

**MODELO DE NEGOCIO PARA EL CAMPO PROVINCIA DE ECOPETROL S.A.  
TENIENDO EN CUENTA LOS CONTRATOS DE ASOCIACION TISQUIRAMA,  
NARE Y COLABORACIÓN EN LA CIRA INFANTAS**

**RICARDO GÓMEZ GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**MODELO DE NEGOCIO PARA EL CAMPO PROVINCIA DE ECOPETROL S.A.  
TENIENDO EN CUENTA LOS CONTRATOS DE ASOCIACION TISQUIRAMA,  
NARE Y COLABORACIÓN EN LA CIRA INFANTAS**

**RICARDO GÓMEZ GÓMEZ**

**Trabajo de Grado para Optar por el Título de Magister en Gerencia de  
Negocios**

**AURA PEDRAZA AVELLA  
DOCTORA EN CIENCIAS ECONOMICAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además por su misericordia e infinita bondad y amor.

A mi familia (Myriam, Silvia Viviana y María Alejandra).

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, su paciencia, por el tiempo que les quite, por la motivación para llegar a esta meta, pero más que todo por su amor y comprensión.

A mis compañeros.

Por toda la ayuda que me ofrecieron durante el desarrollo de la Maestría, a mis pocos amigos y por aquellos que no me recordé al momento de escribir esto.

A Ecopetrol.

Por haberme dado la oportunidad de realizar esta Maestría y hacerme crecer más como profesional.

A la Universidad y mis profesores de Maestría.

Porque influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como persona y prepararme profesionalmente en los nuevos retos que pone la vida.

A la Ing. Edna Bustos, directora de tesis, por su valiosa guía y asesoramiento en la realización de la misma.

Y gracias a todas las personas que me brindaron su ayuda directa e indirectamente para la realización de esta tesis y por aquellos que no me recordé al momento de escribir esto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA	25
2. OBJETIVOS	28
2.1. OBJETIVO GENERAL	28
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	28
3. MARCO DE ANTECEDENTES	30
3.1. CAMPO PROVINCIA	31
3.2. ACUERDOS Y/O CONTRATOS EMPRESARIALES	32
3.2.1. Contrato de exploración y explotación Nare	33
3.2.2. Acuerdo de Colaboración Empresarial La Cira Infantas	34
3.2.3. Contrato de Asociación Tisquirama	35
4. METODOLOGIA CANVAS	37
4.1. PROPUESTA DE VALOR.	38
4.2. SEGMENTOS DE CLIENTES.	38
4.3. CANALES DE DISTRIBUCIÓN.	39
4.4. RELACIONES CON CLIENTES.	39
4.5. ACTIVIDADES CLAVES.	39
4.6. RECURSOS CLAVES.	40
4.7. SOCIOS O ALIADOS CLAVES.	40
4.8. FUENTE DE INGRESOS.	41
4.9. ESTRUCTURA DE COSTOS.	41

5. MODELO CANVAS ACTUAL DEL CAMPO PROVINCIA	44
5.1. PROPUESTA DE VALOR	44
5.2. SEGMENTO DE CLIENTES	49
5.3. CANALES DE DISTRIBUCIÓN	49
5.4. RELACIONES CON CLIENTES.	52
5.5. ACTIVIDADES CLAVES.	53
5.5.1. Equipos de Perforación.	53
5.5.2. Mantenimiento de Pozos (WO/WS).	54
5.5.3. Proceso de Extracción.	56
5.5.4. Procesos de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento	57
5.5.5. Recibo de crudo de terceros y/o otros campos.	60
5.5.6. Planta de Gas	60
5.5.7. Sistema de Recuperación Secundaria:	62
5.5.8. Mantenimiento.	68
5.5.9. Compras y contratación.	71
5.5.10. HSE y gestión social.	71
5.6. RECURSOS CLAVES.	73
5.6.1. Yacimiento.	74
5.6.2. Equipos de Perforación.	75
5.6.3. Equipos de Servicios a pozos (Workover/Wellservices).	76
5.6.4. Equipos de Extracción	76
5.6.5. Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo.	76
5.6.6. Recobro Secundario por Inyección de Agua.	62
5.6.7. Planta de gas y blancos.	63
5.6.8. Equipos Críticos.	65
5.6.9. Recursos Humanos.	67
5.6.10. Recursos Financieros.	68
5.6.11. Recursos de HSE y gestión social.	68
5.7. SOCIOS O ALIADOS CLAVES.	72
5.8. FUENTE DE INGRESO.	73

5.9. ESTRUCTURA DE COSTOS.	75
5.9.1. Costos Operacionales.	75
5.9.2. Costos de Inversión.	76
5.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos).	77
5.10. MODELO CANVAS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO PROVINCIA.	79
6. MODELOS CANVAS SEGÚN ESQUEMA DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN Y/O ACUERDOS EMPRESARIALES	82
6.1. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE ASOCIACION TISQUIRAMA	82
6.1.1. Propuesta de valor.	83
6.1.2. Segmento de clientes.	85
6.1.3. Canales de distribución.	85
6.1.4. Relaciones con clientes.	86
6.1.5. Actividades claves	86
6.1.5.1. Perforación	86
6.1.5.2. Mantenimiento de Pozos (WOWS)	86
6.1.5.3. Sistema de Recuperación Secundaria	87
6.1.5.4. Compras y contratación	87
6.1.6. Recursos claves.	87
6.1.6.1. Equipos Servicios a pozos (Workover/Wellservices):	88
6.1.7. Socios o aliados claves.	88
6.1.8. Fuente de Ingreso	88
6.1.9. Estructura de costos.	90
6.1.9.1. Costos Operacionales.	90
6.1.9.2. Costos de Inversión	91
6.1.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos):	92
6.1.10. Modelo CANVAS para el Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama	93

6.2. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN NARE	96
6.2.1. Propuesta de valor.	96
6.2.2. Segmento de clientes.	99
6.2.3. Canales de distribución.	100
6.2.4. Relaciones con clientes	100
6.2.5. Actividades claves.	100
6.2.5.1. Perforación:	100
6.2.5.2. Proceso de Extracción	101
6.2.5.3. Sistema de Recuperación Secundaria	101
6.2.5.4. Sistema de Recuperación Terciaria	101
6.2.5.5. Compras y contratación	106
6.2.6. Recursos claves	106
6.2.7. Socios o aliados claves	107
6.2.8. Fuente de Ingreso.	107
6.2.9. Estructura de costos.	108
6.2.9.1. Costos Operacionales	108
6.2.9.2. Costos de Inversión	110
6.2.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos)	111
6.2.10. Modelo CANVAS para la situación del Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Nare.	112
6.3. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE COLABORACIÓN EMPRESARIAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN LA CIRA INFANTAS	115
6.3.1. Propuesta de valor.	115
6.3.2. Segmento de clientes	119
6.3.3. Canales de distribución	119
6.3.4. Relaciones con clientes.	120
6.3.5. Actividades claves.	120
6.3.5.1. Perforación.	120

6.3.5.2. Servicios a pozos (Workover):	121
6.3.5.3. Recobro secundario por inyección de agua	121
6.3.5.4. Recursos claves	122
6.3.5.5. Yacimiento	122
6.3.5.6. Equipos Perforación	122
6.3.5.7. Equipos de Recobro Secundario por Inyección de Agua	122
6.3.5.8. Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo	123
6.3.5.9. Planta de gas y blancos	123
6.3.5.10. Recursos Humanos	123
6.3.6. Socios o aliados claves.	124
6.3.7. Fuente de Ingreso	124
6.3.8. Estructura de costos.	125
6.3.8.1. Costos de Operacionales	125
6.3.8.2. Costos de Inversión	126
6.3.8.3. Obligaciones Tributarias (impuestos).	128
6.3.9. Modelo CANVAS para el Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial La Cira-Infantas	129
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	132
7.1. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA	133
7.2. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA CA TISQUIRAMA	134
7.3. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA CA NARE	136
7.4. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA ACUERDO EMPRESARIAL LCI	139
7.5. COMPARACIÓN INDICADORES ECONÓMICOS CASOS DE NEGOCIO CAMPO PROVINCIA	141
8. CONCLUSIONES	144
9. RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Información contrato de asociación Nare.....	34
Tabla 2. Información acuerdo de colaboración empresarial La Cira Infantas .....	35
Tabla 3. Información contrato de asociación Tisquirama.....	36
Tabla 4. Drivers para determinar costos variables en el OPEX. ....	42
Tabla 5. Detalle de las depreciaciones bajo la norma IFRS .....	43
Tabla 6. Productos ofrecidos .....	45
Tabla 7. Fluidos esperados en el proyecto de inyección de agua.....	46
Tabla 8. Recibo de terceros y bombeo incremental Campo Provincia.....	50
Tabla 9. Ventana operativa Campo Provincia.....	52
Tabla 10. Producción - campaña de perforación Campo Provincia .....	53
Tabla 11. Pozos pendientes por perforar - campaña de perforación Campo Provincia .....	54
Tabla 12. Estado actual de pozos Campo Provincia.....	54
Tabla 13. Factor de servicio workover contratado vs factor servicio Ecopetrol.....	55
Tabla 14. Causas principales tiempos no productivos (NPT) .....	56
Tabla 15. Producción Campo Provincia .....	58
Tabla 16. Informe mensual de producción, plantas y consumos de gas natural y procesado campo provincia .....	61
Tabla 17. Informe mensual de producción, plantas y consumos de gas natural y procesado campo provincia .....	61
Tabla 18. Ventas de gas de provincia.....	61
Tabla 19. Equipos a utilizar en la fase de inyección temprana .....	64
Tabla 20. Inspección en línea e instalación de trampas de marraneo. ....	70
Tabla 21. Confiabilidad y seguridad eléctrica .....	71
Tabla 22. Propiedades petrofísicas formaciones productoras Campo Provincia ...	75

Tabla 23. Estado de pozos Campo Provincia .....	75
Tabla 24. Equipos a utilizar en la fase de inyección de agua de producción .....	63
Tabla 25. Tecnologías aplicables.....	65
Tabla 26. Indicadores de mantenimiento .....	66
Tabla 27. Recursos Intelectuales.....	67
Tabla 28. Permisos ambientales Campo Provincia - inyección.....	68
Tabla 29. Permisos ambientales Campo Provincia - perforación.....	69
Tabla 30. Permisos ambientales Campo Provincia -operación.....	69
Tabla 31. Restricciones socio-ambientales campo provincia.....	72
Tabla 32. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia .....	74
Tabla 33. Base de costos de Operación Campo Provincia.....	75
Tabla 34. Costos de Operación (OPEX) Campo Provincia.....	79
Tabla 35. Incremento participación producción para ECP por precios altos .....	85
Tabla 36. Incremento participación producción para ECP por producción incremental acumulada.....	85
Tabla 37. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (C.A Tisquirama).....	90
Tabla 38. Costos de Operación (OPEX)- Campo Provincia (C.A. Tisquirama).....	93
Tabla 39. Incremento Factor de Recobro por Inyección de Geles.....	97
Tabla 40. Fluidos esperados en el proyecto de inyección de Agua complementado con inyección de geles. ....	106
Tabla 41. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (C.A Nare).....	108
Tabla 42. Costos de Operación con base en el Contrato de Asociación Nare. ...	109
Tabla 43. Costos de Operación (OPEX) Campo Provincia (CA Nare).....	111
Tabla 44. Campaña de perforación infill Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial LCI. ....	121
Tabla 45. Campaña de Workover Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial LCI. ....	121
Tabla 46. Recursos Intelectuales de Campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI .....	124

Tabla 47. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (AE LCI) .....	125
Tabla 48. Costos de Operación Campo Provincia (AE LCI) .....	129
Tabla 49. Indicadores Financieros alternativas de Operación Campo Provincia .	142

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Modelo de Canvas .....	37
Figura 2. Diagrama de capacidad de entregas de crudo Campo Provincia. ....	51
Figura 3. Relación de tiempo de implementación de la etapa de inyección de agua vs el VP.....	66
Figura 4. Columna estratigráfica Campo Provincia.....	74
Figura 5. Esquema de producción Estación Santos .....	60
Figura 6. Esquema de producción Estación Suerte .....	61
Figura 7. Esquema de operación Campo Provincia.....	62
Figura 8. Diagrama estación compresora Santos.....	64
Figura 9. Diagrama sistema de refrigeración con propano en la Estación Suerte .....	64
Figura 10. Sistema de tratamiento de aguas residuales industriales Estación Santos y aguas superficiales Campo Provincia. ....	70
Figura 11. Sistema de tratamiento de aguas residuales industriales Estación Suerte y aguas superficiales Campo Provincia.....	71
Figura 12. Esquema modelo de canvas Campo Provincia .....	80
Figura 13. Contrato de asociación Tisquirama .....	82
Figura 14. Esquema Modelo de Canvas para el Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama .....	94
Figura 15. Estructura de la espuma .....	102
Figura 16. Generación de nitrógeno en sitio. ....	103
Figura 17. Unidad de membrana de nitrógeno NPU 1500.....	104
Figura 18. Unidad de compresión de Nitrógeno. Compresor recíprocante Joy WB 11 .....	104
Figura 19. Esquema Modelo de Canvas Campo Provincia basado en el Contrato de Asociación Nare.....	113

Figura 20. Esquema Modelo de Canvas Campo Provincia (CA LCI).....130

## LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Pronóstico de producción de crudo Campo Provincia .....	45
Grafica 2. Pronóstico de generación de gas Campo Provincia .....	47
Grafica 3. Pronóstico de generación de propano Campo Provincia.....	48
Grafica 4. Pronóstico de generación de butano Campo Provincia.....	48
Grafica 5. Pronóstico de generación de gasolina Campo Provincia .....	48
Grafica 6. Producción Provincia.....	59
Grafica 7. Producción de crudo y agua Campo Provincia.....	59
Grafica 8. Comportamiento BSW Campo Provincia.....	60
Grafica 9. Patrón de inyectividad .....	62
Grafica 10. Curva de BSW vs VP según BUCKLEY & LEVERETT .....	67
Grafica 11. Diferida por mantenimiento Campo Provincia .....	69
Grafica 12. Estado y condición de los equipos reciprocantes del Campo Provincia .....	65
Grafica 13. Condición de equipos eléctricos según evaluación lubricación .....	66
Grafica 14. Disponibilidad y confiabilidad de equipos del sistema de compresión Campo Provincia.....	67
Grafica 15. Ingresos brutos Campo Provincia.....	74
Grafica 16. Opex Campo Provincia.....	75
Grafica 17. Inversiones de capital (CAPEX) .....	76
Grafica 18. Impuestos Campo Provincia.....	78
Grafica 19. Pronóstico de producción de crudo Provincia basado en Contrato de Asociación Tisquirama.....	84
Grafica 20. Ingresos brutos Campo Provincia Participación Ecopetrol .....	89
Grafica 21. Opex Campo Provincia Participación Ecopetrol .....	91
Grafica 22. Inversiones de Capital (CAPEX) .....	92
Grafica 23. Impuestos Campo Provincia (CA Tisquirama).....	92

Grafica 24. Producción crudo Campo Provincia teniendo en cuenta el CA Nare. .	98
Grafica 25. Pronóstico producción de gas Campo Provincia basado en el C.A.Nare. ....	98
Grafica 26. Pronóstico de generación de propano Campo Provincia basado C.A. Nare. ....	99
Grafica 27. Pronóstico de generación de butano Campo Provincia.....	99
Grafica 28. Pronóstico de generación de gasolina Campo Provincia .....	99
Grafica 29. Ingresos Brutos Campo Provincia (CA Nare) .....	107
Grafica 30. Opex Campo Provincia (CA Nare).....	110
Grafica 31. Inversiones de Capital (CAPEX) basado en el CA Nare .....	110
Grafica 32. Impuestos Campo Provincia (CA Nare).....	111
Grafica 33. Producción de Crudo (Acuerdo Empresarial LCI) .....	115
Grafica 34. Producción de Gas (Acuerdo Empresarial LCI).....	116
Grafica 35. Producción de Propano (Acuerdo Empresarial LCI).....	116
Grafica 36. Producción de Butano (Acuerdo Empresarial LCI) .....	117
Grafica 37. Producción de Gasolina (Acuerdo Empresarial LCI) .....	117
Grafica 38. Producción de Agua (Acuerdo Empresarial LCI) .....	118
Grafica 39. Pronostico de inyección de Agua (Acuerdo Empresarial LCI) .....	118
Grafica 40. Ingresos brutos Campo Provincia Participación Ecopetrol con base en el Acuerdo Empresarial LCI. ....	124
Grafica 41. Opex Campo Provincia Participación Ecopetrol con base en el Acuerdo Empresarial LCI. ....	126
Grafica 42. CAPEX Campo Provincia Participación ECP (Acuerdo Empresarial LCI) .....	127
Grafica 43. Impuestos participación Ecopetrol (Acuerdo Empresaria –LCI). ....	128
Grafica 44. Flujo de caja Campo Provincia .....	133
Grafica 45. Valor presente neto ingresos y CAPEX Campo Provincia.....	134
Grafica 46. Flujo de caja Campo Provincia CA Tisquirama .....	135
Grafica 47. Valor presente neto ingresos Provincia CA Tisquirama .....	136
Grafica 48. Flujo de caja Campo Provincia CA Nare .....	137

Grafica 49. Valor presente neto ingresos Provincia CA Nare ..... 138  
Grafica 50. Flujo de caja Campo Provincia AE LCI..... 139  
Grafica 51. Valor presente (VPN y VPI) Campo Provincia Acuerdo Empresarial  
LCI ..... 140

## GLOSARIO

**ABA.** Pozo Abandonado.

**ACT.** Pozo Activo.

**BP.** Bombeo Mecánico

**CAPEX.** (Capital expenditures), hace referencia son inversiones de capital que generan beneficio para la compañía. Se utilizan en la compra o mejora de activos no corrientes, como podrían ser: maquinaria, inmuebles, fábricas, etc. Como el periodo de permanencia de estos elementos patrimoniales es superior al ejercicio fiscal, se amortizarán durante el período que dure su vida útil.

**CBM.** Confiabilidad basada en el mantenimiento

**CPI:** cajas interceptadoras de placas corrugadas que permiten separar el crudo en las aguas aceitosas.

**DDA.** Diseño de alternativa

**Gas Lift.** Es un sistema de levantamiento muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

**GMA.** Gerencia de producción Mares

**GRB.** Gerencia refinería Barranca

**OPEX.** (Operational expenditure) son los gastos incurridos en el lanzamiento de un producto, un negocio o una empresa. Serían los gastos del día a día en los que incurre la compañía, que irían desde los gastos por ventas, administración, mantenimiento, producción, hasta los de publicidad, salarios, materia prima o suministros, entre otros. En definitiva, serían la suma de gastos operativos en la cuenta de pérdidas y ganancias de una empresa.

**POP** pronóstico operativo de producción

**RCA** análisis de Causa Raíz

**RNPPr.** Reservas No Probadas Probables

**SOM.** Superintendencia operaciones de mares

**SUS.** Pozo Suspendido.

**Workload.** La carga de trabajo pendiente por ejecutar

## RESUMEN

MODELO DE NEGOCIO PARA EL CAMPO PROVINCIA DE ECOPETROL S.A. TENIENDO EN CUENTA LOS CONTRATOS DE ASOCIACION TISQUIRAMA, NARE Y COLABORACIÓN EN LA CIRA INFANTAS

AUTOR: RICARDO GOMEZ GOMEZ\*\*

PALABRAS CLAVE: Metodología CANVAS, Modelo de Negocios Campos Petroleros, Campo Provincia, Operación directa, Alternativas de Operación.

Hoy, cuando los precios del crudo son cambiantes y de calidad inferior, los hallazgos son infrecuentes y pequeños y los costos de producción y de seguridad son altos, empieza a tener relevancia la necesidad de buscar aliados que ayuden a minimizar el impacto y el fracaso en la exploración y explotación de un campo petrolero. Aliados que posean tecnología de punta, que aceleren la ejecución de los proyectos y minimicen los costos de operación. Por eso, Ecopetrol ha celebrado diversos acuerdos con compañías, con el fin de desarrollar alternativas de negocio que sean eficientes, eficaces y rentables, para cada una de las partes involucradas. Dentro de estos contratos se tienen: colaboración empresarial, de asociación con porcentajes diferentes, de producción incremental, de servicios y colaboración técnica, con cláusulas de precios altos y operaciones bajo riesgo, entre otros.

El éxito de estos modelos de operación le ha permitido a Ecopetrol mejorar continuamente sus estrategias, las cuales se desprenden de su visión y de las megas propuestas. Para asegurar que se están llevando y dar cumplimiento a la mega, se hace relevante revisar algunos campos operados directamente, como el Campo Provincia, que presentan altos costos de operación comparados con campos similares donde se realizan las actividades conjuntamente con Asociados.

Esta tesis formuló un modelo de negocios para el Campo Provincia, teniendo en cuenta los contratos de: colaboración empresarial para la exploración y explotación La Cira Infantas y los contratos de Asociación Nare y Tisquirama, con el fin de que Ecopetrol esté en la capacidad de tomar decisiones fundamentales acerca de qué modelo de negocios se debe implementar, teniendo como base un análisis técnico y económico, el cual le genere mejores indicadores financieros (VPN, TIR y EI), subir producción, bajar costos y un desarrollo social para la zona.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Directora. Aura Pedraza Avella

## SUMMARY

BUSINESS MODEL FOR THE PROVINCE OF ECOPETROL SA FIELD NOTING the partnership contracts Tisquirama, NARE and collaboration in the CIRA INFANTAS \*

AUTHOR: RICARDO GOMEZ GOMEZ \*\*

KEYWORDS: Methodology CANVAS, Business Model Oilfield, Golf Province, straightforward operation, operating alternatives

Today, when oil prices are changing, their quality is inferior, the findings are rare and small and production costs are high and security begins to be relevant the need to seek allies to help minimize the impact and failure in the exploration and exploitation of an oil field. Partners who have advanced technology, to accelerate the implementation of projects and minimize operating costs. Therefore, Ecopetrol has concluded several agreements with companies in the oil sector in order to develop alternative business that are efficient, effective and profitable for each of the parties involved. Within these contracts are: business collaboration, association with different percentages of incremental production, service and technical collaboration with clauses of high prices and low risk operations, among others.

The successful operation of these models has allowed Ecopetrol continuously improve their strategies, which derive their vision and proposals megas . To ensure you are taking and to comply with the mega , it is important to review some fields operated directly as Camp County, which have high operating costs compared to similar areas where activities are conducted jointly with partners .

This application work formulated a model for the Province Field, considering contracts: business cooperation for the exploration and exploitation La Cira Infantas and contracts of association Nare and Tisquirama, so that Ecopetrol is the ability key decisions about what business model should be implemented, based on a technical and economic analysis, which will generate better financial indicators (NPV, IRR and EI), raise production, lower costs and social development for the area

---

\* Work degree

\*\* Faculty of Engineering physicommechanical. School of Industrial and Business Studies. Director. Aura Pedraza Avella

## INTRODUCCIÓN

El Campo de Provincia está ubicado en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, entre los ríos Lebrija y Sogamoso a la altura del municipio de Sabana de Torres en el departamento de Santander. La exploración del Campo Provincia se inició entre los años 1955 y 1956, cuando la International Petroleum Colombia Ltda. (Intercol) firmó las concesiones 604, 605 y 625 con el estado. Dio inicio a la explotación entre 1962 y 1963 y revirtió a Ecopetrol en los años 1992 y 1993. En septiembre de 2010, el Ministerio de Minas y Energía otorgó la explotación unificada de los campos Conde, Santos, Suerte y Sabana como un solo campo denominado Provincia.

Debido a los buenos resultados obtenidos con los acuerdos con otras empresas para la operación de algunos campos de Ecopetrol, en este trabajo de aplicación se plantea una propuesta, con el objetivo de formular un modelo de negocios para el Campo Provincia, teniendo en cuenta los contratos de: colaboración empresarial para la exploración y explotación La Cira Infantas con Occidental Andina, contrato de exploración y explotación Nare con Mansarovar y contrato de exploración y explotación Tisquirama con Petróleos del Norte. También existen otros acuerdos como son: contrato de producción incremental Palagua-Caipal con la UT IJP, contrato de servicios y colaboración técnica del área Casabe con Schlumberger y contrato especial Carare Las Monas con Petrosantander que son analizados en el trabajo de grado de MBA de la estudiante Viviana Gómez. Con esto Ecopetrol podrá tomar una decisión fundamental de asociarse con otra compañía, logrando que las operaciones de producción en este campo sean las más rentables y económicas posibles.

Para el desarrollo del trabajo de aplicación, se plantea inicialmente la formulación del actual modelo de negocio CANVAS del Campo de Provincia y de los contratos de colaboración de interés, ubicados en el Valle del Magdalena Medio. Teniendo ya los resultados para la toma de decisiones, se analiza y compara la evaluación técnico-financiera, para escoger la mejor alternativa para la operación y desarrollo del Campo de Provincia.

Este trabajo de aplicación se va a dividir en 10 capítulos, Planteamiento y justificación del problema, objetivos, marco de antecedentes, metodología canvas, modelo actual del campo provincia, modelos de canvas según esquema de los contratos de asociación y/o acuerdos empresariales, evaluación financiera, conclusiones, recomendaciones y bibliografía.

## 1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

A lo largo de los sesenta y cuatro años de historia de Ecopetrol, la importancia económica del sector petrolero en Colombia ha sido notoria, por su influencia en los ingresos fiscales, en el empleo y en el producto interno bruto nacional.<sup>1</sup>

La historia internacional del petróleo muestra que, con precios altos, buena calidad del crudo y hallazgos de grandes yacimientos, se pueden tener niveles de rentabilidad muy altos y atraer inversiones en condiciones que otros sectores estarían en imposibilidad de asumir. Por eso empieza a tener una alta importancia las condiciones de los acuerdos y la calidad de las compañías, cuando los precios son bajos, la calidad del crudo es inferior, los hallazgos son infrecuentes y pequeños y los costos de seguridad son altos.

La historia contractual de los recursos petroleros en Colombia inicia con las concesiones, las cuales tenían una duración de 50 años; al término de este tiempo, todos los bienes e instalaciones del concesionario revertían al Estado.

Como consecuencia de la reversión de la Concesión de Mares, de los campos La Cira e Infantas los cuales eran operados por la empresa TROCO, el Gobierno Colombiano creó, el 25 de agosto de 1951, la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. A partir de 1970, el régimen de concesiones fue reemplazado por los contratos de asociación, amparados por la Ley 20. El reparto de la producción era del 50-50 % después de regalías y ECOPETROL participaría en la operación una vez el descubrimiento fuera declarado comercial y contribuiría con el 50% de las inversiones de desarrollo.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> ECOPETROL. Libro conmemorativo 60 años

<sup>2</sup> ACIPET, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. Historia del petróleo en Colombia.

Los contratos de asociación han tenido diferentes cambios a lo largo de la historia; sin embargo, estos cambios han sido ajustes en las cláusulas, con el fin de acomodarlos al entorno socio-económico del país, sin afectar la esencia del contrato.

Ecopetrol acude a los acuerdos o contratos con otras compañías con el fin de tener la posibilidad de la dilución del riesgo, tener aliados que posean tecnología de punta, tener la posibilidad de acelerar la ejecución de los proyectos y minimizar los costos de operación en el campo. Dentro de estos se tiene: colaboración empresarial para la exploración y explotación, contratos de asociación con porcentajes diferentes, contratos de producción incremental, contrato de servicios y colaboración técnica, contratos con cláusulas de precios altos y operaciones bajo riesgo, entre otros.

En la Cuenca Valle del Magdalena Medio existen campos que se encuentran operados directamente por Ecopetrol y campos en los cuales la operación está regida bajo acuerdos con otras compañías. A pesar que se encuentran geográficamente aledaños, que poseen características similares en el yacimiento y en su operación, presentan diferencias significativas en los costos de operación, siendo más altos los costos de los campos operados directamente por Ecopetrol.

Algunos de los puntos críticos y en los cuales se evidencia la diferencia de los costos, está asociado a que cada uno de los operadores cuentan dentro de su infraestructura, con plantas de tratamiento de crudo y gas, que superan la capacidad del volumen producido, haciendo que estas plantas estén sobrediseñadas para el manejo de estos volúmenes y originando, a cada una de las partes, mayores costos que afectan sus rentabilidades.

Por otro lado, los campos cuentan con el mismo entorno social, pero los programas y políticas de responsabilidad social, revelan una mejor gestión en los

campos que están operados por los socios debido a sus políticas internas y agilidad en los procesos relacionados con estos programas.

Los procesos de compras y contratos en los operadores asociados, muestran más agilidad y esto a su vez hace que los proyectos sean ejecutados en menor tiempo cumpliendo con lo estipulado en el plan. Los procesos de operación directa de Ecopetrol, debido a sus procedimientos y normatividades internas, son más demorados.

Adicional a esto, debido al tipo de naturaleza económica privado, en las compañías asociadas la aprobación de los presupuestos de Operación (Opex y Capex) es más rápido a lo que ocurre en Ecopetrol; teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A. está sujeto a la aprobación de recursos por parte de la junta directiva, la cual depende del Departamento de Planeación Nacional.

La situación mencionada anteriormente, es la que actualmente presenta el Campo Provincia, operado directamente por Ecopetrol, en comparación con los campos operados bajo acuerdos o contratos, como por ejemplo los campos vecinos operados por Petrosantander. Esta situación permite realizar un planteamiento de un nuevo modelo de negocio, el cual busca contribuir con la solución de algunos de estos problemas y mitigar el impacto que estos puedan generar sobre el desarrollo del campo, haciendo que Ecopetrol tome lecciones aprendidas de los campos trabajados en contratos de asociación para aquellos que maneja directamente.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

Formular un modelo de negocio para el Campo Provincia de Ecopetrol S.A. teniendo en cuenta los Contratos: Contrato de Asociación Nare, Contrato de Colaboración Empresarial para la Exploración y Explotación del área La Cira Infantas y Contrato de Asociación Tisquirama.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Revisar la situación actual del Campo Provincia para diagnosticar la efectividad de su operación.
- Evaluar financieramente el Campo Provincia bajo el esquema actual, con el fin de validar su VPN, TIR y Eficiencia de la Inversión.
- Realizar un análisis del modelo de negocio actual de los activos en Asociación denominados Contrato de Asociación Nare, Colaboración Empresarial para la Exploración y Explotación del Área La Cira Infantas y Contrato de Asociación Tisquirama, con el fin de plantear escenarios que puedan ser aplicados en el Campo Provincia.
- Formular y evaluar financieramente el Campo Provincia (VPN, TIR y Eficiencia de la Inversión) bajo el esquema de un nuevo modelo de negocio, teniendo en cuenta los contratos antes mencionados.

- Identificar para el Campo Provincia, las fortalezas de cada uno de los contratos alternativos propuestos.

### **3. MARCO DE ANTECEDENTES**

En el área de influencia del municipio de Sabana de Torres se encuentran ubicados dos campos de producción de petróleo con actividades similares, como son los campos de Payoa, manejado por Petrosantander, y Provincia, manejado por Ecopetrol.

Ambas compañías han mostrado su interés con el tiempo de unificar sus operaciones y principalmente, de dejar una sola planta de tratamiento de gas en la región. Es así que en el 2010 se conformó un grupo de trabajo integrado por profesionales del área financiera y técnica de cada compañía, con el fin de unificar dichas plantas de tratamiento de gas existentes en el área. El planteamiento de dejar una sola planta, obedecía a que las dos existentes estaban sobre-diseñadas y superaban las capacidades para los volúmenes que estaban manejando. Sin embargo, el objetivo no se logró debido a que la evaluación financiera realizada no fue validada por las partes, haciendo que cada compañía interpretara la información a su conveniencia, sin llegar a un acuerdo entre las partes.

En la actualidad, el Campo Provincia adelanta su desarrollo de producción con operación directa de Ecopetrol y no se ha realizado ningún análisis técnico – financiero para la búsqueda de otra compañía como Asociado, con el fin de tener la opción de plantear un nuevo negocio y así cambiar la situación actual de operación.

### 3.1. CAMPO PROVINCIA

El campo Provincia se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco Oriental, entre los ríos Lebrija y Sogamoso, en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander.

Los límites del campo son: al Norte el contrato de asociación entre ECOPETROL y la Compañía Tritón denominado El Piñal, al Sur el Campo Payoa actualmente manejado por la Compañía Petrosantander, al Occidente la Falla de Provincia y al Sur-Oriente un contacto aceite-agua y una Falla Inversa de Cabalgamiento asociada a la Falla Principal de Provincia. Dentro del Campo Provincia se encuentran las antiguas áreas de concesión, 604 "El Limón" (actualmente área de Suerte), 605 "El Roble" (actualmente áreas de Santos, Sabana y el Campo Bonanza) y 625 "El Conchal" (actualmente área de Conde). El Campo Provincia tiene una extensión de 11Km por 2Km de ancho para un área aproximada de 22 Km<sup>2</sup>.

Reseña Histórica:

- 1955 y 1956. Firma las concesiones 604, 605 y 625 para la exploración del Campo Provincia
- 1959. Perforación del Pozo Provincia 1 con 12.521 ft que se abandonó en Diciembre del mismo año.
- 1960. Intercol perforó el Pozo Rosa 1 en la Concesión 604 abandonó ya que a 12.501 pies se encontraba aún en la Formación Mugrosa.

- 1962. explotación comercial para la Concesión 605 (Santos y Bonanza) y Concesión 625 (Conde).
- 1963. Explotación comercial para la Concesión 604 (Suerte)
- 1971. Continúa Intercol con toda la operación de explotación del campo provincia hasta su reversión.
- 1992. Areas de Concesión revierten a la Nacion Santos, Bonanza y Conde.
- 1993. Revierte a la Nación la concesión 604 Suerte y Ecopetrol Toma la administración de los campos.

### **3.2. ACUERDOS Y/O CONTRATOS EMPRESARIALES**

Los procesos de compras y contratos en los operadores asociados, muestran más agilidad y esto a su vez hace que los proyectos sean ejecutados en menor tiempo cumpliendo con lo estipulado en el plan. Los procesos de operación directa de Ecopetrol, debido a sus procedimientos y normatividades internas, son más demorados. Adicional a esto, debido al tipo de naturaleza económica privado, en las compañías asociadas la aprobación de los presupuestos de Operación (Opex y Capex) es más rápido a lo que ocurre en Ecopetrol; teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A. está sujeto a la aprobación de recursos por parte de la junta directiva, la cual depende del Departamento de Planeación Nacional.

La situación mencionada anteriormente, es la que actualmente presenta el Campo Provincia, operado directamente por Ecopetrol, en comparación con los campos operados bajo acuerdos o contratos, como por ejemplo los campos vecinos operados por Petrosantander. Esta situación permite realizar un planteamiento de

un nuevo modelo de negocio, el cual busca contribuir con la solución de algunos de estos problemas y mitigar el impacto que estos puedan generar sobre el desarrollo del campo.

Debido a los buenos resultados obtenidos a la experiencia con los acuerdos con otras empresas para la operación de algunos campos de Ecopetrol, en este trabajo de aplicación se plantea una propuesta, con el objetivo de formular un modelo de negocios para el Campo Provincia, teniendo en cuenta los contratos de:

- Colaboración empresarial para la exploración y explotación La Cira Infantas con Occidental Andina.
- Contrato de exploración y explotación Nare con Mansarovar.
- Contrato de exploración y explotación Tisquirama con Petróleos del Norte.

**3.2.1. Contrato de exploración y explotación Nare**<sup>3</sup>. El contrato de asociación Nare, firmado el 3 de Septiembre de 1980, entre Ecopetrol y Texas Petroleum Company, es un contrato para la exploración y explotación de los hidrocarburos contenidos dentro de un área que se encuentra ubicada en los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander. Comprende los campos de Jazmín, Moriche, Girasol, Underriver, Abarco, Chicalá y Nare Sur. Ver Tabla 1.

La compañía Texas Petroleum Company operó los campos hasta 1985, luego cedió los derechos de producción a Omimex de Colombia LTD., que en el año 2006 cambió la razón social por la de Mansarovar Energy Colombia LTD.

---

<sup>3</sup> ECOPETROL. MANSAROVAR ENERGY LTD. Contrato de exploración y explotación para el área "Nare". 1980. Otrosí 2001, 2010.

**Tabla 1. Información contrato de asociación Nare**

CONTRATO DE ASOCIACIÓN NARE	
<b>Fecha efectiva Contrato de Asociación:</b>	01 Septiembre de 1980
<b>Fecha Terminación:</b>	05 Noviembre de 2021
<b>Socio-Operador:</b>	Mansarovar
<b>Campos:</b>	Jazmín, Moriche, Girasol, Underriver, Nare Sur, Abarco y Chicalá.
<b>Área:</b>	Contratada: 49 Ha Actual: 4479 Hectáreas
<b>Regalías:</b>	Jazmín y Nare Sur: 20% Girasol, Underriver, Moriche, Abarco y Chicalá 6% Variables (Por Producción y gravedad API)
<b>Participación Producción, Gastos e Inversiones:</b>	Producción: 50% ECP Gastos: 50% ECP Inversión: 50% ECP

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares<sup>3,4</sup>

Ecopetrol posee una participación en la producción del 50% e igualmente en los presupuestos de CAPEX y OPEX. El socio es el operador y tiene el control de todas las operaciones y actividades que considere necesarias para una técnica, eficiente y económica, explotación del petróleo.

**3.2.2. Acuerdo de Colaboración Empresarial La Cira Infantas<sup>4</sup>.** Es un contrato celebrado entre Ecopetrol y Occidental Andina LLC, el 06 de Septiembre de 2005, con el fin de aumentar la producción de los campos comprendidos en el área, mediante el desarrollo de actividades de exploración y explotación, que incluye, un proyecto de producción incremental para mejorar el factor de recobro y optimizar los procesos y actividades exploratorias. Comprende los Campos de la Cira e Infantas, los cuales están operados por Ecopetrol, pero las inversiones son realizadas por la parte asociada (Occidental Andina). (Ver Tabla 2).

<sup>4</sup> ECOPETROL. OCCIDENTAL ANDINA LLC. Contrato de colaboración empresarial para la exploración y explotación del área La Cira Infantas. 2005.

Los porcentajes de participación en la producción entre Ecopetrol y la asociada, dependen de:

- El ajuste que se haga por los altos niveles de producción.
- Los ingresos acumulados que realice la asociada,
- La cláusula de ajuste por precios altos, la cual otorga un porcentaje adicional a Ecopetrol en los momentos en los cuales el crudo aumenta su precio.

El contrato finaliza en el límite económico de los campos.

**Tabla 2. Información acuerdo de colaboración empresarial La Cira Infantas**

<b>Acuerdo de Colaboración Empresarial La Cira Infantas</b>	
<b>Fecha efectiva Acuerdo de Colaboración:</b>	06 Septiembre 2005
<b>Fecha Terminación:</b>	Limite Económico
<b>Socio:</b>	Occidental Andina LLC
<b>Operador:</b>	ECOPETROL SCI
<b>Campos:</b>	La Cira, Infantas.
<b>Regalías:</b>	Producción Básica 20% Incremental 8%
<b>Participación Ecopetrol:</b>	Variable Trimestralmente (De enero a Marzo): OPEX: 63% ECP CAPEX: 48% ECP

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

**3.2.3. Contrato de Asociación Tisquirama<sup>5</sup>**. Este contrato fue firmado entre Ecopetrol y la Texas Petroleum Company el 29 de Marzo de 1983 para la exploración y explotación de hidrocarburos existentes en un área comprendida en el departamento del Cesar. El 29 de Enero de 2008 se realiza un Otrosí al contrato con las nuevas partes integradas por Petronorte y Petrosantander.

<sup>5</sup> ECOPETROL. PETRONORTE. PETROSANTANDER. Contrato de exploración y explotación para el sector Tisquirama.1983. 2008.

Actualmente comprende los Campos de Santa Lucia, Los Ángeles, Querubín y Serafín. (Ver Gráfica 3 y Tabla 3). La participación de Petrosantander es de 25% en presupuestos en los campos Santa Lucia, Querubín y Serafín.

Las operaciones de los campos, están a cargo de Petronorte, haciendo uso de los mejores métodos técnicos y sistemas que requiera la explotación económica y eficiente de los hidrocarburos y dando aplicación a las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

Los trabajos de exploración dentro del área serán asumidos por la asociada. En caso de obtener resultados positivos, esta reportará a Ecopetrol la comercialidad del campo; si Ecopetrol la acepta, reembolsará a la asociada un porcentaje de los costos de exploración, el cual está estipulado en el contrato.

La participación de las partes deducido el porcentaje de regalías será de un 60% Ecopetrol y 40% para las Asociadas. Estos porcentajes son variables debido a que Ecopetrol recibirá una participación adicional en escenarios de precios altos (>US\$33/BI) y también por producción total acumulada (> a 1.5 millones de barriles de petróleo). La finalización del contrato está establecida hasta el límite económico de los campos.

**Tabla 3. Información contrato de asociación Tisquirama**

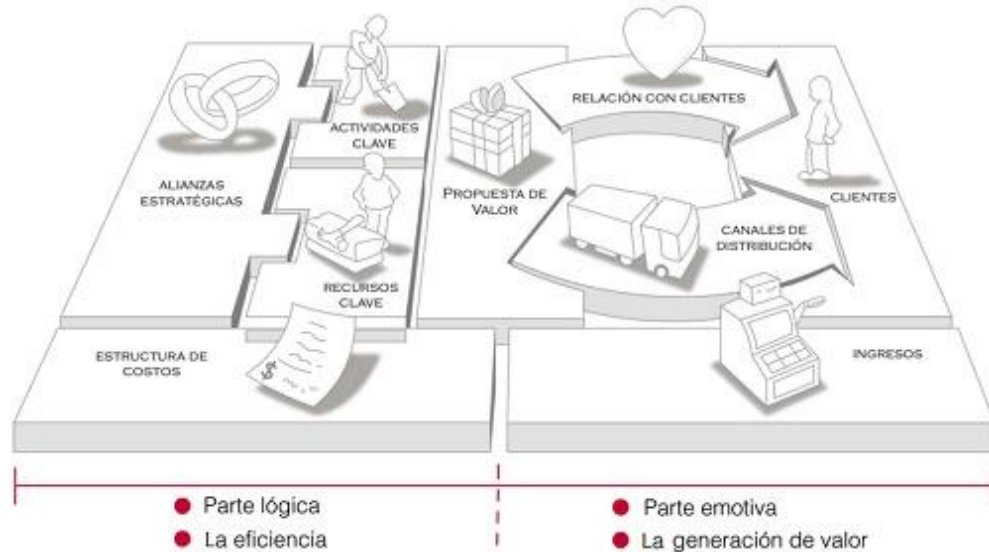
<b>Contrato de Asociación Tisquirama - PETRONORTE</b>	
<b>Fecha efectiva Contrato:</b>	1992
<b>Otrosí:</b>	29 de Mayo de 2008
<b>Fecha Terminación:</b>	Limite Económico
<b>Socio-Operador:</b>	Petróleos del Norte
<b>Campos:</b>	Santa Lucia, Los Ángeles, Querubín y Serafín (Gas)
<b>Regalías:</b>	20%
<b>Participación Producción:</b>	60% de la Producción ECP + % por Precios altos + % por producción acumulada)
<b>Gastos:</b>	60% de acuerdo a producción ECP
<b>Inversiones:</b>	50% de inversión ECP

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

## 4. METODOLOGIA CANVAS

El modelo Canvas fue creado por Alexander Osterwalder con el fin de diseñar una estructura de modelo, la cual pueda ser entendida por todas las personas involucradas en el proyecto y con el cual se facilite la descripción y discusión de cada etapa; está basado en un concepto de simplicidad, relevancia y comprensión intuitiva, sin simplificar demasiado la complejidad del funcionamiento de las empresas<sup>6</sup>. Mediante un gráfico de nueve bloques se presenta la idea de negocio, los factores directos e indirectos que afectarían el proyecto en el momento de ponerse en práctica y que podrían influenciar en el funcionamiento del mismo. Ver Figura 1.

**Figura 1. Modelo de Canvas**



<sup>6</sup> Tu Modelo de Negocio, Tim Clark

#### **4.1. PROPUESTA DE VALOR.**

Hace referencia a los productos o servicios creados para un grupo específico de clientes; este producto aportará satisfacción a las necesidades de mercado o dará solución a un problema de los clientes<sup>7</sup>. Son todos aquellos beneficios que puede brindar la empresa a los clientes, con el fin de que el segmento de clientes identificados previamente, decida el producto sobre otras ofertas. Esto implica que el producto sea novedoso, práctico, personalizado, de diseño atractivo, accesible y llamativo. Este segmento va de primero, debido a que es la base de todo negocio.

#### **4.2. SEGMENTOS DE CLIENTES.**

Permite identificar los consumidores a los cuales está dirigido el proyecto, los cuales reaccionan de forma similar ante un estímulo de mercado<sup>8</sup>.

Se debe realizar un análisis segmentado de la población, con el fin de evaluar hacia qué grupo de personas va dirigido el proyecto o si se puede hacer un enfoque global a la propuesta sin alterar el éxito y cumpliendo los objetivos propuestos.

Este bloque es el segundo, ya que debo conocer exactamente el nicho de mercado

---

<sup>7</sup> OSTERWALDER Alexander. Diseñando la propuesta de valor,

<sup>8</sup> KOTLER Philip & ARMSTRONG Gary. Fundamentos de Marketing, Philip Kotler y Gary Armstrong

### **4.3. CANALES DE DISTRIBUCIÓN.**

Es el medio por el cual la empresa hace llegar su propuesta de valor al segmento de clientes. Está dividido básicamente en los canales para hacer conocer el producto, la manera como el cliente lo evalúa o percibe, cual es la forma y el lugar para acceder a él, de qué manera se le hace la entrega y finalmente que garantías post venta recibe<sup>9</sup>.

### **4.4. RELACIONES CON CLIENTES.**

Es el tipo de relación que se establece con el segmento del mercado. Las relaciones pueden ser establecidas de manera automatizada o personal y obedecen a tres razones: adquirir consumidores, retener consumidores y/o empujar las ventas<sup>10</sup>.

De igual manera las empresas hoy en día establecen relaciones con el segmento de mercado con el fin de tener una retroalimentación del impacto de los productos y las oportunidades de mejora que existan en los procesos y la calidad.

### **4.5. ACTIVIDADES CLAVES.**

Son las actividades que se pondrán en marcha para el funcionamiento del modelo de negocio. Dependiendo de cada negocio y el segmento de población al cual esté dirigido, se plantean las actividades clave para cumplir con los objetivos<sup>11</sup>. Estas actividades pueden ser de tres tipos: las primeras son las actividades de producción, las segundas son actividades relacionadas con el diseño, con la

---

<sup>9</sup> WHEELER Steven. Los canales de distribución-

<sup>10</sup> GREENBERG Paul. Gestión de Relaciones con los Cliente.

<sup>11</sup> OSTERWALDE Alexander r. Generación de modelos de negocios.

realización y solución de problemas, las cuales brindan una atención individual al cliente final y por último de actividades de plataforma o red.

#### **4.6. RECURSOS CLAVES.**

Activos necesarios para el funcionamiento del modelo de negocio y con los cuales la empresa puede crear y ofertar una propuesta de valor. Estos recursos pueden ser físicos, financieros, intelectuales o humanos, propios, adquiridos por socios o alquilados.

#### **4.7. SOCIOS O ALIADOS CLAVES.**

Alianzas para crear una red de socios y proveedores para el funcionamiento del modelo de negocio. Las empresas crean alianzas entre sí con el fin de optimizar los modelos de negocio, reducir el riesgo y adquirir recursos que no estarían en capacidad de adquirir de manera individual<sup>12</sup>. Se pueden identificar cuatro tipos de sociedades:

- Alianzas estratégicas entre empresas no competidoras
- Alianzas estratégicas entre competidores
- Asociación de Empresas para desarrollar nuevos negocios
- Relaciones de comprador-proveedor para asegurar disponibilidad de materiales

---

<sup>12</sup> KOTLER Philip & ARMSTRONG Gary. Fundamentos de Marketing,

#### **4.8. FUENTE DE INGRESOS.**

Es la cantidad de dinero que genera cada segmento de mercado al cual está dirigido el modelo de negocio.

Los modelos de negocios pueden involucrar dos tipos de fuentes de ingresos: el primero, ingresos de transacciones resultantes de pagos realizados por el cliente una vez y el segundo, los ingresos recurrentes resultantes de pagos continuos para entregar una proposición de valor a los clientes o de proveer soporte post venta al cliente.

#### **4.9. ESTRUCTURA DE COSTOS.**

Descripción de los costos del funcionamiento del modelo de negocio. Para esto es necesario tener claro los recursos claves<sup>13</sup>. Las estructuras de costos pueden tener las características que se mencionan a continuación:

- Costos fijos y variables. (OPEX)
- Economía de escala y de amplitud.
- Impuestos
- Inversiones de Capital (CAPEX)
- Costos de Abandono

La metodología a utilizar para establecer este segmento, fue a través de la definición de Drivers para identificar los Costos Variables del OPEX teniendo en cuenta las siguientes características que se muestran en la tabla 4:

---

<sup>13</sup> OSTERWALDER Alexander. Generación De Modelos De Negocios,

**Tabla 4. Drivers para determinar costos variables en el OPEX.**

DRIVERS			
CODIGO	DESCRIPCIÓN	CODIGO	DESCRIPCIÓN
D-001	Crudo (US\$/BOPD)	D-010	Pozos inyectores de gas (US\$/Well)
D-002	Gas venta (US\$/KPCD)	D-011	Pozos inyectores de vapor (US\$/Well)
D-003	Gas de formación (US\$/KPCD)	D-018	Pozo activos (CANT)
D-004	Gas de carga (US\$/KPCD)	D-019	Inyección de geles (BL/DIA)
D-005	Agua de formación (US\$/BWPD)	D-020	Numero intervenciones (CANT)
D-006	Fluido (US\$/BFPD)	D-021	KWH energía extracción (K/W)
D-007	Agua inyectada (US\$/BWPD) tercerizada	D-022	Energía tratamiento KWHA (K/W)
D-007	Agua inyectada (US\$/BWPD) PIA	D-023	Energía inyección KWHA (K/W)
D-008	Pozo productor (US\$/Well)	D-024	Pozos captadores de agua
D-009	Pozo inyector de agua (US\$/Well)		

Los costos variables se mantendrán estables en todos los casos establecidos, a menos que se encuentre el suficiente sustento técnico por eficiencia o eficacia en la operación para cambiar alguna de estas tarifas.

En el cálculo de los impuestos la metodología incluirá la deducción de impuestos por amortización del nuevo capital de inversión; la cual se realiza usando el método de depreciación de saldo fijo para un período específico de vida útil.

Los Costos de abandono se tienen en cuenta como un gasto y se utiliza para reducir el impuesto de renta, amortizando su valor año a año. En cuanto al flujo de caja, el costo de abandono se ubica en el año del límite económico del campo.

En la tabla 5 se presentan algunos ejemplos más utilizados en la presente tesis, para establecer el tiempo de vida útil de las inversiones realizadas en el CAPEX de acuerdo con las normas IFRS.

**Tabla 5. Detalle de las depreciaciones bajo la norma IFRS**

DETALLE DE LAS DEPRECIACIONES BAJO LA NORMA IFRS					
Clase Activos Fijos	Vida Útil	Denom. Cl. Act. Fijo	Clase Activos Fijos	Vida Útil	Denom. Cl. Act. Fijo
15007	55	Casetas y campamento	19010	32	Maq y Equipo (BPV)
15008	55	Terminales	17001	23	Plantas de generación
15010	55	Bodegas y hangares	17002	23	Plantas de tratamiento
15012	55	Pozos	17003	23	Plantas deshidratadora
15013	55	Tanques de almacenamiento	17004	23	Plantas de transmisión
15014	55	Otras edificaciones	17005	23	Plantas de distribución
23001	42	Terrestre	17006	23	Plantas de producción
23002	42	Marítimo y fluvial	18001	23	Redes de distribución
23003	42	de Tracción	18002	23	Redes de recolección de aguas
23004	42	De Elevación	18004	23	Redes de alimentación de gas
23005	42	Otros equipos trans y elev.	18005	23	Líneas de transmisión
23006	42	F. Eq Transportes proy (B	18006	23	Líneas de conducción
17008	34	Oleoductos	18008	23	Líneas de interconexión
17009	34	Gasoductos	12020	20	Mejoras propiedad ajena
17010	34	Poliductos	31002	20	Leasing- Inmuebles
19003	32	Maquinaria Industria	17012	20	Estaciones de bombeo
19004	32	Herramientas y acces	17013	20	Subestaciones/estaciones/ Regulaciones
19005	32	Equipo Estación Bombeo	17014	20	Otras plantas, ducto
19006	32	Equipo centros de control	21001	19	Muebles y enseres
19007	32	Equipo de música	21002	19	Eq y Máq de oficina
19008	32	Maquinaria Industria	21003	19	Otros muebles/enseres/equipos
19009	32	Equipo de recreación			

Fuente. CAPEX. Anexo 5, PGE-I-002 Instructivo para definir los criterios de disciplina capital - 2015.

## **5. MODELO CANVAS ACTUAL DEL CAMPO PROVINCIA**

Esta actividad se realizará mediante el análisis documental interno de Ecopetrol, para alimentar el modelo de CANVAS, para lo cual se tendrán en cuenta todas las características actuales del Campo Provincia, tales como: la infraestructura del campo, tipos de levantamiento artificial y de hidrocarburos producidos, comportamiento de sus indicadores por año, organigrama operacional, indicadores financieros, producción básica de hidrocarburos e incremental de los campos, comercialización de los productos generados en el campo, evacuación de hidrocarburos, calidad de entrega, análisis del entorno social, HSE, costos y gastos de la operación, costos de trabajos de WS, WO y perforación. Para esto se tendrán en cuenta modificaciones recientemente implementadas, como los proyectos que actualmente se encuentran en ejecución (Campaña de perforación 2015-2016) o en fase IV de maduración (Inyección de Agua: Piloto, Fase I y Fase II):

### **5.1. PROPUESTA DE VALOR**

Para determinar las fuentes de ingreso del campo, se tendrán en cuenta las participaciones de ECP en la producción del campo Provincia tanto en el estado actual (Operación Directa), como Asociada (Contratos de Asociación y/o Acuerdo Empresarial).

Para la proyección del precio del barril de crudo se tomó con base en lo establecido para el Campo Provincia en el portafolio 2.015 de Ecopetrol S.A.

En la tabla 6 se indican los productos actualmente ofrecidos en el Campo Provincia para su comercialización.

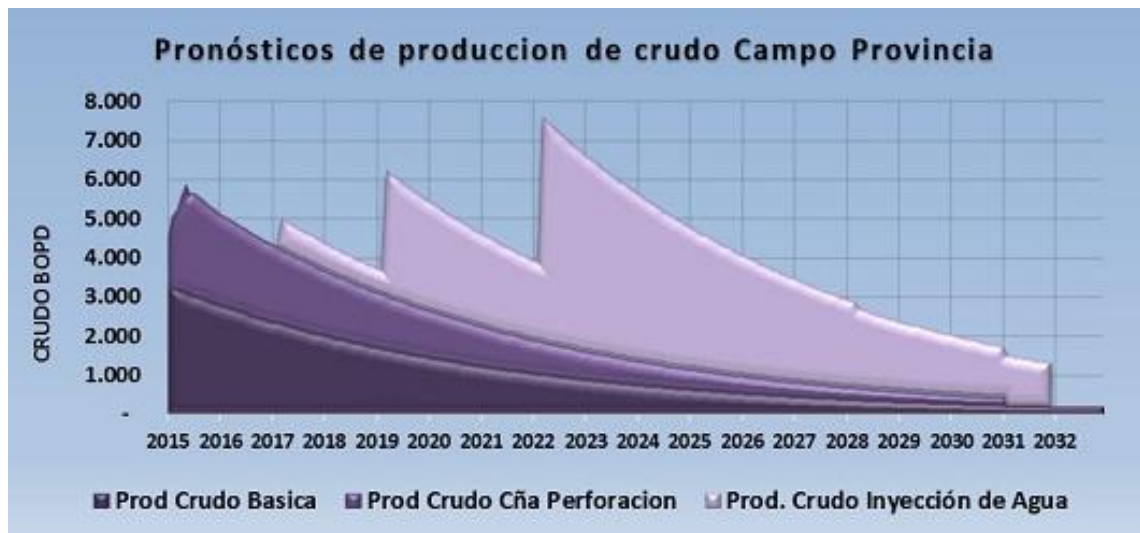
**Tabla 6. Productos ofrecidos**

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	
<b>CRUDO</b>	4548 BOPD; API° 24 – 26; BSW 0.5; 20 lbs sal /1000 bls,
<b>GAS</b>	21.396KPCD con humedad de 0.6 lbs de agua/1 MM pie3
<b>GLP</b>	97% y 3% en butano y propano
PRODUCCIÓN DE BLANCOS	
<b>Gasolina</b>	467.187 bls
<b>Butano (GLP)</b>	451.988 bls eq
<b>Propano</b>	315.385 bls eq
MANEJO DE GAS	
<b>Gas Lift</b>	117.805 KPC
<b>Venta Gas Gasoducto</b>	505.161 KPC

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

La Gráfica 1 indica los pronósticos de la producción de crudo, teniendo en cuenta la declinación del campo del 15% y la producción incremental estimada generada por los proyectos de Campaña de Perforación 2014-2016 e Inyección de Agua (Piloto, Fase I y Fase II) desde la fecha hasta el año 2032.

**Gráfica 1. Pronóstico de producción de crudo Campo Provincia**



Para determinar las curvas de pronósticos de producción de crudo estimados para la producción básica de hidrocarburos y perforación, se tomó como base el valor del Factor de Recobro, la producción actual según las formas ministeriales y la declinación del campo. Para el cálculo de los otros fluidos producidos (gas) y fluidos generados (propano, butano y gasolina) se tomaron los rendimientos encontrados en las formas ministeriales del mes de marzo de 2.015 y se asumieron como constantes

En el caso del proyecto de recobro secundario por inyección de agua (Pilotos, Fase I y Fase II), se evaluó cada una de las etapas independientemente, estimando el inicio del piloto con intervalos de dos (2) años; un (1) año de maduración y un (1) año de implementación; ubicando el inicio del proyecto para el primero de enero de 2017. Para determinar las curvas de pronósticos de producción de crudo estimados se tomaron como datos de entrada el volumen incremental total esperado, la declinación del campo y el caudal incremental máximo esperado en BOPD y se realizó un procedimiento iterativo en Excel hasta lograr este último valor, establecido en el proyecto para cada una de las etapas. En la tabla 7 se identifican claramente un resumen de los fluidos esperados en cada una de las etapas del proyecto de inyección de agua.

**Tabla 7. Fluidos esperados en el proyecto de inyección de agua.**

Descripción	Piloto	Fase 1	Fase 2	Unidades
Caudal Max de fluidos	4800	23500	45000	BFPD
Caudal Max de petróleo	800	2750	3800	BOPD
Volumen incremental	1,5	4	7,9	MMBbls

Fuente: FLOODING Water. Ficha Piloto Provincia

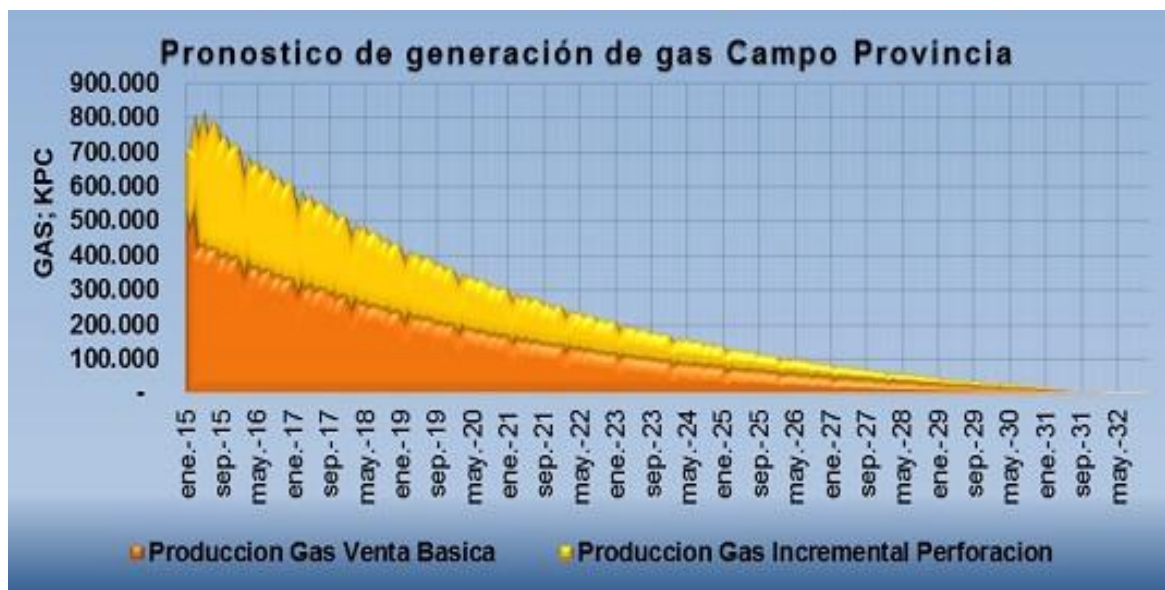
Para el cálculo de los otros fluidos producidos (gas) y fluidos generados (propano, butano y gasolina) se asumió que debido a que la mayor cantidad de Gas producido en Campo Provincia corresponde a gas libre, el proyecto de inyección

de agua no iba a aportar ni gas, ni blancos de forma incremental y el gas disuelto producido por la producción de crudo incremental se utilizaría en el sistema de levantamiento, teniendo en cuenta el requerimiento de gas adicional necesario para la producción de los fluidos en los pozos productores afectados por la inyección de agua.

En las gráficas 1 al 4, se pueden observar los pronósticos de producción de crudo, gas y generación de blancos (propano butano y gasolina) asociados a la curva básica de producción de hidrocarburos y los proyectos de campaña de perforación e inyección de agua (Piloto, Fase I y Fase II).

Las Gráficas 2, 3, 4 y 5 indican el comportamiento de la producción de gas y generación de blancos (propano, butano y gasolina) asociados a la curva básica de producción de crudo y campaña de perforación 2014-2016.

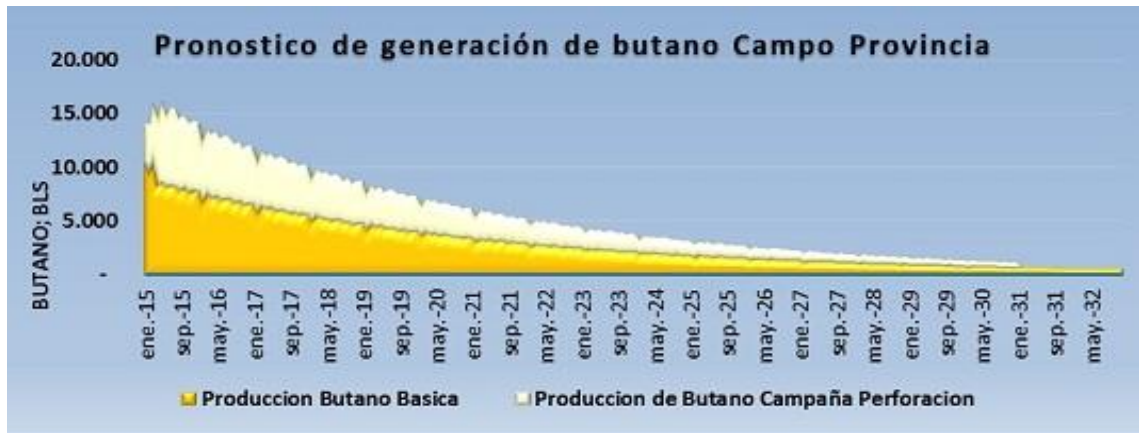
**Gráfica 2. Pronóstico de generación de gas Campo Provincia**



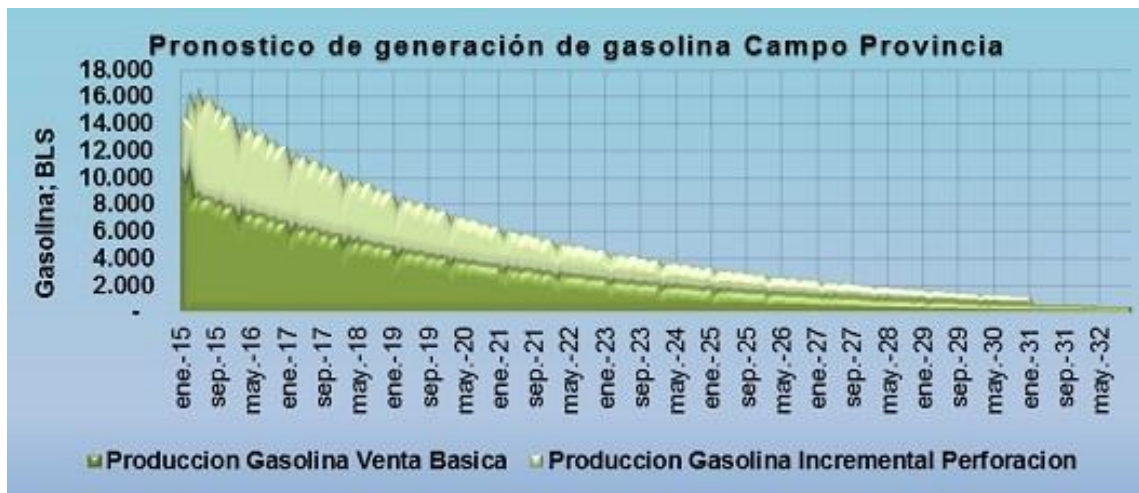
**Grafica 3. Pronóstico de generación de propano Campo Provincia**



**Grafica 4. Pronóstico de generación de butano Campo Provincia**



**Grafica 5. Pronóstico de generación de gasolina Campo Provincia**



## **5.2. SEGMENTO DE CLIENTES**

El principal cliente es la Refinería de Barrancabermeja a la cual se le envía desde el campo provincia (Estación Santos) la producción de crudo, parte del gas procesado en la planta y parte de los volúmenes generados de productos blancos (Gasolina, GLP, butano, propano)

Otra parte del volumen de gas procesado se distribuye para al sistema de gas domiciliario de Bucaramanga.

Parte del GLP es despachado a terceros en carro tanques en vez de enviarse a la refinería.

## **5.3. CANALES DE DISTRIBUCIÓN**

Desde la Estación Santos, el crudo se transporta por el oleoducto de 6" hasta Payoa y de allí en una línea de 8" hasta Casa Bombas 8" en Refinería, tiene una capacidad de llenado de 13.800 bls. Este esquema de transporte de crudo, se puede apreciar en la figura 2.

El Campo Provincia tiene capacidad para una producción máxima promedio de 16.000 BOPD; teniendo en cuenta la ventana Operativa otorgada por la Refinería de Barrancabermeja, en el oleoducto Payoa - Refinería de Barrancabermeja (24 días de bombeo al mes a un caudal de 20.000 BPD). Teniendo en cuenta lo anterior la capacidad de producción incremental sin modificar el canal de distribución existente es de 7.522 BOPD. (La ventana operativa y los volúmenes especificados del Campo Provincia se encuentran especificados en la tabla 8 y tabla 9. Las líneas de flujo se encuentran esquematizadas en la figura 2).

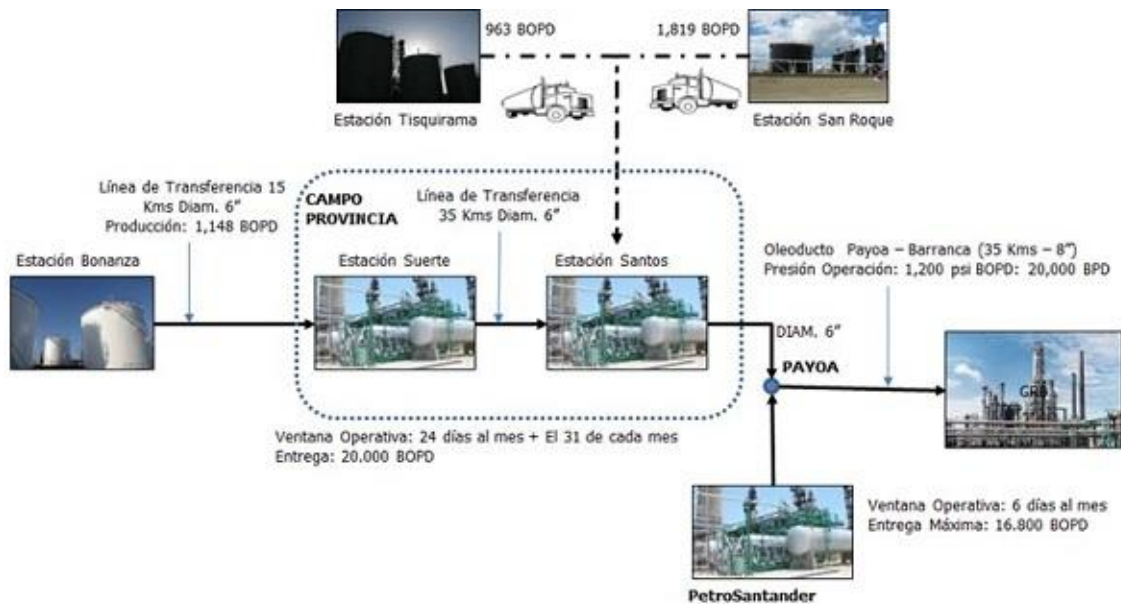
**Tabla 8. Recibo de terceros y bombeo incremental Campo Provincia**

<b>PRODUCCIÓN CON CANAL DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Producción (BOPD)</b>
<b>Capacidad Oleoducto para Provincia (según ventana Operativa de 24 días al mes)</b>	<b>16.000</b>
<b>Producción Campo Provincia-Producción Básica</b>	4548
<b>Producción Campo Bonanza</b>	1148
<b>Producción Campo San Roque</b>	1819
<b>Producción Campo Tisquirama</b>	963
<b>Producción Incremental máxima sin modificar canal de distribución</b>	<b>7.522</b>

El GLP se envía a Refinería por el poliducto de 8” Payoa – Barrancabermeja y adicionalmente se despacha a terceros en carro tanques desde la Planta de Procesos ver figura 2.

Como se puede observar en la Figura 2; en el campo provincia se realizan operaciones secundarias tales como la recepción de fluidos de la Estación Bonanza (Recibida en la Estación Suerte) y por medio de carrotanque de las estaciones Tisquirama y San Roque (Recibida en la Estación Principal Santos) que junto con la producción de Provincia se conducen a la refinería de Barrancabermeja mediante el Oleoducto Payoa-Refinería de Barrancabermeja; el cual se comparte a la altura de Payoa con Petrosantander Socio-Operador del Contrato de Asociación Las Monas:

**Figura 2. Diagrama de capacidad de entregas de crudo Campo Provincia.**



El gas se transporta desde la Planta de Procesos hacia Refinería, a través del oleoducto Payoa – Barrancabermeja, en tubo de 10” y con 58 km de longitud. Su volumen máximo de transferencia es de 28 MMpie3 este esquema se encuentra detallado en la figura 2

Las capacidades del gasoducto y del poliducto dependen de la presión que se tenga en línea; el gasoducto tiene una presión máxima de operación de 750 psi y el poliducto de 800 psi.

Todas las líneas de ductos de transporte poseen herramientas inteligentes de Inspección para detección de corrosión (MFL) y herramientas de Inspección Geométrica (XGP)

#### 5.4. RELACIONES CON CLIENTES.

Las relaciones entre las áreas de ECP que interactúan (Refinería y producción Provincia), son reguladas por acuerdos de servicio (ANS), donde se establecen los días y los volúmenes (crudo, gas y GLP) a despachar. Las liquidaciones de los volúmenes transferidos se hace automatizado y se cuenta con reuniones de conciliación, donde se obtiene una retroalimentación de la calidad y volúmenes de los productos despachados y las oportunidades de mejora para los procesos que se manejan; este volumen que se bombea, depende de una dieta o mezcla que maneja Refinería para sus plantas. Para el inicio de los bombeos, se realiza por vía telefónica.

La Refinería de Barrancabermeja maneja como clientes del Oleoducto Payoa-Refinería de Barrancabermeja a Ecopetrol (Con el Campo Provincia – Estación Santos) y a Petrosantander con el Contrato de Asociación Las Monas. En la Tabla 9 se establece la ventana operativa que se maneja para cada una de las firmas (Ecopetrol y Petrosantander); allí se puede observar claramente que por cada día de Entrega de Petrosantander; Ecopetrol tendrá 6 días de operación para el despacho de hidrocarburos desde la Estación Santos.

**Tabla 9. Ventana operativa Campo Provincia**

ENTREGA DE CRUDO OLEODUCTO PAYOA - REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA											
Días	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ecopetrol		120.000							40.000		
Petro Santander	16.800							16.800			
Días	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ecopetrol	80.000					120.000					
Petro Santander					16.800						
Días	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Ecopetrol		120.000								20.000	
Petro Santander	16.800							16.800	16.800		

## 5.5. ACTIVIDADES CLAVES.

En este segmento se evaluarán las actividades claves de la Operación y Mantenimiento del Campo Provincia como se encuentra actualmente. Y una vez realizado este análisis se definirán las actividades claves que entrarían a aportar el Socio de acuerdo a cada una de las posibilidades de negocio que se evaluarán en el presente trabajo de grado.

**5.5.1. Equipos de Perforación.** Para el desarrollo del campo provincia se perforarán 33 pozos en toda la zona con incremento promedio en 130 BOPD de crudo entre los pozos Santos, Sabana Suerte y Conde que incrementan el factor de recobro (F.R.) 0.46% de los cuales a la fecha se han perforado 16 pozos (Tabla No. 10) con una producción promedio de pozos de 1486 BOPD y quedan pendientes por perforar 17 pozos (Ver Tabla 11)

**Tabla 10. Producción - campaña de perforación Campo Provincia**

POZOS PERFORADOS PRODUCCIÓN BOPD				
Pozo	Ene	Feb	Mar	Promedio
Conde 19	160	160	190	170
Conde 20	250	245	240	245
Conde 21	120	118	60	99,3
Sabana 4	80	200	100	126,7
Sabana 5	80	10	100	63,3
Santos 123	90	120	60	90
Santos 129	0	50	110	53,3
Santos 133	240	235	240	238,3
Santos 159	0	0	60	20,0
Santos 161	0	0	175	58,3
Santos 162	0	0	50	16,7
Santos 163	20	230	180	143,3
Suerte 58	73	72	140	95
Suerte 59	157	154	160	157
Suerte 60	0	120	70	63,3
Suerte 62	0	120	120	80
<b>Total</b>	<b>1250</b>	<b>1554</b>	<b>1655</b>	<b>1486</b>

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

**Tabla 11. Pozos pendientes por perforar - campaña de perforación Campo Provincia**

POZOS PENDIENTES POR PERFORAR (17 pozos)			
Santos 122	Santos 148	Santos 160	Santos 135
Santos 132	Santos 134	Santos 164	Santos 137
Santos 131	Santos 141	Santos 143	Santos 152
Santos 158	Santos 147	Santos 146	Santos 154
Suerte 61			

Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

**5.5.2. Mantenimiento de Pozos (WOWS).** El Campo Provincia cuenta actualmente con 118 pozos activos. El estado actual de los pozos perforados en el Campo se presenta en la tabla 12, para un total de 204 pozos perforados, de los cuales 35 pozos ya se encuentran debidamente abandonados.

**Tabla 12. Estado actual de pozos Campo Provincia**

ESTADO DE POZOS PROVINCIA					
Pozos	Activos	Abandonados	Inactivos	Suspendidos	Total
Conde	13	3	1	0	17
Santos	70	21	35	0	126
Suerte	31	11	15	0	57
Sabana	4	0	0	0	4
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>35</b>	<b>51</b>	<b>0</b>	<b>204</b>

Fuente: Basado: Formas 9. Campo Provincia Marzo de 2015.

En el Campo Provincia se estiman 70 intervenciones al año, para un factor de intervención de los pozos o índice de falla es de 0,59.

Los trabajos de workover para los proyectos se componen de cañoneos y optimización del sistema de levantamiento a gas lift realizando una intervención por pozo y la conversión de pozos productores o inactivos a pozos inyectoros

dentro del proyecto de inyección de agua; en el año 2014 se realizó la conversión del pozo Santos 37 a pozo inyector.

Los trabajos que se programan de WS con mayor frecuencia en campo provincia son cambio de bomba de subsuelo, cambio de tubería rota, varilla partida, cambio de mandriles y otros los cuales se realizan con compañías contratadas.

La intervención con la unidad de Coiled Tubing de 1-1/2" en el pozo, tiene como objetivo reactivar la producción del mismo realizando una limpieza de arena.

El costo promedio por intervención de Workover en el Campo Provincia es de US\$40.200. Los trabajos de Workover y Wellservices se realizan a través de Equipos de Workover/Wellservices propios (Rig-4074, Rig-165 y Rig 3979), Equipo propio tercerizado (Rig-2938) y contratados (PW-104, PW-143 y PW-155).

En la tabla 13 se puede observar el Factor de Servicio para cada uno de los Equipos de Workover/Wellservices.

**Tabla 13. Factor de servicio workover contratado vs factor servicio Ecopetrol**

ANALIS FACTOR DE SERVICIO									
Descripción	Contratado			Tercerizado	Ecopetrol S.A			T/General	%
	PW-104	PW-143	PW-155	2938	4074/Falcon1	165	3979		
<b>Tiempo Activo</b>	2830	6908	7030	6075	4862	4924	4848	37476	85%
<b>Otros Inactivos</b>	22	280	242	75	685	586	527	2416	5%
<b>Inactivo x Planeación</b>	197	133	188	458	623	496	316	2409	5%
<b>Inactivo x Mantenimiento</b>	30	20	23	233	448	574	405	1733	4%
<b>TOTAL</b>	<b>3078</b>	<b>7340</b>	<b>7483</b>	<b>6841</b>	<b>6617</b>	<b>6579</b>	<b>6096</b>	<b>44034</b>	<b>100%</b>
	<b>92%</b>	<b>94%</b>	<b>94%</b>	<b>89%</b>	<b>73%</b>	<b>75%</b>	<b>80%</b>	<b>85%</b>	
	<b>92%</b>				<b>76%</b>				

Fuente. Ecopetrol S.A. Coordinación Subsuelo de Mares

Como se puede evidencia en la tabla anterior el factor de servicio de los equipos de workover directos es de 76%, mientras que el Factor de servicio (F.S.) de los equipos propio tercerizado y contratados es del 92%. Las principales causas de esta diferencia (16%) se analizaron en la tabla 14, evidenciando que se tiene un 7% de pérdida de tiempo por falta de planeación y 4,7% por cambio de turno de cuadrilla y alimentación de la misma:

**Tabla 14. Causas principales tiempos no productivos (NPT)**

NPT imputables a planeación 7%			NPT imputables al equipo 9%		
Causas	%	%	Causas	%	%
	Relativo	Absoluto		Relativo	Absoluto
Esperando Herramientas/Equipos/Materiales	28%	2,0%	Esperando por Clima	44%	4,0%
Esperando Personal	25%	1,8%	Cuadrilla Comiendo	31%	2,8%
Esperando Herramientas/Equipos-Contratista	22%	1,5%	Cambio de Cuadrilla	21%	1,9%
Esperando Transporte Pesado	19%	1,3%	Otras Causas	4%	0,4%
Otras Causas	6%	0,4%			
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>7%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>9%</b>

Fuente: Basado: Informe técnico Campo Provincia [Ecopetrol S.A]

**5.5.3. Proceso de Extracción.** El campo provincia cuenta con 118 pozos activos los cuales producen por medio del mecanismo de levantamiento artificial por Gas lift con una producción de crudo de 4.548 BOPD y gas de 21.396 KPCD

Para determinar el volumen de gas de venta se debe pronosticar la producción de gas y a este valor restarle el volumen estimado de consumo de gas para el sistema de levantamiento artificial. Teniendo en cuenta lo anterior, para determinar los pronósticos de consumo de gas, para el sistema de levantamiento artificial acordes con los pronósticos de producción de fluidos totales, se utiliza la fórmula de cálculo de Inyección de Gas para pozos con IPR desconocida, usando para esto la siguiente ecuación<sup>14</sup>:

<sup>14</sup> ESP, Oil Engineering Consultants, Gas lift basic

$$RGL \text{ grad. min} = \left[ a + \left( \frac{b \times Dv}{1000} \right) \right] \times \text{cotgh} \left( \frac{c \times ql}{1000} \right)$$

Donde:

$$a = \{ [25.81 + (13.92 \times BSW)] \times ID^2 \} - 145$$

$$b = 139.2 - \{ [2.7766 + (7.4257 \times BSW)] \times ID^2 \}$$

$$c = [(1 - 0.3 \times BSW) \times (3 - 0.7 \times ID)] + \left\{ \frac{[(0.06 - 0.015 \times BSW - 0.03 \times BSW \times ID)] \times Dv}{1.000} \right\}$$

w = Fracción de agua y sedimento, adimensional. Rango de w < 0.65

ID = Diámetro interno de la tubería de producción, pulg. Rango 2, 2 ½"; y 3"

Dv = Profundidad del punto de inyección, pies. Rango de 2000 < Dv < 10000

ql = Tasa de producción de líquido, b/d. Rango de ql > 50

RGLgrad.min = RGL cercana a gradiente mínimo, PCN/BN.

cotgh (x) = Cotangente hiperbólica de  $x = \left[ \frac{e^{2x} + 1}{e^{2x} - 1} \right]$

El resultado obtenido se comparó con el consumo interno real de la forma 30 del campo Provincia, obteniendo una variación de apenas 2,3%.

**5.5.4. Procesos de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento.** El Campo de Provincia cuenta con dos estaciones de recolección, tratamiento y fiscalización de crudo y gas, ubicadas en el sector Santos y otra en el sector Suerte.

- **Estación Santos**, es una estación de recolección y tratamiento del crudo de los sectores Santos y Conde, a su vez recibe el crudo tratado de la Estación Suerte. Esta producción es almacenada en los respectivos tanques de almacenamiento para su despacho hacia la Refinería.

- **Estación Suerte** recibe la producción de los pozos de Santos Norte, Suerte y Sabana.

Dentro de las estaciones las operaciones de recolección, producción y almacenamiento del campo son realizadas directamente por personal de mantenimiento bajo contrato tercerizado.

El campo provincia cuenta con 118 pozos activos de los cuales produce diariamente 4.548 BOPD y su producción de Gas alcanza 21.396 KPCD (Ver tabla 15).

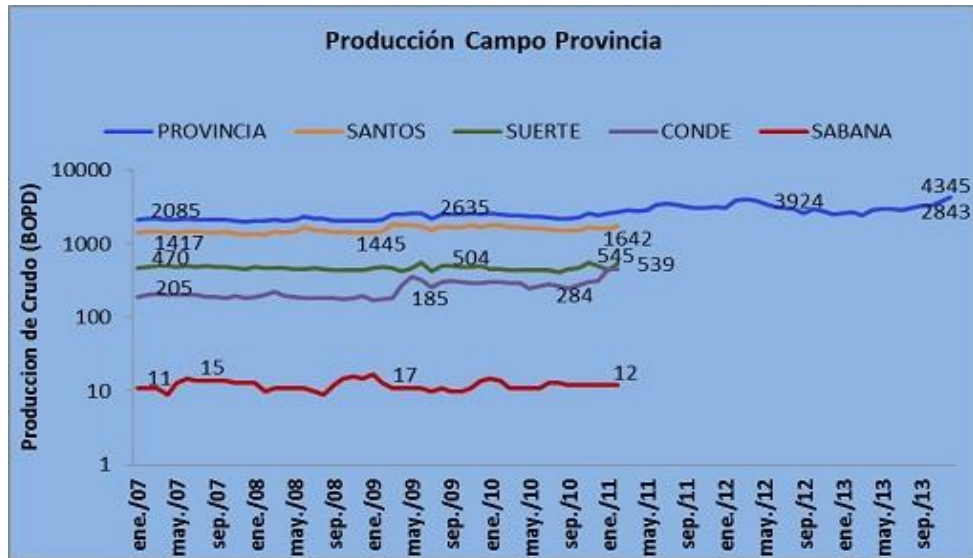
**Tabla 15. Producción Campo Provincia**

PRODUCCION CAMPO PROVINCIA				
Producción Petróleo	Producción crudo diaria	Producción Gas	Producción de Gas diaria	Pozos Activos
BN		KPC		Gas lift
141.001	4.548 bls	663.295	21.396	118

Fuente: Forma 30 Provincia [Ecopetrol S.A]

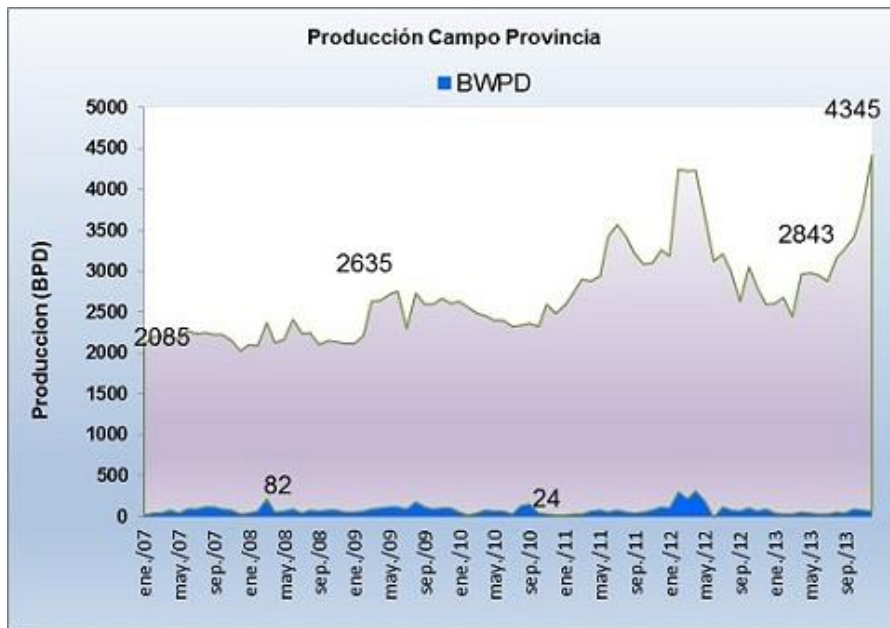
Hasta el mes de enero del año 2011, se reportaba la producción de los Campos Conde, Sabana, Santos y Suerte de forma independiente; a partir de febrero de 2011 la ANH unifica estos campos en uno solo, llamado Campo Provincia, por esta razón en la Gráfica 6, se pueden observar la producción de los campos de forma independiente hasta el 2011, y la producción de Camp Provincia de color azul hasta septiembre de 2013.

**Grafica 6. Producción Provincia**

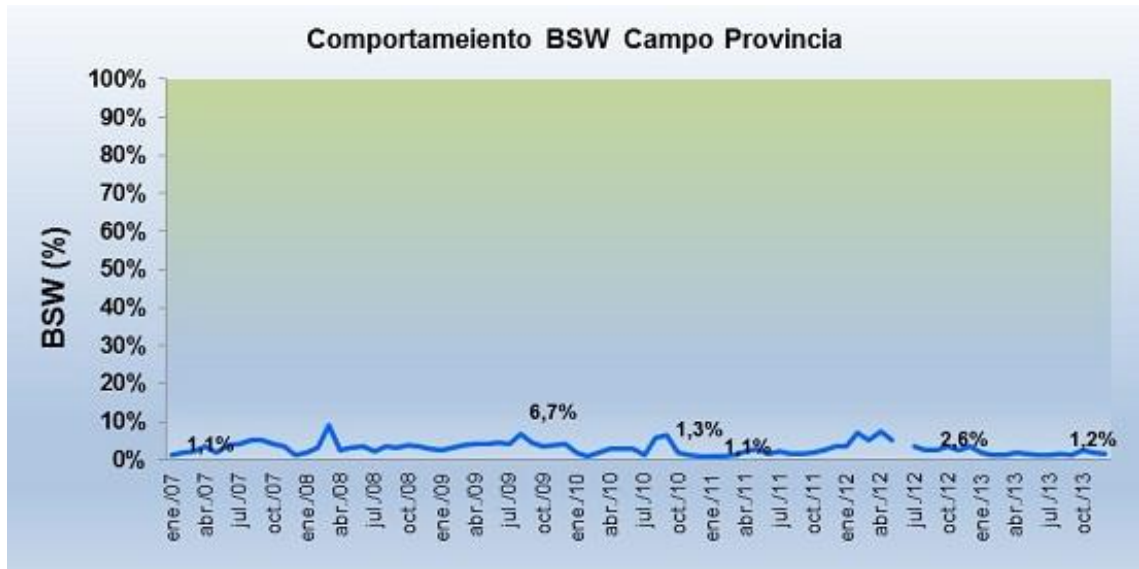


Por otra parte en la gráfica 7, se puede observar el comportamiento de la producción de crudo y agua del Campo Provincia, en el cual se puede deducir que el BSW del campo es menor al 2%, y se ha mantenido estable a través de los últimos años (Ver gráfica 8).

**Grafica 7. Producción de crudo y agua Campo Provincia**



**Grafica 8. Comportamiento BSW Campo Provincia**



**5.5.5. Recibo de crudo de terceros y/o otros campos.** El campo provincia recibe aproximadamente 1.148 BOPD del Campo Bonanza en la Estación Suerte; adicionalmente recibe eventualmente producción de crudo de los Campos Tisquirama (963 BOPD) y Campo San Roque (1.148 BOPD) a través de carrotanques.

**5.5.6. Planta de Gas**<sup>15</sup>. El campo provincia cuenta con una planta de secado del gas que está en constante operación para la extracción de productos blancos: Propano, Butano y Gasolina con el fin de distribuirlos a la refinería de Barrancabermeja y al sistema de Gas domiciliario de Bucaramanga. En la Tabla 16 se puede observar el rendimiento de los diferentes productos generados, a partir del gas producido en el Campo Provincia.

<sup>15</sup> ECOPEROL. Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas plantas y consumos de gas natural y procesado

**Tabla 16. Informe mensual de producción, plantas y consumos de gas natural y procesado campo provincia**

Gas de Formación KPC	Rendimiento			Gas de Formación procesado KPC	Consumo de gas sin procesar
	Propano g/KPC	Butano g/KPC	Gasolina g/KPC		Quemado al aire KPC
663.295	0,455	0,652	0,674	661.195	2.100

Fuente: ECOPETROL S.A. Forma 30 Provincia

El volumen de gas producido mensualmente en el campo provincia es de 663.295 KPC del cual se procesan 661.195 KPC en la Planta de Gas y se queman sin procesar 2.100 KPC (Ver tabla 16). Los productos generados en la Planta de Gas se pueden observar en la tabla 17.

**Tabla 17. Informe mensual de producción, plantas y consumos de gas natural y procesado campo provincia**

Gas procesado en planta KPC	Productos Obtenidos del Gas			Transformado en Productos Blancos	Consumo de Gas Procesado	
	Propano (gal)	Butano (gal)	Gasolina gal		Consumo en campo KPC	Venta Gas KPC
661.195	315.385	451.988	467.187	38.229	117.805	505.161

Fuente: ECOPETROL S.A. Forma 30 Provincia

La venta diaria de gas entre la refinería y el gasoducto de Bucaramanga es de aproximadamente 16.295 KPCD. Así mismo se vende a la refinería de Barrancabermeja 242 BPD de propano, 347 BPD de butano y 359 BPD de Gasolina (Ver tabla 18).

**Tabla 18. Ventas de gas de provincia**

GAS (KPCD)	PROPANO (BPD)	BUTANO (BPD)	GASOLINA (BPD)
16.295	242	347	359

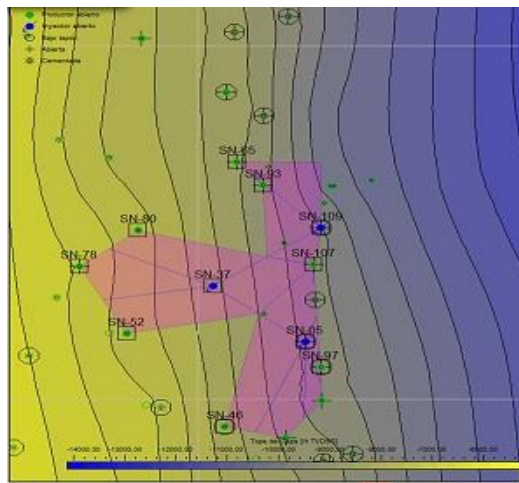
Fuente: ECOPETROL S.A. Forma 30 Provincia

### 5.5.7. Sistema de Recuperación Secundaria:

**Piloto de Inyección De Agua**<sup>16</sup>. Como estrategia de desarrollo, buscando potencializar la productividad del campo se proyecta ejecutar un piloto de inyección de agua de captación y realizar el tratamiento y reinyección del agua de producción para establecer la viabilidad técnica y económica de inyectar agua a través de la conversión de los pozos Santos 5, Santos 37 y Santos 109, como estrategia de recobro secundario.

El proyecto de inyección de agua en su etapa piloto propone dos patrones invertidos de inyección de tres (3) y un patrón invertido de cuatro (4) tal y como se observa en la gráfica 9. Las zonas de interés serán las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas. Se estima que, en el escenario probable, se puedan desarrollar 1,5 MBLS de petróleo 2P (Probables), con la inyección de hasta 5.000 BWPD; con una producción incremental máxima de 800 BOPD y un volumen máximo de fluidos totales de 4.800 BPD.

#### Grafica 9. Patrón de inyectividad



Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Producción de Mares

<sup>16</sup> ECOPETROL S.A. informe de caracterización fisicoquímica y evaluación de la calidad del agua de los pozos

**A continuación se describen las actividades de cada fase:**

**Fase I.** En esta etapa se proveerá la infraestructura para la Inyección temprana en el campo Provincia, y se dejarán en el diseño las facilidades para incorporar el agua de producción en la Fase II del proyecto; se proveerá tratamiento químico para garantizar la integridad de los equipos, tubería y el propio yacimiento. La planta de inyección de agua se diseña a capacidad y no se prevé su ampliación en el futuro.

- ✓ Realizar pruebas de abatimiento a los pozos abastecedores de agua existentes Chiquita y Santos 6. Los dos pozos captadores proveerán el agua requerida para la inyección y para otros consumos de la siguiente forma:
  - 4.000 BWPD destinados a la inyección temprana de agua en el campo.
  - 1000 BWPD destinados al consumo de los siguientes sistemas: lavado de crudo en tratadores, refrigeración de máquinas compresoras y generadores, campamento de Ecopetrol, Estación de Policía y comunidad del área.
- ✓ Construcción línea de captación de agua desde los pozos abastecedores de agua seleccionados para el piloto hasta la planta de inyección de agua. Desde el pozo Chiquita se utiliza la línea existente de 3 pulgadas y en caso de requerirse el pozo Santos 6 se instalará nueva línea para transportar el agua captada; las líneas anteriores llegarán a un punto común (manifold en locación del pozo Santos 6) y de allí se transfiere a través de una línea nueva hacia la planta de inyección.
- ✓ Adecuación civil de área disponible en la Estación Santos para montaje de la planta de inyección. La planta de tratamiento e inyección de agua del campo Provincia está diseñada para el manejo de 5.000 BWPD. Se asumirá que las

bombas de captación no tienen la presión suficiente para llegar hasta la succión de la bomba de inyección principal, por lo tanto, se requerirá de un sistema de recibo del agua captada y re-bombeo hasta la bomba de inyección principal; el tanque de almacenamiento de agua (de agua tratada para la Etapa II) tendrá 500 Bls de capacidad nominal

- ✓ Adecuación de las locaciones de los pozos productores a convertir Santos 5 y Santos 37
- ✓ Construcción de red de inyección de agua desde la planta de inyección hasta los pozos Santos 5 y Santos 37. Se instalarán filtros tipo cartucho en cabeza de cada pozo inyector para garantizar que partículas de tamaños mayores a 5 micrones no afecten la permeabilidad de los pozos.

En la tabla 19 se indica las facilidades requeridas para inyección de agua en esta etapa.

**Tabla 19. Equipos a utilizar en la fase de inyección temprana**

CANT	EQUIPO	CAPACIDAD	
1	Bomba booster pozo captador santos 6	75 GPM	
1	Tanque de agua tratada	500 BLS	
2	Bombas booster m-p-31-0-01 a/b	150 GPM	5143 BWPD
1	Bomba de inyección	150 GPM	5143 BWPD

Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Producción de Mares

Se estima que, en el escenario probable, se puedan desarrollar 4 MBLS de petróleo de RNPPr, con la inyección de hasta 5.000 BWPD; con una producción incremental máxima de 2.750 BOPD y un volumen máximo de fluidos totales de 23.500 BPD.

## **Fase II**

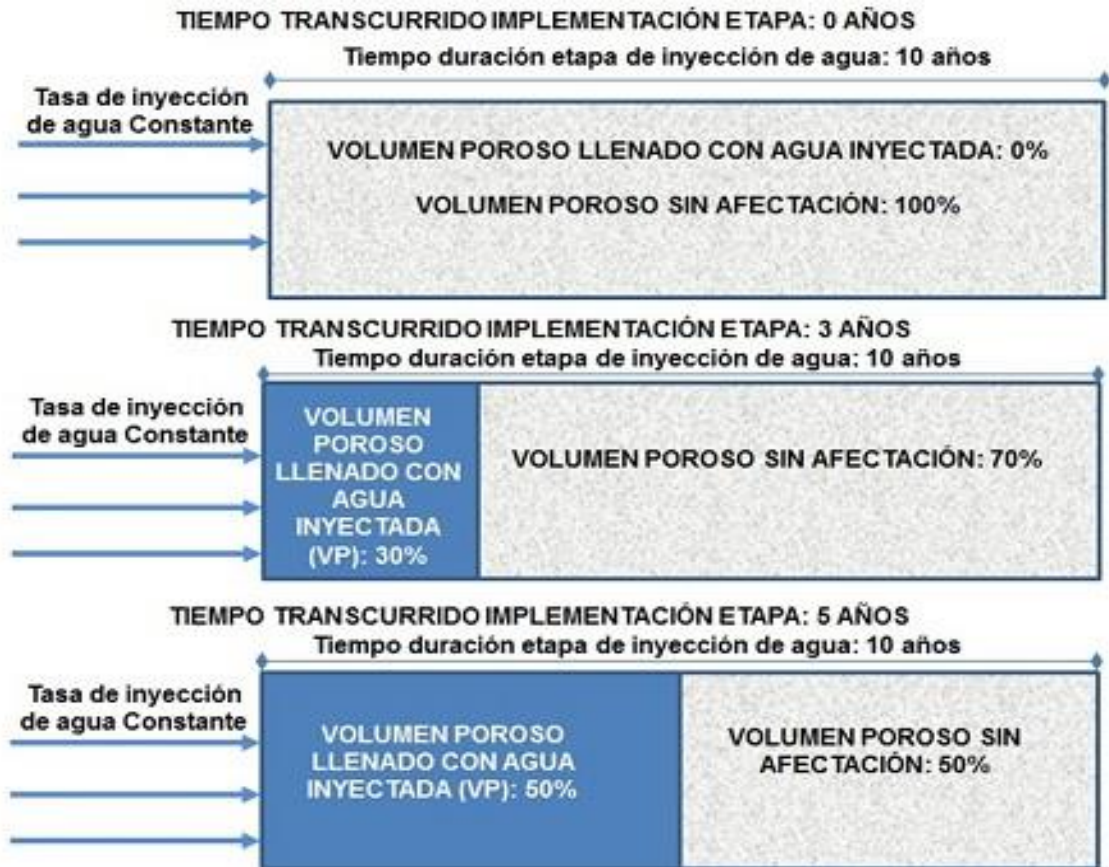
La inyección de agua de producción en el campo Provincia, vendrá de las estaciones Santos y Suerte por bombeo a través de líneas de transferencia nuevas hasta la ubicación de las facilidades de tratamiento y se incorporará al sistema de inyección de la fase temprana.

Se estima que, en el escenario probable, se puedan desarrollar 7,9 MBLS de petróleo de RNPPr; con una producción incremental máxima de 3.800 BOPD y un volumen máximo de fluidos totales de 45.000 BPD.

Para determinar los pronósticos de producción de agua debida a la inyección de agua se tuvo en cuenta la curva empírica de BSW vs % VP (Porcentaje de Llenado de Volumen Poroso), teniendo en cuenta las siguientes consideraciones (Ver figura 3):

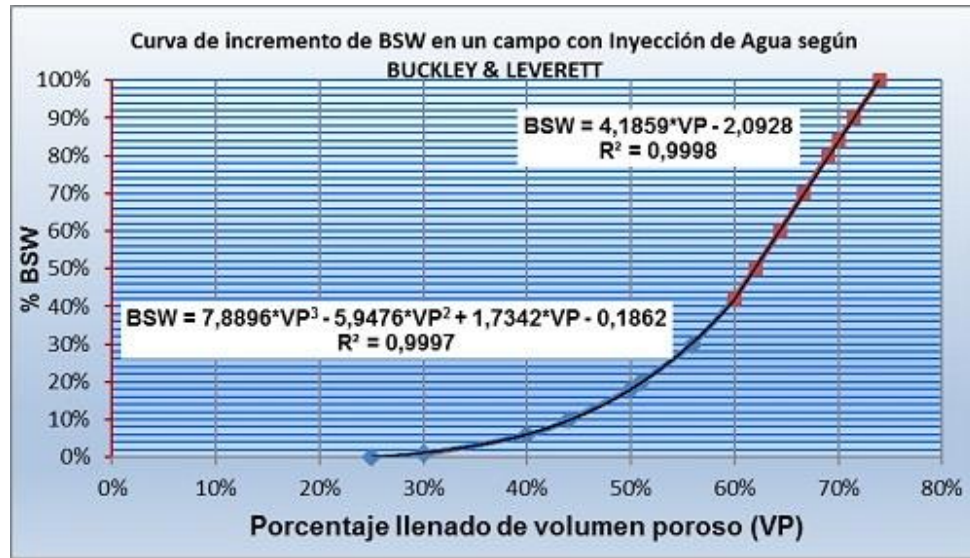
- El volumen de inyección de agua será constante a través del tiempo para cada una de las etapas del proyecto.
- El Volumen de llenado a través del tiempo son equivalentes (Ejemplo, si mi etapa tiene un tiempo de duración total de diez (10) años, este es el tiempo que se demorará a una tasa constante de inyección de agua para completar el 100% del VP)
- El %VP llenado en un tiempo determinado será equivalente al tiempo transcurrido desde el inicio de la etapa de inyección de agua hasta la fecha (Ej. Si han transcurrido 2 años desde que inicio la etapa de inyección de agua, esta equivale al 20% del tiempo total de duración del proyecto, por lo tanto el % VP será de 20%).
- Estas consideraciones se pueden analizar en la figura 3:

**Figura 3. Relación de tiempo de implementación de la etapa de inyección de agua vs el VP.**



Para realizar el cálculo de los pronósticos de incremento de BSW debido a la inyección de agua se graficó la curva de Buckley & Leverett en Excel y se dividió el gráfico en dos secciones para encontrar las líneas de tendencia que se ajustarán mediante una ecuación numérica a los datos empíricos obtenidos por Buckley & Leverett para la eficiencia de barrido en un yacimiento con la roca fuertemente mojada por agua, y con viscosidad de aceite igual al doble de la viscosidad del agua, características principales de las formaciones del Campo Provincia (Viscosidad de Aceite: 0,538 cp, Viscosidad de Agua: 0,373 cp para el campo Provincia) (Ver figura 4).

**Grafica 10. Curva de BSW vs VP según BUCKLEY & LEVERETT**



Para obtener el agua a inyectar durante el Piloto de Inyección de Agua; se recibirá agua de producción proveniente de las piscinas de vertimiento de las estaciones Santos (1.000 BWPd) y Suerte (1.000 BWPd) del campo Provincia a través de líneas de transferencia que llegan al manifold de recibo. Para completar los 4.000 BWPd necesarios para la inyección en los pozos Santos 5, Santos 37 y Santos 109, se tomarán los 2.000 BWPd de los pozos captadores Chiquita y Santos 6.

Dentro del Proceso de Inyección de Agua se contará con un tanque de estabilización de 500 Bls para estabilizar la corriente y dar la cabeza suficiente para alimentar el sistema de filtración en la Planta de Inyección de Agua. El agua de producción recibida en este tanque, será bombeada para alimentar el filtro de lecho vegetal (cáscara de nuez) de 5.000 BWPd de capacidad, para luego ser conducida al tanque de almacenamiento de agua filtrada (Capacidad: 500 Bls).

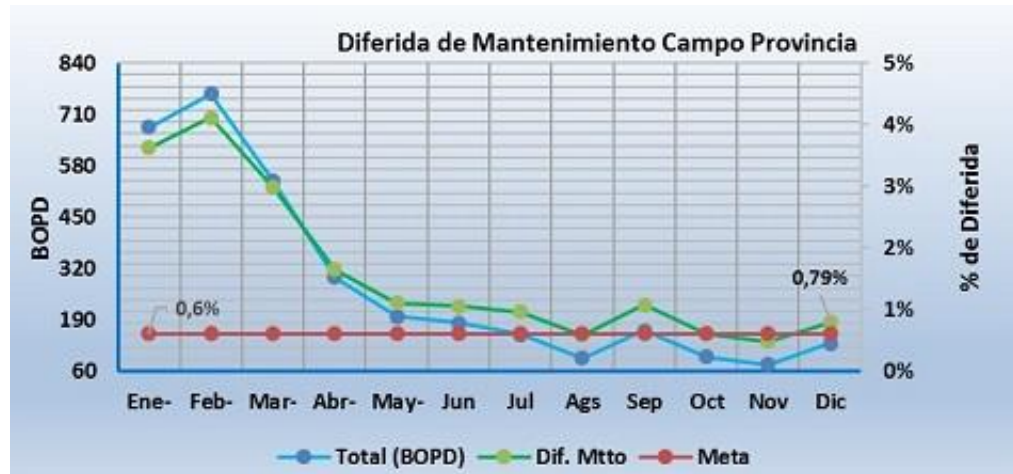
Entre otras operaciones en la planta de inyección de agua se cuentan con las siguientes:

- Retrolavado: los retrolavados del filtro se harán con agua de producción y se conducirán hacia la caja de desarenado con capacidad de 250 BIs para recibir 2 retrolavados al día. De la caja de desarenado, el agua rebosará y entrará en la cámara de agua filtrada, para ser enviada por bombeo a reproceso, hacia la entrada del tanque de estabilización.
- Tanque de agua filtrada: El tanque de 500 BIs de capacidad recibe el agua filtrada y allí se mezclará con el agua proveniente de los pozos captadores. Desde allí se envía a la bomba de inyección, que elevará la presión del agua (4.000 psig) y enviará hacia los pozos inyectoros Santos 5, Santos 37 y Santos 109. A cada pozo inyector se suministrará entre 1.500 BWPD - 2.000 BWPD a 32,22°C (90°F). Para asegurar la calidad del agua de inyección, en cabeza de cada pozo inyector se instalarán filtros tipo cartucho que se encargarán de afinar la calidad el agua de inyección y cumplir con los parámetros establecidos en las bases de diseño.

**5.5.8. Mantenimiento.** Dentro del programa de mantenimiento del Campo Provincia se tienen en cuenta disminuir las perdidas por diferida, por lo que es necesario realizar un estudio general de las causas claves que influyen a que estas pérdidas se incrementen. A continuación se enumera las principales causas de pérdidas por diferida del campo provincia:

- ✓ **Producción Diferida por Mantenimiento.** La diferida por mantenimiento a finales del año 2014 se incrementa considerablemente con un valor de 31.6% (60 BOPD) por encima del límite que se tenía acordado para ese año 0.6%, este aumento se atribuye a mantenimiento de equipos (Ver Gráfica 11)

**Grafica 11. Diferida por mantenimiento Campo Provincia**



Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

- ✓ **Quema de Gas.** El porcentaje de quema de gas de las plantas compresoras en función de la producción de gas de provincia fue alrededor del 4.5 %
- ✓ **Proceso de eliminación de defectos.** Para este proceso y teniendo en cuenta los históricos de fallas y diferidas de mantenimiento se utiliza el análisis causa raíz para determinar los principales factores de falla de los equipos logrando a finales del 2014 la identificación del 100% de los malos actores.
- ✓ **Reportes de falla.** En 2014 se trataron 16 análisis de falla de los cuales se tienen 12 cerrados y 4 en ejecución de los cuales se ha venido trabajando para su avance y su respectivo cierre. En Diciembre de 2014 se tienen pendiente la ejecución de algunas recomendaciones de los RCA ejecutados el presente año de los cuales se viene haciendo seguimiento al respecto con un indicador del cumplimiento del 66,57%.
- ✓ **Análisis de fallas activo provincia** En general, el activo Provincia tiene un promedio de 2,3 fallas por mes según referencias del año 2014.

- ✓ **Inspección en línea e instalación de trampas de marraneo.** En todos los ductos se realizan inspecciones (ILI) mediante las herramientas inteligentes de Inspección para detección de corrosión (MFL) e Inspección Geométrica (XGP) (Ver tabla 20).

**Tabla 20. Inspección en línea e instalación de trampas de marraneo.**

IDENTIFICACION DEL DUCTO	DIAM	LONG (Km)	MFL	XGP
Gasoducto Provincia Pyoa de 10"	10	11,89	X	X
Línea transferencia Suerte-Santos	6	6,68	X	
Oleoducto Provincia (Santos) -Payoa	6	6,00	X	
<b>LONGITUD TOTAL INSPECCION ILI</b>		24,57		

Fuente. Departamento de Mantenimiento de Mares [Ecopetrol S.A]

- ✓ **Confiabilidad y seguridad eléctrica.** Actividades en sistemas de control para determinar la confiabilidad de equipos:
  - Automatización de 4 separadores de la estación Suerte de Provincia.
  - Mantenimiento preventivo a las UPS Asociadas a los tableros de sistemas de control.
  - Mantenimiento a los gabinetes de Control de las Estaciones y plantas.
  - Mantenimiento Telemetría Estaciones de Crudo.
  - Automatización de 4 separadores de la estación Suerte de Provincia.

En la tabla 21 se indica el cumplimiento bajo los factores de seguridad eléctrica en equipos.

**Tabla 21. Confiabilidad y seguridad eléctrica**

SEGURIDAD ELÉCTRICA	CUMPLIMIENTO %
Índice de Frecuencia de Accidentalidad con Pérdida de Tiempo por causa de la Energía Eléctrica	100
Índice de Severidad de Accidentalidad por causa de la Energía Eléctrica	100
Incidentes causados por Energía Eléctrica: Cantidad: 0 Ocurridos/4 Límite	100
Cumplimiento Plan Seguridad Eléctrica de SOM	116
Índice de cumplimiento de Plan de divulgación del MASE	126
Cumplimiento plan de acción normalización de RETIE, Areas Clasificadas	99,1%
Capacitación 126 trabajadores	
Recomendaciones de incidentes H, VH (2009 en adelante)	100

**5.5.9. Compras y contratación.** El manejo de inventarios y bodegas se realiza a través de un contrato con una firma especializada en el tema, según cumplimiento de la ley 80 de Ecopetrol, lo cual hace que los procesos de compras y contratación tarden de 6 meses a un año.

**5.5.10. HSE y gestión social.** Garantizar el índice de cumplimiento legal ambiental (ICLA) y las licencias para operar (LTO) al 100% a continuación se encuentran todos los parámetros a tener en cuenta para lograr este objetivo:

- ✓ **Salud y salud ocupacional.** Se realiza a través de entidades prestadoras de salud. La gestión social y medio ambiente, se realiza con personal directo y contratado. La seguridad física se realiza con una empresa externa, que contrata personal de la región para realizar las actividades de vigilancia.
- ✓ **Operación Ambiental Estación 1-Santos** La Estación Santos posee un sistema de tratamiento el cual recibe las aguas aceitosas de la salida del tratador, drenaje de tanques, aguas de lavado de máquinas y descarga de camiones de vacío de pozos. El agua llega a una piscina inicial y pasa por rebose interno a una segunda piscina, en la que confluye con las aguas

tratadas de cajas distribuidoras y se dirige hacia dos (2) piscinas con geomembrana, donde ocurre la oxidación del material orgánico, para finalmente realizar la descarga al caño NN, receptor del vertimiento, que a su vez desemboca en la quebrada El Diamante.

- ✓ **Operación Ambiental Estación 2-Suerte.** Este sistema de tratamiento recibe las aguas aceitosas del drenaje de tanques, las cuales entran al separador API, posteriormente pasan a una piscina de estabilización, de allí se dirigen a una piscina con geo-membrana y después se descargan a una piscina de oxidación, donde ocurre la degradación del material orgánico. Finalmente, el vertimiento se realiza por medio de un sistema de aireación escalonada al caño Sabana.
  
- ✓ **Mantenimiento preventivo Cajas CPI Estación Santos**
  - Se drena cada una de las cajas interceptadoras de placas corrugadas (CPI).
  - Se retira lodo y grasa de cada uno de los compartimientos.
  - Se limpian cheques, filtros y válvulas.
  - Se aplica agua cemento a toda la superficie.
  - Se abren válvulas de bloqueo dejando en normal funcionamiento las cajas del CPI.
  - Se recoge nata de crudo de la piscina de aireación.
  - Se cambia el rusque o aserrín por rusque limpio.
  - Se recogen canecas con lodos y se llevan hacia un centro de acopio temporal para luego ser llevados a la AMIR.
  - Se normaliza operación y se deja en orden y limpieza las áreas Limpieza de contrapozos
  
- ✓ **Mantenimiento preventivo Estación Suerte**
  - Limpieza de cheques de bombas de succión CPI

- Limpieza de vidrio niveles
  - Limpieza de pierna señal a los tanques de almacenamiento
  - Limpieza del área de la tea.
  - Recolección y aseo general de la estación
  - Limpieza y mantenimiento de medidores
  - Se retira lodo y arena de cada uno de los compartimientos con apoyo del camión en vacío.
  - Se lavan y limpian los cheques de las bombas de succión.
  - Se limpian y descontaminan las válvulas, los filtros y tejas de cada compartimiento.
- ✓ **Mantenimiento General.** Se realizan mantenimientos generales de las piscinas de oxidación de la Estación Suerte y la Estación Santos.

## 5.6. RECURSOS CLAVES<sup>17</sup>.

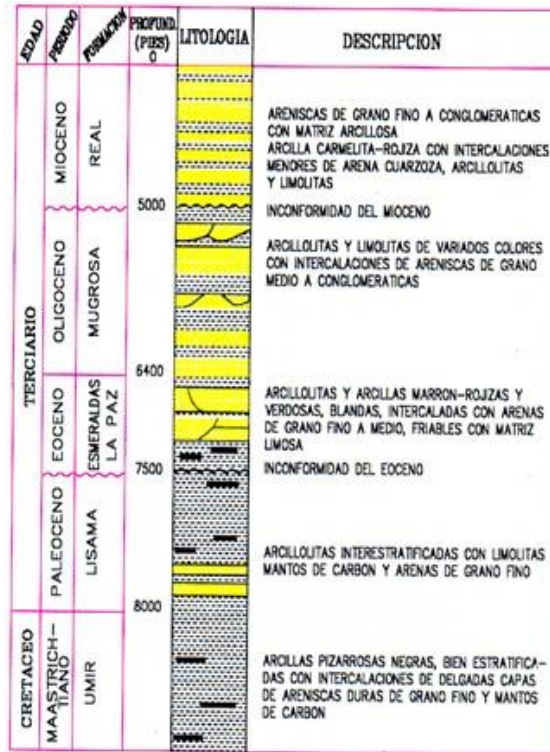
Se parte de una infraestructura petrolera existente, lo que es indispensable que sea evaluado para definir los posibles socios que aporten a la propuesta de valor actual de un campo maduro como es el caso del campo Provincia.

El Campo Provincia cuenta con una extensión de 18 Km<sup>2</sup> y se compone por los campos Santos, Suerte, Conde y Sabana. Sus zonas geológicas objetivo son mugrosa, esmeralda y la paz representadas en la columna estratigráfica del campo provincia ver figura 4.

---

<sup>17</sup> ECOPETROL. Campo provincia Informe técnico anual 2014,

**Figura 4. Columna estratigráfica Campo Provincia**



Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares

**5.6.1. Yacimiento.** El recurso principal de todo Campo Petrolero, son sus reservas, las cuales potencializan o valorizan un campo de producción. El Campo Provincia cuenta con un Original Oil in Place (OOIP) de 1.050 MMBIs de crudo con un Factor de Recobro actual de 19,4%; pero se estima que el Factor de Recobro Final Estimado en 22,15%, teniendo en cuenta los proyectos de Campaña de Perforación (F.R: 0,46%) e Inyección de Agua (F.R: 1,28%), otras propiedades petrofísicas del Yacimiento se encuentran en la tabla 22:

**Tabla 22. Propiedades petrofísicas formaciones productoras Campo Provincia**

PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS				
PROPIEDAD	Lisama	La Paz	Esmeralda	Mugrosa
Porosidad Efectiva (%)	18,6	16,8	18,25	22
Permeabilidad (md)	12,3	74,16	14	93,3
Saturación de Agua Inicial (%)	34,6	30,5	38	42,6
Presión Inicial (psia)	4400	4250	3900	3000
Presión Actual	1000	1000	800	800
Gravedad API	34	32	31	23
Gravedad del Gas	0,69	0,75	0,7	0,68
Boi (Bls/STB)	1,424	1,47	1,261	1,222
Bwi (Bls/STB)	1,019	1,022	1,021	1,012
Viscosidad del Petróleo (cp)	0,591	0,538	0,797	2,37
Viscosidad del Gas (cp)	0,025	0,027	0,023	0,02
Viscosidad del Agua (cp)	0,397	0,373	0,38	0,475
GOR Inicial (SCF/STB)	800	900	780	570
Temperatura de Formación (°F)	170	175	170	140

Fuente: ECOPETROL S.A. Superintendencia de Mares

**5.6.2. Equipos de Perforación.** El campo Provincia cuenta actualmente con 204 pozos perforados. En la tabla 23 se puede observar la distribución de los mismos para cada uno de los campos que conforman el Campo Provincia:

**Tabla 23. Estado de pozos Campo Provincia**

Estado de pozos y mecanismo de levantamiento Campo Provincia							
Pozos	Activos	Abandonados	Inactivos	Total	M/Producción	Profundidad Promedio	Sistema de Empuje
Conde	13	3	1	17	Gas lift 100%	10000 ft	Capa de gas, drenaje gravitacional y gas en solución
Santos	70	21	35	126	Gas lift 100%		
Suerte	31	11	15	57	Gas lift 100%		
Sabana	4	0	0	4	Gas lift 100%		
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>35</b>	<b>51</b>	<b>204</b>	<b>0</b>	<b>1000 ft</b>	

Fuente: ECOPETROL S.A. Coordinación Subsuelo de Mares

**5.6.3. Equipos de Servicios a pozos (Workover/Wellservices).** Ecopetrol en el área centro cuenta con cuatro Equipos de Workover propios, de los cuales tres son operados directamente por Ecopetrol con un Factor de Servicio de 76% y uno (1) es operador por un tercero con un factor de servicio del 85%.

La Disponibilidad de equipos de Workover y Wellservices registra un valor promedio del 96,57%

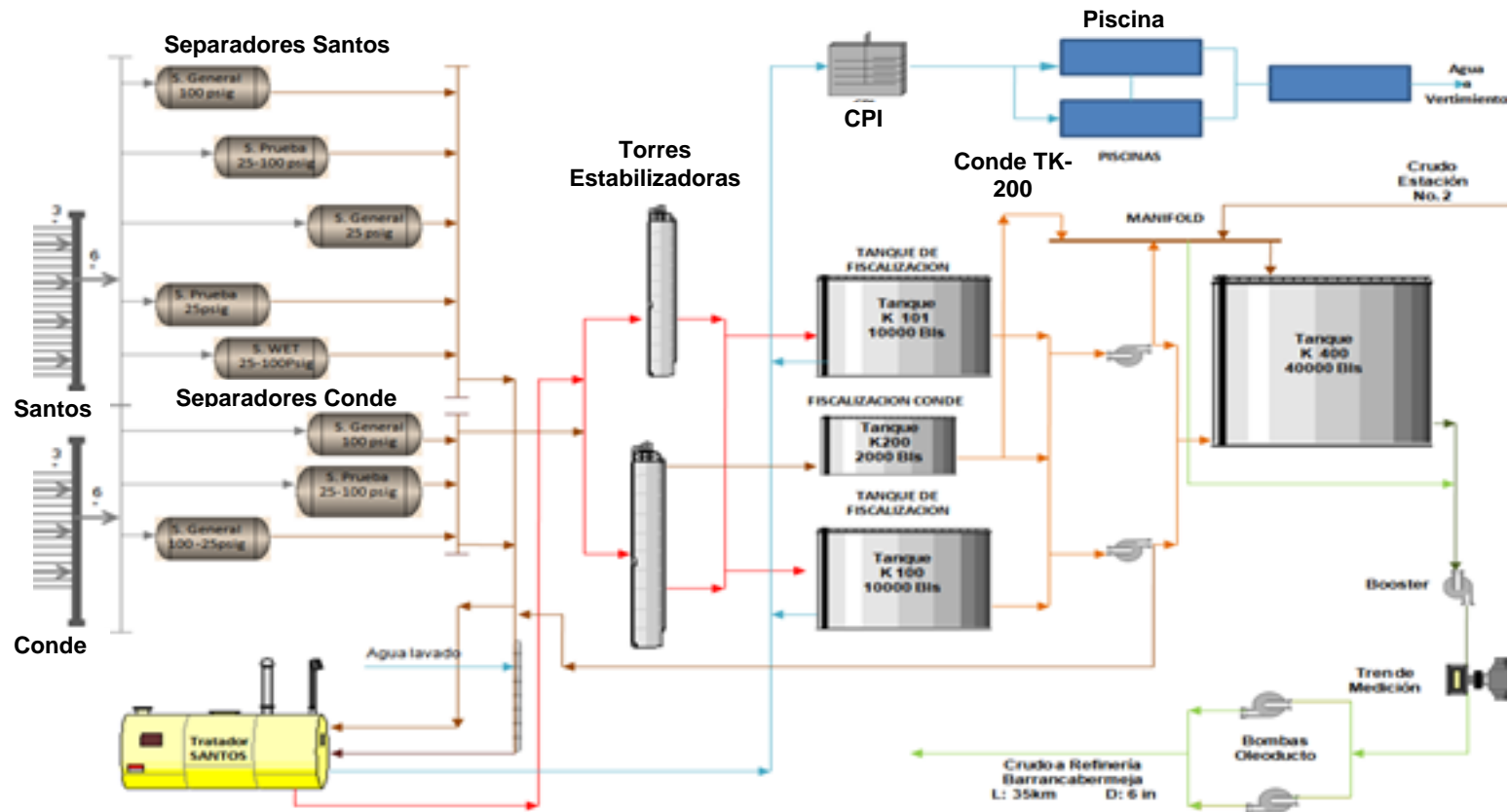
**5.6.4. Equipos de Extracción<sup>18</sup>.** El campo provincia en la actualidad tiene 118 pozos activos y todos están equipados con sistema de levantamiento artificial por Gas Lift con un consumo mensual de aproximadamente 120.000 KPCD, que son producidos en el mismo campo.

**5.6.5. Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo.** El Campo de Provincia cuenta con dos estaciones de recolección, tratamiento y fiscalización de crudo y gas, una (1) ubicada en el sector Santos (Ver Figura 5) y otra en el sector Suerte (Figura 6).

---

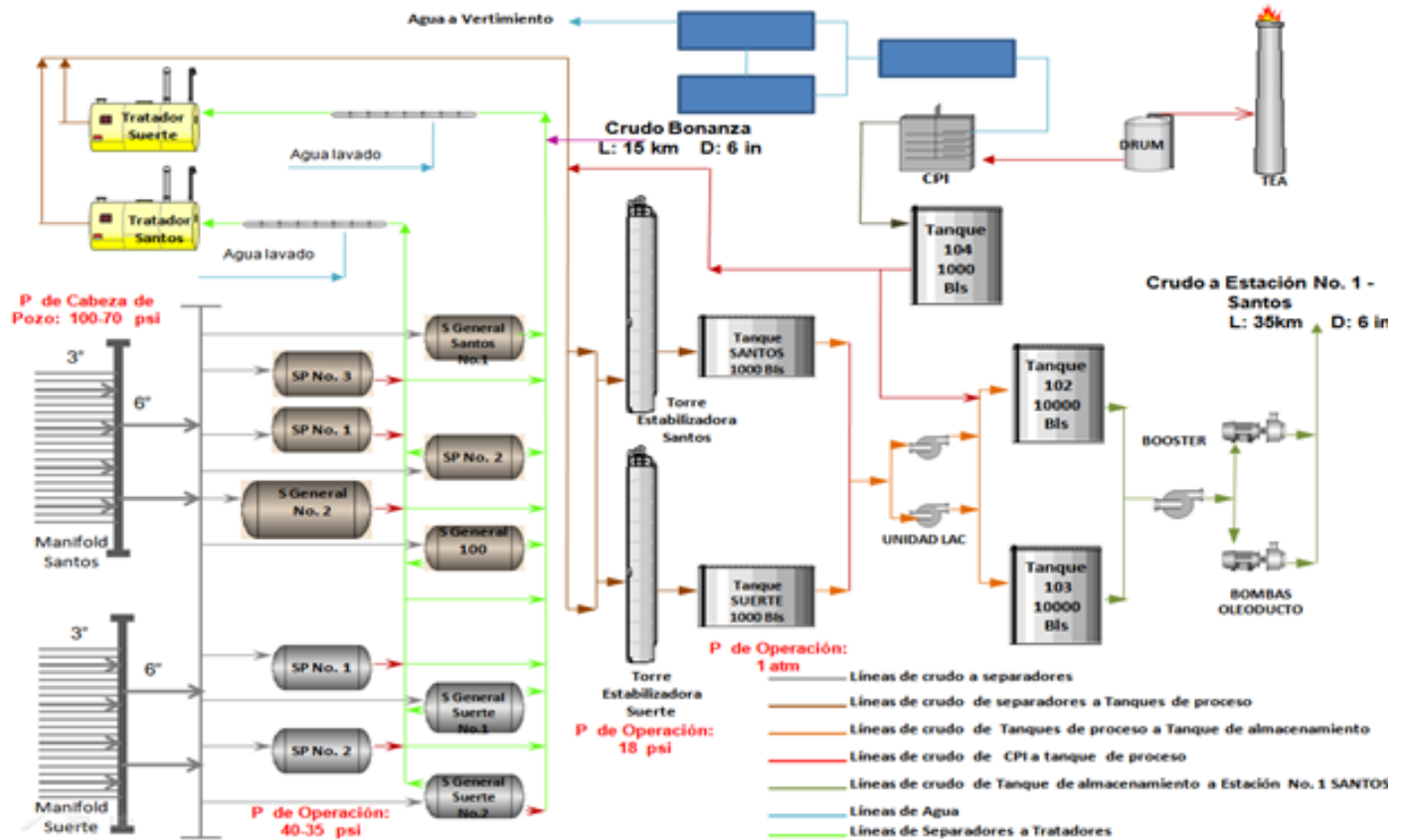
<sup>18</sup> ECOPETROL. S.A. Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas, Vicepresidencia Regional Central, Gerencia de Mares

Figura 5. Esquema de producción Estación Santos



Fuente: ECOPETROL S.A. Superintendencia de Mares

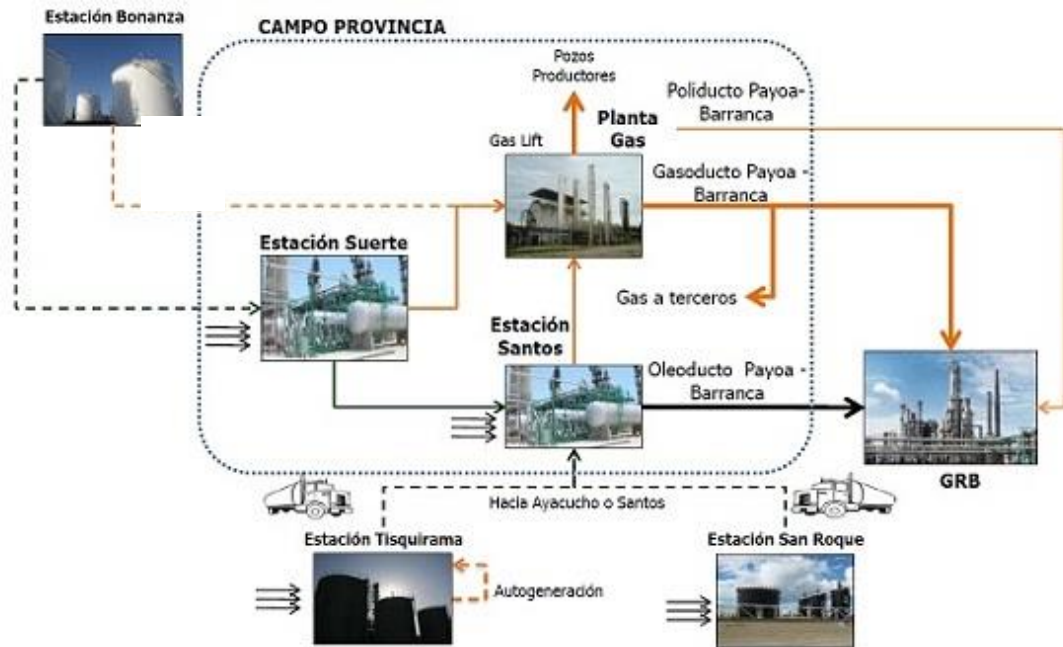
Figura 6. Esquema de producción Estación Suerte



Fuente: ECOPETROL S.A. Superintendencia de Mares

En la Figura 7, se muestra el diagrama de operación del crudo y gas producido y/o recibido en el Campo Provincia.

**Figura 7. Esquema de operación Campo Provincia**



Fuente: Superintendencia de Mares [Ecopetrol S.A]

Las líneas de flujo de los pozos Santos 69 y Santos 71 del Campo Provincia se encuentran interconectadas por una línea de flujo de 150 metros con el fin de realizar transferencia de gas o crudo entre las Estaciones Santos y Suerte.

**5.6.6. Recobro Secundario por Inyección de Agua.** Se cuenta con un (1) pozo Inyector pendiente de construcción de línea de inyección y el desarrollo de la fase I y II en la inyección de agua. Los equipos que se tendrán en cuenta en el proceso de inyección de agua se indican en la tabla 24

**Tabla 24. Equipos a utilizar en la fase de inyección de agua de producción**

CANT	EQUIPO	CAPACIDAD
1	Tanques de estabilización	500 BLS
1	Bomba de alimentación del filtro	150 GPM
1	Bomba de agua a reproceso	70 GPM
1	Bomba de transferencia de agua estación santos	70 GPM
1	Bomba de transferencia de agua estación suerte	70 GPM
1	Filtro de lecho vegetal (cascara de nuez)	5000 BWPD
1	Bombas booster	500 BLS
2	Tanque de agua tratada	150 GPM
1	Bomba de inyección	150 M

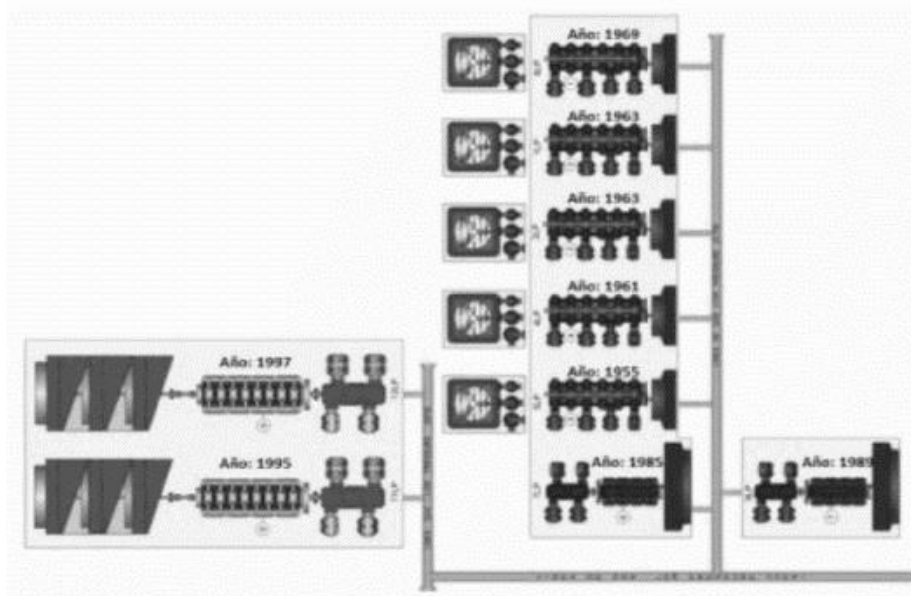
**5.6.7. Planta de gas y blancos.** Se cuenta con una (1) Planta de Gas en la cual se realiza el secado del gas, generación de blancos y compresión de gas para la venta y sistema de levantamiento artificial (Gas Lift).

Adicionalmente en la Estación Santos (Ver figura 8) se cuenta con dos (2) compresores y en la Estación Suerte (Ver Figura 9) se cuenta con un (1) compresor refrigerante.

Para la optimización del proceso de compresión de gas del campo Provincia se compraron dos compresores para la Planta de Gas ubicada en la Estación Santos y un compresor Refrigerante para la Planta de Gas ubicada en la Estación Suerte.

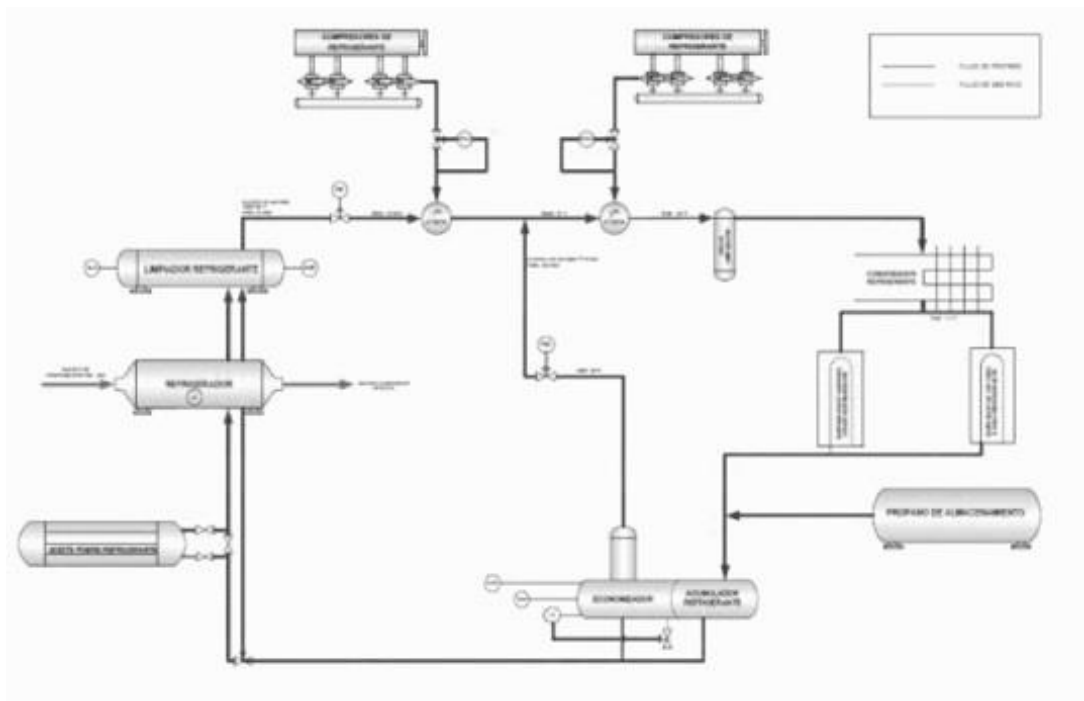
El costo de mantenimiento en los equipos de compresión de gas de la Estación Santos presenta un valor de diez coma trece millones de pesos (M\$10,13) en los últimos 10 años

Figura 8. Diagrama estación compresora Santos.



Fuente: ECOPEL S.A. Superintendencia de Mares

Figura 9. Diagrama sistema de refrigeración con propano en la Estación Suerte



Fuente: ECOPEL S.A. Superintendencia de Mares

**5.6.8. Equipos Críticos.** Para garantizar el buen estado de los equipos críticos, el Campo Provincia cuenta con un proceso de mantenimiento basado en condición (CBM), para garantizar la disponibilidad y mejorar la confiabilidad de los activos, así como optimizar los costos de mantenimiento y operación, incrementando intervalos de mantenimiento, maximizando de manera confiable la vida útil de componentes, logrando consumos óptimos de combustible y/o energía, repuestos y recursos asociados. Así se evitan fallas catastróficas detectables. Este proceso presenta las siguientes frecuencias de actividades (Ver tabla 25)

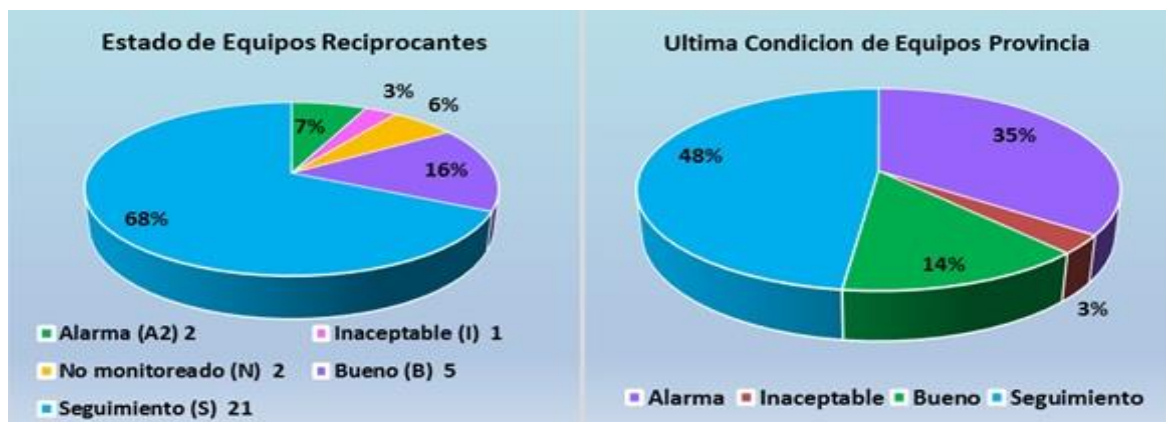
**Tabla 25. Tecnologías aplicables.**

TECNOLOGIA	FRECUENCIA
Análisis recíprocante de Vibraciones	Bimensual
Análisis rotativo de vibraciones	Bimensual
Análisis eléctrico	Semestral
Análisis de Aceite	Mensual
Análisis de datos operacionales	Semanal

Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

En la gráfica 12 se presenta el estado de los equipos recíprocentes del Campo Provincia.

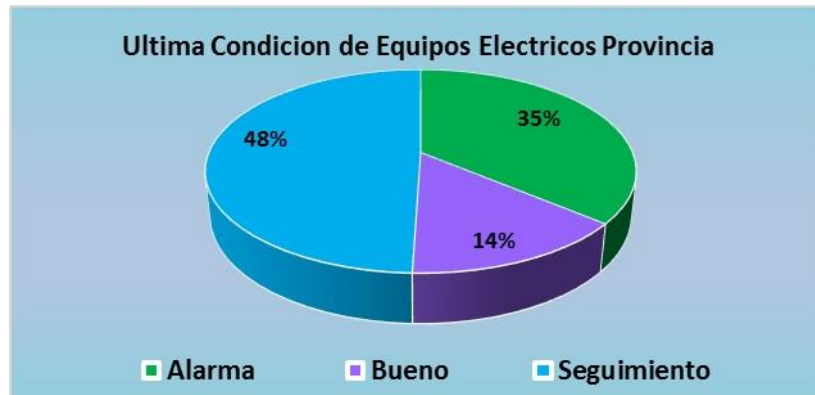
**Gráfica 12. Estado y condición de los equipos recíprocentes del Campo Provincia**



Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

En la gráfica 13 se muestra una condición general para todos los equipos eléctricos según el proceso de seguimiento y mantenimiento que habitualmente se realiza.

**Grafica 13. Condición de equipos eléctricos según evaluación lubricación**



Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

La tabla 26 presenta los indicadores de disponibilidad global de planta de los equipos, mantenimiento proactivo y carga de trabajo pendiente por ejecutar (indica el tiempo de respuesta en realizar el mantenimiento de un equipo una vez identificada la necesidad).

**Tabla 26. Indicadores de mantenimiento**

INDICADORES CORPORATIVOS	
Disponibilidad global de planta de los Equipos	98.51%
Mantenimiento proactivo	87.12%
Carga de trabajo pendiente por ejecutar Workload	3.02 Semanas

Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

En el indicador de Disponibilidad global de Planta se tiene un acumulado de 98.51% con una afectación principal debido a las fallas en el sistema de Compresión de Gas de Campo Provincia.

La disponibilidad y confiabilidad del sistema de compresión de gas se encuentra alrededor del 80% tal y como se puede observar en la gráfica 13. La disponibilidad estuvo afectada por mantenimientos correctivos que se realizaron a los equipos por horas de trabajo. (Ver gráfica 14)

**Gráfica 14. Disponibilidad y confiabilidad de equipos del sistema de compresión Campo Provincia**



Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Mantenimiento de Mares

**5.6.9. Recursos Humanos.** Entre los recursos intelectuales se cuenta con personal directo de Ecopetrol y personal contratista. En la tabla 27 se indican la distribución del personal directo de Ecopetrol acuerdo a su condición contractual (Directivos, convencionales y temporales).

**Tabla 27. Recursos Intelectuales**

Recurso Humano	No Personas
Directivos	20
Convencionales	32
Temporales	79
<b>Total Personal</b>	<b>131</b>

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

**5.6.10. Recursos Financieros.** Se cuentan con recursos financieros, que son los dineros que apropia el estado a Ecopetrol para su operación.

En campo cuenta con una bodega por un valor de diez millardos punto setenta y seis (MM\$ 10,76).

**5.6.11. Recursos de HSE y gestión social.** En la tabla 28 se indican los permisos ambientales vigentes para el proyecto de inyección de agua; en la tabla 29 se encuentran los permisos ambientales vigentes para el proyecto de la campaña de perforación 2014-2016; mientras que en la tabla 30 se indican los permisos ambientales vigentes del área de operación rutinaria del campo.

**Tabla 28. Permisos ambientales Campo Provincia - inyección**

NORMA	FECHA	ENTIDAD	REGLAMENTA
Resolución 327	14/03/2003	MAVDT	Mediante la cual se estableció el PMA los Campos Provincia, Bonanza y Tisquirama San Roque.

Fuente: ECOPETROL S.A. Piloto de inyección campo provincia

**Tabla 29. Permisos ambientales Campo Provincia - perforación**

Tipo de Permiso	Res.	Exped.	Autor. Amb.	Condiciones Autorizadas	Alcance	Vigencia
Vertimiento de aguas residuales domésticas e industriales	789 de 2013, Prórroga Res.848 de 2011	1007-013-2011	CAS -	En la modalidad de riego por sistema de aspersión en las locaciones, por medio de carro tanque equipado con flauta – Caudal de 3 L/s	Campaña de Perforación pozos de desarrollo inyección del campo Provincia	22/09/18
Permiso de aprovechamiento forestal campaña 2014-2015	Res. 680/2014	1007-122-2013	CAS	Campaña Perforación 2014-2015	Campaña Perforación 2014-215/ En trámite de Ampliación de término de las talas	26/02/14
Ocupación de Cauce	Res. 071/2011 Modificado Res. 548/2012	1007-059-2013	CAS	Caño N.N. para construcción de líneas de flujo	Líneas de flujo pozos Conde 17 - 18	N.A.
Ocupación de Cauce	Res. 660/2011	1007-010-2013	CAS	Fuente hídrica innominada para la construcción de obras civiles	Construcción obras Civiles Suerte 51 -53	N.A

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares CAS - corporación autónoma regional de Santander

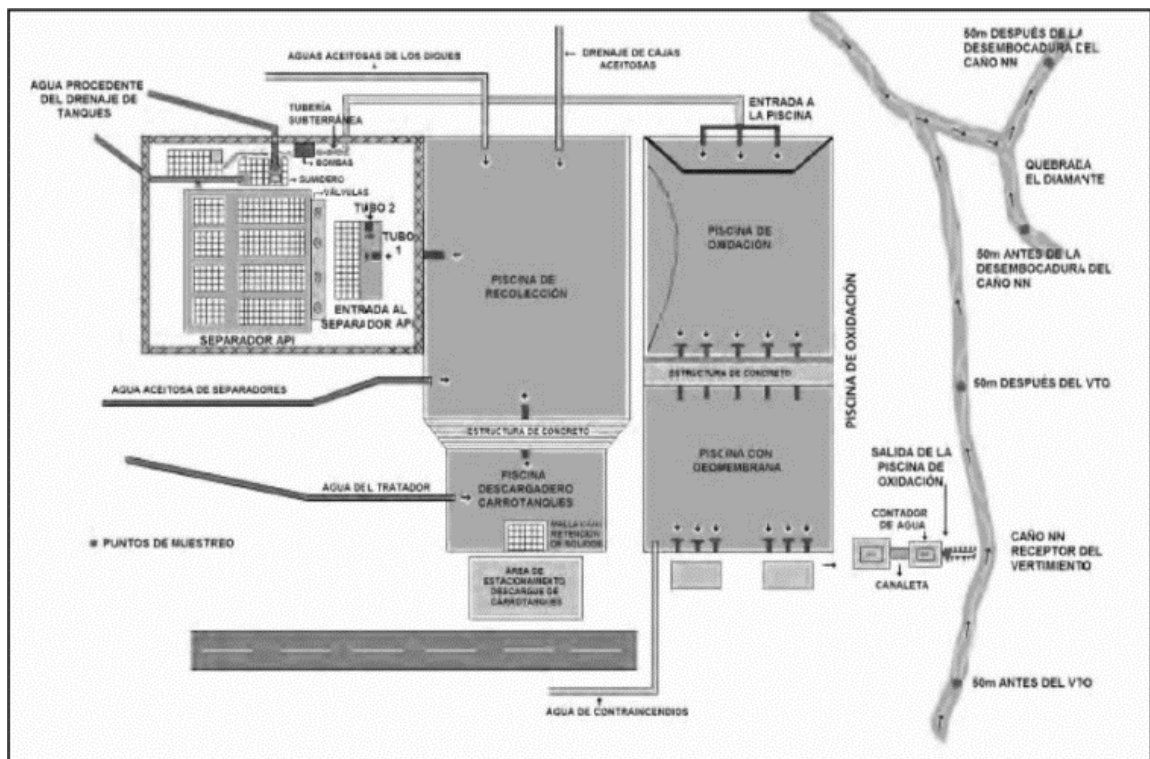
**Tabla 30. Permisos ambientales Campo Provincia -operación**

Nombre	Tipo Permiso	Autoridad Ambiental	Resolución Arpobatoria	Vigencia Inicio	Vigencia fin	Estado
Concesión de Aguas Subterránea Pozo Sto 6, PW1 y PW2	Permiso de Concesión de aguas	CAS	Resolución 1100/2012 Resolución 1380/2012 modificación art.5)	14/12/2012	13/12/2017	Vigente
Permiso Concesión Aguas Laguna Est. Suerte		CAS	Resolución 1061 -2012	17/08/2012	16/08/2017	Vigente
Permiso de Concesión de Aguas Subterráneas Chiquita.		CAS	Resolución 1414-2010 Resolución 431 De 2013 (modificación Caudal)	20/12/2010	22/12/2015	Vigente
Permiso de Vertimiento ARD – Provincia	Permiso de Vertimiento	CAS	Resolución 481- 2012	30/04/2012	29/04/2014	Vigente
Permiso de Vertimiento ARI Campo Provincia		CAS	Resolución 481- 2012	30/04/2012	29/04/2014	Vigente
Plan de Manejo Ambiental Campo Provincia	Plan de Manejo Ambiental P.M.A.	MAVDT	Resolución 327- 2003	13/03/2003	13/03/2023	Vigente

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares CAS - corporación autónoma regional de Santander

La Estación Santos posee un sistema de tratamiento (Ver Figura 10) el cual recibe las aguas aceitosas de la salida del tratador, drenaje de tanques, aguas de lavado de máquinas y descarga de camiones de vacío de pozos. El agua llega a una piscina inicial y pasa por rebose interno a una segunda piscina, en la que confluye con las aguas tratadas de cajas distribuidoras y se dirige hacia dos (2) piscinas con geo-membrana, donde ocurre la oxidación del material orgánico, para finalmente realizar la descarga al caño NN, receptor del vertimiento, que a su vez desemboca en la quebrada El Diamante.

**Figura 10. Sistema de tratamiento de aguas residuales industriales Estación Santos y aguas superficiales Campo Provincia.**

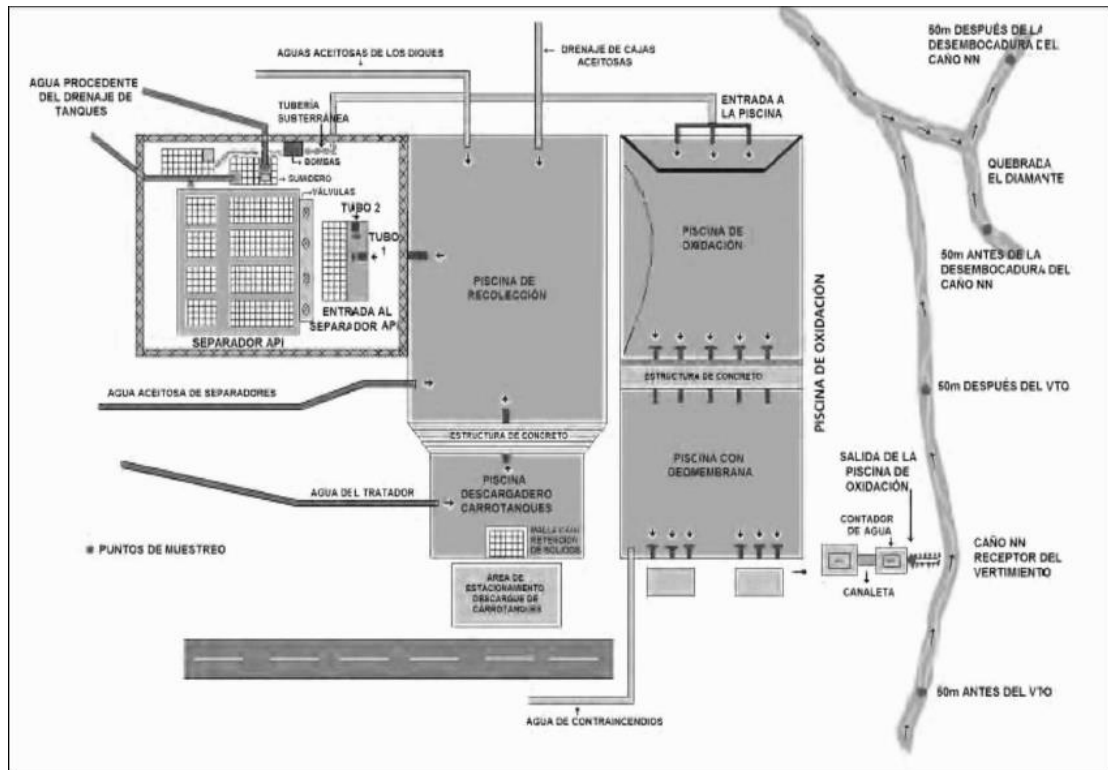


Fuente. ECOPETROL S.A. Informe de monitoreo ICP 4-2014

La Estación Suerte tiene un sistema de tratamiento (Ver figura 11) recibe las aguas aceitosas del drenaje de tanques, las cuales entran al separador API,

posteriormente pasan a una piscina de estabilización, de allí se dirigen a una piscina con geo-membrana y después se descargan a una piscina de oxidación, donde ocurre la degradación del material orgánico. Finalmente, el vertimiento se realiza por medio de un sistema de aireación escalonada al caño Sabana

**Figura 11. Sistema de tratamiento de aguas residuales industriales Estación Suerte y aguas superficiales Campo Provincia.**



Fuente. ECOPELROL S.A. Informe de monitoreo ICP 4-2014

El Campo Provincia, se ubica en Sabana de Torres (Santander) y controlado por Corporación Autónoma Regional de Santander - CAS en zona que no presenta restricciones ambientales o ecosistemas sensibles o con presencia de comunidades indígenas o étnicas

Para llegar al Campo Provincia desde la carretera Troncal del Magdalena (Ruta Nacional 45) que conduce al municipio de San Alberto Cesar y a la altura del

Cruce de Lizama, se dirige hacia la derecha, sentido suroriental desde donde a cinco kilómetros se encuentra la población de Sabana de Torres. Desde allí se puede acceder por la carretera pavimentada en sentido suroriental a 9 kilómetros se localiza el costado centro-occidental del bloque; el segundo acceso de igual forma parte del municipio de Sabana de Torres en sentido Nororiental a 2,5 kilómetros se localiza el límite Noroccidental del bloque Provincia.

Como se puede observar en la tabla 31, el Campo Provincia no tiene ninguna restricción socio ambiental.

**Tabla 31. Restricciones socio-ambientales campo provincia**

RESTRICCIONES SOCIOAMBIENTALES					
AMBIENTALES	SI	NO	SOCIALES	SI	NO
Parque nacional natural (PNN)		x	Resguardos indígenas		x
Parque regional / municipal		x	Comunidades no		x
Reservas de la sociedad civil		x	Resguardadas		x
Reserva forestal		x	Comunidades		x
Santuario de fauna y flora (SFF)		x	Afrocolombianas		x
Distrito de manejo integrado (DMI)		x	Observaciones		x
Reserva forestal de ley 2 de 1959		x			
Humedales del magdalena medio		x			

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

### 5.7. SOCIOS O ALIADOS CLAVES.

Después de evaluar las características propias del Campo Provincia, a través de cada uno de los anteriores segmentos, se evaluarán las tres posibilidades de negocio indicadas en el presente trabajo de grado: Contratos de Asociación Tisquirama, Contrato de Asociación Nare y Acuerdo Empresarial de Exploración y Explotación de La Cira – Infantas.

La Operación y Mantenimiento del Campo es 100% propiedad de Ecopetrol, pero dentro de los aliados claves se cuenta con las comunidades y Juntas de Acción Comunal de las veredas de El Diamante, El Almendro, El Canelo, El Jazmín, Provincia y Sabana de Torres, la Alcaldía de Sabana de Torres, el ANLA, la ANH, los sindicatos (USO y ADECO), MAVDT, MME, la Corporación Autónoma Regional, las autoridades militares, El ICP y la Refinería.

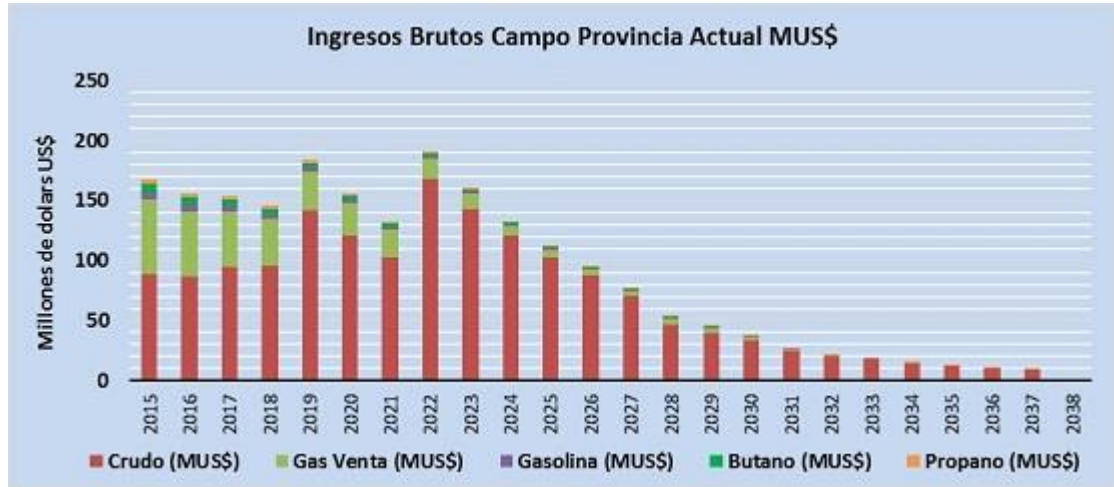
## **5.8. FUENTE DE INGRESO.**

Los ingresos es el resultante de las ventas de crudo, gas y GLP a Refinería y a terceros; estos se ven afectados cuando el Brent (precio de referencia) baja. Actualmente su precio se calcula así: Brent referencia – ajuste por calidad – ajuste por transporte. Para el año 2015 se tiene un ajuste de calidad de 1,18 y un ajuste por transporte de 5,42. Entonces, si se tiene un precio Brent de 50 USD/bl, el precio de venta sería de 43,40 USD/bl.

El gas de se vende a 6 US\$/1000 kpc y el GLP a 42 \$US/bl.

En la gráfica 15 se pueden observar los ingresos brutos obtenidos en el Campo Provincia después de regalías considerando los pronósticos de producción de la curva básica de producción, del proyecto incremental de perforación de pozos (campaña perforación 2014-2016) y proyecto de inyección de agua (Piloto, Fase I y Fase II).

**Grafica 15. Ingresos brutos Campo Provincia**



Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Campo Provincia

En la tabla 32 se encuentran los ingresos anuales detallados para cada producto que ofrece el Campo Provincia desde el año 2015 a 2032

**Tabla 32. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia**

INGRESOS CAMPO PROVINCIA DESPUES DE REGALIAS						
AÑO	Crudo (MUS\$)	Gas Venta (MUS\$)	Gasolina (MUS\$)	Butano (MUS\$)	Propano (MUS\$)	Total
2.015	MUS\$88,2	MUS\$62,6	MUS\$6,5	MUS\$6,3	MUS\$4,4	MUS\$168,0
2.016	MUS\$86,2	MUS\$55,0	MUS\$5,7	MUS\$5,5	MUS\$3,9	MUS\$156,4
2.017	MUS\$95,1	MUS\$46,1	MUS\$4,9	MUS\$4,7	MUS\$3,3	MUS\$154,1
2.018	MUS\$95,8	MUS\$39,0	MUS\$4,1	MUS\$4,0	MUS\$2,8	MUS\$145,8
2.019	MUS\$142,1	MUS\$32,4	MUS\$3,5	MUS\$3,4	MUS\$2,4	MUS\$183,8
2.020	MUS\$120,8	MUS\$27,4	MUS\$3,0	MUS\$2,9	MUS\$2,0	MUS\$156,1
2.021	MUS\$102,7	MUS\$23,0	MUS\$2,5	MUS\$2,5	MUS\$1,7	MUS\$132,5
2.022	MUS\$167,6	MUS\$17,7	MUS\$2,2	MUS\$2,1	MUS\$1,5	MUS\$190,9
2.023	MUS\$142,4	MUS\$13,3	MUS\$1,8	MUS\$1,8	MUS\$1,2	MUS\$160,6
2.024	MUS\$121,1	MUS\$7,5	MUS\$1,6	MUS\$1,5	MUS\$1,1	MUS\$132,7
2.025	MUS\$102,9	MUS\$6,2	MUS\$1,3	MUS\$1,3	MUS\$0,9	MUS\$112,6
2.026	MUS\$87,5	MUS\$5,1	MUS\$1,1	MUS\$1,1	MUS\$0,8	MUS\$95,6
2.027	MUS\$70,4	MUS\$4,2	MUS\$1,0	MUS\$0,9	MUS\$0,6	MUS\$77,1
2.028	MUS\$46,5	MUS\$5,0	MUS\$0,8	MUS\$0,8	MUS\$0,6	MUS\$53,7
2.029	MUS\$39,3	MUS\$4,3	MUS\$0,7	MUS\$0,7	MUS\$0,5	MUS\$45,5
2.030	MUS\$33,4	MUS\$3,1	MUS\$0,6	MUS\$0,6	MUS\$0,4	MUS\$38,1
2.031	MUS\$24,2	MUS\$1,5	MUS\$0,3	MUS\$0,3	MUS\$0,2	MUS\$26,4
2.032	MUS\$20,2	MUS\$1,0	MUS\$0,2	MUS\$0,2	MUS\$0,2	MUS\$21,8

Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Campo Provincia

## 5.9. ESTRUCTURA DE COSTOS.

5.9.1. **Costos Operacionales.** En la tabla 33 se presentan los costos operacionales variables por cada tipo de fluidos y por cada tipo de pozo.

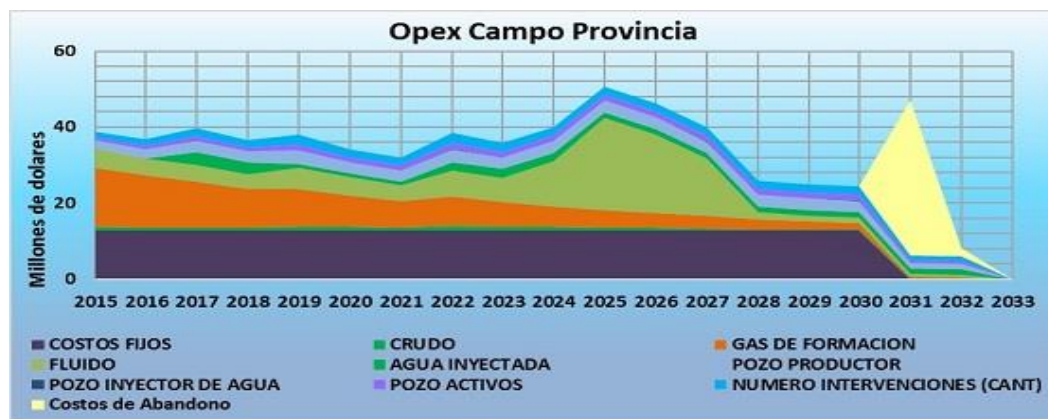
**Tabla 33. Base de costos de Operación Campo Provincia**

COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) CAMPO PROVINCIA					
DESCRIPCIÓN	TARIFA X DRIVER	CANTIDADES			
		Básica	Proyecto 1	Proyecto 2	Total
Crudo (US\$/BOPD)	US\$ 0,527	Variable	Variable	Variable	Variable
Gas venta (US\$/KPCD)	US\$ 0,000	Variable	Variable	Variable	Variable
Gas de formación (US\$/KPCD)	US\$ 1,346	Variable	Variable	Variable	Variable
Fluido (US\$/BFPD)	US\$ 2,484	Variable	Variable	Variable	Variable
Agua inyectada (US\$/BWPD)	US\$ 1,855	0,00	0,00	6000,00	6000,00
Pozo productor (US\$/Well)	US\$ 42.899,905	118,00	33,00	-1,00	150,00
Pozo inyector de agua (US\$/Well)	US\$ 39.326,701	0,00	0,00	3,00	3,00
Pozo activos (CANT)	US\$ 8.409,158	118,00	33,00	2,00	153,00

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

En la gráfica 16 se pueden detallar los costos fijos de operación del campo en la base de la gráfica de color morado; y por encima de estos el comportamiento de cada uno de los costos variables (crudo, fluidos, gas de formación, pozos activos, etc).

**Gráfica 16. Opex Campo Provincia**



Se maneja una estructura de costos fijos USD 12.656.015 y costos variables USD 18.605.269, para un total de USD 31.261.093; tiene un costo de levantamiento de 12,27 USD/BOE y 19,11 USD/BO.

Se manejan economía de escalas con los demás Campos de la Gerencia y a nivel de empresa, como el suministro de baterías, llantas, papelería, combustible, software, alquiler de vehículos, contratos de mantenimiento, químicos y otros.

**5.9.2. Costos de Inversión.** Las inversiones en Campo Provincia se realizan para diferentes proyectos los cuales permiten mantener y aumentar la productividad de los pozos y también desarrollar nuevos proyectos que permitan incrementar a futuro la proyección del campo, entre ellos está la perforación de nuevos pozos y proyectos de recuperación secundaria. En la gráfica 17 se expresa las inversiones en millones de dólares para perforación de nuevos pozos en el año 2015 y 2016 como también el proyecto de inyección de agua que se realizará a partir del año 2017 hasta 2018.

**Gráfica 17. Inversiones de capital (CAPEX)**



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

**5.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos).** Los costos por impuestos para el campo provincia se encuentra las regalías, los impuestos de renta con 25% y los impuestos de renta CREE los cuales se expresan en la gráfica 16.

- **Regalías**

La Constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como “...una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable...”.

Según el Artículo 332: “El Estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables....”. Esto quiere decir que ninguna persona puede explotar los recursos hidrocarburíferos (petróleo y gas), a título propio, ya que siempre se requiere contar con la autorización del Estado, representado en la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, que es la entidad encargada de “la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación”. Como parte de sus funciones, la ANH es a su vez responsable de recaudar las regalías y girarlas a los beneficiarios (*Decreto 1760 de 2003*).

Las regalías para producción de crudo es 20% y para producción incremental debida a proyectos de recobro secundario es del 8%

- **Impuestos de renta**

El impuesto de renta es del 25% de los ingresos netos y teniendo en cuenta las deducciones por amortización de gastos de capital y depreciación del Costo de Abandono que tributariamente está catalogado como un gasto.

- **Impuestos de Renta CREE**

(Sustituyó las contribuciones parafiscales que actualmente realizaban todas las empresas que contratan trabajadores). La tarifa del CREE será del 9 % para el año 2015, sin embargo a partir del año 2016 la tarifa será del 8 %.

La grafica 18 expresa la suma total de los impuestos expresados en millones de dólares para regalías (25%); impuestos de renta (25%) e impuestos de renta cree con (9% para 2015 y a partir del siguiente año con el 8%).

**Grafica 18. Impuestos Campo Provincia**



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

Las rentas exentas contenidas en la Decisión 578 de la Comunidad Andina de Naciones que contiene el régimen para evitar la doble tributación y prevenir la evasión fiscal, el artículo 4 del Decreto 841 de 1998, el artículo 135 de la Ley 100 de 1993, los artículos 16 y 56 de la Ley 546 de 1999 y las exenciones del numeral 9 del artículo 207-2 del Estatuto Tributario por los años 2013 a 2017.

En la tabla 34 se detalla un resumen del pronóstico de costos para el campo provincia desde el año 2015 hasta el año 2032.

**Tabla 34. Costos de Operación (OPEX) Campo Provincia**

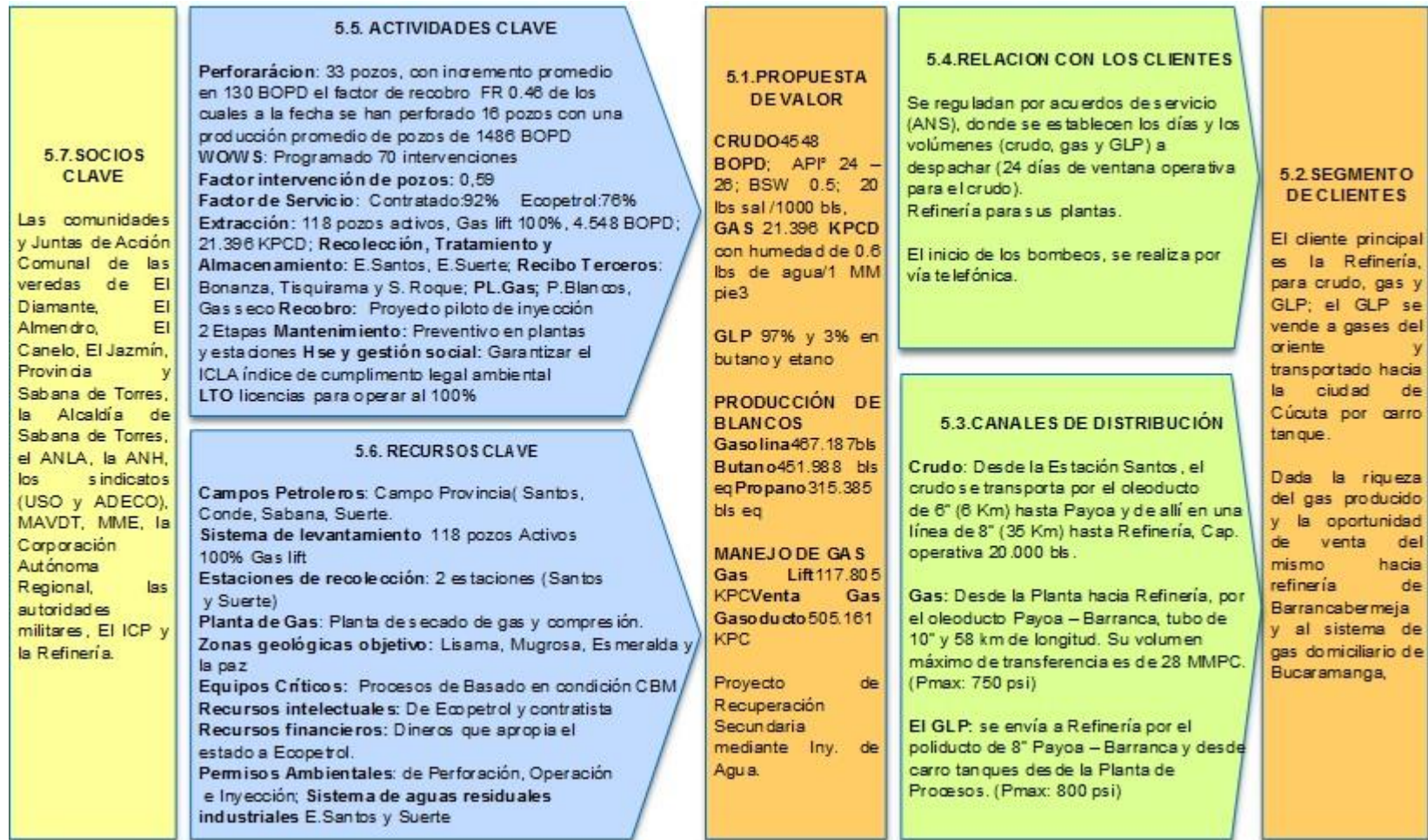
AÑO	OPEX		CAPEX		Impuestos		Total Costos
	Variables	Fijos	Campaña Perforación	Recobro Secundario	Regalías	Obligaciones Tributarias	
2.015	MUS\$26,1	MUS\$12,7	MUS\$100,8	MUS\$0,0	MUS\$17,6	MUS\$36,7	MUS\$193,8
2.016	MUS\$24,1	MUS\$12,7	MUS\$85,7	MUS\$0,4	MUS\$17,2	MUS\$32,0	MUS\$172,1
2.017	MUS\$26,9	MUS\$12,7		MUS\$21,2	MUS\$17,3	MUS\$30,3	MUS\$108,4
2.018	MUS\$24,0	MUS\$12,7		MUS\$10,7	MUS\$17,4	MUS\$28,6	MUS\$93,3
2.019	MUS\$25,3	MUS\$12,7			MUS\$19,7	MUS\$40,2	MUS\$97,8
2.020	MUS\$21,5	MUS\$12,7			MUS\$16,7	MUS\$33,5	MUS\$84,3
2.021	MUS\$19,4	MUS\$12,7			MUS\$14,2	MUS\$27,3	MUS\$73,6
2.022	MUS\$25,7	MUS\$12,7			MUS\$18,5	MUS\$43,2	MUS\$100,1
2.023	MUS\$23,1	MUS\$12,7			MUS\$15,7	MUS\$35,1	MUS\$86,6
2.024	MUS\$27,4	MUS\$12,7			MUS\$13,4	MUS\$25,4	MUS\$78,8
2.025	MUS\$38,0	MUS\$12,7			MUS\$11,4	MUS\$16,0	MUS\$78,1
2.026	MUS\$33,7	MUS\$12,7			MUS\$9,7	MUS\$12,4	MUS\$68,5
2.027	MUS\$27,3	MUS\$12,7			MUS\$7,9	MUS\$9,1	MUS\$57,0
2.028	MUS\$13,2	MUS\$12,7			MUS\$5,6	MUS\$6,8	MUS\$38,4
2.029	MUS\$12,3	MUS\$12,7			MUS\$4,8	MUS\$4,8	MUS\$34,5
2.030	MUS\$11,7	MUS\$12,7			MUS\$4,1	MUS\$2,8	MUS\$31,3
2.031	MUS\$46,9	MUS\$12,7			MUS\$2,6	MUS\$0,0	MUS\$62,2
2.032	MUS\$8,2	MUS\$12,7			MUS\$2,1	MUS\$3,5	MUS\$26,5

Fuente: Basado en las condiciones del Campo Provincia

## 5.10. MODELO CANVAS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO PROVINCIA.

En la figura 12 se presenta un resumen del detalle realizado de los numerales 5.1 al 5.9.

Figura 12. Esquema modelo de canvas Campo Provincia



### 5.9. ESTRUCTURA DE COSTOS

Se maneja una estructura de costos fijos USD 12.656.015 y costos variables USD 18.920.566, para un total de USD 31.261.093; costo de levantamiento de 12.27 USD/BOE

Costos Totales se expresan anualmente como la suma del CAPEX, OPEX e Impuestos:

2015 =MUS\$193,8; 2016 =MUS\$172,1; 2017 =MUS\$108,4; 2018 =MUS\$93,3;  
2019 =MUS\$97,8; 2020 =MUS\$84,3; 2021 =MUS\$73,6; 2022 =MUS\$100,1;  
2023 =MUS\$86,6; 2024 =MUS\$78,8; 2025 =MUS\$78,1; 2026 =MUS\$68,5;  
2027 =MUS\$57,0; 2028 =MUS\$38,4; 2029 =MUS\$34,5; 2030 =MUS\$31,3;  
2031 =MUS\$62,2; 2032 =MUS\$26,5;

### 5.8. FUENTE DE INGRESO

Resultan de las ventas de Crudo, Gas y GLP a Refinería y a terceros; El valor de venta del crudo se ve afectado por el precio de referencia Brent y para el 2015 se tiene un ajuste de calidad de 1.18 y un ajuste por transporte de 5.42, si tenemos un precio Brent de 50 USD/bl, el precio de venta sería de 43.40 US\$/bl. El gas se vende a 6 US\$/1000 KPC y el GLP a 42 US\$/bl

Ingresos anuales por ventas de crudo, gas y Blancos (Propano, Butano y Gasolina)

2.015 =MUS\$166,04; 2.016 =MUS\$156,41; 2.017 =MUS\$154,14; 2.018 =MUS\$145,77;  
2.019 =MUS\$183,79; 2.020 =MUS\$156,13; 2.021 =MUS\$132,45; 2.022 =MUS\$190,93;  
2.023 =MUS\$160,58; 2.024 =MUS\$132,70; 2.025 =MUS\$112,64; 2.026 =MUS\$95,57;  
2.027 =MUS\$77,12; 2.028 =MUS\$53,73; 2.029 =MUS\$45,48; 2.030 =MUS\$38,13;  
2.031 =MUS\$26,43; 2.032 =MUS\$21,83

## 6. MODELOS CANVAS SEGÚN ESQUEMA DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN Y/O ACUERDOS EMPRESARIALES

Después de evaluar las características propias del Campo Provincia, a través de cada uno de los bloques del CANVAS, se evaluarán las tres posibilidades de negocio indicadas en el presente trabajo de grado: Contratos de Asociación Tisquirama, Contrato de Asociación Nare y Acuerdo Empresarial de Exploración y Explotación de La Cira – Infantas.

### 6.1. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE ASOCIACION TISQUIRAMA

Se estructura un modelo de negocio aplicando la metodología CANVAS, para lo cual se tendrán en cuenta todas las características actuales del Campo Provincia plasmadas en cada uno de los segmentos establecidos en el numeral 5 y solo se actualizará la información de los segmentos que se vean afectados con el Contrato de Asociación Tisquirama de acuerdo a sus fortalezas en cada segmento. En la figura 13 se observa la distribución del contrato de Asociación Tisquirama:

**Figura 13. Contrato de asociación Tisquirama**

Tipo de contrato	Bloque	Campos	Pozos	Cuenca	Formación	Producción Promedio
Asociación Tisquirama	Asociación Tisquirama A	Campo Santa Lucia	Santa Lucia 1, 2, 3, 4ST y S	Valle Medio del Magdalena	La Paz	450 BOPD
	Asociación Tisquirama A	Campo Los Angeles	Los Angeles 3, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15 y 16	Valle Medio del Magdalena	Lisama	780 BOPD
		Campo Querubín	Querubín 1	Valle Medio del Magdalena	Lisama	120 BOPD
		Campo Serafín	Serafín 1	Valle Medio del Magdalena	Grupo Real	4000 KPCD

De esta forma los bloques del CANVAS afectados por el Contrato de Asociación Tisquirama son:

- ✓ Propuesta de valor
- ✓ Canales de Distribución
- ✓ Socios o aliados claves.
- ✓ Actividades Claves
- ✓ Fuentes de ingreso
- ✓ Estructura de costos

**6.1.1. Propuesta de valor.** Los productos ofrecidos en la Tabla 6 se mantienen teniendo en cuenta que la infraestructura del Campo Provincia no cambiaría en el caso de operarse bajo un nuevo modelo de Asociación/Acuerdo Empresarial.

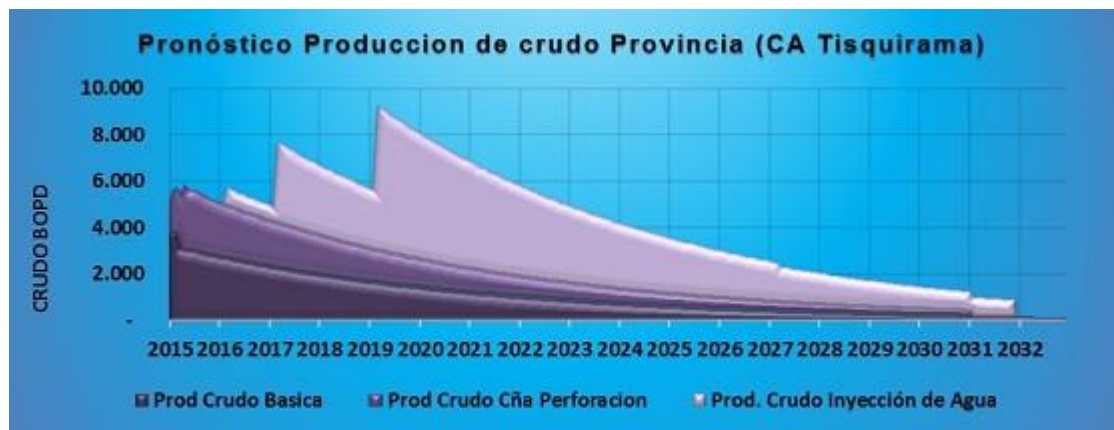
En cuanto a los pronósticos de producción se mantienen acorde con la curva de declinación del 15%, teniendo en cuenta que en los campos operados a través del Contrato de Asociación Tisquirama no se han implementado ni campañas agresivas de perforación, ni procesos de recobros secundarios y/o terciarios a pesar de ser campos maduros.

Teniendo en cuenta lo anterior se evaluará la participación de Ecopetrol y la participación del Socio en la producción para cada uno de los productos, teniendo en cuenta las cláusulas por precios altos y producción acumulada del campo.

En cuanto al proyecto de Inyección de Agua se estima que se reduzca a un año y medio la implementación de cada etapa del proyecto, teniendo en cuenta la celeridad en la contratación del Socio y a la dilución del riesgo por compartir el Capital de Inversión entre ambos socios (Participación ECP: 50%).

Para el cálculo de los otros fluidos producidos (gas) y fluidos generados (propano, butano y gasolina) se mantiene lo establecido en el numeral 5.1 y teniendo en cuenta que el proyecto de inyección de agua se estima que no tiene un impacto significativo en el incremento de la producción de gas y sus derivados, la participación en la producción y/o generación de estos productos se mantiene en 100% para Ecopetrol (Ver gráfica 2- Pronóstico producción de gas Provincia, gráfica 3- Pronóstico producción de propano Provincia, gráfica 4- Pronóstico producción de butano Provincia, gráfica 5- Pronóstico producción de gasolina Provincia).

**Gráfica 19. Pronóstico de producción de crudo Provincia basado en Contrato de Asociación Tisquirama.**



Se contaría con un Socio con quien se repartirían costos operacionales (OPEX) y de Inversión de Capital (CAPEX) en una proporción 50%-50%. En todo caso la participación de ECOPETROL en la producción básica de hidrocarburos sería de 100%, y de la incremental<sup>19</sup> en una proporción después de regalías como sigue: Ecopetrol S.A. 60% - Socio: 40%. La anterior proporción se incrementará con base en precios altos (Ver Tabla 35) y producción incremental acumulada (Ver tabla 36)

<sup>19</sup> Para este caso se toma como incremental únicamente el proyecto de inyección de agua, dado que la campaña de perforación ya se encuentra en ejecución con un avance mayor al 50%.

**Tabla 35. Incremento participación producción para ECP por precios altos**

US/BL (precio de campo)	% X adicional para ECP
28 – 32,999	0%
33 – 39,999	2%
40 – 51,999	3%
52 – 59,999	4%
60 – 69,999	5%
70 – 79,999	8%
➤ = 80	10%

**Tabla 36. Incremento participación producción para ECP por producción incremental acumulada.**

Millones de barriles de crudo	% X adicional para ECP
0 – 1,499	0%
1,5 – 2,999	2%
3 – 4,999	3%
5 – 9.999	4%
➤ = 10	5%

**6.1.2. Segmento de clientes.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Tisquirama, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.2.

**6.1.3. Canales de distribución.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Tisquirama, se estima que este bloque, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.3.

**6.1.4. Relaciones con clientes.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Tisquirama, se estima que este bloque, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.4.

**6.1.5. Actividades claves.** Las siguientes actividades claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Contrato de Asociación Tisquirama:

- ✓ Proceso de Extracción (Numeral 5.5.3)
- ✓ Procesos de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento (Numeral 5.5.4)
- ✓ Recibo de crudo de terceros y/o otros campos (Numeral 5.5.5)
- ✓ Planta de Gas (Numeral 5.5.6)
- ✓ Mantenimiento (Numeral 5.5.8)
- ✓ HSE y gestión social (Numeral 5.5.10)

Las siguientes actividades claves tendrán variaciones con respecto a las actividades claves desarrolladas actualmente en el Campo Provincia; teniendo en cuenta las fortalezas y oportunidades que presenta el Contrato de Asociación Tisquirama.

**6.1.5.1. Perforación:** La Campaña de perforación no se tendría en cuenta en el análisis del canvas del Campo Provincia teniendo en cuenta el Contrato de Asociación Tisquirama, debido a que se encuentra en ejecución con casi un 50% de avance, a la fecha de elaboración del presente estudio.

**6.1.5.2. Mantenimiento de Pozos (WO/WS):** En el Campo Provincia se estiman 70 intervenciones al año, para un Factor de intervención de los pozos de 0,59. PETRONORTE dentro del Contrato de Asociación Tisquirama ejecuta las actividades con un equipo de propiedad de la Asociación y ejecuta los trabajos con personal directo del Socio (PETRONORTE), manteniendo el Factor de Servicio en

el rango de un equipo contratado. Lo anterior permitiría optimizar los costos de intervención a los pozos, obteniendo ahorros de hasta un 40%, pasando de USM\$1.6 a MUS0.96 millones de dólares al año por este concepto, sin incrementar la producción diferida por NPT en los trabajos del equipo.

**6.1.5.3. Sistema de Recuperación Secundaria:** Teniendo en cuenta que la agilidad en la contratación del Socio del Contrato de Asociación Tisquirama es mucho mayor, se estima que el proyecto de inyección de agua se agilizaría adelantado las fechas de inicio de cada una de las etapas así:

- Piloto: 1 de Enero de 2016
- FASE I: 1 de Enero 2018, y
- FASE II: 1 de Enero de 2.019

**6.1.5.4. Compras y contratación:** El tiempo de los procesos de compras y contratación varía de tres (3) a ocho (8) semanas para los socios privados.

**6.1.6. Recursos claves.** Los siguientes recursos claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Contrato de Asociación Tisquirama:

- ✓ Yacimiento (numeral 5.6.1)
- ✓ Equipos de perforación (numeral 5.6.2)
- ✓ Equipos de Extracción (numeral 5.6.4)
- ✓ Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo (numeral 5.6.5)
- ✓ Recobro Secundario por Inyección de Agua (numeral 5.6.6)
- ✓ Planta de gas y blancos (numeral 5.6.7)
- ✓ Equipos Críticos (numeral 5.6.8)
- ✓ Recursos Humanos (numeral 5.6.9)
- ✓ Recursos Financieros (numeral 5.6.10)

- ✓ Recursos de HSE y gestión social (numeral 5.6.11)

Adicionalmente se estima que la cantidad de pozos no variaría y se mantendrían lo establecido en la Tabla 12 “Estado de pozos Campo Provincia y mecanismo de levantamiento”.

Por lo tanto el único recurso clave que tendría variaciones con respecto a los recursos claves con los que cuenta el Campo Provincia; teniendo en cuenta las fortalezas y oportunidades que presenta el Contrato de Asociación Tisquirama es el servicio a pozos.

**6.1.6.1. Equipos Servicios a pozos (Workover/Wellservices):** PETRONORTE en el Contrato de Asociación Tisquirama cuenta con un (1) equipo de Workover 450 HP Chino propiedad de la Asociación. El Factor de Servicio de este equipo registra un valor promedio del 92% para el año 2013.<sup>20</sup> Que para este caso es superior el factor de servicio de los equipos de Ecopetrol solo alcanza el 76% y el equipo de Ecopetrol operado por un tercero solo alcanza factor de servicio del 85%.

Teniendo en cuenta lo anterior y que el factor de servicio se asemeja a los equipos contratados, la experiencia de PETRONORTE en la operación de un equipo propio para realizar los Workover podrían disminuir considerablemente los costos de intervención a pozos.

**6.1.7. Socios o aliados claves.** Se considera lo citado en el numeral 5.7 de este documento.

**6.1.8. Fuente de Ingreso.** Los ingresos obtenidos por la producción básica de hidrocarburos y la campaña de perforación actualmente en ejecución son 100%

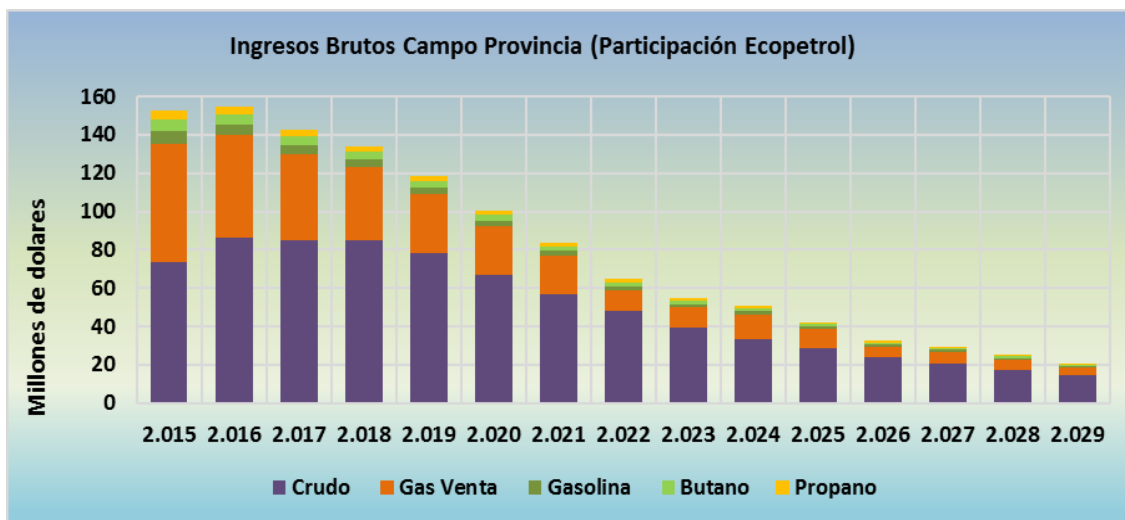
---

<sup>20</sup> ECOPETROL S.A. Referenciamiento Subsuelo VAS 2013

propiedad de Ecopetrol. La producción incremental del proyecto de inyección de agua tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 60% - Socio: 40%; más un incremento en la participación de Ecopetrol por precios altos (Ver tabla 35) y por producción incremental acumulada (Ver tabla 36).

La participación de Ecopetrol en los otros productos generados en el Campo Provincia (gas natural, propano, butano, gasolina) será de 100%; teniendo en cuenta que incremental de gas por inyección de agua se utilizará como gas para el sistema de levantamiento de los fluidos incrementales. De acuerdo a las anteriores premisas los ingresos participación Ecopetrol serán los de la gráfica 20:

**Gráfica 20. Ingresos brutos Campo Provincia Participación Ecopetrol**



Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama.

En la tabla 37 se encuentran los ingresos anuales detallados para cada producto que ofrece el Campo Provincia según el contrato de asociación Tisquirama, desde el año 2015 a 2029.

**Tabla 37. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (C.A Tisquirama)**

INGRESOS PARTICIPACIÓN ECOPETROL						
Año	Crudo	Gas Venta	Gasolina	Butano	Propano	Total
2015	MUS\$73,5	MUS\$62,0	MUS\$6,5	MUS\$6,3	MUS\$4,4	MUS\$152,6
2016	MUS\$86,1	MUS\$53,5	MUS\$5,6	MUS\$5,5	MUS\$3,8	MUS\$154,6
2017	MUS\$85,0	MUS\$44,7	MUS\$4,8	MUS\$4,6	MUS\$3,2	MUS\$142,3
2018	MUS\$84,9	MUS\$37,9	MUS\$4,1	MUS\$3,9	MUS\$2,8	MUS\$133,6
2019	MUS\$78,3	MUS\$30,8	MUS\$3,5	MUS\$3,4	MUS\$2,3	MUS\$118,3
2020	MUS\$66,7	MUS\$25,7	MUS\$2,9	MUS\$2,9	MUS\$2,0	MUS\$100,1
2021	MUS\$56,7	MUS\$20,2	MUS\$2,5	MUS\$2,4	MUS\$1,7	MUS\$83,5
2022	MUS\$48,2	MUS\$10,7	MUS\$2,1	MUS\$2,1	MUS\$1,4	MUS\$64,5
2023	MUS\$39,3	MUS\$10,4	MUS\$1,8	MUS\$1,8	MUS\$1,2	MUS\$54,5
2024	MUS\$33,3	MUS\$13,0	MUS\$1,5	MUS\$1,5	MUS\$1,0	MUS\$50,4
2025	MUS\$28,3	MUS\$10,3	MUS\$1,3	MUS\$1,3	MUS\$0,9	MUS\$42,1
2026	MUS\$24,1	MUS\$5,3	MUS\$1,1	MUS\$1,1	MUS\$0,8	MUS\$32,3
2027	MUS\$20,3	MUS\$6,5	MUS\$0,9	MUS\$0,9	MUS\$0,6	MUS\$29,2
2028	MUS\$17,2	MUS\$5,5	MUS\$0,8	MUS\$0,8	MUS\$0,5	MUS\$24,8
2029	MUS\$14,6	MUS\$4,1	MUS\$0,7	MUS\$0,7	MUS\$0,5	MUS\$20,5

Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama

### 6.1.9. Estructura de costos.

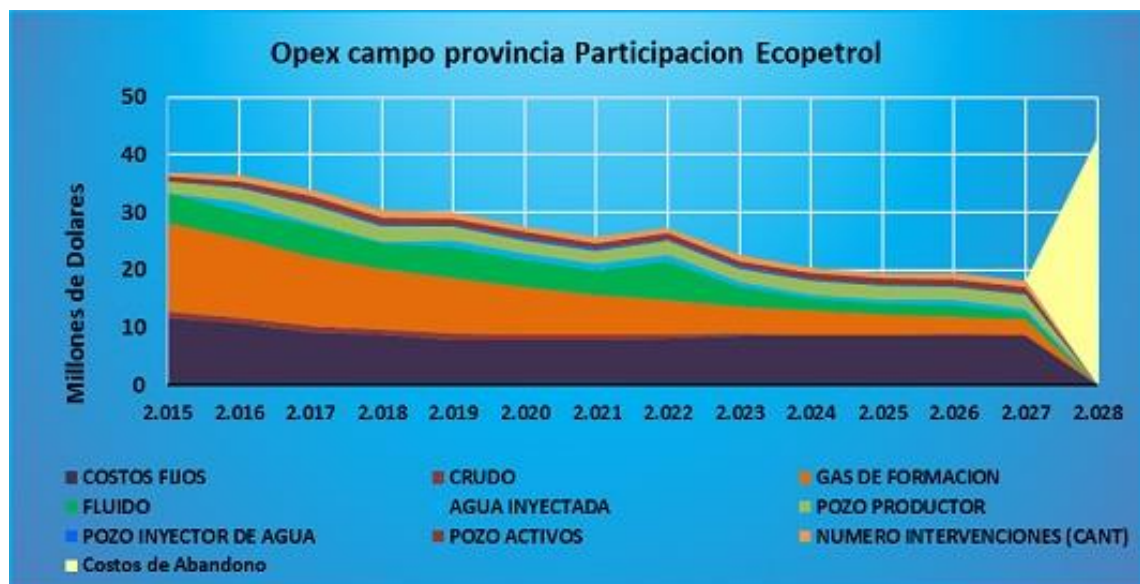
**6.1.9.1. Costos Operacionales.** Los costos fijos laborales para el Campo Provincia operado por Ecopetrol directamente ascienden a 3 MU\$. Se estima que se puede lograr un ahorro del 30% con un operador como Petronorte disminuyendo los costos fijos del OPEX en 0.92 MU\$.

La participación de Ecopetrol en el OPEX básico es del 100%; así mismo para el OPEX variable debido a la campaña de perforación que actualmente se encuentra en ejecución. La distribución de los costos variables debidos al proyecto de

inyección de agua será Ecopetrol: 50% - Socio: 50%. La producción incremental en una proporción después de regalías Ecopetrol S.A. 60% - Socio: 40%

En la gráfica 21 se pueden detallar los costos fijos de operación del campo en la base de la gráfica de color violeta; y por encima de estos, el comportamiento de cada uno de los costos variables (crudo, fluidos, gas de formación, pozos activos, etc).

**Gráfica 21. Opex Campo Provincia Participación Ecopetrol**

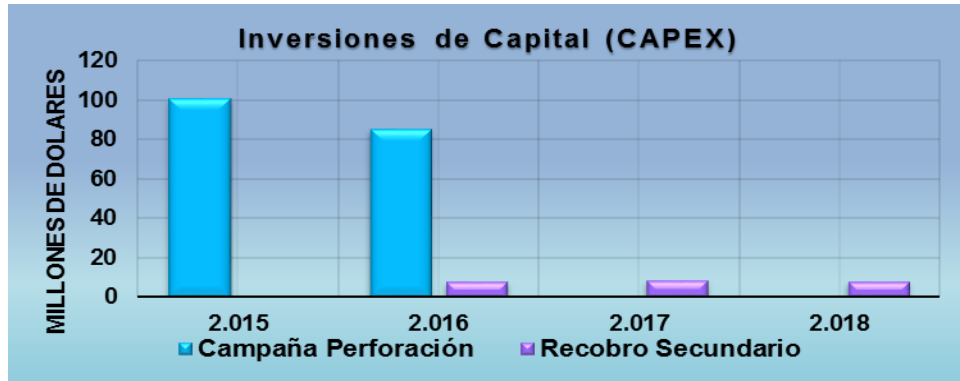


Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama

**6.1.9.2. Costos de Inversión:** En la inversión de capital para la campaña de perforación en ejecución, Ecopetrol tiene una participación del 100%. Para la inversión de capital del proyecto de Inyección de Agua Ecopetrol tendría una participación del 50% y el Socio del 50%, según las bases del Contrato de Asociación Tisquirama.

En la gráfica 22 se expresa en millones de dólares el costo de la campaña de perforación de nuevos pozos en el año 2015 y 2016; y el proyecto de recobro secundario que inicia en el año 2016 y se extiende a lo largo del año 2018, según Contrato de Asociación Tisquirama

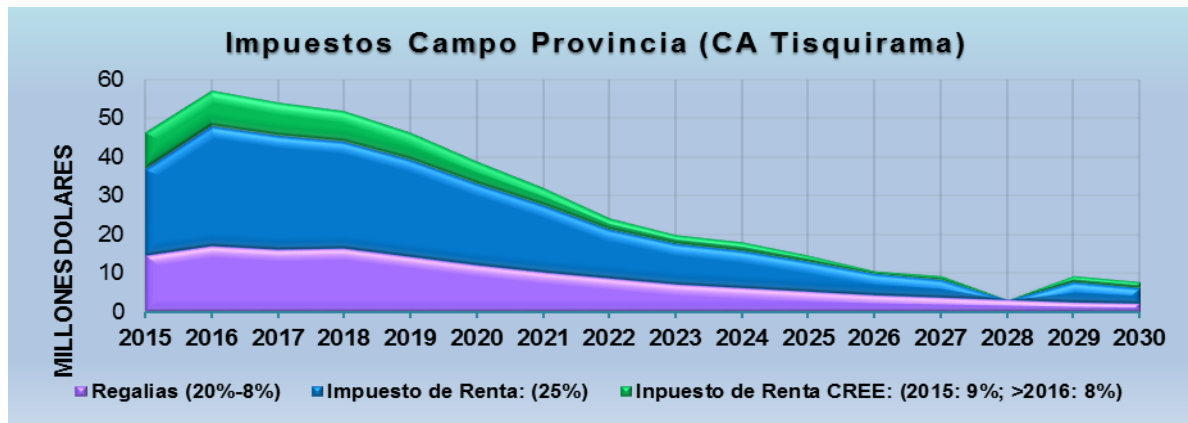
**Gráfica 22. Inversiones de Capital (CAPEX)**



Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama

**6.1.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos):** Aplican las mismas condiciones descritas en el numeral 5.9.3 Las cuales se pueden observar en la gráfica 23:

**Gráfica 23. Impuestos Campo Provincia (CA Tisquirama)**



Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama

En la tabla 38 se detalla un resumen del pronóstico de costos para el campo provincia según el Contrato de Asociación Tisquirama desde el año 2015 hasta el año 2028.

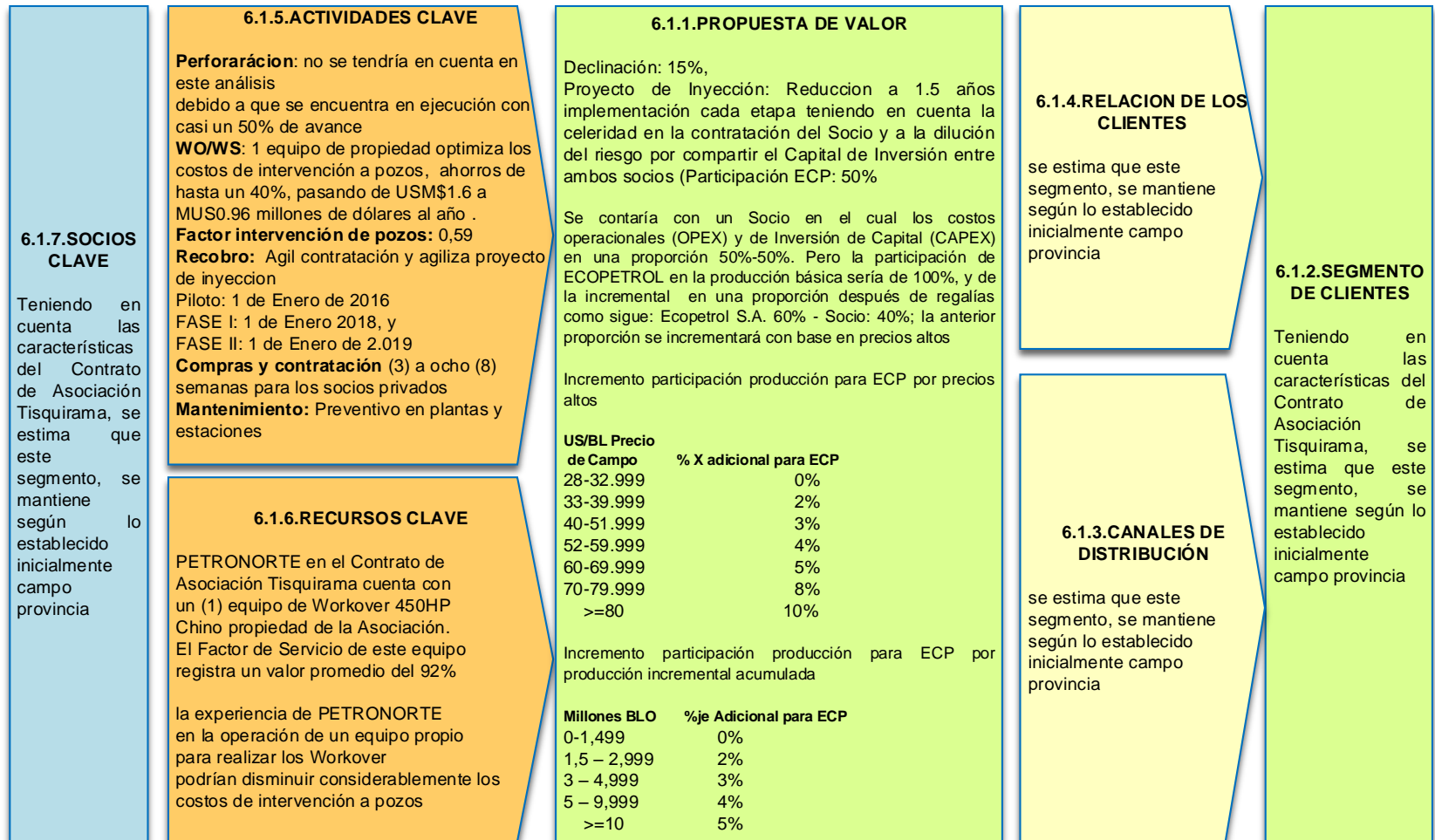
**Tabla 38. Costos de Operación (OPEX)- Campo Provincia (C.A. Tisquirama)**

AÑO	OPEX		CAPEX		Impuestos		Total Costos
	Variables	Fijos	Campaña Perforación	Recobro Secundario	Regalías	Obligaciones Tributarias	
2.015	MUS\$25,3	MUS\$11,7	MUS\$100,8	MUS\$0,0	MUS\$14,7	MUS\$31,2	MUS\$183,8
2.016	MUS\$25,7	MUS\$10,8	MUS\$85,7	MUS\$7,9	MUS\$17,1	MUS\$39,9	MUS\$187,0
2.017	MUS\$24,9	MUS\$9,1		MUS\$8,4	MUS\$16,3	MUS\$37,4	MUS\$96,2
2.018	MUS\$21,6	MUS\$8,7		MUS\$7,6	MUS\$16,4	MUS\$35,3	MUS\$89,6
2.019	MUS\$22,0	MUS\$7,9			MUS\$14,4	MUS\$31,5	MUS\$75,9
2.020	MUS\$19,7	MUS\$7,9			MUS\$12,3	MUS\$26,3	MUS\$66,1
2.021	MUS\$17,9	MUS\$7,9			MUS\$10,4	MUS\$21,4	MUS\$57,6
2.022	MUS\$19,3	MUS\$8,1			MUS\$8,9	MUS\$15,2	MUS\$51,5
2.023	MUS\$14,2	MUS\$8,4			MUS\$7,4	MUS\$12,5	MUS\$42,5
2.024	MUS\$12,1	MUS\$8,4			MUS\$6,3	MUS\$11,7	MUS\$38,5
2.025	MUS\$11,2	MUS\$8,4			MUS\$5,3	MUS\$9,3	MUS\$34,2
2.026	MUS\$10,8	MUS\$8,6			MUS\$4,5	MUS\$6,2	MUS\$30,1
2.027	MUS\$9,5	MUS\$8,6			MUS\$3,8	MUS\$5,5	MUS\$27,4
2.028	MUS\$42,9	MUS\$0,0			MUS\$3,3	MUS\$0,0	MUS\$46,2

Fuente: ECOPELROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama

**6.1.10. Modelo CANVAS para el Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama.** En la figura 14 se plasman los nueve bloques que componen la metodología de canvas, siendo un resumen del detalle analizado en los numerales 6.1.1 al 6.1.9.

**Figura 14. Esquema Modelo de Canvas para el Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama**



### 6.1.9. ESTRUCTURA DE COSTOS

Costos fijos laborales en Campo Provincia operado por Ecopetrol asciende a 3 MU\$, con Petronorte se estima un ahorro del 30% disminuyendo los costos fijos del OPEX en 0.92 MU\$.

La participación de Ecopetrol en el OPEX básico y variable es del 100%; debido a la campaña de perforación que actualmente se encuentra en ejecución. La distribución de los costos variables debidos al proyecto de inyección de agua será Ecopetrol: 50% - Socio: 50%

**Costos Totales se expresan anualmente como la suma del CAPEX, OPEX e Impuestos:**

2015 =MUS\$183,8; 2016 =MUS\$187,0; 2017 =MUS\$96,2; 2018 =MUS\$89,6;  
2019 =MUS\$75,9; 2020 =MUS\$66,1; 2021 =MUS\$57,6; 2022 =MUS\$51,5;  
2023 =MUS\$42,5; 2024 =MUS\$38,5; 2025 =MUS\$34,2; 2026 =MUS\$30,1;  
2027 =MUS\$27,4; 2028 =MUS\$46,2

### 6.1.8. FUENTE DE INGRESOS

Los ingresos obtenidos por la producción básica y la campaña de perforación actualmente en ejecución son 100% propiedad de Ecopetrol.

La producción incremental del proyecto de inyección de agua tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 60% - Socio: 40%; más un incremento en la participación de Ecopetrol por precios altos y por producción incremental acumulada

**Ingresos anuales por ventas de crudo, gas y Blancos (Propano, Butano y Gasolina)**

2.015 =MUS\$152,6; 2.016 =MUS\$154,6; 2.017 =MUS\$142,3; 2.018 =MUS\$133,6;  
2.019 =MUS\$118,3; 2.020 =MUS\$100,1; 2.021 =MUS\$83,5; 2.022 =MUS\$64,5;  
2.023 =MUS\$54,5; 2.024 =MUS\$50,4; 2.025 =MUS\$42,1; 2.026 =MUS\$32,3;  
2.027 =MUS\$29,2; 2.028 =MUS\$24,8; 2.029 =MUS\$20,5;

## **6.2. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN NARE**

A continuación se estructura un modelo de negocio aplicando la metodología CANVAS, para lo cual se tendrán en cuenta todas las mejores prácticas del Contrato de Asociación Nare que se puedan aplicar en el Campo Provincia, sobre todo en los proyectos en proceso de implementación en este campo (Campaña de perforación 2015-2016 e Inyección de Agua: Piloto, Fase I y Fase II).

**6.2.1. Propuesta de valor.** Se contaría con un Socio en el cual los costos operacionales (OPEX) y de Inversión de Capital (CAPEX) en una proporción 50%-50%. Pero la participación de ECOPETROL en la producción básica sería de 100%, y de la incremental en una proporción después de regalías como sigue: Ecopetrol S.A. 60% - Socio: 40%.

Bajo los parámetros de este contrato de asociación se busca estabilizar la declinación del campo en 9% mediante la implementación de inyección de geles en los pozos con alto corte de agua o pozos productores que hacen parte del proyecto de inyección de agua. Como ya se mencionó, actualmente la declinación del campo Provincia es de 15%.

La gráfica 24 indica los pronósticos de la producción de crudo, teniendo en cuenta la declinación del campo del 15%, y la producción incremental estimada generada por los proyectos de Campaña de Perforación 2014-2016 e Inyección de Agua (Piloto, Fase I y Fase II) con declinación estabilizada del 9% gracias a la implementación de la tecnología de inyección de geles, incrementando no solo el Factor de Recobro, sino ampliando el límite económico del año 2.032 al año 2.037. El incremento del factor de recobro por inyección de geles se detalla en la Tabla 39.

**Tabla 39. Incremento Factor de Recobro por Inyección de Geles**

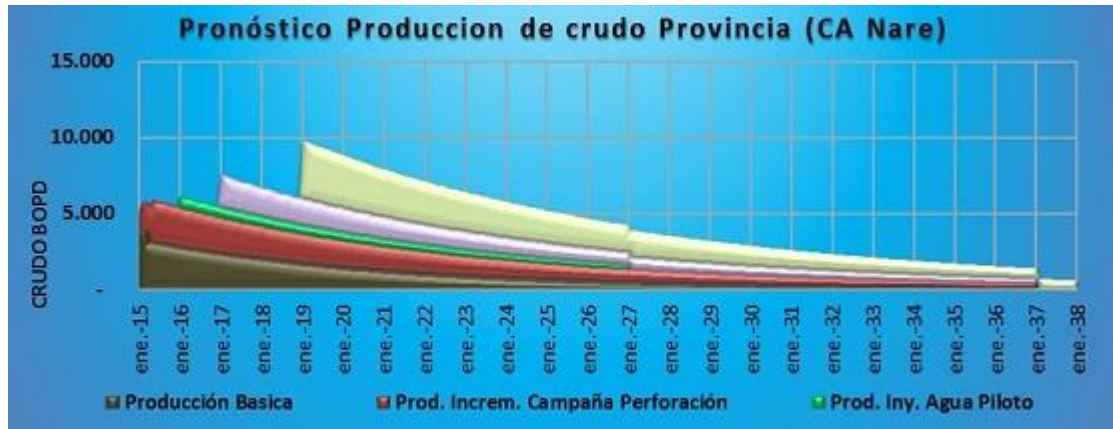
Incremento Factor de Recobro por Inyección de Geles					
Descripción		Sin Inyección de Geles		Con Inyección de Geles	
		Crudo (MMBIs)	Factor de Recobro	Crudo (MMBIs)	Factor de Recobro
<b>Campaña de perforación</b>		4,83	0,46%	9,66	0,92%
<b>Recobro secundario</b>	Piloto de inyección de agua	1,50	0,14%	2,02	0,19%
	Fase I Inyección de Agua	4,00	0,38%	7,73	0,74%
	Fase II Inyección de Agua	7,90	0,75%	12,31	1,17%
	Total inyección de agua	<b>13,40</b>	<b>1,28%</b>	<b>22,06</b>	<b>2,10%</b>

En el caso del proyecto de recobro secundario por inyección de agua (Pilotos, Fase I y Fase II), adicionalmente teniendo en cuenta la agilidad de los Socios Privados en los procesos de compras y contratación, se estimó una implementación más rápida de estas fases.

Para el cálculo de los otros fluidos producidos (gas) y fluidos generados (propano, butano y gasolina) se asumió el mismo comportamiento actual del campo (ver numeral 5.1).

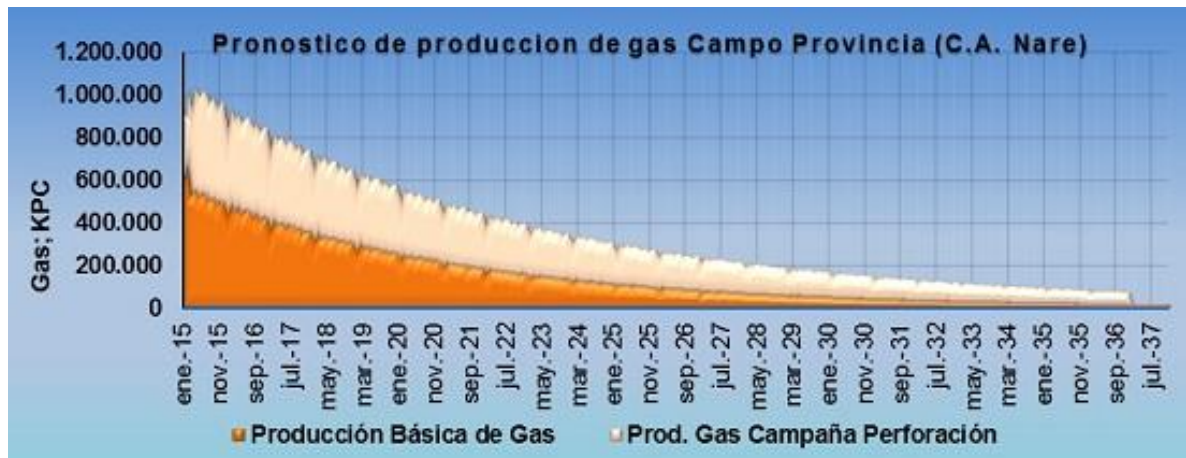
En la gráfica 24, se puede observar que la declinación de la producción incremental es de apenas 9%, mientras que la declinación de la curva básica de producción del Campo Provincia, se mantiene en 15%. Lo anterior es debido a que la inyección de geles se propone solo en pozos que tenga corte de agua; el corte de agua en la producción básica es menor al 2%, mientras que en la campaña de perforación se tiene pozos con corte de agua del orden del 29%, y en el proyecto de inyección de agua se estima un incremento de BSW basados en la curva empírica de Buckley & Leverett.

**Grafica 24. Producción crudo Campo Provincia teniendo en cuenta el CA Nare.**



En las gráfica 25, se estima que el comportamiento de estabilizar la declinación del 15% al 9% afecta por igual a la producción de Gas, manteniendo el GOR constante. Por lo tanto el pronóstico de producción de gas y generación de productos blancos (propano, butano y gasolina) asociados a la campaña de perforación tendrán una declinación del 9% Ver graficas 26, 27 y 28.

**Grafica 25. Pronóstico producción de gas Campo Provincia basado en el C.A.Nare.**



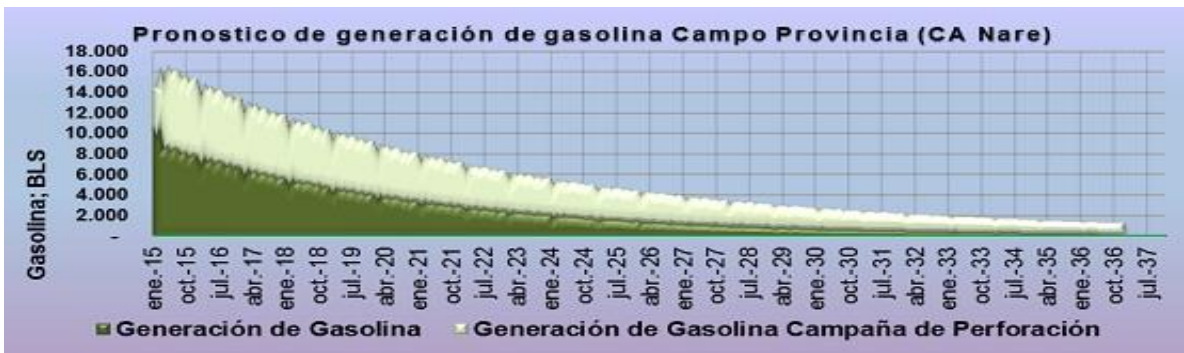
**Grafica 26. Pronóstico de generación de propano Campo Provincia basado C.A. Nare.**



**Grafica 27. Pronóstico de generación de butano Campo Provincia**



**Grafica 28. Pronóstico de generación de gasolina Campo Provincia**



**6.2.2. Segmento de clientes.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Nare, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.2.

**6.2.3. Canales de distribución.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Nare, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.3.

**6.2.4. Relaciones con clientes.** Teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Nare, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.4.

**6.2.5. Actividades claves.** Las siguientes actividades claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Contrato de Asociación Nare:

- ✓ Proceso de Extracción (Numeral 5.5.3)
- ✓ Procesos de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento (Numeral 5.5.4)
- ✓ Recibo de crudo de terceros y/o otros campos (Numeral 5.5.5)
- ✓ Planta de Gas (Numeral 5.5.6)
- ✓ Mantenimiento (Numeral 5.5.8)
- ✓ HSE y gestión social (Numeral 5.5.10)

Las siguientes actividades claves tendrán variaciones con respecto a las actividades claves desarrolladas actualmente en el Campo Provincia; teniendo en cuenta las fortalezas y oportunidades que presenta el Contrato de Asociación Nare.

**6.2.5.1. Perforación:** Una de las actividades claves de resaltar dentro del Contrato de Asociación Nare es la perforación infill en la cual se puede incrementar hasta diez (10) veces la producción debido a una mejora en la continuidad lateral, en yacimientos con formaciones productoras de conformación fluvial con canales meándricos.

Esta oportunidad de negocio se deja abierta para que se realice un estudio más detallado, en un trabajo de pregrado.

**6.2.5.2. Proceso de Extracción:** Para efectos prácticos se asume que se mantiene el sistema de levantamiento del campo, el Gas Lift.

**6.2.5.3. Sistema de Recuperación Secundaria:** Teniendo en cuenta que la agilidad en la contratación del Socio del Contrato de Asociación Nare es mucho mayor, se estima que el proyecto de inyección de agua se agilizaría adelantado las fechas de inicio de cada una de las etapas así:

- Piloto: 1 de Enero de 2016
- FASE I: 1 de Enero 2018, y
- FASE II: 1 de Enero de 2019

**6.2.5.4. Sistema de Recuperación Terciaria:** Adicionalmente, el Contrato de Asociación Nare se resalta dentro de las actividades claves procesos de recuperación terciaria, dentro de las cuales se encuentran:

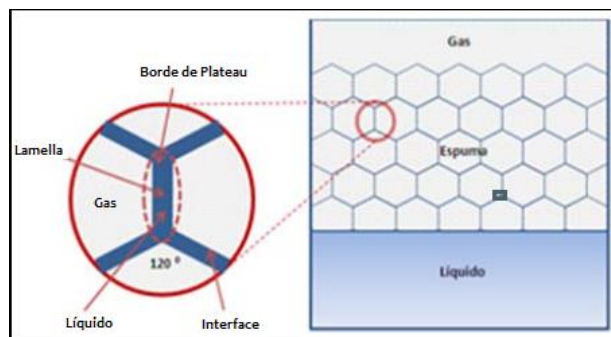
- Inyección de Espuma.
- Inyección cíclica de Nitrógeno ( $N_2$ )
- Inyección de vapor.
- Inyección de Geles.

✓ **Inyección de Espuma.** La inyección de espuma es un método que se utiliza principalmente para apoyar sistemas de recobro secundario como son la inyección de gas y la inyección de agua. La eficiencia de estos sistemas de recobro secundario (inyección de agua y gas), a menudo es afectada por factores como la heterogeneidad de las formaciones y la alta movilidad de los fluidos de inyección con respecto al aceite original del yacimiento, lo que ocasiona relaciones de movilidad desfavorables del fluido de inyección, para un óptimo incremento del factor de recobro.

Lo que busca este método de inyección de espuma, surge como una medida de mejoramiento de la eficiencia del barrido areal y vertical a través de la disminución de la movilidad de los fluidos de inyección o el bloqueo de zonas. Cuando se crean problemas de segregación gravitacional, las espumas actúan como un agente de control de movilidad de los fluidos de inyección, aumentando la resistencia al flujo y generando un frente de desplazamiento más estable.

Teniendo en cuenta que los yacimientos del Campo Provincia son yacimientos mojados por agua, con crudo con baja viscosidad. Se puede estimar que no es muy aplicable en las condiciones actuales, en donde se está en la etapa de maduración e implementación de un piloto de inyección de agua. Se podría entrar a analizar la aplicación del método de inyección de espuma si se llega a presentar problemas de conificación de agua, aunque la baja resistencia al flujo de agua que ofrecen las espumas, ocasiona la ruptura temprana de estas; no siendo muy eficientes. Por ello para este tipo de aplicaciones se emplean generalmente la inyección de geles, las cuales pueden ser más eficaces. La figura 15 muestra el patrón de la estructura de las espumas

**Figura 15. Estructura de la espuma**

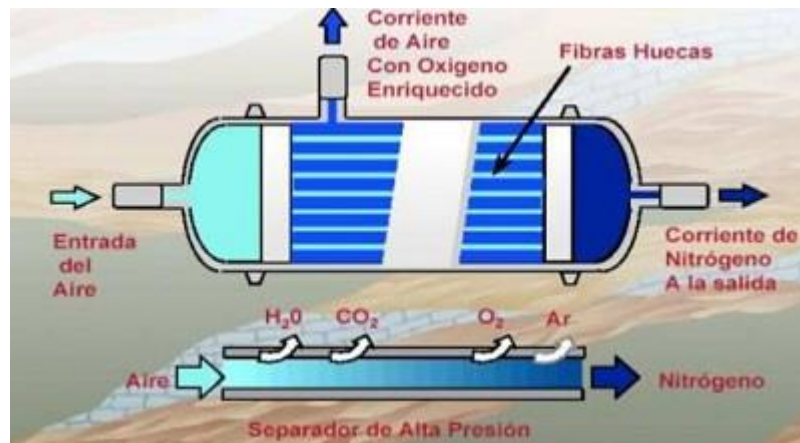


Fuente: Adaptado de HOLSTEIN, Edward & Lake, Larry. Petroleum Engineering Handbook.

- ✓ **Inyección Cíclica de N<sub>2</sub>.** La inyección cíclica de N<sub>2</sub> permite contrarrestar la pérdida de presión en un yacimiento depletado; teniendo en cuenta que según algunos papers indican que es más económico producir, comprimir e inyectar nitrógeno, que inyectar gas natural<sup>21</sup>.

El sistema de generación de nitrógeno en sitio está basado en la tecnología de membranas filtrantes o tamices moleculares, teniendo en cuenta que el aire está compuesto de aproximadamente 78% de Nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de gases raros e impurezas (Ver figura 16).

**Figura 16. Generación de nitrógeno en sitio.**



Fuente: Evaluación Proyecto Inyección de N<sub>2</sub> en Campo Ancon<sup>22</sup>

Dentro de los pronósticos de producción de gas, para el campo Provincia y teniendo en cuenta la declinación del campo actual del 15%, se puede observar que se va a tener déficit a partir del año 2024. Teniendo en cuenta lo anterior surge una oportunidad de análisis técnico económico de la aplicación de Nitrógeno para mantener la presión del yacimiento.

<sup>21</sup> ECOPETROL S.A. Esta afirmación quedaría pendiente para realizar un análisis detallado, mediante un proyecto de investigación que considere las características propias de los campos colombianos.

<sup>22</sup> ECOPETROL S.A. Evaluación de un Proyecto de Inyección de N<sub>2</sub>

Las unidades de generación y compresión de nitrógeno son pequeñas como se puede evidenciar en la Figura 17 y Figura 18 respectivamente, y de fácil movilidad teniendo en cuenta que están montadas en tráiler con quinta rueda.

**Figura 17. Unidad de membrana de nitrógeno NPU 1500.<sup>23</sup>**



**Figura 18. Unidad de compresión de Nitrógeno. Compresor recíprocante Joy WB 11<sup>24</sup>**



✓ **Inyección de Vapor.** La inyección de vapor es un método de recobro secundario, en la cual se le incrementa la temperatura al yacimiento con vapor de agua, de tal forma que disminuya la viscosidad del aceite y mejor la permeabilidad relativa de este. Es un método muy utilizado en yacimientos de

<sup>23</sup> ECOPEPETROL S.A. Equipo con planta de generación de energía incorporada, sistema de control de pureza del N<sub>2</sub> realizando ajustes automáticos a la Unidad de membrana de nitrógeno.

<sup>24</sup> ECOPEPETROL S.A. Movido por motor a diésel Detroit 6V.

crudo pesado. El crudo del campo Provincia es un crudo intermedio, en el cual no es muy aplicable este sistema de recobro secundario.

- ✓ Inyección de Geles. La inyección de geles en el Contrato de Asociación Nare ha sido uno de las actividades claves más importantes teniendo en cuenta su posible aplicabilidad en el campo Provincia y que han generado muy buenos resultados logrando reducir la declinación del campo jazmín de 15% al 9%<sup>25</sup>. Este sistema de inyección de geles actúa como un agente de control de movilidad del agua, aumentando la resistencia al flujo y generando un ambiente de desplazamiento del crudo más favorable. Este proceso permitió un incremento de 372.796 Bls en tres años con una inversión de MUS\$4,62 y un alcance de tratamiento en 127 pozos.

Teniendo en cuenta lo anterior, para efectos de evaluación de la presente tesis se estimó una reducción de la declinación del campo Provincia de 15% a 9%, en los proyectos incrementales (campaña de perforación e inyección de agua), teniendo en cuenta que en la campaña de perforación se han presentado pozos con cortes de agua del orden del 30% y se espera un incremento del BSW en los pozos afectados por el proyecto de inyección de agua.

Las demás consideraciones en el proyecto de recobro secundario por inyección de agua se mantienen, pero se incrementan los volúmenes totales esperados en cada fase del proyecto debido al cambio de declinación del 15% al 9%, y manteniendo el mismo tiempo de duración de la etapa del proyecto y producción máxima establecida con las condiciones actuales, (Ver tabla No. 40):

---

<sup>25</sup> Informe Comité Ejecutivo No. 106 Contrato de Asociación Nare.

**Tabla 40. Fluidos esperados en el proyecto de inyección de Agua complementado con inyección de geles.**

Descripción	Piloto	Expansión Fase 1	Expansión Fase 2	Unidades
Caudal Max de fluidos	4800	23500	45000	BFPD
Caudal Max de petróleo	800	2750	3800	BOPD
Volumen incremental	2,2	7,3	12,71	MMBbls

**6.2.5.5. Compras y contratación:** El tiempo de los procesos de compras y contratación en el Contrato de Asociación Nare varía de tres (3) a ocho (8) semanas para los socios privados, si estos son los operadores.

**6.2.6. Recursos claves.** Los siguientes recursos claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Contrato de Asociación Nare:

- ✓ Yacimiento (numeral 5.6.1)
- ✓ Equipos de perforación (numeral 5.6.2)
- ✓ Equipos de servicios a pozo (Workover/Wellservices) (numeral 5.6.3)
- ✓ Equipos de Extracción (numeral 5.6.4)
- ✓ Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo (numeral 5.6.5)
- ✓ Recobro Secundario por Inyección de Agua (numeral 5.6.6)
- ✓ Planta de gas y blancos (numeral 5.6.7)
- ✓ Equipos Críticos (numeral 5.6.8)
- ✓ Recursos Humanos (numeral 5.6.9)
- ✓ Recursos Financieros (numeral 5.6.10)
- ✓ Recursos de HSE y gestión social (numeral 5.6.11)

No obstante, teniendo en cuenta las características del Contrato de Asociación Nare, se estima que la cantidad de pozos se incrementaría con el tiempo, teniendo en cuenta que uno de los proyectos que se tienen en el Contrato de Asociación

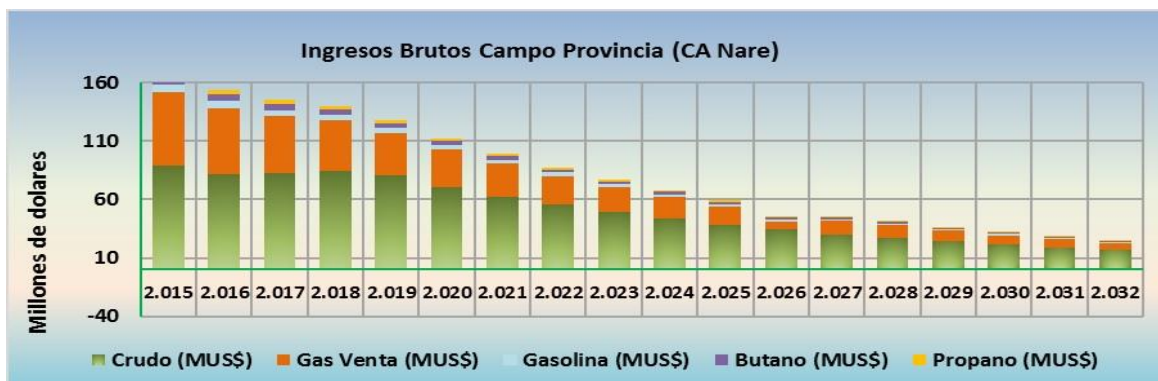
Nare, es la perforación infill, en la cual se busca incrementar el factor de recobro mediante la reducción de espaciamiento de los pozos dentro de los campos. Esta campaña de perforación infill es un valor agregado que se debe tener en cuenta para un estudio más detallado, teniendo en cuenta que se sale fuera del alcance de la presente tesis determinar la cantidad de pozos a perforar, el costo de la inversión y los pronósticos de producción asociados a una campaña de perforación infill.

**6.2.7. Socios o aliados claves.** Se considera lo citado en el numeral 5.7 de este documento.

**6.2.8. Fuente de Ingreso.** Los ingresos obtenidos por la producción básica de hidrocarburos y la campaña de perforación actualmente en ejecución son 100% propiedad de Ecopetrol. La producción incremental debida a la disminución de la declinación del campo e inyección de agua tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 60% - Socio: 40%.

La participación de Ecopetrol en los otros productos generados en el Campo Provincia tendrán las mismas bases de participación que las usadas para la producción de crudo.

**Grafica 29. Ingresos Brutos Campo Provincia (CA Nare)**



Fuente. ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería

En la tabla 41 se encuentran los ingresos anuales detallados para cada producto que ofrece el Campo Provincia según el contrato de asociación Nare, desde el año 2015 a 2030.

**Tabla 41. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (C.A Nare)**

INGRESOS PARTICIPACIÓN ECOPELROL						
AÑO	Crudo (MUS\$)	Gas Venta (MUS\$)	Gasolina (MUS\$)	Butano (MUS\$)	Propano (MUS\$)	Total
2015	MUS\$88,72	MUS\$63,03	MUS\$6,57	MUS\$6,35	MUS\$4,43	MUS\$169,11
2016	MUS\$81,32	MUS\$56,40	MUS\$5,95	MUS\$5,76	MUS\$4,02	MUS\$153,44
2017	MUS\$80,63	MUS\$49,07	MUS\$5,23	MUS\$5,06	MUS\$3,53	MUS\$143,53
2018	MUS\$82,26	MUS\$43,16	MUS\$4,61	MUS\$4,46	MUS\$3,11	MUS\$137,59
2019	MUS\$77,17	MUS\$36,64	MUS\$4,06	MUS\$3,93	MUS\$2,74	MUS\$124,55
2020	MUS\$67,39	MUS\$32,21	MUS\$3,59	MUS\$3,47	MUS\$2,42	MUS\$109,08
2021	MUS\$58,94	MUS\$28,29	MUS\$3,17	MUS\$3,07	MUS\$2,14	MUS\$95,60
2022	MUS\$51,61	MUS\$24,79	MUS\$2,80	MUS\$2,71	MUS\$1,89	MUS\$83,82
2023	MUS\$45,28	MUS\$21,63	MUS\$2,48	MUS\$2,40	MUS\$1,68	MUS\$73,47
2024	MUS\$39,76	MUS\$18,66	MUS\$2,20	MUS\$2,13	MUS\$1,49	MUS\$64,24
2025	MUS\$34,97	MUS\$15,43	MUS\$1,95	MUS\$1,89	MUS\$1,32	MUS\$55,56
2026	MUS\$30,79	MUS\$6,93	MUS\$1,74	MUS\$1,68	MUS\$1,17	MUS\$42,31
2027	MUS\$26,77	MUS\$11,48	MUS\$1,54	MUS\$1,49	MUS\$1,04	MUS\$42,32
2028	MUS\$23,59	MUS\$11,05	MUS\$1,38	MUS\$1,33	MUS\$0,93	MUS\$38,27
2029	MUS\$20,85	MUS\$9,46	MUS\$1,23	MUS\$1,19	MUS\$0,83	MUS\$33,55
2030	MUS\$18,45	MUS\$8,01	MUS\$1,09	MUS\$1,06	MUS\$0,74	MUS\$29,35
2031	MUS\$16,35	MUS\$6,82	MUS\$0,98	MUS\$0,94	MUS\$0,66	MUS\$25,75
2032	MUS\$14,50	MUS\$5,37	MUS\$0,87	MUS\$0,84	MUS\$0,59	MUS\$22,18

Fuente: ECOPELROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Nare

## 6.2.9. Estructura de costos.

**6.2.9.1. Costos Operacionales:** Dentro de los costos operaciones para el Campo Provincia teniendo como base el Contrato de Asociación Nare, en el campo Jazmín<sup>26</sup>, se pueden resaltar los siguientes datos:

- ✓ El lingt cost del campo Provincia es de 19,11 USD/BI sin inyección de agua; en el C.A. Nare el lifting cost es de 16,39 USD/BI incluyendo su operación de

<sup>26</sup>ECOPELROL S.A. Informe Comité Ejecutivo No. 106 CA Nare.

inyección de vapor, lo cual hace posible estimar un ahorro mínimo del 14% en el OPEX del campo Provincia.

- ✓ La participación en los gastos del OPEX incremental será de 50% ECP – 50% los socios.
- ✓ La participación en el OPEX básico es del 100% ECP.
- ✓ Se maneja una estructura de costos fijos USD US\$ 10.896.510, teniendo en cuenta el porcentaje de ahorro estimado del orden del 14% en el OPEX.

En la tabla 42 se presentan los costos operacionales variables por cada tipo de fluidos y por cada tipo de pozo.

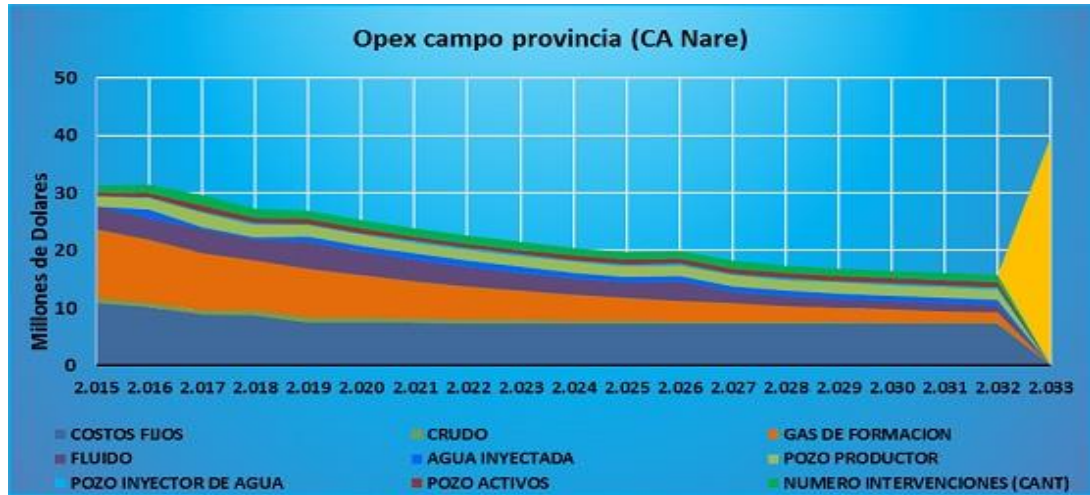
**Tabla 42. Costos de Operación con base en el Contrato de Asociación Nare.**

COSTOS DE OPERACIÓN NARE (OPEX)					
DESCRIPCIÓN	TARIFAS x Driver	CANTIDADES			
		Básica	Proyecto 1	Proyecto 2	Total
Crudo (US\$/BOPD)	US\$ 0,453	Variable	Variable	Variable	Variable
Gas venta (US\$/KPCD)	US\$ 0,000	Variable	Variable	Variable	Variable
Gas de formación (US\$/KPCD)	US\$ 1,157	Variable	Variable	Variable	Variable
Fluido (US\$/BFPD)	US\$ 2,137	Variable	Variable	Variable	Variable
Agua inyectada (US\$/BWPD) Tercerizada	US\$ 1,307	0	0	6000	Variable
Agua inyectada (US\$/BWPD) PIA	US\$ 0,058	0	0	Variable	
Pozo productor (US\$/Well)	US\$ 17.300,987	118	33	-1	147
Pozo inyector de agua (US\$/Well)	US\$ 33.822,559	0	0	3	3
Pozo activos (CANT)	US\$ 7.231,876	118	33	2	153
Numero intervenciones (CANT)	US\$ 19.592,931	70		1	71

Fuente: ECOPETROL S.A. Basado: en Gerencia de Mares, con un ahorro del 14% en cada ítem.

En la gráfica 30 se pueden detallar los costos fijos de operación del campo en la base de la gráfica de color azul; y por encima de estos, el comportamiento de cada uno de los costos variables (crudo, fluidos, gas de formación, pozos activos, etc).

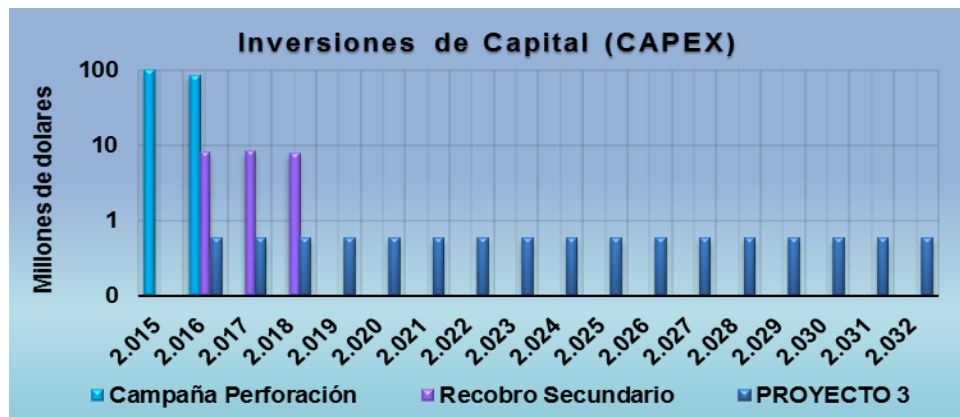
**Grafica 30. Opex Campo Provincia (CA Nare)**



Fuente: ECOPETROL S.A. Basado: en Gerencia de Mares con un ahorro del 14% en cada ítem.

**6.2.9.2. Costos de Inversión:** En la gráfica 31 se expresa las inversiones en millones de dólares para perforación de nuevos pozos en el año 2015 y 2016; el proyecto de inyección de agua que se realizará a partir del año 2017 hasta 2019 y la proyección que se realiza sobre el campo provincia mediante el proyecto de inyección de geles basado en el Contrato de Asociación Nare del año 2016 a 2035.

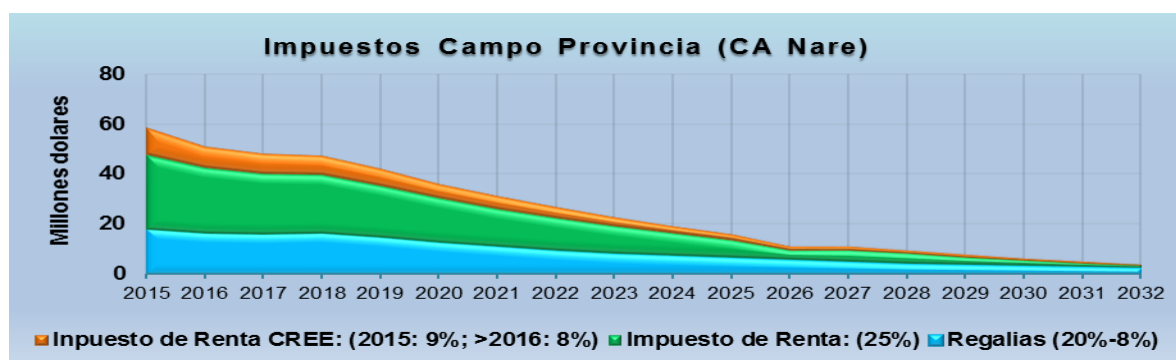
**Grafica 31. Inversiones de Capital (CAPEX) basado en el CA Nare**



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares

**6.2.9.3. Obligaciones Tributarias (impuestos):** Aplican las mismas condiciones descritas en el numeral 5.9.3. Las variaciones debido a la diferencias de ingresos y valor de deducciones se pueden observar en la gráfica 32.

**Grafica 32. Impuestos Campo Provincia (CA Nare)**



En la tabla 43 se detalla un resumen del pronóstico de costos para el campo provincia según el Contrato de Asociación Nare desde el año 2015 hasta el año 2028.

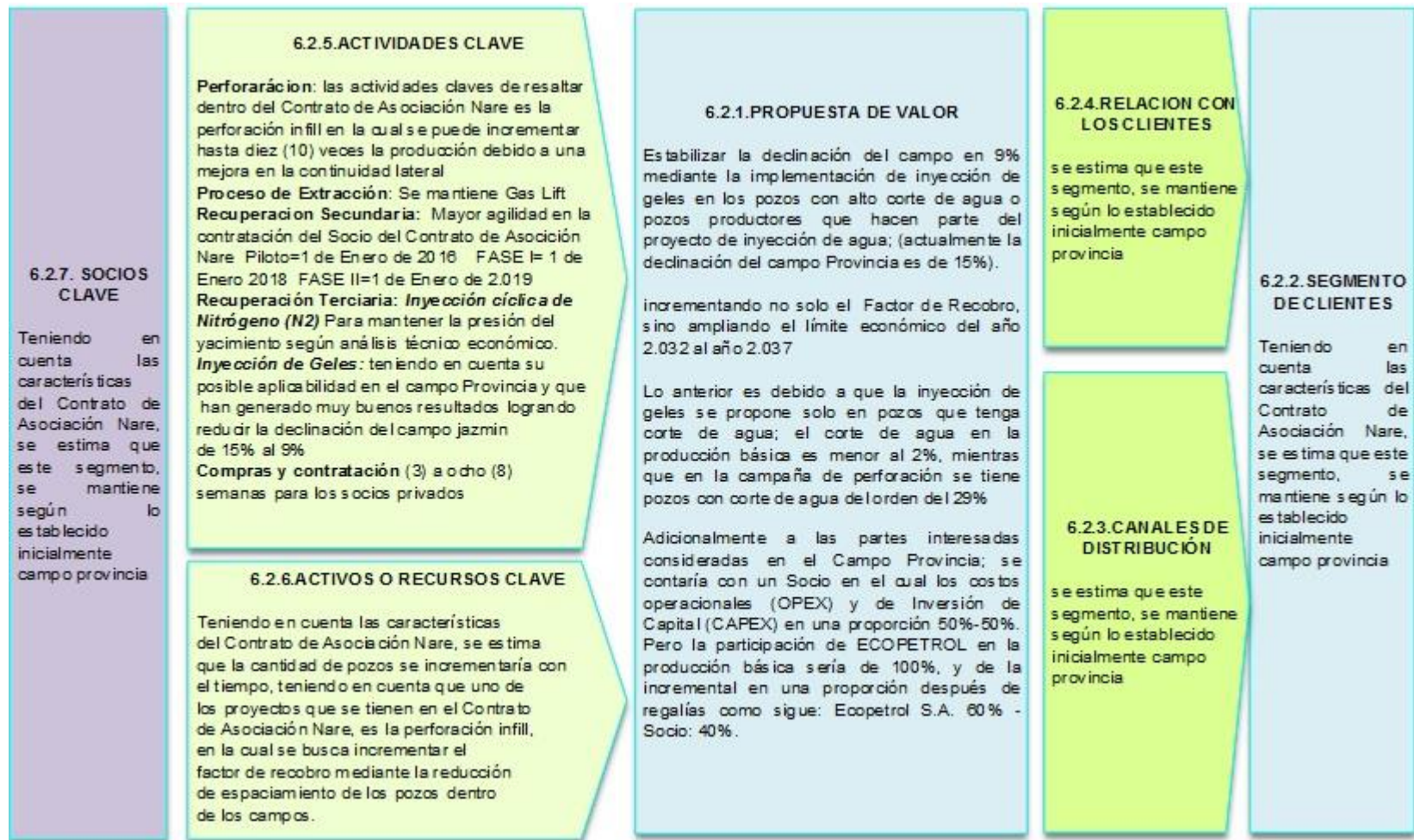
**Tabla 43. Costos de Operación (OPEX) Campo Provincia (CA Nare)**

AÑO	OPEX		CAPEX		Impuestos		Total Costos
	Variables	Fijos	Campaña Perforación	Recobro Secundario	Regalías	Obligaciones Tributarias	
2.015	MUS\$20,5	MUS\$10,9	MUS\$100,8	MUS\$0,0	MUS\$17,7	MUS\$40,8	MUS\$190,7
2.016	MUS\$21,3	MUS\$10,2	MUS\$85,7	MUS\$7,9	MUS\$16,1	MUS\$35,0	MUS\$176,2
2.017	MUS\$20,8	MUS\$8,8		MUS\$8,4	MUS\$15,6	MUS\$32,5	MUS\$86,2
2.018	MUS\$18,5	MUS\$8,8		MUS\$7,6	MUS\$16,0	MUS\$31,2	MUS\$82,1
2.019	MUS\$19,4	MUS\$7,5		MUS\$0,0	MUS\$14,3	MUS\$27,7	MUS\$68,9
2.020	MUS\$17,8	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$12,5	MUS\$23,8	MUS\$61,5
2.021	MUS\$16,4	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$10,9	MUS\$20,3	MUS\$55,0
2.022	MUS\$15,2	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$9,5	MUS\$17,3	MUS\$49,3
2.023	MUS\$14,2	MUS\$7,3		MUS\$0,0	MUS\$8,3	MUS\$14,6	MUS\$44,4
2.024	MUS\$13,2	MUS\$7,3		MUS\$0,0	MUS\$7,3	MUS\$12,2	MUS\$40,0
2.025	MUS\$12,5	MUS\$7,3		MUS\$0,0	MUS\$6,4	MUS\$9,8	MUS\$36,0
2.026	MUS\$12,7	MUS\$7,2		MUS\$0,0	MUS\$5,6	MUS\$5,7	MUS\$31,2
2.027	MUS\$10,9	MUS\$7,3		MUS\$0,0	MUS\$4,9	MUS\$6,5	MUS\$29,5
2.028	MUS\$10,1	MUS\$7,3		MUS\$0,0	MUS\$4,3	MUS\$5,6	MUS\$27,3

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Basado en las condiciones del Contrato de Asociación Nare

**6.2.10. Modelo CANVAS para la situación del Campo Provincia basado en las condiciones del Contrato de Asociación Nare.** En la figura 19 se plasman los nueve bloques que componen la metodología de canvas, siendo un resumen del detalle analizado en los numerales 6.2.1 al 6.2.9.

Figura 19. Esquema Modelo de Canvas Campo Provincia basado en el Contrato de Asociación Nare.



### 6.2.9. ESTRUCTURA DE COSTOS

**Costos Operacionales:** El lingt cost del campo Provincia es de 19,11 USD/BI sin inyección de agua; en el CA Nare el lifting cost es de 16,39 USD/BI incluyendo su operación de inyección de vapor, lo cual hace posible estimar un ahorro mínimo del 14% en el OPEX del campo Provincia.

- La participación en los gastos del OPEX incremental será de 50% ECP – 50% los socios.
- La participación en el OPEX básico es del 100% ECP.
- Se maneja una estructura de costos fijos USD US\$ 10.896.510, teniendo en cuenta el porcentaje de ahorro estimado del orden del 14% en el OPEX.

**Costos de Inversión:** para el **2015-2016** campaña de perforacion;  
**2016-2018** recobro secundario ; **2016-2035** Inyeccion de geles

**Costos Totales se expresan anualmente como la suma del CAPEX, OPEX e Impuestos:**

**2.015** =MUS\$190,7; **2.016** =MUS\$176,2; **2.017** =MUS\$86,21; **2.018** =MUS\$82,1;  
**2.019** =MUS\$68,9; **2.020** =MUS\$61,5; **2.021** =MUS\$55,0; **2.022** =MUS\$49,3;  
**2.023** =MUS\$44,4; **2.024** =MUS\$40,0; **2.025** =MUS\$36,0; **2.026** =MUS\$31,2;  
**2.027** =MUS\$29,5; **2.028** =MUS\$27,3

### 6.2.8. FUENTE DE INGRESOS

Los ingresos obtenidos por la básica y la campaña de perforación actualmente en ejecución son 100% propiedad de Ecopetrol. La producción incremental del proyecto de inyección de agua tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 60% - Socio: 40%; más un incremento en la participación de Ecopetrol por precios altos y por producción incremental acumulada

La participación de Ecopetrol en los otros productos generados en el Campo Provincia (gas natural, propano, butano, gasolina) será de 100%; teniendo en cuenta que incremental de gas por inyección de agua se utilizará como gas para el sistema de levantamiento de los fluidos incrementales

**Ingresos anuales por ventas de crudo, gas y Blancos (Propano, Butano y Gasolina)**

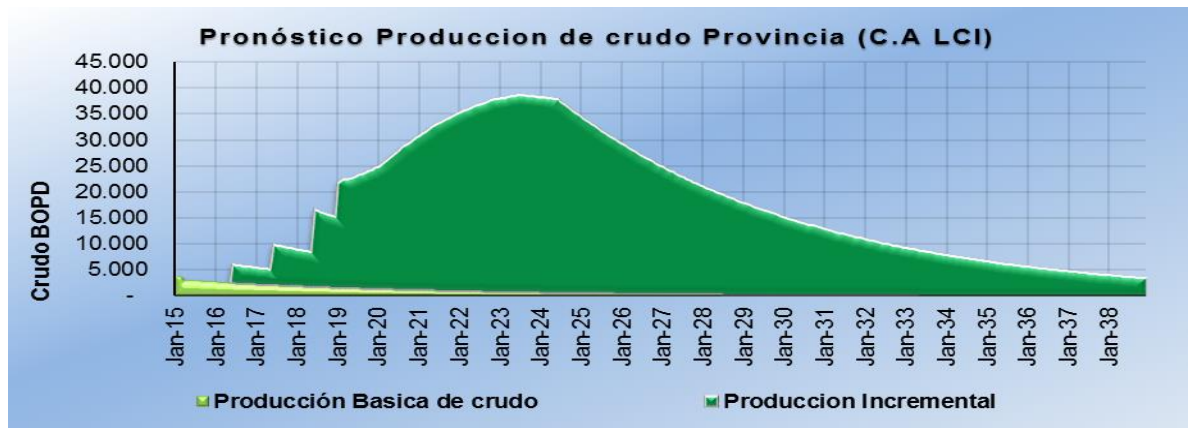
**2015** =MUS\$169,11; **2016** =MUS\$153,44; **2017** =MUS\$143,53; **2018** =MUS\$137,59;  
**2019** =MUS\$124,55; **2020** =MUS\$109,08; **2021** =MUS\$95,60; **2022** =MUS\$83,82;  
**2023** =MUS\$73,47; **2024** =MUS\$64,24; **2025** =MUS\$55,56 **2026** =MUS\$42,31;  
**2027** =MUS\$42,32; **2028** =MUS\$38,27; **2029** =MUS\$33,55; **2030** =MUS\$29,35;  
**2031** =MUS\$25,75; **2032** =MUS\$22,18

### 6.3. MODELO DE CANVAS PARA EL CAMPO PROVINCIA TENIENDO EN CUENTA EL CONTRATO DE COLABORACIÓN EMPRESARIAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN LA CIRA INFANTAS

Se estructura un modelo de negocio aplicando la metodología CANVAS, para lo cual se tendrán en cuenta todas las características actuales del Campo Provincia, teniendo en cuenta tanto las que ya están implementadas, como los proyectos que actualmente se encuentran en ejecución (Campaña de perforación 2015-2016) o en fase IV de maduración (Inyección de Agua: Piloto, Fase I y Fase II) y como las experiencias que se han tenido en el Acuerdo Empresarial para la Exploración & Explotación La Cira Infantas (Acuerdo Colaboración Empresarial LCI).

**6.3.1. Propuesta de valor.** Teniendo en cuenta lo anterior se estima que se puede obtener un incremento en el factor de recobro total del Campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI en un 8% (Pasando de un Factor de Recobro del orden del 22% a un factor de recobro del orden del 30%)<sup>27</sup> implementando los proyectos de perforación infill tanto de pozos productores como de pozos inyectores, campaña de Workover productores e inyectores, y proyecto de inyección de agua. (Ver gráfica 33).

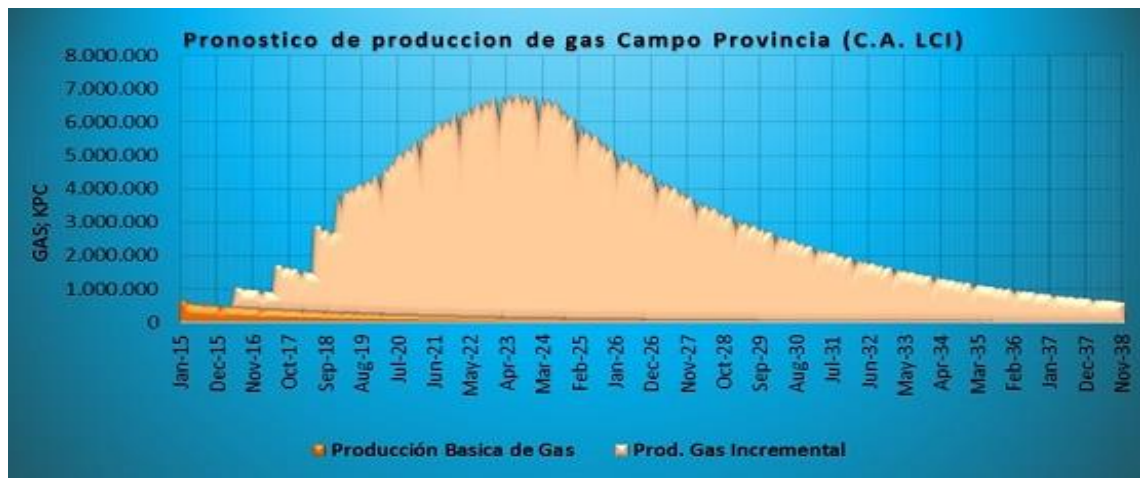
**Gráfica 33. Producción de Crudo (Acuerdo Empresarial LCI)**



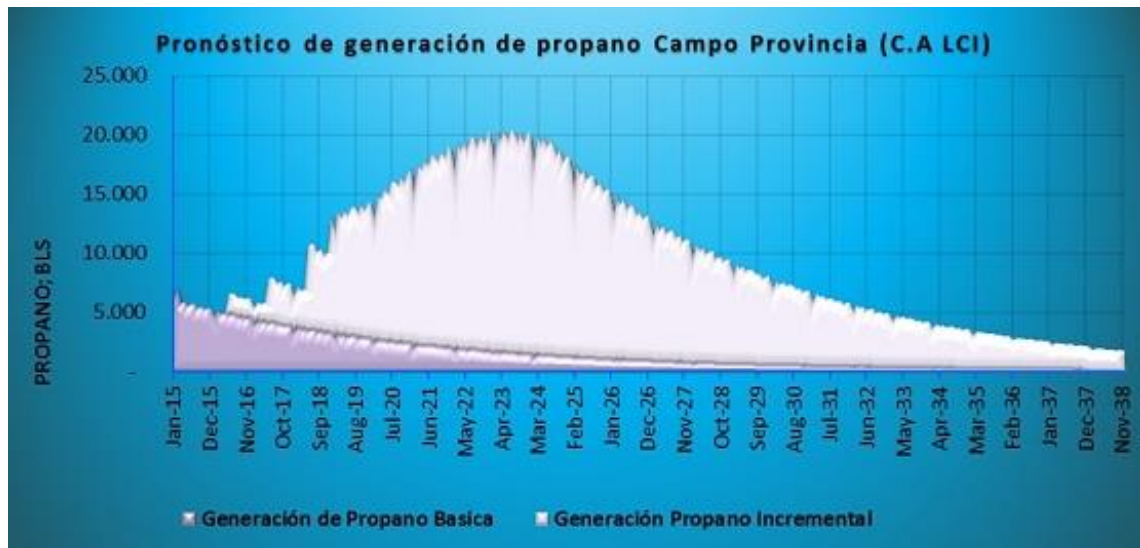
<sup>27</sup> Caso de Negocio La Cira Infantas

La anterior gráfica contempla los mismos incrementos de producción en el tiempo para el Campo Provincia que los logrados con el Acuerdo Empresarial La Cira-Infantas, manteniendo el factor de declinación del Campo Provincia (15%). En las gráficas 34, 35, 36 y 37 se tomó en cuenta el GOR actual del Campo Provincia para la producción de gas asociado y se mantuvieron constantes los rendimientos para la generación de productos blancos; propano (Ver gráfica 35), butano (Ver gráfica 36) y gasolina (Ver gráfica 37).

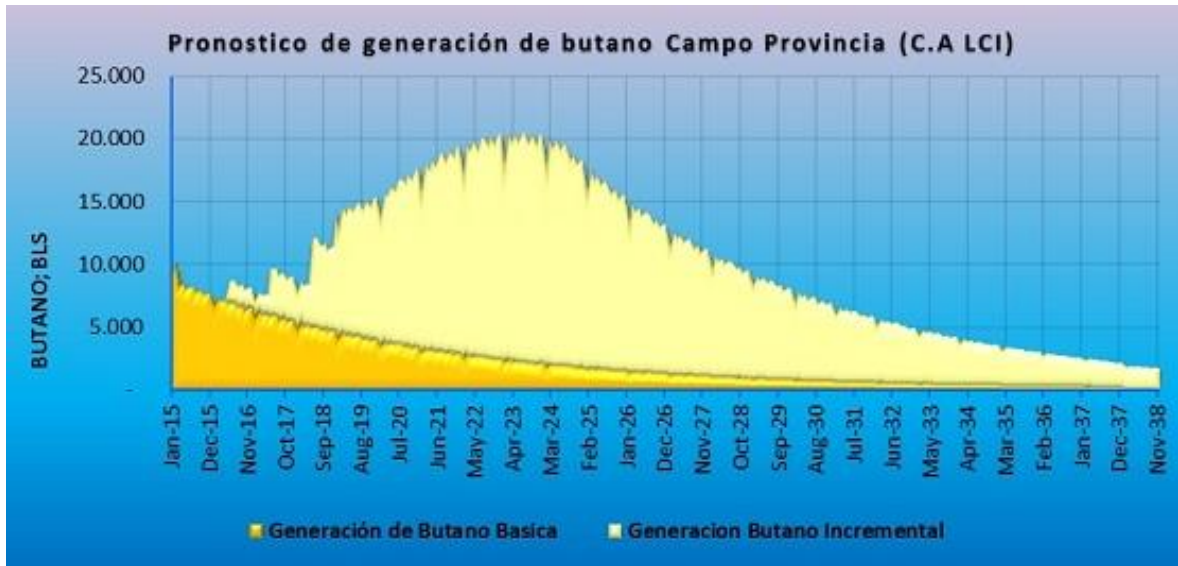
**Gráfica 34. Producción de Gas (Acuerdo Empresarial LCI)**



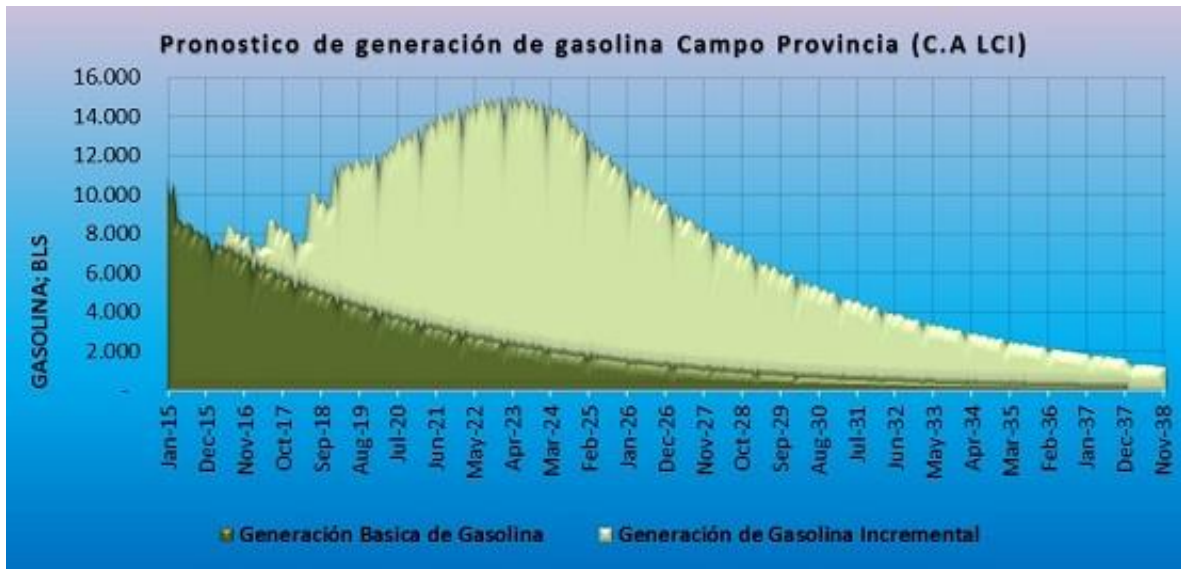
**Gráfica 35. Producción de Propano (Acuerdo Empresarial LCI)**



**Grafica 36. Producción de Butano (Acuerdo Empresarial LCI)**



**Grafica 37. Producción de Gasolina (Acuerdo Empresarial LCI)**



Para los pronósticos de producción de agua asociada, se tomó como base la aplicación de la gráfica de Buckley & Leverett; siguiendo la misma metodología utilizada en el campo Provincia (Ver figura 3); pero tomando como tope máximo de BSW el 80%. Lo anterior teniendo en cuenta en que el Acuerdo Empresarial LCI

se logró estabilizar el BSW en este valor. Los pronósticos de producción de agua asociada se pueden observar en la gráfica 38.

**Grafica 38. Producción de Agua (Acuerdo Empresarial LCI)**



En la gráfica 39 se aplica para el Campo Provincia, los mismos valores de inyección de agua establecidos en el Acuerdo Empresarial La Cira Infantas.<sup>28</sup>

**Grafica 39. Pronostico de inyección de Agua (Acuerdo Empresarial LCI)**



<sup>28</sup> Caso de Negocio La Cira Infantas

Se contaría con un Socio con quien se repartirían costos operacionales (OPEX) en una proporción ECP: 52% – Socio: 48% y de Inversión de Capital (CAPEX) en una proporción ECP: 48% – Socio: 52%; con una inversión de los primeros MUS\$83 a cargo 100% del Socio. En todo caso la participación de ECOPETROL en la producción básica de hidrocarburos sería de 100%, y de la incremental<sup>29</sup> en una proporción después de regalías como sigue: Ecopetrol S.A. 52% - Socio: 48%.

El Acuerdo Empresarial La Cira Infantas (Acuerdo Empresarial LCI) inicio en el año 2.005 cuando el campo ya tenía una producción de 5.000 BOPD y estaba en declinación fuerte cerca al límite económico. Actualmente la producción y las condiciones del Campo Provincia son similares a las que tenía en su momento el Campo La Cira-Infantas cuando era operador de forma directa por Ecopetrol.

**6.3.2. Segmento de clientes.** Teniendo en cuenta las características del Acuerdo Empresarial LCI, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.2.

**6.3.3. Canales de distribución.** Teniendo en cuenta las características del Acuerdo Empresarial LCI, se estima que este segmento, se mantiene según lo establecido en el numeral 5.3.

Se estima que el incremento de producción para el Camp Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI será de aproximadamente siete (7) veces; con un pico de producción de 35.000 BOPD. Teniendo en cuenta lo anterior se puede deducir que la Capacidad del Oleoducto Estación Santos – Barrancabermeja no sería suficiente para establecerse como único canal de distribución para el Campo Provincia (Ver Tabla 9). Por lo tanto dentro de las inversiones que se tienen que estimar para el Campo Provincia está la ampliación y/o construcción de un Oleoducto Estación Santos – Refinería de Barrancabermeja.

---

<sup>29</sup> Caso Negocio LCI

**6.3.4. Relaciones con clientes.** Las relaciones entre las áreas de ECP que interactúan (Refinería y producción Provincia), son reguladas por acuerdos de servicio (ANS), donde se establecen los días y los volúmenes (crudo, gas y GLP) a despachar por el Campo Provincia. Estos ANS se deben ir trabajando para ampliar la capacidad de recibo por parte del cliente, una vez se cuente con el nuevo Oleoducto construido que se menciona en el numeral 6.3.3.

**6.3.5. Actividades claves.** Las siguientes actividades claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial La Cira - Infantas:

- ✓ Proceso de Extracción (Numeral 5.5.3)
- ✓ Procesos de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento (Numeral 5.5.4)
- ✓ Recibo de crudo de terceros y/o otros campos (Numeral 5.5.5)
- ✓ Planta de Gas (Numeral 5.5.6)
- ✓ Mantenimiento (Numeral 5.5.8)
- ✓ HSE y gestión social (Numeral 5.5.10)

Las siguientes actividades claves tendrán variaciones con respecto a las actividades claves desarrolladas actualmente en el Campo Provincia; teniendo en cuenta las fortalezas y oportunidades que presenta el Acuerdo Empresarial LCI:

**6.3.5.1. Perforación.** Dentro del acuerdo empresarial LCI se estima una campaña agresiva de Perforación Infill de pozos productores para reducir el espaciamiento entre pozos, ver tabla 44.

**Tabla 44. Campaña de perforación infill Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial LCI.**

Perforación Infill Campo Provincia (AE LCI)		
Año	Productores	Inyectores
2015	16	2
2016	17	6
2017	84	50
2018	80	40
2019	80	40
2020	80	40
2021	32	19

**6.3.5.2. Servicios a pozos (Workover):** Dentro del acuerdo empresarial LCI se estima una campaña agresiva de Workover tanto para los pozos productores como los pozos inyectores a partir del tercer año de implementación, ver tabla 45.

**Tabla 45. Campaña de Workover Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial LCI.**

Campaña Workover Campo Provincia (AE LCI)		
Año	Productores	Inyectores
2015	0	0
2016	0	0
2017	14	26
2018	68	16
2019	68	16
2020	68	16
2021	68	16
2022	34	8

**6.3.5.3. Recobro secundario por inyección de agua:** Se estima que el incremento de BSW por efecto del proceso de inyección de agua para el Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial LCI se estabiliza en un tope máximo del orden del 80%. Adicionalmente a esto se plantea realizar Campaña de Perforación de 197 pozos inyectores en los primeros 7 años (Ver tabla 44); y una

campaña de 16 trabajos de Workover a partir del tercer año, durante 6 años para un total de 98 trabajos de Workover en pozos inyectoros (Ver tabla 45).

**6.3.5.4. Recursos claves:** Los siguientes recursos claves se mantienen en el análisis del Canvas para campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI:

- ✓ Equipos de servicios a pozo (Workover/Wellservices) (numeral 5.6.3)
- ✓ Equipos de Extracción (numeral 5.6.4)
- ✓ Equipos Críticos (numeral 5.6.8)
- ✓ Recursos Financieros (numeral 5.6.10)
- ✓ Recursos de HSE y gestión social (numeral 5.6.11)

A continuación, en los siguientes numerales se indican los recursos claves que se estiman se modifiquen en el Campo Provincia con base en las Fortalezas, Amenazas, Oportunidades y Debilidades del Acuerdo Empresarial La Cira - Infantas.

**6.3.5.5. Yacimiento:** Se plantea un incremento para el campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI mediante la incorporación de Reservas Probadas No Desarrolladas (PUD) y Reservas Probadas Desarrolladas (PDD), al disminuir las Reservas Probables y Reservas Posibles, incrementando el factor de recobro final de orden del 22% al 30%.

**6.3.5.6. Equipos Perforación:** Se plantea incrementar la cantidad de pozos productores de 118 a 507, con la perforación de 389 pozos nuevos durante los primeros 7 años.

**6.3.5.7. Equipos de Recobro Secundario por Inyección de Agua:** Se perforaran 98 pozos inyectoros en los primeros 7 años, con sus respectivas líneas de flujo.

Así mismo se construirán las siguientes facilidades de superficie para garantizar el volumen y calidad de agua de inyección en el campo Provincia:

- ✓ Construcción planta de inyección de agua
- ✓ Construcción de las líneas de inyección de agua
- ✓ Adecuación de plantas de inyección de agua
- ✓ Plantas de tratamiento de agua dulce
- ✓ Captación de aguas de fuentes superficiales a través de líneas de concreto

**6.3.5.8. Estaciones de Recolección, Tratamiento y Almacenamiento de Crudo.** Para asegurar la recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo, agua y gas producido en el Campo Provincia teniendo en cuenta el Acuerdo Empresarial LCI se tiene en cuenta la ampliación de las facilidades existentes en las Estaciones Santos y Suerte, garantizando una capacidad de manejo de 35.000 BOPD, así como la capacidad de almacenamiento que cubra las ventanas operativas otorgadas por la Refinería de Barrancabermeja y posibles contingencias, así:

- ✓ Ampliación de las estaciones
- ✓ Plantas deshidratadoras
- ✓ Facilidades para disposición final de aguas industriales

**6.3.5.9. Planta de gas y blancos:** La producción de gas y blancos se incrementaría de forma proporcional a la producción de hidrocarburos en el campo Provincia teniendo en cuenta el Acuerdo Empresarial LCI; por lo tanto se plantea ampliar la planta de gas y realizar reposición de equipos obsoletos para garantizar un factor de disponibilidad de equipos mayor al 96%.

**6.3.5.10. Recursos Humanos:** Teniendo en cuenta las características del Acuerdo Empresarial LCI, se estima que se tendría un incremento del personal en

el Campo Provincia de 131 personas a 195 personas por la inclusión de 60 personas del equipo integrado del socio (Staff: 4 personas, Operativas: 60 personas)

**Tabla 46. Recursos Intelectuales de Campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI**

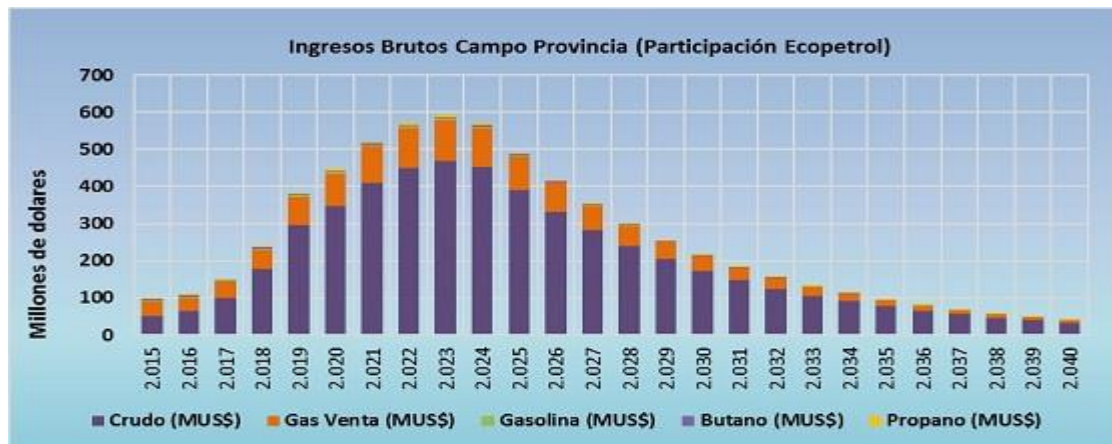
Recurso Humano	ECP	Socio	Total
Directivos	20	4	<b>24</b>
Operativas	111	60	<b>171</b>
<b>Total Personal</b>	<b>131</b>	<b>64</b>	<b>195</b>

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Mares & Caso de Negocio LCI

**6.3.6. Socios o aliados claves.** Se considera lo citado en el numeral 5.7 de este documento.

**6.3.7. Fuente de Ingreso.** Los ingresos obtenidos por la producción básica de hidrocarburos son 100% propiedad de Ecopetrol. La producción incremental estimada para el Campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 52% - Socio: 48% (Ver gráfica 40)

**Grafica 40. Ingresos brutos Campo Provincia Participación Ecopetrol con base en el Acuerdo Empresarial LCI.**



En la tabla 47 se encuentran los ingresos anuales detallados para cada producto que se produce o genera en el Campo Provincia según el Acuerdo Empresaria (LCI), desde el año 2015 a 2040. Se toman como base los precios de portafolio de Ecopetrol S.A para el crudo del Campo Provincia

**Tabla 47. Ingresos anuales por productos del Campo Provincia (AE LCI)**

INGRESOS PARTICIPACIÓN ECOPETROL						
AÑO	Crudo (MUS\$)	Gas Venta (MUS\$)	Gasolina (MUS\$)	Butano (MUS\$)	Propano (MUS\$)	Total
2015	MUS\$50,26	MUS\$38,31	MUS\$3,71	MUS\$3,59	MUS\$2,50	MUS\$98,37
2016	MUS\$63,81	MUS\$36,45	MUS\$3,16	MUS\$3,12	MUS\$2,25	MUS\$108,79
2017	MUS\$100,15	MUS\$41,61	MUS\$2,97	MUS\$3,07	MUS\$2,34	MUS\$150,13
2018	MUS\$177,15	MUS\$52,31	MUS\$2,98	MUS\$3,26	MUS\$2,67	MUS\$238,37
2019	MUS\$295,94	MUS\$76,74	MUS\$3,41	MUS\$4,02	MUS\$3,56	MUS\$383,67
2020	MUS\$347,77	MUS\$86,56	MUS\$3,48	MUS\$4,25	MUS\$3,88	MUS\$445,94
2021	MUS\$409,50	MUS\$98,82	MUS\$3,64	MUS\$4,59	MUS\$4,31	MUS\$520,86
2022	MUS\$451,09	MUS\$106,80	MUS\$3,71	MUS\$4,79	MUS\$4,58	MUS\$570,96
2023	MUS\$469,90	MUS\$109,88	MUS\$3,67	MUS\$4,81	MUS\$4,66	MUS\$592,93
2024	MUS\$452,48	MUS\$105,05	MUS\$3,44	MUS\$4,55	MUS\$4,43	MUS\$569,95
2025	MUS\$390,08	MUS\$90,35	MUS\$2,96	MUS\$3,91	MUS\$3,82	MUS\$491,12
2026	MUS\$331,57	MUS\$76,62	MUS\$2,51	MUS\$3,32	MUS\$3,24	MUS\$417,27
2027	MUS\$281,83	MUS\$64,94	MUS\$2,14	MUS\$2,83	MUS\$2,76	MUS\$354,49
2028	MUS\$239,56	MUS\$55,00	MUS\$1,82	MUS\$2,40	MUS\$2,34	MUS\$301,12
2029	MUS\$203,63	MUS\$46,54	MUS\$1,54	MUS\$2,04	MUS\$1,99	MUS\$255,74
2030	MUS\$173,08	MUS\$39,34	MUS\$1,31	MUS\$1,73	MUS\$1,69	MUS\$217,16
2031	MUS\$147,12	MUS\$33,22	MUS\$1,11	MUS\$1,47	MUS\$1,44	MUS\$184,37
2032	MUS\$125,05	MUS\$28,01	MUS\$0,95	MUS\$1,25	MUS\$1,22	MUS\$156,49
2.033	MUS\$106,29	MUS\$23,58	MUS\$0,81	MUS\$1,07	MUS\$1,04	MUS\$132,79
2.034	MUS\$90,35	MUS\$19,81	MUS\$0,68	MUS\$0,91	MUS\$0,88	MUS\$112,64
2.035	MUS\$76,80	MUS\$16,61	MUS\$0,58	MUS\$0,77	MUS\$0,75	MUS\$95,51
2.036	MUS\$65,28	MUS\$13,89	MUS\$0,49	MUS\$0,65	MUS\$0,64	MUS\$80,95
2.037	MUS\$55,49	MUS\$11,57	MUS\$0,42	MUS\$0,56	MUS\$0,54	MUS\$68,58
2.038	MUS\$46,37	MUS\$10,30	MUS\$0,28	MUS\$0,40	MUS\$0,41	MUS\$57,76
2.039	MUS\$39,41	MUS\$8,76	MUS\$0,24	MUS\$0,34	MUS\$0,35	MUS\$49,09
2.040	MUS\$33,50	MUS\$7,44	MUS\$0,20	MUS\$0,29	MUS\$0,30	MUS\$41,73

### 6.3. 8. Estructura de costos.

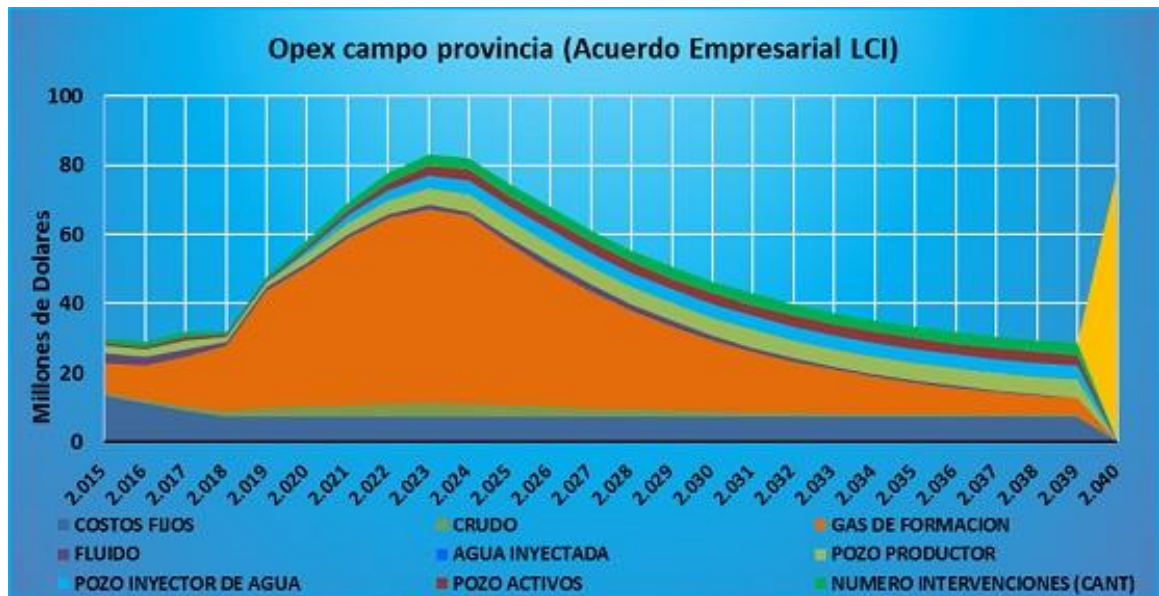
**6.3.8.1. Costos de Operacionales:** En la gráfica 40 se pueden detallar los costos fijos de operación en millones de dólares del campo en la base de la gráfica de color morado; y por encima de estos el comportamiento de cada uno de los costos variables (crudo, fluidos, gas de formación, pozos activos, etc.).

Los costos de abandono teniendo como base el Acuerdo Empresarial LCI son:

- ✓ Pozos e instalaciones inactivas: ECP: 100%
- ✓ Instalaciones y pozos nuevos: ECP: 52%; Socio: 48%
- ✓ Instalaciones y pozos inactivos que se usen en el proyecto: ECP: 75%; Socio: 25%

En cuanto a los Costos Operacionales el Acuerdo Empresarial LCI establece actualmente que la participación de Ecopetrol S.A. es del 52% y la del socio es de 48%.

**Gráfica 41. Opex Campo Provincia Participación Ecopetrol con base en el Acuerdo Empresarial LCI.**



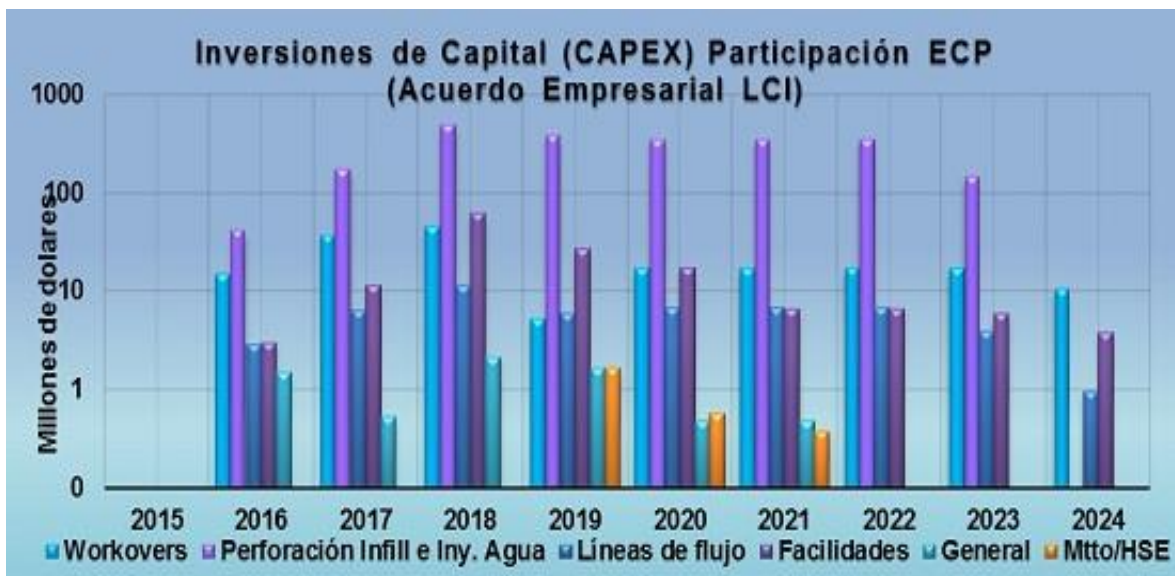
Fuente: ECOPETROL S.A. Basando: En el Acuerdo Empresarial LCI

**6.3.8.2. Costos de Inversión:** En la gráfica 42 se expresa las inversiones en millones de dólares para la perforación infill desde el año 2016 a 2023; así como la campaña de workover, la construcción de facilidades de superficie con líneas de flujo, mantenimiento y HSE que se realizará sobre el campo Provincia basado el

Acuerdo Empresarial LCI y cuyo objetivo es lograr un incremento del factor de recobro final del 30%. El Acuerdo LCI establece una participación de Ecopetrol del 48% y una participación del socio del 52%, pero los primeros ochenta y tres millones de dólares (MUS\$83) que se inviertan serán 100% a cargo del socio.

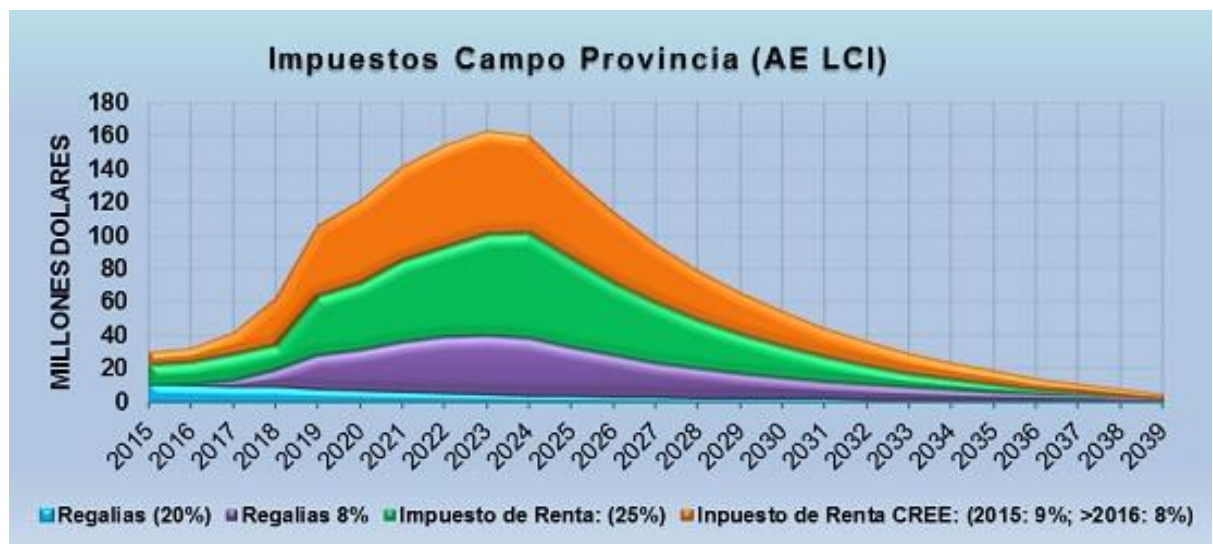
De resaltar que los costos de perforación en el Campo Provincia de un pozo inyector y un pozo productor difieren considerablemente con los costos de perforación del Campo LCI, debido principalmente a que la profundidad de las formaciones de interés de los pozos en el Campo Provincia es mucho mayor (Provincia: 8.000 ft; LCI: 3.000 ft). Por la razón anterior para estimar la inversión necesaria para la perforación de los pozos infill real que se está desarrollando bajo el Acuerdo Empresarial LCI, se tomaron como base los costos estimados de perforación del Campo Provincia; los demás costos de inversión se mantuvieron constantes.

**Grafica 42. CAPEX Campo Provincia Participación ECP (Acuerdo Empresarial LCI)**



**6.3.8.3. Obligaciones Tributarias (impuestos).** La grafica 43 expresa los impuestos estimados en millones de dólares basados en los pronósticos de ingresos, OPEX, CAPEX y abandono para el campo Provincia basados en el Acuerdo Empresarial LCI; para los cual se tuvo en cuenta los tres obligaciones tributarias: regalías (Producción básica: 20%; Producción Incremental: 8%\*); impuestos de renta (25%) e impuestos de renta CREE con (9% para 2015 y a partir del siguiente año con el 8%).

**Grafica 43. Impuestos participación Ecopetrol (Acuerdo Empresaria –LCI).**



En la tabla 48 se detalla un resumen del pronóstico de costos para el campo provincia según el Acuerdo Empresarial LCI a partir del año 2015.

\* Se toma como base que la producción incremental se debe al proyecto de recuperación secundaria a implementar en el campo (Inyección de agua)

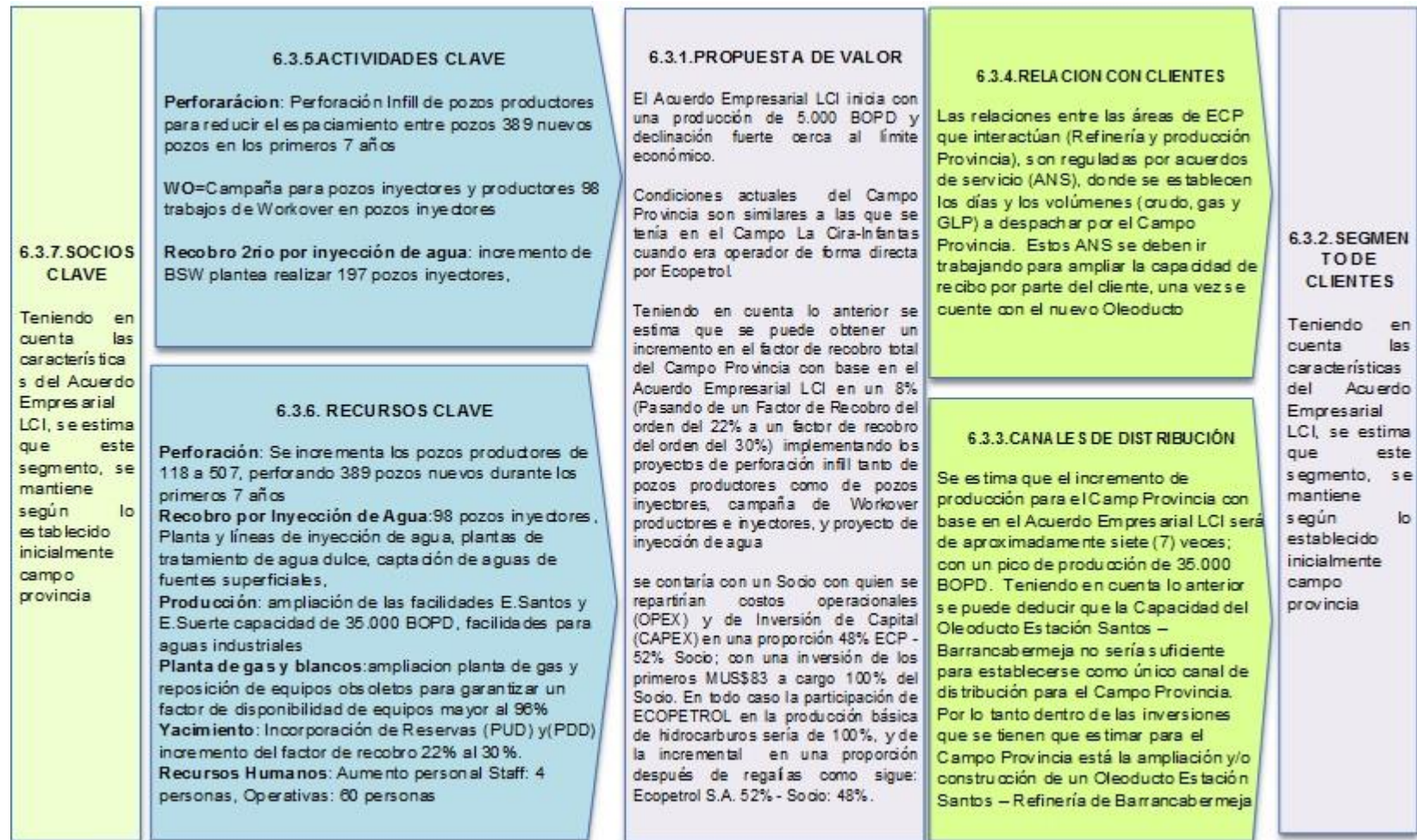
**Tabla 48. Costos de Operación Campo Provincia (AE LCI)**

OPEX - CAPEX - IMPUESTOS ESTIMADOS CAMPO PROVINCIA BASADOS EN EL ACUERDO EMPRESARIAL LCI												
AÑO	OPEX			CAPEX						Impuestos		Total
	Variables	Fijos	Costos Abandono	Workovers	Pert. Infill e Inv. Agua	Lineas de flujo	Facilidades	General	Mtto/HSE	Regalias	Oblig. Tributarias	
2.015	MUS\$16,7	MUS\$13,5		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$10,1	MUS\$20,2	MUS\$60,4
2.016	MUS\$18,0	MUS\$11,2		MUS\$14,8	MUS\$42,4	MUS\$2,9	MUS\$3,0	MUS\$1,5	MUS\$0,0	MUS\$9,1	MUS\$22,0	MUS\$124,8
2.017	MUS\$22,8	MUS\$9,3		MUS\$36,5	MUS\$173,0	MUS\$6,3	MUS\$11,7	MUS\$0,5	MUS\$0,0	MUS\$8,5	MUS\$29,4	MUS\$298,0
2.018	MUS\$24,6	MUS\$7,4		MUS\$44,0	MUS\$485,7	MUS\$11,5	MUS\$61,9	MUS\$2,1	MUS\$0,0	MUS\$8,6	MUS\$43,2	MUS\$689,2
2.019	MUS\$40,5	MUS\$7,4		MUS\$5,3	MUS\$375,0	MUS\$6,0	MUS\$26,7	MUS\$1,7	MUS\$1,7	MUS\$7,3	MUS\$77,6	MUS\$540,1
2.020	MUS\$50,6	MUS\$7,4		MUS\$17,3	MUS\$338,7	MUS\$6,9	MUS\$17,1	MUS\$0,5	MUS\$0,6	MUS\$6,2	MUS\$89,3	MUS\$534,6
2.021	MUS\$61,7	MUS\$7,4		MUS\$17,3	MUS\$338,7	MUS\$6,9	MUS\$6,7	MUS\$0,5	MUS\$0,4	MUS\$5,3	MUS\$105,6	MUS\$550,4
2.022	MUS\$70,1	MUS\$7,4		MUS\$17,3	MUS\$338,7	MUS\$6,9	MUS\$6,7	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$4,5	MUS\$115,4	MUS\$567,0
2.023	MUS\$75,6	MUS\$7,4		MUS\$17,3	MUS\$142,8	MUS\$4,0	MUS\$5,9	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$3,8	MUS\$122,8	MUS\$379,4
2.024	MUS\$74,7	MUS\$7,4		MUS\$10,4	MUS\$0,0	MUS\$1,0	MUS\$3,8	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$3,2	MUS\$120,9	MUS\$221,3
2.025	MUS\$67,0	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$2,7	MUS\$102,9	MUS\$180,1
2.026	MUS\$60,4	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$2,3	MUS\$85,6	MUS\$155,7
2.027	MUS\$53,8	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$2,0	MUS\$71,2	MUS\$134,4
2.028	MUS\$48,0	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$1,7	MUS\$59,1	MUS\$116,2
2.029	MUS\$43,2	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$1,4	MUS\$48,8	MUS\$100,8
2.030	MUS\$39,0	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$1,2	MUS\$40,0	MUS\$87,7
2.031	MUS\$35,5	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$1,0	MUS\$32,6	MUS\$76,6
2.032	MUS\$32,5	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,9	MUS\$26,4	MUS\$67,2
2.033	MUS\$30,0	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,7	MUS\$21,1	MUS\$59,2
2.034	MUS\$27,8	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,6	MUS\$16,6	MUS\$52,4
2.035	MUS\$26,0	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,5	MUS\$12,8	MUS\$46,7
2.036	MUS\$24,4	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,5	MUS\$9,6	MUS\$41,8
2.037	MUS\$23,1	MUS\$7,4		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,4	MUS\$6,8	MUS\$37,7
2.038	MUS\$22,0	MUS\$7,5		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$4,4	MUS\$33,9
2.039	MUS\$21,0	MUS\$7,5		MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$2,6	MUS\$31,1
2.040	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$78,1	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	MUS\$0,0	-MUS\$15,6	MUS\$62,4

Fuente: ECOPETROL S.A. Basado en las condiciones del Campo Provincia

**6.3.9. Modelo CANVAS para el Campo Provincia basado en el Acuerdo Empresarial La Cira-Infantas.** En la figura 20 se plasman los nueve bloques que componen la metodología del canvas, siendo un resumen del detalle analizado en los numerales 6.3.1 al 6.3.9.

**Figura 20. Esquema Modelo de Canvas Campo Provincia (CA LCI)**



### 6.3.9. ESTRUCTURA DE COSTOS

**Costos Operacionales:** Los costos de abandono teniendo como base el Acuerdo Empresarial LCI son:

- Pozos e instalaciones inactivas: ECP: 100%
- Instalaciones y pozos nuevos: ECP: 52%; Socio: 48%
- Instalaciones y pozos inactivos que se usen en el proyecto: ECP: 75%; Socio: 25%

**Costos de Inversión:** Inversiones en millones de dólares para la perforación infill desde el año 2016 a 2023; así como la campaña de workover para los trabajos programados, la construcción de facilidades de superficie con líneas de flujo, mantenimiento del campo y HSE.

**Obligaciones Tributarias:** Regalías (Producción básica: 20%; Producción Incremental: 8% ); impuestos de renta (25%) e impuestos de renta CREE con (9% para 2015 y a partir del siguiente año con el 8%).

**Costos Totales se expresan anualmente como la suma del CAPEX, OPEX e Impuestos:**

**2.015** =MUS\$55,7; **2.016** =MUS\$127,5; **2.017** =MUS\$314,4; **2.018** =MUS\$736,1;  
**2.019** =MUS\$590,1; **2.020** =MUS\$574,9; **2.021** =MUS\$594,6; **2.022** =MUS\$613,5;  
**2.023** =MUS\$414,6; **2.024** =MUS\$247,2; **2.025** =MUS\$201,5; **2.026** =MUS\$173,6;  
**2.027** =MUS\$149,3; **2.028** =MUS\$128,7;

### 6.3.8. FUENTE DE INGRESOS

Los ingresos obtenidos por la producción básica de hidrocarburos son 100% propiedad de Ecopetrol. La producción incremental estimada para el Campo Provincia con base en el Acuerdo Empresarial LCI tendrá una base de participación después de regalías así: Ecopetrol: 52% - Socio: 48%

**Ingresos anuales por ventas de crudo, gas y Blancos (Propano, Butano y Gasolina)**

**2015** =MUS\$98,37; **2016** =MUS\$108,79; **2017** =MUS\$150,13; **2018** =MUS\$238,37;  
**2019** =MUS\$383,67; **2020** =MUS\$445,94; **2021** =MUS\$520,86; **2022** =MUS\$570,96;  
**2023** =MUS\$592,93; **2024** =MUS\$569,95; **2025** =MUS\$491,12; **2026** =MUS\$417,27;  
**2027** =MUS\$354,49; **2028** =MUS\$301,12; **2029** =MUS\$255,74; **2030** =MUS\$217,16;  
**2031** =MUS\$184,37; **2032** =MUS\$156,49

## 7. EVALUACIÓN FINANCIERA

En este capítulo se presentan la evaluación financiera del Campo Provincia acorde a su condición actual, y se presenta la evaluación de cada una de las alternativas para el Campo Provincia analizadas en el presente estudio (Contrato de Asociación Tisquirama, Contrato de Asociación Nare y Acuerdo Empresarial LCI).

Para la Evaluación financiera se presentan el flujo de caja, la curva de Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos netos y de los Costos de Inversión (CAPEX) del Campo Provincia teniendo en cuenta únicamente la participación de Ecopetrol S.A.

El Flujo de Caja permitirá visualizar los costos de inversión, gastos de operación, impuestos e ingresos estimados año a año hasta el límite económico estimado en donde los egresos superan a los ingresos.

La curva de Valor Presente Neto (VPN) permitirá visualizar los ingresos netos y los costos de inversión año a año con una tasa de evaluación del 11%\*.

Una vez presentada esta información se procederá a calcular los indicadores económicos (Tasa Interna de Retorno (TIR), VPN Ingresos, VPN Egresos y Eficiencia de la Inversión (EFI)) para cada alternativa, de tal forma que permita a Ecopetrol S.A. comparar y evaluar la posibilidad de aplicación de cualquiera de estos tipos de contrato/acuerdo en el Campo Provincia.

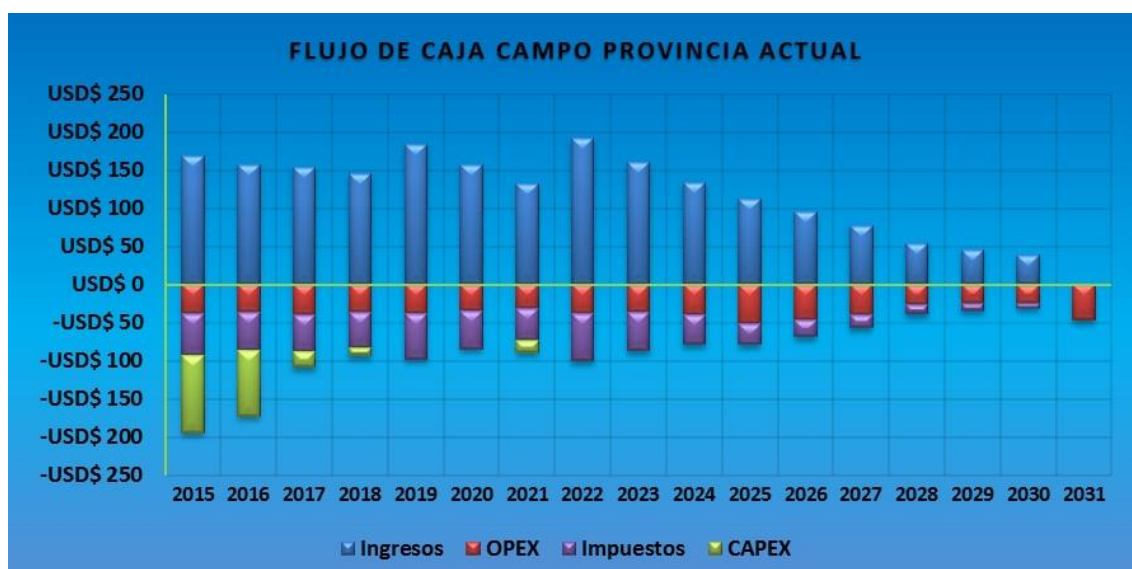
---

\* Tasa de Evaluación definida para evaluación de inversiones en Ecopetrol S.A.

## 7.1. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA

En la gráfica 44 se presenta el flujo de caja del Campo Provincia con las condiciones actuales de operación. El periodo comprendido del análisis se tiene en cuenta los ingresos (venta de crudo, gas y productos blancos acordes a los pronósticos de producción menos el gas de consumo para el sistema de levantamiento) y los egresos estimados por gastos operacionales, impuestos y costos de inversión. El periodo evaluado comprende desde el año 2015 hasta el año 2030, fecha en la cual los costos estimados superarían el ingreso pronóstico. Los costos de abandono del campo, se ubicaron en el siguiente año al límite económico del Campo, conforme a los instructivos de evaluación.

**Gráfica 44. Flujo de caja Campo Provincia**



En la gráfica 45, se traen los ingresos netos (Ingresos menos OPEX menos impuestos menos costos de abandono) a valor presente neto para cada año; lo mismo se realiza con el CAPEX el cual se presenta como un valor negativo debido a su naturaleza de Egreso.

**Grafica 45. Valor presente neto ingresos y CAPEX Campo Provincia**



La Operación del Campo Provincia de forma directa presenta unos buenos indicadores financieros, con una muy alta TIR (87,1%) y una EFI de 2,35 (>1) (ver tabla 49); pero el campo estima un Factor de Recobro Final de apenas 22%, lo cual identifica oportunidades de negocio importantes para poder maximizar este valor.

## 7.2. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA CA TISQUIRAMA

En la gráfica 46 se presenta el flujo de caja del Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Contrato de Asociación Tisquirama. El periodo comprendido del análisis se tiene en cuenta los ingresos (venta de crudo, gas y productos blancos acordes a los pronósticos de producción menos el gas de consumo para el sistema de levantamiento) y los egresos estimados por gastos operacionales, impuestos y costos de inversión. El periodo evaluado comprende desde el año 2015 hasta el año 2027, fecha en la cual los costos estimados superarían el ingreso pronosticado. Los costos de abandono del campo, se

ubicaron en el siguiente año al límite económico del Campo, conforme a los instructivos de evaluación.

**Grafica 46. Flujo de caja Campo Provincia CA Tisquirama**



En la gráfica 47, se traen los ingresos netos de la participación de Ecopetrol (Ingresos menos OPEX menos impuestos menos costos de abandono) a valor presente neto para cada año en el Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Contrato de Asociación Tisquirama; lo mismo se realiza con la participación de Ecopetrol S.A en el CAPEX el cual se presenta como un valor negativo debido a su naturaleza de Egreso.

En el VPN de ingresos netos el valor del año 2028 aparece negativo porque es el año en que se estiman los costos de abandono del campo, y por lo tanto ya no había producción que generará ingresos.

**Grafica 47. Valor presente neto ingresos Provincia CA Tisquirama**



La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama no es atractivo teniendo en cuenta que el VPN se reduce en un 58,6% mientras que la inversión prácticamente se mantiene en el orden de los doscientos millones de dólares, haciendo que la EFI baje de 2,35 a 1,04 (ver tabla 49); y adicionalmente se reduzca el límite económico del campo en tres (3) años.

### 7.3. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA CA NARE

En la gráfica 48 se presenta el flujo de caja del Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Contrato de Asociación Nare. El periodo comprendido del análisis se tiene en cuenta los ingresos (venta de crudo, gas y productos blancos acordes a los pronósticos de producción menos el gas de consumo para el sistema de levantamiento) y los egresos estimados por gastos operacionales, impuestos y costos de inversión. El periodo evaluado comprende desde el año 2015 hasta el año 2032, fecha en la cual los costos estimados superarían el ingreso pronosticado. Los costos de abandono del campo, se ubicaron en el

siguiente año al límite económico del Campo, conforme a los instructivos de evaluación.

**Grafica 48. Flujo de caja Campo Provincia CA Nare**



En la gráfica 49, se traen los ingresos netos de la participación de Ecopetrol (Ingresos menos OPEX menos impuestos menos costos de abandono) a valor presente neto para cada año en el Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Contrato de Asociación Nare; lo mismo se realiza con la participación de Ecopetrol S.A en el CAPEX el cual se presenta como un valor negativo debido a su naturaleza de Egreso.

En el VPN de ingresos netos el valor del año 2033 aparece negativo porque es el año en que se estiman los costos de abandono del campo, y por lo tanto ya no había producción que generará ingresos.

**Grafica 49. Valor presente neto ingresos Provincia CA Nare**



El Contrato de Asociación Nare dentro de las fortalezas que presentan con posibilidad de aplicación en el Campo Provincia se tiene la inyección de geles, la cual permitió estabilizar el factor de declinación del campo del 15% anual al 9% anual y la perforación infill. Esta última no se incluyó en el análisis por no contar con la información suficiente para determinar su aplicación en el campo Provincia pero se deja como una oportunidad de análisis para otro estudio de investigación que permita complementar este estudio.

La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Contrato de Asociación Nare es atractiva a pesar de que el VPN se reduce en un 22,3% mientras que la inversión prácticamente se mantiene en el orden de los doscientos millones de dólares, haciendo que la EFI baje de 2,35 a 1,91 (ver tabla 49); pero amplía el límite económico del campo en dos (2) años, sin contemplar la perforación infill, la cual podría ampliar el límite económico aún más.

#### 7.4. EVALUACIÓN FINANCIERA CAMPO PROVINCIA ACUERDO EMPRESARIAL LCI

En la gráfica 50 se presenta el flujo de caja del Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Acuerdo Empresarial La Cira – Infantas. El periodo comprendido del análisis se tiene en cuenta los ingresos (venta de crudo, gas y productos blancos acordes a los pronósticos de producción menos el gas de consumo para el sistema de levantamiento) y los egresos estimados por gastos operacionales, impuestos y costos de inversión. El periodo evaluado comprende desde el año 2015 hasta el año 2039, fecha en la cual los costos estimados superarían el ingreso pronosticado. Los costos de abandono del campo, se ubicaron en el siguiente año al límite económico del Campo, conforme a los instructivos de evaluación.

**Grafica 50. Flujo de caja Campo Provincia AE LCI**

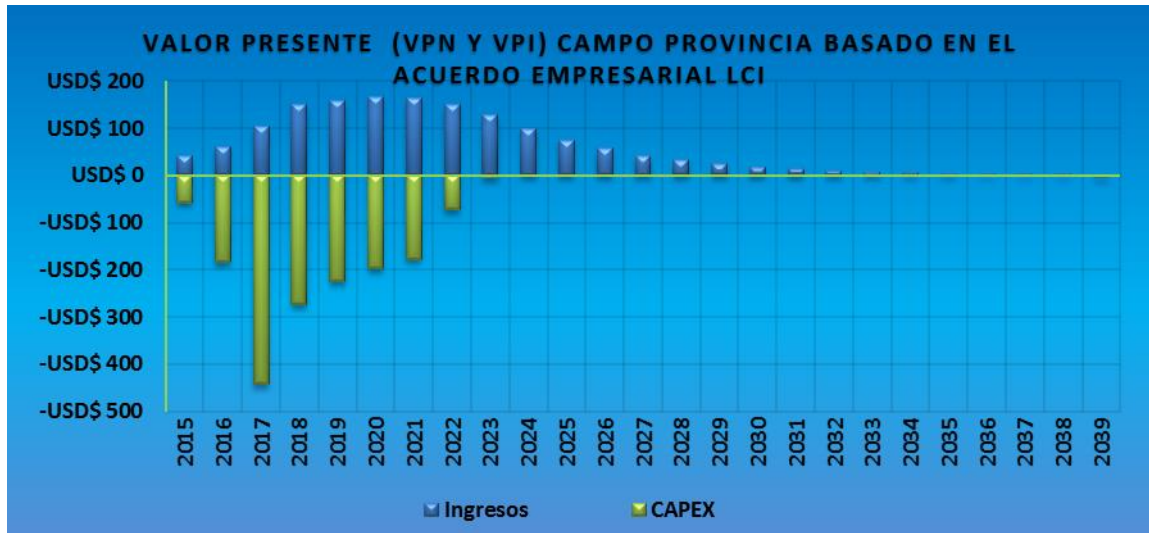


En la gráfica 51, se traen los ingresos netos de la participación de Ecopetrol (Ingresos menos OPEX menos impuestos menos costos de abandono) a valor presente neto para cada año en el Campo Provincia basado en las condiciones evaluadas del Acuerdo Empresarial LCI; lo mismo se realiza con la participación

de Ecopetrol S.A en el CAPEX el cual se presenta como un valor negativo debido a su naturaleza de Egreso.

En el VPN de ingresos netos el valor del año 2.040 aparece negativo porque es el año en que se estiman los costos de abandono del campo, y por lo tanto ya no había producción que generará ingresos.

**Grafica 51. Valor presente (VPN y VPI) Campo Provincia Acuerdo Empresarial LCI**



El Acuerdo Empresarial La Cira Infantas, tiene como fortaleza que se aplicó en un campo con una características de operación muy similares al Campo Provincia; teniendo en cuenta el sistema de recobro secundario establecido para este campo (Inyección de agua) y posibilidad de aplicación de perforación infill para reducir el espaciamiento entre pozos.

Las principales amenazas de la aplicación del Acuerdo Empresarial La Cira Infantas en el Campo Provincia radican en las siguientes particularidades de los dos campos: BSW (Campo Provincia: 2%; Campo LCI: 80%) y profundidad de los pozos (Campo Provincia: 8.000 ft Campo LCI: 3.500 ft). El BSW es una debilidad

en el sentido que se deben buscar fuentes adicionales al agua asociadas para garantizar los volúmenes de inyección requeridos. La mayor profundidad de los pozos del Campo Provincia hace que los Costos de Inversión sean mayores en un proyecto de perforación infill.

La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Acuerdo Empresarial LCI es de analizar con un mayor nivel de detalle (corridas de simuladores de yacimientos); ya que a pesar de maximizar el VPN en 312%, se requiere un incremento VPI del 775%, haciendo que la EFI sea menor a 1 (0,95) y la TIR se reduzca de 87% a tan solo 9%, pero amplía considerablemente el límite económico del campo en nueve años (ver tabla 49) y se estima que incremente el factor de recobro final en 8%, pasando de 22% a un 30%.

## **7.5. COMPARACIÓN INDICADORES ECONÓMICOS CASOS DE NEGOCIO CAMPO PROVINCIA**

En la tabla 49 se presentan los indicadores financieros calculados para cada el Campo Provincia y las tres (3) alternativas analizadas en el presente estudio.

El primer indicador económico que se calculó es el valor presente neto de los Ingresos estimados (VPN), el cual es la sumatoria de los ingresos netos estimados año a año hasta el límite económico del campo contemplando los costos de abandono del mismo, y usando una tasa de evaluación. Se utiliza la tasa de evaluación del 11%, la cual está definida actualmente por Ecopetrol para analizar los casos de inversión.

El segundo indicador económico que se calculó es el valor presente de la inversión estimada (VPI) para lograr los pronósticos de producción incrementales para cada una de las alternativas y usando una tasa de evaluación. Se utiliza la

tasa de evaluación del 11%, la cual está definida actualmente por Ecopetrol para analizar los casos de inversión.

El tercer indicador económico que se evaluó es la tasa interna de retorno (TIR). La TIR define la tasa de interés en la cual el VPN será igual al VPI de los costos de inversión (CAPEX). Entre mayor sea la tasa interna de retorno más atractivo será el caso del negocio.

Finalmente se calculó la Eficiencia de la Inversión (EFI), la cual es el resultado de dividir el VPN sobre el VPI de los costos de inversión a una misma tasa de evaluación. Entre mayor sea el valor de la EFI más atractivo será el caso del negocio.

**Tabla 49. Indicadores Financieros alternativas de Operación Campo Provincia**

<b>EVALUACIÓN FINANCIERA ALTERNATIVAS CAMPO PROVINCIA</b>				
<i>Descripción</i>	<i>Situación Actual</i>	<i>CA Tisquirama</i>	<i>CA Nare</i>	<i>Acuerdo Empresarial LCI</i>
<b>Tasa de Evaluación</b>	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
<b>Ingresos (VPN)</b>	\$497,08	\$204,56	\$386,30	\$1.553,63
<b>Inversión (VPI)</b>	\$211,83	\$197,45	\$201,81	\$1.642,07
<b>TIR</b>	87,1%	13,0%	85,2%	9,0%
<b>EFI</b>	2,35	1,04	1,91	0,95
<b>Límite Económico (Est.)</b>	2.030	2.027	2.032	2.039

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la tabla 49 y analizados en los párrafos anteriores para las tres (3) alternativas estudiadas en el Campo Provincia se identifica que para poder escoger el mejor modelo de negocio para el Campo Provincia, creado a partir de la identificación de las fortalezas de cada uno de los

contratos alternativos propuestos (objetivo específico No 3) se requiere desarrollar dos estudios adicionales en campo: Perforación infill en campo provincia y un diseño de alternativas ambientales, para la captación de agua en el proyecto de inyección de agua para volúmenes superiores a 100.000 BWPD.

Y volver hacer las corridas económicas para el contrato de Asociación Nare y el Acuerdo Empresarial LCI con base en el modelo de negocio desarrollado para cada alternativa.

## 8. CONCLUSIONES

- ✓ La Operación del Campo Provincia de forma directa presenta unos buenos indicadores financieros, con una muy alta TIR (87,1%) y una EFI de 2,35 (>1); pero el campo estima un Factor de Recobro Final de apenas 22%, lo cual identifica oportunidades de negocio importantes para poder maximizar este valor.
- ✓ La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Contrato de Asociación Tisquirama no es atractivo teniendo en cuenta que el VPN se reduce en un 58,6% mientras que la inversión prácticamente se mantiene en el orden de los doscientos millones de dólares, haciendo que la EFI baje de 2,35 a 1,04; y adicionalmente se reduzca el límite económico del campo en tres (3) años.
- ✓ El Contrato de Asociación Nare dentro de las fortalezas que presentan con posibilidad de aplicación en el Campo Provincia se tiene la inyección de geles, la cual permitió estabilizar el factor de declinación del campo del 15% anual al 9% anual y la perforación infill. Esta última no se incluyó en el análisis por no contar con la información suficiente para determinar su aplicación en el campo Provincia pero se deja como una oportunidad de análisis para otro estudio de investigación que permita complementar este estudio.
- ✓ La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Contrato de Asociación Nare es atractiva a pesar de que el VPN se reduce en un 22,3% mientras que la inversión prácticamente se mantiene en el orden de los doscientos millones de dólares, haciendo que la EFI baje de 2,35 a 1,91; pero

amplia el límite económico del campo en dos (2) años, sin contemplar la perforación infill, la cual podría ampliar el límite económico aún más.

- ✓ El Acuerdo Empresarial La Cira Infantas, tiene como fortaleza que se aplicó en un campo con una características de operación muy similares al Campo Provincia; teniendo en cuenta el sistema de recobro secundario establecido para este campo (Inyección de agua) y posibilidad de aplicación de perforación infill para reducir el espaciamiento entre pozos.
- ✓ Las principales amenazas de la aplicación del Acuerdo Empresarial La Cira Infantas en el Campo Provincia radican en las siguientes particularidades de los dos campos: BSW (Campo Provincia: 2%; Campo LCI: 80%) y profundidad de los pozos (Campo Provincia: 8.000 ft Campo LCI: 3.500 ft). El BSW es una debilidad en el sentido que se deben buscar fuentes adicionales al agua asociadas para garantizar los volúmenes de inyección requeridos. La mayor profundidad de los pozos del Campo Provincia hace que los Costos de Inversión sean mayores en un proyecto de perforación infill.
- ✓ La evaluación del Campo Provincia con las condiciones del Acuerdo Empresarial LCI es de analizar con un mayor nivel de detalle (corridas de simuladores de yacimientos); ya que a pesar de maximizar el VPN en 312%, se requiere un incremento VPI del 775%, haciendo que la EFI sea menor a 1 (0,95) y la TIR se reduzca de 87% a tan solo 9%, pero amplia considerablemente el límite económico del campo en nueve años y se estima que incremente el factor de recobro final en 8%, pasando de 22% a un 30%.

## 9. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un estudio técnico-económico de la aplicación de la perforación infill en el Campo Provincia.
  
- ✓ Realizar un diseño de alternativas ambientales (DAA) para establecer la capacidad de captación de agua dulce, que permita incrementar la inyección de agua en el campo Provincia.
  
- ✓ Con base en los dos estudios anteriores volver a calcular los indicadores económicos para el Campo Provincia basados en la metodología CANVAS desarrolladas para el Contrato de Asociación Nare y el Acuerdo Empresarial La Cira Infantas.

## BIBLIOGRAFÍA

ACIPET, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petr6leos. Historia del petr6leo en Colombia.

CLARCK Tim, tu modelo de negocio, pag. 105

ECOPETROL S.A, Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producci6n de Mares, informe t6cnico anual 2014, campo provincia, 1-422, 2015.

ECOPETROL S.A. informe de caracterizaci6n fisicoqu6mica y evaluaci6n de la calidad del agua de los pozos de captaci6n Chiquita-1 (estaci6n santos) y santos-06, pag 1-14, 2004

ECOPETROL S.A. informe mensual de producci6n de pozos de petr6leo y gas plantas y consumos de gas natural y procesado formato ministerial, forma 30, pag. 1-4 2015.

ECOPETROL. Libro conmemorativo 60 a6os. P 461-552

ECOPETROL. Mansarovar Energy Ltda. Informe Contrato de exploraci6n y explotaci6n para el 6rea "Nare". 1980. Otros6 2001, 2010.

ECOPETROL. Occidental andina llc. Contrato de Colaboraci6n Empresarial para la Exploraci6n y Explotaci6n del 6rea la Cira Infantas. 2005.

ECOPETROL. Petronorte. Petrosantander. Contrato de exploraci6n y explotaci6n para el sector Tisquirama.1983. 2008.

ECOPETROL S.A, Referenciamiento Subsuelo VAS 2013

ESP Oil Engineering Consultant, curso taller gas lift básico, Maracaibo, Venezuela, 2004.

GREENBERG Paul, gestión de relaciones con los clientes, pag 265

JUEZ Jaled Jose; RUIZ Ronald Lizandro. Evaluación de un Proyecto de Inyección de N2 en Campo Ancon, Ecuador

KOTLER Philip & ARMSTRONG Gary. Fundamentos de marketing, pag 143

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Dirección general de hidrocarburos, subdirección de hidrocarburos, Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas, Vicepresidencia Regional Central, Gerencia de Mares, forma 9, pag 1-22, 2015.

OSTERWALDER Alexander, diseñando la propuesta de valor, pag 75, generación de modelos de negocios, pag. 76

WHEELER Steven, los canales de distribución, pag 204