

MADURACION DE PROYECTO A FASE 2 PARA EL CAMBIO Y AMPLIACION
DE LAS BOMBAS DE INYECCION DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUA
DE CAMPO SANTIAGO DE ECOPETROL EN MANI CASANARE

MANUEL ANDRES LOPEZ PULIDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

MADURACION DE PROYECTO A FASE 2 PARA EL CAMBIO Y AMPLIACION
DE LAS BOMBAS DE INYECCION DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUA
DE CAMPO SANTIAGO DE ECOPEPETROL EN MANI CASANARE

MANUEL ANDRES LOPEZ PULIDO

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:
ZULY CALDERON CARRILLO
Dra. en Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios por proveerme de la fortaleza y sabiduría para cumplir con esta meta trazada.

A mi familia por ser los baluartes de un nuevo logro personal y por apoyar cada proyecto que inicio y termino en mi vida.

A la Universidad Industrial de Santander por otorgarme las herramientas para crecer profesionalmente y con un nivel competitivo alto.

Al Ingeniero William Quintero Carrillo por su disposición a ser parte de este proyecto, aportando profesionalismo y experiencia para la culminación del mismo.

A los Ingenieros Zuly Calderón Carrillo, Alejandro Parra Santos y Luis Felipe Munera López por aportar experiencia, consejos y conocimiento.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. EL PETROLEO EN COLOMBIA	16
1.1. LAS PRIMERAS CONCESIONES	16
1.2. LA HISTORIA	16
2. DESCRIPCION GENERAL DE ECOPETROL S.A	18
2.1. HISTORIA	18
2.2. TRANSFORMACIÓN DE ECOPETROL S.A.....	19
2.3. UNIDADES DE NEGOCIO	20
2.3.1. Exploración.....	20
2.3.2. Producción	22
2.3.3. Transporte.....	24
2.3.3.1 Líneas, estaciones y terminales.....	25
2.3.4. Refinación.....	27
2.3.5. Suministro	29
2.3.6. Innovación Ciencia Y Tecnología	29
3. DESCRIPCION GENERAL DEL MUNICIPIO DE MANI – CASANARE.....	30
3.1. GENERALIDADES.....	30
3.2. GEOGRAFÍA.....	30
3.2.1. Descripción física.....	30
3.2.2. Límites del Municipio	31
3.3. ECOLOGÍA.....	31
3.4. ECONOMÍA.....	31
3.5. INDICADORES	31
4. GENERALIDADES CAMPO SANTIAGO	32
4.1. CAMPO SANTIAGO ESTE.....	32
4.1.1. Reseña	32
4.1.2. Geología	32
4.1.3. Producción	32
4.1.4. Reservas	33
4.2. CAMPO SANTIAGO NORTE	33
4.2.1. Reseña	33

4.2.2. Geología Santiago 1.....	33
4.2.3. Producción Santiago 1.....	33
5. PLANTA DE INYECCION DE CAMPO SANTIAGO	34
5.1. ANTECEDENTES	34
5.2. GENERALIDADES INYECCIÓN DE AGUA.....	35
5.3. CARACTERÍSTICAS QUE DEBEN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN.....	36
5.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL.....	38
5.5. BOMBAS DE INYECCIÓN	40
5.5.1. Bombas P-103A/B	40
5.5.2. Bombas P-20A/B	41
5.5.3. Bombas de filtración (P-101 A/B/C/D)	41
5.5.4. Bombas reforzadoras (P-102 A/B/C/D/E/F)	41
5.5.5. Bombas decantadoras (P-108A/B)	42
5.5.6. Bombas de fluidización (P-105A/B).....	43
6. MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS - ECOPEPETROL	44
6.1. OBJETIVO.....	44
6.2. FASES DE DESARROLLO	44
6.2.1. Fase 1 – Identificación de la oportunidad.....	44
6.2.2. Fase 2 – Pre-planeamiento y Selección.....	45
6.2.3. Fase 3 – Definición del programa.....	45
6.2.4. Fase 4 – Ejecución y cierre	45
6.2.5. Fase 5 – Monitoreo de los beneficios	45
6.3. COMITÉS DE DECISIÓN DE FASES	46
7. DESARROLLO DEL PROYECTO	46
7.1. IDENTIFICACIÓN DE LA OPORTUNIDAD	46
7.2. DESARROLLO DE ENTREGABLES FASE 1	46
7.2.1. Lista de chequeo FASE 1.....	46
7.2.1.1 Formato ECP-DPY-F-012.....	46
7.2.2. Caso de Negocio	48
7.2.2.1 Objetivo.....	48
7.2.2.2 Alcance resumen	48
7.2.2.3 Justificación del cambio	49
7.2.2.4 Justificación de la ampliación.....	49

7.2.3. Formulación de las alternativas de negocio.....	49
7.2.4. Aplicación de lecciones por aprender	50
7.2.5. Estimado de costos y bases del estimado Clase V	52
7.2.5.1 Estimado de costos Clase V.....	52
7.2.6. Bases del estimado Clase V	53
7.2.7. Declaración del alcance.....	53
7.2.8. WBS – Work Breakdown Structure – Estructura de Descomposición del Trabajo	53
7.2.9. Diccionario de la WBS	55
7.2.10. Cronograma maestro y bases del cronograma	65
7.2.11. Plan de gestión de riesgos y plan de tratamiento de riesgos	66
7.2.12. Identificación y plan de gestión de involucrados.....	67
7.2.12.1 Formato ECP-DPY-F-003.....	68
7.2.13. Identificación de recursos para FASE 2	70
7.2.14. Estrategias de las áreas transversales.....	70
7.2.14.1 Gestión Ambiental.....	70
7.2.14.1.1 Antecedentes	70
7.2.14.1.2 Recomendaciones	71
7.2.14.2 Gestión Social.....	71
7.2.14.2.1 Concepto general	72
7.2.14.3 Gestión Inmobiliaria.....	73
7.2.14.3.1 Antecedentes	73
7.2.14.3.2 Concepto general	73
7.2.14.4 Gestión Seguridad física	73
7.3. DESARROLLO DE ENTREGABLES FASE 2	74
7.3.1. Lista de chequeo FASE 2.....	75
7.3.1.1 Formato ECP-DPY-F-013.....	75_Toc413630023
7.3.2. Caso de negocio FASE 2.....	77
7.3.2.1 Objetivo	77
7.3.2.2 Alcance resumen.....	77
7.3.2.3 Justificación	77
7.3.3. Project Charter	78
7.3.4. Análisis y selección de alternativa optima	78
7.3.5. Estimado de costos y bases del estimado Clase IV	80

7.3.6. Lecciones aprendidas FASE 2 y 3.....	81
7.3.7. Declaración del alcance, WBS y diccionario de la WBS.....	82
7.3.8. Cronograma maestro y bases del cronograma	82
7.3.9. Plan de gestión de riesgos y plan de tratamiento de riesgos para el proyecto	82
7.3.10. Plan de compras y contratación.....	83
7.3.10.1 Evaluación de proveedores	83
7.3.10.2 Estrategia de contratación	84
7.3.11. Actualización de identificación y plan de involucrados	85
7.3.12. Definición, selección y conformación del equipo del proyecto	85
7.3.13. Plan de gestión de recursos humanos	86
7.3.14. Plan de ejecución del proyecto	86
7.3.15. Resultados de aplicación de PIV's en FASE 3.....	86
7.3.16. Documento Soporte de Decisión - Actualizado	87
CONCLUSIONES	88
BIBLIOGRAFIA	89

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Principales Descubrimientos Petrolíferos.....	16
TABLA 2. Principales Descubrimientos Petrolíferos.....	18
TABLA 3. Gestión Exploratoria Ecopetrol S.A.....	22
TABLA 4. Gerencias regionales de transporte de Ecopetrol S.A	27
TABLA 5. Generalidades refinerías en Colombia.....	28
TABLA 6. Comercio internacional de Ecopetrol S.A.....	29
TABLA 7. Generales	31
TABLA 8. Distribución etaria	32
TABLA 9. Tasas y Presiones de Inyección de agua a pozos	39
TABLA 10. Lista de Chequeo FASE 1.....	47
TABLA 11. Lecciones aprendidas	50
TABLA 12. Análisis de alternativas	52
TABLA 13. Diccionario de la WBS – FASE 1	55
TABLA 14. Gestión proyectos – FASE 1	55
TABLA 15. Gestión de alcance – FASE 1	56
TABLA 16. Gestión de tiempo – FASE 1.....	57
TABLA 17. Gestión de costos – FASE 1	58
TABLA 18. Gestión de calidad – FASE 1	58
TABLA 19. Gestión de recursos humanos – FASE 1	59
TABLA 20. Gestión de comunicaciones – FASE 1.....	60
TABLA 21. Gestión de riesgos – FASE 1.....	60
TABLA 22. Gestión de compras y contratación – FASE 1	61
TABLA 23. Gestión de involucrados – FASE 1	62
TABLA 24. Gestión de social – FASE 1	62
TABLA 25. Gestión de ambiental – FASE 1.....	63
TABLA 26. Gestión de integración – FASE 1.....	64
TABLA 27. Cierre de fase 1.....	64
TABLA 28. Cronograma e Hitos relevantes	65
TABLA 29. Resumen Análisis de riesgos.....	67
TABLA 30. Identificación de involucrados	68
TABLA 31. Lista de Chequeo FASE 2.....	75
TABLA 32. Análisis de alternativas FASE 2	79
TABLA 33. Formato estimado de costos - resumen.....	80
TABLA 34. Plan de tratamiento de riesgos	82
TABLA 35. Criterios de evaluación.....	83
TABLA 36. Evaluación de proveedores.....	83
TABLA 37. Calificación de proveedores.....	84
TABLA 38. Vehículos de contratación.....	84

TABLA 39. Equipo de trabajo	85
TABLA 40. Herramienta de selección PIV	87

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Árbol de Navidad	22
FIGURA 2. Machín o bomba de varilla.....	23
FIGURA 3. Separador de fluidos y gas	24
FIGURA 4. Oleoductos de Colombia.....	26
FIGURA 5. Poliducto de Colombia	26
FIGURA 6. Gasoductos de Colombia.....	27
FIGURA 7. Localización Campo Santiago	35
FIGURA 8. Esquema recuperación de crudo con inyección	37
FIGURA 9. Esquema planta de inyección de agua	38
FIGURA 10. Diagrama de bloques proceso de inyección a pozos.....	39
FIGURA 11. Bombas horizontales centrífugas multi-etapas	41
FIGURA 12. Bombas booster.....	42
FIGURA 13. Bombas decantadoras	43
FIGURA 14. Diagrama de manejo de aguas de inyección	44
FIGURA 15. WBS del proyecto	54
FIGURA 16. Personograma	70
FIGURA 17. Estructura de Costos del Proyecto.....	81
FIGURA 18. Estrategia de contratación	84

RESUMEN

TITULO:

MADURACION DE PROYECTO A FASE 2 PARA EL CAMBIO Y AMPLIACION DE LAS BOMBAS DE INYECCION DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUA DE CAMPO SANTIAGO DE ECOPETROL EN MANI CASANARE*

AUTOR:

LOPEZ PULIDO, Manuel Andrés**

PALABRAS CLAVES:

Maduración, Inyección, Bombas, Alternativa.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto tiene como objeto visualizar las alternativas de cambio y ampliación de las bombas de inyección de agua de Campo Santiago en Maní – Casanare, debido a que se han identificado oportunidades para el incremento de la producción crudo, posteriormente seleccionar la más óptima desde el punto de vista costo-efectivo; y así definir el plan de compras y contrataciones del proyecto.

Sin embargo, se presenta una problemática en la capacidad de inyección de agua de las 4 bombas multi-etapa existentes y que cuentan con una capacidad instalada de 80.000 barriles de agua por día; Capacidad que está muy por debajo de los 120.000 barriles por día de agua para re-inyección que el campo generaría, si los pozos que actualmente se encuentran cerrados se les diera apertura con el fin de generar el incremento deseado de más de 300 barriles/día, adicionalmente las bombas no brindan el nivel de confiabilidad requerido, pues el modelo es considerado obsoleto por el fabricante y se torna dispendioso y costoso su mantenimiento y reparación.

La ampliación del sistema de inyección de agua de la planta de inyección de agua, es una necesidad sentida para ECOPETROL S.A debido a que por la alta producción de agua que actualmente se tiene en el campo y la ausencia de capacidad de la PIA de reinyectar dicha agua, se han puesto fuera de servicio pozos que aportaban a la producción cerca de 300 barriles de crudo, los cuales también aportaban 40.000 barriles de agua de producción, partiendo de lo anterior se plantearon 4 alternativas para para la solución del problema, una vez analizadas se determinó que la alternativa 3 “Aumentar a la máxima capacidad posible sin cambiar facilidades (86.000 BWPD)” fue la más viable técnica y económicamente, manteniéndose dentro de los lineamientos del portafolio de inversión de ECOPETROL S.A.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.
Director: Ing. Zuly Calderon Carrillo

ABSTRACT

TITLE:

Maturation OF PROJECT TO PHASE 2 FOR CHANGE AND EXPANSION OF THE FUEL INJECTION PUMPS OF THE INJECTION SITE FIELD WATER SANTIAGO OF ECOPETROL IN MANI CASANARE.*

AUTHOR:

LOPEZ PULIDO, Manuel Andrés**

KEYWORDS:

Ripening, Injection, Pump, Alternative

DESCRIPTION:

This project is to display the options for change and expansion of injection pumps water from Campo Santiago in Mani - Casanare, because we have identified opportunities for increased oil production, and then selects the most optimal from the cost-effective point of view; and define the plan of procurement and contracting project.

However, a problem occurs in the water injection capacity of the 4 existing multistage pumps and have an installed capacity of 80,000 barrels of water per day capacity; Capacity is well below 120,000 barrels per day of water for reinjection that generate the field, if the wells are currently closed opening were given in order to generate the desired increase of more than 300 barrels / day additionally pumps do not provide the level of reliability required, because the model is considered obsolete by the manufacturer and their maintenance and repair becomes wasteful and expensive.

The extension of the system water injection plant water injection is a felt need for Ecopetrol SA because of the high production of water currently have in the field and the lack of capacity of the PIA to reinject this water, have been put out of wells contributing to production about 300 barrels of oil, which also contributed 40,000 barrels of produced water, based on the above four alternatives were sought for to solve the problem, service once analyzed determined that Alternative 3 "Increasing the maximum possible capacity without changing facilities (86,000 BWPD)" was the most technically and economically feasible, staying within the guidelines of the investment portfolio of Ecopetrol SA

* Degree work

** Physical Chemistry of Faculty. Hydrocarbon Management Specialization.
Directed by: Ing. Zuly Calderon Carrillo

INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene como objetivo identificar la viabilidad técnica y económica, para el cambio y ampliación de las bombas de inyección de agua de Campo Santiago de ECOPETROL S.A en Maní – Casanare, debido a la alta producción de agua, que actualmente se tiene en el campo y la ausencia de capacidad de la PIA de reinyectar dicha agua, por lo anterior la operación del campo se ha visto en la obligación de poner fuera de servicio pozos, que aportaban a la producción cerca de 300 barriles de crudo, con 40.000 barriles de agua de producción.

El sistema actual del campo tiene la capacidad de operar, el incremento en la producción de crudo, así como el manejo de aguas asociado habilitando el servicio de los tanques de reserva; De tal forma se proyecta la operación del pozo SA-11 como pozo inyector y la ampliación de la capacidad de inyección de la PIA.

Las bombas existentes en el campo actualmente, no brindan un alto nivel de confiabilidad operativa, debido a que presentan dificultad en el remplazo de las piezas de repuesto, tiempos de espera prolongados para la ubicación de los mismos, el modelo de la bomba es considerado obsoleto por el fabricante, y propone el reemplazo por un equipo con disponibilidad de soporte técnico y repuestos, las bombas se encuentran trabajando en Upthrust (empuje ascendente) según análisis hecho por el fabricante, lo que aumenta el desgaste de la misma de una forma dramática, esta situación se presenta por operar a una tasa de flujo mayor a la diseñada, por lo anteriormente descrito, se generan complicaciones operacionales y de mantenimiento, lo cual evidencia, la necesidad de optimizar o remplazar estos equipos, para así garantizar el funcionamiento óptimo del sistema de inyección de agua en el Campo Santiago; De no realizarse la inversión para la continuidad operativa del campo, la Empresa estaría asumiendo un riesgo latente, como es la pérdida de producción del campo, por un tiempo estimado de seis meses.

Mediante el modelo de maduración de gestión de proyectos (MMGP) ECOPETROL S.A, se pretende establecer las alternativas que permitan dar una solución técnica y económica al problema existente, desarrollando los entregables de las FASES 1 y 2, tales como la definición clara del alcance del proyecto, las áreas transversales involucradas, el análisis de alternativas propuestas en sus aspectos técnicos, económicos, los riesgos asociados al proyecto incluyendo los planes de tratamiento para dichos riesgos, a fin de realizar las recomendaciones para la implementación de la FASE 3, en la cual el patrocinador autoriza la liberación de los recursos necesarios para ejecutar el proyecto..

1. EL PETROLEO EN COLOMBIA

1.1. LAS PRIMERAS CONCESIONES

Los primeros registros históricos de la existencia de petróleo en Colombia se remontan a la conquista española, cuando las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada llegaron por el río Magdalena a La Tora, un caserío de los Yariguíes situado en lo que hoy es Barrancabermeja, en los alrededores encontraron lugares donde manaba un líquido negro y aceitoso que los Yariguíes utilizaban como reconfortante corporal, entre otros usos. Los españoles lo usaron a su vez para impermeabilizar las embarcaciones, siglos después ese aceite vendría a ser la base de lo que hoy es la industria Colombiana del petróleo.

En la búsqueda y extracción de hidrocarburos Colombia ha pasado de un sistema de concesión a un contrato de asociación con variables como el Factor R. Hoy, cien años después de los primeros hallazgos comerciales de crudo, cuenta con un modelo de contrato de exploración y producción muy competitivo internacionalmente.

Así mismo, la administración de esos recursos no renovables pasó de una empresa industrial y comercial del Estado, la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol que durante 52 años se encargó de gestionar el mapa de tierras y las reservas de hidrocarburos en el país, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH, unidad especial del Ministerio de Minas y Energía.

1.2. LA HISTORIA

TABLA 1. Principales Descubrimientos Petrolíferos

AÑO	EVENTO
1536	Conocimiento de la existencia del petróleo por acompañantes de Gonzalo Jiménez de Quesada.
1903	Primeras reglamentaciones en materia petrolera en el gobierno de Rafael Reyes.
1905	Promulgación del Decreto No. 34 que facultó al poder ejecutivo para otorgar concesiones petroleras.
1905	Se otorgó a Roberto De Mares la concesión petrolera.
1919	Se traspasó, el 25 de Agosto, la Concesión de Mares a la Tropical Oil Company, en la notaria tercera de Bogotá.
1924	El 8 de octubre se inició la primera huelga de la Tronco en Barrancabermeja.
1924	Se declaró que la huelga estaba “fuera de la ley “el 11 de octubre por el gerente de la Tropical Oil Company.

1927	Segunda huelga de la Tronco en Barrancabermeja, en enero.
1931	Se expidió la Ley 37 o “Ley del Petróleo“, en el gobierno de Enrique Olaya Herrera.
1951	Reversión de la Concesión de Mares a la empresa del Estado Colombiano ECOPETROL
1969	Promulgación Ley 20 que sirve de base para el Contrato de Asociación.
1983	Descubrimiento del yacimiento Caño Limón.
1988	Perforación de 73 pozos A3 en el año de 1988.
1993	Descubrimiento del yacimiento Cupiagua.
2003	Creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
2004	21 contratos E&P firmados.
	7 contratos TEA'S firmados
2007	Ronda Caribe. Primera ronda Realizada
2010	Constitución del Nuevo Sistema General de Regalías.
2012	1.000.000 barriles promedio día (BPCD)

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia.htm>

Comercialmente, la historia del petróleo en Colombia comenzó en 1905, cuando el Gobierno Nacional firmó dos contratos de concesión:

- La Concesión De Mares: llamada así porque fue firmada con un particular, Roberto De Mares, quien inició la extracción de petróleo en una gran extensión de terreno al sur de lo que hoy es el centro urbano de Barrancabermeja en el Departamento de Santander.
- La Concesión Barco: firmada con el general Virgilio Barco y localizada en la región del Catatumbo, en el Departamento de Norte de Santander.

Esa modalidad de concesión consistía básicamente en que el Estado cedía a particulares determinadas áreas de territorio para que los concesionarios adelantaran trabajos de exploración. A cambio se acordaba que recibieran unas regalías sobre la producción que obtuvieran, que oscilaban entre 7 y 14%.

La Concesión De Mares pasó después a ser propiedad de la Tropical Oil Company (conocida en esa época en Colombia como la Troco). En 1918 se descubrieron los primeros yacimientos bautizados como la Cira-Infantas, con reservas recuperables cercanas a 800 millones de barriles de petróleo y que aún produce algo de crudo.

2. DESCRIPCION GENERAL DE ECOPETROL S.A

2.1. HISTORIA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos, la naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación, en 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja y trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República, la empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles, gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo; En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

TABLA 2. Principales Descubrimientos Petrolíferos

Nombre	Año de Descubrimiento	Reservas Millones de Barriles
La Cira-Infantas	1918	800
Tibú	1940	270
Casabe	1941	300
Velásquez-Palagua	1946	300
Yariguí	1954	200

Provincia-Payoa	1960	300
Río Zulia	1962	140
Orito	1963	240
Castilla	1969	320
Chuchupa	1972	7 Terapias cúbicos de gas
Apiay-Suria	1981	215
Caño Limón	1983	1250
San Francisco	1985	150
Cusiana	1989	750
Cupiagua	1993	510
Guando	2000	130
Gibraltar	2003	630 Gigapias cúbicos de gas

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=532&conID=76464>

2.2. TRANSFORMACIÓN DE ECOPETROL S.A

En Colombia, los recursos naturales no renovables, entre ellos los hidrocarburos, son de propiedad del Estado. La política petrolera la define el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía y, hasta el 28 de mayo de 2003, Ecopetrol, como entidad del Estado era la encargada de su gestión.

En 2003 el gobierno Colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos, con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de estado como administrador del recurso petrolero y fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) mediante el Decreto Ley 1760 para encargarle la administración de los hidrocarburos, la suscripción y la administración de los contratos de exploración y explotación con las compañías petroleras en el territorio nacional.

Ecopetrol pasó de ser una empresa industrial y comercial del Estado a ser una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y cuyo mayor accionista es la Nación a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que posee más del 80% de las acciones.

Ecopetrol S.A. continúa siendo una empresa integrada de petróleo y gas que opera los campos que tenía asignados de manera directa y que en materia de exploración y producción continúa manejando los contratos que estaban vigentes al 31 de diciembre de 2003 y cuando terminen asumirá los bienes del mismo y los derechos de producción. A partir de entonces, para poder acceder a nuevas áreas de exploración y producción en Colombia, Ecopetrol S.A. acude a la ANH como cualquiera de las compañías petroleras interesadas en invertir en el país para solicitar nuevas áreas.

El plan de negocios de Ecopetrol establece como metas para el año 2015 producir un millón de barriles de petróleo equivalente al día (es decir petróleo y gas), ubicarse entre las 27 primeras compañías del ranking que realiza Petroleum Intelligence Weekly, internacionalizar sus operaciones y desarrollar los negocios de crudos pesados, campos maduros, gas y biocombustibles, entre otros. Esos retos implican un importante flujo de inversión de dinero para la empresa. Tomando esto en consideración, y en busca de una mayor autonomía y de la capacidad de guiarse, como las demás compañías petroleras, por criterios de alta competitividad, el Gobierno Nacional anunció el 25 de julio de 2006 el inicio del proceso de vinculación de capital de terceros o capitalización de Ecopetrol.

La ley 1118, que dio vía libre a ese proceso de capitalización, fue aprobada por el Congreso de Colombia en diciembre de 2006 y la primera ronda de emisión de acciones se adelantó entre el 27 de agosto y el 25 de septiembre de 2007. Los colombianos se vincularon masivamente al proceso de democratización de la propiedad accionaria y se superó la meta impuesta para tres rondas de colocación en sólo esa primera ronda. Las acciones se transan en la Bolsa de Valores de Colombia desde noviembre del 2007 y desde finales del 2008 la empresa ingresó a la Bolsa de Valores de Nueva York -a través de American Depositary Receipts ADR's Nivel 2-, lo que le permite que sus acciones se transen en la plaza bursátil más grande del mundo. Ecopetrol es hoy una sociedad de economía mixta con mayor autonomía para competir en el mercado mundial de hidrocarburos.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

2.3. UNIDADES DE NEGOCIO

2.3.1. Exploración

El primer eslabón en la cadena de hidrocarburos es la exploración de nuevos yacimientos que permitan incorporar nuevos bloques productivos e incrementar las reservas probadas, por esta razón la Vicepresidencia de Exploración tiene la Misión de "Liderar la actividad exploratoria de Ecopetrol S.A. para incrementar el volumen de reservas de hidrocarburos, mediante el hallazgo de nuevas reservas de petróleo

o gas, directamente, en asocio con terceros y/o mediante la compra de las mismas", realizando actividades de exploración de hidrocarburos en 32 bloques del territorio Colombiano de manera directa y en 15 adicionales participa en riesgo con otras compañías, uno de ellos es Tayrona.

En los últimos cinco años Ecopetrol ha realizado un esfuerzo sostenido en materia de exploración, participando en las distintas rondas nacionales e internacionales, solo o en asocio con terceros, lo que le ha significado un incremento de 12 a 40 pozos exploratorios por año, la mayor parte de ellos en territorio Colombiano.

Entre los principales logros en el 2011 se destacaron los siguientes:

- Maduración y generación de prospectos técnica y económicamente viables.
- Incorporación de nuevos bloques como resultado de la ronda Colombia 2010.
- Incorporación de nuevos bloques internacionales.
- Descubrimientos en el bloque Caño Sur, CPO-9, Playón, Tinkhana, Cuisinde y Quifa.

En 2011 se registraron 5.516 km equivalentes de sísmica, de los cuales 5.443 km fueron adquiridos en Colombia (particularmente en la región de los llanos orientales y en el valle medio del Magdalena) y 73 km fuera del país, como resultado del programa iniciado en el 2010 en el Perú.

Con relación a la sísmica nacional, Ecopetrol adquirió 3.978 km como operador y 1.465 km como no operador, así mismo, en el 2011 Ecopetrol perforó en Colombia 40 pozos distribuidos así:

- 21 pozos exploratorios A3/ 12 A2, 10 pozos de delimitación A1 y 9 pozos estratigráficos.
- Se evidenció presencia de hidrocarburos en 9 pozos exploratorios A3 (Mito-1, Nunda-1, CSE-8 ST1, Rumero-1, Pinocho-1, Fauno-1, Trasgo-1, Azabache-1 y Opalo-1) y en 5 de los estratigráficos (Jaspe-3, Avila-1, El valle-1, Akacias ES-2 y CSE-6).

En cuanto a las filiales, Hocol perforó durante el 2011 siete pozos A3 y trece pozos estratigráficos. En dos de los siete pozos A3 se encontró presencia de hidrocarburos, tres se encuentran en evaluación (Granate-1, Merlín-1 y Merlín-2) y dos fueron declarados secos. En once de los estratigráficos se evidenció presencia de hidrocarburos y dos fueron declarados secos.

Las inversiones en exploración de Ecopetrol S.A. tanto directa como en

participación de riesgo en 2011 ascendieron a US\$502 millones, lo que representa un aumento del 194% con respecto a 2010 y una reducción de 2% con relación a 2009.

TABLA 3. Gestión Exploratoria Ecopetrol S.A

Indicador	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011
Sísmica Ecopetrol	Kilómetros	1.670	5.633	9.543	15.961	5.516
	Equivalentes					
Sísmica (2D +3D) Total país	Kilómetros	9.971	16.286	20.117	25.965	23.963
	Equivalentes					
Perforación Ecopetrol Pozos A3	Pozos	12	15	16	19	21
Perforación Pozos A3	Pozos	75	96	75	112	126
Total país						
Inversión Ecopetrol	Millones de dólares	265	485	510	258	502

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=44&conID=76465>

2.3.2. Producción

Para poner a producir un pozo se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la profundidad de las formaciones donde se encuentra el hidrocarburo. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como “tubería de producción”.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado “árbol de Navidad”, que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

FIGURA 1. Árbol de Navidad



Fuente: http://1.bp.blogspot.com/-ibYs_8iAx4/UVY9T_BSYdl/AAAAAAAAAfi/U5O5rpxgiXA/s1600/WellHead.jpg

Si no existe esa alta presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el “balancín” o “machín”, el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie. En la actualidad existen dispositivos eléctricos de menor tamaño que realizan esta función.

FIGURA 2. Machín o bomba de varilla



Fuente: https://c2.staticflickr.com/4/3413/3199714776_5f1f73b64d.jpg

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento, una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación. El gas natural asociado que acompaña al petróleo se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlo como “gas seco” hacia los centros de consumo a través de gasoductos, en el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado y extracción de livianos a una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

FIGURA 3. Separador de fluidos y gas



Fuente: http://www.bolland.com.ar/sites/default/files/13_Separador_bifasico_El_Medanito_YPF.jpg

Pese a los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo que se encuentra (in situ) en un yacimiento, en el mejor de los casos se extrae de 25% a 40%, por tal razón, existen métodos de “recobro mejorado” para lograr la mayor extracción posible de petróleo en yacimientos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través de los pozos productores o por intermedio de pozos inyectoros paralelos a estos.

2.3.3. Transporte

El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación, para ello se construye un oleoducto, trabajo que consiste en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el

punto de refinación y/o de embarque. La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende principalmente del diámetro de la tubería, es decir, cuanto más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. En Colombia hay oleoductos desde 4 hasta 36 pulgadas de diámetro, estas líneas de acero pueden ir aéreas en puentes colgantes y sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía.

En la parte inicial del oleoducto una “estación de bombeo” impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones denominadas de reimpulso o refuerzo, necesarias para que le permitan superar sitios de gran altura, como las cordilleras en Colombia, y transportar el petróleo hasta la estación terminal, de igual forma los oleoductos disponen también de válvulas de seccionamiento y válvulas de choque que permiten controlar el paso del petróleo entre la estación inicial y terminal y atender oportunamente situaciones de emergencia.

El gas natural se transporta en idénticas circunstancias, pero en este caso la tubería se denomina “gasoducto”. Hay ductos similares que cumplen funciones específicas: poliductos para gasolinas, A.C.P.M. y otros derivados; propanoductos para gas propano, combustoleoductos para combustóleo, etc.

Los buque-tanques son enormes barcos dotados de compartimentos y sistemas especiales diseñados para el transporte marítimo de petróleo crudo, gas, gasolina o cualquier otro derivado. Son el medio de transporte más utilizado para el comercio mundial del petróleo. La capacidad de cada una de estas naves varía según su tamaño, el servicio que preste y la ruta que cubra. Usualmente transportan cientos de miles de barriles.

La operación de cargue puede tardar de 12 horas a dos días, contando el amarre inicial y el desamarre final del buque en el sitio de cargue. En ella intervienen, desde las autoridades portuarias y ambientales de la Nación donde se realiza la operación y los representantes de las compañías que venden y compran el crudo, hasta el capitán del buque y los buzos de puerto que conocen las tuberías por donde se transporta el petróleo en el lecho marino.

Ecopetrol S.A. garantiza al país y a los inversionistas el transporte y disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos para refinación, exportación o consumo a través de su red de 8.500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico, para esto cuenta con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía Colombiana, además de sus centros de almacenamiento.

2.3.3.1 Líneas, estaciones y terminales

El sistema de transporte cuenta con 8.500 kilómetros de redes principales de oleoductos y poliductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico, los principales

oleoductos trabajan, en la actualidad, a un 60% de su capacidad operativa. Para los nuevos descubrimientos, Ecopetrol S.A cuenta con una amplia experiencia en la oferta de servicios de transporte multimodal, a través de oleoductos, poliductos, buque-tanques; ofreciendo soluciones integrales a sus clientes.

FIGURA 4. Oleoductos de Colombia



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/mapa-olioducto.GIF>

FIGURA 5. Poliducto de Colombia



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/documentoZs/mapa-poliductos.gif>

FIGURA 6. Gasoductos de Colombia



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/mapa-gasoductos.gif>

Para atender la operación de la red, la Vicepresidencia se encuentra organizada en cinco Gerencias Regionales, cuya distribución geográfica es la siguiente:

TABLA 4. Gerencias regionales de transporte de Ecopetrol S.A

GERENCIA	SEDE	NEGOCIO	AREAS
Caño Limón-Coveñas	Cúcuta	Transporte de crudo	Arauca, Norte, Coveñas.
Andina	Bogotá	Transporte de combustibles	Llanos y Sabana.
Caribe	Santa Marta	Transporte de combustibles	Pozos Colorados, Sucre.
Magdalena	Barrancabermeja	Transporte de crudo y combustibles	Galán, Vasconia.
Occidente	Yumbo, Cali (Valle)	Transporte de combustibles	Antioquia, Valle, Caldas.

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=82&conID=37995>

2.3.4. Refinación

Una refinería es un enorme complejo donde el petróleo crudo se somete, en primer lugar, a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de los componentes que

contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, hasta el punto de que de él pueden obtenerse más de dos mil productos, y puede clasificarse en cuatro categorías: parafínico, nafténico, asfáltico o mixto y aromático., los productos que se sacan del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, A.C.P.M., etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad, las hay para procesar crudos livianos, crudos pesados o mezclas de ambos, por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra.

En Colombia hay dos refinerías: El Complejo Industrial de Barrancabermeja, propiedad de Ecopetrol, ubicada en el centro del país, en el Departamento de Santander y la Refinería de Cartagena, cuyos propietarios son Glencore International y Ecopetrol y está ubicada en la Zona Industrial de Mamonal, a 10 minutos del centro histórico de Cartagena de Indias en la Costa Atlántica.

A la Refinería de Barrancabermeja se le llama “Complejo Industrial” porque además de producir combustibles como la gasolina y el GLP, también produce petroquímicos e industriales, el gas natural, rico en gases petroquímicos, también puede procesarse en las refinerías para obtener diversos productos de uso en la industria petroquímica.

El Complejo Industrial de Barrancabermeja cargó en el 2006 un promedio diario de 231.969 barriles para procesarlos y obtener los combustibles y demás derivados que se verán en el siguiente capítulo. La refinería más grande del mundo, que es el Complejo Refinador de Paraguaná en el noroccidente de Venezuela es en realidad la suma de 3 refinerías que en su conjunto procesan una dieta de crudo diario superior a los 900 mil barriles.

Estas dos refinerías suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación.

TABLA 5. Generalidades refinerías en Colombia

REFINERIA	SEDE	NEGOCIO	CAPACIDAD INSTALADA	PRODUCCION
Complejo Industrial de Barrancabermeja	Barrancabermeja (Santander).	Refinación de crudo y petroquímica.	250 kbpd	Producción: Gasolina motor (corriente y extra), bencina, cocinol, diésel, queroseno, Jet-A, avigás, gas propano, combustóleo, azufre, ceras parafínicas, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfaltos, alquilbenceno, ciclohexano, disolventes alifáticos.
Refinería de Cartagena	Cartagena	Refinación de crudo	80 kbpd	Producción: Gasolina motor, destilados medios, gas propano, combustóleo.

2.3.5. Suministro

Ecopetrol comercializa en el mercado internacional sus excedentes de petróleo tales como crudo Cusiana, Caño Limón, Castilla Blend, Vasconia, South Blend y productos derivados, entre los que se destacan el fuel Oil N° 6, la nafta virgen, la nafta craqueada, turbocombustible, entre otros, en el mercado nacional comercializa combustibles como la gasolina motor regular, acpm, gas, entre otros, además ofrece productos petroquímicos como disolventes alifáticos, aromáticos, parafinas, polietileno, asfaltos y azufre.

TABLA 6. Comercio internacional de Ecopetrol S.A

Indicador (Millones de dólares)	2009	2010	2011
Valor total exportaciones	5.825	11.420	16.062
Balanza Comercial	4.680		

COMBUSTIBLES				
Indicador	Unidad	2009	2010	2011
Gasolina ventas	Barriles por día calendario (Bpdc)	68.990	72.940	74.500
Diesel ventas	Barriles por día calendario (Bpdc)	97.330	100.580	109.000
Gas natural consumo país	Giga BTU por día(Gbtud)	857	1.061	1.062

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=535&conID=76470>

La Empresa dirige sus esfuerzos a cuatro frentes estratégicos, asegurar la lealtad de sus clientes actuales, posicionar crudos, productos y servicios en segmentos de mercado, desarrollar nuevos productos y servicios de mayor valor para los clientes y desarrollar el mercado del gas natural para la actual y nueva oferta.

2.3.6. Innovación Ciencia Y Tecnología

El sector petrolero en Colombia y Latinoamérica tiene a su disposición un centro de investigación y desarrollo de propiedad de Ecopetrol: El Instituto Colombiano del Petróleo, ubicado en Piedecuesta, muy cerca de Bucaramanga, la capital Santandereana, y a 300 kilómetros al norte de Bogotá, ha desarrollado tecnología aplicada para el sector por más de dos décadas.

En el 2007 los laboratorios del ICP prestaron sus servicios al interior de los negocios de Ecopetrol por un valor equivalente a US\$13,3 millones, mientras que otros

US\$3,2 millones fueron facturados por parte del Instituto a otras empresas del sector petrolero nacional e internacional. A lo largo del año se declararon 23 nuevos productos tecnológicos para un histórico de 113 y se registraron nueve software especializados ante la Dirección Nacional de Derechos de Autor (DNDA), estos últimos se suman a los 81 registrados anteriormente.

La investigación, el desarrollo y la innovación de Ecopetrol S.A están a cargo del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), fundado en 1985, el cual es responsable de la investigación, desarrollo, transferencia y aseguramiento de tecnologías y de conocimiento estratégicos que apalanquen el valor de la operación y crecimiento óptimo de Ecopetrol. Su campo de acción abarca toda la cadena de valor de la empresa: exploración, producción, refinación, transporte, suministro y mercadeo, así como los temas de medio ambiente, de integridad y de automatización.

3. DESCRIPCION GENERAL DEL MUNICIPIO DE MANI – CASANARE

3.1. GENERALIDADES

El primer asentamiento fue fundado por sacerdotes Jesuitas en el siglo XVII, más exactamente en 1685 y sus últimos pobladores le dieron el nombre de “San Luis de Gonzaga de Casimena”, del cual hoy se conocen unas viejas paredes con el nombre de “Ruinas de Pueblo Viejo”, estaba ubicado cerca a lo que hoy es el corregimiento de Santa Helena de Cúsiva, caserío fundado en 1879 y que gracias a su auge comercial por el río Meta alcanzo a convertirse en municipio del Departamento de Boyacá, en el año de 1890 y del cual hacían parte los caseríos de Guafal Pintado, Chavinave y Maní, esta vida municipal le duro muy poco y paso a ser corregimiento, fue destruido completamente durante “la época de la violencia (1948-1953), fue reconstruido y hoy con sus aproximados 250 habitantes es el único corregimiento del municipio de Maní, este último fue fundado aproximadamente en 1879 por descendientes del asentamiento de San Luis de Gonzaga de Casimena, nace a la vida político-administrativa el 16 de mayo de 1905, a partir de 1936 ya empieza a figurar como municipio, en el Archivo Departamental de Boyacá.

3.2. GEOGRAFÍA

3.2.1. Descripción física

El asentamiento urbano dividido en doce barrios ubicados sobre la margen izquierda del río Cusiana a una altura de 187 m.s.n.m., con una temperatura promedio de 26 grados y dista 440 Km. de Bogotá por la hermosa autopista conocida como “la marginal de la selva” y 82 Km. de Yopal por excelente carretera pavimentada y señalizada, el municipio en general cuenta con 11.150 habitantes y lo riegan los ríos Cusiana, Charte, Unete y el Meta en su parte limítrofe sur, además de los caños Guariamena, El Güira, El Casimena, El Cúsiva, Garibay, Dumancita, la Vigía ,Tinije, Dumagua, Cururupá, Bebea y Benjumea, entre otros. El área rural

se divide en 33 veredas, en 6 de los cuales se ubican centros poblados

3.2.2. Límites del Municipio

Se localiza en la zona suroccidental del Departamento del Casanare. Limita por el Norte, con los Municipios de Aguazul y Yopal; por el Oriente, con el Municipio de Orocué, separado por el caño Guariamena; por el Occidente, con el Municipio de Tauramena, separado por el caño Guira y por el río del mismo nombre.

Extensión total: 3860 Km²

Extensión área urbana: 4.6 Km²

Extensión área rural: 3855.4 Km².

3.3. ECOLOGÍA

El clima de Maní es cálido húmedo, presenta dos Estaciones: Verano; inicia en el mes de Noviembre hasta Marzo, Invierno; inicia en el mes de Abril a Octubre. Su temperatura promedio oscila entre 25 y 27 grados centígrados. El Municipio de Maní es bañado por: Ríos Cusiana, Unete y Charte; por los Caños: Guira, Casimena, Cúsiva, Garibay, Benjumea, Dumancita, Tinije, Dumagua, Materro, Cururupa, Bebea, Morichito; por los Esteros: Santa Barbara, Ortigal, Juncal, los Corozos, Los Barritos, Los Pozones, Guio, Babas, Morichal, Titiriji, También parte de la laguna del Tinije. La topografía de Maní es completamente plana, sujeta a inundaciones en la época de invierno. Tiene un desnivel topográfico plano que va desde 170 m.s.n.m. en la parte baja del río Cusiana (desembocadura), hasta los 187 m.s.n.m. en la cabecera municipal. La vegetación es variada; en tiempo de verano es seca. Existen bosques, y morichales que siguen el curso de los caños y los ríos.

3.4. ECONOMÍA

Su economía se basa en la agricultura, ganadería, pesca y actividades desarrolladas entorno a la extracción de petróleo.

3.5. INDICADORES

TABLA 7. Generales

Densidad de población	326 (Hab/Km ²)
Tasa Bruta de natalidad	224.2 (%)
Tasa Bruta de mortalidad	215.22 (%)
Hombres	5924
Mujeres	5253
No. Habitantes Cabecera	8076

No. Habitantes Zona Rural	3852
Total habitantes	11928

Fuente: <http://www.mani-casanare.gov.co/indicadores.shtml>

TABLA 8. Distribución etaria

Rangos de edad	>1 año	1-4	5-14	15-44	45-59	>60
Total por edad		1145	2284	1179	6594	941
Porcentaje	0,00	9,60	19,15	9,88	55,28	7,89

Fuente: <http://www.mani-casanare.gov.co/indicadores.shtml#presupuest>

4. GENERALIDADES CAMPO SANTIAGO

4.1. CAMPO SANTIAGO ESTE

4.1.1. Reseña

La perforación de Santiago Este – 1 (Pozo descubridor) fue realizada por Lasmo en 1988. Este llegó a una profundidad de 10220 pies y probó 1396 BOPD de 21.9°API en la Formación Mirador. El pozo Santiago Este – 2 llegó a una profundidad de 10.150 pies con O/W a -8.760. Actualmente hay tres pozos perforados y el campo es operado por Petrobras.

4.1.2. Geología

La estructura está conformada por un anticlinal de dirección NE. En su flanco oriental tiene una falla con pendiente SE. El paleoambiente de depósito es fluvial de canales meandriformes.

4.1.3. Producción

A Diciembre de 2005 la producción total del área Santiago fue de 3855 barriles diarios de petróleo con un 98% de agua. Se identificaron los campos Santiago Norte, Santiago Este y El Palmar como productores de crudo pesado. El campo Santiago Este cuenta con tres pozos productores, los cuales tienen una producción acumulada de 6,275 MMBO de 20.4° API y corte de agua de 98%, la tasa promedio de producción por pozo es de 280 BOPD.

4.1.4. Reservas

Las reservas probadas desarrolladas son de 0.159 MMBO.

4.2. CAMPO SANTIAGO NORTE

4.2.1. Reseña

El pozo descubridor fue Santiago 1 perforado por Elf en 1975, este llegó a una profundidad de 10,150 pies y produjo crudo pesado (17.5°API) de la formación Mirador, en Guadalupe también mostró crudo pesado (19.9°API); Lasmo en 1984, perforó tres pozos de los cuales Santiago 3 y 4 fueron productores de crudo mediano del Mirador, Santiago 2 resultó seco, Santiago 3 (PT 10,540 pies) probó 882 BOPD de 20.5°API y Santiago 4 llegó a una profundidad de 10,560 pies y probó 2,765 BOPD de 29.2°API, posteriormente se perforó el pozo Santiago 5, el cual permitió confirmar la existencia de la depresión estructural que divide los campos Santiago Sur y Norte. El área tiene actualmente cinco campos en producción operados por Petrobras.

La perforación de Santiago Este – 1 (Pozo descubridor) fue realizada por Lasmo en 1988. Este llegó a una profundidad de 10220 pies y probó 1396 BOPD de 21.9°API en la Formación Mirador. El pozo Santiago Este – 2 llegó a una profundidad de 10.150 pies con O/W a -8.760. Actualmente hay tres pozos perforados y el campo es operado por Petrobras.

4.2.2. Geología Santiago 1

La estructura está conformada por un anticlinal de dirección NE. Su flanco oriental se encuentra limitado por una falla normal con pendiente SE y salto de 420 pies en el sur y 10 pies en el norte. El paleoambiente de depósito de la Formación Mirador es fluvial, principalmente canales meandriformes.

4.2.3. Producción Santiago 1

La producción empezó en 1986. En el 2005, la tasa promedio de producción fue 3,432 barriles diarios de petróleo con un 98% de agua. Los campos Santiago Norte y Santiago Este producen crudo pesado (< 20oAPI). A Junio de 2004, el Campo Santiago Norte presentaba una producción acumulada de petróleo de 6,72 millones de barriles, a una tasa promedio de 130 BOPD de 19,2°API con corte de agua del 97%.

5. PLANTA DE INYECCION DE CAMPO SANTIAGO

5.1. ANTECEDENTES

El contrato de asociación Upía B se firmó en febrero de 1984, con fecha efectiva de inicio el 1 de marzo del mismo año entre Holifield (el operador, 50%) y Ecopetrol (50%). En virtud de posteriores acuerdos comerciales, Holifield cedió sus derechos comerciales en el bloque a Lasmo y luego Lasmo los cedió a Petrobras. Esta asociación comprendió la explotación de los campos Santiago, Santiago Este, Palmar, Juncal y Trompillos ubicado en el municipio de Maní, hasta su culminación el 29 de febrero del año 2012. A partir de esta fecha Ecopetrol, asume la explotación directa de dichos campos.

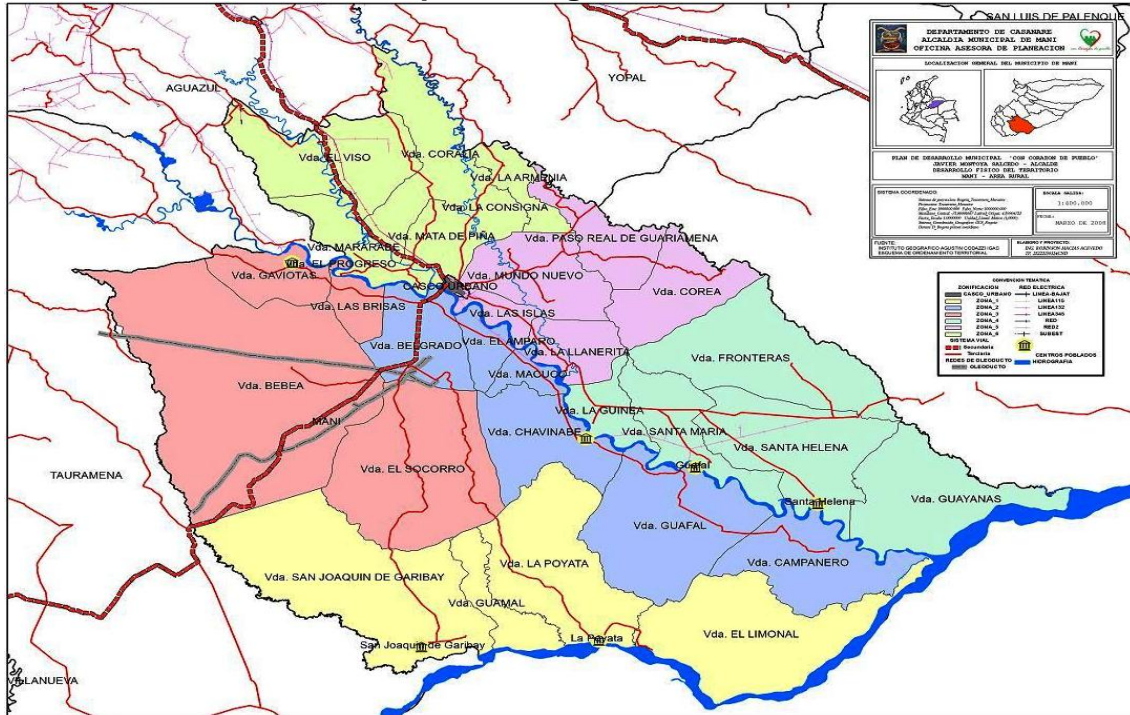
Dado los altos volúmenes de agua asociados a los fluidos de producción, se requiere la disposición de estas aguas, para lo cual, la Corporación Autónoma Regional –CORPORINOQUIA, venía adjudicando el permiso de vertimiento superficial y por reinyección de las aguas residuales industriales asociadas a la producción de hidrocarburos, siendo éste último a través de la Resolución 200.41.11-1340 con fecha 28 de Julio de 2011, en la cual se aprueba aumentar la reinyección de aguas residuales hasta un caudal máximo de 120,000 barriles de agua por día (BWPD), en los pozos inyectoros Santiago-4, Santiago-12 y Santiago-15, ubicados en la vereda Belgrado, del municipio de Maní – Casanare, hasta Diciembre de 2015.

Adicionalmente en la Resolución anteriormente enunciada, en el artículo segundo, se niega la renovación del permiso de vertimiento superficial de 200,000 BWPD, hasta tanto PETROBRAS (anterior operador) no ejecute las actividades descritas en el parágrafo de ese mismo numeral. Por lo anterior, ECOPETROL en calidad de operador, luego de haber revertido el campo, decidió finalizar el vertimiento superficial de las aguas residuales que se venían disponiendo en el caño Dumagua, hasta el 13 de enero de 2013.

Por la razón anteriormente expuesta, se tiene una limitación en el manejo de las aguas residuales industriales asociadas a la producción, lo que conllevó al cierre de 11 pozos productores, y por ende la reducción en producción de crudo cercano a los 400 BOPD.

Actualmente el campo Santiago tiene una producción cercana a los 1.000 barriles de petróleo diarios, se han identificado oportunidades de incremento en la producción de petróleo y se están estructurando proyectos incrementales para optimizar las reservas que aún tiene el campo, entre ellos la ampliación de la capacidad instalada de inyección de agua.

FIGURA 7. Localización Campo Santiago



Fuente: http://www.mani-casanare.gov.co/mapas_municipio.shtml?apc=bcMapas%20Pol%EDticos-1-&x=11188

Geográficamente la Planta de Inyección de Agua del Campo Santiago, se localiza a 14 km del casco urbano de Maní, Departamento del Casanare, tal como se muestra en la Figura 1.

5.2. GENERALIDADES INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural de agua. La primera operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace más de 100 años en el área de Pithole City al Oeste de Pennsylvania. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usada hasta la década de los cuarenta.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un reservorio. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del reservorio. Muchos proyectos de inyección de agua son "patrones de inyección" donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada

es usualmente preferida al agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

5.3. CARACTERÍSTICAS QUE DEBEN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN

1. El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
2. El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación, El encostramiento (Scale) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en súper saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: $BaSO_4$, $SrSO_4$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, FeS y Fe_2S_3 . El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.
3. El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramiento tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
4. El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.
5. La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

La geometría y continuidad del reservorio son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el reservorio tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que está en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y reservorios muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del reservorio es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

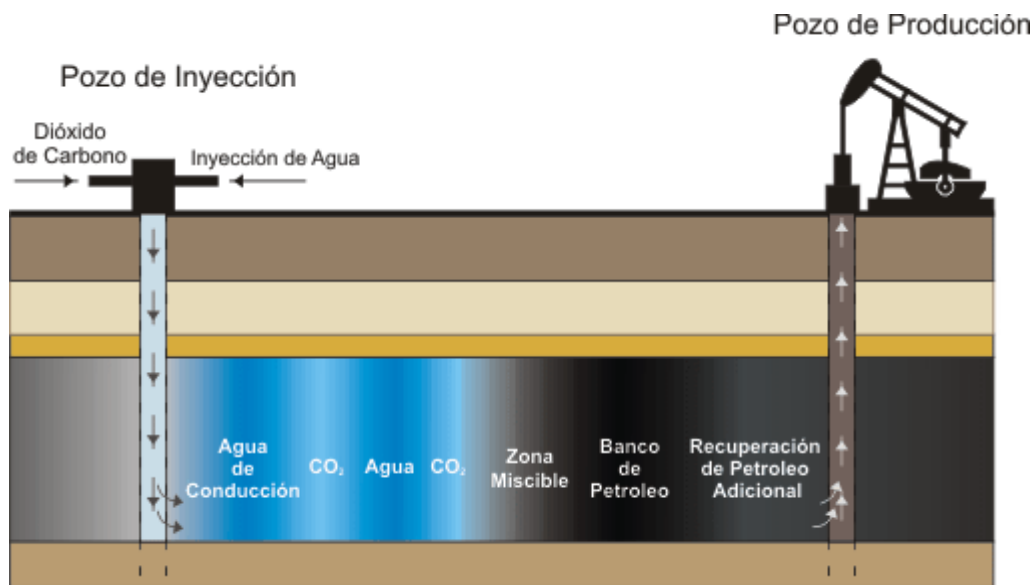
La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la

recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad.

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento es un reservorio de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado.

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del reservorio. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad. El-Khatib concluyó a partir de un modelo matemático que el flujo cruzado entre capas (crossflow) mejora la recuperación de petróleo para sistemas con relaciones de movilidad favorable.

FIGURA 8. Esquema recuperación de crudo con inyección



Fuente: <http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion>

5.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL

FIGURA 9. Esquema planta de inyección de agua



Fuente: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera125/produccion.htm

El agua rica en cloruros que es usada para inyección la proveen los pozos SAN-008, SAN-009, SAN-010, SAN-013, SAN-014, SAN-016, SAN-017, PAL-001, PAL-003, JUN-001, JUN-002 y SAE-002.

El agua a inyectar viene de la línea de descarga de 12" de los separadores de producción general (MBD-301 y MBD-305), ubicados en la estación de producción Santiago; ya en el área de la PIA ingresa por el Manifold de recibo, y es sometida a un proceso de desnatación en los tanques T-104 y T-105. Seguidamente el agua es enviada a los tanques de proceso T-102A/B/C cuya función además de permitir la separación del agua procedente de los tanques desnatao, es proporcionar cabeza para la succión de las bombas de filtración P-101A/B/C/D.

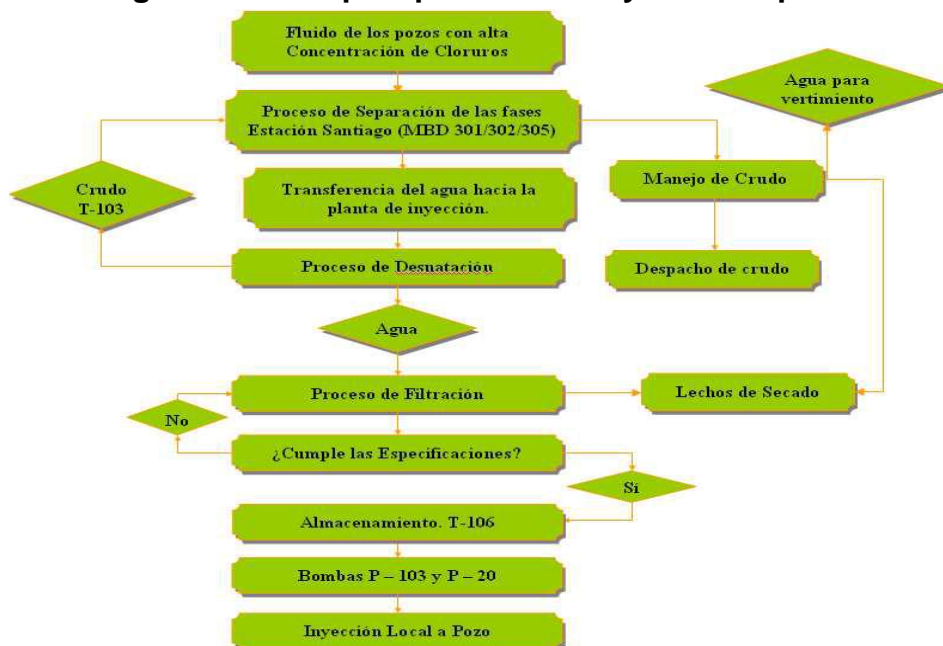
Después de que el agua es sometida a los procesos de filtración en los filtros F-101 A/B/C (actualmente fuera de servicio) para removerle los sólidos suspendidos, es enviada al tanque de almacenamiento TK-106, de donde es succionada por las bombas P-102 A/B/C/D/E/F para alimentar las bombas de inyección horizontales P-103 A/B que inyectan al pozo SAN-15 y también pueden inyectar al pozo SAN-04, y las bombas de inyección horizontales P-20 A/B que inyectan al pozo SAN-04.

El tanque TK-106 además de almacenar agua, cumple la función de entregar cabeza de succión a las bombas Booster P-102A/B/C/D/E/F encargadas de alimentar las bombas de inyección a través del manifold de despacho.

La Planta de Inyección de Agua (PIA), también cuenta con un tanque de almacenamiento de crudo recuperado (TK-103) proveniente de los tanques desnatadores, tanques de proceso, y la caja sumidero de los lechos de secado. El fluido aceitoso es retornado por las bombas P-104 A/B a la Estación de Producción del Campo Santiago a través de una línea de 4”.

El gas disuelto en el agua de producción es enviado a una tea local, pasando antes por un scrubber donde se remueve la humedad presente el gas, por medio de venteos ubicados en el techo de cada tanque.

FIGURA 10. Diagrama de bloques proceso de inyección a pozos



Fuente: Informe Anual de Inyección de Agua – Año 2011 – PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.

Las tasas y presiones para los pozos inyectoros se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 9. Tasas y Presiones de Inyección de agua a pozos

POZO	TASA DE INYECCION (BWPD)	PRESION DE INYECCION (psi)	TIEMPO (H)
SAN-004	35.779	1.820	24
SAN-015	37.558	1.599	24

Fuente: Informe Anual de Inyección de Agua – Año 2011 – PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.

Son bombas Centrífugas horizontales de Impeler cerrado involucradas en el proceso de transferencia y bombeo de fluidos en la Planta de Inyección. A partir de las funciones desempeñadas por cada bomba se pueden clasificar en: bombas de inyección, bombas de filtración, bombas reforzadoras, bombas de decantadores y bombas de fluidización.

5.5. BOMBAS DE INYECCIÓN

Las bombas de inyección son bombas horizontales centrífugas multi-etapas accionadas por motores a Gas Waukesha (turbo cargados); cuentan con válvulas controladoras de presión (PCV) y válvulas de seguridad (PSV) que mantienen constante la presión de succión suministrada por las bombas booster. La presión normal de succión oscila entre 70 y 150 psi, presión que depende del caudal a inyectar y de la disponibilidad de las bombas booster. La presión es incrementada a medida que pasa por las etapas de la bomba hasta alcanzar la presión de descarga que depende de la formación receptora y de las pérdidas por fricción en la línea de superficie y subsuelo.

Las bombas de inyección de agua de producción, se encuentran en dos áreas de proceso diferentes, las bombas P-103 A/B se ubican en la PIA, mientras que las bombas P-20 A/B se ubican en la locación del pozo SAN-4. Existe una interconexión de líneas de descarga que permiten la interconexión de los sistemas de bombeo, permitiendo redirigir el flujo hacia cualquiera de los dos pozos inyectoros en caso de requerirlo.

5.5.1. Bombas P-103A/B

Las bombas P-103A y P-103B ubicadas en la PIA son las encargadas de inyectar el agua por línea de 6" succionándola a una presión promedio de 150 psi, descargándola a aproximadamente 1700 psi e inyectándola en cabeza de pozo a 1550 psi a una tasa de inyección promedio de 37000 BWPD.

Las bombas P-103 A/B de 92 etapas que se encuentran localizadas en la PIA, reciben el agua del manifold de despacho por una línea de 8", cada brazo de succión a cada bomba es de 6" y la envían por una línea de 10" al pozo SAN-15, localizado a una distancia de 2.85 Km. Las dos (2) bombas tienen una capacidad máxima de inyección de 46.000 BWPD alcanzando una presión de descarga máxima de 3000 psi.

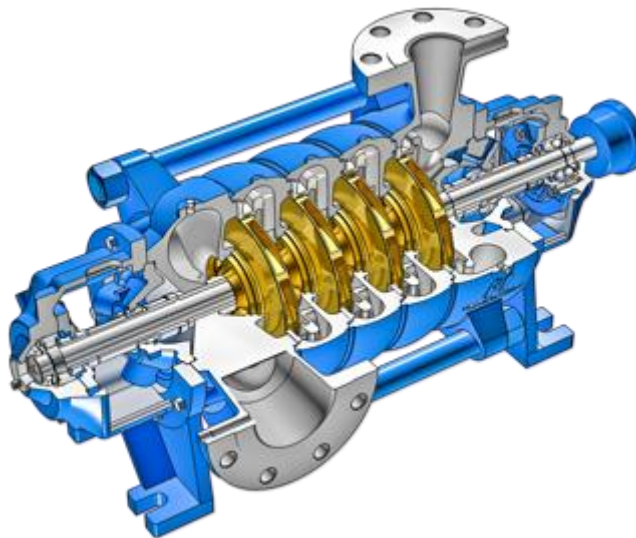
Las bombas cuentan con controles mecánicos (Murphis) ubicados en la succión y la descarga de las bombas; tienen como función apagarlas por altas o bajas presiones de trabajo. Succión: Setting @ 5 psi y 320 psi y descarga @ 300 psi y 3200 psi.

5.5.2. Bombas P-20A/B

Las bombas P-20 A/B de 84 etapas se encuentran ubicadas en la locación del pozo inyector SAN-04. El agua es llevada desde la planta de tratamiento de agua a través del manifold de despacho por una línea de 6" hasta llegar a las bombas en la locación del pozo. Las bombas de inyección tienen una capacidad máxima de 36,000 BWPD alcanzando una presión máxima de descarga de 2300 psi. Al igual que las bombas P-103 A/B, el volumen de agua inyectada es registrado por un sistema de presión diferencial a través de una platina de orificio y un transmisor electrónico que envía una señal de 4 a 20 mA hacia el PLC.

Es posible inyectar agua al pozo SAN-4 desde las bombas P-103A/B ubicadas en la PIA por una línea de 8" y las P-20A/B ubicadas en la locación del SAN-04. Las bombas P-20A/B succionan agua a 150 psi para descargarla a 1850 psi e inyectarla al pozo a 1840 psi a una tasa de inyección promedio de 42000 BWPD.

FIGURA 11. Bombas horizontales centrífugas multi-etapas



Fuente: [http://www.neptunopumps.com/es/bombas_horizontales_multietapas_\(hr\).html](http://www.neptunopumps.com/es/bombas_horizontales_multietapas_(hr).html)

5.5.3. Bombas de filtración (P-101 A/B/C/D)

Son las Bombas P-101 A/B/C/D; cuentan con dos cabezales para transferir los fluidos: Uno de Succión y otro de Descarga con diámetros de 12" y 10" respectivamente. Estas bombas centrífugas toman el fluido del cabezal de succión de los tanques de proceso T-102 A/B/C y alimentan el cabezal de descarga para direccionar el flujo al sistema de filtración.

5.5.4. Bombas reforzadoras (P-102 A/B/C/D/E/F)

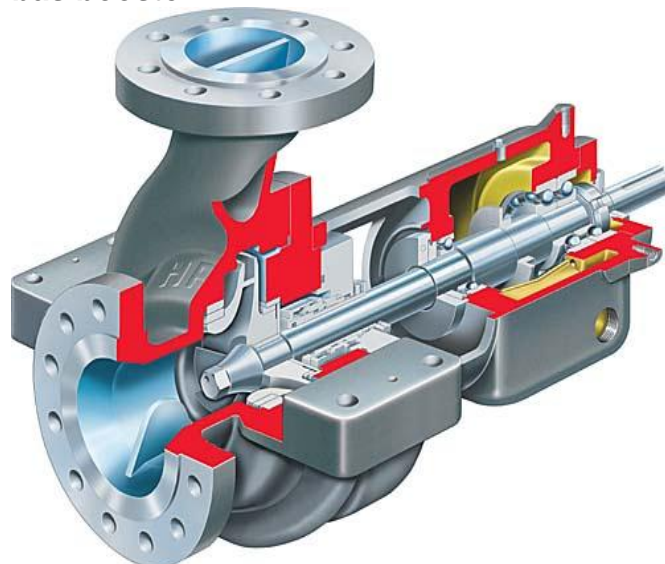
Estas bombas centrífugas cuentan con un cabezal común de succión en 12" de diámetro y otro de descarga en 10", toman el agua en condiciones óptimas para

inyección, del tanque de almacenamiento de agua filtrada TK-106, y la direccionan hacia el manifold de despacho para ser distribuida a las bombas Horizontales P-103 A/B o P-20 A/B.

Por medio de una válvula de corte de 10" ubicada en el cabezal de descarga principal de las bombas reforzadoras, el agua se direcciona hacia las bombas de inyección P-20 ubicadas en la locación del pozo SAN-004 o hacia las bombas de inyección P-103 que suplen al pozo inyector SAN-15.

El agua tratada, filtrada y estabilizada en el tanque de almacenamiento TK-106, es succionada por las bombas reforzadoras P-102A/B/C/D/E/F, las cuales elevan la presión hasta 150 psig, descargando a un cabezal común de succión de las bombas de inyección.

FIGURA 12. Bombas booster



Fuente: <http://www.tekbom.mx/Sitio/Catalogo/imagenes%20bombas%20impulsor%20suspension/02/03>.

5.5.5. Bombas decantadoras (P-108A/B)

Son Bombas centrífugas horizontales de impeler cerrado; encargadas de enviar al Manifold de Recibo el agua que sale de los decantadores, producto de las operaciones de retrolavados en los Filtros.

FIGURA 13. Bombas decantadoras



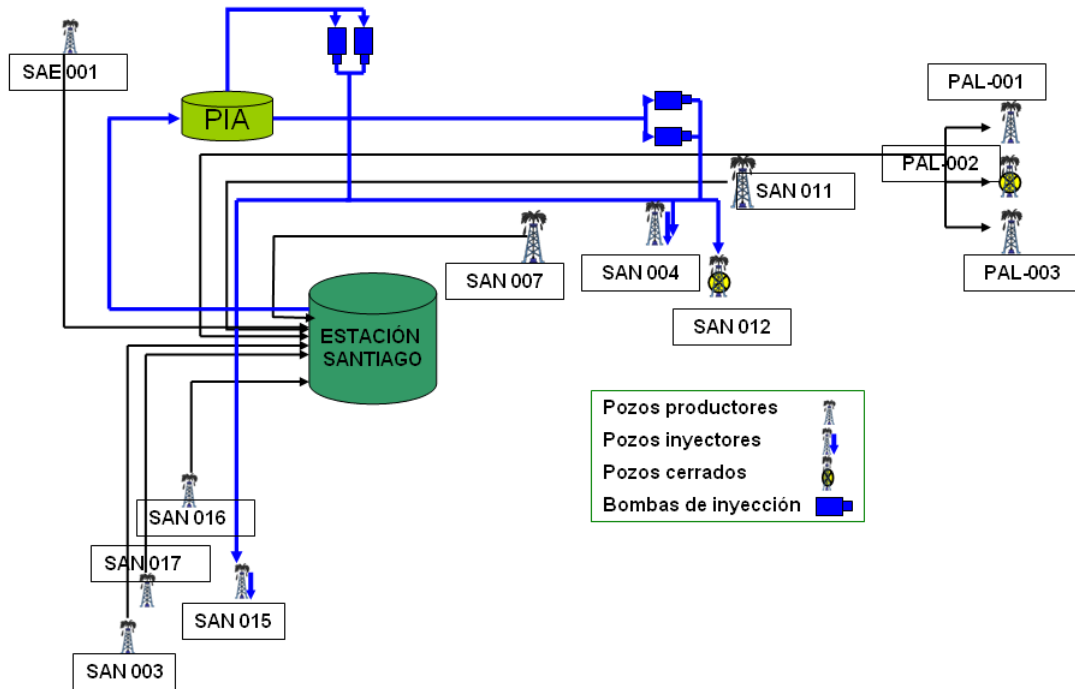
Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/fraccaroli-balzan-spa/decantadores-verticales-aguas-residuales-62900-448653.html>

5.5.6. Bombas de fluidización (P-105A/B)

Son bombas centrífugas ubicadas en la parte superior de los filtros WEMCO / US FILTER encargadas de efectuar el retrolavado de los filtros. El proceso de retrolavado a los filtros de cascara de nuez se lleva a cabo cada 24 horas según programación establecida o según el grado de Saturación del Filtro a partir de la calidad del Agua. Alta saturación del filtro se ve reflejada en un incremento en la presión de descarga de las bombas P-101 o en los valores de presión diferencial a través del lecho de los filtros.

La bomba P-105 A toma el fluido de la entrada del filtro WEMCO por línea de 6" y descarga al mismo filtro por línea de 4". La bomba P-105B toma el fluido de la entrada de los filtros US FILTER por una línea de 12" y descarga al Scrubber por una línea de 10". El agua aceitosa resultante del retrolavado es enviada a los tanques Decantadores D-107 y D-108 por línea de 6".

FIGURA 14. Diagrama de manejo de aguas de inyección



Fuente: ECOPEPETROL S.A

6. MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS - ECOPEPETROL

6.1. OBJETIVO

Crear una metodología que asegure la efectividad en las decisiones de inversión, diseñada con base en las mejores prácticas de la industria, fundamentada en el aseguramiento de los procesos de planeación y ejecución de los programas y proyectos de la organización.

6.2. FASES DE DESARROLLO

Los procesos y actividades requeridas para la gestión de programas se desarrollan a través de cinco fases: identificación de la oportunidad, pre-planeamiento y selección, definición, ejecución y cierre y monitoreo de beneficios.

6.2.1. Fase 1 – Identificación de la oportunidad

Identificar y conceptualizar nuevas oportunidades, ideas o necesidades operacionales alineadas con la estrategia del negocio, y que contribuyan al logro de las metas organizacionales y generen valor para la compañía. En esta fase se desarrolla el caso de negocio como documento clave donde se consigna el análisis del entorno, la alineación con el marco estratégico, el análisis financiero, el análisis de impactos y beneficios para la organización, entre otros. Como

resultado del caso de negocio propuesto la compañía evaluará la posibilidad de desarrollar la oportunidad de negocio como un programa o un (unos) proyecto (s).

Al concluir la fase 1 y de acuerdo con el caso de negocio planteado, la organización decidirá si la oportunidad será desarrollada a través de la estructuración de un programa o la gestión de uno o varios proyectos. De acuerdo con esta decisión, se continuará con el desarrollo de la Fase 2 del programa “Pre-planeamiento y selección” o la Fase 2 de proyectos “Selección de la Alternativa”.

Cada uno de los entregables que componen la lista de chequeo para fase 1, son definidos bajo criterios establecidos dentro del modelo de maduración y gestión de proyectos, que permiten definirlo de manera clara, determinar las deficiencias menores o por el contrario evidenciar su ineficiencia.

6.2.2. Fase 2 – Pre-planeamiento y Selección

Seleccionar y conceptualizar la mejor alternativa para desarrollar la oportunidad de negocio identificada en la Fase 1, con base en criterios claros de decisión aplicados en la evaluación de las alternativas formuladas. En esta fase se establece el alcance definitivo del proyecto y se desarrolla el estudio de nivel conceptual.

6.2.3. Fase 3 – Definición del programa

Desarrollar con mayor nivel de profundidad el alcance y el plan de ejecución y control de la alternativa seleccionada en la fase anterior, con el fin de llevarla al nivel de definición requerido para ser sancionada como proyecto, dentro del marco corporativo del portafolio del Grupo Empresarial.

Las decisiones de inversión requieren cursar un proceso de aprobación de Junta Directiva mediante un análisis integral de Portafolio y de impacto al Plan de Negocio.

6.2.4. Fase 4 – Ejecución y cierre

Ejecutar el proyecto según el alcance definido y de acuerdo con lo planeado, en términos de costos, tiempo y calidad. En esta etapa se lleva a cabo el diseño a nivel de detalle y se materializa el proyecto realizando las actividades de compras, contratación, construcción, montaje y puesta en marcha y cierre técnico, de acuerdo con los planes definidos en la fase anterior y con los procedimientos existentes en la organización.

6.2.5. Fase 5 – Monitoreo de los beneficios

Transferir el producto (bien o servicio) al cliente para su desarrollo operacional, asegurando la entrada y estabilización de la operación.

6.3. COMITÉS DE DECISIÓN DE FASES

Una vez sean desarrolladas las actividades de cada una de las fases, se lleva a cabo un comité de decisión de fase (debe asegurarse la participación de los tomadores de decisión, los patrocinadores, los representantes de los clientes, los involucrados claves de otros negocios y áreas de soporte, o sus delegados) en el cual se toma una de las siguientes decisiones: Aprobar, Reevaluar, Posponer o Cancelar. Los participantes, las funciones y la logística relacionada con estos comités se detallan en el Procedimiento para la toma de decisión en gestión de programas y proyectos en Ecopetrol.

7. DESARROLLO DEL PROYECTO

7.1. IDENTIFICACIÓN DE LA OPORTUNIDAD

Actualmente el Campo Santiago tiene una producción cercana a los 1.180 barriles de petróleo diarios, sin embargo se han identificado oportunidades de incremento en la producción de petróleo en 100 barriles/día, aumentando la capacidad de reinyección de agua del campo, que actualmente es de 80.000 barriles de agua por día, capacidad que está muy por debajo de los 120.000 barriles de agua, si se diera apertura a los pozos que se encuentran clausurados debido al alto volumen de agua de producción.

Por lo anterior, se están estructurando proyectos incrementales para optimizar las reservas que aún tiene el campo, entre ellos la ampliación de la capacidad instalada de inyección de agua, ya sea cambiando las 4 bombas existentes por unas de mayor capacidad y tecnología, ampliando el sistema a una quinta bomba, entre otras.

7.2. DESARROLLO DE ENTREGABLES FASE 1

Para tal fin, el modelo de maduración de gestión de proyectos (MMGP) establece el diligenciamiento de la lista de chequeo (Check list), a fin de evaluar el cumplimiento de cada uno de los entregables, los responsables y la fecha de terminación, de igual forma cada uno de los elementos evaluados se califica y la sumatoria total de estos, debe ser mayor al 90% valor objetivo del proyecto para FASE 1.

7.2.1. Lista de chequeo FASE 1

7.2.1.1 Formato ECP-DPY-F-012

TABLA 10. Lista de Chequeo FASE 1

No.	FASE 1	Ponderación	Evaluación	%	Pendientes	Responsable	Dependencia	Fecha Terminación (dd/mm/aaaa)	Comentarios
	"Identificación de la Oportunidad"								
1	ENTREGABLES DEL MMGP								
1,1	Caso de Negocio con Vo.Bo por DPY - UPY. Incluye análisis de la viabilidad financiera	16%	Definición Completa	16%					
1,2	Formulación de alternativas para la oportunidad de negocio	10%	Definición Completa	10%					
1,3	Aplicación de lecciones por aprender	10%	Definición Completa	10%					
1,4	Identificación de requerimiento de licencias y permisos	7%	Definición Completa	7%					
1,5	Estimado de costos y bases del estimado Clase V validados	6%	Definición Completa	6%					
1,6	Declaración del alcance, WBS y diccionario de la WBS	6%	Definición Completa	6%					
1,7	Cronograma maestro y bases del cronograma	6%	Definición Completa	6%					
1,8	Plan de gestión de riesgos y plan de tratamiento de riesgos registrados en el formato ECP-DPY-F-008 para la oportunidad de negocio	6%	Definición Completa	6%					
1,10	Identificación y plan de gestión de involucrados registrado en el formato ECP-DPY-F-003	14%	Definición Completa	14%					
1,11	Identificación de recursos para fase 2	7%	Definición Completa	7%					
1,12	Estrategias de Gestión Ambiental, Gestión Social, Gestión Inmobiliaria y Seguridad Física debidamente firmado(s) por las áreas funcionales respectivas	6%	Definición Completa	6%					
1,13	Documento Soporte de Decisión (Diligenciado, listo para firmas)	6%	Definición Completa	6%					
Notas:		100%	SUBTOTAL	100%					
1. Todo elemento que se califique como "No aplica" debe tener su justificación en la parte de Comentarios 2. En el caso de que algún documento de la lista de chequeo obtenga calificación inferior a "Deficiencias Menores", la oportunidad de negocio NO puede presentarse a Comité de Decisión de Fase			SUBTOTAL N/A	0%					
			TOTAL AJUSTADO	100%					
			OBJETIVO =	90%					

Fuente: Ecopetrol S.A

7.2.2. Caso de Negocio

El caso de negocio es un documento que recopila el objetivo, el alcance, los antecedentes, justificación de la necesidad, identificación de las alternativas, evaluación financiera y aún más importante que el mismo esté acorde a las bases de portafolio de ECOPEPETROL S.A.

7.2.2.1 Objetivo

Cambio y ampliación del sistema de inyección de agua del Campo Santiago.

7.2.2.2 Alcance resumen

- El proceso propuesto contempla el reemplazo de cuatro (4) unidades de bombeo existentes (P-103 A/B y P-20 A/B), por cuatro (4) bombas de igual o mayor capacidad que se ajusten a las condiciones operacionales actuales y futuras de inyección de agua.
- Desarrollo de las Ingeniería para todas las modificaciones de las facilidades y servicios requeridos.
- Procura de los equipos y materiales requeridos de las diferentes disciplinas.
- Construcción e instalación de todas las interconexiones de tuberías, soportes de tuberías, fundaciones de equipos, desmantelamiento y demoliciones, puntos de empalme (Tie In), instalación de cableado de instrumentación y eléctrico entre la planta y el CCM.
- Prueba y puesta en marcha de todos los sistemas asociados a la instalación.

Para la alternativa de la ampliación de capacidad, se debe tener en cuenta:

- Adecuar las facilidades existentes tanto de la estación de producción (en caso de que se requiera), como de la planta de inyección del campo Santiago, que permita la ampliación de la capacidad de inyección a 120 KBWPD.
- Construir las facilidades de inyección necesarias, según el análisis de alternativas que se haga, para la inyección de agua remanente que permita la disposición final de los 120 KBWPD.
- Construir las obras adicionales de suministro de energía que se requieran para la alimentación eléctrica de las nuevas facilidades.

7.2.2.3 Justificación del cambio

Las bombas actuales no tienen respaldo de repuestos del fabricante por haber pasado el tiempo de soporte a esta línea de productos, por lo tanto existe un riesgo inminente de que las bombas fallen y se impacte negativamente la tasa de producción del campo.

Las bombas de inyección existentes no brindan un alto nivel de confiabilidad operativa debido a que presentan los siguientes inconvenientes:

- Dificultades en la consecución de repuestos, los tiempos de ubicación y entrega son muy extensos.
- El modelo de las bombas es obsoleto, se han presentado limitantes para su mantenimiento.
- Por operar a una tasa de flujo mayor a la diseñada, las bombas se encuentran trabajando en Upthrust (empuje ascendente), aumentando dramáticamente el desgaste de las mismas.

7.2.2.4 Justificación de la ampliación

- Por altos volúmenes de producción de agua y falta de capacidad para la inyección de la misma, se cerraron pozos que contribuían con aproximadamente 220 BOPD y con 40.000 BWPD.
- Se han identificado oportunidades incrementales en la producción de petróleo para optimizar las reservas que aún tiene el campo, a través de una ampliación de la capacidad instalada de inyección de agua.
- La planta de tratamiento de crudo tiene la capacidad instalada necesaria para recibir la producción incremental de crudo, así como el manejo de gas y agua asociado, con la puesta en servicio de tanques en reserva.

7.2.3. Formulación de las alternativas de negocio

Para el desarrollo del proyecto se formulan cuatro alternativas y se evalúan de forma preliminar en base a diferentes criterios establecidos por el grupo de gestión, a continuación se mencionan las alternativas propuestas:

1. Aumentar la capacidad de inyección de las bombas hasta un máximo de (120.000 BWPD).
2. Mantener los niveles actuales de inyección de las bombas (72.800 BWPD).
3. Aumentar a la máxima capacidad posible sin cambiar facilidades.

4. No realizar el proyecto - mantener los equipos actuales.

7.2.4. Aplicación de lecciones por aprender

Tiene como fin último, determinar las experiencias positivas y negativas de proyectos que fueron gestionados con anterioridad y de las cuales ECOPETROL S.A posee un histórico en el portal de consulta de lecciones aprendidas, con el propósito de determinar en el proyecto aspectos que no han sido tenidos en cuenta y que pueden ser controlados de manera anticipada, disminuyendo los riesgos asociados.

Estas lecciones aprendidas deben ser socializadas con los stakeholders de las áreas más representativas, por la anterior, ECOPETROL S.A ha definido el formato **ECP-DPY-F-016 - Registro de memorias de los talleres de lecciones aprendidas.**

TABLA 11. Lecciones aprendidas

Nº	ESTUVO BIEN	POR MEJORAR	LECCIONES APRENDIDAS	PLAN DE INCORPORACION	UBICACIÓN
1	<p>Apuntar a los lineamientos estratégicos de la empresa (Orientación a resultados, Aprendizaje en equipo, Excelencia Operacional, etc.) Realizar los nuevos montajes en forma de SKID's portátiles instrumentados, generando estandarización de facilidades, fácil reemplazo y disminución de tiempos en montaje/desmontaje conociendo y mejorando casos</p> <p>Iniciar la prueba piloto con sistema SCADA y paneles solares para monitorear las variables del pozo en tiempo real.</p> <p>La instalación de filtros en cabeza de pozo para mejorar la calidad del agua que finalmente entra a la formación.</p>		<p>Las facilidades de inyección de agua en cabeza de pozo deben considerarse como parte integral del sistema y deben permitir el monitoreo de las variables finales de entrada de agua para inyección en los pozos. Su integración con tecnologías modernas permite la toma de decisiones en forma oportuna y mejora el proceso. Existen daños a la formación de pozos inyectoros que pueden ser minimizados si se toman acciones en forma oportuna.</p>	<p>* Incluir dentro de los alcances de las ingenierías el diseño de la instrumentación necesaria en cabeza de pozo para el control de la presión y temperatura del agua de inyección en la cabeza de pozo.</p>	<p>1. MODERNIZACIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN CABEZA DE POZOS INYECTORES EN LA SOH http://gentepila/LeccionesAprendidas/Paginas/LeccionAprendida.aspx?IdLeccion=E8F1729D-1E80-4DA5-A391-0590DAEBD8F2</p>
2	<p>Implementación de ideas novedosas que han viabilizado los proyectos. Apadrinamiento de ingeniería Gerencia Técnica de Desarrollo (GTD) hacia el proyecto por su alineación estratégica.</p> <p>El proyecto ha sido un ejemplo a seguir en el desarrollo de ingeniería de otros proyectos. La relación con Ingeniería y Servicios compartidos ha permitido el desarrollo del</p>	<p>Procesos fallidos en contratación. Alta rotación de funcionarios de compras y contratación. Falta de asesoramiento técnico en ingeniería de subsuelo. Demora en la recepción de información de equipos (Planos, Catálogos). No cumplimiento de los Acuerdo Niveles de Servicio contractual. Los funcionarios de los</p>	<p>Se debe asegurar participación interdisciplinaria. En esta clase de proyectos hay alto impacto en la trazabilidad por la rotación de personal. Es importante contar con un profesional técnico en temas de subsuelo para el desarrollo de proyectos de inyección de agua. Se debe asegurar que planeación contractual tenga el conocimiento de todos los requerimientos que solicita. Se debe asegurar la capacitación, sensibilización y divulgación del nuevo</p>	<p>* Definir el equipo de proyecto incluyendo profesionales de cada una de las áreas del proyecto (aseguramiento técnico, ingeniería, áreas transversales, operaciones, compras) * Definir un documento de declaración de alcance en la fase I del proyecto, elaborado en conjunto con</p>	<p>LECCIONES APRENDIDAS INYECCIÓN DE AGUA SOM http://gentepila/LeccionesAprendidas/Paginas/LeccionAprendida.aspx?IdLeccion=5f211de9-709a-408b-8501-992071676972</p>

	<p>proyecto a pesar de las adversidades (Clima laboral). Elaboración de ingenierías in house (ingenierías realizadas por Ecopetrol directamente) por la Superintendencia de Ingeniería.</p> <p>Acumulación de Know How (conocimiento adquirido para la compañía) para Ecopetrol S.A.</p> <p>Optimización de los diseños a los requerimientos del proyecto</p> <p>Flexibilidad para el manejo del cambio.</p> <p>Apoyo directo e incondicional al proyecto (presupuestos, apoyo construcción, evaluaciones de oferta, entre otros).</p> <p>Fortalecimiento del trabajo en equipo.</p> <p>Optimización de los recursos.</p> <p>Toma de decisiones oportunas para el desarrollo del proyecto.</p>	<p>procesos no son evaluados con los hitos del proyecto. Disponibilidad del tiempo efectivo del recurso de ingeniería.</p> <p>Entre proyectos y la operación la comunicación no es efectiva.</p> <p>Ausencia del documento definición de alcance del proyecto.</p> <p>No cumplimiento de los Acuerdo Niveles de Servicio Pre – contractual.</p> <p>Falta de interacción entre DHS, Ingeniería, proyectos y jurídica para temas Legales Ambientales y Sociales.</p>	<p>modelo de abastecimiento. Se debe cuantificar desde el inicio del proyecto la necesidad de Recurso Humano para el desarrollo de los proyectos.</p> <p>Es importante tener participación activa con los involucrados del proyecto (Ingeniería, Operación). Para ingeniería debe haber un documento inicial de trabajo que es la definición de alcance, el cual debe ser construido en conjunto con Yacimientos, Operación, Proyectos e Ingeniería.</p> <p>Se debe asegurar que Planeación pre contractual tenga los requerimientos mínimos antes de iniciar un proceso contractual.</p> <p>Antes de comenzar cualquier proceso de ingeniería avanzada (básica y detalle) se deben asegurar los temas legales, ambientales y sociales.</p>	<p>yacimientos, operaciones y proyectos.</p> <p>* Definir la planeación de compras en las fases adecuadas, asegurando que se tenga la información de ingeniería necesaria para que el proceso sea exitoso.</p> <p>* Incluir desde la Fase I de maduración las áreas transversales (ambiental, social, jurídica, seguridad física) para definir restricciones, estrategias y conceptos necesarios para la ejecución del proyecto.</p>	
3	<p>Compromiso por parte de todo el grupo de trabajo a partir de su designación al proyecto, para cumplir con las metas y compromisos del proyecto. Sensibilización de todo el grupo del proyecto en aspectos HSE que permitieron que los trabajos resultaran cero accidentes. Aumento de la credibilidad y confianza entre el cliente y GTD por la designación de un grupo exclusivo para el proyecto, generando compromiso</p>	<p>No se consideró en la matriz de riesgos del proyecto, las alternativas para mitigar las posibles desviaciones en el volumen de agua estimado para la inyección y captación.</p> <p>No se realizó plan de compras y contratación acordes con la ejecución de la obra.</p> <p>Con la alta rotación de personal tanto funcionario como contratista, no se implementó un adecuado plan de entrega de cargo y comunicaciones que garantice la trasferencia de conocimiento a todos los Stakeholders.</p> <p>Baja definición del alcance del proyecto y falta de planos aprobados para construcción al inicio de las obras.</p> <p>No involucrar permanentemente a todas las áreas relacionadas con el proyecto (Planeación, Programación, Control, Ejecución y Cierre).</p> <p>No se cuenta con el recurso humano suficiente para ejecutar efectivamente la planeación contractual y la interventoría del proyecto.</p> <p>No hay respuesta oportuna por parte de DHS ante la gestión de licencias y permisos ambientales. Más de un contratista trabajando en la misma área ocasiona poca capacidad</p>	<p>LECCIONES APRENDIDAS DE LO QUE ESTUVO BIEN:</p> <p>Conformar un equipo de proyecto (Cliente, proyectos y Áreas de soporte) desde su inicio con un líder respectivo.</p> <p>Continuar con la divulgación permanente, charlas y capacitaciones lúdicas que permitan fomentar el autocuidado incluyendo la participación activa del cliente.</p> <p>Continuar con la aplicación de los planes de acción que salen como resultado de los talleres de lecciones aprendidas y causa raíz de los proyectos.</p> <p>Tener un grupo definido para el desarrollo del proyecto, generando sentido de pertenencia por el mismo.</p> <p>LECCIONES APRENDIDAS DE LO QUE ESTUVO MAL:</p> <p>Elaboración de la matriz de riesgos con posibles desviaciones que presenten los estudios previamente realizados.</p> <p>Verificación del cronograma de compra según el tiempo de entrega de los mismos y tramite del proceso, lo cual se debe tener en cuenta para los hitos de ejecución del proyecto.</p> <p>Mantener al equipo de trabajo durante la ejecución del proyecto o garantizar la adecuada trasferencia del conocimiento.</p> <p>Definición clara del alcance antes de iniciar las compras y construcción.</p> <p>Conformar el grupo de trabajo desde el inicio del proyecto de tal forma que se tengan responsables visibles de cada área involucrada y generar reuniones periódicas para la revisión del proyecto.</p> <p>Conformado el equipo con el recurso</p>		<p>PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA ISLA VI - GRM</p> <p>http://gentepila/LeccionesAprendidas/Paginas/LeccionAprendida.aspx?IdLeccion=8dc8af69-32e9-42a2-a3be-b76b2d7bff39</p>

		de ejecución y disminución de rendimientos.	humano suficiente para realizar las actividades de planeación contractual y antes de iniciar actividades constructivas el grupo de interventoría. Definir claramente desde el inicio del proyecto el rol que desempeñaran cada uno de los funcionarios de DHS asignados al proyecto. Ejecutadas las actividades por un contratista a la vez y no ejecutarse simultáneamente.	
4		El 31 de agosto de 2008 siendo las 2:45 p.m. se detectó fuga de agua por ruptura en la línea de inyección del ramal sur causado por la vibración de la línea y el contacto con la base en concreto que soporta la línea de gas de la TEA, sumado a esto posiblemente incrementos en la velocidad de corrosión en los puntos de inyección reportado por el ICP	Realizar monitoreo permanente a las condiciones de las líneas de producción de Campo Tello. Atender a tiempo las recomendaciones establecidas en los informes de monitoreo de espesores de las líneas. Elaborar y desarrollar plan de corrección e instalación de los soportes de las líneas de producción. Identificar los puntos críticos de las líneas de producción teniendo en cuenta tipo de terreno, cercanía con fuentes hídricas, cultivos, predios de terceros y condiciones de acceso al sitio	PITTING EN LA LÍNEA DE INYECCIÓN DEL RAMAL SUR DE CAMPO TELLO http://gentepila/LecionesAprendidas/Paginas/LeccionAprendida.aspx?IdLeccion=C605EFA6-E604-457E-A413-CCB18449C45B

Fuente: Ecopetrol S.A

7.2.5. Estimado de costos y bases del estimado Clase V

7.2.5.1 Estimado de costos Clase V

TABLA 12. Análisis de alternativas

	OPCION N° 1
	Incrementar la inyección hasta -120.000 BWPD
Incremento BO/BW	221/37411 (Pozos SAN 03, SAE 003, SAN 007, PAL 003)
CAPEX (KUSD)	\$ 3.742,00
OPEX (KUSD) Incremento anual	\$ 3.207,00
FACTOR J	1,47

7.2.6. Bases del estimado Clase V

En la base del estimado Clase V se presupuesta la alternativa inicial comparándola con otro proyecto ya madurado, estableciendo los costos para cada una de las especialidades que interactúan en el proyecto, como son compras y construcción, gerencia del proyecto, ingenierías, estudios y diseños, gerenciamiento de construcción, pre-comisionamiento y contingencias.

7.2.7. Declaración del alcance

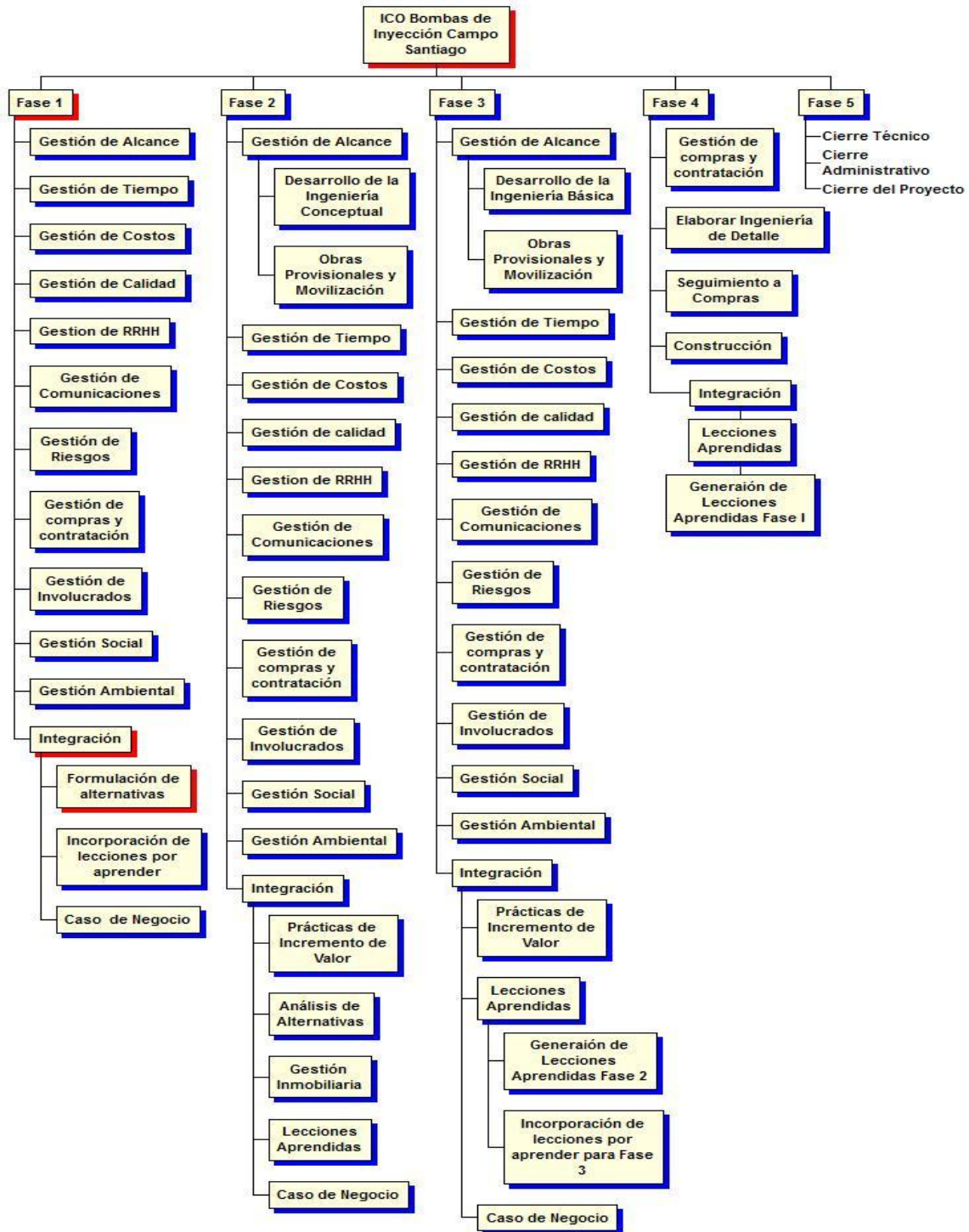
Se realizará el cambio y ampliación de las bombas de inyección de agua del campo Santiago, pasando de una capacidad de 80.000 a 120.000 Barriles de Agua por Día BWPD. EL proyecto Incluirá:

- Desarrollo de la Ingeniería de detalles para todas las modificaciones de las facilidades y servicios requeridos, siguiendo los lineamientos de ingeniería de producción y las facilidades existentes en la planta actual.
- Procura de los equipos y materiales requeridos de las diferentes disciplinas.
- Construcción e instalación de todas las interconexiones de tuberías, soportes de tuberías, fundaciones de equipos, desmantelamiento y demoliciones, puntos de empalme (Tie In), instalación de cableado de instrumentación y eléctrico entre la planta y el CCM.
- Prueba y puesta en marcha de todos los sistemas asociados a la instalación

Para conocer el documento de declaración del alcance de manera completa, ver el ANEXO A. DECLARACION DEL ALCANCE.

7.2.8. WBS – Work Breakdown Structure – Estructura de Descomposición del Trabajo

FIGURA 15. WBS del proyecto



Fuente: Autores

7.2.9. Diccionario de la WBS

Son los elementos definidos en la WBS que pueden ser programables y medibles para cada una de las fases, en este caso se establecen los elementos que intervienen en la FASE 1 y FASE 2, el diccionario permite definir con claridad cada uno de los elementos, establecer los límites, restricciones y riesgos asociados, identificar las tareas y los entregables por desarrollar, estimar los tiempos y costos del elemento y los stakeholders, ya sean directos, transversales o externos.

TABLA 13. Diccionario de la WBS – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
<u>FASE 1</u>	
	<u>GESTION DE ALCANCE</u> <u>GESTION DE TIEMPO</u> <u>GESTION DE COSTOS</u> <u>GESTION DE CALIDAD</u> <u>GESTION DE RECURSOS HUMANOS</u> <u>GESTION DE COMUNICACIONES</u> <u>GESTION DE RIESGOS</u> <u>GESTION DE COMPRAS Y CONTRATACION</u> <u>GESTION DE INVOLUCRADOS</u> <u>GESTION SOCIAL</u> <u>GESTION AMBIENTAL</u> <u>INTEGRACION</u> <u>PLAN PRELIMINAR DE EJECUCION</u> <u>CONSOLIDACION Y CIERRE FASE 1</u>

TABLA 14. Gestión proyectos – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN PROYECTOS - FASE 1	
Responsable: LÍDER DE PROYECTO	
Alcance del Elemento: Formular alternativas que conlleven a la solución del problema existente, determinando todas las actividades de las áreas involucradas durante el proceso de planeación, ejecución y posterior cierre.	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento:	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: Desarrollar la maduración fase 1 del proyecto, teniendo en cuenta los principales temas relacionados con la: GESTIÓN DE ALCANCE GESTIÓN DE TIEMPO	

GESTIÓN DE COSTOS GESTIÓN DE CALIDAD GESTIÓN DE RR HH GESTIÓN DE COMUNICACIONES GESTIÓN RIESGOS GESTIÓN DE COMPRAS Y CONTRATACION GESTIÓN DE INVOLUCRADOS GESTIÓN SOCIAL GESTION AMBIENTAL GESTION DE INTEGRACION	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Establecer con claridad el objetivo y alcance del proyecto de forma preliminar	
Entregables: Oportunidad de Negocio, documento soporte de decisión, acta de aprobación de maduración fase 1.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: No determinar alternativas claras y enfocadas a solucionar el problema, no involucrar a las áreas vitales para la planeación	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos)	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 15. Gestión de alcance – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE ALCANCE	
Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Declaración preliminar del alcance de la iniciativa, planteamiento de las alternativas de solución y definición de las especificaciones del producto.	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: Planteamiento de las alternativas de solución de forma oportuna y definición temprana de las especificaciones técnicas del producto.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Diligenciar el documento de la declaración del proyecto - Estructuración WBS proyecto - Desarrollo del diccionario de la WBS	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: WBS definida mínimo en nivel 2 para las fases 3, 4 y 5 y a nivel 4 para las fases 1,2. Información de antecedentes, justificación, actividades y productos por especialidad definidas. Que estén alineadas al cumplimiento del marco estratégico empresarial y de cumplimiento a la necesidad del cliente.	

Entregables: Declaración preliminar clara del alcance del proyecto, planteamiento de las alternativas, estructura WBS proyecto y diccionario de la WBS.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: No definir de forma clara el alcance del proyecto y de esta forma establecer alternativas desviadas que generen sobrecostos	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos).	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 16. Gestión de tiempo – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE TIEMPO	
Responsable: W.Q / J.A.F	
Alcance del Elemento: Generar el cronograma maestro y base, puesta en marcha y cierre del proyecto y cargarlo al PS, definir los responsables y las actividades de las diferentes áreas involucradas (Stakeholders)	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: No establecer de forma clara los recursos y actividades necesarios de cada una de las áreas involucradas	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Elaboración del cronograma maestro y base preliminar (PDT) definiendo de actividades, secuencia lógica, estimación de recursos y duraciones - Taller de revisión del cronograma maestro con los stakeholders - Validación y cargue del cronograma maestro en el PS	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Cumplimiento de la lista de chequeo dada por DPY. Cronograma maestro y bases del cronograma 1. Cronograma cargado en Project Server, el cual debió haber sido validado por: - Proyectos TBG: equipo de Servicios Especializados de DPY. - Proyectos No TBG: enlace descentralizado del negocio o quien haga sus veces. 2. Evidencias presentadas por el proyecto sobre la revisión por parte de las áreas de DHS, DSF, Gestión Social y Gestión Inmobiliaria del cronograma maestro. Justificado por un criterio de experto o basado en proyectos similares.	
Entregables: Cronograma maestro y base de la planeación, puesta en marcha y cierre, Taller de revisión del cronograma con los involucrados, Evidencia de la validación y cargue del cronograma al PS	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Definición del cronograma no acorde a escenarios probabilísticos reales, no establecer de forma clara las responsabilidades y actividades de los stakeholders	

Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, profesionales de ingeniería, gestión social, gestión inmobiliaria, gestión de calidad, gestión de seguridad física y gestión HSE
Aprobado por (Cargo):
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS

TABLA 17. Gestión de costos – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE COSTOS	
Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Estimar de forma preliminar los costos del proyecto.	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: Estimado de los costos de todas las áreas involucradas (Diferentes disciplinas).	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Definir de forma preliminar los costos asociados a cada una de las disciplinas que intervienen de forma directa y transversal - Taller de revisión de los costos preliminares con los stakeholders - Estimado de costos clase II para fase 2 - Estimado de costos para clase V validado	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Obtener un presupuesto de acuerdo a los márgenes de desviación definidos en la ingeniería de costos. Justificado por un criterio de experto o basado en proyectos similares.	
Entregables: Presupuestos preliminar de costos, Taller de socialización con los stakeholders, Presupuestos de costos validados para clase V. Diligenciar formatos ECP-DPY-F-015 Bases del Estimado y el ECP-DPY-F-040 Resumen del estimado de costos	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Análisis financiero erróneo del proyecto, que aumente o disminuya irrealmente el factor J, debido a no tener fuentes adecuadas para estimación de costos que conlleven a tomar decisiones incorrectas.	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, profesionales de ingeniería, gestión social, gestión inmobiliaria, gestión de calidad, gestión de seguridad física y gestión HSE.	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 18. Gestión de calidad – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN CALIDAD	

Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Definir los parámetros de calidad aplicables al desarrollo preliminar del proyecto	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: Desviaciones de los estándares de calidad aplicables a este tipo de proyectos y a las especificaciones técnicas del producto.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Realizar plan de calidad preliminar del proyecto incluyendo los aplicables a cada una de las especialidades	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Plan de calidad: formulación y administración de un proyecto de exploración y producción.	
Entregables: Los establecidos en el plan de calidad: formulación y administración de un proyecto de exploración y producción.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Desviaciones de los estándares de la organización tanto del proyecto como del producto	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, profesionales de ingeniería, gestión social, gestión inmobiliaria, gestión de calidad, gestión de seguridad física, gestión HSE y proveedores	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 19. Gestión de recursos humanos – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS	
Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Definir del equipo de trabajo para FASE 2	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: Incorporación de los integrantes del equipo de trabajo fuera del calendario establecido para la FASE 2	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Definir el equipo de trabajo del proyecto - Establecer las fechas de incorporación de los recursos necesario para el inicio de la FASE 2	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Cumplimiento de los perfiles de los cargos de los integrantes del equipo de trabajo, de acuerdo a las necesidades del proyecto y basado en las políticas de RH.	
Formato matriz para conformación de equipos de proyectos ECP-DPY-F-019	
Entregables: Acta de definición del equipo de trabajo, calendario de incorporación de los recursos para inicio FASE 2	
Duración HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):

Riesgos asociados a este elemento: Personal del equipo de trabajo no competente para el cumplimiento de las actividades y entregables, Retrasos en el cumplimiento del calendario de incorporaciones
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos).
Aprobado por (Cargo):
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS

TABLA 20. Gestión de comunicaciones – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE COMUNICACIONES	
Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Realizar el plan preliminar de comunicaciones para todos los involucrados	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: Deficiencia en los canales de comunicación para todos los interesados	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Definir el plan de comunicaciones con alcance a todas las disciplinas	
Información Contractual (si aplica): N.A	
Requerimientos de calidad del elemento: N.A	
Entregables: Plan preliminar de comunicaciones	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Las comunicaciones se realicen de forma extemporánea, no se extiendan a todos los involucrados y se realice a personal ajeno al proyecto	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos)	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 21. Gestión de riesgos – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE RIESGOS	
Responsable: W.Q /A.F	
Alcance del Elemento: Realizar el plan de gestión de riesgos y establecer el plan de tratamiento de riesgos aplicables y definido para cada área que interviene	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A.	

Tareas asociadas con este elemento de la WBS:	
<ul style="list-style-type: none"> - Actualización de riesgos asociados - Cualificar los riesgos y priorizar su incidencia - Realizar el plan de gestión de riesgos - Actualizar el cronograma maestro con las actividades de los riesgos identificados - Establecer el presupuesto para las contingencias producto de los riesgos identificados 	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: El plan de administración de riesgos debe contener para cada riesgo identificado, la valoración cualitativa, la acción de tratamiento, el responsable de la acción y la fecha de cumplimiento.	
* Guía de riesgos ECP-DPY-G-005	
Entregables: Plan de administración de riesgos actualizado al entorno del proyecto, cronograma maestro actualizado, Presupuesto para contingencias	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Retrasos en el cronograma maestro e imprevistos de carácter económico por riesgos no identificados y no controlados durante la planeación y ejecución del proyecto	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos)	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 22. Gestión de compras y contratación – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE COMPRAS Y CONTRATACION	
Responsable: C.E.N	
Alcance del Elemento: Realizar la identificación de forma preliminar de las compras y contrataciones necesarias para el proyecto	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS:	
<ul style="list-style-type: none"> - Realizar el plan preliminar de compras y contrataciones - Identificación clara de las compras anticipadas 	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Los aplicables por el plan de calidad: formulación y administración de un proyecto de exploración y producción.	
Entregables: Plan preliminar de compras y contrataciones, Identificación de compras anticipadas	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: No realizar la detección de compras anticipadas que generen retrasos en el cronograma debido a lo complejo de su ubicación geográfica o en el mercado	

Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos).
Aprobado por (Cargo):
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS

TABLA 23. Gestión de involucrados – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN DE INVOLUCRADOS	
Responsable: LÍDER DE PROYECTO / W.Q	
Alcance del Elemento: Identificar todos los involucrados internos y externos que se ven afectados durante la maduración, ejecución y puesta en marcha del proyecto y su producto	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Definir el Plan de gestión de involucrados	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Información completa de los involucrados que afecten el proyecto o sean impactados por el proyecto. ECP - DPY - G-021 Guía para la conformación de equipos en Ecopetrol S.A.	
Entregables: Plan de gestión de involucrados.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: No contemplar alguno de los involucrados durante la planeación y ejecución del proyecto que genere retrasos y/o afectaciones económicas	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos)	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 24. Gestión de social – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN SOCIAL	
Responsable: C.O	
Alcance del Elemento: Identificar las afectaciones a las comunidades del área de influencia que generen desviaciones al cronograma y presupuesto del proyecto; y tomar medidas de control o mitigación	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Realizar la identificación de temas sociales relevantes	

Información Contractual (si aplica): Socializar a la comunidad del área de influencia la intención de ejecución del proyecto	
Requerimientos de calidad del elemento: Contemplar todos los requerimientos de tipo social que puedan afectar positiva o negativamente al proyecto. Normatividad en gestión social de la empresa.	
Entregables: Plan de gestión social preliminar.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Retrasos en el cronograma maestro y el presupuesto del proyecto por intervenciones de las comunidades debido a desacuerdos con las actividades en desarrollo	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder del Proyecto, profesionales del área social, contratistas y comunidades	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 25. Gestión de ambiental – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: GESTIÓN AMBIENTAL	
Responsable: J.C.R	
Alcance del Elemento: Realizar la identificación de las temas ambientales relevantes para el desarrollo del proyecto	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Identificar los temas relevantes del proyecto de forma preliminar para las etapas de planeación. Ejecución y cierre del proyecto	
Información Contractual (si aplica): N.A	
Requerimientos de calidad del elemento: Contemplar todos los requisitos ambientales que puedan afecten al proyecto. Normatividad en gestión ambiental a nivel nacional, regional, local y de empresa.	
Entregables: Plan de gestión ambiental preliminar con temas relevantes	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: No involucrar permisos o licencias ambientales dentro del plan preliminar que generen retrasos o suspensiones del cronograma maestro y sobrecostos en el presupuesto	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder del Proyecto, profesionales área ambiental y entes de control ambiental territoriales	
Aprobado por (Cargo):	

Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS

TABLA 26. Gestión de integración – FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: INTEGRACION	
Responsable: W.Q	
Alcance del Elemento: Definir de forma clara la gestión de las diferentes áreas inherentes al proyecto como son seguridad física, HSE, gestión inmobiliaria, gestión de activos	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: - Identificación de los requerimientos de las diferentes áreas de gestión	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: Visualizar los involucrados de forma directa e indirecta del proyecto, se identifican los recursos humanos, tecnológicos, físicos para poder realizar la siguiente fase. Debe estar validado por el cliente, sponsor y gerente de proyecto. * Modelo de maduración y gestión de proyectos ECP-DPY-P-MMGP- 001 * ECP - DPY- P -002 Procedimiento para aprobación de fases según el MMGP de proyectos VPR. * ECP - VEX- CP - 001 Procedimiento para aprobación de fases según el MMGP de proyectos VEX.	
Entregables: Project charter, corrida económica, caso de negocio, documento de soporte de decisión.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: Fallas en la sinergia entre las áreas involucradas para el desarrollo del proyecto que permiten desviaciones en dichas áreas generando retrasos y sobrecostos	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos).	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

TABLA 27. Cierre de FASE 1

Proyecto / Programa: ICO BOMBAS DE INYECCION - PIA SANTIAGO	
Gerente / Líder:	
Código Elemento:	Número Revisión / Fecha: 28/03/2014
Nombre Elemento de la WBS: CONSOLIDACIÓN Y CIERRE DE FASE	
Responsable: LÍDER DE PROYECTO	

Alcance del Elemento: Verificación de entregables por parte de DPY, preparación de presentación para comité de aprobación de fase, presentación del proyecto en comités, elaboración del acta de comité, firma del Documento Soporte de Decisión y del acta de comité, generar hoja de vida del proyecto en Project Server, gestionar entrega de documentos a P8, gestionar el cargue de recursos en SAP aprobados en comité.	
Límites y Restricciones Asociadas a este elemento: N.A.	
Tareas asociadas con este elemento de la WBS: Verificación de entregables por parte de DPY, preparación de presentación para comité de aprobación de fase, presentación del proyecto en comité, elaboración del acta de comité, firma del Documento Soporte de Decisión y del acta de comité, generar hoja de vida del proyecto en Project Server, gestionar entrega de documentos a P8, gestionar el cargue de recursos en SAP aprobados en comité.	
Información Contractual (si aplica): N.A.	
Requerimientos de calidad del elemento: los documentos oficiales del proyecto deben estar debidamente diligenciados, según el procedimiento que aplique, y deben estar firmados en original por quien corresponda.	
Entregables: documento soporte de decisión y acta de aprobación en comité.	
Duración (HH/días/meses):	Estimado de Costos (MU\$):
Riesgos asociados a este elemento: atrasos en el cumplimiento de hitos	
Stakeholders asociados con este elemento: Líder de proyecto, equipo de trabajo del proyecto (Directos, Transversales y externos), representante de DPY, Operación.	
Aprobado por (Cargo):	
Elaborado por (Cargo): PROFESIONAL DE PROYECTOS	

7.2.10. Cronograma maestro y bases del cronograma

TABLA 28. Cronograma e Hitos relevantes

ACTIVIDAD	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	HITOS
MADURACIÓN												Junio 13 - Comité de fase 3 *
COMPRA - BOMBAS ABE- Baker Hughes												Noviembre 6 - Llegada de 4 Bombas a Campo Santiago
INGENIERÍA (E,) COMPRAS MENORES(P), CONSTRUCCIÓN(C), ARRANQUE (A)												Agosto 18 – Adicional Firmado UT Skanska – SAI Diciembre 15 – Finalización EPC
GESTORÍA TÉCNICA/PCA												Agosto 18 – Gestoría técnica Asignada

TABLA 29. Resumen Análisis de riesgos

RIESGO	VALORACIÓN	CAUSA
Compras y Contratación Retraso en proceso de compra de las bombas por parte de ECP	H	1. Procesos internos 2. Objeción de competidores 3. Cambio de condiciones
Incumplimiento de Baker en entrega de Bombas	H	1. Demoras en tramite de importación, movilización o logística
Proceso de contratación del EPC con el O&M Fallido	H	1. Procesos internos
Incumplimiento de la UT Skanska-SAI en el EPC	H	1. Procesos internos
Técnicos Retraso Proceso de Construcción	H	1. Factores no identificados en el proceso de maduración
Adecuación de Skid a Caja de engranajes	H	1. Los equipos a pesar de ser de la misma marca no son exactamente iguales
Fugas en las líneas de Inyección	M	1. Mantenimiento inadecuado o insuficiente
Gerencia de Proyecto Atrasos en la asignación de los recursos	H	1. Trámites internos de la organización y los definición de los niveles de aprobación dentro del área

7.2.12. Identificación y plan de gestión de involucrados

La identificación de involucrados "consiste en identificar a todas las personas u organizaciones impactadas por el proyecto, y en documentar información relevante relativa a sus intereses, participación e impacto en el éxito del proyecto. Los interesados en el proyecto son personas y organizaciones (p.ej., clientes, patrocinadores, la organización ejecutante o el público) que están activamente involucrados en el proyecto, o cuyos intereses pueden verse afectados de manera positiva o negativa por la ejecución o terminación del proyecto.

7.2.12.1 Formato ECP-DPY-F-003

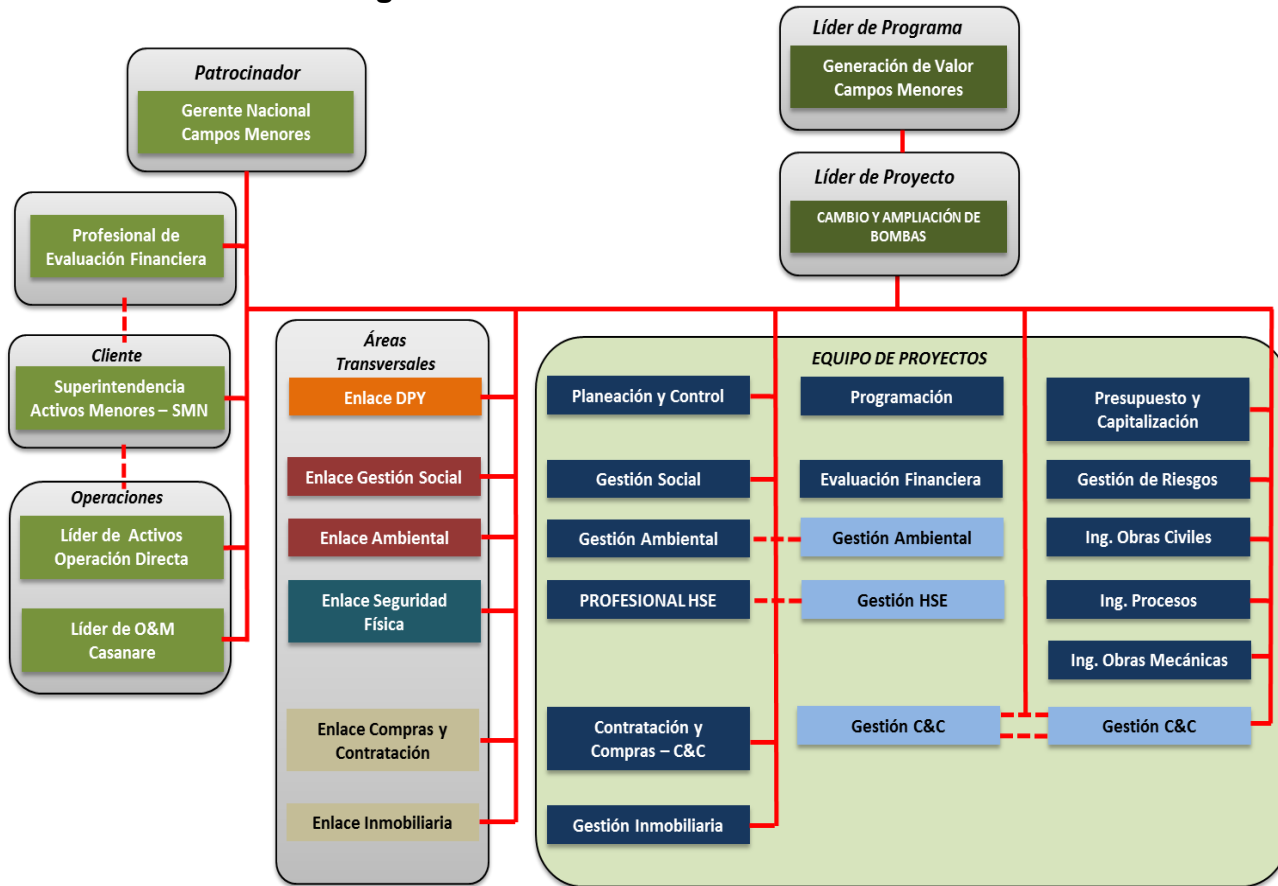
TABLA 30. Identificación de involucrados

TIPO DE INVOLUCRADO	LISTA DE INVOLUCRADOS		INTERNO / EXTERNO	INFLUENCIA						GRADO IMPACTO	INTERACCIÓN CLAVE	GESTIÓN DEL INVOLUCRADO
	Nombre o Nº de Personas	Rol y/o Cargo		Objetivo	Alcance	Obtención del Beneficio	Toma de Decisiones	Grado de Influencia	Tipo de Influencia			
PATROCINADOR	OSCAR BRAVO MENDOZA	GERENTE GCM	Interno	A	A	A	A	Alto	Positiva	Alto	Aprobaciones	Gestión de Patrocinio
LÍDER DE AREA	N/A	N/A	Interno									
LÍDER FUNCIONAL	LUIS FELIPE MÚNERA LÓPEZ	JEFE DE DPTO GCM	Interno	A	A	A	A	Alto	Positiva	Alto	Toma de Decisiones	Gestión Directa
	LUIS ALBERTO MARQUEZ	SUPERINTENDENTE GCM	Interno	A	A	A	A	Alto	Positiva	Alto	Toma de Decisiones	Gestión de Patrocinio
	ZARING JOEMY OCAMPO	LÍDER OPERACIÓN DIRECTA GCM	Interno	A	A	A	A	Alto	Positiva	Medio	Toma de Decisiones	Sensibilización y acompañamiento
	JOSÉ FERNANDO BARRERA	PROFESIONALO&M CAMPO SANTIAGO	Interno	A	A	A	M	Alto	Positiva	Medio	Ejecuciones	Gestión Directa
DPY	ANGELA MARIA CORREA	PROFESIONAL DPY	Interno	M	M	M	M	Medio	Positiva	Medio	Validaciones	Facilitación del Cambio
SOCIEDAD Y COMUNIDAD	MUNICIPIO DE MANI - CASANARE	VEEDURÍA	Externo	A	M	M	M	Medio	Negativa	Medio	Comunicaciones	Capacitación
	JAC - AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO	VEEDURÍA	Externo	B	B	B	B	Medio	Negativa	Medio	Comunicaciones	Capacitación
REGULADORES	ANLA	VEEDURÍA/CONTROL EXTERNO	Externo	B	B	B	M	Bajo	Negativa	Medio	Permisos, licencias y autorizaciones	Comunicación
	CORPORINOQUIA	VEEDURÍA/CONTROL EXTERNO	Externo	B	B	B	A	Alto	Negativa	Alto	Permisos, licencias y autorizaciones	Comunicación
CONTRATISTAS	GABRIEL CAMACHO	GERENTE DE PROYECTO UT SKANSKA-SAI O&M CAMPO SANTIAGO	Externo	A	A	B	B	Medio	Positiva	Medio	Ejecuciones	Comunicación
CLIENTES	N/A	N/A										

ACCIONISTAS O INVERSIONISTAS	N/A	N/A											
COMPETIDORES	N/A	N/A											
EQUIPO INTEGRADO	WILLIAM QUINTERO	LIDER PROYECTO POR GCM	Interno	A	A	A	A	Alto	Positiva	Alto	Información	Gestión Directa	
	JOSÉ ALFREDO FERNÁNDEZ PUERTA	PROFESIONAL SOPORTE EN PROYECTOS GCM: PLANEACIÓN, PROGRAMACIÓN, RIESGOS	Interno	M	M	A	A	Alto	Positiva	Alto	Información	Gestión Directa	
	JUAN CARLOS RODRIGUEZ BLANCO	PROFESIONAL GESTIÓN AMBIENTAL GCM	Interno	M	M	A	A	Alto	Positiva	Alto	Información	Sensibilización y acompañamiento	
	ANA MARIA GIRALDO BEDOYA	CONTROL PRESUPUESTAL; CAPITALIZACIÓN	Interno	B	B	A	M	Bajo	Positiva	Alto	Información	Gestión Directa	
	NUBIA FABIOLA DÍAZ	PROFESIONAL PORTAFOLIO GCM	Interno	A	A	A	M	Alto	Positiva	Alto	Información	Gestión Directa	
	CAROLINA ORJUELA	PROFESIONAL SOCIAL	Interno	A	A	A	A	Medio	Positiva	Medio	Información	Sensibilización y acompañamiento	
	PABLO GUSTAVO DÍAZ	PROFESIONAL ECP GESTION INMOBILIARIA	Interno	B	B	B	M	Medio	Positiva	Alto	Información	Sensibilización y acompañamiento	
	HENRY FRANCO	PROFESIONAL SEGURIDAD FISICA	Interno	B	B	B	M	Bajo	Positiva	Bajo	Información	Sensibilización y acompañamiento	
	ALEXANDER OCTAVIO GÓMEZ	PROFESIONAL CIVIL	Interno	M	M	M	M	Medio	Positiva	Medio	Información	Gestión Directa	
	WILLIAN JAVIER PINZÓN	PROFESIONAL DE PROCESOS	Interno	M	M	M	M	Medio	Positiva	Medio	Información	Gestión Directa	
	GERMÁN ALONSO PINEDA	PROFESIONAL MECANICO	Interno	M	M	M	M	Medio	Positiva	Medio	Información	Gestión Directa	
OTROS	N/A	N/A											

7.2.13. Identificación de recursos para FASE 2

FIGURA 16. Personograma



Fuente: ECOPEPETROL S.A

7.2.14. Estrategias de las áreas transversales

7.2.14.1 Gestión Ambiental

7.2.14.1.1 Antecedentes

- Mediante Resolución No. 599 del 15 de julio de 1991, el INDERENA otorgó viabilidad ambiental a la actividad de explotación petrolera en el campo Santiago, las nuevas áreas de Trompillos y El Palmar, y el oleoducto Santiago – El Porvenir.
- Mediante oficio, radicado el 21 de noviembre de 1997, se presenta a la autoridad ambiental el Documento de Evaluación y Manejo Ambiental (DEMA) para los pozos Santiago Sur 1 (Santiago 11), Santiago Este 2 y Trompillos 2.
- Mediante oficio, radicado el 12 de marzo de 1998, se presenta a la autoridad ambiental el Documento de Evaluación y Manejo Ambiental (DEMA) para la construcción de las líneas de flujo los pozos Santiago 11, Santiago Este 2, Trompillos 2 y reemplazo de la línea de flujo del pozo Palmar.

- Mediante Resolución No. 596 del 28 de julio de 1999, el Ministerio de Medio Ambiente establece el PMA para la perforación de los pozos de desarrollo Santiago 4 (sidetrack), Santiago 12 y Santiago 12A, en la locación existente de los pozos Santiago 4, Santiago 12 y Santiago 11, respectivamente; y construcción de líneas de flujo desde estos pozos hasta la estación Santiago

Con base en los actos administrativos, que autorizan el desarrollo de actividades en el Campo Santiago, y debido a la necesidad de remplazar las bombas en la PIA y la locación de los pozos Santiago 4/11/12, como la instalación de una línea de inyección de agua de baja presión, se define lo siguiente:

- La actividad del reemplazo de las bombas en la locación de los pozos Santiago 4/11/12 se encuentra amparada por el DEMA, donde se incluyó el pozo Santiago Sur 1 (Santiago 11) y la Resolución No. 596 del 28 de julio de 1999 por la cual se establece un PMA donde se incluyó la perforación del pozo Santiago 12.
- Para el reemplazo de las bombas en la PIA y la instalación de la línea de inyección de baja presión, se debe verificar y validar bajo que instrumento de control y manejo ambiental está amparado, que posiblemente por la antigüedad pueden estar cobijado por la Resolución No. 599 del 15 de julio de 1991, donde el INDERENA otorgó viabilidad ambiental a la actividad de explotación petrolera en el Campo Santiago.

7.2.14.1.2 Recomendaciones

- Revisar el expediente LAM 425 del Campo Santiago, para identificar bajo que instrumento de control y manejo ambiental está amparado la PIA y las líneas de inyección de agua existentes.
- Revisar los DEMA para identificar las actividades y medidas de manejo ambiental presentados a la ANLA.
- Identificar si las dos líneas de inyección de agua existentes, de la PIA a los pozos Santiago 4/11/12, presentan el mismo derecho de vía.
- El proyecto a ejecutarse intervendrá un proceso existente y en operación, con una capacidad de inyección autorizada por la autoridad competente, por lo anterior no se requiere generar actos administrativos adicionales a los ya definidos.

Para conocer la totalidad del informe emitido por el área ambiental, ver el ANEXO E.
CONCEPTO AREA AMBIENTAL

7.2.14.2 Gestión Social

Respondiendo a la consigna empresarial de fortalecer y gestionar de manera responsable las relaciones de ECOPETROL S.A. con sus grupos de interés, a partir de la identificación de las necesidades de ambos actores en un escenario de participación e interlocución, y la adopción de prácticas de mutuo beneficio, el siguiente concepto social permite la identificación de las

particularidades socio-ambientales y culturales en el área de influencia de la cambio y ampliación de las bombas de inyección de Campo Santiago, las cuales viabilicen la implementación y cumplimiento de una estrategia de intervención integral social, y de la política de responsabilidad social empresarial de la compañía; todo ello encausado al logro exitoso de los objetivos y metas del proyecto, dentro de un marco de atención a los riesgos e impactos sociales generados por el mismo.

Para viabilidad social es necesario conocer si existe un instrumento de control ambiental que avale el desarrollo del proyecto, ya que desde gestión social se debe cumplir con las obligaciones sociales y el manejo de los impactos sociales allí consignados, por lo tanto, se deberán tener en cuenta las obligaciones socio-ambientales contenidas en el instrumento de control ambiental documento de evaluación y manejo ambiental DEMA.

7.2.14.2.1 Concepto general

- En el desarrollo de las etapas se deberán considerar las afectaciones que pueden causar los contratistas o el incumplimiento en los compromisos adicionales adquiridos con las comunidades. Es importante llevar a cabo el control y seguimiento de cada una de las quejas o inquietudes que presente la comunidad.
- La gestoría técnica y el administrador del contrato deben definir los perfiles requeridos para la contratación de personal calificado de la región e informar a quién corresponda de manera oportuna.
- El administrador del contrato y las gestorías técnicas y administrativa deben definir exactamente, los bienes y servicios que requiere el proyecto, y los requisitos exigidos para su contratación. Es importante explicar, claramente, las formas de pago, requisitos, compromisos y deberes de las personas o empresas que vayan a suministrar bienes y servicios, con el fin de evitar reclamaciones e inconvenientes posteriores.
- Divulgar a la comunidad las obligaciones socio-ambientales que aplican al proyecto.
- Mantener los canales de comunicación abiertos y permanentes entre la interventoría, el contratista y gestión social, a fin de atender oportunamente las inquietudes que se puedan presentar.
- Es importante que antes de dar inicio al proyecto se lleven a cabo los procedimientos de pre-socialización con los contratistas y las gestorías técnica, administrativa y social. Con anticipación a la socialización con las comunidades de Campo Santiago.
- Cabe subrayar que los temas de alta sensibilidad de la comunidad son las expectativas de contratación de mano de obra local, bienes y servicios, en especial alquiler de camionetas y maquinaria, mantenimiento o mejoramiento vial e inversión social.

Para conocer la totalidad del informe emitido por el área ambiental, ver el ANEXO F. CONCEPTO AREA SOCIAL.

7.2.14.3 Gestión Inmobiliaria

7.2.14.3.1 Antecedentes

El campo Santiago fue operado por la compañía PETROBRAS desde 1984 año en el cual el Ministerio de Minas y Energía aprobó el contrato a LASMO OIL (COLOMBIA) LIMITED para los sectores Upía A, Upía B, Upía C. Mediante comunicación del 23 de Febrero de 1994 se solicitó que en la devolución de áreas, se retuviera el sector Upía B con un área de 26.639 hectáreas en el municipio de Maní Casanare.

El contrato fue terminado el día 29 de febrero de 2012 obligando a ceder a título gratuito a Ecopetrol los derechos reales de propiedad y de servidumbre, así como cualquier tipo de derecho inmobiliario del área contratada. Se acuerda que el proceso de transferencia de aquellos bienes o derechos cuya naturaleza implique derechos reales (bienes inmuebles, servidumbres y ocupaciones) estará sometido a procesos de ley en un término de sesenta (60) días calendarios a partir del 01 de marzo de 2012, plazo que puede ser prorrogado de mutuo acuerdo entre las partes.

7.2.14.3.2 Concepto general

- Si dentro del alcance del proyecto se identifican necesidades de realizar la construcción de edificaciones de tipo convencional permanente, es necesario realizar una reprogramación para incluir los tiempos de obtención de licencias urbanísticas, sin embargo el proyecto se desarrollara dentro del área de operación de Campo Santiago, las cuales son de propiedad de ECOPETROL S.A.
- Determinar si se requieren derechos inmobiliarios adicionales para la construcción de facilidades que la ingeniería conceptual no tenga contemplada.
- El proyecto se ejecuta en áreas pertenecientes a ECOPETROL S.A, es decir ya se cuenta con los permisos requeridos por las autoridades competentes y entes de control.

Para conocer la totalidad del informe emitido por el área inmobiliaria, ver el ANEXO G. CONCEPTO AREA INMOBILIARIA.

7.2.14.4 Gestión Seguridad física

Revisados los antecedentes documentales, los análisis de riesgos, la matriz de factibilidad de los entornos rural y urbano, los estados de alerta y la información aportada por los Profesionales y Analistas de Seguridad de la DSF-ECP, de la Regional Casanare Arauca de Seguridad DSF-ECP, y de la Coordinación de Seguridad Física de Proyectos incluidos en el presente documento, se conceptúa como **FACTIBLE** desde el ámbito de Seguridad Física, la ejecución del proyecto **CAMBIO Y AMPLIACION DE LAS BOMBAS DE INYECCION DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUA DE CAMPO SANTIAGO** con una VALORACIÓN 79%, además en el área objeto del estudio clasificada por el Indicativo de Alteración de Orden Público de la DSF-ECP, como **ZONA DE RIESGO BAJO**; no se encuentran afectaciones especiales a la “Seguridad Ciudadana y Orden Público” las cuales puedan afectar en forma grave el Proyecto; de otra parte la mitigación del riesgo asociado al proyecto se podrá realizar

a través de actividades tales como: fortalecimiento de la cultura de prevención y auto-cuidado, aplicación de normas y procedimientos internos de seguridad, y el perfeccionamiento de acuerdos de colaboración, para el fortalecimiento de la actividad de la Fuerza Pública en la zona, el apoyo a las autoridades regionales y locales y demás entes del Estado, generando mancomunadamente estrategias integrales con las diferentes comunidades en el área de influencia y su relacionamiento con la Empresa.

El informe emitido por el área de seguridad física respecto del presente proyecto, es un documento de carácter confidencial para ECOPETROL S.A, por tal motivo no se establece como anexo.

7.3. DESARROLLO DE ENTREGABLES FASE 2

Para tal fin, el modelo de maduración de gestión proyectos (MMGP) establece el diligenciamiento de la lista de chequeo (Check list), a fin de evaluar el cumplimiento de cada uno de los entregables, los responsables y la fecha de terminación, de igual forma cada uno de los elementos evaluados se califica y la sumatoria total de estos, debe ser mayor al 90% valor objetivo del proyecto para FASE 2.

7.3.1. Lista de chequeo FASE 2

7.3.1.1 Formato ECP-DPY-F-013

TABLA 31. Lista de Chequeo FASE 2

No.	FASE 2	Ponderación	Evaluación	%	Pendientes	Responsable	Dependencia	Fecha Terminación (dd/mm/aaaa)	Comentarios
	"Selección de la Alternativa"								
1	ENTREGABLES DEL MMGP								
1,1	Actualización / Complementación Caso de Negocio con Vo.Bo. por DPY - UPY - Incluye análisis de la viabilidad financiera	8%	Deficiencias menores	5%					
1,2	Project Charter debidamente firmado	3%	Mal definido	0%					
1,3	Análisis de alternativas y selección de alternativa optima. Acta de validación de alternativa seleccionada	15%	Definición Completa	15%					
1,4	Estimado de costos y bases del estimado Clase IV - validados	3%	Definición Completa	3%					
1,5	Generación de Lecciones Aprendidas de Fase 1	6%	Definición Completa	6%					
1,6	Aplicación de lecciones por aprender para Fase 2	6%	Definición Completa	6%					
1,7	Declaración del alcance, WBS y diccionario de la WBS – validados	4%	Definición Completa	4%					
1,8	Cronograma maestro y bases del cronograma validados	4%	Definición Completa	4%					
1,9	Plan de gestión de riesgos y plan de tratamiento de riesgos registrados en el formato ECP-DPY-F-008 para el Proyecto validados	4%	Definición Completa	4%					
1,10	Plan de compras y contratación, incluye validación de estrategia, hitos y duraciones de procesos de contratación con Vo.Bo. DSC o quien haga sus veces	3%	Mal definido	0%					
1,11	Actualización Identificación y plan de gestión de involucrados o grupos de interés en el formato ECP-DPY-F-003 y plan de comunicaciones en el formato ECP-DPY-F-078	8%	Definición Completa	8%					
1,12	Definición, selección y conformación del equipo del proyecto	4%	Definición Completa	4%					
1,13	Plan de Gestión de Recursos Humanos	8%	Definición Completa	8%					
1,14	Plan Preliminar de Ejecución del Proyecto	8%	Definición Completa	8%					
1,15	Desarrollo a nivel conceptual de la alternativa seleccionada.	4%	Definición Completa	4%					
1,16	Matriz e informe de aplicación de PIV's en FASE 2	5%	Definición Completa	5%					

1,17	Informe de medición y resultados PDRI	3%	Definición Completa	3%					
1,18	Estrategia Ambiental, Gestión Social, VIJ, DSF y Gestión Inmobiliaria debidamente firmado(s)	2%	Definición Completa	2%					
1,19	Documento Soporte de Decisión - Actualizado	2%	Definición Completa	2%					
Notas:		100%	SUBTOTAL	100%	OBSERVACIONES ADICIONALES				
1. Todo elemento que se califique como "No aplica" debe tener su justificación en la parte de Comentarios			SUBTOTAL N/A	0%					
2. En el caso de que algún documento de la lista de chequeo obtenga calificación inferior a "Deficiencias Menores", la oportunidad de negocio NO puede presentarse a Comité de Decisión de Fase			TOTAL AJUSTADO	100%					
			OBJETIVO =	90%					

Fuente: Ecopetrol S.A

7.3.2. Caso de negocio FASE 2

7.3.2.1 Objetivo

- Cambio de las 4 bombas de inyección de agua de la PIA (Planta de inyección de agua), debido a su obsolescencia.
- Posibilidad de recuperar 100 BOPD con el incremento de 14080 BWPD.

7.3.2.2 Alcance resumen

- El proceso propuesto contempla el reemplazo de cuatro (4) unidades de bombeo existentes (P-103 A/B y P-20 A/B), por cuatro (4) bombas de mayor capacidad que se ajusten a las condiciones operacionales actuales y futuras de inyección de agua.
- Desarrollo de Ingeniería para todas las modificaciones de las facilidades y servicios requeridos.
- Procura de los equipos y materiales requeridos de las diferentes disciplinas.
- Construcción e instalación de todas las interconexiones de tuberías, soportes de tuberías, fundaciones de equipos, desmantelamiento y demoliciones, puntos de empalme (Tie In), instalación de cableado de instrumentación y eléctrico entre la planta y el CCM.
- Prueba y puesta en marcha de todos los sistemas asociados a la instalación

7.3.2.3 Justificación

Las bombas que actualmente hacen parte del sistema de inyección, presentan dificultades en la consecución de repuestos y tiempos de entrega muy largos, los números de parte de algunos componentes claves se encuentran obsoletos y discontinuados, según el diagnóstico dado la tasa de flujo actual es mayor que la de diseño, es decir se encuentran trabajando en un punto de operación diferente al del diseño inicial, y se presenta el fenómeno de Upthrust (empuje ascendente), lo que aumenta el desgaste de sus piezas internas en forma dramática, el sistema está trabajando fuera del cono de operación recomendado.

De igual forma, se establece la posibilidad de la puesta en servicio de pozos adicionales que contribuirían con hasta 100 BOPD, con el consecuente y asociado incremento de 14.080 barriles de agua de producción; la planta de tratamiento de crudo cuenta con las instalaciones necesarias para recibir y manejar esta producción incremental de crudo y agua asociada, a través de la puesta en servicio de tanques de reserva, sin embargo la limitante en este caso es la capacidad de inyección.

7.3.3. Project Charter

Desarrollar el documento de constitución del proyecto o project charter, es el proceso que consiste en desarrollar un documento que autoriza formalmente un proyecto o una fase y en documentar los requisitos iniciales que satisfacen las necesidades y expectativas de los interesados. En proyectos de fase múltiple este proceso se usa para validar o refinar las decisiones tomadas durante la fase anterior; Además proporciona una delimitación preliminar de las funciones y responsabilidades, se esbozan los objetivos del proyecto, identifica los principales grupos de interés, y define la autoridad del jefe de proyecto, la autoridad para aplicar los recursos de la organización a las actividades del proyecto.

Dentro del modelo de maduración y gestión de proyectos de ECOPETROL S.A, el Project Charter se diligencia en el formato **ECP-DPY-F-029 – CARTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO.**

Para conocer la totalidad del documento, ver el ANEXO H. FORMATO DE CONSTITUCION DEL PROYECTO.

Adicionalmente, como anexo al Project Charter se deben suscribir los memorandos de designación del líder del proyecto y del equipo de trabajo, a fin de establecer la persona que tiene la responsabilidad total de la planeación y ejecución de cada una de las fases y definiendo los roles y responsabilidades del grupo de trabajo, este último está conformado por el personal que posee las competencias y experiencias vitales para el desarrollo con éxito de las fases y está enmarcado en lo descrito en el Personograma al momento de identificar los recursos para FASE 2.

Para conocer los memorandos suscritos para el proyecto, ver el ANEXO I. DESIGNACION DEL LIDER DEL PROYECTO y ANEXO J. DESIGNACION DEL EQUIPO DEL PROYECTO.

7.3.4. Análisis y selección de alternativa optima

Para el análisis de las alternativas en FASE 2, se toman las alternativas formuladas en la FASE 1 y se valoran cualitativa y cuantitativamente mediante el diligenciamiento del **formato ECP-DPY-F-007 – Matriz de evaluación de alternativas**, según los resultados mínimos requeridos y los aspectos máximos esperados para el proyecto, estos parámetros son establecidos pro el equipo de trabajo

A continuación, nuevamente se mencionan las alternativas planteadas en la FASE 1, a fin de realizar el análisis de las mismas:

1. Aumentar la capacidad de inyección de las bombas hasta un máximo de (120.000 BWPd).
2. Mantener los niveles actuales de inyección de las bombas (72.800 BWPd).

3. Aumentar a la máxima capacidad posible sin cambiar facilidades (86.000 BWPD).

4. No realizar el proyecto - mantener los equipos actuales.

TABLA 32. Análisis de alternativas FASE 2

Análisis y cumplimiento de los resultados obligados	ALTERNATIVAS A CONSIDERAR			
	1	2	3	4
Se disminuye el riesgo de paradas de producción por falla de los equipos	SI	SI	SI	NO
Se seguirán utilizando los motores actuales Waukesha de combustión a gas natural	SI	SI	SI	SI
No se requiere la realización de trabajos de ampliación de áreas en la PIA en la zona de las bombas	SI	SI	SI	SI
No se requiere la realización de trabajos de ampliación de áreas en la PIA en la zona de las bombas	SI	SI	SI	SI
Se mantiene el número de equipos, con lo que los impactos sobre las instalaciones son reducidos	SI	S	SI	SI
Alternativa Viable	SI	SI	SI	NO

Análisis y cumplimiento de los objetivos deseables	PESO	CALIFICACIÓN ALTERNATIVAS A CONSIDERAR			
		1	2	3	4
Factor J - (Incluye CAPEX, OPEX, aumento en la producción)	7	7,7	6,18	10	X
Facilidad de construcción y tiempos de ejecución	3	1	10	9	X
TOTAL (PESO x CALIFICACIÓN)		56,9	73,2	97	X

Para conocer la totalidad del documento, ver el ANEXO K. MATRIZ DE EVALUACION DE ALTERNATIVAS.

Al realizar el análisis de las alternativas, se determinó que la alternativa N° 3 “Aumentar a la máxima capacidad posible sin cambiar facilidades (86.000 BWPD)” fue la más viable por no necesitar un desarrollo de ingeniería relevante al no tener modificaciones en las facilidades asociadas al proceso de inyección y resultando suficiente la ingeniería conceptual para establecer costos clase 2 y generar las especificaciones técnicas para contratación y ejecución, por tal motivo y de manera atípica para este tipo de proyectos, la gerencia encargada opta por desarrollar dicha alternativa y no sancionar FASE 2, por el contrario ejecutar los entregables de FASE 3 y su respectiva sanción.

7.3.5. Estimado de costos y bases del estimado Clase IV

Debido a la decisión de dar inicio a la ejecución de los entregables de FASE 3, el estimado de costos clase IV no se desarrolla, por lo tanto se estiman los costos clase II correspondiente a dicha fase, mediante el diligenciamiento del formato **ECP-DPY-F-040 - Estimado de costos - resumen.**

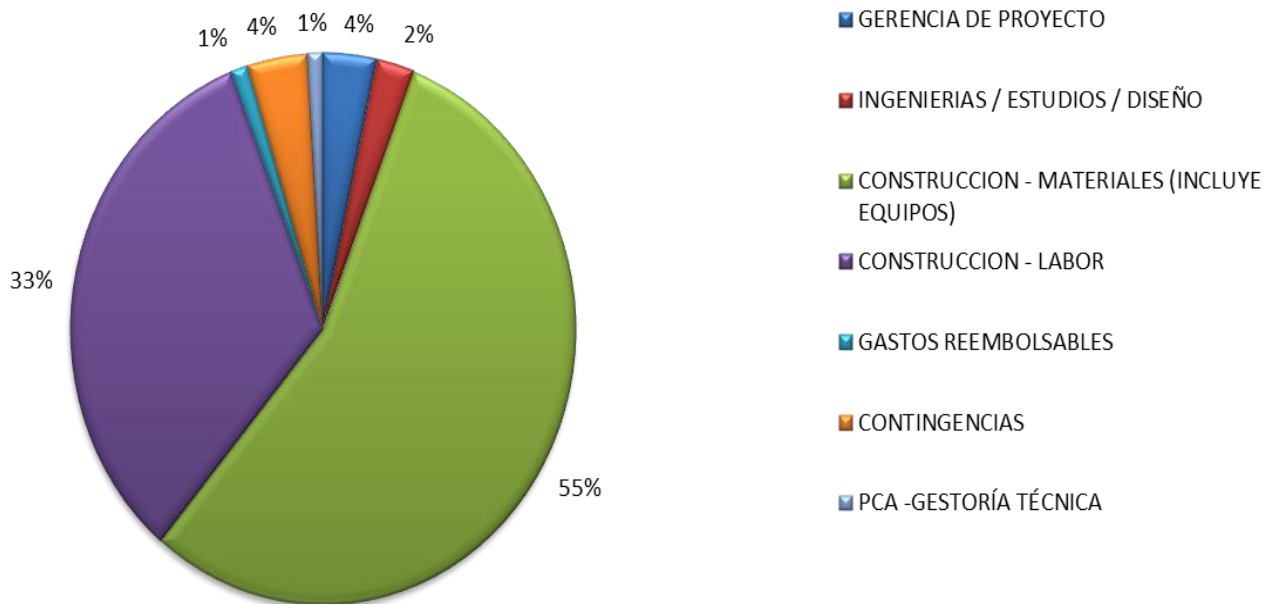
TABLA 33. Formato estimado de costos - resumen

NOMBRE PROYECTO:		CAMBIO Y AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE INYECCIÓN DE BOMBAS PIA, CAMPO SANTIAGO				
GERENCIA	GCM	SUPERINTENDENCIA	SMN	RESPONSABLE		
				LIDER DE PROYECTO		
FECHA RECIBIDO (dd/mm/año):		TASA PARA ESTIMACION		1900	REVISION	
FECHA ENTREGA (dd/mm/año):						
CLASE ESTIMADO	II	ESTIMADO	X	MCOP		
FASE MADURACION A PRESENTAR	3	REAL		KUSD	X	
Una mayor definición de los ítems y elementos de costo puede ser leída en los comentarios adicionados en cada una de la celdas						
ITEM DE COSTO	CONTRATISTA			ECOPETROL		TOTAL
	GASTOS REEMBOLSABLES	MATERIALES (APLICA AIU)	LABOR (APLICA AIU)	MATERIALES	LABOR	
COMPRAS Y CONSTRUCCION						
CIVIL			31.590			31.590
ELECTRICOS			6.678			6.678
INSTRUMENTACION Y CONTROL			575.323			575.323
MECANICOS	36.842	1.824.521	474.014			2.335.377
SUBTOTAL COMPRAS Y CONSTRUCCION	36.842	1.824.521	1.087.605			2.948.968
OTROS COSTOS						
GERENCIA DE PROYECTO						
Gestión del Proyecto			108.011			108.011
Otros gastos gerenciales			4.993			4.993
SUBTOTAL GERENCIA DE PROYECTO			113.003			113.003
INGENIERIA / ESTUDIOS / DISEÑO						
Detalle			79.650			79.650
SUBTOTAL INGENIERÍA/ ESTUDIOS/DISEÑO						79.650
PCA						
PRECOMISIONAMIENTO			32.131			32.131
COMISIONAMIENTO						
ARRANQUE						
SUBTOTAL PCA			32.131			32.131

CONTINGENCIA						126.950
ESCALACIÓN						
TOTAL COSTO ESTIMADO PROYECTO						3.300.702

FIGURA 17. Estructura de Costos del Proyecto

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL PROYECTO



Por ser un proyecto de continuidad operativa, se implementa como modelo financiero el FACTOR J o relación beneficio/costo, comparando el riesgo base, es decir los costos que la empresa asumirá en caso de no tomarse medidas que permitan mantener el campo en condiciones operacionales, contra el eventual riesgo asumido, si se ejecutara el proyecto con la alternativa mas optima de las seleccionadas.

7.3.6. Lecciones aprendidas FASE 2 y 3

El líder del proyecto en conjunto con el equipo de trabajo realiza un taller de lecciones aprendidas, a fin de identificar aquellas que generaron impacto a la organización o al proyecto, para este caso en particular no se estimaron lecciones que generaran impacto al proyecto de una fase a otra, por tal razón aquellas que se evidenciaron en FASE 1 se les realiza un seguimiento durante el desarrollo de las fase siguientes.

7.3.7. Declaración del alcance, WBS y diccionario de la WBS

Se realizará el cambio y ampliación de las bombas de inyección de agua del campo Santiago, pasando de una capacidad de 72.800 a 86.000 Barriles de Agua por Día BWPD. EL proyecto Incluirá:

- Desarrollo de la Ingeniería de detalles para todas las modificaciones de las facilidades y servicios requeridos, siguiendo los lineamientos de ingeniería de producción y las facilidades existentes en la planta actual.
- Procura de los equipos y materiales requeridos de las diferentes disciplinas.
- Construcción e instalación de todas las interconexiones de tuberías, soportes de tuberías, fundaciones de equipos, desmantelamiento y demoliciones, puntos de empalme (Tie In), instalación de cableado de instrumentación y eléctrico entre la planta y el CCM.
- Prueba y puesta en marcha de todos los sistemas asociados a la instalación.

7.3.8. Cronograma maestro y bases del cronograma

El cronograma para esta fase es el mismo en su estructura inicial en FASE 1, sin embargo este se debe actualizar de acuerdo a las condiciones establecidas con el proveedor seleccionado, definiendo claramente los hitos relevantes y las fechas de cumplimiento de los mismos.

7.3.9. Plan de gestión de riesgos y plan de tratamiento de riesgos para el proyecto

TABLA 34. Plan de tratamiento de riesgos

RIESGO	VALORACIÓN	ACCION DE TRATAMIENTO	VALORACION RIESGO RESIDUAL
Compras y Contratación Retraso en proceso de compra de las bombas por parte de EPC	H	Mitigar: Llamadas semanalmente reuniones de control con F.A / Proveedor 2. Realizar ajustes necesarios en caso de retrasos	M
Incumplimiento de Baker en entrega de Bombas	H	Mitigar: Coordinar con la gestoría administrativa, lo estipulado en la OC en cuanto a multas. Apremios al proveedor	M
Proceso de contratación del EPC con el O&M Fallido	H	Mitigar: Reuniones con la U.T Skanska de retroalimentación para clarificar la oferta y Reuniones con la parte Jurídica y contratación para evitar impedimentos	M
Incumplimiento de la UT Skanska- SAI en el EPC	H	Mitigar : Fortalecer el seguimiento con la gestoría técnica	M

Técnicos Retraso Proceso de Construcción	H	Mitigar – Identificar y cerrar en la ingeniería de detalle	M
Adecuación de Skid a Caja de engranajes	H	Mitigar: Identificar y cerrar en la ingeniería de detalle, adicionalmente realizar visitas a Campo Santiago con los profesionales del proveedor 2.	M
Fugas en las líneas de Inyección	M	Mitigar: Resolver en la Ingeniería de detalle, O&M debe asegurar reparación	L
Gerencia de Proyecto Atrasos en la asignación de los recursos	H	Mitigar: Definir dentro del proceso de entrega de cargo, como van a manejar las aprobaciones de maduración y de compras y contratación. Contingencia: Solicitar Suspensión del proyecto	M

7.3.10. Plan de compras y contratación

El plan de compras y contratación es una herramienta que busca garantizar la adecuada planeación que exige el proyecto, al momento de la adquisición de bienes y servicios con terceros, bajo contratos o prestaciones de servicios ya suscritos o dando inicio a procesos de contrataciones nuevos, asegurando que las requerimientos del proyecto se cumplan en los factores tiempo costo y calidad.

7.3.10.1 Evaluación de proveedores

TABLA 35. Criterios de evaluación

CRITERIO		PUNTAJE MAXIMO	OBSERVACIONES
Cumplimiento de especificaciones técnicas	Capacidad	5	Se evaluara cada oferta y si se cumple con los parámetros, se dará puntuación de 5, en caso contrario el puntaje será 1.
	Presión de descarga	5	
	Presión de succión	5	
Compatibilidad con instalaciones existentes		10	Se evalúa si la bomba se puede adaptar al motor y caja de engranajes existentes.
Valor de la oferta		25	Puntaje = 25 * (Valor oferta menor/Valor oferta n)
Tiempo de entrega		50	Puntaje = 50 * (Valor tiempo menor/Valor tiempo n)

TABLA 36. Evaluación de proveedores

CRITERIO	UNIDAD	PARAMETROS			CUMPLIMIENTO		
		Min	Rated	Max	SCHLUMBERGER	BAKER	GE
Capacidad	BWPD	20000	-	30000	SI	SI	SI
Presión de succión	psig	140	150	240	SI	SI	SI
Presión de descarga	psig	1400	1700	2000	SI	SI	SI
Compatibilidad con instalaciones existentes	N/A	-			NO	SI	NO
Valor de la oferta	USD	-			276.467	482.874	306.266
Tiempo de entrega	SEMANAS	-			22	16	23

TABLA 37. Calificación de proveedores

CRITERIO	PUNTAJES		
	PROVEEDOR 1	PROVEEDOR 2	PROVEEDOR 3
Capacidad	5	5	5
Presión de succión	5	5	5
Presión de descarga	5	5	5
Compatibilidad con instalaciones existentes	1	10	1
Valor de la oferta	25,0	14,3	22,6
Tiempo de entrega	36,4	50,0	34,8
PUNTAJE TOTAL	77,4	89,3	73,4

7.3.10.2 Estrategia de contratación**FIGURA 18. Estrategia de contratación**

1. Compra de Bombas Acuerdo de Bases Económicas, con la empresa Baker Hughes, de acuerdo a la comparación realizada durante en el desarrollo de la Ingeniería.

2. Contrato EPC - Contrato Adicional -MA-0021403 – Clausula 2.

3. Gestoría Técnica. Orden de Servicio Contrato MA-0014000.

TABLA 38. Vehículos de contratación

OBJETO (Resumen)	OBJETO DEL CONTRATO PRIMIGENIO	OBJETO	VEHÍCULO	VALOR CON IVA
Compra de Bombas de Inyección	N/A	Suministro de Bombas de Inyección de Agua	ABE APSUG11181	\$ 3.466.589.082

		para el Campo Santiago		
Contrato EPC	Servicio Integral de Operación Y Mantenimiento de los Campos Menores de Producción de Ecopetrol S.A., Ubicados en el Departamento de Casanare - (Cláusula Segunda - Actividades Del Capex y Primera Opción Para Su Ejecución)	Ingeniería de Detalle, Construcción, Puesta en marcha, incluyendo las compras de todos los materiales y equipos menores para el cambio de las bombas de inyección de agua del campo Santiago	Contrato Adicional Contrato MA-21403	\$ 2.077.268.052
Gestión de Proyecto	Consultoría para el desarrollo, aseguramiento, control, seguimiento y supervisión de ingenierías de los proyectos de la gerencia técnica de desarrollo de exploración y producción de ECOPETROL S.A. para la vigencia 2013 y dos usos de opción 2014 y 2015	Maduración, seguimiento y control para el proyecto CO_ Y AMPLIACION BOMBAS INYECCIÓN DE AGUA SANTIAGO	Mayor Cantidad Contrato MA-0021226	\$ 95.185.307
Gestoría Técnica	"Interventoría técnica de todos los programas y proyectos que ejecute la gerencia técnica y de desarrollo de la vicepresidencia de exploración y producción de ECOPETROL S.A, gerencia regional sur y gerencia nacional de campos menores".	Gestoría Técnica para las actividades relacionadas con el proyecto CO_ Y AMPLIACION BOMBAS INYECCIÓN DE AGUA SANTIAGO	Orden de Servicio Contrato MA-0014000	\$ 66.311.074
Total				\$ 5.805.353.515
Total USD				\$ 3.055.449

7.3.11. Actualización de identificación y plan de involucrados

Para las FASES 2 y 3, se mantiene la estructura del plan de gestión de involucrados definida en FASE 1.

7.3.12. Definición, selección y conformación del equipo del proyecto

TABLA 39. Equipo de trabajo

FUNCIONARIO	ROL	DIRECTO/ CONTRATISTA	DEDICACION %
W.Q.C	Líder del proyecto	Directo	40%
J.F.B	Profesional O&M Campo Santiago	Directo	5%
N.F.D	Profesional Gestión Financiera	Directo	2%

C.E.N	Profesional Gestión de Contratación y Compras	Directo	2%
J.A.F	Profesional de proyectos	Contratista	15%
W.P	Profesional de Ingeniería – Procesos	Contratista	30%
A.L	Profesional de Ingeniería – Civil	Contratista	5%
G.P	Profesional de Ingeniería – Mecánica	Contratista	25%
J.C.R	Apoyo en gestión HSE (PEG-GCM)	Contratista	5%
C.O	Apoyo en gestión Social (PEG-GCM)	Contratista	5%
A.M.G	Apoyo gestión presupuestal y capitalización PEG	Contratista	2%
M.A.C	Apoyo gestión financiera (PEG-GCM)	Contratista	5%

7.3.13. Plan de gestión de recursos humanos

El plan de gestión de recursos, está definido por el mismo personal establecido en el numeral “7.2.13. Identificación de recursos para FASE 2”, adicionalmente en este entregable se precisa el momento en que cada profesional se integra al proyecto y la duración de su tarea en la ejecución del mismo, una vez finalizada su labor el profesional es reubicado en otro proyecto, a fin de optimizar los recursos administrativos.

7.3.14. Plan de ejecución del proyecto

El plan de ejecución del proyecto es el documento que integra los aspectos relevantes de la metodología que se ha desarrollado durante las fases ejecutadas del proyecto, contemplando con suficiente anticipación aspectos claves como los recursos de personal requeridos, recursos financieros, el alcance de los servicios a ser contratados, la estrategia de contratación y compras óptima, las estrategias de las áreas transversales, el presupuesto del proyecto, el plan de administración de riesgos, entre otros.

Para conocer la totalidad del documento, ver ANEXO L. PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO FASE 3.

7.3.15. Resultados de aplicación de PIV's en FASE 3

El objetivo principal de las Prácticas de Incremento de Valor es la identificación de oportunidades para optimizar el valor del proyecto, es decir los beneficios económicos que obtendrá el proyecto y mejorar los parámetros de desempeño del mismo.

TABLA 40. Herramienta de selección PIV

Cliente / Contratista:	N/A	Nombre del Proyecto:	CAMBIO Y AMPLIACION BOMBAS INYECCIÓN AGUA SANTIAGO	Fecha:	07-may-14		
EJECUCIÓN DE PROYECTO		TECNOLOGÍA		TECNOLOGÍA		ECONOMICOS / FINANCIEROS	
Fase de Proyecto		Complejidad del Proyecto		Uso		CAPEX	
FEL1 (Initiation) FEL2 (Feasibility) FEL3 (Definition) Detail Design	FEL3	Alta (> 10 PFDs) Media (6-10 PFDs) Baja (1-5 PFDs)	Bajo	Alto Medio Bajo	Alto	Alto > \$20MM USD Medio \$2MM - 20MM USD Bajo < \$2MM USD	Medio
Experiencia del Gerente del Proyecto		Numero de Equipos		Diferentes Flujos de Entrada		OPEX	
Alta: > 10 años Media: 5-10 años Baja: < 5 años	Media	< 20 piezas 20-50 piezas > 50 piezas	20	1 2-3 >3	1	Alto > \$20MM USD Medio \$2MM - 20MM USD Bajo < \$2MM USD	Bajo
Composición del Equipo del Proyecto		Localización del Proyecto		Numero de Facilidades		RIESGO	
Establecido / Centralizado Formado Recientemente / Disperso Variable / Muy Disperso	Nuevo	Remota / Primitiva Lejana / Desarrollada Local / Dentro de la Facilidad	Local	1 2 o más	1	Proyecto Critico	
Alto (Requerido por Operaciones) Medio (Expansión) Bajo (Operaciones)							Bajo
Tipo de Programa		Base de la Tecnología					
Convencional Acelerado	Acelerado	Nueva Tecnología Nueva para la Facilidad Establecida Existe en la Facilidad	Existente				

7.3.16. Documento Soporte de Decisión - Actualizado

El documento de soporte de decisión (DSD), es aquel que recopila los entregables más relevantes, tendientes a que el patrocinador del proyecto libere los recursos establecidos en el estimado de costos o por el contrario determine que el proyecto no cumple con las condiciones necesarias que permitan generar valor para la empresa y recomiende reevaluar algunas de las áreas de gestión, para una nueva sanción de fase.

Para ECOPETROL S.A, el documento de soporte de decisión es considerado un documento con información de carácter confidencial, por lo tanto no se anexa al presente trabajo.

CONCLUSIONES

- El análisis y seguimiento estructurado a los riesgos inherentes del proyecto, permite que los mismos no se materialicen, impactando las áreas más sensibles como son el cronograma de ejecución, los costos asociados y el alcance definido; Conforme a lo expuesto se evidenció, en el caso concreto, que la sustitución del patrocinador del proyecto trajo consigo la materialización de un riesgo plenamente identificado en el plan de administración de riesgos, y como consecuencia de lo anterior se dio la suspensión temporal del proyecto, cumpliéndose así el tratamiento planeado.
- La alternativa N° 3 **“Aumentar a la máxima capacidad posible sin cambiar facilidades (86.000 BWPD)”** fue la más viable por no necesitar un desarrollo de ingeniería relevante al no realizarse modificaciones en las facilidades asociadas al proceso de inyección y resultando suficiente la ingeniería conceptual para establecer costos clase 2 y generar las especificaciones técnicas para contratación y ejecución, por tal motivo y de manera atípica para este tipo de proyectos, la gerencia encargada opta por desarrollar dicha alternativa y no sancionar FASE 2, por el contrario ejecutar los entregables de FASE 3 y su respectiva sanción.
- Para este proyecto en particular, se emplea como método de evaluación el FACTOR J o relación beneficio/costo, debido a que es un proyecto de inversión para la continuidad operativa (ICO), el cual permite mantener el campo en condiciones operacionales adecuadas, minimizando los riesgos de pérdida de producción; Durante la FASE 1 de maduración se determinó como FACTOR J un valor de 1,47 con información poco detallada de las alternativas planteadas, posteriormente al ejecutar FASE 2 se logró establecer con mayor claridad y certeza los costos asociados a dichas alternativas con un FACTOR J de 2.60 para la alternativa 3, por lo anterior el riesgo se reduce de un 35 % a un 5% si el proyecto se ejecuta.
- Al momento de sancionar FASE 3, el patrocinador del proyecto aprobó el alcance definido, el cronograma maestro y el presupuesto establecido para la alternativa seleccionada, por lo tanto se liberaron los recursos para la ejecución del proyecto, el cual se encuentra actualmente en desarrollo, cumpliendo con los indicadores del mismo y dentro de los lineamientos del portafolio de inversión de ECOPETROL S.A.

BIBLIOGRAFIA

- ECOPETROL S.A. – El petróleo y su mundo. Disponible en web: www.ecopetrol.com.co
- ECOPETROL S.A. – Nuestra historia. Disponible en web: www.ecopetrol.com.co
- Generalidades Campo Santiago. Disponible en web: <http://www.anh.gov.co/>
- Informe Anual de Inyección de Agua – Año 2011 – PETROBRAS COLOMBIA LIMITED. Disponible en web: www.petrobras.com/colombia -
- Macro-proceso de gestión de proyectos dirección de gestión de proyectos ECP-DPY-M-001, Gestión de programas y proyectos en ECOPETROL S.A. 2005. Versión 0. p1-122
- Manual para la implementación de prácticas de incremento de valor en proyectos ECP-DPY-M-004, Gestión de programas y proyectos en ECOPETROL S.A. 2010. Versión 2. p 1-34
- MUNICIPIO DE MANI – CASANARE. Disponible en web: www.mani-casanare.gov.co/informacion_general.shtml
- Project Charter. Disponible en web: <http://guiapracticadelpmp.com/>
- Project Management Institute, Inc., 2008. Disponible en web: www.pmi.org/PMBOK-Guide-and-Standards.aspx

