura la ejecución de los trabajos de acuerdo con lo pronosticado y muy especialmente promueve el trabajo en equipo entre todos los integrantes (Ilustración 24).

Al emprender cada proyecto dentro de la empresa, la misión de este equipo es evaluar los resultados, independientemente sean positivos o negativos con el fin de consolidar lecciones aprendidas y de esto generar las mejores prácticas o reorientar la estrategia y planes conexos. Otra de las misiones de este equipo es aplicar el decálogo del éxito para afrontar tiempos de crisis desarrollado en el ítem 6.2.1 del presente documento.

Las áreas enmarcadas en este esquema integrado Figura 24, serán agrupadas en dos categorías:

**Áreas Técnicas: Estrategia, Exploración y Operaciones**, quienes tienen bajo su compromiso la conformación del equipo encargado del análisis especializado en

estas disciplinas, para llegar al producto final, conscientes de los flujogramas de trabajo para el mantenimiento y operación de los Campos Menores en el tiempo.

**Áreas de Soporte**, compuesta por: **Finanzas, HSEQ, RSE, Logística, Legal, Comunicaciones IT, RRHH y servicios generales administrativos.**

Una vez se logra la integración de las áreas bajo este esquema, continúa la integración de los **esquemas de gerencia** que fueron seleccionados en el capítulo 4 de este documento. **Aplicados estratégicamente**, según el área (técnica o de soporte), a continuación, se muestran las ventajas de trabajar cada área bajo los esquemas seleccionados.

Grupo 1: Estrategia: conformado por la alta gerencia, gobernado bajo los esquemas Planificación estratégica y Lecciones aprendida durante la crisis, estos esquemas de gerencia ayudan al planteamiento de pasos y acciones que debe emprender desde la alta gerencia para alcanzar las metas establecidas, teniendo en cuenta los cambios y contexto del entorno, asegurando la selección de metas correctas y luego la selección de acciones para el cumplimiento de estas. En cuanto al esquema de gerenciamiento de lecciones aprendidas durante la crisis, es el más acertado para este grupo, ya que brinda las medidas que deben ser adoptada para hacer frente a la crisis con el conocimiento técnico y una visión 360° de este grupo se adoptarán las mejores prácticas.

Grupo 2: Finanzas: esquema de gerenciamiento aplicado Planificación estratégica y Lecciones aprendidas durante la crisis. Tomar un punto de referencia de buenas prácticas y lecciones aprendidas durante la crisis ayuda a realizar un control de costos, planeación y evaluación de proyectos, comercialización y transporte de crudo, revisión fiscal y auditoría confiable.

Grupo 3: Exploración: Geofísica, Geología y nuevos negocios, esquema de gerenciamiento aplicado Reingeniería. En estas áreas técnicas, es indispensable el replanteamiento fundamental y el rediseño radical de los procesos para lograr metas de forma exitosa. Esto se amplía un poco en la aplicación del esquema propuesto durante las etapas de vida del Campo Petrolero explicadas en el ítem 6.4 del presente documento.

Grupo 4: Operaciones: dentro del cual se encuentra facilidades (obras civiles, construcciones mecánicas y eléctricas), perforación y completamiento, producción, mantenimiento y yacimientos todas áreas técnicas dirigidas mediante el esquema de mejora continua KAIZEN y Outsourcing. Proponer gerencia de mejoramiento continuo KAIZEN en estas áreas técnicas garantizan la integridad técnica del proceso; la gestión de la ejecución de las prácticas de estos esquemas, orientado a la calidad, maximizando la productividad de la empresa, mediante la reducción de ineficiencias aseguran la transferencia de conocimiento organizacional.

Para las áreas Facilidades “Proyectos” (obras civiles, construcciones mecánicas y eléctricas) y mantenimiento se propone gerenciamiento Outsourcing, permitiendo a las empresas contratar personal especializado por periodos de tiempo establecidos, lo que a la larga se traduce en trabajo de mayor calidad a menor costo, concentración de esfuerzos del personal directo en objetivos concretos para lograr ventajas competitivas.

Grupo 5: HSEQ y RSE: este equipo de alto rendimiento conformado por subdepartamentos de medio ambiente, comunidades, seguridad industrial, SGSST, seguridad física, Responsabilidad social y empresarial, se plantea ser gobernado bajo los esquemas Benchmarking y mejora continua Kaizen; el primero asegura trabajar bajo un esquema producto de evaluaciones de gestión y procesos de trabajo organizacionales reconocidos como mejores prácticas, asegura la transferencia de conocimiento, métodos y estrategias para abordar de la manera

más adecuada, adaptándolas según las necesidades propia de la compañía. El segundo esquema aplicado a esta área asegura la aplicación de la mejora continua le da una flexibilidad al esquema integrado, quedando abierto siempre a la actualización y adaptación de las variables que impactan mayormente la gestión Humana descritas en el ítem 6.3 del presente documento.

Ilustración 22. Matriz de conocimiento Bechmarking



Fuente: 15° Congreso nacional de gestión y mantenimiento estratégico. Buenos Aires, Argentina. Octubre 2018.

Grupo 6. Logística: Adquisición de bienes y servicios, logística en general, los esquemas Justo a tiempo JIP (Método Toyota) junto con una planificación estratégica logrará producir lo que es necesario, cuando es pertinente y en la cantidad que es precisa, reduciendo los niveles de inventario y, por tanto, los costes asociados a él, disminuye el riesgo de obsolescencia del inventario, ya que se encuentra con niveles de stock mínimos. Adicionalmente la flexibilidad del sistema just-in-time dota a la empresa de una mayor capacidad de reacción ante cambios imprevistos en el mercado.

Para lo anterior, es necesario Requiere una coordinación óptima con los proveedores y los clientes (las demás áreas) manteniendo un flujo de información continuo y controlado. Lo anterior se logra con una planificación estratégica.

Grupo 7 y 8. Áreas de soporte, estas áreas de soporte mostradas en la ilustración 24, estas áreas de soporte velan por que todas las actividades proyectadas se cumplan con los lineamientos establecidos por las diferentes entidades gubernamentales como lo son MME, ANH, ANLA, MINTRABAJO, corporaciones de medio ambiente regionales entre otras. Para el área Legal se propone gobernanza bajo el esquema gerencial de Empoderamiento, con el fin de amentarla capacidad y autonomía de los trabajadores, para que sea capaz de tomar decisiones y ejecutar tareas importantes en material legal apoyados bajo el amplio conocimiento en el área sin necesidad de aprobación de superiores, lo cual ayuda a mejorar los tiempos de respuesta en proceso importantes de su resorte.

Para las áreas de las tecnologías de la información y telecomunicaciones, servicios generales y desarrollo de talento humano se repite el esquema de gerenciamiento Outsourcing, recordando que las ventajas de usar este sistema de gerencia son lograr una mayor calidad a menor costo, concentración de esfuerzos del personal directo en objetivos concretos para lograr ventajas competitivas.

La propuesta de gerencia mediante el esquema de Downsizing en estas áreas de soporte conllevan a la disminución del tamaño de la compañía (desde un principio) y de los niveles de gestión, eliminando áreas no esenciales que en caso de necesitarse se podría subcontratar (Outsourcing). En sentido estricto, este modelo significa la reducción del tamaño de una empresa mediante la supresión de puestos trabajo, pero en general se orienta al logro del tamaño ideal de la empresa o necesariamente a repensar una modelo organizacional para Campos Menores expuesto en la ilustración 24.

### **6.2.1 Decálogo del éxito frente a tiempos de crisis en Manejo de Campos Menores para Empresas Operadoras**

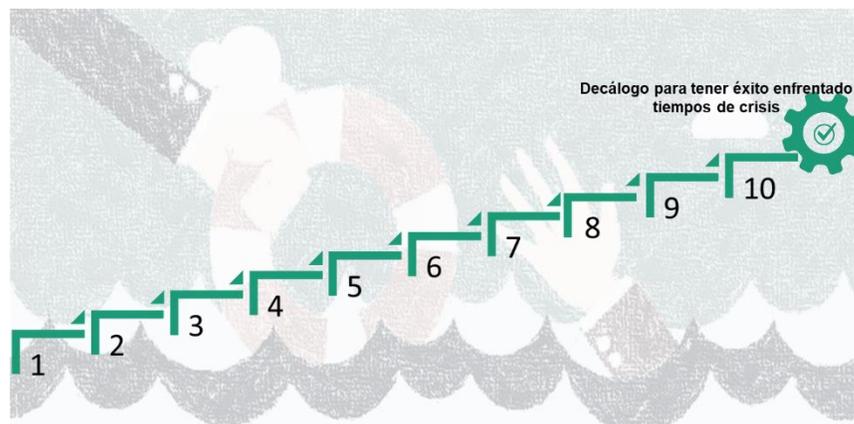
1. Consulta de expertos, el primer paso es contar con personas capacitadas que han adquirido experiencia en la operación de Campos Petroleros Menores, por lo tanto, la respuesta de ellos no estará sesgada. (Consulta de expertos).
2. Establecer escenario financiero de contingencia ante tiempos austeros es la simulación situacional con el precio de crudo <40 USD, mantenimiento OPEX actual y determinando punto de equilibrio de precios de venta de hidrocarburos y los indicadores financieros Ver ítem 6.4.2.3.
3. Establecer objetivos de costos de producción para el punto 2, que generen rentabilidad y utilidades óptimas al mantener precio barril petróleo <40 USD.
4. Optimización de costos estrategia ofensiva matriz DOFA Ítem 5.3 mediante refinación de procesos.
5. Realizar actualización semestral de los puntos anteriores, refinando los valores presentes de OPEX, producción diaria, días laborales mes.
6. Crear fondo de contingencias, ahorro en tiempos de bonanza, dejando un piso 20% ahorro cuando el precio del crudo sobrepase los 70 USD/Barril y 30% cuando sobrepase los 90 USD/Barril.
7. Detectar de manera temprana la debilitación de recursos financieros mediante el seguimiento continuo de indicadores.

8. Consolidación de sinergias entre empresas o unidades de negocio, para articular, promover y fortalecer fusiones y adquisiciones (Operadores de Campos Menores, Bancos, Sector Energía, Refinerías, etc.).

9. Elaboración de lecciones aprendidas para mejora continua, siempre hay algo por mejorar ante la respuesta a tiempos difíciles.

10. Hacer frente a la crisis de manera oportuna, debido a que se tiene un plan, no caerá por sorpresa, desde este primer día de caída impetuosa de precio de crudo, aplicar plan desarrollado en los pasos 1 al 9.

Ilustración 23. Decálogo del éxito frente a tiempos de crisis en Manejo de Campos Menores para Empresas Operadoras



### 6.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO

Para un correcto funcionamiento de la Operadora que maneje Campos Menores como su objetivo de negocio, se propone establecer una estructura integral, que dirija al personal y se encargue de tomar decisiones adecuadas para el crecimiento de la empresa. Así mismo, dado que trabajaremos con un mínimo de personal, este

será distribuido en dos sectores: áreas técnicas y áreas de soporte, para ello, se muestra el siguiente Organigrama propuesto Ilustración 25.

Debido a que las personas, es el capital más valioso que posee una empresa, debe existir un programa que promueve el desarrollo adecuado de la gestión de personas:

- ✓ Plan carrera
- ✓ Capacitaciones
- ✓ Inducción asertiva
- ✓ Estabilidad laboral
- ✓ Remuneración salarial motivante

Así mismo es importante establecer seguimiento y control de ahí que se propone un esquema gerencial compuesto de dos modelos los cuales son, Benchmarking y mejora continua, el primero basado en analogías con modelos de éxito en su aplicación en compañías de misión y visión similar al objeto de estudio, y en mejora continua abierta siempre a la actualización y adaptación de las variables que impactan mayormente la gestión Humana como lo son:

- ✓ Tamaño de la Organización
- ✓ Misión
- ✓ Visión
- ✓ Objetivos organizacionales
- ✓ Cultura Organizacional entre otros.

Como medidas de seguimiento y control para asegurar el mejoramiento continuo se pueden adoptar herramientas como:

- ✓ Evaluaciones técnicas
- ✓ Evaluaciones de desempeño
- ✓ Ausentismo laboral, etc.

Ilustración 24. Gerencia Integrada Para Campos Menores Propuesto

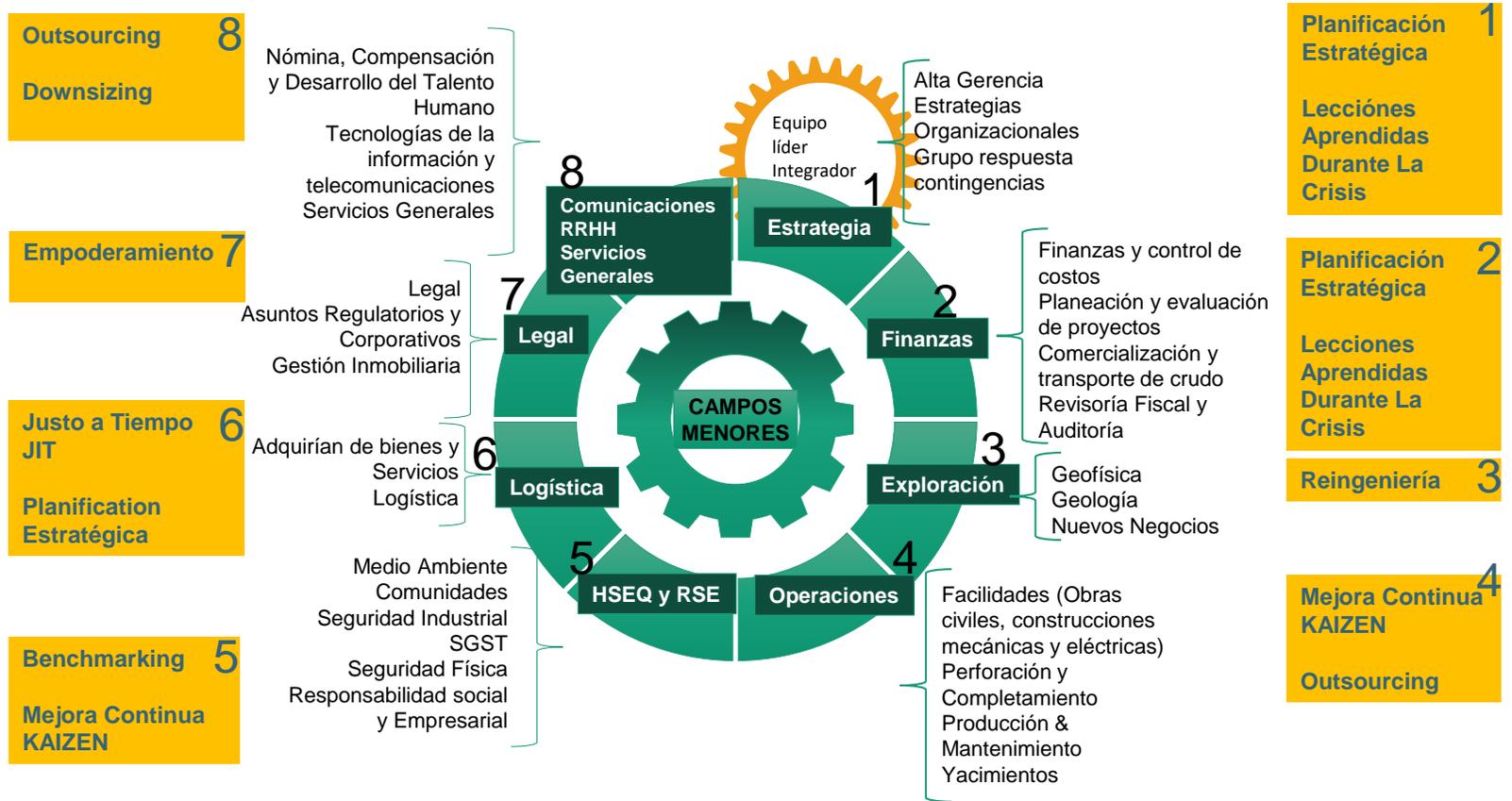
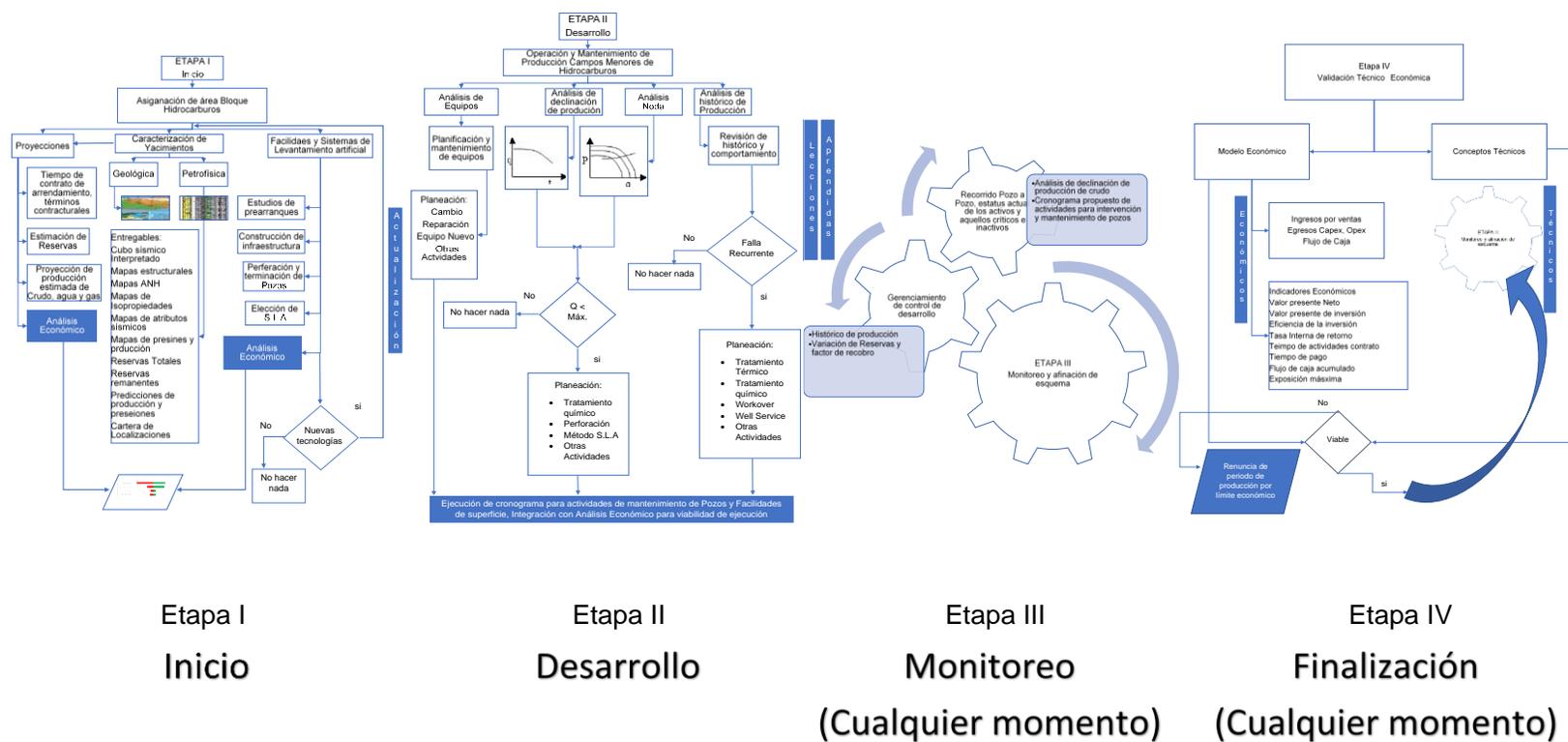


Ilustración 25. Organigrama Propuesto Esquema Integrado Gerencia Campos Menores <10.000 BOPD



Ilustración 26. Etapas del Área de Producción Upstream de Campos Menores



La ilustración 26, será explicada en detalle a continuación, en el siguiente ítem del presente documento.

## **6.4 ETAPAS DEL ÁREA DE PRODUCCIÓN UPSTREAM DE CAMPOS MENORES**

En breve se muestra dónde y cómo será aplicado el esquema integrado de gerenciamiento propuesto en este documento mediante la Ilustración 26.

La principal característica de los Campos petroleros pequeños, es que las inversiones de capital en la investigación y la puesta en producción del Campo son relativamente altas y su producción es muy sensible a los cambios en los precios del petróleo y los costos de producción. El mantenimiento y operación de este tipo de Campos exige un trabajo muy costoso en el Campo de la geología, geofísica, mientras que poner en producción un Campo petrolífero descubierto requiere el desarrollo de la producción, Pozos, desarrollo de estaciones recolectoras, preparación, transporte del crudo, inversiones específicas son mayores para los Campos petrolíferos pequeños.

La gestión de la producción de los Campos menores no puede afectar los costos de producción importantes y el precio del crudo, pero los costos operativos actuales pueden hacerlo. Por lo tanto, los costos operativos son el elemento esencial para la rentabilidad de un Campo Menor.

Los costos operativos incluyen costos relacionados con el mantenimiento de Pozos, instalaciones de superficie, costes del proceso de mantenimiento y producción (energía, aditivos, etc.). El manejo de estos costos y el buen mantenimiento toma el papel principal de los costos totales, lleva a una conclusión y es que todos los esfuerzos en la gestión de la producción, se centra en la reducción de estos costos, el número de días de producción durante un año, así como la cantidad de aceite producido, depende de características del equipo y condiciones en el Pozo.

Para proporcionar tanto como sea posible mayores cantidades de aceite de producción, con los costos operativos más bajos posible, la gestión de las necesidades de producción debe ser analizado integralmente.

Esto significa que desde la planificación de la producción hasta la producción gestionando las acciones emprendidas con el fin de resolver determinados problemas de producción, el proceso debe tratarse como una gestión integrada de producción de petróleo.

Dado que el objetivo principal de una inversión en Campo petrolero nuevo y/o existente es la obtención de beneficios, la aplicación del esquema integrado de gerencia permitirá una producción mejorada con disminución de costos de producción con un concepto de gastos mínimos.

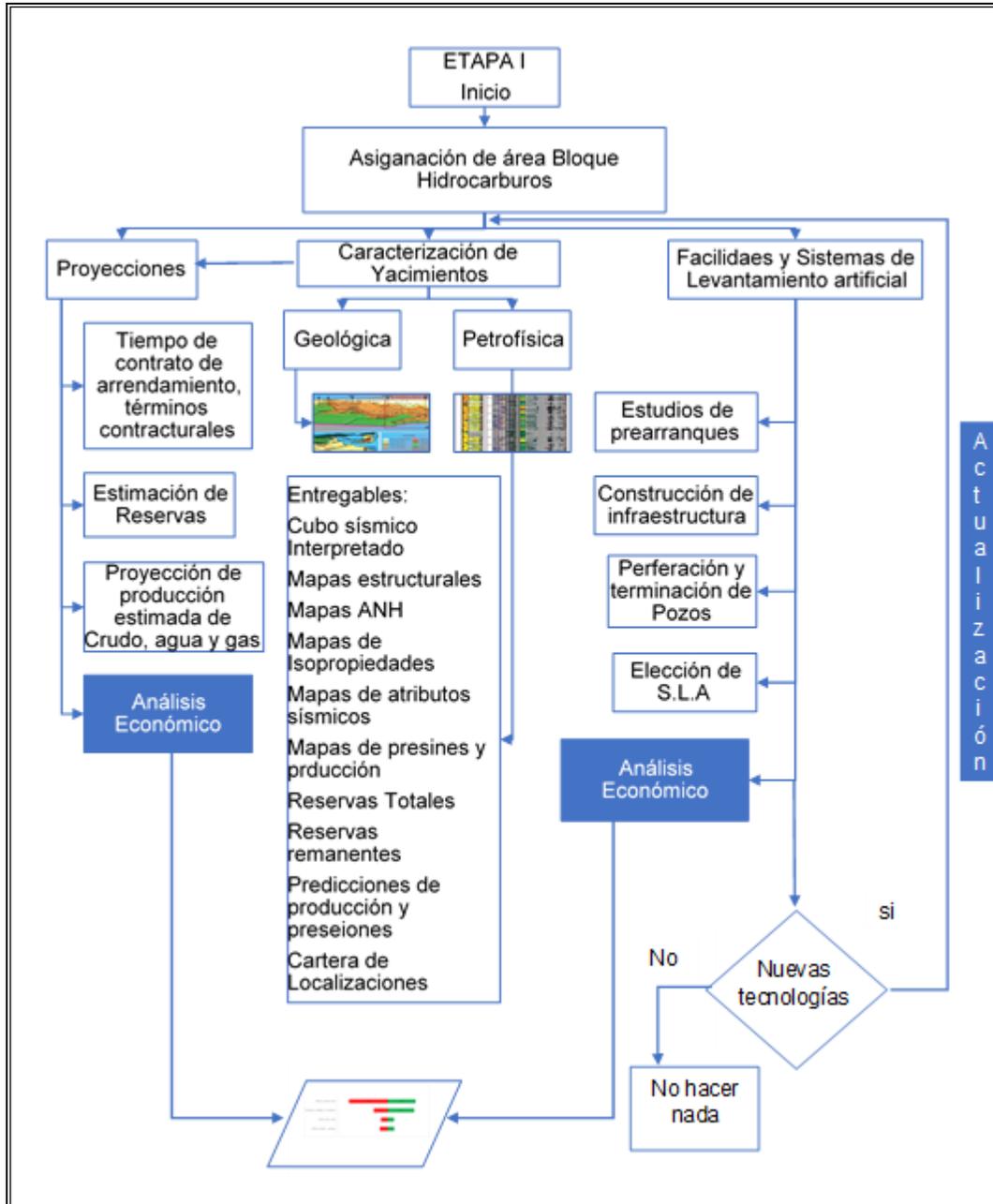
Este esquema Integrado propuesto, se aplicaría en cada una de las siguientes 4 etapas, propias de un modelo de negocio de Manejo de Campos Menores.

**6.4.1 Primera Etapa.** La planificación de la producción se basa en la evaluación de la producción futura, esta estimación implica el cálculo de reservas disponibles y el pronóstico de explotación. Dinámica en cierto periodo de producción. El análisis de la disminución de la producción se aplica como método eficiente para el pronóstico de la producción futura. Para definir y resolver el potencial de problemas de producción que incluyen todas las interrupciones periódicas de producción (debido a parafina, conificación de agua y gas, tratamientos químicos, etc.), se aplica el análisis DOFA. También, la planificación de producción se basa en la optimización de la producción mediante la aplicación de análisis Nodal.

Para cada método de explotación (métodos de levantamiento artificial y flujo libre), el análisis Nodal define los parámetros operativos óptimos del Pozo para la producción propuesta.

Reducción de estos costos, el número de días de producción durante un año, así como la cantidad de aceite producido, depende de características del equipo y condiciones en el Pozo.

Ilustración 27. Primera Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores



**6.4.2 Segunda Etapa.** Esta fase implica la gestión de la producción. La gestión de la producción se basa en la adquisición y el procesamiento de datos de producción. Monitoreo de parámetros de datos de producción, análisis nodal, y diagnóstico de problemas. Se monitorean los parámetros de producción, archivados y analizados para cada método de explotación aplicado. Comparación de parámetros óptimos definidos mediante análisis Nodal con valores reales, permite el cálculo de desviación.

Los valores de desviación tienen cierto rango señalan existencia de algún problema de funcionamiento. En este caso, se aplican modelos diagnósticos de problemas. Monitoreando datos de producción, especialmente la cantidad de fluido producido (petróleo crudo, gas y yacimiento agua), la relación de agua-aceite WOR), y la relación de gas-petróleo GOR, como primeros indicadores es posible que el problema sea diagnosticado de forma preventiva, Para resolver problemas existentes, el diagnóstico se realiza mediante el análisis de historial de producción.

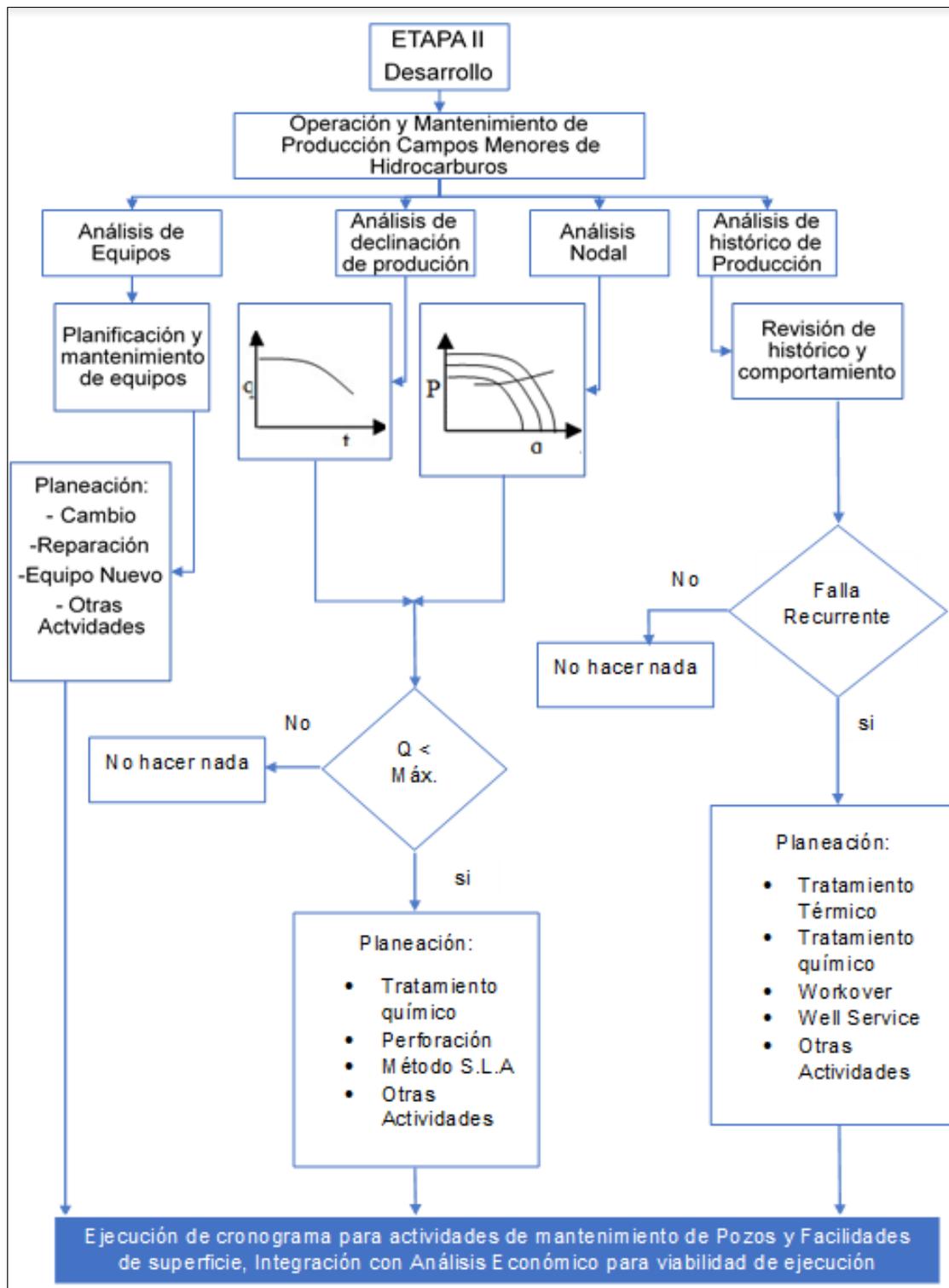
Después del diagnóstico del problema, es necesario resolver la causa de este. Tercera parte del modelo, la gestión integrada para la resolución de problemas que han afectado disminución de producción en comparación con la planificada.

La cuarta y quinta parte del modelo de gestión integrada de Campos Menores, involucra la tecnología del análisis económico. El análisis económico se puede utilizar dentro de cada parte del modelo de gestión integrado o resumido después de las soluciones técnicas dadas.

Para cada parte del proceso de producción, los costos operativos y los costos de servicios definen las actividades de trabajo. Se realiza un plan de actividades operativas para cada pozo, así como para todo el campo petrolífero sobre la base del historial de producción y el problema análisis de diagnóstico.

La gestión del proceso de producción depende directamente de la planificación de las actividades del pozo. Partes del modelo de gestión integrada de la producción de petróleo también se pueden utilizar con éxito planificando bien las actividades. Dado que las actividades de los pozos requieren grandes inversiones, el objetivo es realizar cada actividad con el mayor éxito posible en el tiempo óptimo. Además, es muy importante mantener los pozos fuera de la producción por poco tiempo, por la razón que cada interrupción de la producción (producción diferida) se refleja en la cantidad de fluido producido.

Ilustración 28. Segunda Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores



**6.4.2.1 Métodos para evaluación Económica.** Todo negocio en una compañía requiere ser evaluado desde el punto de vista técnico y económico, antes de ser incorporado o continuar su desarrollo, estas evaluaciones se hacen en condiciones de incertidumbre respecto al futuro, el cual no es posible de predecir con absoluta certeza. Se debe formular supuestos o premisas que permitan analizar sistemáticamente las variables para aumentar la probabilidad de éxito del negocio.

- **Punto de Equilibrio:** El punto de equilibrio se da cuando los niveles de producción y ventas generan los ingresos suficientes para cubrir todos los costos y gastos, sin generar utilidades alguna, en otras palabras, es el límite entre obtener ganancias o pérdidas<sup>40</sup>.
- **Análisis de Sensibilidad:** En la evaluación económica existe probabilidad de cambios en las variables macroeconómicas y operacionales del mercado, el análisis de sensibilidad es un procedimiento de cálculo en el cual se identifican variables que impactan directamente la rentabilidad de un negocio, para posteriormente predecir cuándo se afecta, es decir, que tan sensible son los indicadores financieros: TIR, VPN entre cambios en determinadas variables del mercado, considerando que las demás no cambian<sup>41</sup>.
- **Análisis de Escenarios:** Es un análisis con un enfoque similar al análisis de sensibilidad, pero con un alcance más amplio, ya que en este análisis se evalúa el impacto sobre la rentabilidad del negocio, originado por cambios simultáneos en determinado número de variables, lo que da lugar a consideración de múltiples escenarios para el desarrollo comercial en este caso de un Bloque de hidrocarburos<sup>42</sup>.

---

<sup>40</sup> HUERTAS ESLAVA, L. A.; OCAMPO BARBOSA, Z.J., Metodología para la construcción de un modelo financiero que permite aplicar "presupuestos bases cero" en proyectos de compañías operadoras en la industria de hidrocarburos (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2016. p. 52.

<sup>41</sup> Ibid.

<sup>42</sup> Ibid.

- **Árboles de decisión:** Los árboles de decisión, son una metodología de análisis que utiliza diagramas, para mapear alternativas y beneficios al tomar determinada decisión junto con sus probabilidades de ocurrencia. Su nombre se deriva de su parecido con las ramas de un árbol<sup>43</sup>.

**6.4.2.2 Indicadores Financieros Negocio Campos Menores.** Los indicadores Financieros más usados para el desarrollo de bloques de hidrocarburos Campos Menores son:

- **Valor Presente Neto (VPN)** Es la diferencia entre el valor actual de los beneficios brutos y el valor actual de los costos operativos e inversiones. Representa la riqueza adicional que se consigue con el proyecto sobre la mejor alternativa. El indicador es válido si es mayor a cero (0)<sup>44</sup>.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR)** Es la tasa inter temporal a la cual los ingresos netos del proyecto apenas cubren los costos de inversión, de operación y de rentabilidades sacrificadas. Es la rentabilidad interna del proyecto. El Indicador es válido si es mayor a la tasa de descuento<sup>45</sup>.
- **Eficiencia De La Inversión (EI)** Es un indicador que calcula el VPN generado por cada unidad monetaria invertida. Este índice es especialmente útil en la jerarquización de diferentes oportunidades de un portafolio de inversiones<sup>46</sup>.

---

<sup>43</sup> Ibid.

<sup>44</sup> ARTEAGA COBALEDA D, SUAREZ ARAQUE CE, CALVETE GONZÁLEZ FE, Evaluación tecnico-económica de un completamiento con levantamiento artificial tipo ESP y uno dual ESP con gas lift que operen de manera independiente, aplicado a pozos de un campo petrolero en Casanare (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico] 2016. p. 47-52.

<sup>45</sup> Ibid. p. 51.

<sup>46</sup> Ibid. p. 58.

- **Relación Beneficio Costo (RBC)** Es un indicador que sirve para medir la rentabilidad de un proyecto. Esta se define como la relación existente entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los costos y las inversiones. El indicador es válido si es mayor a 1<sup>47</sup>.
- **Periodo de Recuperación de la Inversión (Payback Periodo):** El período de reembolso es el lapso hasta que las sumas de los flujos de efectivo de la inversión igualan al costo. La regla del periodo de reembolso es tomar el proyecto si el período de reembolso es menor que algún periodo predeterminado<sup>48</sup>.

#### 6.4.2.3 Metodología propuesta para para Análisis Económico

- Definición de costos operativos diarios (Campo y administrativo) (depende la cuenca Sedimentaria escogida): Para esta categoría de estudio según investigaciones e informe ANH *ANEXO A 2018, Wood Mackenzie 2017 ANEXO B* (escenario 19, 20 y 28 USD/ Barril).
- Establecer producción de petróleo diaria <10.000 BOPD. (escenarios con 1000, 2000, 5000 y 10.0000 BOPD).
- Afirmación de Precio de petróleo 35/50/70 USD/ Barril escenarios pesimista, normalizado y optimista).
- Establecimiento del número de días laborales al mes: 29,65 Días/mes
- Para parámetros dados, el límite económico de producción es de 500 BOPD y el período de producción finaliza en 2035.
- Teniendo en cuenta los costos de administrar el proceso de producción en un Campo Menor, cabe señalar que se debe prestar especial atención a la reducción de los costos operativos OPEX. Esto será especialmente importante

---

<sup>47</sup> Ibid.

<sup>48</sup> HUERTAS ESLAVA LA. Op. Cit.

en el período futuro debido a la disminución de la producción y, por lo tanto, al deterioro de la rentabilidad, es decir, al aumento de los costos de producción específicos por unidad de aceite producido.

**6.4.3 Tercera Etapa.** La planificación y ejecución de un programa de desarrollo de Campos menores no tienen un límite establecido de finalización, de lo contrario, es flexible para llevarse a cabo continuamente a lo largo de toda la vida productiva del Campo, según el tiempo de contrato de arrendamiento lo permita, la idea es ir actualizando y mejorando con el tiempo y concluye cuando llega al límite económico y se toma la decisión de abandonar el mismo.

Durante la vida productiva, con base en objetivos definidos de incrementos de producción, estabilización y declinación hasta el abandono, se sustentan actividades de perforación, mantenimiento de pozos, construcción y adecuación de facilidades, las cuales se alimentan de la información proveniente del seguimiento y optimización de la producción junto con el monitoreo de yacimientos.

Para el desarrollo exitoso de esta fase, es indispensable que la Operadora (empresa), cuente con un equipo de especialistas en ingeniería de yacimientos, quienes tendrán bajo su responsabilidad el seguimiento del comportamiento de producción y presión de pozos, yacimientos y áreas específicas del Campo, con el objetivo de diagnosticar problemas y emitir las recomendaciones necesarias para el mejoramiento de la producción y comportamiento de los Pozos.

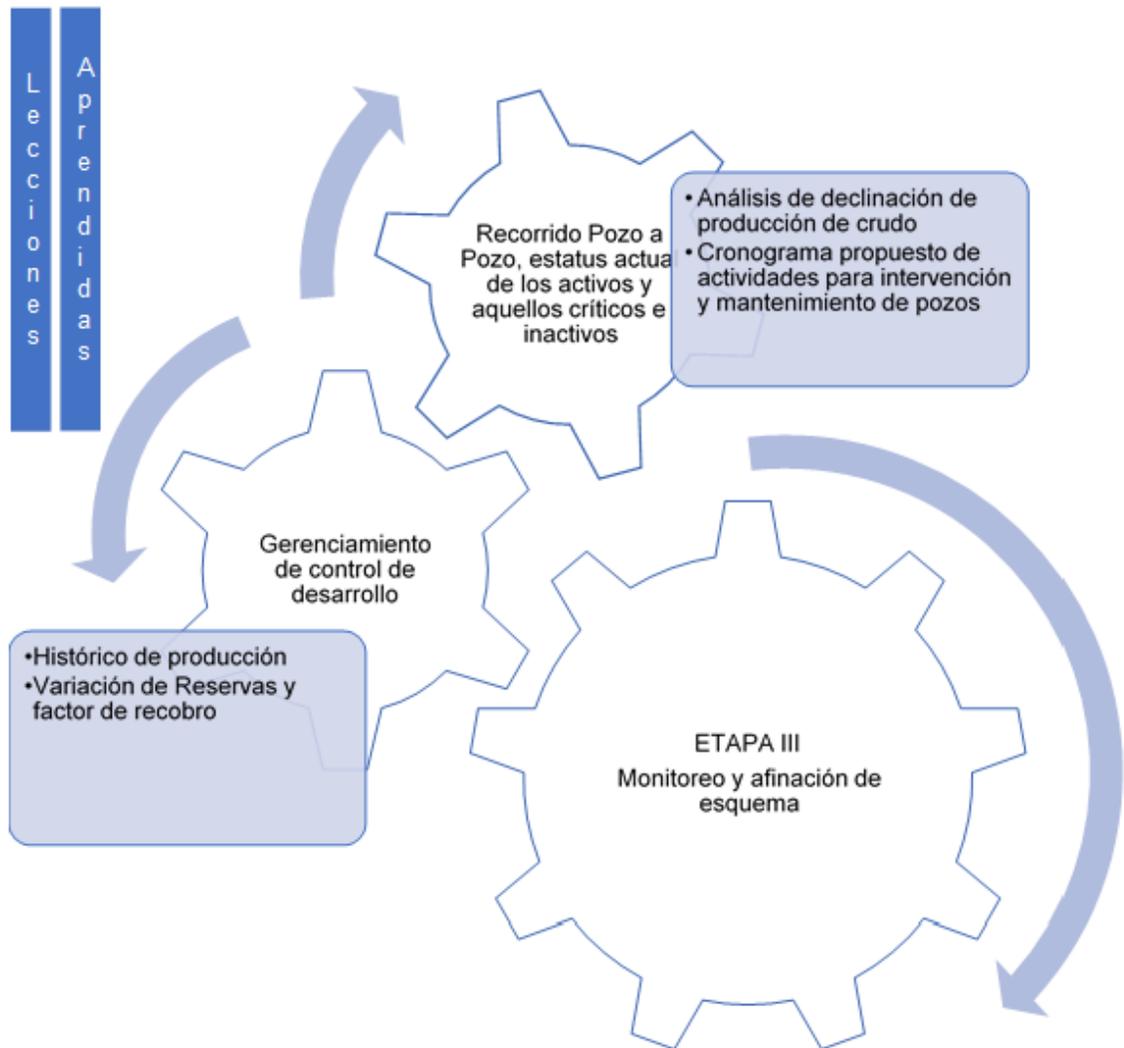
Los entregables para lograr estos objetivos de mejora y afinación de proceso en la metodología propuesta son informes periódicos, semanales y mensuales, sintetizando los aspectos relevantes de la vida productiva del yacimiento, entre los cuales se encuentran:

- Análisis de histórico de producción (Agua, gas, petróleo).

- Recorrido Pozo a Pozo, estatus actual de los activos y aquellos críticos e inactivos.
- Análisis de declinación de producción de crudo.
- Cronograma propuesto de actividades para intervención y mantenimiento de pozos.
- Variación (si la hay), de reservas y factor de recobro.

Todo lo anterior, en pro de generar un diagnóstico general de la fotografía actual del Campo, herramienta base para la optimización de producción, propuesta de abanico de oportunidades y plan de trabajo de acuerdo con problemas detectados, todo lo anterior, sustenta la aplicación del esquema de gerenciamiento de Reingeniería para las áreas Técnicas.

Ilustración 29. Tercera Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores



**6.4.4 Cuarta Etapa.** Esta etapa constituye la finalización del contrato (Anexo A), ya sea por finalización de la vigencia del contrato (E&P, TEA, Convenios E&P y contratos especiales). Consta básicamente de una evaluación técnica y económica para validar si es o no viable realizar una extensión (prorroga) del contrato de arrendamiento, o, por el contrario, aplicar el derecho de renuncia del periodo de producción (derecho de renuncia en Anexo A. Términos y condiciones de un

contrato de Exploración y producción de hidrocarburos), debido al límite económico de/ de los Campos petrolíferos en tenencia de la empresa operadora.

**6.4.4.1 Causales de Terminación de Contratos.** contrato terminará y cesarán los derechos de la operadora, en cualquiera de los casos enunciados a continuación<sup>49</sup>:

- Por renuncia de la empresa operadora, durante el Período de Exploración, en los casos previstos en el numeral 4.1.1. propio del contrato E&P ANH.
- Por vencimiento del Periodo de Exploración, sin que la operadora hubiere dado aviso de descubrimiento.
- Por vencimiento del Periodo de Exploración, cuando la operadora hubiere dado Aviso de Descubrimiento sin presentar el respectivo Programa de Evaluación d) Por renuncia de la operadora en cualquier tiempo del Período de Producción.
- Por vencimiento del plazo del Período de Producción. En estos casos, terminarán los efectos del contrato respecto del Área de Producción en la que se hubiere terminado el Periodo de Producción.
- Por la aplicación de alguna de las causales de terminación unilateral previstas en este contrato.
- h) Por la ocurrencia de alguna de las causales de terminación obligatoria o caducidad que ordene la ley.
- En cualquier tiempo por mutuo acuerdo entre las Partes (Operadora y ANH).
- ABANDONO: Sin perjuicio de lo señalado en la cláusula 69, en todos los casos en que haya lugar a la devolución de áreas, tanto en tierra como costa-fuera la compañía operadora deberá programará y realizará todas las actividades de Abandono, de conformidad con la legislación colombiana y observando las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

---

<sup>49</sup> LÓPEZ, Enrique, et al. La economía petrolera en Colombia Marco legal-contractual y sus principales efectos sobre la actividad económica del país (parte I). Banco de la república, 2012. p. 85.

Ilustración 30. Cuarta Etapa del Área de Producción Upstream de Campos Menores

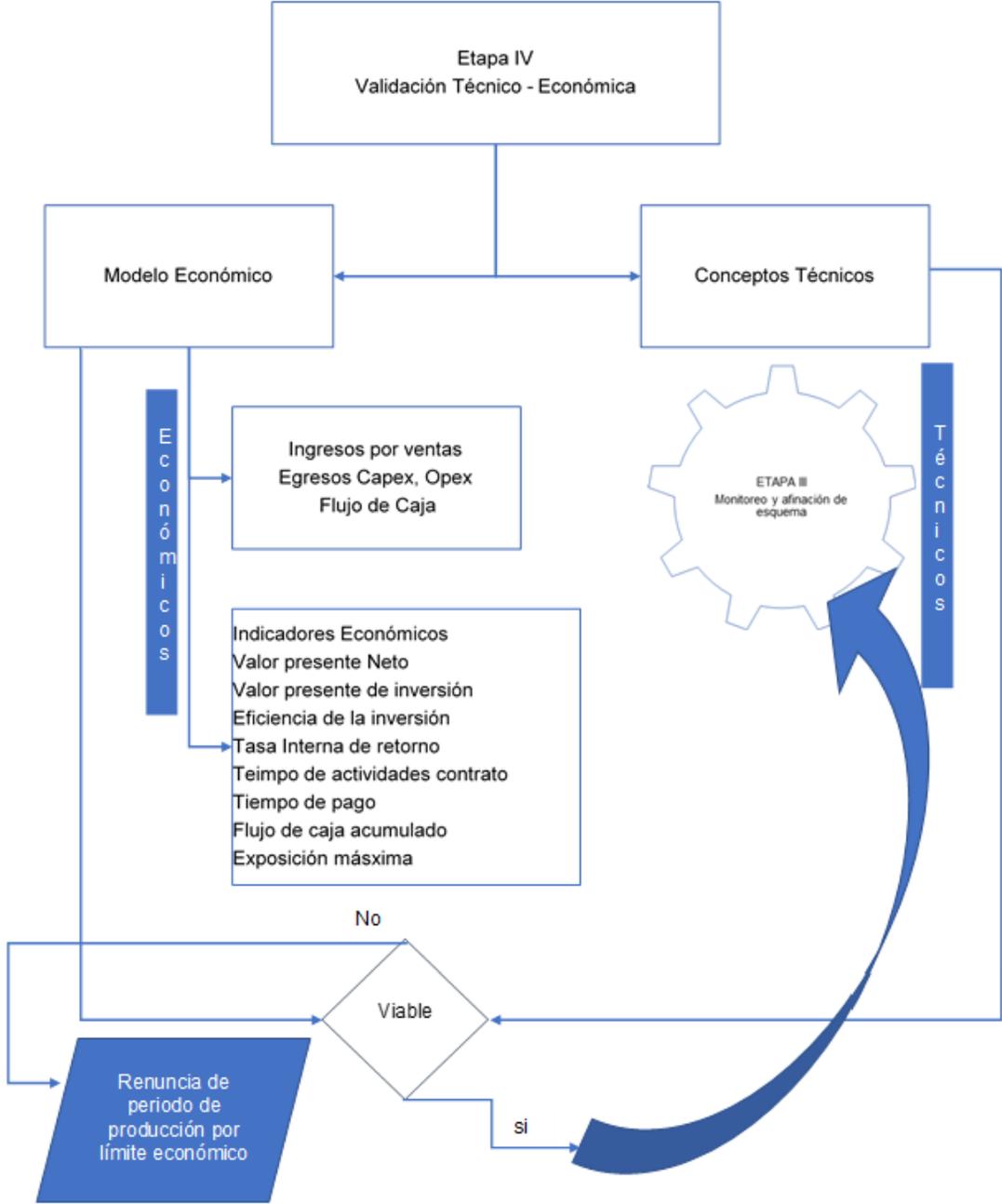
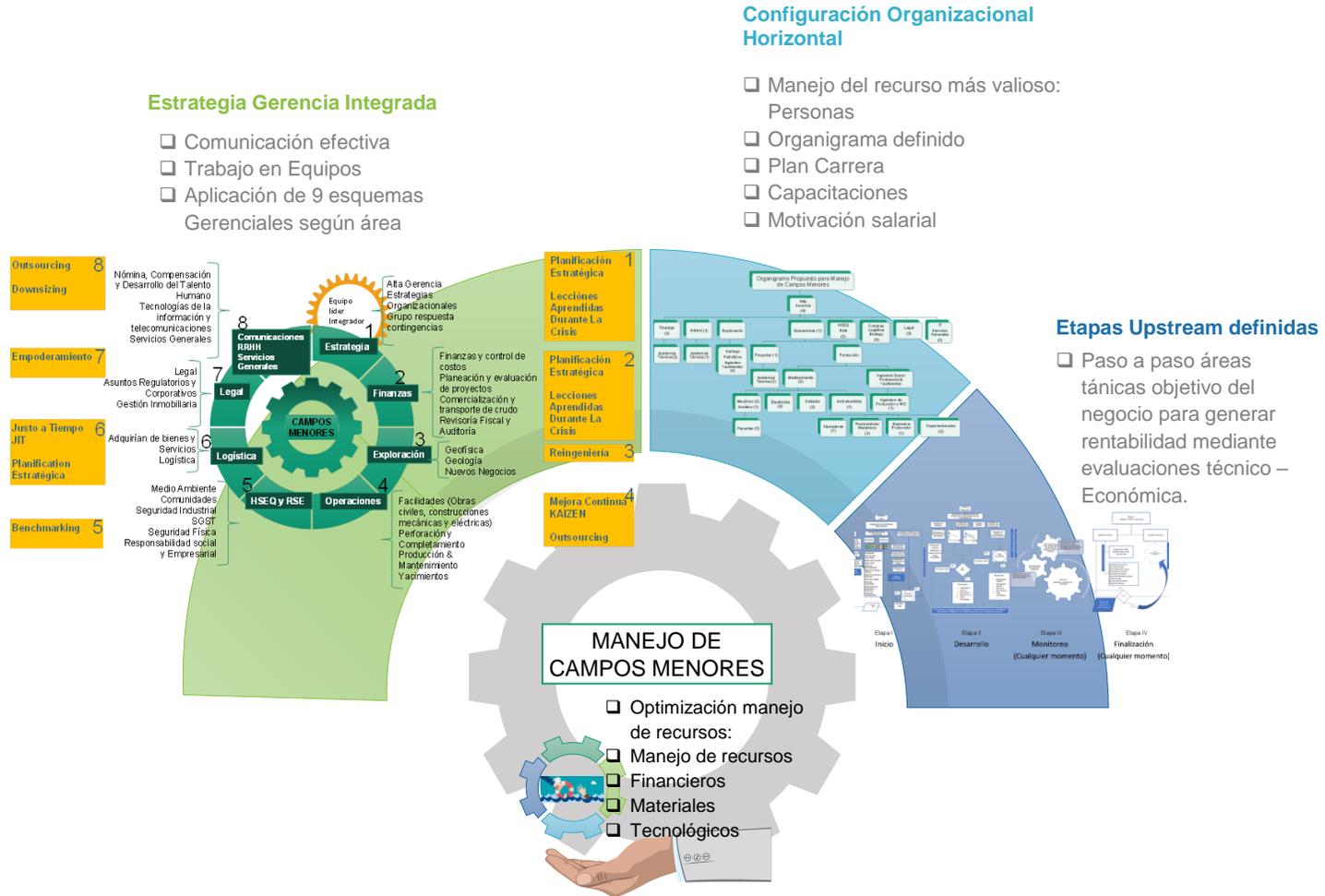


Ilustración 31. Esquema Integrado de Gerenciamiento para Campos Menores



Para mayor claridad de la ilustración 31, revisar ítem 7.4 (paso a paso para la implementación del esquema integrado de Gerencia de Campos menores).

## **7. VALIDACIÓN ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIAMIENTO MEDIANTE EL MÉTODO DE CONTRASTACIÓN CON EL MODELO DE GERENCIA ACTUAL DE LA EMPRESA INTEROIL COLOMBIA E&P**

Para el Esquema Integrado de Gerencia propuesto, se plantea la siguiente validación con el objetivo de dar mayor claridad a los enfoques gerenciales propuestos versus los esquemas Gerenciales convencionales usados en las compañías petroleras, independiente de cuál sea la producción que éstas tengan.

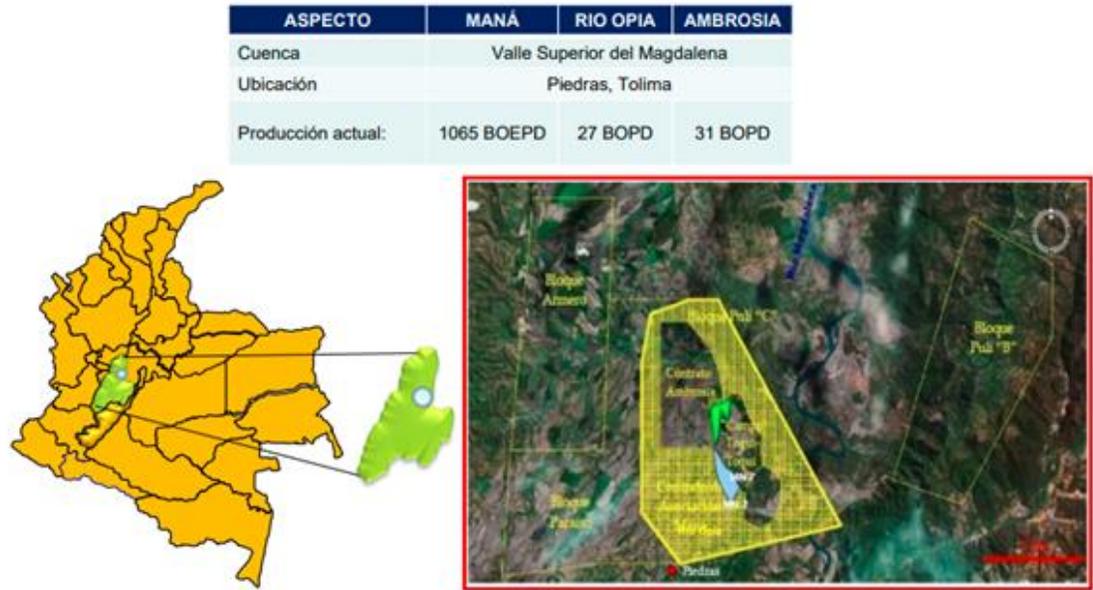
### **7.1 GENERALIDADES**

Interoil Colombia Exploration and Production, es una compañía operadora que en asociación con Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleos) y la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), se dedica a llevar a cabo estudios geológicos, levantamientos geofísicos, exploración, perforación de pozos (exploratorios y desarrollo), operación de producción, transporte, venta de petróleo y gas en los departamentos de Cundinamarca y Tolima y posee un bloque exploratorio denominado Altaír en el Casanare<sup>50</sup>.

---

<sup>50</sup> INTEROIL. Op. Cit.

Ilustración 32. Ubicación Geográfica Campos Menores ICEP



Fuente: INTEROIL E&P presentación Campos área Geología 2021.

El campo Mana hace parte del área del Contrato de Asociación Mana, se encuentra localizado dentro de la jurisdicción del municipio de Piedras, departamento de Tolima.

El Campo Mana cuenta con 7 Pozos en producción, 2 Pozos suspendidos y 3 Pozos abandonados pertenecientes a la Formación Doima; y con 32 Pozos en producción y 1 pozo suspendido de la Formación Monserrate. Estos pozos se encuentran completados con los sistemas de levantamiento artificial, bombeo Mecánico (BM) y Cavidades Progresivas (PCP). Este campo produce crudo de 25.15 API, tiene una producción de 515 BOPD, 2439 KSCFD y 20 BWPD en promedio 2019<sup>51</sup>.

<sup>51</sup> Ibid.

Actualmente el Operador Interoil E&P se encuentra en trámite de estudio por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos la Unificación Operativa de los Campos Mana y Rio Opia.

### **7.1.1 Manejo de Producción Campos INTEROIL COLOMBIA E&P**

#### **Facilidad Campo Maná Comercial:**

En la facilidad de producción Mana Comercial (Maná + Rio Opia) se muestran a continuación en materia a las facilidades de producción, descripción de recolección, tratamiento, almacenamiento, medición y transporte de crudo, además del procedimiento para realizar las pruebas de pozos y disposición de agua de producción.



de 12" al separador general y mediante una (1) línea de 8" al separador de prueba; así mismo hay dos líneas de 3" que conducen el crudo hacia los separadores de menor capacidad, una línea de prueba para crudo con bajo BSW y la otra para crudo contaminado (Alto BSW).

- Dos separadores trifásicos horizontales (General y Prueba) con capacidad de operación de 389 BOPD, 389 BOPD y 2.565 MMSCFD.
- Un separador trifásico horizontal (General) con capacidad de operación de 2621 BOPD, 788 BOPD y 942 MMSCFD.
- Un separador trifásico (Prueba) con capacidad de operación de 500 BFPD y 228 MMSCFD.
- Dos tanques verticales de techo fijo cónico +/- 5000 Barriles cada uno.
- Dos tanques verticales de techo fijo cónico +/- 1000 Barriles cada uno.
- Dos tanques horizontales para recibo de +/- 500 Barriles.
- Un tanque horizontal para recibo +/- 250 Barriles.
- Un Gauge Tank con dos compartimientos de +/- 50 Barriles cada uno.
- Sistema de bombeo para despacho de crudo, cinco bombas.
- Un cargadero
- Una piscina para almacenamiento de agua de producción
- Una Caldera
- Un intercambiador de Calor.
- Un Scrubber con capacidad de 542 BFPD y 3,89 MMSCFD.
- Una Tea con capacidad de 7,42 MMSCFD continuo y 15 MMSCFD intermitente.
- Un Patín de medición de gas venta.
- Un Knock Out Drum con capacidad de 20147 BWPD
- Sistema de inyección de Química.

### **Proceso de Producción:**

La producción de los Pozos (39 Pozos de Mana y 4 Pozos de Rio Opia<sup>1</sup>) fluye a través del Manifold ubicado en la Facilidad de producción Maná, el cual permite

distribuir la producción a dos separadores generales trifásicos horizontales, la corriente de crudo de salida de los separadores es enviada a los tanques de almacenamiento y después de un tiempo de reposo es fiscalizado mediante medición estática.

De los tanques de almacenamiento envían el crudo hacia el cargadero, en este existe un medidor de desplazamiento positivo y solo se usa de referencia. La medida oficial es la medición estática realizada en los tanques de fiscalización.

La corriente de gas de salida de los separadores es llevada al scrubber y de ahí para la venta de gas a Turgas S.A. E.S.P, la cual es medida con un sistema de medición conformado por platina de orificio asociada a computador de flujo. Parte del gas del campo es aprovechado en consumo para los motores usados en los sistemas de levantamiento de los Pozos, y el gas excedente es quemado en la Tea, este volumen se determina por balanceo.

Todos los tanques se drenan y el agua es recuperada y enviada directamente a las piscinas de oxidación, el agua recuperada por efecto de evaporación se elimina y el restante es recogida por carrotanque para posterior tratamiento y disposición.

Los pozos de los Campos Maná y Rio Opía son probados individualmente en las facilidades del Campo Maná (FPM), y la distribución de producción se hace de acuerdo con lo estipulado en la normatividad y en las prácticas aceptadas por la industria. Esta se reporta mensualmente en las formas de producción F9SH y F16.

1 la producción de los pozos del Campo Rio Opia se recibe actualmente en la Facilidad del Campo Maná Comercial (FPM), Desde septiembre de 2010, debido a que la producción de los pozos de Campo Rio Opia no permite disponer de facilidades para ellos desde el punto de vista económico. Este volumen de producción del Campo Rio Opia sale de los pozos y es transportado por dos líneas

de flujo de 2-7/8" (una de producción general y otra de pruebas) hasta las Facilidades de Producción Maná.

Tabla 6. Registro fotográfico

 <p>Manifold de Producción Facilidad Mana</p>	 <p>Separadores de producción</p>
 <p>Tanques TK-307 / TK-308</p>	 <p>Tanque TK-303 y Gauge Tank</p>
 <p>Tanque TK-303</p>	 <p>Tanque TK-310</p>



Tanque TK-302



Cargadero



Tea Facilidad Mana



Rio Opia-5



Pozo Rio Opia-1



Pozo Rio Opia-4

## CAMPO AMBROSÍA

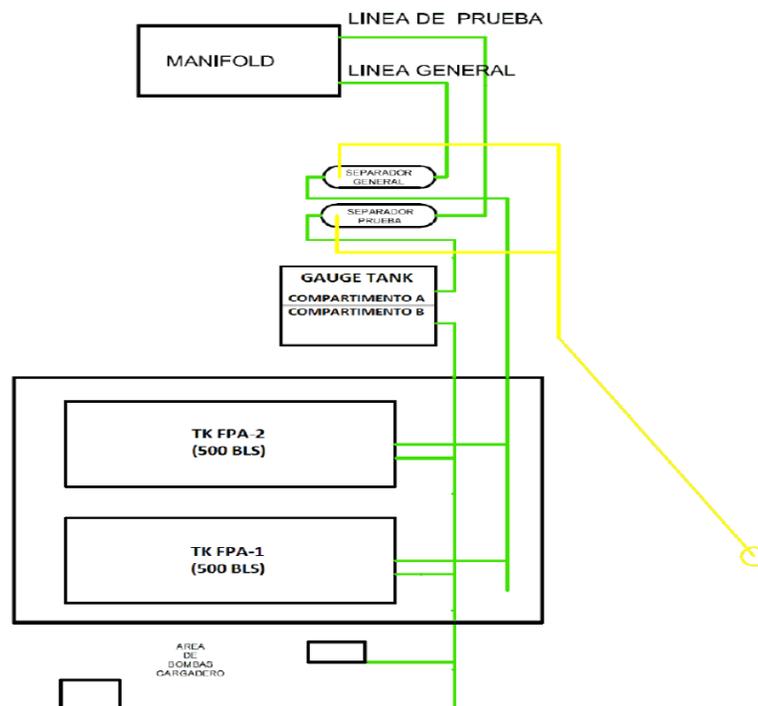
El campo Ambrosia del Contrato de Asociación Ambrosia, se encuentra localizado dentro de la jurisdicción del municipio de Piedras, departamento de Tolima.

El Campo Ambrosia cuenta con 3 pozos en producción y 3 pozos abandonados productores de las Formación Doima. Estos pozos se encuentran completados con el sistema de levantamiento artificial Cavidades Progresivas (PCP).

**Facilidades Campo Ambrosia:**

### ***PROCESO DE PRODUCCIÓN***

Ilustración 34. Layout Facilidades Batería Ambrosía



Fuente: INTEROIL E&P presentación Operaciones, 2021.

Para el manejo de la producción de los Pozos, INTEROIL tiene en su tenencia los siguientes Equipos y vasijas:

Facilidad Ambrosia:

- Manifold de Producción, con dos colectores 3”.
- Un separador trifásico horizontal (General), capacidad de operación de 777 BFPD.
- Un separador trifásico horizontal (Prueba), capacidad de operación de 360 BFPD.
- Dos tanques horizontales para recibo de +/- 500 Barriles cada uno. TK-FPA-001 / TK-FPA-002.
- Un Gauge Tank de dos compartimientos de +/- 50 Barriles cada uno.
- Una motobomba para despacho de crudo.
- Una Tea.
- Un Cargadero.

### **Proceso de Producción:**

La producción del Campo Ambrosia llega al manifold por medio de líneas (cada pozo tiene una línea independiente) y de este punto se distribuye por medio de la línea general al separador general o por medio de la línea de prueba. Hacia el separador de prueba. En los separadores se realiza el proceso de separación de las tres fases; aceite, gas y agua. Es importante aclarar que el crudo producido por este campo cuenta con una cantidad de agua muy mínima por lo tanto la facilidad no requiere planta de tratamiento de agua de producción.

El crudo obtenido durante el proceso de separación es enviado del separador general a los tanques de almacenamiento TK-FPA-001 y TK-FPA-002, adicional, cuando se realizan pruebas, el crudo proveniente de los Pozos es procesado en el

separador de prueba y luego medido en el tanque de prueba TANK 003 Gauge Tank Compartimiento A y Compartimiento B.

La corriente de Gas proveniente de los separadores general y de prueba, actualmente se está realizando por venteo en los tanques de almacenamiento, debido a que la Tea del Campo dentro de la visita realizada se encuentra fuera de servicio.

Tabla 7. Registro fotográfico

 <p>Pozo Ambrosia-3</p>	 <p>Manifold de producción General</p>
 <p>Separadores de prueba y general</p>	 <p>Tanques de Fiscalización</p>



Bomba de Transferencia



Línea Consumo de Gas (Fuera de Servicio)



Cargadero (Fuera de servicio)



Acceso a la Tea (Fuera de servicio)

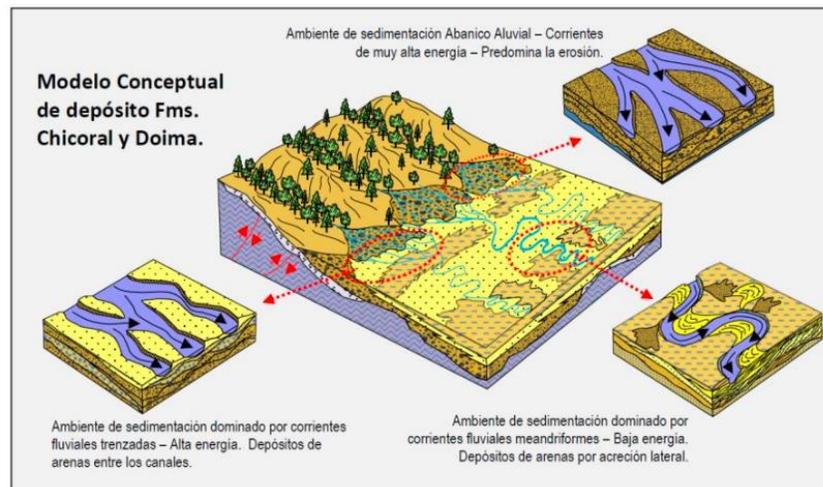
## 7.1.2 Marco Geológico

Ilustración 35. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Superior

		Age	Formation	Thickness	Lithology	Reservoir	Seal	Source	Fields	
TERTIARY	Neogene	Miocene	Honda Group	3000 m	[Lithology]	●	○		(Totare)	
			Hiatus							
		Barzalosa	250-500 m	[Lithology]		○			Ambrosia Toqui Toqui	
	Paleogene	Oligocene	Doima ★	1200 m	[Lithology]	●	○		Río Opia Toqui Chicoral Mana	
		Eocene	Potrerillo		[Lithology]		○			
		Paleocene	Chicoral ★	1100 m	[Lithology]	●				
Hiatus										
MESOZOIC	Cretaceous	Late	Guaduala	500 m	[Lithology]		○			
			Monserate	150-200 m	[Lithology]	●	○		(Puli-B)	
		Early	Olini Group	400-450 m	[Lithology]	●				
			Villeta Group	1900 m	[Lithology]					

Fuente: INTEROIL E&P presentación área Geología 2021.

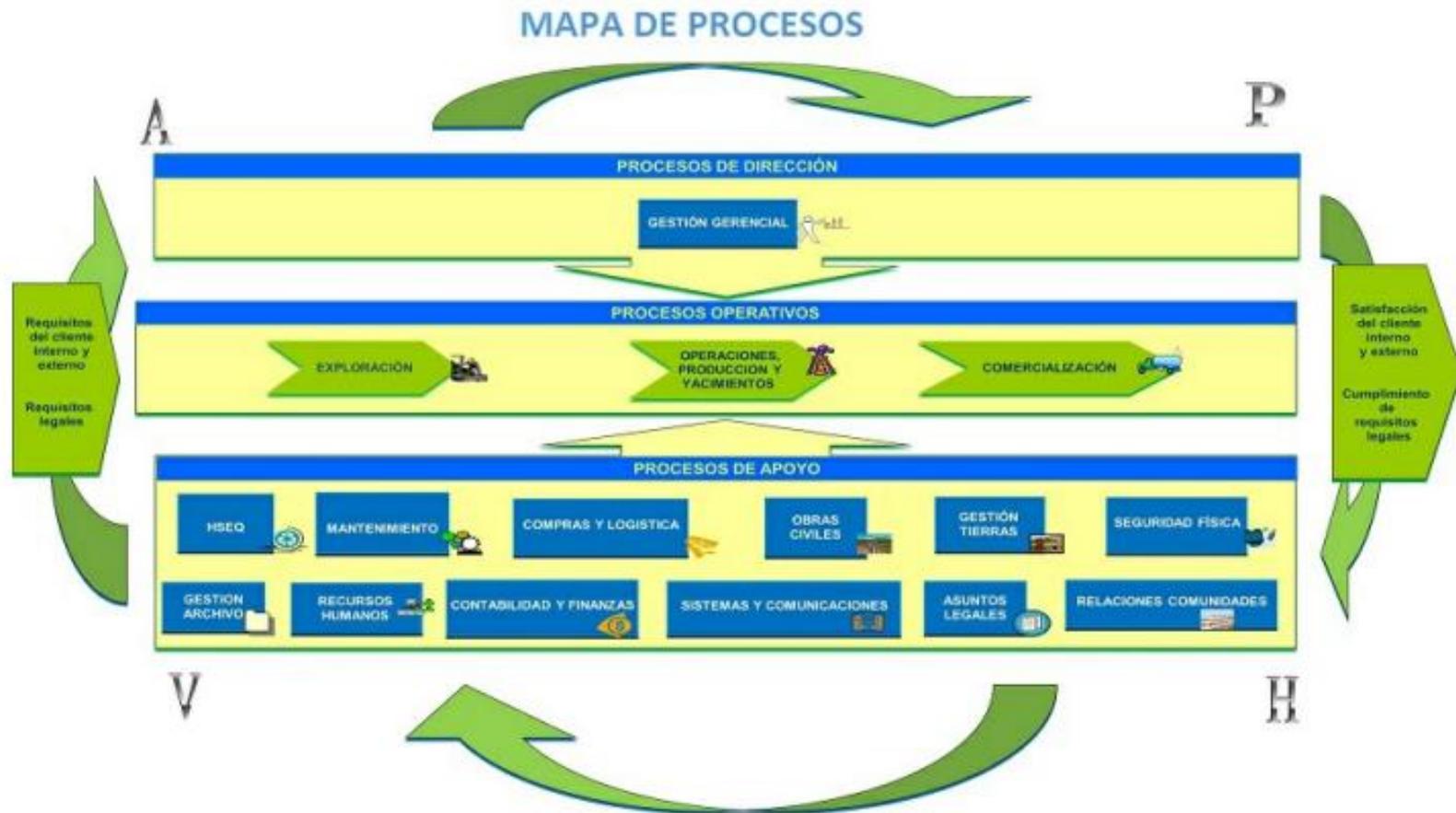
Ilustración 36. Modelo estratigráfico



Fuente: INTEROIL E&P presentación área Geología 2021.

## 7.2 ESQUEMA DE GERENCIA ACTUAL INTEROIL E&P

Ilustración 37. Mapa de Procesos INTEORIL E&P



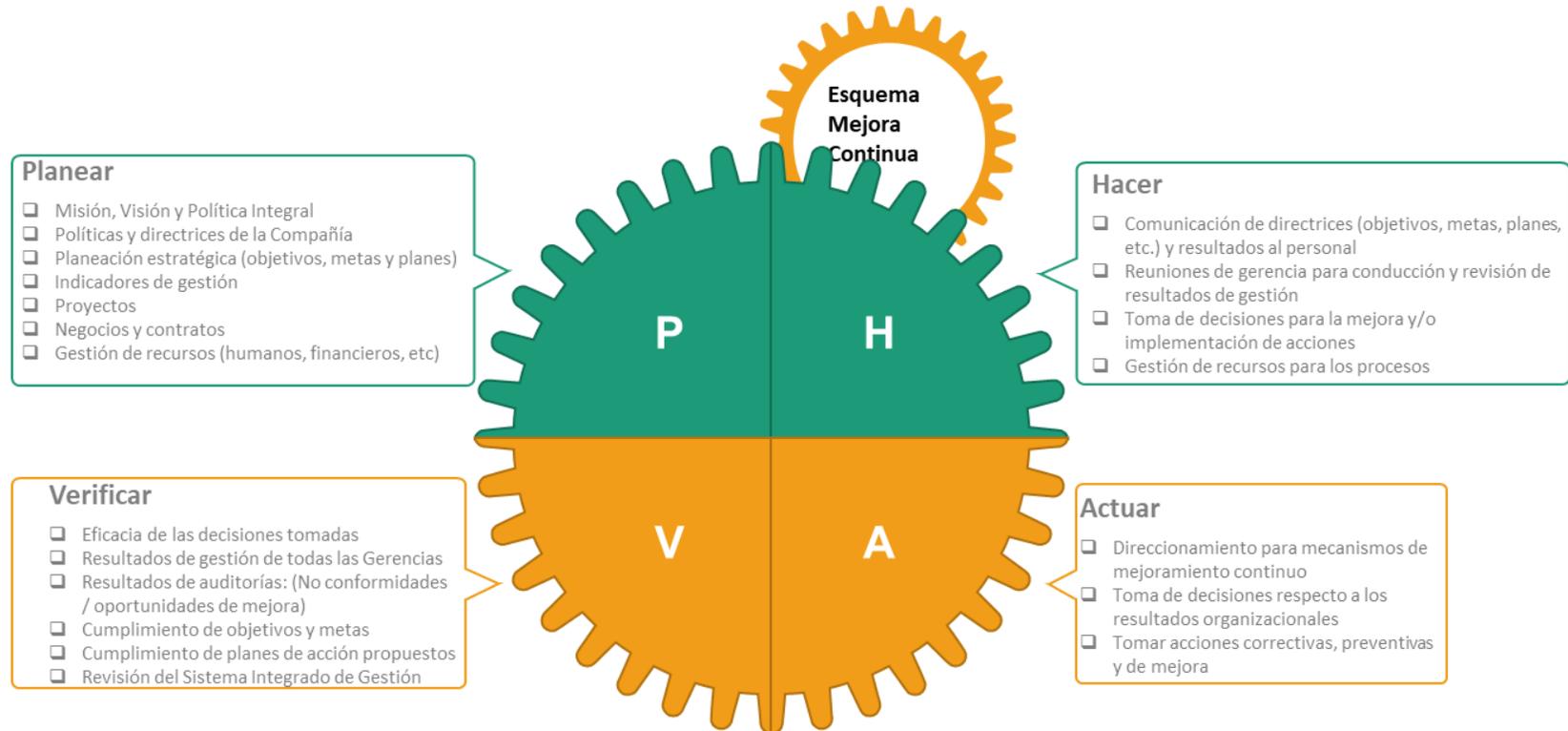
Fuente: Gestión Gerencial INTEROIL E&P

Tabla 8. Definición de Roles y Responsabilidades por áreas

PROVEEDORES	ENTRADAS	SALIDAS	CLIENTES
Casa Matriz	Proyectos, Lineamientos, Políticas, Objetivos, metas. Decisiones, estrategias, compromisos y planes de acción Proyectos y negocios Asignación recursos	Resultados de gestión Decisiones Estrategias Compromisos y planes de acción Gestión necesidad de recursos organizaciones.	Casa Matriz
Todos los procesos	Informes de gestión. Desempeño de procesos. Planes de mejoramiento y optimización. Necesidades de recursos (Ultimo ítem con excepción de Seguridad Física).	Directrices, Lineamientos, Políticas, . Planeación Estratégica (objetivos, metas, planes de acción), Decisiones. Compromiso Mejora	Todos los procesos
Exploración (EXP) Operaciones y Producción HSEQ (HSEQ) Recursos Humanos (RRH) Contabilidad y Finanzas	Necesidad y presentación de nuevos proyectos.	Revisión, aprobación y/o solicitud replanteamiento de proyectos.	Exploración (EXP) Operaciones y Producción (OPE) HSEQ (HSEQ) Recursos Humanos (RRHH) Contabilidad y Finanzas (ADF)
Exploración (EXP)	Portafolio de oportunidades, incremento de reservas.		
Operaciones y Producción	Resultados en producción Cumplimiento operación en óptimas de condiciones.	Cumplimiento metas de producción La mejora del producto en relación con los requisitos del cliente	Operaciones y Producción (OPE)
Contabilidad y Finanzas	Control y administración de recursos financieros. Resultados auditorías contables Entrega estados financieros	Recursos financieros disponibles para su administración y asignación según necesidades y/ o presupuestos de proyectos aprobados.	Contabilidad y Finanzas (ADF)
Comercialización (C) HSEQ (HSEQ) Recursos Humanos (RRH)	Retroalimentación del cliente interno y externo	Seguimiento y evaluación satisfacción cliente interno y externo.	Comercialización (C) HSEQ (HSEQ) Recursos Humanos (RRHH)
HSEQ (HSEQ)	Lineamientos, directrices en materia de gestión ambiental, siso y calidad. Normas y ambiente de trabajo seguro. Personal capacitado y formado en los sistemas de gestión. Documentos y registros normalizados para implementación. Informes con hallazgos y NC resultantes de auditorías e inspecciones para gestión. Oportunidades de mejora para implementación. Asesoría, apoyo, capacitación y entrenamiento para el cumplimiento de los requisitos de las normas en temas relacionados al SIG. Desempeño y estado del SIG Informes de auditorías Seguimiento a las revisiones por la dirección.	Mejora de la eficacia del Sistema Integrado de Gestión. Desempeño de proceso Identificación y evaluación de cumplimiento legal. Apoyo para la implementación de estrategias del SIG. Necesidad de crear o modificar documentos. Identificación oportunidades de mejora. Necesidad asesoría, apoyo, capacitación y entrenamiento para el cumplimiento de los requisitos de las normas en temas relacionados al SIG.	HSEQ (HSEQ)

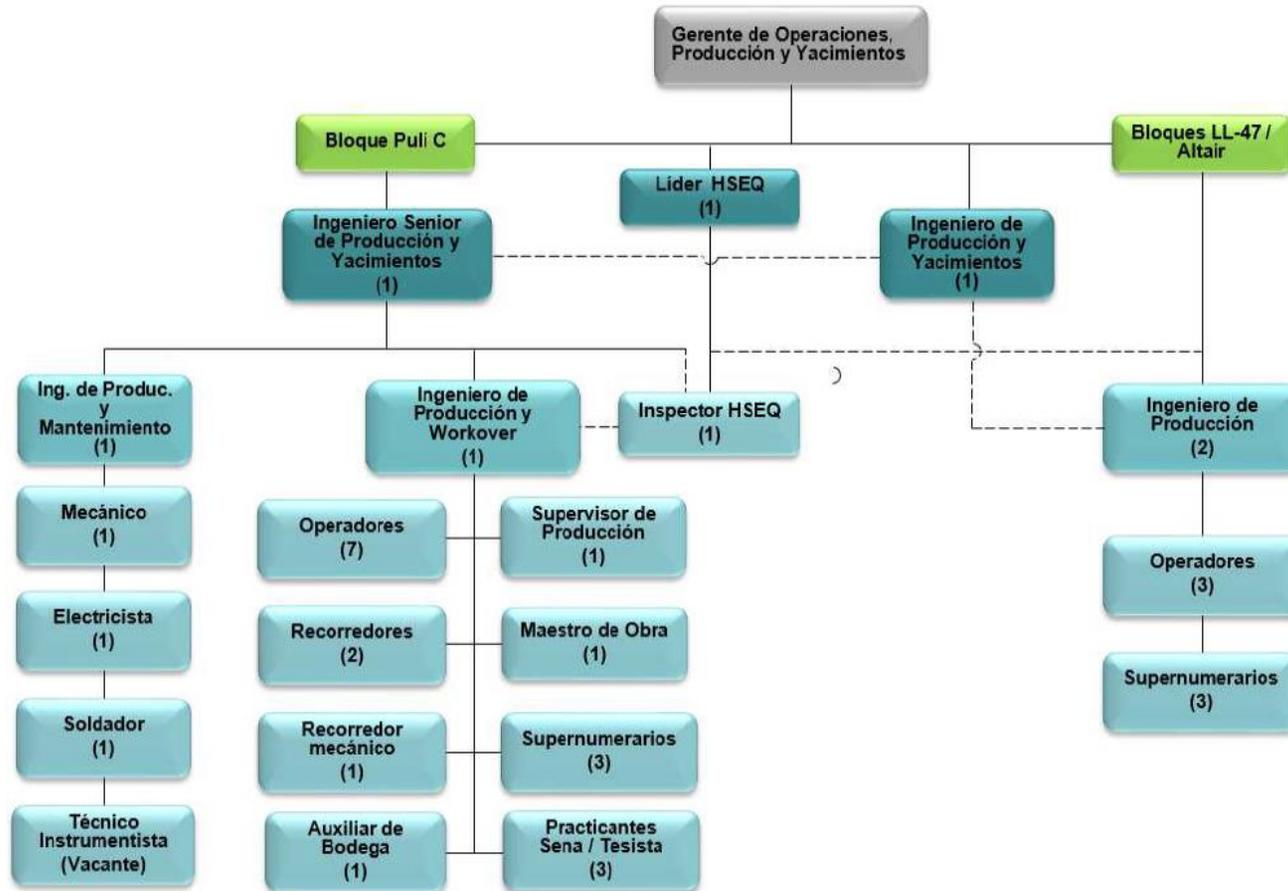
PROVEEDORES	ENTRADAS	SALIDAS	CLIENTES
Recursos Humanos (RRH)	Resultados de la verificación y evaluación desempeño personal.	Estructura organizacional Solicitud evaluación y verificación de perfiles de cargos.	Recursos Humanos (RRHH)
Asuntos Legales (L)	Atención / Imposición de demandas	Demandas.	Asuntos Legales (L)
	Atención a reclamaciones de terceros	. Reclamaciones a terceros.	
	Interposición de reclamaciones a terceros		
	Conceptos jurídicos.	Consultas Jurídicas.	
	Atención de comunicaciones de contenido legal	Comunicaciones con contenido legal.	
Requisitos legales identificados.	Apoyo en la identificaciones requisitos legales.		
Actualización de requisitos jurídicos con base en los cambios.			
Sistemas y Comunicaciones (S)	Custodia y administración de información.	Solicitud soporte tecnológico e informático en la definición, implementación de nuevos proyectos y tecnologías.	Sistemas y Comunicaciones (S)
	Soporte tecnológico e informático en la definición, implementación de nuevos proyectos y tecnologías.	Necesidades custodia de información, informática y Comunicaciones	
	Satisfacción en las necesidades de Informática y Comunicaciones.	Petición de nuevos servicios y elementos de configuración o mejoramiento de los mismos.	
	Nuevos servicios y elementos de configuración o mejoramiento de los mismos.	Solicitud equipos (computadores) aptos para el desarrollo de las actividades.	
	Equipos (computadores) aptos para el desarrollo de las actividades.		
Gestión Archivo (A)	Entrega oportuna de la información para consulta y gestión.	Solicitud información para consulta y gestión. Mini rondas, contratos Bloques, Correspondencia.	Gestión Archivo (A)
Seguridad Física (SF)	Seguridad de personal e instalaciones en las áreas de influencia de la operación.	Necesidad de seguridad física personal e instalaciones en las áreas de influencia de la operación.	Seguridad Física (SF)
Socios, entidades gubernamentales	Relaciones e imagen corporativa y gestión interinstitucional.	Relaciones e imagen corporativa y gestión interinstitucional.	Socios, entidades gubernamentales, posibles clientes, entidades bancarias entre otros.

Ilustración 38. Esquema de Gerenciamiento actual ICEP E&P



Fuente: Adaptación ICEP 2021

Ilustración 39. Organigrama áreas técnicas ICEP E&P 2021



Fuente: Adaptación ICEP 2021

## 7.2.1 Términos Contractuales Bloque Pulí C

Tabla 9. Resumen Términos Contractuales Bloque Pulí C

Generalidades	Campo Maná	Campo Rio Opia	Campo Ambrosia
Cuenca	Valle Superior del Magdalena		
Área	7.845 Ha + 6.618 m <sup>2</sup>	403 Ha + 8183 m <sup>2</sup>	1538 Ha + 282 m <sup>2</sup>
Municipio	Piedras (Tolima)		
Socio - Operador	Interoil Colombia E&P		
Fecha efectiva	12 de noviembre 2003	24 de junio 2002	28 de diciembre 2002
Fecha de finalización	<b>11 de noviembre 2028</b>	<b>23 de junio 2030</b>	<b>27 de diciembre 2027</b>
Duración del Contrato	25 años	28 años	25 años
Regalías	Crudo: Variable: 8%; Gas: 6,4%		
Distribución de producción, OPEX-CAPEX	Interoil: 70% - Hocol: 30%		
Venta de Gas	Si	Si	No
Tipo de Fluido	Black Oil - 23,6° API		
OOIP (MBPE)	86.1	4.8	6.5
FR Actual (%)	9%	9%	6%
FR Esperado (%) Básica/Incremental	11%	10%	11%
Pozos perforados	43	8	6
Pozos productores activos	38	4	3
Pozos inactivos	2	0	0
Pozos abandonados	3	4	3

Fuente: Adaptación ICEP 2021

## 7.3 ANÁLISIS DE ESQUEMAS INTEROIL VS ESQUEMA INTEGRADO DE GESTIÓN MEDIANTE MÉTODO DE CONTRASTACIÓN

De lo anteriormente expuesto<sup>52</sup>, se observa que el esquema de gerencia que aplica la Operadora ICEP E&P es el ciclo PHVA de mejora continua, es una herramienta de gestión presentada en los años 50 por el estadístico Estadounidense Edward Deming.

Pese a que este método de gestión de calidad se encuentra plenamente vigente y en muchas organizaciones ha demostrado eficacia para reducir costos, optimizar la productividad, ganar cuota de mercado e incrementar la rentabilidad de las

<sup>52</sup> Ibid.

organizaciones. Logrando, además, el mantenimiento de todos estos beneficios de una manera continua, progresiva y constante, a continuación, se desglosa las ventajas y desventajas en comparación con el Esquema Integrado para Gerenciamiento propuesto en este documento.

**7.3.1 Etapas del Ciclo PHVA.** Planificar: En la etapa de planificación se establecen objetivos y se identifican los procesos necesarios para lograr unos determinados resultados de acuerdo con las políticas de la organización. En esta etapa se determinan también los parámetros de medición que se van a utilizar para controlar y seguir el proceso.

Hacer: Consiste en la implementación de los cambios o acciones necesarias para lograr las mejoras planteadas. Con el objeto de ganar en eficacia y poder corregir fácilmente posibles errores en la ejecución, normalmente se desarrolla un plan piloto a modo de prueba o testeo.

Verificar: Una vez se ha puesto en marcha el plan de mejoras, se establece un periodo de prueba para medir y valorar la efectividad de los cambios. Se trata de una fase de regulación y ajuste.

Actuar: Realizadas las mediciones, en el caso de que los resultados no se ajusten a las expectativas y objetivos predefinidos, se realizan las correcciones y modificaciones necesarias. Por otro lado, se toman las decisiones y acciones pertinentes para mejorar continuamente el desarrollo de los procesos.

### **7.3.2 Mejora Continua PHVA (INTEROIL) vs Esquema Integrado para el Gerenciamiento de Campos Menores**

#### Ventajas

- Por lo general, se consiguen mejoras en el corto plazo y resultados visibles.
- Se reducen los costos de fabricación de productos y prestación de servicios.
- Es un sistema que favorece una cuestión hoy en día vital para todas las empresas: incrementar la productividad y enfocar a la organización hacia la competitividad.
- Contribuye a la adaptación de los procesos a los avances tecnológicos.

#### Desventajas

- Cuando el mejoramiento se concentra en un área específica de la organización, se puede perder la perspectiva de interdependencia que existe entre los distintos departamentos y áreas de las organizaciones.
- Requiere de cambios importantes en toda la organización, lo que puede acarrear inversiones importantes en infraestructuras o recursos humanos.
- En el esquema de Gerencia ICEP E&P, no contempla grupo de alto desempeño encaminado a realizar plan de acciones ante eventos de crisis, no hay preparación para enfrentar escenarios austeros, luego la empresa va a tener que realizar esfuerzos mayores y reformas presupuestarias no calculadas, con espacio de errores y toma de decisiones no adecuadas, todo lo anterior puede conllevar a la bancarrota de la empresa en situación de crisis.
- La empresa no cuenta con un programa de gestión de talento humano, pese a que realiza capacitaciones e inducciones, no existe una socialización efectiva de los objetivos organizacionales para que todo el equipo de trabajo centre esfuerzos en el cumplimiento de dichas metas.
- El organigrama y el mapa de procesos utilizados actualmente por ICEP no permite una comunicación efectiva con una vista 360° propia del esquema integrado de Gerenciamiento, con mayores resultados en comparación a la

sumatoria de todos los valores agregados individualmente, converge en trabajo en equipo, en lugar de trabajo asilado.

- Para la Industria OIL&GAS transitar todos los procesos inherentes a la cadena de valor que va desde la exploración y explotación hasta la comercialización, es vital encausar esfuerzos para el cumplimiento de objetivos establecidos en el plan maestro de negocio, esto sólo es posible en forma eficiente mediante trabajo en equipos integrados.
- El esquema utilizado actualmente por la empresa ICEP E&P es uno de los 9 componentes del esquema integrado propuesto, que además de trabajar en sinergia entre las áreas, está personalizado para el manejo de Campos Menores (<10.000 BOPD y <5MM BO reservas), mientras que el PHVA es una herramienta del esquema de mejoramiento continuo general para cualquier tipo de negocio.

#### **7.4 EL CAMINO HACIA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA INTEGRADO DE GERENCIA**

Por todas las razones anteriormente expuestas, es recomendable que la empresa aplique el sistema de Gerencia propuesto, lo primero que hay que tener en cuenta para la aplicación de este esquema de Gerencia es estar conscientes del cambio organizacional que puede suponer, ya que este documento se centra en metodologías de gerencia que centran la mejora continua de los procesos, los propósitos y personas y sobre todo la preparación para los tiempos de crisis económicas.

Paso 1: Crear un esquema de gerencia integrando las técnicas y de soporte, estableciendo equipos de alto rendimiento, liderados por el equipo integrador que aplicará el decálogo para tener éxito en tiempos de crisis.

Paso 2: Aplicación de esquemas de gerencia propuesto, personalizado para el manejo óptimo de cada área.

Paso 3: Establecer en que etapa del área de producción Upstream está actualmente la empresa, para el caso ICEP tercera etapa, realizar todos los planes correspondientes a esta etapa.

Paso 4: Aplicar el sistema de gestión de talento humano y organigrama propuesto, para crear equipos de alto rendimiento.

Paso 5: Priorizar la gestión optimizada de recursos materiales, económicos y tecnológicos para conseguir un refinamiento adecuado en la actualización del decálogo realizado en el primer paso.

Paso 6: Mejora continua, esquema integrado de Gerencia flexible a actualización según condiciones del entorno interno y externo que podrá ser evaluados mediante una herramienta matriz DOFA desarrollada en el capítulo 5 del presente documento.

## 8. CONCLUSIONES

Acorde al estado de arte realizado, las variables más notorias, que conforman un Campo Menor son las reservas y la tasa de producción día, encontrándose dentro de los siguientes valores: reservas <5 MM tipo 1 P, con una producción diaria <10.000 BOPD<sup>53</sup>, en el marco nacional se concluye que en la búsqueda de incrementar reservas y dinamizar el mercado, hay una cesta amplia de oportunidades para adquirir este tipo de activos.

Con base en la revisión de literatura realizada, los esquemas gerenciales son estrategias de gestión y dirección de las organizaciones, dependientes de la realidad mercado, se realizó un análisis interno y externo mediante una matriz DOFA, que permitió la selección de los esquemas más idóneos, para el manejo de las áreas que conforman las operadoras de los Campos Menores.

Se diseñó un esquema integral para el Gerenciamiento de Campos Menores, basado un enfoque personalizado, que permite abordar cada etapa de un contrato de producción Upstream de forma organizada, práctica y coherente mediante la optimización de procesos de producción y mantenimiento, un esquema de gerencia conciso, completo estructurado y que cumple con el objetivo y bajo el cual fue concebido.

Al validar el esquema integrado de gerenciamiento mediante el método de contrastación con el Esquema de Gerencia ICEP, se encontraron 7 oportunidades de mejora en sistemas de gestión entre las más apreciables son la falta de preparación para eventos de crisis y la comunicación ineficaz entre las áreas debido

---

<sup>53</sup> LOBO. Op. Cit.

a un sistema lineal jerárquico independiente y alta burocracia que debilita la toma de decisiones en momentos cruciales.

## 9. RECOMENDACIONES

El esquema integrado para el gerenciamiento de Campos Menores es una guía para cualquier compañía operadora del sector hidrocarburos nacional e internacional, por lo tanto, dadas sus características, permite que sea ajustado según las necesidades particulares de la Organización, no obstante, para una aplicación acertada se recomienda una actualización cada 5 años del esquema.

La identificación de la etapa en la que se encuentra el (los) Campo (s) Menor (res) es vital importancia para la definición del punto de partida para iniciar la implementación del Esquema Integrado de Gerencia propuesto, para lo cual se recomienda como primer paso, definir en cuál de etapas del área de Producción Upstream de Activos Menores se encuentra la compañía.

Consultar a Expertos en cualquier tema específico cuando se tengan vacíos, dudas e inquietudes, ya que es una estrategia que mejor resultado arroja en el manejo de cada etapa Upstream, dada la experiencia, calidad de respuestas y orientaciones que pueden ser recibidas, por lo tanto, la respuesta de ellos no estará sesgada.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Análisis e información. [en línea] Consultado: 20 de junio 2021. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/porta regionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>.

AGÜERA SÁNCHEZ, Gabriel. Explicación de los factores que explican y predicen el comportamiento del precio del petróleo. 2020.

ARTEAGA COBALEDA D, SUAREZ ARAQUE CE, CALVETE GONZÁLEZ FE, Evaluación técnico-económica de un completamiento con levantamiento artificial tipo ESP y uno dual ESP con gas lift que operen de manera independiente, aplicado a pozos de un campo petrolero en Casanare (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico] 2016.

AUSTER E, TAYLOR S. The Management of Downsizing. In: Downsizing in Academic Libraries. Toronto: University of Toronto Press; 2016. p. 87–110.

BARAJAS MARTÍNEZ, Ericcksson, et al. Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol SA. (Tesis de Maestría). Universidad de La Sabana. 2017.

BONATTI P. La administración del siglo XXI. Buenos Aires: Pluma Digital Ediciones; 2020.

BUSTAMANTE VISBAL, Juan Pablo; MEJÍA GUILLÉN, José Gregorio; MORALES GARCÍA, Andrés Felipe. Perspectiva de la Industria Offshore de Hidrocarburos en el Caribe Colombiano. Visible In, 2017, vol. 352. p. 10.

CRUDO TRANSPARENTE. Diagnóstico del impacto de la pandemia y la crisis económica mundial en el sector de hidrocarburos en Colombia. [en línea] 27 de agosto de 2020. Consultado el 10 noviembre de 2021. Disponible en: <https://crudotransparente.com/2020/08/27/diagnostico-del-impacto-de-la-pandemia-y-la-crisis-economica-mundial-en-el-sector-de-hidrocarburos-en-colombia/>. Fecha de Publicación:

CRUDO TRANSPARENTE. Diagnóstico del impacto de la pandemia y la crisis económica mundial en el sector de hidrocarburos en Colombia. [en línea] 27 de agosto de 2020. consultado 10 noviembre de 2021 disponible en: <https://crudotransparente.com/2020/08/27/diagnostico-del-impacto-de-la-pandemia-y-la-crisis-economica-mundial-en-el-sector-de-hidrocarburos-en-colombia/>. fecha de publicación:

DIARIO LA REPÚBLICA. Ecopetrol reactivará y dinamizará el sector de hidrocarburos con la subasta de nueve campos. [en línea] 24 de septiembre de 2020. Consultado 11 noviembre de 2020. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/ecopetrol-reactivara-y-dinamizara-el-sector-de-hidrocarburos-con-la-subasta-de-nueve-campos-3064450>

DIARIO PORTAFOLIO. Las petroleras privadas también atraviesan su mala hora por la crisis. [en línea] agosto 09 de 2020. Consultado el 02 de febrero de 2021. disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/noticias-coronavirus-las-petroleras-privadas-tambien-atraviesan-su-mala-hora-por-la-crisis-543494>. Fecha de publicación:

ECOPETROL. Información Comercial [en línea] 20 de septiembre de 2020. Consultado 11 noviembre de 2021. Consultado: 10 noviembre 2020 Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/sondeosyofertas/ofertas-comercial/informacion-comercial-gn>.publicación:

FLÓREZ LUCENA J. H., GAMBUS ORDAZ, M., Rejuvenecimiento de campos maduros aplicando alternativas tecnológicas (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2019.

HOLLAND KNIGHT. Rondas de Campos 2020 Ecopetrol. Noticias, Análisis e información. 5 octubre 2019. [en línea] consultado: 01 de junio 2021. Disponible en: <https://www.hklaw.com/es/insights/publications/2020/10/conozca-los-detalles-de-la-ronda-campos-2020-de-ecopetrol-en-colombia>.

HUERTAS ESLAVA, L. A.; OCAMPO BARBOSA, Z.J., Metodología para la construcción de un modelo financiero que permite aplicar "presupuestos bases cero" en proyectos de compañías operadoras en la industria de hidrocarburos (Tesis) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2016

INTEROIL Colombia explartion and production. [en línea] Consultado: 5 octubre 2020. Disponible en: <https://interoil.com.co/comp.php>.

INTEROIL E&P Base de datos Isotools, gestión empresarial mapa de procesos. 2021

JAIMES GIL, J. P., CALVETE GONZÁLEZ, F. E., GONZALEZ RUIZ M, Análisis De Las tecnologías utilizadas para prolongar la vida productiva de los campos marginales de petróleo y su posible aplicación en Colombia (Tesis) Bucaramanga:

Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. [recurso electrónico]. 2005.

JEONG, Daein, et al. Estudio de factibilidad y análisis económicos para el desarrollo de campo marginal utilizando modelos proxy bajo incertidumbre de caracterización de reservorios. Exploración y explotación de energía, vol. 31, no 6, 2013 p. 833-846. p. 5.

LOBO, Adriano, et al. "Reserves Growth Potential" en Colombia una realidad para el logro de las MEGAS de Ecopetrol GE. En 11th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas. European Association of Geoscientists & Engineers, 2012.

LÓPEZ, Enrique, et al. La economía petrolera en Colombia Marco legal-contractual y sus principales efectos sobre la actividad económica del país (parte I). Banco de la república, 2012.

MARIÑO IBÁÑEZ, Amparo; CORTÉS ALDANA, Félix Antonio; GARZÓN RUIZ. Luís Alejandro Herramienta de software para la enseñanza y entrenamiento en la construcción de la matriz DOFA. Ingeniería e investigación, 28(3), 2008 pp. 159–164.

MAXTON GP, WORMALD J. Time for a Model Change. Cambridge: Cambridge University Press; 2004. p. 45-47.

MENDONÇA VASCONCELLOS, Pedro Paulo. Gerenciamento de reservas petrolíferas: uma análise dos fatores que influenciam o indicador R/P. 2015. p.4-5.

PADRÓN, José. Organización-gerencia de investigaciones y estructuras investigativas. Universitas, 2000, vol. 18, no 3-4, p. 109-132.

RODRÍGUEZ, E.M.; TABORDA M. A.; EULA, M.L.; CAMISASSO M.B.; MANIACI, A. Planificación estratégica. 1° edición. Córdoba, Argentina: Editorial Brujas; 2016. p.57.

SÁNCHEZ TAPIA F. La COVID-19 y las nuevas primaveras árabes. *bie3: Boletín IEEE*. (18):9–19. 2020 p. 23.

SANTIAGO TORNER C. Pandemia COVID 19 y Liderazgo Adaptativo. Reciprocidad e importancia de esta relación en una organización del sector eléctrico colombiano. *Cuadernos Latinoamericanos de Administración*.16(31). 2021 p. 41.

TOLEDO TORIBIO O. La tercerización laboral (outsourcing). Lima: Editora y librería jurídica Grijley; 2015. p. 42.

TORRES MORENO, Andres Julián, CARRILO ZAMBRANO Eduardo, Plan de negocio para la gerencia de campos menores (Proyecto de grado) Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Escuela De Estudios Industriales Y Empresariales. Tesis. [recurso Electrónico]. 2015. p. 16.

VÉLEZ BEDOYA, A. R. Los clásicos de la gerencia. 1. ed. Bogotá, D.C: Editorial Universidad del Rosario; 2007. p. 27.

## ANEXOS

### ANEXO A. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRES ECONÓMICAS

Leyva, Herrera & Cárdena (2014) argumentan que una evaluación económica incluye la toma de riesgos y envuelve incertidumbres técnicas, económicas y condiciones políticas que afectan el resultado de un proyecto de inversión, ya que los resultados del análisis económico están sujetos a muchas suposiciones en ingresos y egresos de capital. Existen varios factores de decisión que deben ser tenidos en cuenta.

#### **Petróleo crudo equivalente**

Es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Éste último corresponde en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo<sup>54</sup>.

#### **El precio del petróleo**

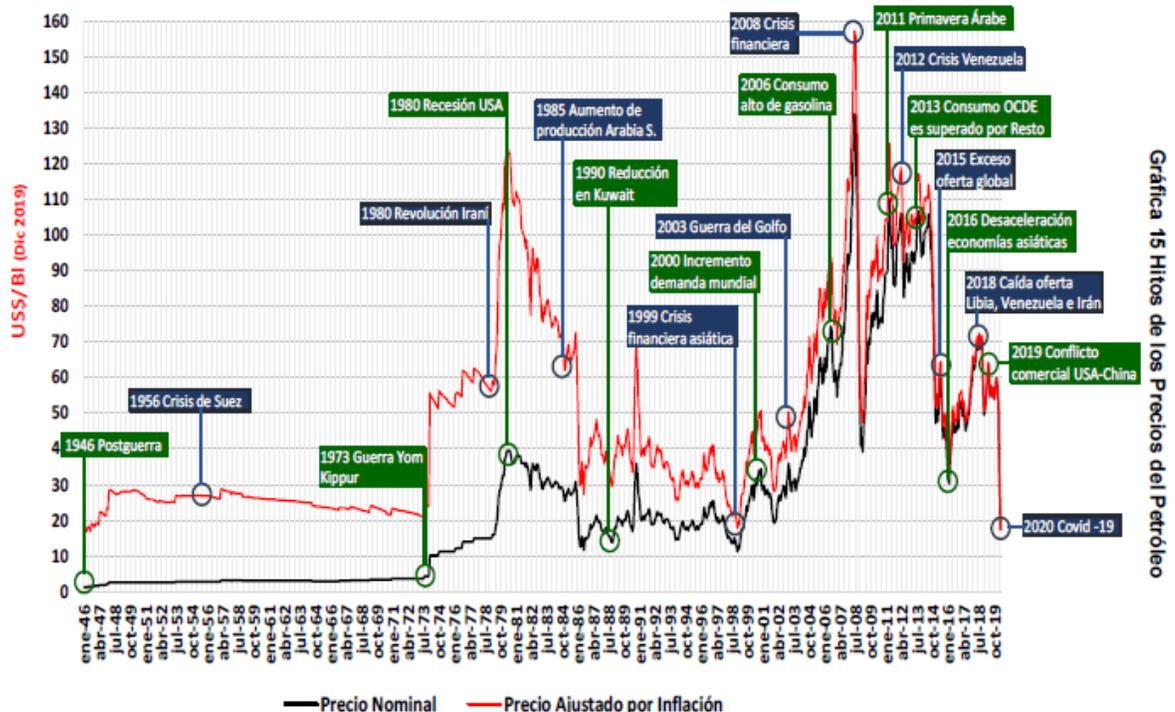
Perilla & Jimenez (2006) comentan que, en Colombia, el volumen de producción de crudo que registra el país es bajo con relación al mercado total. A pesar de ser exportador neto, el país no está clasificado en la lista de países petroleros. Colombia fue importador neto en el periodo de altos precios internacionales registrados entre 1974 y 1986 y posteriormente, gracias al descubrimiento de varios yacimientos

---

<sup>54</sup> Ibid.

importantes, el país volvió a ser exportador en el ciclo de menores precios observados entre 1986 y 1999<sup>55</sup>.

Ilustración 40. Hitos del precio del crudo 1946-2019



Fuente: BANCO MUNDIAL, DOEE EIA, 2020

## ASPECTOS CONTRACTUALES EN COLOMBIA

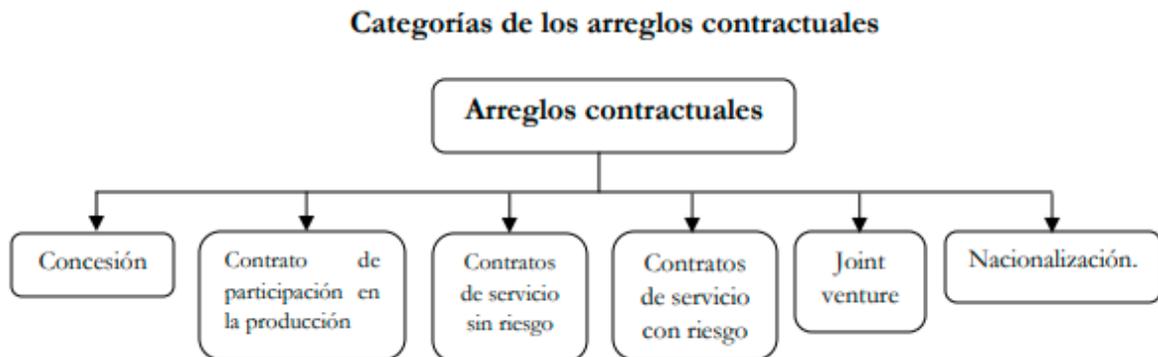
Los contratos de recursos naturales no renovables dan una oportunidad para que los países puedan explotar dichos recursos a un costo razonable. Para los países en desarrollo esa es una labor muy difícil, ya sea porque no poseen la tecnología para hacerla o no tienen acceso a las grandes sumas de capital necesarias para llevar a cabo las inversiones requeridas. Como resultado, los países se apoyan en

<sup>55</sup> Ibid.

las empresas multinacionales para descubrir y desarrollar esos productos. Al involucrar una empresa extranjera, el manejo de los recursos de renta originados en la propiedad que tiene un país del subsuelo se vuelve complejo. Esto es una consecuencia del conflicto que surge entre las partes involucradas para obtener para si el máximo posible de renta. Para superar las diferencias las partes tratan de balancear sus intereses a través de arreglos contractuales que asignan los costos y beneficios involucrados a un proyecto de largo plazo<sup>56</sup>.

Los arreglos contractuales pueden ser de diferente tipo y, adicionalmente, pueden coexistir varias clases de contratos dentro de un mismo país, como se muestra en el Diagrama ilustración 40.

Ilustración 41. Tipos de Contratos en Colombia Manejo de Bloques Hidrocarburos



---

<sup>56</sup> Ibid.

## Ilustración 42. Aspectos Contractuales Colombia

	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Años	1970-1989	1990-1994	1994-1999	1999-2003
Regalías	20%	20%	20%	Producción diaria Regalía <5 kbpd 5% 125-400 kbpd Línea recta hasta 20% 400-600 kbpd >600kbpd
Duración	28 años	28 años	28 años	28 años
Obligación Exploratoria	Negociada	Negociada	Negociada	Negociada
Ring fencing	No	No	No	No
Alianza Estratégica	50% ECP 50% Socio	Producción Acumulada 0-60 Mb 50% 60 - 90 Mb 45% 90 - 120 Mb 40% 120 - 150 Mb 35% 150 Mb más 30%	Participación Socio Factor R 0-1 50% 1-2 50% >2 25%	Factor R Participación Socio 0-1.5 70% 1.5-2.5 70%/(R-0.5) >2.5 35%
Reembolso constante de los costos de exploración	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes	30% Terminos corrientes
Reembolso de los costos de desarrollo	50%	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción
Aplicación del factor R	N/A	N/A	Por contrato	Por campo

Para Barrios (2005), teniendo en cuenta las modificaciones al esquema original se puede resumir que del contrato de asociación existen cuatro modalidades: el contrato 50-50 (tipo A), el contrato de distribución escalonada (tipo B), el factor R (tipo C)<sup>12</sup> y finalmente el factor R al 30%-70% (tipo D), cuyos principales rasgos se observan en el cuadro 3.1. La posible tipificación que sugiere Barrios (2005) parte del primer tipo de contrato con unos términos que eran los siguientes: una vigencia de 28 años prorrogables (6 para exploración y 22 para producción), el valor de la regalía se aumentó del 11.5% a un 20%, distribución de la producción (20% regalías, 40% asociado, y 40% Ecopetrol), y el manejo del contrato en una administración conjunta entre el Asociado y Ecopetrol<sup>57</sup>.

<sup>57</sup> Ibid.

### Ilustración 43. Tiempos Contractuales Colombia

Tipo de contrato:	Sistema regalías/impuestos
<b>Duración:</b>	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
<b>Operaciones:</b>	Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
<b>Términos económicos:</b>	100% de la producción para el contratista, después de regalías: Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (trigger price) de aprox. US\$27/bbl WTI. El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

### DEPRECIACIÓN

Aduanas Nacionales (DIAN):

Computadores y vehículos: 5 años

Maquinaria y equipo: 10 años

Construcciones (tubería, edificios): 20 años

### REGALIAS

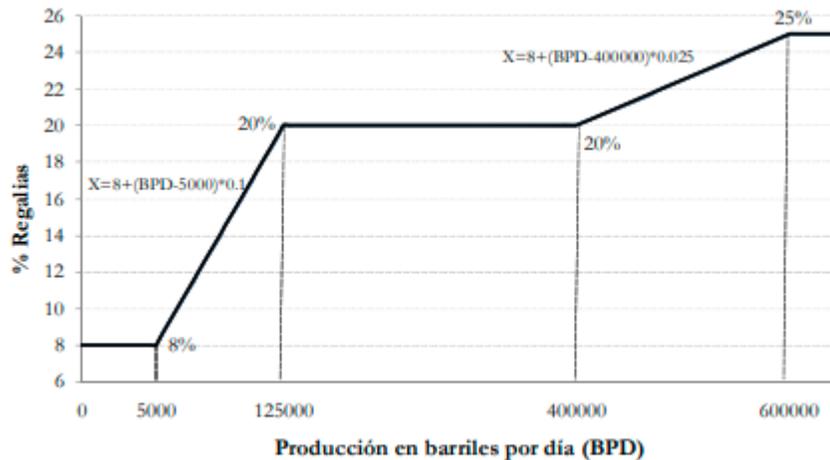
La liquidación de las regalías es el resultado de la aplicación de variable técnicas asociadas con el volumen de producción y la comercialización de hidrocarburos en un periodo determinado, tales como volúmenes de producción, precios base de liquidación, tasa representativa del mercado y porcentaje de participación de regalías por recurso natural no renovable, en las condiciones establecidas en la Ley y en los contratos (ANH, 2015). En la ilustración 43 se representa el esquema gráfico del proceso de liquidación de regalías<sup>58</sup>.

<sup>58</sup> Ibid.

Ilustración 44. Representación de liquidación de regalías



Ilustración 45. Aplicación de porcentaje de regalías. Producción mensual de petróleo, ANH (2015)

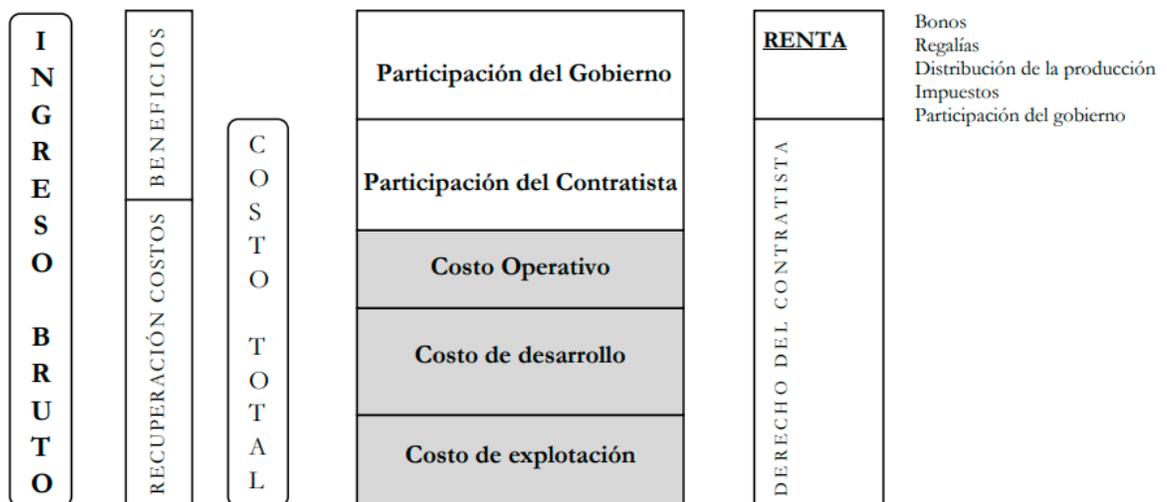


Esta norma también se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos y a los contratos de producción incremental aprobados previamente por el Ministerio de Minas y Modelo de planeación integral de capacidades operativas | 208 Energía y a los campos descubiertos no desarrollados (ANH, 2015). En la ilustración 44 se representa la distribución de regalías dependiendo de la producción del campo.

## Tasa representativa del mercado

Existe una relación inversa entre el precio del crudo y el dólar. Cuando el valor del petróleo en los mercados internacionales sube, el precio del dólar en la economía colombiana cae, no solo por un mayor volumen de dólares que entran al país por las exportaciones, sino porque también ingresan mayores capitales destinados a inversiones en este sector, tal y como sucedió en los recientes años con la denominada locomotora minero-energética. Lo contrario sucede cuando el precio del crudo cae en los mercados, se reduce la oferta de dólares en la economía (Londoño, 1915).

Ilustración 46. Government Take y State Take Caso Colombiano



Una forma de entender el problema es a partir del análisis del diagrama 3.6, en el cual se observa como la renta es igual a la diferencia entre ingresos brutos y los costos. La renta pertenece, de acuerdo con la teoría económica, al propietario del subsuelo o en otras palabras al Estado. La renta puede ser apropiada en su totalidad por el propietario por diferentes vías: regalías, participación en la producción, impuestos etc. En términos más precisos la literatura se refiere a “government take” (GT) como la participación del gobierno en el flujo de recursos asociado a un

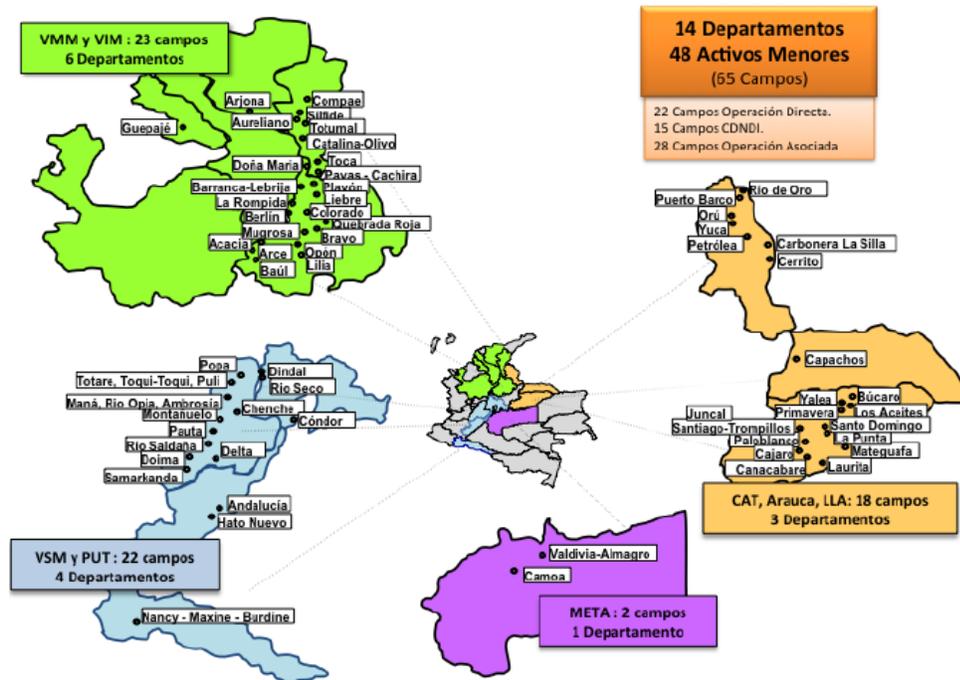
proyecto específico, normalmente el GT se expresa en términos porcentuales. Algunos autores han hecho la distinción entre lo que toma el gobierno (government take, GT) y lo que toma el Estado (state take, ST) especificando que el ST incluye cualquier participación directa del Estado en la producción, mientras que el GT incluye únicamente lo que toma el gobierno como resultado de impuestos y regalías. Esto se debe, según Barrios (2006, p.44), a que para algunos la participación del gobierno es vista como un impuesto. Desde el punto de vista exploratorio esta posición es comprensible porque la participación del gobierno reduce el tamaño del objetivo económico. Sin embargo, en la etapa de desarrollo, dicha participación puede ser vista como capital de trabajo de los socios.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> Ibid.

## ANEXO B. CAMPOS MENORES QUE CONFORMAN LA GERENCIA NACIONAL DE CAMPOS MENORES DE ECOPETROL

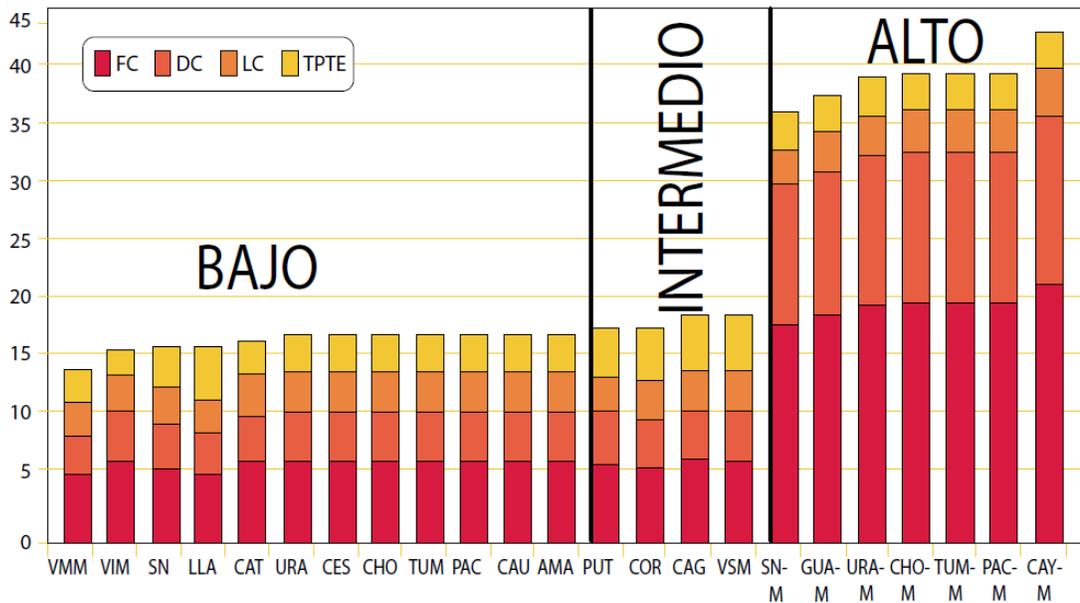
Ilustración 47. Campos Menores Existentes Colombia<sup>60</sup>



Fuente: Ecopetrol GGM, 2015

<sup>60</sup> TORRES MORENO, Andrés Julián, CARRILO ZAMBRANO Eduardo. Op. Cit.

Ilustración 48. Costo Total De Producción 1 Barril Según Cuenca Sedimentaria



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Plan de inversión de gestión ANH 2018-2025, 2017.

La figura 47, es de gran utilidad como referencia, cuando se tiene una oportunidad de tomar un Campo Menor, como los que están ofertando en la ronda 2020 la ANH, esta ilustración muestra el costo total de producción por barril dependiendo la cuenca Sedimentaria donde se encuentre ubicado.

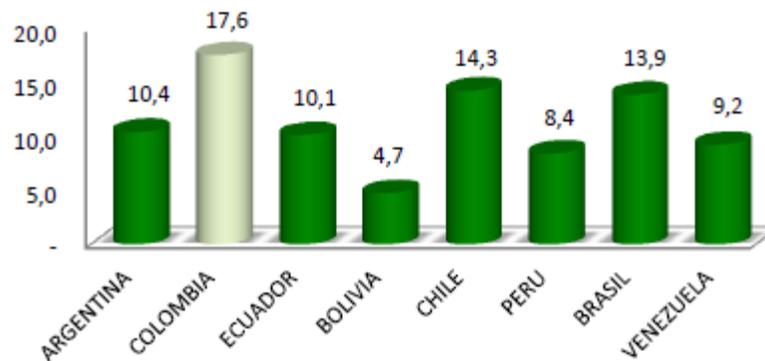
Convenciones en la siguiente ilustración 48.

Ilustración 49. Convenciones Costo Total De Producción 1 Barril Según Cuenca Sedimentaria

Tabla 1. Área de las cuencas sedimentarias en km <sup>2</sup>				
Cuencas productivas		Área-km <sup>2</sup> (Continental)	Área-km <sup>2</sup> (Marino)	Área-km <sup>2</sup> Total
Llanos Orientales	LLA	212		212
Valle superior Magdalena	VSM	26		26
Valle medio Magdalena	VMM	34		34
Valle inferior Magdalena	VIM	42		42
Putumayo	PUT	28		28
Catatumbo	CAT	7		7
Guajira	GUA	12	28	40
Cesar ranchería	CES	12		12
Cordillera Oriental	COR	56		56
Subtotal		429	28	457
Cuencas inactivas		Área-km <sup>2</sup> (Continental)	Área-km <sup>2</sup> (Marino)	Área-km <sup>2</sup> Total
1. Sinú	SIN	38	31	69
2. Los Cayos	CAY		73	73
3. Urabá	URA	3	7	10
4. Caguán Vaupés	CAG	144		144
5. Cauca Patía	CAU	13		13
6. Chocó	CHO	31	9	40
7. Tumaco	TUM	24	25	49
8. Pacífico	PAC	9	8	17
9. Amazonas	AMA	169		169
Subtotal		431	153	584
Total		860	181	1041

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Plan de inversión de gestión ANH 2018-2025, 2017

Ilustración 50. Costos Operacionales USD/BL (Py 2017)



Fuente: Informe Latinoamérica Upstream Wood Mackenzie 2017

Así mismo, la ilustración 49, es un referente útil para los inversionistas extranjeros, producto del informe latinoamericano realizado por los Consultores Wood Mackenzie, pueden ubicar las mejores oportunidades de inversión, analizando lo que cuesta producir 1 barril de crudo, según el país latino que tengan en la mira.