

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA EXPLOTAR EL CAMPO DE
PETRÓLEO PUNGARAYACU UTILIZANDO EL BALANCED SCORE
CARD**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN GERENCIA EMPRESARIAL**

JUAN PABLO SARANGO SÁNCHEZ

DIRECTOR: GIOVANNI PAULO DAMBROSIO VERDESOTO

Quito, junio 2024

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Pablo Sarango Sánchez, bajo mi supervisión.

GIOVANNI PAULO DAMBROSIO VERDESOTO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Juan Pablo Sarango Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

JUAN PABLO SARANGO SÁNCHEZ

DEDICATORIA

A DIOS Padre Santo Todo Poderoso עושי העושי por cumplir nuevamente lo propuesto X2.
A mi hermano Mauro por ser más que mi hermano, mi Padre que Dios lo tenga en su gloria
a mi madre y mi familia que siempre están conmigo, mi hijo Juan Pablo y mi esposa.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS por darme nuevamente la oportunidad de culminar con satisfacción los estudios de maestría en la prestigiosa, Escuela Politécnica Nacional lo cual me enorgullece de ser parte.

Expreso mis más sinceros agradecimientos, al Ingeniero Giovanni Paulo Dambrosio Verdesoto director del proyecto.

A la facultad de Ciencias Administrativas por darme la oportunidad de estudiar una carrera diferente a mi formación técnica alcanzada en la Escuela Politécnica Nacional.

A mi hermano Mauro Sarango Msc4 por ser mi guía nuevamente en esta hazaña alcanzada.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
Índice de Figuras.....	IX
Índice de Tablas.....	X
Abreviaturas.....	XI
Símbolos.....	XII
RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivo General.....	6
1.3 Objetivos Específicos.....	6
1.4 Alcance.....	6
1.5 Marco Teórico.....	6
1.5.1 Legislación ambiental Constitución del Ecuador 2008.....	8
1.5.1.1 Código Orgánico del Ambiente (COA).....	8
1.5.1.2 Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE).....	8
1.5.2 Diagnostico Estratégico.....	9
1.5.2.1 Análisis interno.....	9
1.5.2.1.1 Fortalezas.....	9
1.5.2.1.2 Debilidades.....	9
1.5.2.2 Análisis Externo.....	9
1.5.2.2.1 Modelo de cinco fuerzas de Porter.....	9
1.5.2.2.2 Análisis PESTAL.....	11
1.5.2.2.3 Oportunidades.....	12
1.5.2.2.4 Amenazas.....	12
1.5.3 Direccionamiento Estratégico.....	12
1.5.3.1 La misión.....	12
1.5.3.2 Visión.....	13

1.5.4	<i>Matriz FODA</i>	13
1.5.4.1	<i>Proyectos Estratégicos</i>	14
1.5.5	<i>Balanced Score Card</i>	15
1.5.6	<i>Desarrollo de mapa estratégico</i>	16
1.5.7	<i>Verificación de objetivos estratégicos a través de un mapa estratégico</i> 17	
1.5.8	<i>Definición de Proyecto</i>	18
1.5.8.1	<i>Características básicas del proyecto</i>	18
1.5.8.2	<i>Ciclo de vida del proyecto</i>	19
1.5.9	Principales indicadores financieros	20
1.5.9.1	<i>Valor presente neto</i>	20
1.5.9.2	<i>Índice de utilidad IU</i>	20
2.	METODOLOGÍA	21
2.1	Enfoque de la investigación.....	21
2.2	Alcance de investigación	21
2.2.1	Diagnostico interno	22
2.2.2	Externo empresarial administrativo	23
2.3	Diseño de investigación.....	23
2.4	Objeto de estudio	24
2.5	Herramientas de Recolección de Datos	25
2.5.1	Investigación documental.....	26
2.5.2	Observación directa	27
2.5.3	Entrevista	27
2.5.4	Triangulación de recolección de los datos	28
2.6	Matriz metodología de investigación	29
2.7	Herramientas de Análisis de Datos	31
3	RESULTADOS	32
3.1	Diagnostico estratégico interno	32
3.1.1	Estado actual del campo.....	32
3.1.2	Volumen de reservas	32
3.1.3	Caracterización del reservorio	33
3.1.4	Estado de pozos	34
3.1.4.1	Completación para la inyección de vapor	36
3.1.5	Inyección cíclica de vapor	37

3.1.6	Facilidades de superficie.....	37
3.1.6.1	<i>Tratamiento de agua de inyección.....</i>	38
3.1.6.2	Generación de vapor.....	39
3.1.6.3	Líneas para conducción de vapor hacia el pozo	40
3.1.7	Sistema de producción.....	41
3.1.8	Fortalezas y debilidades	42
3.2	Diagnostico estratégico externo	42
3.3	Matriz PESTAL.....	42
3.3.1	Misión.....	43
3.3.2	Visión	43
3.4	Matriz FODA	43
3.4.1	Estrategia para desarrollo del campo Pungarayacu	46
3.4.2	Objetivos estratégicos.....	46
3.5	Perspectivas.....	47
3.6	Balanced Score Card	48
3.6.1	Perspectiva aprendizaje y crecimiento.....	49
3.6.1.1	<i>Objetivo Proyecto 1 - Recursos Humanos RRHH.....</i>	49
3.6.1.2	<i>Plan de recursos humanos.....</i>	49
3.6.2	<i>Objetivo Proyecto 2 - Recursos tecnológicos y físicos.....</i>	52
3.6.2.1	<i>Plan de adquisiciones.....</i>	52
3.6.2.2	<i>Recurso Financiero.....</i>	53
3.6.3	Perspectiva de procesos.....	53
3.6.3.1	Objetivo Proyecto 3 – Desarrollo de Producción del campo	53
3.6.3.2	Proceso de instalación de sistema de inyección cíclica	56
3.6.3.3	Plan de mejora de la calidad.....	57
3.7	Perspectiva financiera.....	58
3.7.1	Análisis Financiero.....	58
3.7.2	Parámetros para análisis financiero.....	58
3.7.3	Inversión	58
3.7.4	Inversión Proyecto 1	59
3.7.5	Inversión Proyecto 2	59
3.7.6	Inversión total.....	59
3.8	Ingresos	60
3.8.1	Índice de utilidad IU.....	62

3.9	Discusión.....	62
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
4.1	Conclusiones.....	64
4.2	Recomendaciones.....	65
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
6	ANEXOS.....	70
6.1	ANEXO A.....	71

Índice de Figuras	Página
Figura 1.1 Mapa de ubicación del parque nacional Yasuni y campo ITT	2
Figura 1.2 Cronología de desarrollo de campo ITT	3
Figura 1.3 Resultados consulta popular Yasuni, del 20 de agosto de 2023	4
Figura 1.4 Ubicación del campo Pungarayacu	5
Figura 1.5 Desarrollo del campo Pungarayacu	5
Figura 1.6 Cinco fuerzas de Porter	10
Figura 1.7 Matriz FODA	14
Figura 1.8 Cuadro de mando integral	16
Figura 1.9 Perspectivas básicas definidas por Kaplan y Norton	17
Figura 1.10 Representación de proyecto	18
Figura 2.1 Diseño de investigación	24
Figura 2.2 Recolección de datos	26
Figura 2.3 Análisis de datos	31
Figura 3.1 Columna Estratigráfica del Pozo IP 015 del Campo Pungarayacu	34
Figura 3.2 Diagrama mecánico de pozo	35
Figura 3.3 Método de inyección convencional	36
Figura 3.4 Inyección cíclica de vapor	37
Figura 3.5 Tratamiento de agua para la inyección	38
Figura 3.6 Generación de vapor	39
Figura 3.7 Configuración de líneas de conducción de vapor	40
Figura 3.8 Bombeo Mecánico	41
Figura 3.9 Balanced Score Card	48
Figura 3.10 Estructura de desarrollo de proyecto	49
Figura 3.11 Plan de Recursos Humanos	50
Figura 3.12 Producción del campo	55
Figura 3.13 Producción acumulada	55
Figura 3.14 Ingreso acumulado	62

Índice de Tablas	Página
Tabla 1.1 La misión según varios autores	13
Tabla 2.1 Enfoque cuantitativo y cualitativo	21
Tabla 2.2 Alcance de investigación	22
Tabla 2.3 Recolección de datos	28
Tabla 2.4 Matriz metodología de investigación	30
Tabla 3.1 Profundidad de pozo y diámetros	35
Tabla 3.2 Completación para la inyección de vapor	36
Tabla 3.3 Instalaciones para producción y almacenamiento	37
Tabla 3.4 Costo Tratamiento de agua y generación de vapor	40
Tabla 3.5 Costo de instalación de sistema de inyección cíclica	41
Tabla 3.6 Fortalezas y debilidades del campo	42
Tabla 3.7 Matriz PESTAL	43
Tabla 3.8 Matriz FODA campo Pungarayacu	45
Tabla 3.9 Objetivos estratégicos del campo Pungarayacu	47
Tabla 3.10 Perspectivas	47
Tabla 3.11 Detalle de personal, salario y responsabilidades	50
Tabla 3.12 Matriz de responsabilidades	51
Tabla 3.13 Adquisiciones e inversión	52
Tabla 3.14 Desarrollo Perforación de campo	53
Tabla 3.15 Producción anual del campo	54
Tabla 3.16 Plan de calidad de proyecto	57
Tabla 3.17 Inversión proyecto 1	59
Tabla 3.18 Inversión proyecto 2	59
Tabla 3.19 Inversión total	60
Tabla 3.20 Ingresos, egresos, VAN, TIR	61

Abreviaturas

ITT	Ishpingo Tiputini Tambococha
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
POES	Petróleo original en sitio
BSC	Balanced Score Card
UNESCO	Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura
EP Petroecuador	Empresa Publica Petroecuador
FODA	Fortaleza, Oportunidades, Debilidades, Amenaza
Capex	Inversión de Capital o en activos
Drilllex	Inversión en perforación
Opex	Costo de mantenimiento
Apex M1, M2 y U	Costo para abandono de pozos Yacimientos
°API	Instituto Americano del Petróleo
ft	Pies unidades de medida longitud
BPPD	Barriles de petróleo producido por día
CNE	Consejo Nacional Electoral
RAOHE	Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador
COA	Código Orgánico del Ambiente
Ni	Petróleo Recuperable
Fr	Factor de recobro
MM	Millones
Bls	Barriles
PESTEL	Político, Económico, Social, Tecnológico y Legal
USD	United State Dollar
TC	Costo Total
VAN	Valor Actual Neto
VNI	Valor Neto de Inversión
IU	Índice de Utilidad
OE	Objetivo estratégico
SMART	Específicos Medibles Alcanzables Realistas Duración en el Tiempo

Símbolos

°	Grado
%	Porcentaje
∅	Porosidad
”	Pulgadas

RESUMEN

En la actualidad el Ecuador es uno de los principales países con gran cantidad de petróleo en Sudamérica, siendo superado por Venezuela y Brasil. De la pregunta que se realizó en las votaciones presidenciales adelantadas para elección de presidente de la república en primera vuelta en el año 2023, la población ecuatoriana decidió dejar de explotar el petróleo que se encuentra en el campo ITT, la ciudadanía acepta que se mantenga el hidrocarburo en el subsuelo y no se continúe con la explotación, representando para el estado déficit de ingresos económicos. Para suplir esta falta de ingresos, la empresa estatal EP Petroecuador mantiene campos de crudo pesados que aún no han sido explotados, y de estudios realizados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), el campo Pungarayacu presenta un volumen de reservas de petróleo original en sitio (POES) de 7.2 billones de barriles, para lo cual se plantea desarrollar el análisis para determinar la factibilidad para explotar el campo Pungarayacu aplicando Balanced Score Card. Proyecto que consta de tres fases siendo la Fase 1. Se realizará un diagnóstico estratégico interno y externo del campo definir la visión para ser explotado el campo en un periodo de tiempo. Fase 2. Consiste en establecer los objetivos estratégicos internos y externos que presenta el campo. Fase 3. Se desarrollará Balanced Score Card y generar proyectos estratégicos en base a la misión y visión. Para finalizar con el análisis financiero se evalúa la rentabilidad del proyecto.

PALABRAS CLAVE: Balanced Score Card, FODA, Pungarayacu, Cuadro de Mando Integral, Estrategia.

ABSTRACT

Currently Ecuador is one of the main countries with a large amount of oil in South America, being surpassed by Venezuela and Brazil. From the question that was asked in the early presidential votes for the election of the president of the republic in the first round in 2023, the Ecuadorian population regarding stopping the exploitation of the oil found in the ITT field, the citizens accept that it be maintained the hydrocarbon in the subsoil and the exploitation does not continue, representing a deficit in economic income for the state. To make up for this lack of income, the state company EP Petroecuador maintains heavy crude oil fields that have not yet been exploited and from studies carried out by the Corporacion Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), the Pungarayacu field presents a volume of original oil reserves in place (POES) 7.2 billion of barrels, for which it is proposed to develop the analysis to determine the feasibility of exploiting the Pungarayacu field by applying Balanced Score Card. Project that was divided into three phases, Phase 1 Being. An internal and external strategic diagnosis of the field will be carried out to define the vision for the field to be exploited over a period of time. Phase 2. Consists of establishing the internal and external strategic objectives presented by the field. Phase 3. Balanced Score Card will be developed and strategic projects generated based on the mission and vision. To conclude the financial analysis, the profitability of the project.

KEYWORDS: Balanced Score Card, SWOT, Pungarayacu, Strategy.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad uno de los principales ingresos económicos del Ecuador proviene de la venta de petróleo, en la consulta popular realizada el 20 de agosto de 2023 la población decidió que no se continúe con la explotación del campo ITT ubicado en el parque nacional Yasuní considerado por la UNESCO reserva mundial de la Biosfera, por lo que con el presente trabajo se realiza el estudio para determinar la factibilidad para explotar el campo Pungarayacu como una alternativa para cubrir el ingreso fiscal que deja el ITT, el estudio se realizará mediante la aplicación de Balanced Score Card.

1.1 Planteamiento del problema

El Ecuador es el tercer país de Latinoamérica con mayor cantidad de recursos de hidrocarburos (Administration, 2022), únicamente siendo superado por Venezuela y Brasil. El gobierno a través de EP Petroecuador, la empresa pública encargada de la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el país, ha concesionando campos a empresas nacionales y extranjeras para que realicen la extracción de petróleo para incrementar su producción.

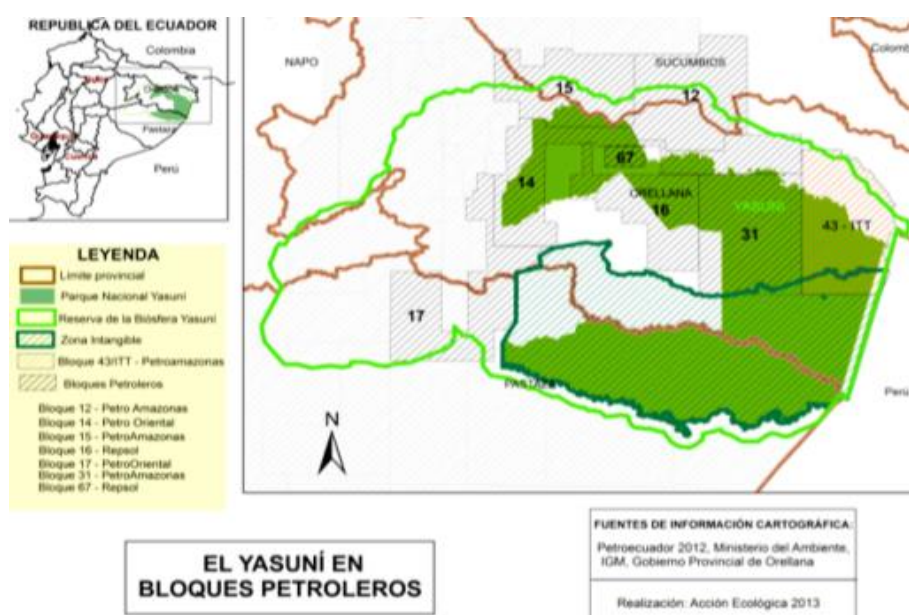
La Reserva Yasuní se encuentra en la región amazónica en la provincia de Napo en el norte del Ecuador. El ecosistema dominante es el bosque húmedo tropical lluvioso que es parte de la cuenca alta del Amazonas. La Reserva de Biósfera Yasuni está catalogada como una de las zonas con mayor diversidad por metro cuadrado del planeta (<https://es.unesco.org/biosphere/lac/yasuni>).

El 20 de noviembre de 1979 se declaró al Yasuní como Parque Nacional, esta declaración se la hace por existir en su interior una riqueza natural que debe de ser preservada (Rivera González, 2015). En 1989 el Parque nacional Yasuní entra a formar parte de la Reserva Mundial de Biosfera, dentro del programa del Hombre y de la Biosfera de la UNESCO. Como consecuencia de esta declaración el manejo del parque debe estar sujeto a las estrategias de Sevilla, dictadas en la conferencia por expertos realizada en España en marzo de 1995. Donde se determina que en toda reserva de la Biosfera las únicas actividades que se pueden desarrollar para garantizar el equilibrio y la no contaminación, son *“actividades cooperativas compatibles con prácticas ecológicas racionales, como la*

educación relativa al medio ambiente, la recreación, el turismo ecológico y la investigación aplicada básica” (Rivera González, 2015).

Así el campo ITT se localiza en la provincia de Orellana en el extremo este de la cuenca oriente es una estructura que comprende tres campos, Ishpingo, Tiputini y Tambococha, con tres yacimientos de la formación Napo: M1, M2 y U, sus acumulaciones de crudo pesado que están en un rango de 12 - 16 °API y actualmente es el área con mayor producción petrolera del Ecuador (Mejia Gordon, 2022).

Figura 1.1 Mapa de ubicación del parque nacional Yasuní y campo ITT



Fuente: (Rivera González, 2015)

Las operaciones en el ITT inician en 1949 perforando el pozo Tiputini 1 (Tiputini Shell-1) a cargo de la compañía Shell, mismo que no resultó productivo y se abandonó el mismo año con una producción de 4 Barriles por día de petróleo extra pesado de 11 °API a una profundidad de 5595 pies. En 1970 se realiza una campaña sísmica a cargo de la compañía Minas y Petróleos, detectando hidrocarburo que fue probado con el pozo Tiputini Shell-1, este pozo alcanzó los 5340 pies con una producción de 228 barriles de petróleo por día de 15 °API (Administration, 2022).

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE retoma la exploración sísmica cubriendo la zona longitudinal del Campo Tiputini hacia el norte y el sur. Las

interpretaciones de las secciones obtenidas permitieron identificar tres nuevas estructuras: Tiputini, Tambococha e Ishpingo. La estructura de Ishpingo se probó mediante campañas de perforación logrando resultados extremadamente exitosos, pasando el campo ITT a ser el tercer gigante de la cuenca por sus reservas de alrededor de 600 millones de barriles (Mejia Gordon, 2022).

La explotación del campo Ishpingo que está ubicado en plena zona de amortiguamiento del Parque Nacional Yasuní, arranca en el año 2018. Actualmente el bloque 43 – ITT produce 55120 BPPD al 21 de mayo de 2023, tomado del reporte diario de producción emitido por Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Figura 1.2 Cronología de desarrollo de campo ITT



Fuente: Elaborado por el autor

En la consulta popular realizada el 20 de agosto de 2023 a la población ecuatoriana se preguntó. *¿Está usted de acuerdo con que el Gobierno ecuatoriano mantenga el crudo del ITT, conocido como bloque 43, indefinidamente bajo el subsuelo?, ganando el SI para mantener el hidrocarburo en el subsuelo, como resultado este campo debe de ser cerrado y cesar sus operaciones de extracción de petróleo, lo cual representa para el estado un déficit de ingresos económicos.* De la figura 1.3 se muestran los resultados entregados por CNE de la consulta popular con corte al 27 de septiembre 2023 con un porcentaje de 58.98 % para el SI y 41.05 % para el NO.

Figura 1.3 Resultados consulta popular Yasuní, del 20 de agosto de 2023



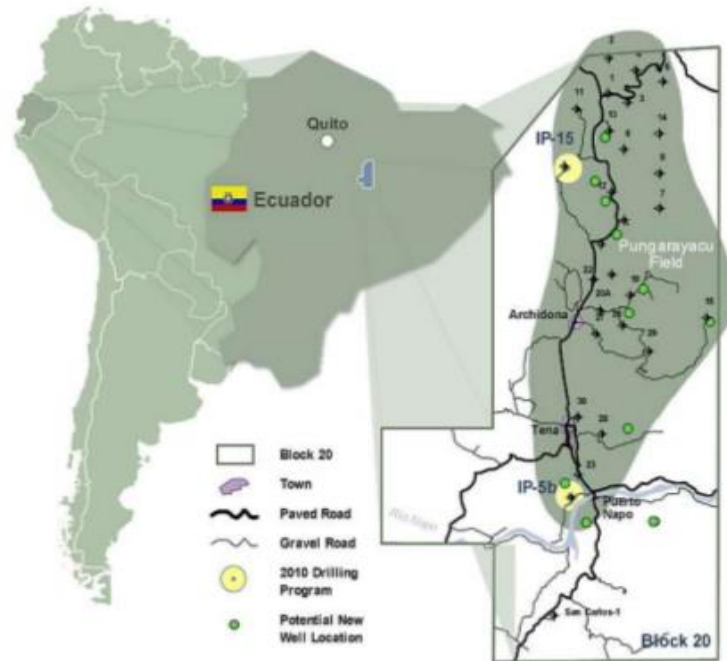
Fuente: <https://elecciones2023.cne.gob.ec/Consultas/yasuni>

Para suplir los ingresos que dejará de recibir el estado por venta de petróleo del ITT, la empresa estatal EP Petroecuador mantiene campos de crudos pesados que aún no han sido explotados que se encuentran fuera del parque Yasuní ITT, y de estudios realizados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) en los años setenta del siglo pasado, identificó el potencial de desarrollo para el campo Pungarayacu. La empresa extranjera Ivanhoe Energy operó el campo de 2008 al 2015 y perforó 3 pozos exploratorios sumando un total de 31 pozos perforados.

Así el volumen de reservas de petróleo original en sitio (POES) es de 7.2 billones de barriles que mantiene en sus yacimientos y también tiene facilidades de superficie instaladas siendo estos campos muy atractivos para la inversión por parte de empresas petroleras nacionales e internacionales (Sarango Sánchez & Jiménez Andrade, 2023).

Para lo cual se plantea desarrollar el análisis para determinar la factibilidad y explotar el crudo pesado del campo Pungarayacu. Teniendo un antecedente que la empresa Ivanhoe operó desde 2008 hasta el 2015 dando por terminado el contrato con el estado ecuatoriano porque el volumen de reservas y el tipo de petróleo no cumplieron con las expectativas pronosticadas, identificando que la administración y la gestión aplicada no fue la correcta decidiendo abandonar el proyecto.

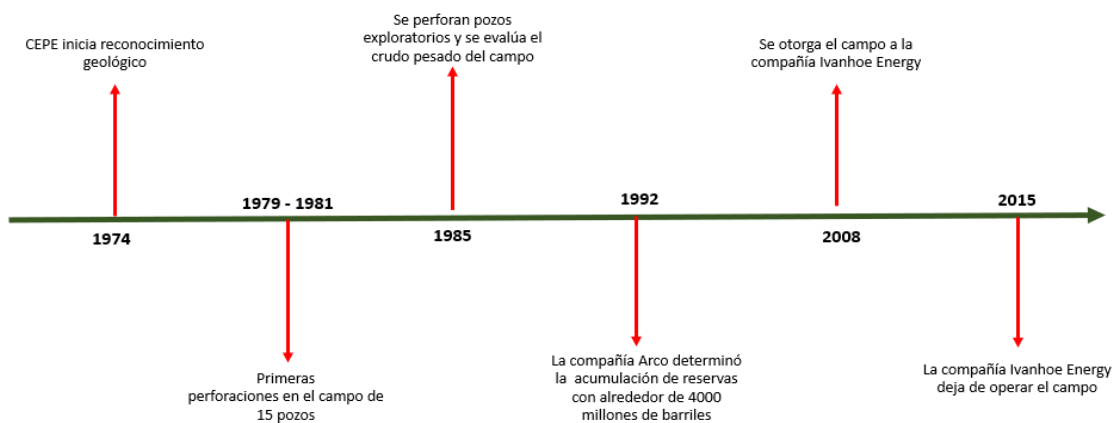
Figura 1.4 Ubicación del campo Pungarayacu



Fuente: (Torres Zambrano, 2018)

Estudios realizados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) en los años setenta identificó un potencial de desarrollo para 300 pozos, habiendo perforado 28. La empresa Ivanhoe Energy operó entre 2008 hasta 2015 y perforó 3 pozos exploratorios. En la figura 1.5 se evidencia el desarrollo del campo desde su reconocimiento geológico que inicio en 1974 hasta su abandono en 2015 que se dejó de operar.

Figura 1.5 Desarrollo del campo Pungarayacu



Fuente: Elaborado por el autor

Por lo cual se requiere determinar técnicamente si es factible explotar el campo en mención pues es indispensable compensar la pérdida de extracción de petróleo, por la decisión de la consulta popular.

1.2 Objetivo General

Determinar la factibilidad para explotar el campo de petróleo Pungarayacu utilizando el Balanced Score Card.

1.3 Objetivos Específicos

- Realizar diagnóstico estratégico interno y externo del campo
- Definir la visión
- Establecer los objetivos estratégicos mediante la matriz FODA
- Desarrollar Balanced Score Card para revisar los objetivos y generar proyectos estratégicos
- Realizar el análisis financiero de los proyectos para desarrollar el campo Pungarayacu

1.4 Alcance

Este proyecto se centra en el análisis de Balanced Score Card o Cuadro de mando integral, que se desarrolla en base a la matriz FODA, que identifica los objetivos estratégicos y se define la visión, análisis económico y evalúa valor actual neto, ingresos, egresos, inversión total, costos asociados de inversión, e índice de utilidad. Así el alcance del proyecto abarca únicamente al campo Pungarayacu.

1.5 Marco Teórico

Con el antecedente de que la empresa Ivanhoe dejó de operar el campo debido a que el volumen de reservas calculadas inicialmente y el tipo de hidrocarburo encontrado no cumplió con las expectativas realizadas en estudios posteriores, siendo estos factores que afectaron principalmente para el abandono del proyecto.

De estudios realizados, el problema principal fue la falta de planificación estratégica y de procesos operacionales, administrativos y económicos. Siendo el principal problema no mantener una correcta planificación y gestión. Para determinar si un proyecto es factible para su ejecución existen varias formas para desarrollarlo de manera correcta, siendo una de las principales herramientas la matriz FODA que permite identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que existen en una organización, empresa o área de estudio, análisis que se complementa con la metodología del Balanced Score Card (BSC).

Así la planificación estratégica ayuda a la dirección de la organización a identificar, representar, diseñar, formalizar, controlar, mejorar y hacer más productivos los procesos de la organización para lograr objetivos de crecimiento. La estrategia de la organización aporta las definiciones necesarias en un contexto de amplia participación de todos sus integrantes (Carrasco, 2013).

Así la estrategia juega un rol importante para el desarrollo empresarial siendo un patrón o plan que integra metas y políticas de una organización y a la vez, establece la secuencia coherente de las acciones a realizar. Una estrategia adecuadamente formulada ayuda a poner orden y asignar, con base tanto en sus atributos como en sus deficiencias internas, los recursos de una organización, con el fin de lograr una situación viable de un proyecto y también anticipar los cambios en el entorno y las acciones (Mintzberg H. , 1997).

Las empresas operadoras y de servicios necesitan optimizar continuamente sus operaciones de tal manera que se logre disminuir el gasto operativo, y con la finalidad de alcanzar el índice más alto de beneficio, que a su vez permita recuperar lo antes posible su inversión (Calvachi Guerra, 2012).

El sistema integral para el desarrollo del presente proyecto de titulación está compuesto de análisis ambiental, generación de la matriz FODA, y el desarrollo del Balanced Score Card (BSC) para generar proyectos y realizar el análisis financiero con cálculos de valor presente neto, inversión de capital en activos - Capex, Inversión en perforación - Drilllex, costo de mantenimiento - Opex, costo para abandono de pozo – Apex (Rodríguez Sánchez, Godoy Alcantar , & Ramirez Antonio, 2012).

1.5.1 Legislación ambiental Constitución del Ecuador 2008

La constitución del Ecuador en los artículos 10, 14 y 71, otorga derechos a las personas, comunidad, pueblos, nacionalidades y colectivos, así garantiza la sostenibilidad del buen vivir o sumak kawsay dando derechos a la naturaleza como se describe a continuación:

Art. 10.- Las personas, comunidades, pueblos, nacionalidades y colectivos son titulares y gozarán de los derechos garantizados en la Constitución y en los instrumentos internacionales.

Art. 14.- Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, sumak kawsay.

Art. 71.- La naturaleza o Pacha Mama, donde se reproduce y realiza la vida, tiene derecho a que se respete integralmente su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos.

1.5.1.1 Código Orgánico del Ambiente (COA)

Las directrices que contribuyen a que el Estado forme políticas que protejan la naturaleza son las siguientes (Cueva Cañadas, 2023):

- Ley de Gestión Ambiental
- Ley para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental
- Ley que Protege a la Biodiversidad en el Ecuador
- Ley para la Preservación de Zonas de Reserva y Parques Nacionales
- Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre.

1.5.1.2 Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE)

La industria petrolera al ser tan dinámica con las innovaciones y avances tecnológicos, los cuales juegan un papel importante en la optimización de las distintas operaciones diarias, que al no estar regularizadas en el RAOHE generan contradicciones dentro de la normativa. El 1 de abril del 2020 entró en vigencia el nuevo Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH) en reemplazo del RAOHE (Cueva Cañadas, 2023).

1.5.2 Diagnostico Estratégico

El diagnóstico estratégico comprende un análisis interno para determinar factores positivos fortalezas y negativos debilidades, así como un análisis externo para determinar factores positivos oportunidades y negativos amenazas.

1.5.2.1 Análisis interno

1.5.2.1.1 Fortalezas

Lo que la organización realiza de manera correcta, como son ciertas habilidades y capacidades especiales por las que cuenta con una posición privilegiada frente a la competencia (Ponce Talancón, 2006).

1.5.2.1.2 Debilidades

Se define como un factor considerado vulnerable en cuanto a su organización o simplemente una actividad que la empresa realiza en forma deficiente, colocándola en una situación considerada débil (Ponce Talancón, 2006).

1.5.2.2 Análisis Externo

Para realizar el análisis externo se divide al entorno en un ambiente cercano y global. Para el primero se utiliza la metodología del modelo de las 5 fuerzas de Porter y para el segundo el agrupamiento de factores llamado PESTAL

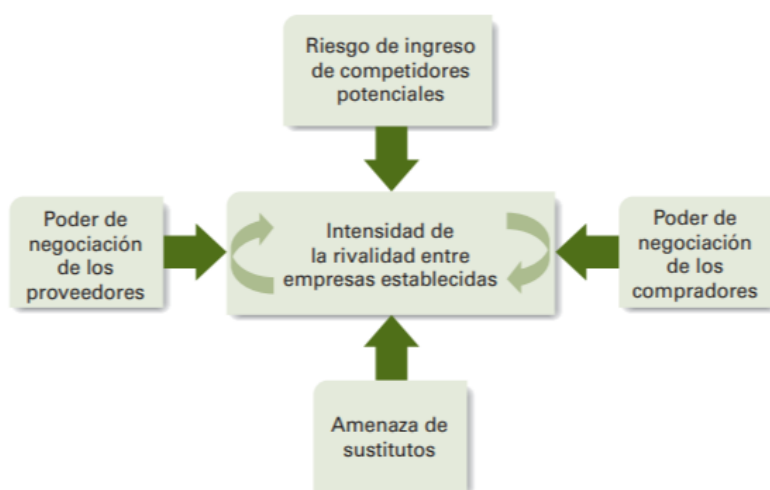
1.5.2.2.1 Modelo de cinco fuerzas de Porter

Una vez que se han identificado las fronteras de una industria, la tarea que enfrentan los administradores es analizar las fuerzas competitivas en el entorno de la industria para identificar las amenazas y las oportunidades. El famoso modelo de Michael E. Porter, conocido como el modelo de cinco fuerzas, ayuda a los administradores con este análisis (Rivera Gonzalez, 2015). El modelo se muestra en la figura 1.6 se enfoca en cinco fuerzas que dan forma a la competencia dentro de una industria:

El riesgo de que posibles competidores ingresen al mercado. Los competidores potenciales son empresas que no compiten hoy en una industria, pero que tienen la capacidad de hacerlo si así lo deciden. Por ejemplo, las compañías de televisión por cable surgieron recientemente como competidores potenciales de las compañías telefónicas tradicionales (Hill & Jones, 2011).

La intensidad de la rivalidad entre las empresas establecidas. La segunda de las cinco fuerzas competitivas de Porter es la intensidad de la rivalidad entre las empresas establecidas. La rivalidad se refiere a la lucha competitiva entre las empresas para apoderarse de la participación de mercado de las otras (Hill & Jones, 2011).

Figura 1.6 Cinco fuerzas de Porter



Fuente: Hill & Jones, 2011

El poder de negociación de los compradores. El poder de negociación de los compradores se refiere a su capacidad para negociar los precios bajos que manejan las empresas en la industria o incrementar los costos de las empresas en la industria al demandarles mejor calidad y servicio. Al reducir los precios e incrementar los costos (Hill & Jones, 2011).

El poder de negociación de los proveedores. El poder de negociación de los proveedores se refiere a la capacidad de los proveedores para incrementar los precios de sus productos, o para incrementar de otra manera los costos, por ejemplo, al ofrecer productos de mala calidad o servicio deficiente (Hill & Jones, 2011).

La cercanía de los sustitutos a los productos de una industria. La última fuerza en el modelo de Porter es la amenaza de productos sustitutos: los productos de diferentes negocios o industrias que pueden satisfacer necesidades similares de los clientes.

1.5.2.2 Análisis PESTAL

El autor Fred David clasifica cinco grandes categorías como parte de un análisis externo: fuerzas económicas; fuerzas sociales y culturales; fuerzas políticas, gubernamentales y legales; fuerzas tecnológicas; y fuerzas competitivas (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021). En línea con los autores anteriores, y de acuerdo con el autor coincide y considera los factores políticos, económicos, socioculturales, tecnológicos, ecológicos, ambientales y legales. En cada factor se tendrán que identificar variables como:

Factores políticos: son políticas desarrolladas por los gobiernos nacionales y locales (como política fiscal, tasas arancelarias, leyes sobre igualdad laboral, leyes antimonopolio). También se deben considerar factores coyunturales de la política local y global, en caso de que tengan una incidencia directa sobre la industria analizada (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021).

Factores económicos: son variables relacionadas con el desempeño de la economía y de la producción, distribución y uso de los bienes y servicios de un país. Se puede analizar el crecimiento del PIB, el crecimiento de la industria, la inflación, las tasas de interés, déficit o superávit comercial, aporte de la industria al PIB y otras variables que tengan relación directa con la industria seleccionada (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021).

Factores socioculturales: comprenden tendencias demográficas, hábitos de consumo, cambios en gustos, estilos de vida, valores culturales de la sociedad. Las nuevas generaciones están demandando nuevos productos y servicios debido a los cambios de los estilos de vida y de las formas de consumir productos (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021).

Factores tecnológicos: se consideran los avances tecnológicos, indicadores de innovaciones, nuevos sistemas de información, acceso al conocimiento, disponibilidad tecnológica con respecto a la industria en cuestión, en el país o región que es referencia para el análisis.

Factores ecológico-ambientales: clima, cambio climático, regulaciones ecológicas y ambientales, energías renovables, desastres naturales. Independientemente del hecho que un negocio sea ecológico o no, deberá considerar algunos factores como manejo de desechos, disponibilidad de energías renovables, amenazas de desastres naturales, entre otros (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021).

Factores legales: son regulaciones, normativas técnicas, leyes nacionales y locales que afectan la operación y el desarrollo de la industria.

1.5.2.2.3 Oportunidades

Las oportunidades constituyen aquellas fuerzas de carácter externo no controlables por la organización, pero que representan elementos potenciales de crecimiento o mejora (Ponce Talancón , 2006).

1.5.2.2.4 Amenazas

Las amenazas son lo contrario de las oportunidades, y representan la suma de las fuerzas no controlables por la organización, pero representan fuerzas o aspectos negativos y problemas potenciales (Ponce Talancón, 2006).

1.5.3 Direccionamiento Estratégico

El componente del proceso de la administración estratégica es elaborar la declaración de misión de la organización, la cual ofrece el marco o contexto dentro del que se formulan las estrategias. La razón de ser de una empresa u organización misión, declaración de estado futuro deseado visión, declaración de los valores clave con los que la organización está comprometida, declaración de metas (Hill & Jones , 2011).

1.5.3.1 La misión

Según Thompson la misión es una declaración descriptiva que idealmente debe identificar los productos, las necesidades que se pretenden satisfacer en los mercados atendidos y la identidad propia de la unidad de negocio. La redacción de la misión responde a la pregunta: *¿cuál es nuestro negocio?* y se constituye como la primera responsabilidad de la alta gerencia. Esta respuesta debe considerar tres temas fundamentales: *¿quién es el*

cliente?, ¿qué es lo que él percibe como valor? y ¿cómo lo estamos logrando? (Hill & Jones, 2011).

Tabla 1.1 La misión según varios autores

MISION SEGÚN PETER DRUCKER	COMPONENTES SEGÚN FRED DAVID	MISIÓN SEGÚN THOMPSON ET AL.	PREGUNTA RELACIONADA	BREVE EXPLICACIÓN
¿Cuál es nuestro negocio?	Filosofía	Identidad propia del negocio	¿Cuáles son las prioridades éticas, creencias o valores?	Es consistente con la necesidad de identificar el propósito social específico de la unidad de negocio.
	Ventaja competitiva		¿Cuál es la ventaja competitiva o su capacidad diferenciadora?	Implica la presentación de lo que diferencia a la unidad de negocio con otras, incluso en diferentes corporaciones o mercados.
¿Quién es el cliente?	Cientes	Identificación de necesidades de los clientes en los mercados atendidos	¿Quiénes son los clientes?	La misión mostrará su orientación hacia el cliente, logrando el equilibrio que permita, a su vez, flexibilidad y enfoque.
¿Qué es lo que el cliente percibe como valor?	Productos o servicios	Identificación de los productos y servicios	¿Cuáles son los productos o servicios principales?	Es importante que la misión identifique el valor percibido por el cliente en sus productos y/o servicios además de estos como tales. La misión idealmente podría definir productos, mercados geográficos, los intereses por la supervivencia en términos económicos, la imagen pública o los empleados; sin embargo, al considerar que la misión debe identificar lo que el cliente percibe como valor, todos estos componentes vendrán a ser parte de la ventaja competitiva y, por lo tanto, del autoconcepto del negocio. Esta es la razón por la que David sugiere en su libro que, a pesar de trabajar en todos los componentes, lo medular está en defender la ventaja competitiva.
	Mercados	(ídem Clientes)	¿En dónde compite geográficamente?	
	Tecnología		¿Está la unidad de negocio a la vanguardia tecnológica?	
	Supervivencia, crecimiento y rentabilidad		¿Existe un compromiso con la estabilidad financiera y el crecimiento?	
	Imagen pública		¿Existe el concepto de responsabilidad social?	
	Empleados		¿Los empleados son un activo valioso?	

Fuente: E. Benítez Díaz, M. Castro Ortega, 2021.

1.5.3.2 Visión

Según Álvarez, la visión “es el sueño al que aspira llegar la empresa en el futuro”. Para alcanzar, la visión es una “*declaración que ve el futuro de una empresa y que sirve al emprendedor para establecer el rumbo de esta*”; Thompson et al. la define como “*las aspiraciones de la administración en cuanto al futuro, y define el rumbo estratégico y la dirección de largo plazo de la compañía*”. En conclusión, la visión responde a las preguntas *¿hacia dónde vamos?* y *¿dónde estaremos en el futuro?*.

1.5.4 Matriz FODA

El siguiente componente del pensamiento estratégico requiere la generación de una serie de alternativas estratégicas, o elecciones de las estrategias futuras a perseguir, dadas las fortalezas y debilidades internas de una empresa y sus oportunidades y amenazas

externas. La comparación de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas suele conocerse como análisis FODA. El propósito central es identificar las estrategias para explotar las oportunidades externas, contrarrestar las amenazas, desarrollar y proteger las fortalezas de la empresa y erradicar las debilidades (Hill & Jones , 2011). En términos generales, la meta de un análisis FODA es crear el modelo de negocio específico de una empresa

Figura 1.7 Matriz FODA

DOFA	Fortalezas F1 F2 Fn	Debilidades D1 D2 Dn
Oportunidades O1 O2 On	Estrategia FO ¿Qué hacer, apoyado en las fortalezas, para aprovechar las oportunidades? ¿Cómo aumentar las fortalezas a partir de las oportunidades aprovechables?	Estrategia DO ¿Qué hacer, apoyado en las oportunidades aprovechables, así como en mis fortalezas para disminuir mis debilidades? ¿Cómo vencer mis debilidades aprovechando las oportunidades?
Amenazas A1 A1 An	Estrategia FA ¿Qué hacer, apoyado en las oportunidades aprovechables y en mis fortalezas, para contrarrestar las amenazas? ¿Cómo usar algunas fortalezas para evitar o contrarrestar las amenazas?	Estrategia DA ¿Qué hacer, apoyado en las fortalezas y en las oportunidades aprovechables, para reducir al mínimo las debilidades y evitar o contrarrestar las amenazas?

Fuente: Cano, P. C. (2017).

1.5.4.1 *Proyectos Estratégicos*

Son un número limitado de áreas estratégicas en las cuales la organización, unidad estratégica de negocios o departamento, debe poner especial atención y lograr un desempeño excepcional, con el fin de asegurar la competitividad en el mercado. Adicional los proyectos estratégicos son aquellas áreas condición para que el negocio logre sus objetivos (Serna Gómez, 2008). Así, los proyectos estratégicos deben ser:

Explícitos. En cuanto a la consolidación de las fortalezas, atacar las debilidades, aprovechar oportunidades y anticipar el efecto de las amenazas.

Consistentes. Los proyectos estratégicos deben ser consistentes con los objetivos globales y la misión. Por tanto, deben apuntar hacia esos objetivos y, por ende, hacia la visión. Deben ser absolutamente necesarios con el negocio. Así, cada objetivo debe concentrarse en uno o más proyectos estratégicos.

Pocos y vitales. Los proyectos estratégicos deben ser pocos, se aconseja no más de cinco, con el fin de facilitar su monitoreo y control.

Dinámicos. Deben conducir a la acción y, por tanto, empezar con la palabra “*Debemos*” o “*Necesitamos*”. Ejemplos de proyectos estratégicos:

- ✓ Debemos modernizarnos tecnológicamente
- ✓ Debemos conocer mejor las necesidades y expectativas del cliente y de la competencia
- ✓ Necesitamos reducir costos a todo nivel
- ✓ Necesitamos mejorar la calidad del producto o servicio
- ✓ Para la selección de los proyectos estratégicos deben tenerse en cuenta:
 - a.- Visión y la misión
 - b.- Los objetivos

1.5.5 Balanced Score Card

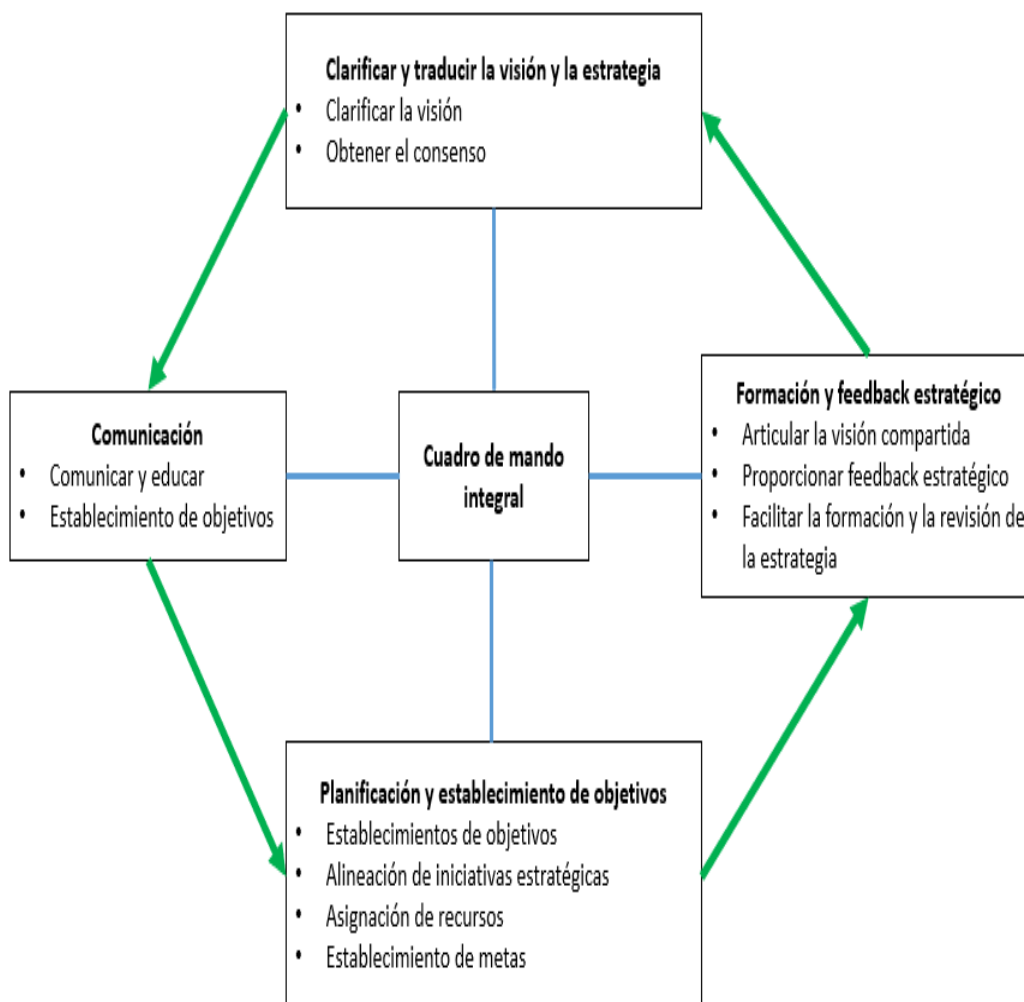
Desde el año 1990 Robert Kaplan profesor de la Universidad de Harvard y David Norton lo denominan Balanced Score Card o Cuadro de Mando Integral en español debido a que este nombre reflejaba el equilibrio entre objetivos a corto y largo plazo, entre medidas financieras y no financieras, entre indicadores previsionales e históricos, y entre perspectivas de actuación externas e internas (Berrios Arrollo & Flores Santillana, 2017).

El cuadro de mando integral mide la actuación de la organización desde cuatro perspectivas equilibradas: Finanzas, Clientes, Procesos internos, y Formación y crecimiento. Los objetivos e indicadores de Cuadro de Mando se derivan de la visión y la estrategia de una organización y contemplan la actuación desde las cuatro perspectivas, las que proporcionan la estructura necesaria, siendo un sistema de gestión estratégica que permite: (Berrios Arrollo & Flores Santillana, 2017).

- ✓ Aclarar y traducir la visión y la estrategia en medidas concretas
- ✓ Comunicar y vincular los objetivos e indicadores estratégicos

- ✓ Planificar, establecer objetivos y alinear las iniciativas estratégicas
- ✓ Aumentar feedback y formación estratégica.

Figura 1.8 Cuadro de mando integral

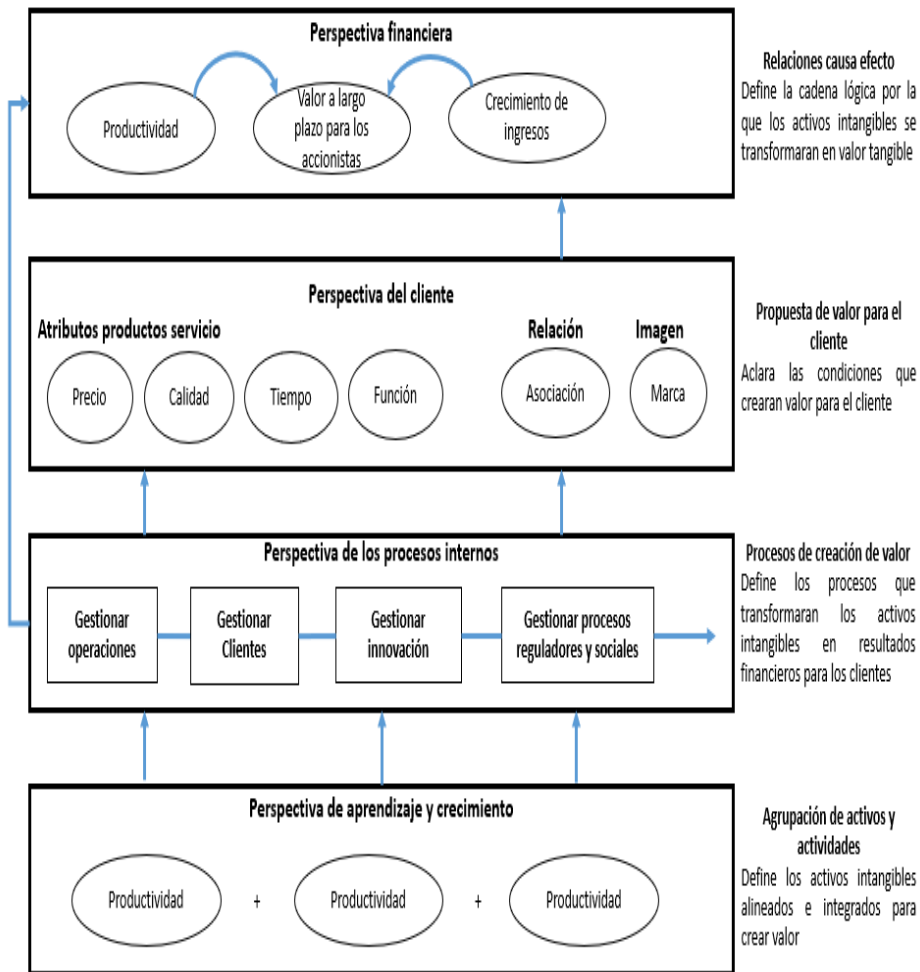


Fuente: Berrios Arrollo & Flores Santillana, 2017.

1.5.6 Desarrollo de mapa estratégico

El Cuadro de Mando Integral mide la actuación de la organización desde cuatro perspectivas equilibradas: Finanzas, Clientes, Procesos internos, y la Formación y crecimiento. Un mapa estratégico identifica las estrategias globales las específica y establece la relación causa - efecto entre las diferentes estrategias (Serna Gómez, 2008).

Figura 1.9 Perspectivas básicas definidas por Kaplan y Norton



Fuente: Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (2004).

El punto de partida de un mapa estratégico es la estrategia corporativa formulada en el direccionamiento de la organización. Por lo tanto, la etapa inicial es el entendimiento de la estrategia corporativa o la unidad de negocio para la cual se elabora. La identificación de las perspectivas depende de cada organización y, por lo tanto, no existe un solo modelo que defina cuantas y cuáles deben ser estas perspectivas

1.5.7 Verificación de objetivos estratégicos a través de un mapa estratégico

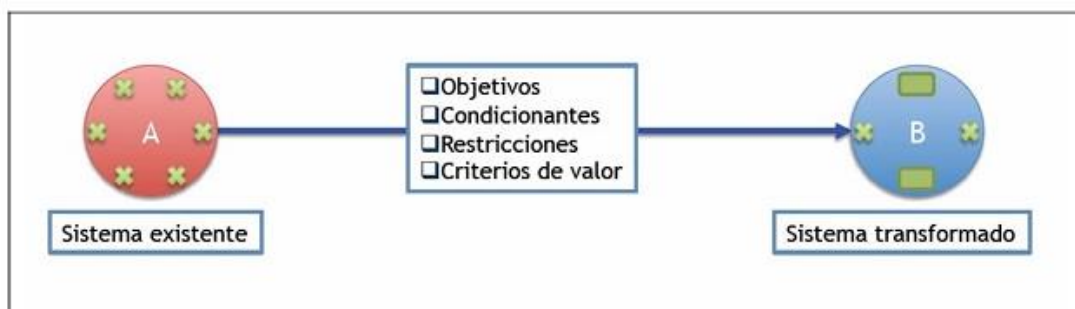
Al ubicar los objetivos estratégicos en el mapa estratégico, se verifican las relaciones causa-efecto entre objetivos y se comprueba que los objetivos tienen los sustentos necesarios para su cumplimiento.

Una vez que se supere esta verificación, cada objetivo estratégico generará un proyecto estratégico, que a su vez deberá ser analizado financieramente.

1.5.8 Definición de Proyecto

Podríamos decir que el proyecto es el plan que se establece para transformar una realidad, consumiendo un conjunto de recursos ya existentes, con el fin de crear una fuente que se deriva una corriente de bienes y/o servicios (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021). Es por lo anterior, por lo que todo proyecto implica necesariamente el paso de una situación existente actualmente - situación "sin" proyecto - la situación A, a una nueva realidad, situación transformada - situación "con" proyecto - o situación B, en la que ya habrán quedado superadas las limitaciones que respecto de la producción de bienes y/o la prestación de servicios presentaba la situación de partida. Figura 1.10.

Figura 1.10 Representación de proyecto



Fuente: E. Benítez Díaz, M. Castro Ortega, 2021

1.5.8.1 Características básicas del proyecto

Se enumeran cinco características básicas del proyecto:

1. **Persigue un objetivo:** El proyecto como todo plan ordenado, se encamina a la consecución de un objetivo. Sin su existencia el plan y por tanto el proyecto, carecería de sentido.
2. **Consumo recursos:** El proyecto absorbe recursos, unos en forma de inmovilización de capital al efectuar la transformación, otros a lo largo de toda la vida útil del proyecto en la explotación del mismo.

3. **Plan para el empleo de los recursos:** Esta es una de las características esenciales del proyecto. El empleo de una gran cantidad de recursos diversos exige una ordenación racional de los mismos, con indicación de su destino e información sobre su uso.
4. **Tiene carácter de futuro:** El carácter de futuro tiene, como se verá más adelante, una gran importancia económica ya que pospone el disfrute de unos recursos - siempre escasos de disponibilidad inmediata, a un futuro más o menos prolongado y en cualquier caso sujeto a un cierto grado de incertidumbre.
5. **El plan debe ser objeto de juicio:** La evaluación del proyecto pone de manifiesto los inconvenientes costes en que se incurre y las ventajas beneficios que se derivan de su ejecución. Ambos costes y beneficios deben ser escrupulosamente sopesados para llegar a la conclusión de que los beneficios superan en grado suficiente a los costes y por tanto puede ser acometida la realización del proyecto.

1.5.8.2 *Ciclo de vida del proyecto*

Un modelo que explica y permite tomar decisiones de una forma sistemática es el llamado "*Ciclo de los Proyectos*". Valga la expresión, al igual que los seres vivos el proyecto nace, crece se desarrolla, fructifica y muere. Tiene un ciclo vital. Trueba (1985, 1992). Se identifican cuatro fases (Benítez Díaz, Castro Ortega, & Hidalgo Flor, 2021).

1. La primera parte del ciclo está constituida por la identificación y formulación del proyecto. Es decir, lo que los economistas llaman la preinversión. En la identificación y formulación existen un conjunto de documentos (idea, estudio de prefactibilidad, estudio de viabilidad, financiación, proyecto definitivo).
2. La segunda parte se centra en la materialización de las inversiones. Los documentos de la primera parte se convierten en acciones específicas que modifican la realidad.
3. La tercera parte es la gestión del proyecto, (Project Management) o también conocido como administración y ejecución del proyecto. En esta fase tiene que aparecer los aspectos positivos del cambio.
4. La cuarta parte consiste en la evaluación de resultados cuando el proyecto muere. Es el momento de la reflexión histórica, serena, y responsable del proyecto en el

momento que desaparece. Las lecciones de experiencia del pasado constituyen la fuente básica de acciones del futuro.

1.5.9 Principales indicadores financieros

Los indicadores financieros que se van aplicar para evaluar la rentabilidad económica del proyecto, en esta etapa se calcula: Valor actual Neto, NPI valor neto de inversión e inversiones asociadas a: Capex capital en activos, Drilllex en perforación, Opex costo de mantenimiento y Apex costo por abandono de pozo, son inversiones para determinar el costo total TC (Rodríguez Sánchez, Godoy Alcantar , & Ramirez Antonio, 2012).

1.5.9.1 Valor presente neto

Los proyectos son rentables cuando el valor presente neto es superior a cero. V.A.N > 0, proyecto presenta rentabilidad económica para ser ejecutado. La fórmula para el cálculo de valor actual neto es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k} \quad (1.1)$$

FNCK = Flujo de caja para el periodo k

i = Tasa de actualización (%)

n = Tiempo de vida del proyecto

1.5.9.2 Índice de utilidad IU

El índice de utilidad es un valor que determina la relación entre valor presente neto y el valor neto de inversión o costo total.

$$IU = \frac{VPN}{VNI} \quad (1.2)$$

2. METODOLOGÍA

La metodología que se aplica para el desarrollo del proyecto describe aspectos tales como la naturaleza de la investigación, alcance, diseño y los mecanismos para la recolección de la información y análisis de datos.

2.1 Enfoque de la investigación

En la tabla 2.1 se presentan las diferencias de enfoque cualitativo y cuantitativo, del tema a desarrollar. Análisis de factibilidad para explotar el campo de petróleo Pungarayacu utilizando el Balanced Score Card., que tiene concordancia con las definiciones de enfoque cuantitativo, donde se evaluó el planteamiento del problema, uso de la teoría, diseño de investigación.

Tabla 2.1 Enfoque cuantitativo y cualitativo

Definiciones	Enfoque Cuantitativo	Enfoque Cualitativo
Planteamiento del problema	Delimitado, acotado, específico. Poco flexible.	Abierto, libre, no es delimitado o acotado. Muy flexible.
Uso de la teoría	La teoría se utiliza para ajustar sus postulados al mundo empírico.	La teoría es un marco de referencia.
Diseño de la investigación	Estructurado, predeterminado (precede a la recolección de los datos).	Abierto, flexible, construido durante el trabajo de campo o realización del estudio.

Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

Para el desarrollo del campo Pungarayacu el enfoque de la investigación es de carácter cualitativo, debido que se desarrollara a detalle, las cuatro perspectivas principales del cuadro de mando integral o Balanced Score Card. También la inmersión inicial en el campo significa sensibilizarse con el ambiente o entorno en el cual se llevará a cabo el estudio, además de verificar la factibilidad del estudio (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014).

2.2 Alcance de investigación

El alcance del estudio depende la estrategia de investigación. Así, el diseño, los procedimientos y otros componentes del proceso serán distintos en estudios con alcance exploratorio, descriptivo, correlacional o explicativo. Pero en la práctica, cualquier

investigación puede incluir elementos de más de uno de estos cuatro alcances. El alcance que se define para este estudio es de carácter descriptivo como se detalla en la tabla 2.2 como lo indica Hernández Sampieri et al, 2014, la investigación para el proyecto está orientado en el análisis interno y externo, así el interno enfocado en el diagnóstico operacional del campo y externo respecto al desarrollo empresarial administrativo, procesos, gerencial y financiero, que se desprende del BSC.

Tabla 2.2 Alcance de investigación

Alcance	Propósito de las investigaciones	Valor
Exploratorio	Se realiza cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado, del cual se tienen muchas dudas o no se ha abordado antes.	Ayuda a familiarizarse con fenómenos desconocidos, obtener información para realizar una investigación más completa de un contexto particular, investigar nuevos problemas, identificar conceptos o variables promisorias, establecer prioridades para investigaciones futuras, o sugerir afirmaciones y postulados.
Descriptivo	Busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis.	Es útil para mostrar con precisión los ángulos o dimensiones de un fenómeno, suceso, comunidad, contexto o situación.

Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

2.2.1 Diagnóstico interno

El diagnóstico interno de la investigación comprende el análisis que evalúa el estado actual del campo, el volumen de reservas que mantiene en sus yacimientos, caracterización de propiedades petrofísicas como: porosidad, litología, tipo de hidrocarburo, grado API, estado mecánico, tipo de levantamiento artificial para la producción de petróleo, método térmico para la recuperación, e instalaciones de superficie.

Los datos y la información para el diagnóstico interno se obtuvieron de la investigación documental de libros, tesis, fuentes de internet publicados en portales oficiales. La recolección de los datos se está orientada a proveer de un mayor entendimiento de los significados y experiencias de las personas. El investigador es el instrumento de recolección de los datos, se auxilia de diversas técnicas que se desarrollan durante el estudio (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014).

En esta etapa se evalúa el estado actual del campo, especialmente el volumen de reservas que tiene ya que en proyectos de hidrocarburos el activo principal que se tiene son las

reservas, también de la lectura de la columna estratigráfica se identifica las arenas de producción para este estudio se toma de referencia del pozo IP – 15, del diagrama mecánico del mismo pozo se identifica las profundidades referenciales y diámetros de profundidad total de pozo y asentamiento de zapatas guías que son importantes en la etapa de perforación. El método de levantamiento y recuperación del petróleo es analizado de catálogos y casos de éxito de estas tecnologías de publicaciones de revistas especializada, de los registros de archivos de EP Petroecuador y de tesis publicadas se evalúa las facilidades de superficie.

2.2.2 Externo empresarial administrativo

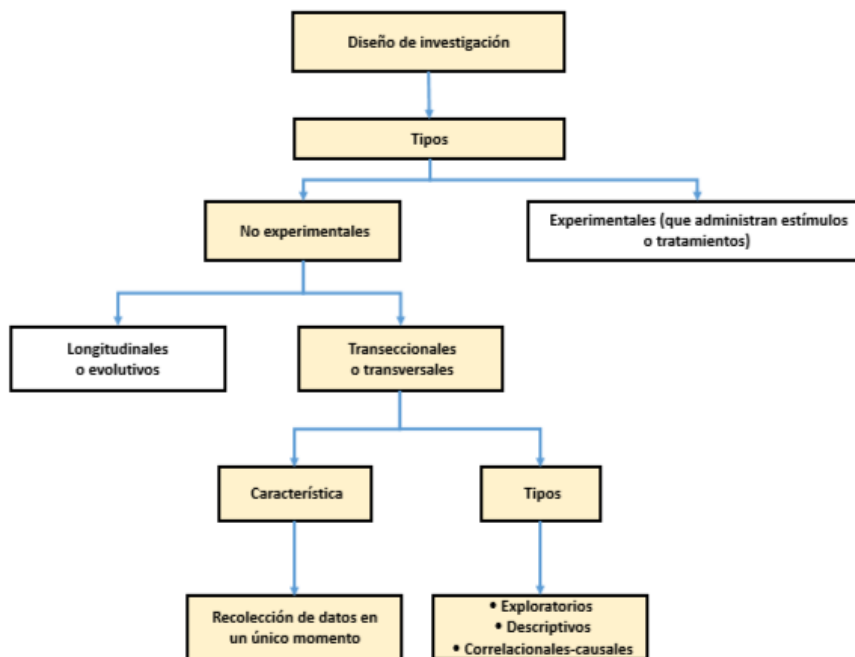
En esta etapa de la investigación consiste en el análisis externo empresarial administrativo, el cual se enfoca en detallar la estrategia procesos para aplicar para el desarrollo del campo, la información y los datos se recolecta por medio de la investigación documental, no se realiza entrevista directas ni encuestas ya que se trata de un tema específico, del plan de estratégico empresarial de EP Petroecuador proyectado para el periodo 2021 – 2025, publicado en internet se revisa la estructura organizacional de la empresa. En base a este plan se desarrolla la matriz PESTAL, misión, visión matriz FODA y establecer los objetivos estratégicos para el campo Pungarayacu.

2.3 Diseño de investigación

El término diseño se refiere al plan o estrategia concebida para obtener la información que se desea. La investigación es de carácter no experimental como se sigue el diagrama de la figura 2.1 del libro de Hernández Sampieri et al, 2014, este estudio se realiza sin la manipulación de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después de analizarlo se observan situaciones ya existentes, no provocadas intencionalmente en la investigación por quien la realiza (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014).

Para este proyecto se considera transeccional o transversal con característica de la recolección de datos en un único momento ya que los datos son tomados de estudios que fueron publicados de tesis, informes y libros.

Figura 2.1 Diseño de investigación



Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

Los diseños transaccionales descriptivos tienen como objetivo indagar la incidencia de las modalidades o niveles de una o más variables en una población. El procedimiento consiste en ubicar en una o diversas variables a un grupo de personas u otros seres vivos, objetos, situaciones, contextos, fenómenos, comunidades; y así proporcionar su descripción. Son, por tanto, estudios puramente descriptivos y cuando establecen hipótesis, éstas son también descriptivas de pronóstico de una cifra o valores (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014).

2.4 Objeto de estudio

El objeto de estudio es el desarrollo del campo Pungarayacu mediante la aplicación de Balanced Score Card o cuadro de mando integral, que se desarrolla a detalle aplicando el modelo planteado por Kaplan y Norton este se basa en cuatro perspectivas considerando una empresa con fines de lucro esta se plantea en el siguiente orden: 1. Finanzas, 2. Clientes, 3. Procesos internos y 4. Aprendizaje y crecimiento. En función de la misión y visión establecida para el desarrollo del campo y en concordancia con el plan estratégico de EP Petroecuador la perspectiva financiera se establece lo siguiente: a) Plan de Adquisiciones e inversión. Perspectiva de clientes: a) Plan de comunicaciones. Perspectiva

de procesos internos consisten en: Acta constitutiva del proyecto, alcance del proyecto y planificación de la calidad. La elaboración de perspectiva de aprendizaje y crecimiento es fundamenta en estructura de trabajos, cronograma de trabajo y plan de recursos humanos.

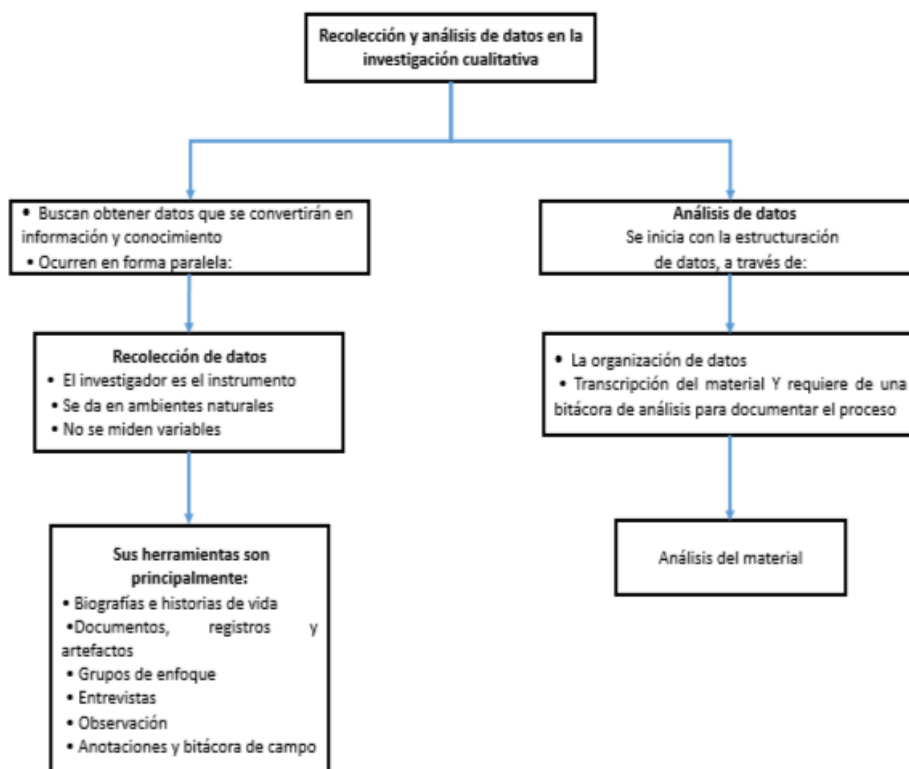
De la investigación por observación y documental se conoce que el Ecuador es el tercer país de Latinoamérica con mayor cantidad de recursos de hidrocarburos (Administration, 2022), únicamente siendo superado por Venezuela y Brasil. El gobierno a través de EP Petroecuador, la empresa pública encargada de la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el país, ha concesionando campos a empresas nacionales y extranjeras para que realicen la extracción de petróleo para incrementar su producción. Para suplir los ingresos que dejará de recibir el estado por venta de petróleo del ITT, la empresa estatal EP Petroecuador mantiene campos de crudos pesados que aún no han sido explotados que se encuentran fuera del parque Yasuní ITT, y de estudios realizados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) en los años setenta del siglo pasado, identificó el potencial de desarrollo para el campo Pungarayacu.

La empresa extranjera Ivanhoe Energy operó el campo de 2008 al 2015 y perforó 3 pozos exploratorios sumando un total de 31 pozos perforados. Así el volumen de reservas de petróleo original en sitio (POES) es de 7.2 billones de barriles que mantiene en sus yacimientos y también tiene facilidades de superficie instaladas siendo estos campos muy atractivos para la inversión por parte de empresas petroleras nacionales e internacionales (Sarango Sánchez & Jiménez Andrade, 2023).

2.5 Herramientas de Recolección de Datos

Para el enfoque cualitativo, al igual que para el cuantitativo, la recolección de datos resulta fundamental, solamente que su propósito no es medir variables para llevar a cabo inferencias y análisis estadístico. Lo que se busca en un estudio cualitativo es obtener datos que se convertirán en información de personas, seres vivos, comunidades, contextos o situaciones en profundidad; en las propias “formas de expresión” de cada uno de ellos. Sí, el investigador es quien mediante diversos métodos o técnicas recoge los datos (él es quien observa, entrevista, revisa documentos, conduce sesiones, etc.). No sólo analiza, sino que es el medio de obtención de la información (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014).

Figura 2.2 Recolección de datos



Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

La recolección de datos ocurre en los ambientes naturales y cotidianos de los participantes o unidades de análisis. En la figura 2.2. se describe el proceso para la recolección de datos para la investigación con enfoque cualitativo que es el caso de este proyecto, que será por métodos de observación directa, investigación documental de archivos digitales, bibliotecas y tesis desarrolladas. Ahora bien, ¿cuál es el instrumento de recolección de los datos en el proceso cualitativo? Cuando en un curso se hace esta pregunta, la mayoría de los alumnos responden: son varios los instrumentos, como las entrevistas o los grupos de enfoque; lo cual es parcialmente cierto. Pero, la verdadera respuesta y que constituye una de las características fundamentales del proceso cualitativo es: el propio investigador en este caso el autor del proyecto de titulación.

2.5.1 Investigación documental

Una fuente muy valiosa de datos cualitativos son los documentos, materiales y artefactos diversos. Nos pueden ayudar a entender el fenómeno central de estudio. Prácticamente la

mayoría de las personas, grupos, organizaciones, comunidades y sociedades los producen y narran, o delimitan sus historias y estatus actuales. Le sirven al investigador para conocer los antecedentes de un ambiente, las experiencias, vivencias o situaciones y su funcionamiento cotidiano (Sampieri, Collado, Lucio, Valencia, & Torres, 2014). Documentos escritos personales. Los documentos personales son fundamentalmente documentos preparados por razones profesionales (reportes, libros, artículos periodísticos, correos electrónicos, etc.), cuya difusión es generalmente pública. Materiales audiovisuales grupales. Imágenes, grafiti, cintas de audio o video, páginas web, etc., producidas por un grupo con objetivos oficiales, profesionales u otras razones. Registros en archivos públicos. En éstos podemos encontrar muchos de los documentos, materiales y artefactos mencionados en las otras categorías y otros generados para fines públicos (catastros, registros de la propiedad intelectual). Los archivos pueden ser gubernamentales nacionales o locales, o privados, por ejemplo, de fundaciones.

2.5.2 Observación directa

En la investigación cualitativa necesitamos estar entrenados para observar y es diferente de simplemente ver lo cual hacemos cotidianamente. Es una cuestión de grado. Y la “observación investigativa” no se limita al sentido de la vista, implica todos los sentidos. Los periodos de la observación cualitativa son abiertos (Anastas, 2005). La observación es formativa y constituye el único medio que se utiliza siempre en todo estudio cualitativo. Podemos decidir hacer entrevistas o sesiones de enfoque, pero no podemos prescindir de la observación. Podría ser el caso de que nuestra herramienta central de recolección de los datos cualitativos sea, por ejemplo, la biografía; pero también observamos.

2.5.3 Entrevista

Al hablar sobre los contextos en los cuales se aplica un cuestionario instrumentos cuantitativos se comentaron algunos aspectos de las entrevistas. No obstante, la entrevista cualitativa es más íntima, flexible y abierta (King y Horrocks, 2009). Ésta se define como una reunión para conversar e intercambiar información entre una persona el entrevistador y otra el entrevistado u otras entrevistas. En la entrevista, a través de las preguntas y respuestas, se logra una comunicación y la construcción conjunta de significados respecto a un tema (Janesick, 1998).

2.5.4 Triangulación de recolección de los datos

Siempre y cuando el tiempo y los recursos lo permitan, es conveniente tener varias fuentes de información y métodos para recolectar los datos. En la indagación cualitativa poseemos una mayor riqueza, amplitud y profundidad en los datos, si éstos provienen de diferentes actores del proceso, de distintas fuentes y al utilizar una mayor variedad de formas de recolección de los datos. Al hecho de utilizar diferentes fuentes y métodos de recolección, se le denomina triangulación de datos.

En la tabla 2.3 se detalla la fuente para la recolección de datos que se utilizara para las variables que se van a utilizar para el desarrollo del proyecto, siendo la fuente de investigación documental la principal que serán tomados los datos de archivos de bibliotecas, tesis y registros oficiales de EP Petroecuador, seguido por el método de observación que se emplea para la toma de información para el estado mecánico de pozos y los procesos para el desarrollo del BSC, para este caso la entrevista se considera consultas a personas con experiencia en área de desarrollo para este tipo de proyectos mediante comunicación remota.

Tabla 2.3 Recolección de datos

Variables	Fuente de recolección de datos
Estado actual del campo	Documental
Caracterización del reservorio	Documental
Volumen de reservas	Documental
Estado de pozos	Documental, observación
Método de recuperación térmica	Documental, observación
Inyección cíclica de vapor	Documental, observación
Facilidades de superficie	Documental
Matriz PESTAL	Documental, observación
Misión	Documental
Visión	Documental
Matriz FODA	Documental
Estrategia para desarrollo	Documental, observación
Perspectiva	Documental, observación
Financiera	Documental, observación
Clientes	Documental, observación
Procesos	Documental, observación
Aprendizaje y crecimiento	Documental, observación
Balanced Score Card	Documental, observación

Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

2.6 Matriz metodología de investigación

En la matriz 2.4 se resume la matriz metodológica que se va aplicar para la recopilación de la información, se describe la investigación la cual se divide en dos etapas interna y externa, el enfoque de todo el estudio es cualitativo descriptivo, transeccional. Así también la herramienta para la recolección de datos es de tres métodos, documental, observación y entrevista. Metodología que será aplicada para el objetivo principal que es el desarrollo del campo mediante Balanced Score Card que se basa en las cuatro perspectivas.

Tabla 2.4 Matriz metodología de investigación

Etapas de Investigación	Enfoque Metodológico	Alcance de investigación	Diseño de la investigación	Herramientas de investigación	Lugares y Fuentes	Variables	Objetivos específicos
Diagnostico interno	Cualitativo	Exploratorio	Transeccional Descriptivo	Investigación documental, observacion,	Bibliotecas, internet, documentos públicos, tesis	Estado actual del campo. Caracterización del reservorio Volumen de reservas Estado de pozos Método de recuperación térmica inyección cíclica de vapor Facilidades de superficie	Definir el estado actual del campo Determinar la caracterización del reservorio principal Evaluar el estado actual del campo Definir el método de recuperación térmica y describir las facilidades de superficie.
Externo Empresarial Adminsitartivo	Cualitativo	Exploratorio	Transeccional Descriptivo	Investigación documental, observacion, documental	Bibliotecas, internet, documentos públicos, tesis	Matriz PESTAL Misión Visión Matriz FODA Estrategia para desarrollo Perspectiva Financiera Clientes Procesos Aprendizaje y crecimiento Balanced Score Card	Describir la matriz PESTAL Determinar la Misión, visión, matriz FODA Desarrollar perspectivas Desarrollar BSC

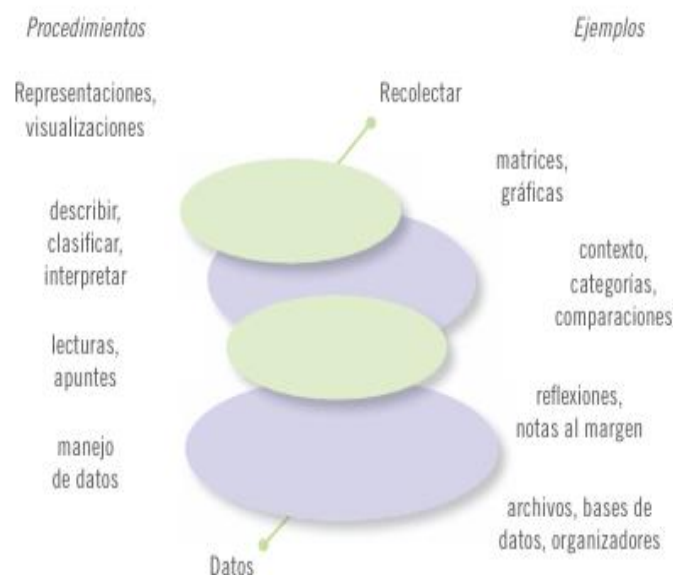
Fuente: Elaborado por el autor

2.7 Herramientas de Análisis de Datos

Creswell (1998) simboliza el desarrollo del análisis cualitativo como una espiral, en la cual se cubren varias facetas o diversos ángulos del mismo fenómeno de estudio. Esto se muestra en la figura 2.3. De acuerdo con Hernández Sampieri (2014) el análisis cualitativo de datos no es un proceso que debe seguir un orden estandarizado, ya que esto iría en contra de la lógica inductiva que caracteriza a la naturaleza de la investigación cualitativa.

Sin embargo, señala que el propósito esencial que debe definir a la naturaleza del análisis cualitativo es la de darle estructura a los datos recolectados que, por su naturaleza, no tienen una estructura definida. De acuerdo con Patton (2002), darles estructura a los datos cualitativos implica organizar la información en unidades, categorías y patrones, coherentes con los temas del marco de la investigación, donde el investigador tiene la libertad de construir su propio análisis. De esta forma, para realizar el análisis de los datos recolectados a través de herramientas de para la tabulación de datos mediante matriz, tablas, gráficos, diagramas para describir procesos

Figura 2.3 Análisis de datos



Fuente: Hernández Sampieri et al, 2014

3 RESULTADOS

Los resultados alcanzados del estudio realizado en base a las herramientas de gestión, consisten en determinar la misión y visión los factores internos y externos, con la matriz FODA se identifica los objetivos estratégicos y elaborar el cuadro de mando integral o Balanced Score Card en el cual se analizó las perspectivas financieras, cliente, procesos internos, aprendizaje y crecimiento, finalizando con el análisis económico evaluando el valor actual neto y índice de rentabilidad.

3.1 Diagnostico estratégico interno

El diagnostico estratégico comprende el análisis interno que evalúa el estado actual del volumen de reservas que mantiene el campo en sus yacimientos, la caracterización del reservorio, porosidad, litología, tipo de hidrocarburo, grado API, estado mecánico, sistema de levantamiento artificial para la producción de petróleo, método térmico para la recuperación, e instalaciones de superficie.

3.1.1 Estado actual del campo

El campo Pungarayacu dejó de operar en el año 2015 por parte de la empresa canadiense Ivanhoe, siendo el yacimiento principal la arena Hollín que se encuentra a poca profundidad, petróleo considerado pesado y extra pesado por su grado API, el volumen es de 7.2 billones de barriles de petróleo original en sitio (Sarango Sánchez & Jiménez Andrade, 2023). El campo tiene 31 pozos perforados y de estudios realizados por CEPE en la década de los años setenta tiene un potencial para desarrollar hasta 300 pozos. Los campos Pungarayacu e ITT fueron considerados para ser explotados con el fin de incrementar la producción, así únicamente se explotó el campo ITT de manera continua hasta la actualidad y por decisiones de la población se dejará de operar, por lo cual se propone la explotación del campo Pungarayacu. Siendo la empresa estatal de petróleos EP Petroecuador la encargada de la operación del campo en todas sus fases.

3.1.2 Volumen de reservas

Para el cálculo de volumen de reservas el método más utilizado es el volumétrico en el cual se presenta su desarrollo y formulas aplicadas (Andrango Chacón & castro Amán, 2009).

V_i : Volumen de hidrocarburos in Situ

A : Area de zona de analisis (Acres)

h_n : Espesors neto de hidrocarburos (pies)

\emptyset : Porosidad (%)

S_o : Saturación de petroleo (%)

Cálculo de área se calcula de mapas topográficos.

$$A: 240 \text{ Km}^2 = 59305.3 \text{ acres}$$

$$h_n = 295.3 \text{ pies}$$

$$\emptyset = 22 \%$$

$$S_o = 22\%$$

$$V_i = 7785 * A * h_o * \emptyset * S_o \quad (3.1)$$

Se rempaza en la ecuación 3.1. para calcular volumen de hidrocarburo In situ.

$$V_i = 7785 * 59305.3 * 295.3 * 0.22 * 0.24 \quad (3.2)$$

$$V_i = 7173 \text{ MMbls IN SITU}$$

El petróleo recuperable para crudos pesados se aplica un factor de recobro de 26 %, Andrango C. 2009.

$$N_i = V_i * F_r \quad (3.3)$$

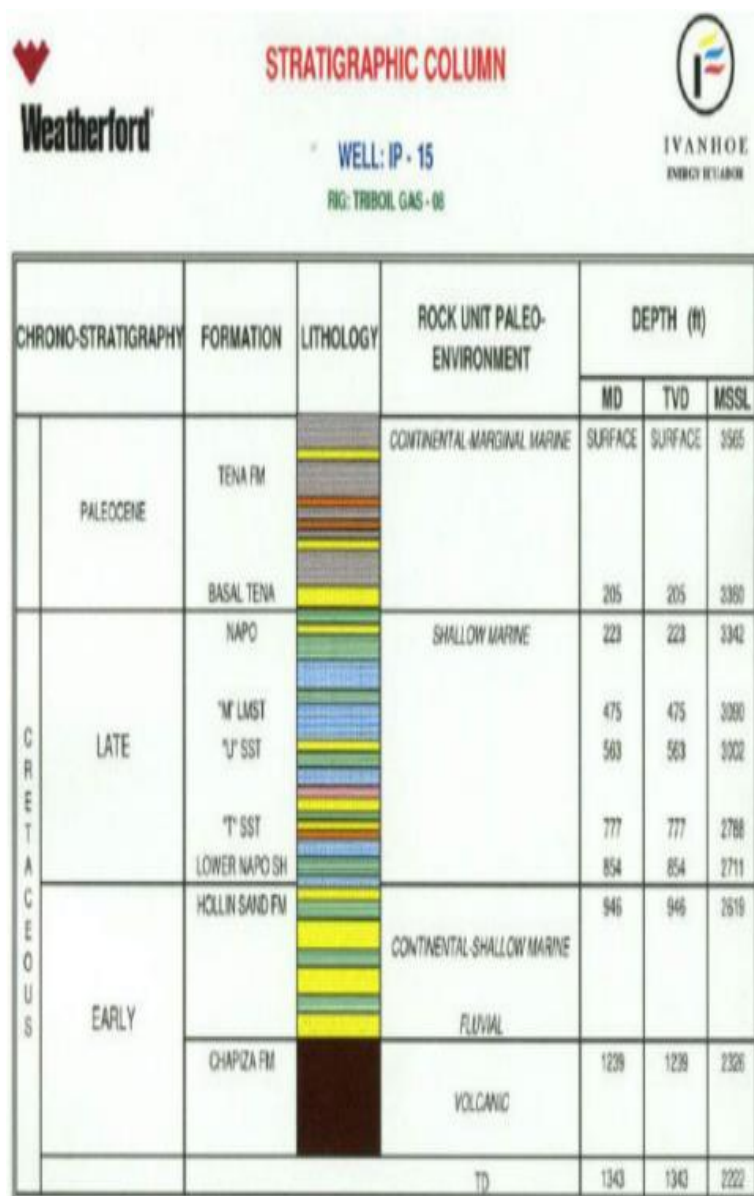
$$N_i = 7173 \text{ MMbLS} * 0.26 = 1865 \text{ MMbls}$$

3.1.3 Caracterización del reservorio

El campo Pungarayacu se ubica en la provincia de Napo, extendiéndose entre la Cordillera de Guacamayos al norte y Puerto Napo al sur, es decir en el periclinal sur del Levantamiento Napo que constituye una gran estructura positiva. Dicha estructuración arrancó con la primera inversión tectónica conocida en la cuenca, como indica la brusca disminución del espesor de la sección suprayacente al techo caliza M2, respecto al espesor encontrado en los pozos, ubicados al norte campo Bermejo y sur campo Oglan. La formación Hollín, es el principal reservorio del campo, se depositó sobre los terrenos volcánicos y volcano clásticos Misahuallí, en un medio aluvial. La arenisca conocida como Hollín superior, el segundo reservorio de este campo es similar al resto de la cuenca, esto

es areniscas glauconitas calcáreas con intercalaciones de Lutitas negras. En la figura 3.1 se detalla la columna estratigráfica siendo la arena Hollín su yacimiento principal.

Figura 3.1 Columna Estratigráfica del Pozo IP 015 del Campo Pungarayacu



Fuente: (Valencia Godoy, 2014)

3.1.4 Estado de pozos

Los pozos de tipo vertical tienen una configuración como se evidencia en la figura 3.2 que consta de dos secciones con una profundidad total de 1343 pies, datos que se toman del pozo IP-15.

Figura 3.2 Diagrama mecánico de pozo



Fuente: (Valencia Godoy, 2014).

En la figura 3.2 y en la tabla 3.1 se evidencia la configuración mecánica instalada en los pozos que fueron perforados en el campo Pungarayacu, que constan de dos secciones: superficial de diámetro de 12 ¼” pulgadas revestida con tubería de 10 ¾” pulgadas y sección de producción de diámetro de 9 7/8” pulgadas y revestido con tubería de 7” pulgadas.

Tabla 3.1 Profundidad de pozo y diámetros

Diámetros de pozo	
Profundidad total del pozo TVD/MD	1343 pies
Diámetro de hoyo superficial	12 ¼” pulgadas
Profundidad hoyo superficial superficial	131 pies
Diámetro de csg superficial	10 ¾” pulgadas
Diámetro de hoyo producción	9 7/8” pulgadas
Profundidad de hoyo de producción	1343 pies
Diámetro de csg de producción	7” pulgadas

Fuente: Valencia Godoy, 2014.

3.1.4.1 Completación para la inyección de vapor

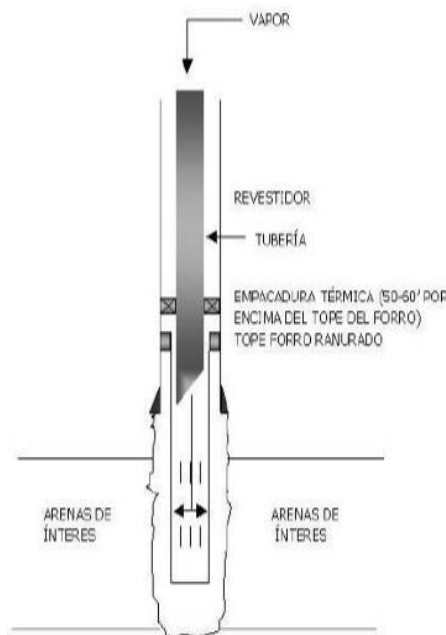
De la tabla 3.2 y figura 3.3 se detalla las ventajas y desventajas de las configuraciones que se aplican para realizar la inyección del vapor hacia el fondo del pozo, siendo del tipo convencional, selectivo, anular y CTBS, para este proyecto se selecciona el método convencional por sus ventajas ya que el equipo de fondo no es sometido al calor de inyección que son instalados posterior a la inyección.

Tabla 3.2 Completación para la inyección de vapor

	Convencional	Selectivo	Anular	CTBS (inyeccion sin bomba)
Ventajas	El equipo de bombeo no es sometido al calor generado por la inyeccion.	Permite seleccionar las arenas a inyectar. El equipo de bombeo no es sometido al calor generado por la inyeccion.	De todos los metodos es el que menor costo genera. No requiere entrada de maquina una vez que finaliza el proceso de inyeccion.	El equipo de bombeo no es sometido al calor generado por la inyeccion. Permite inyeccion por la tuberia o por el anular.
Desventajas	Entrada de maquina una vez que finaliza el proceso de inyeccion. Asentamiento de empacaduras	De todos los metodos en que genera mayor costo.	El equipo de bombeo es sometido al calor generado por la inyeccion.	Requiere entrada de maquina una vez que finaliza el proceso de inyeccion.

Fuente. Colquehuanca, I.

Figura 3.3 Método de inyección convencional

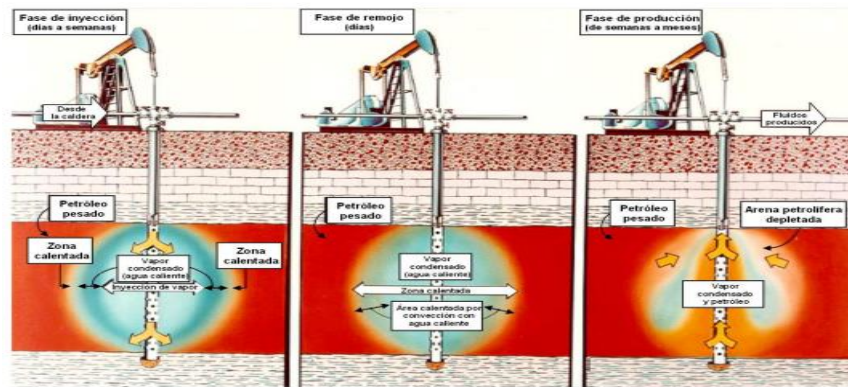


Fuente. Colquehuanca, I.

3.1.5 Inyección cíclica de vapor

Para la recuperación del petróleo que tiene el campo Pungarayacu considerado pesado, se aplicará el método térmico que permite mejorar la viscosidad y aumenta la movilidad del petróleo en el reservorio, sistema que consta de tres etapas: inyección de vapor, absorción de calor y producción.

Figura 3.4 Inyección cíclica de vapor



Fuente. Sarango J, 2023.

3.1.6 Facilidades de superficie

La facilidad de superficie consiste en todos los equipos que intervienen para la producción de petróleo e inyección de vapor hacia el yacimiento.

Tabla 3.3 Instalaciones para producción y almacenamiento

Item	Capacidad	Costo MM USD
Separador de prueba	20000 bls	1,0
Tanque de lavado	240000 bls	1,1
Tanque de almacenamiento	30000 bls	1,3
Lineas de superficie	6" pulgadas	1,0
Sistema contra incendios	2 bombas de 35 HP/ motor diesel y electrico. 1 tanque de 2000 bls	0,5
Sistema de potencia	4 generadores de 450 kw 1 tanque de 1000 bls de combustible	0,8
Sistema de comunicación	Internet satelital y equipo de radio VHF	0,2
Area administrativa y vivienda	Vievienda y oficinas administrativas	0,3
TOTAL		6,2

Fuente: Andrango Chacón & castro Amán, 2009 – Modificado por el autor

3.1.6.1 Tratamiento de agua de inyección

Filtrado

El tratamiento del agua que alimenta al generador depende de la naturaleza de las fuentes de agua, así la principal fuente de agua para este proyecto es de ríos, las cuales contienen gases y minerales disueltos tales como arcillas, materia orgánica y residuos.

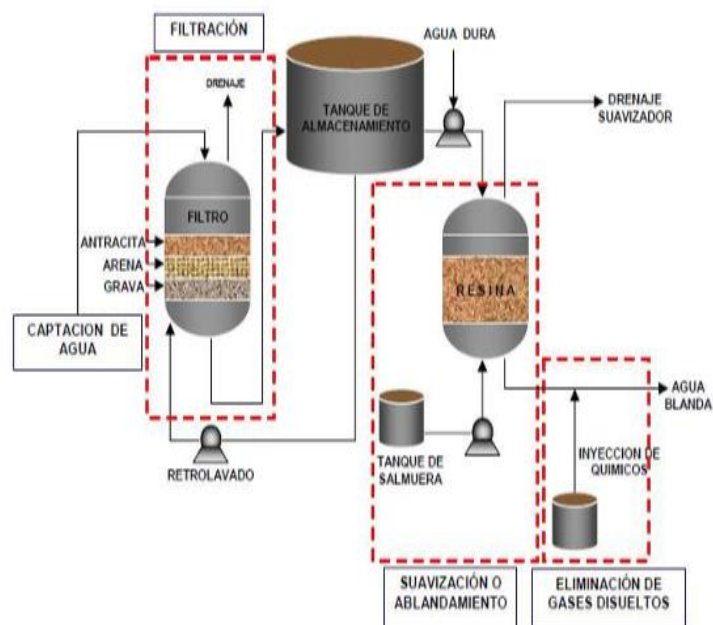
Ablandamiento

Consiste en la eliminación de la dureza, se realiza mediante unidades de intercambio iónico que reemplazan los cationes con sodio, este intercambio catiónico se realiza por medio de resinas sintéticas como zeolitas, en este proceso se utilizan dos unidades: la primera para ablandar y la segunda para refinar el agua, el Ph que se obtiene del agua a la salida del proceso es de 10.

Gases disueltos

Este proceso consiste en la eliminación de la cantidad de oxígeno y de dióxido de carbono presente en el agua. Los tres procesos para el tratamiento del agua que serán usada para la inyección se describe en la figura 3.5.

Figura 3.5 Tratamiento de agua para la inyección



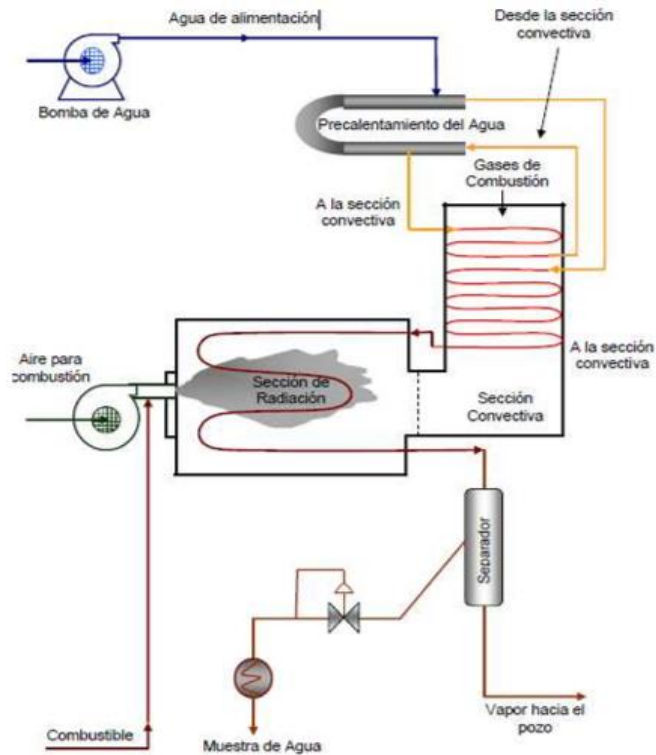
Fuente. Colquehuanca, I.

3.1.6.2 Generación de vapor

Es el equipo que genera el vapor que es inyectado hacia el pozo, la eficiencia térmica del generador está en función de la temperatura de salida de los gases de combustión. Así la calidad del vapor generado es de 80 % producido por día, a partir del agua a temperatura ambiente. La eficiencia térmica del generador es función de la temperatura de salida de los gases de combustión.

El circuito de calentamiento está compuesto de un soplador de aire, un circuito de entrada de combustible, un quemador y varios reguladores y dispositivos de control. Los generadores comerciales para inyección de fluidos calientes son diseñados para presiones de 1500 psi o 2500 psi, y pueden ser de tipo estático o móvil. Valores típicos del poder calorífico son 20 MMBTU/hora y 50 MMBTU/hora. Valores que corresponden más o menos a 1250 y 3150 Bbl/día de cold wáter equivalent. El proceso de generación representa en la figura 3.6. En la tabla 3.4 se presenta el volumen de agua para la generación de vapor e inyección de vapor.

Figura 3.6 Generación de vapor



Fuente. Colquehuanca, I.

Tabla 3.4 Costo Tratamiento de agua y generación de vapor

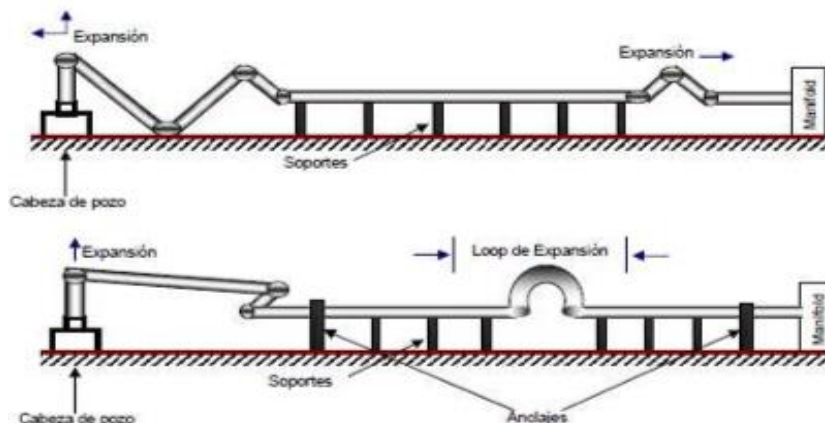
Item	Bls totales de inyección	Bls de inyección para 24 pozos	Costo total / ciclo USD	Costo / 4 ciclos MM USD
Tratamiento de agua para inyección 500 bls X 21 días. 2 USD / Bls	10500	252000	504000	2,02
Generación de vapor 500 bls X 21 días. 4 USD / Bls	10500	252000	1008000	4,03
Aislamiento térmico 700 USD / pozo	-	16800	16800	0,0672
Inversión total en tratamiento de agua y generación de vapor			1528800	6,1

Fuente. Colquehuanca, I., Modificado por el autor

3.1.6.3 Líneas para conducción de vapor hacia el pozo

Las líneas o tuberías que se va a utilizar para transportar el vapor de agua desde el generador de vapor hacia la cabeza del pozo, considerando la expansión que se puedan ocasionar se presenta en las siguientes configuraciones. La figura 3.7 indica la configuración de líneas para la conducción de vapor.

Figura 3.7 Configuración de líneas de conducción de vapor



Fuente. Colquehuanca, I.

En la tabla 3.5 se detallan los costos estimados para la instalación del sistema de inyección cíclica con un costo de 366975 USD de los cuales se requieren cuatro sistemas para el campo.

Tabla 3.5 Costo de instalación de sistema de inyección cíclica

Item	Costo USD
Acondicionamiento de pozo	120000
sistema de inyeccion de vapor	
Bomba de alimentacion a caldera	10000
Caldera generadora de vapor	200000
Sistema de medicion de flujo	1000
Sistema de medicion y regulacion de gas	450
Sistema de medicion de calidad de vapor	525
Sistema de valvulas de seguridad	4500
Linea de inyeccion al pozo	10000
Valvula check de inyeccion de vapor	1500
Tanques de almacenamiento	5000
Separador vapor - agua	14000
Total costo de sistema	366975

Fuente. Colquehuanca, I., Modificado por el autor

3.1.7 Sistema de producción

El método de levantamiento aplicado para la recuperación de petróleo pesado para el campo Pungarayacu es el bombeo mecánico, debido a que tiene alta eficiencia para yacimientos que se encuentran a poca profundidad, bajos caudales de producción y bajo costo para su instalación alrededor de 400000 USD y no necesita torre para realizar mantenimiento.

Figura 3.8 Bombeo Mecánico



Fuente: Sarango J, 2023.

3.1.8 Fortalezas y debilidades

En la tabla 3.6 se describe las principales fortalezas y debilidades que se identificaron del diagnóstico estratégico interno del campo, siendo la fortaleza principal su alto volumen de reservas a ser recuperado y su debilidad principal el tipo de crudo pesado que se tiene en el reservorio.

Tabla 3.6 Fortalezas y debilidades del campo

Fortalezas	Debilidades
Volumen de petróleo recuperable de 1865 MM Bls.	Crudo pesado de alta viscosidad
Potencial del campo para desarrollar 300 pozos y con 31 pozos perforados.	Requiere instalación de sistema de inyección cíclica de vapor para recuperación de petróleo
Arena productora Hollin de gran espesor y se encuentran a poca profundidad.	Falta de facilidades para producción y almacenamiento de petróleo.
Estudios previos realizados de geología y geofísica disponible.	Instalación de sistema de generación de vapor
Pozo perforado IP-15 vertical de configuración mecánica de dos secciones se utilizará de referencia en diseño para completación y configuración mecánica.	Requiere construcción de áreas administrativas y de vivienda para personal de operación del campo.
El campo no se encuentra en zona protegida y en parque nacional.	Requiere instalación de sistema para producción de petróleo desde el yacimiento hasta superficie y de levantamiento por bombeo mecánico.

Fuente: Elaborado por el autor

3.2 Diagnóstico estratégico externo

Los elementos para el diagnóstico externo han sido obtenidos del plan estratégico de EP Petroecuador.

3.3 Matriz PESTAL

Del plan estratégico empresarial de EP Petroecuador 2021 – 2025, se seleccionó los principales factores externos aplicables a la realidad nacional actual que se detalla en la tabla 3.7 de la matriz PESTAL, siendo los principales: En lo político el cambio de presidente y políticas y regulaciones gubernamentales, económico la asignación presupuestaria, el precio del petróleo, social contratar mano de obra local al menos el 70 % del personal, en la parte tecnológica automatizar los procesos productivos y en el aspecto ambiental realizar las operaciones hidrocarburíferas apegado a la normativa ambiental del país.

Tabla 3.7 Matriz PESTAL

Aspecto	Factores
Político	Cambio de Presidente, Funcionarios del Ejecutivo y Administración. Cambios en las políticas y regulaciones gubernamentales. Alta rotación de los niveles jerárquicos superiores de la empresa.
Economico	Asignación presupuestaria por parte del Ministerio de Economía y Finanzas inferior al presupuesto planificado que influye directamente en las metas. Alta volatilidad de los precios del barril de petróleo
Social	Garantizar la sustentabilidad y el buen vivir como lo señala la Constitución de la República. La participación de la mano obra y servicios locales debe ser de al menos 70%. El 10% de la mano local correspondería a nacionalidades.
Tecnologico	Automatización de los procesos productivos y administrativos del sector hidrocarburos.
Ambiental	El derecho ciudadano a vivir en un ambiente sano, libre de contaminación y sustentable, y la garantía de los derechos de la naturaleza. Respeto y cumplimiento de las políticas ambientales.
Legal	Constitución de la República del Ecuador Art. 313. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas R.O. 254

Fuente: EP Petroecuador, 2022.

3.3.1 Misión

Desarrollar el campo Pungarayacu aplicando tecnologías amigables con el ambiente y aportar al incremento de la producción de petróleo del país.

3.3.2 Visión

Para el año 2026 el campo estará produciendo 4080 barriles de petróleo por día.

3.4 Matriz FODA

En base a los objetivos identificados en la matriz PESTAL., para el desarrollo del campo se toma en cuenta las fortalezas principales siendo el volumen de reservas descubiertas, la oportunidad de incrementar la producción diaria de petróleo, desarrollar el campo de crudos pesados con métodos térmicos de recuperación mejorada, siendo la inestabilidad política del país una debilidad ya que está en función de las decisiones del gobierno de turno y no orientadas a la continuidad de procesos establecidos, las amenazas en la parte ambiental un factor muy sensible y el precio de petróleo que está influenciado por factores externos.

En la tabla 3.8 se presenta la matriz FODA para el campo, identificando dos oportunidades que están enfocadas en: O1. Creación de fuentes de empleo con participación de mano

obra y servicios locales del 70% y el 10% de comunidades y nacionalidades del sector. O2. Ser un modelo de gestión para el desarrollo de campos de crudo pesado del país. Se determinó seis fortalezas: F1. Volumen de petróleo recuperable de 1865 MM Bls. F2. Potencial del campo para desarrollar 300 pozos. F3. La arena productora Hollín es de gran espesor y se encuentran a la profundidad aproximada de 1200 pies. F4. Estudios previos realizados de geología y geofísica disponible. F5. Pozo perforado IP-15 vertical de configuración mecánica de dos secciones que se utilizara de referencia en diseño para completación e instalación de equipos de fondo., F6. El campo no se encuentra en zona protegida y en parque nacional. Las debilidades se concentran en: D1. Crudo pesado de alta viscosidad de baja movilidad. D2. La instalación del sistema de inyección cíclica de vapor para la recuperación de petróleo., D3. Falta de facilidades de superficie para la producción y almacenamiento de petróleo. D4. Instalación de sistema de generación de vapor., D5. Construcción civil para áreas administrativas y de vivienda para personal de operación del campo. D6. Instalación de sistema para producción de petróleo desde el yacimiento hasta superficie de levantamiento por bombeo mecánico. Las amenazas se identifican las siguientes: A1. Decisiones políticas no acertadas. A2. Derrames de petróleo en zonas protegidas. A3. Bajo en precio de petróleo. A4. Incumplimientos por empresas asignadas a operaciones específicas. A5. Contratación de empresas sin experiencia en proyectos para la recuperación de petróleo pesado. A6. Falta de continuidad en la cadena de suministros.

Tabla 3.8 Matriz FODA campo Pungarayacu

	FORTALEZAS	DEBILIDADES
<p>Matriz FODA</p>	<p>F1. Volumen de petróleo recuperable de 1865 MM Bls. F2. Potencial del campo para desarrollar 300 pozos. F3. La arena productora Hollín de gran espesor que se encuentran a poca profundidad. F4. Estudios previos realizados de geología y geofísica disponible. F5. Pozo perforado IP-15 vertical de configuración mecánica de dos secciones que se utilizara de referencia en diseño para completación. F6. El campo no se encuentra en zona protegida ni en parque nacional</p>	<p>D1. Crudo pesado de alta viscosidad D2. Instalación de sistema de inyección cíclica de vapor para recuperación de petróleo D3. Falta de facilidades para producción y almacenamiento de petróleo. D4. Instalación de sistema de generación de vapor D5. Construcción de obra civil para áreas administrativas y de vivienda para personal de operación del campo. D6. Instalación de sistema para producción de petróleo desde el yacimiento hasta superficie y sistema de levantamiento para bombeo mecánico.</p>
<p>OPORTUNIDADES</p> <p>O1. Creación de fuentes de empleo con participación de mano obra y servicios locales del 70% y el 10% de comunidades y nacionalidades del sector. O2. De ser un modelo de gestión para el desarrollo de campos de crudo pesado del país.</p>	<p>Estrategias para maximizar las fortalezas y oportunidades (FO).</p> <p>F1. F2. F4. O1. O2. Recuperar al menos 13 MM BDP de las reservas por un periodo de 20 años. F3.F5.O2. Instalar una torre para perforar y completar 24 pozos verticales en un año. F3. O2. Intervenir los pozos para la inyección de vapor cada cinco años para inyectar el vapor y mantener la producción diaria de 4080 barriles.</p>	<p>Estrategias para minimizar debilidades y maximizar oportunidades (DO).</p> <p>D4. A1. A3. A4. A6. Llamar a licitación a participar a empresas locales y extranjeras para el desarrollo del campo Pungarayacu.</p>
<p>AMENAZAS</p> <p>A1. Políticas gubernamentales no acertadas. A2. Eventos naturales no pronosticados A3. Fallas mecánicas en el sistema de inyección de vapor A4. Retrasos en entregables por empresas asignadas a operaciones específicas. A5. Incumplimientos de contratos por empresas contratistas. A6. Falta de continuidad en la cadena de suministros.</p>		

Fuente: Elaborado por el autor

3.4.1 Estrategia para desarrollo del campo Pungarayacu

En base al plan de desarrollo de EP Petroecuador 2021 – 2025, se alinea la estrategia para el campo Pungarayacu, del análisis FODA se identificaron seis fortalezas las cuales aprovechan las instalaciones, y estudios realizados para la explotación, siendo una ventaja el volumen de petróleo que tiene su reservorio principal la arena Hollín. Respecto a las principales debilidades se identificaron seis que tiene el campo, siendo petróleo pesado de alta viscosidad para ser recuperado, así la tecnología a ser usada y la poca oferta por parte de empresas y experiencia para tratar el petróleo pesado. Se encontraron cinco oportunidades siendo la principal desarrollar la producción y suplir la perdida de la producción del campo ITT que dejara de producir por decisión de la consulta popular de 20 de agosto 2023.

Seis amenazas se identificaron que están enfocadas a la falta de experiencia de empresas que prestan servicios petroleros que operan en el país, que están enfocadas en tratar petróleo mediano y liviano, lo cual sucedió con la empresa Ivanhoe durante la operación del campo desde el año 2008 hasta el 2015 dando por terminado el contrato con el estado ecuatoriano por problemas operacionales y el alto costo de producción.

3.4.2 Objetivos estratégicos

Mediante la matriz FODA se determinó los objetivos estratégicos con el fin de maximizar las fortalezas y minimizar las debilidades así: F1. F2. F4. O1. O2. Recuperar al menos 13 MM BDP de las reservas por un periodo de 20 años. F3. F5. O2. Instalar una torre para perforar y completar 24 pozos verticales en un año. F3. O2. Intervenir los pozos para la inyección de vapor cada cinco años e inyectar el vapor y mantener la producción diaria de 4080 barriles. En cambio, para minimizar las debilidades y maximizar las oportunidades se centran en: D4. A1. A3. A4. A6. Llamar a licitación a participar a empresas locales y extranjeras para el desarrollo del campo Pungarayacu, objetivos estratégicos que están en concordancia con el plan de desarrollo global hasta el año 2025 de EP Petroecuador.

La misión y visión concuerdan con los objetivos estratégicos planteados en la tabla 3.8 y 3.9, los cuales se enfocan en la recuperación de 13 millones de barriles en 20 años del total de las reservas de petróleo que tiene el campo, lograr producir para el año 2026 un total de 4080 Barriles de petróleo por día, perforar 24 pozos verticales en un año e instalar la inyección cíclica de vapor.

Tabla 3.9 Objetivos estratégicos del campo Pungarayacu

Objetivos Estratégicos (SMART)	
OE 1	Recuperar 13 MM BIs de las reservas de petróleo del campo hasta alcanzar el año 2044
OE 2	Perforar con una torre 24 pozos verticales en un año.
OE 3	Instalar en un tiempo máximo de seis meses el sistema de inyección cíclica de vapor en cuanto arranquen las operaciones de perforación.
OE 4	Alcanzar la producción diaria del campo de 4080 BDPD hasta inicios del año 2026.
OE 5	Construir las instalaciones administrativas, de operaciones y vivienda, durante el primer año de arranque de proyecto.
OE 6	Convocar a empresas nacionales y extranjeras a participar en la licitación del campo Pungarayacu seis meses antes de arranque de proyecto.

Fuente: Elaborado por el autor

3.5 Perspectivas

De acuerdo al modelo planteado por Kaplan y Norton éste se basa en cuatro perspectivas, para este proyecto se considera el modelo para empresa con fines de lucro, planteando el siguiente orden: 1. Finanzas, 2. Clientes, 3. Procesos internos y 4. Aprendizaje y crecimiento. En función de la misión y visión establecida para el desarrollo del campo y en concordancia con el plan estratégico de EP Petroecuador la perspectiva financiera se describe de la siguiente manera: a) Análisis Financiero. b) Perspectiva de clientes para este proyecto no se plantea debido a que el recurso lo maneja el estado como único cliente. c) Perspectiva de procesos internos consisten en: Mejora de Producción d) Perspectiva de aprendizaje y crecimiento se fundamenta en: Recursos Humanos, físicos y tecnológicos, la tabla 3.10 detalla las perspectivas para el campo.

Tabla 3.10 Perspectivas

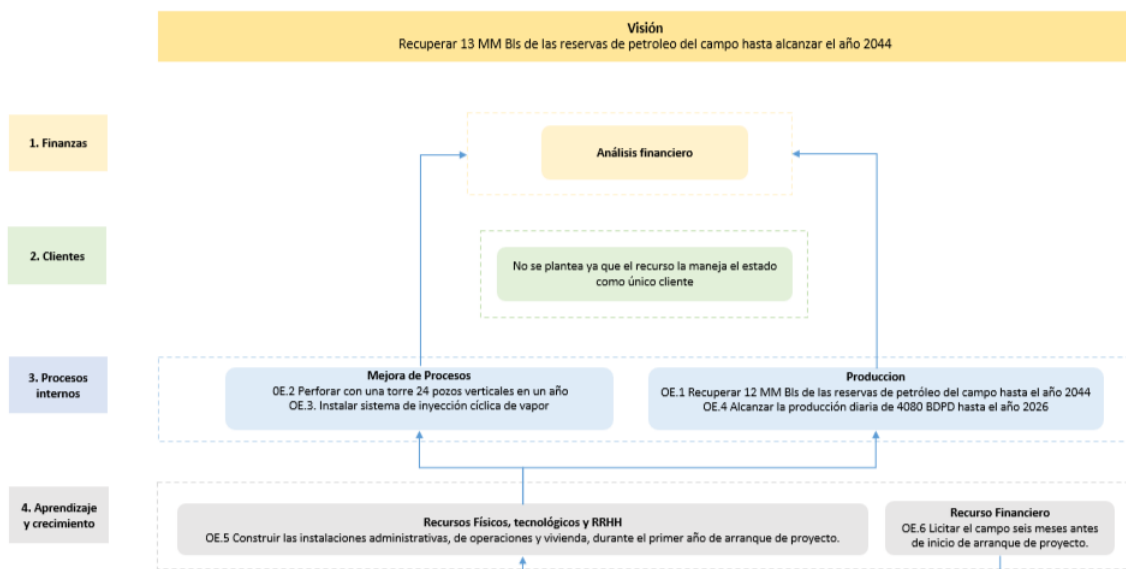
Perspectiva	Orientación
Financiera	Análisis financiero
Cliente	No se plantea ya que el recurso la maneja el estado como unico cliente
Procesos Internos	Mejora de Produccion
Aprendizaje y Crecimiento	Recursos Humanos
	Recursos Fisicos
	Recursos Tecnologicos

Fuente: Elaborado por el autor

3.6 Balanced Score Card

Para el desarrollo del BSC después de haber analizado la estrategia a seguir en base a la misión y visión del campo establecida para un periodo de 20 años, para recuperar 13 millones de barriles de las reservas del campo e identificados los objetivos estratégicos que son seis. En la figura 3.9 se muestra el diagrama de Balanced Score Card o cuadro de mando integral del campo Pungarayacu, así la perspectiva de aprendizaje y crecimiento desarrollará los proyectos de recursos humanos, tecnológicos, físicos y financieros para cumplir OE. 5 que consiste en Construir las instalaciones administrativas, de operaciones y vivienda, durante el primer año de arranque de proyecto y OE.6 Convocar a empresas nacionales y extranjeras a participar para licitación del campo Pungarayacu seis meses antes de arranque de proyecto.

Figura 3.9 Balanced Score Card



Fuente: Elaborado por el autor

Para la perspectiva de procesos se enfoca principalmente en la producción del campo y en la mejora de los procesos para lograr la meta establecida de producción y cumplir: OE.1 Recuperar 13 MM Bls de las reservas de petróleo del campo hasta alcanzar el año 2044. OE.2 Perforar con una torre 24 de pozos verticales en un año en 15 días por pozo. OE.3 Instalar en un tiempo máximo de seis meses el sistema de inyección cíclica de vapor de manera simultánea de haber arrancado operaciones de perforación. OE.4 Alcanzar la producción diaria del campo de 4080 BDPD hasta inicios del año 2026. La perspectiva de cliente no se considera para este proyecto debido a que la venta de petróleo la realiza

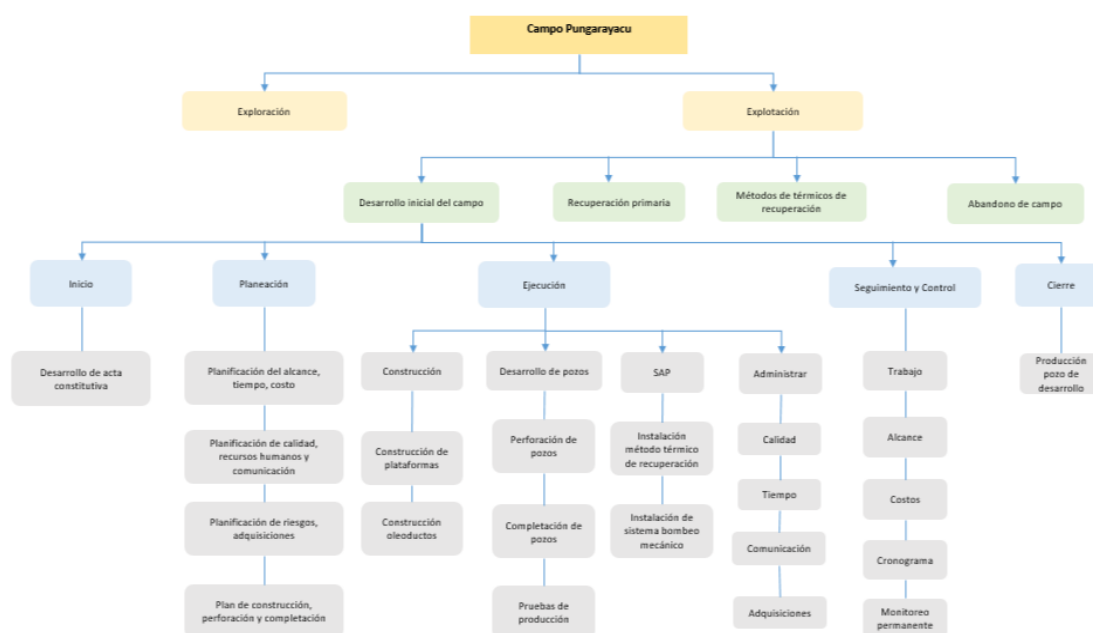
únicamente el estado por medio de EP Petroecuador y la perspectiva de finanzas se realiza el análisis financiero del proyecto. Para cumplir los objetivos estratégicos planteados se realiza proyectos independientes generados en cada perspectiva.

3.6.1 Perspectiva aprendizaje y crecimiento

3.6.1.1 Objetivo Proyecto 1 - Recursos Humanos RRHH

El objetivo de este proyecto es identificar el personal que va a operar el campo, detallando sus roles y responsabilidades que deben de cumplir, el cual se lo define como proyecto 1. La estructura para el desarrollo del campo se presenta en la figura 3.10 iniciando desde la etapa de la explotación, no se considera la exploración debido a que los estudios ya fueron realizados, así la etapa inicial de desarrollo que sustenta toda la estructura organizacional para todas las etapas desde el inicio, planificación, ejecución, seguimiento, control y el cierre del campo (De La Cerda Santoyo, 2014).

Figura 3.10 Estructura de desarrollo de proyecto



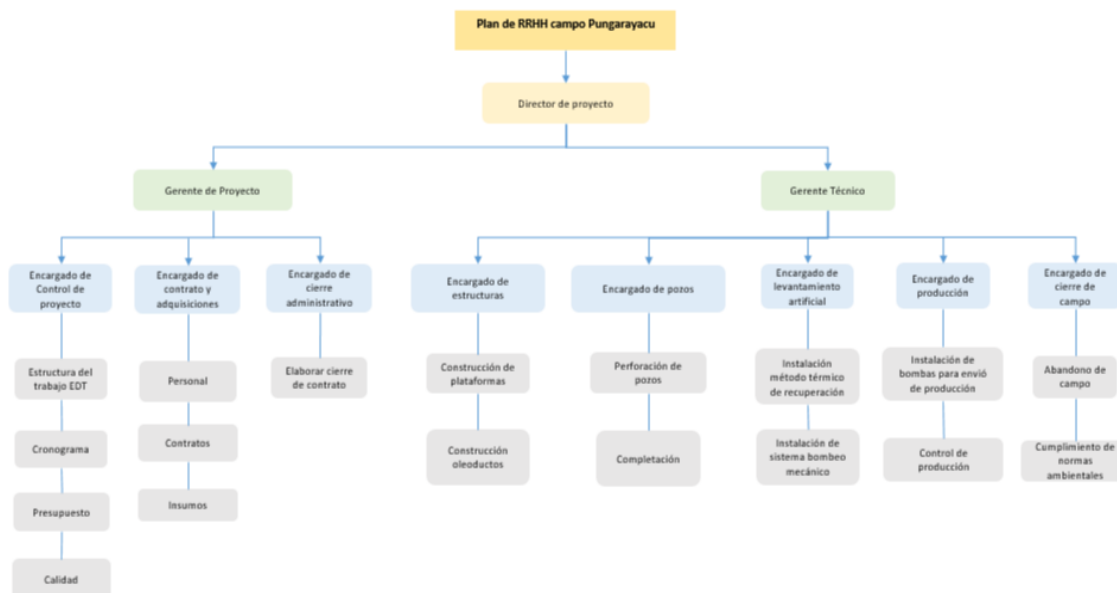
Fuente: De La Cerda Santoyo, 2014 – Modificado por el autor

3.6.1.2 Plan de recursos humanos

El plan de recursos humanos contempla a todo el personal involucrado para el desarrollo del campo, este proceso identifica y documenta los roles dentro del proyecto, las responsabilidades y habilidades. En la figura 3.11 se detalla la estructura de todo el

personal involucrado, desde el director del proyecto, seguido por dos gerentes el admirativo que controla a los encargados del control del proyecto, contratos, adquisición y cierre administrativo (De La Cerda Santoyo, 2014).

Figura 3.11 Plan de Recursos Humanos



Fuente: De la Cerda S, 2014 – Modificado por el autor

Tabla 3.11 Detalle de personal, salario y responsabilidades

Rol	Salario USD	Persona l	Total USD	Actividades
Director de proyecto	5000,00	1	5000,00	Responsable de llevar el acta constitutiva, la planeación del proyecto, supervisar y aprobar actividades relevantes.
Gerente de Proyecto	4000,00	1	4000,00	Supervisa la elaboración del acta constitutiva y distribución del alcance del proyecto.
Gerente Técnico	4000,00	1	4000,00	Encargado de supervisar la elaboración y distribución del acta constitutiva. Aprueba aspectos técnicos durante el ciclo de vida del proyecto
Encargado de Control	3500,00	1	3500,00	Responsable de elaborar la estructura del desglose de trabajo, desarrolla el cronograma y presupuesto entre otras.
Encargado de Contratos	3000,00	1	3000,00	Encargado de la contratación del personal, adquirir maquinaria con terceras empresas y adquirir insumos.
Encargado de Cierre administrativo	2500,00	6	15000,00	Encargado de elaborar el acta de Cierre de proyecto y supervisa su equipo de trabajo asignado.
Encargado de Estructuras	3500,00	2	7000,00	Encargado de la construcción de las Estructuras para la perforación de pozos
Encargado de Pozos	2500,00	2	5000,00	Encargado de la perforación de pozos
Encargado de Levantamiento artificial	2500,00	4	10000,00	Encargado de la instalación del sistema de levantamiento y su operación
Encargado de Produccion	2500,00	4	10000,00	Encargado de mantener en producción del pozo
Encargado de Cierre de campo	2500,00	1	2500,00	Se encarga de supervisar las condiciones de abandono del proyecto y de su correcta aplicación de las normas ambientales.
Operadores de campo	2500,00	9	22500,00	Se encarga de mantener operativos los pozos
Total		28	91500,00	Pago para nómina de personal

Fuente: De la Cerda S, 2014 – Modificado por el autor

La tabla 3.11 se describe las asignaciones de cada servidor detallando sus responsabilidades asignadas, salarios a recibir y el total de personal de nómina de 28 personas, se invertirá un total de 21,9 MM USD en pago de nómina durante los 20 años de duración del proyecto. De la matriz de responsabilidades de la tabla 3.12 se representa los roles que se identifica con el numero uno es responsable del proceso, con el numero dos se identifica como supervisor y el número tres quien da la aprobación, los responsables es desde el director del proyecto los gerentes administrativo y técnico, con menor grado de responsabilidad los encargados que son los responsables de que se ejecuten los procesos.

Tabla 3.12 Matriz de responsabilidades

ROLES	RESPONSABLES										
	Director de proyecto	Gerente de Proyecto	Gerente Técnico	Encargado de Control	Encargado de Contratos	Encargado de Cierre administrativo	Encargado de Estructuras	Encargado de Pozos	Encargado de Levantamiento artificial	Encargado de Produccion	Encargado de Cierre de campo
1. Responsabilidad											
2. Supervisión											
3. Aprobación											
Generar acta constitutiva	1	2	2			2					
Generar enunciado del alcance	1	2	2								
Crear cronograma	2	3		1							
Determinar presupuesto	2	3		1							
Calidad	2	3		1							
Contrataciones	2	3		1							
Insumos	2	3			1						
Elaborar acta de Cierre de contrato	2	3			1						
Construcción de plataformas	2		3			1					
Construcción ductos para transporte de petróleo	2		3			1					
Perforación de pozos	2		3				1				
Completación	2		3					1			
Instalación de levantamiento artificial	2		3						1		
Mantenimiento de pozos	2		3						1		
Produccion de pozos	2		3							1	
Abandono de campo	2		3								1
Cumplimiento de normas ambientales	2		3								1

Fuente: De la Cerda S, 2014 – Modificado por el autor

3.6.2 Objetivo Proyecto 2 - Recursos tecnológicos y físicos

El proyecto dos se centra en los recursos tecnológicos y físicos para lograr el objetivo estratégico cinco OE.5 que es construir e Instalar las instalaciones administrativas y vivienda y también todos los equipos tecnológicos para la perforación y operación del campo, durante el primer año de arranque de proyecto.

3.6.2.1 Plan de adquisiciones

Para desarrollar el proyecto dos se realiza una matriz con un plan de adquisiciones e inversión que se detalla en la tabla 3.13, que se trata de construcción de obra civil en su gran mayoría de entregables, detallando actividades a realizar y el modo de la adquisición. Este plan incluye y contempla todos los servicios que serán requeridos para proceder a la explotación del campo. Por esta razón se debe contar con información elaborada por aquellas áreas encargadas perforación, producción y área de infraestructura. (De La Cerda Santoyo, 2014).

Tabla 3.13 Adquisiciones e inversión

Ítem	Producto	Detalle	Modo de adquisición	Costo estimado MM USD
1	Torre de perforación / Torre de completación	Alquiler de taladro de perforación por un año	Alquiler	10
2	Lodo de perforación	Permite levantar los sólidos hacia la superficie	Alquiler	0,7
3	Tubería de revestimiento de pozo	Tubería de revestimiento de pozo	Licitación / compra	4,0
4	Construcción de vías de acceso / sistema de transporte de petróleo	Construcción de vías de acceso hacia la locación para ingreso de maquinaria y personal	Licitación / compra	5
5	Herramientas de perforación	Herramientas para perforar pozos	Alquiler	6
6	Equipos de levantamiento artificial	Sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico	Licitación / compra	9,6
7	Equipos para recuperación térmica	Instalación de sistema de inyección cíclica	Licitación / compra	1,5
8	Tratamiento de agua y generación de vapor	Tratamiento de agua y generación de vapor por 21 de inyección	Licitación	6,1
9	Equipos de producción	Adquirir cabezal y accesorios	Licitación / compra	8
10	Construcción de obra civil	Construcción de área administrativa y vivienda	Licitación	3,0
11	Equipos de Comunicación y transporte	Instalación de equipos de comunicación y transporte	Licitación / compra	0,5
12	Facilidades de superficie	Instalaciones para producción y almacenamiento	Licitación / compra	6,2
Total				60,6

Fuente: De la Cerda S, 2014 – Modificado por el autor

Se considera tiempo de perforación de 15 días por pozo con tecnología para perforar únicamente con motor de fondo, también se van instalar cuatro sistemas de generación de vapor.

3.6.2.2 Recurso Financiero

El objetivo estratégico seis OE.6 menciona que el recurso financiero se lo obtendrá mediante la licitación del campo como lo dispone el artículo 313 de la Constitución: "*El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.*"

3.6.3 Perspectiva de procesos

La perspectiva de procesos se enfoca en alcanzar el objetivo estratégico cuatro OE.4 que es llegar a producir diariamente 4080 BDPD hasta inicios del año 2026, terminando de instalar el sistema de inyección cíclica de vapor, método de levantamiento por bombeo mecánico y se finaliza con la perforación de 24 pozos.

3.6.3.1 Objetivo Proyecto 3 – Desarrollo de Producción del campo

Para el desarrollo se plantea el proyecto tres, que describe el volumen que se va a producir durante el primer año del campo detallada en la tabla 3.14. La Perforación se la realiza con una torre, en los seis primeros meses de manera simultánea se instala el sistema de inyección cíclica de vapor.

Tabla 3.14 Desarrollo Perforación de campo

Mes	Año 1			
	Pozos Perforados	Tiempo de perforación (Días)	Instalacion de Sistema inyección	Producción acumulada mes (Bls)
1	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
2	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
3	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
4	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
5	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
6	2	30	Generación de agua, vapor, líneas térmicas	N/A
7	2	30	N/A	71400
8	2	30	N/A	10200
9	2	30	N/A	10200
10	2	30	N/A	10200
11	2	30	N/A	10200
12	2	30	N/A	10200

Fuente: Elaborado por el autor

Producción diaria total del campo se alcanza al primer mes del segundo año, con un volumen de 170 barriles de petróleo por día por pozo y producción diaria del campo de 4080 barriles diarios. Producción anual y acumulada se indica en la tabla 3.15, que alcanza 1,47 MM barriles al primer año de producción y por factores característicos del campo tal como presión y del método de inyección cíclica, la producción anual se calcula con la fórmula (3.4) de declinación exponencial de producción.

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad (3.4)$$

q = Caudal esperado a cierto periodo de tiempo BDP

qi = Caudal inicial BDP

D = Porcentaje de declinación anual (9,2 %)

t = Tiempo que al cual se desea calcular el nuevo caudal (años)

e = Numero exponencial

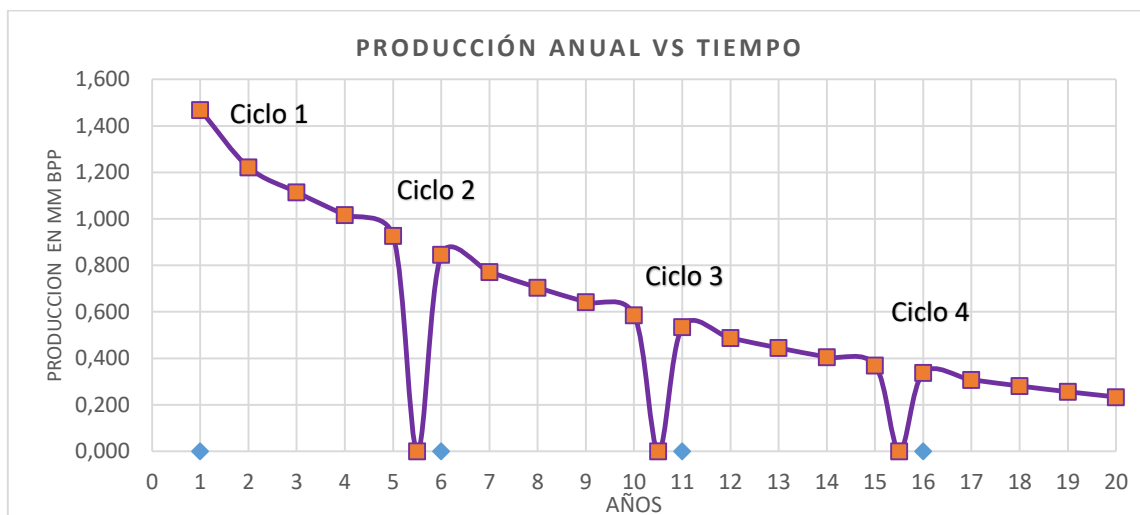
Tabla 3.15 Producción anual del campo

ANOS	Produccion anual (MM BDP)	Ciclos de Inyección	Producción acumulada (MM BDP)
0,5	-	CICLO 1 de inyección de vapor	-
1	1,47	Producción	1,47
2	1,22		2,69
3	1,11		3,81
4	1,02		4,82
5	0,93		5,75
5,5	-	CICLO 2 de inyección de vapor	-
6	0,85	Producción	6,59
7	0,77		7,37
8	0,70		8,07
9	0,64		8,71
10	0,59		9,30
10,5	-	CICLO 3 de inyección de vapor	-
11	0,53	Producción	9,83
12	0,49		10,32
13	0,44		10,76
14	0,41		11,17
15	0,37		11,54
15,5	-	CICLO 4 DE inyección de vapor	-
16	0,34	Producción	11,87
17	0,31		12,18
18	0,28		12,46
19	0,26		12,72
20	0,23		12,95

Fuente: Elaborado por el autor

En la figura 3.12 se grafica la producción del campo la cual presenta una declinación exponencial a partir desde el primer año que se tiene la máxima producción de 1,47 MM BDP, se considera cada cinco años los ciclos para la inyección de vapor hacia los 24 pozos con una duración de seis meses para esta operación, representa la caída de producción en cada ciclo, al finalizar el proyecto al año veinte tendrá una producción anual de 0,23 MM BDP.

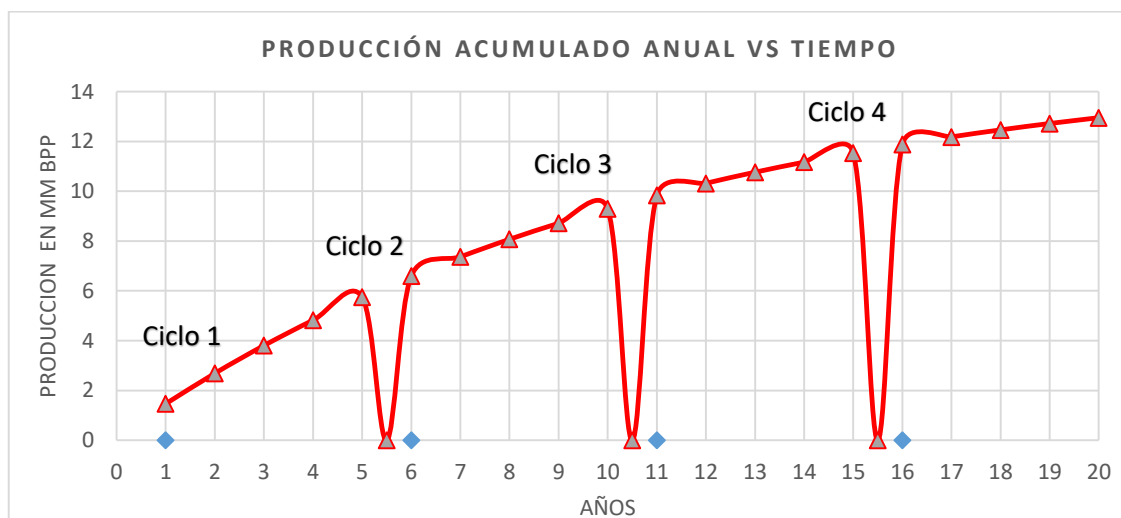
Figura 3.12 Producción del campo



Fuente: Elaborado por el autor

En cambio, en la figura 3.13 se representa la producción acumulada que se va obteniendo acorde al pasar el tiempo arrancando el año uno con 1,47 MM BDP y al año 20 se tiene una recuperación de total de 12,95 MM BDP.

Figura 3.13 Producción acumulada



Fuente: Elaborado por el autor

3.6.3.2 Proceso de instalación de sistema de inyección cíclica

La instalación del sistema de recuperación de inyección cíclica de vapor inicia de manera simultánea de haber arrancado operaciones de perforación. La de inyección de vapor cíclica comprende tres fases principales siendo ésta el acondicionamiento del pozo, aislamiento térmico y evaluación de producción.

a) Acondicionamiento del pozo

Consiste en limpieza del pozo, arreglo de pozo de tipo anular sin reemplazo de bomba de subsuelo. Instalación del equipo de inyección en superficie, que cuenta con: a) Sistema de medición de flujo de vapor, b) Sistema de medición y regulación del gas combustible, c) sistema de medición automatizada de la calidad de vapor de inyección, d) Línea de inyección pozo - planta, e) Válvula check y conexiones articuladas para la inyección de vapor (De La Cerda Santoyo, 2014).

b) Aislamiento Térmico

Para la inyección de vapor en los pozos completados con empacadura especial para recibir vapor, se procede al aislamiento térmico de la tubería de inyección – producción utilizando una solución de silicato de sodio o calcio. Este proceso se efectúa con el propósito de proteger las tuberías de revestimiento y reducir las pérdidas de calor desde el cabezal del pozo hasta la empacadura de inyección – producción, permitiendo la circulación de vapor por encima de 500 grados F. Se llena el espacio anular con una solución saturada de silicato de sodio. Se inyecta vapor al pozo con el objeto de calentar la tubería y hacer que la solución de silicato de sodio almacenada en el espacio anular alcance su punto de ebullición. La solución de silicato de sodio que se encuentra en contacto con las paredes externas de la tubería caliente formando una costra esponjosa aislante. Se desplaza el exceso de solución de silicato de sodio del espacio anular haciendo circular agua de tubería el espacio anular. Se desplaza el agua con gas o mediante una operación de swabeo, según sea el método de producción del pozo. Se deja listo para recibir el vapor.

c) Evaluación de producción

Finalmente, el periodo de remojo en el pozo se pone en producción utilizando el mismo método de producción. Durante el periodo de producción se toma pruebas de producción frecuentemente para evaluar su comportamiento (De La Cerda Santoyo, 2014).

3.6.3.3 Plan de mejora de la calidad

En la tabla 3.16 se presenta una matriz de actividades en las que se requiere especial atención para que el proyecto satisfaga y mejore en los estándares de calidad.

Tabla 3.16 Plan de calidad de proyecto

Nombre de Pproyecto	Pungarayacu	Area de Proyecto	Explotacion y Producción
Patrocinador	EP Petroecuador		
Director de Proyecto	Nombre Responsable	Gerente de Proyecto	Nombre Responsable
Alcance del Proyecto			
Política de calidad del proyecto			
La política de calidad está en base a lo indicado por Deming, Juran, Crosby y otros. La administración la calidad para este proyecto toma en cuenta lo siguiente:			
- La satisfacción del cliente			
- La prevención antes que la inspección			
- La mejora continua, la responsabilidad de la dirección			
Proceso	Norma o Estándar de calidad	Actividad	Aprobación
Acta constitutiva	Formato de empresa	Revision / Reunion	Director de proyecto
Alcance de Proyecto	Formato de empresa	Revision / Reunion	Director de proyecto
Plan de administración de proyecto	Formato de empresa	Revision	Director de proyecto / equipo de trabajo
Construcción de facilidades	Norma API	Revision semanal / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Perforación	Norma API	Revision semanal / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Completación	Norma API	Revision semanal / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Producción	Norma API	Revision semanal / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Intervención y mantenimiento	Norma API	Revision	Director de proyecto / equipo de trabajo
Bombeo de producción	Norma API	Revision semanal / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Cierre	Norma API	Revision / Inspecciones	Director de proyecto / equipo de trabajo
Rol y Responsabilidades			
Rol de director de proyecto	Actividades	Administrar operativamente la calidad de la infraestructura, revisar normas de calidad aplicables, diseños, entregables generar acciones correctivas y preventivas de los procesos.	
Rol empresas prestadoras de servicio	Actividades	Revisar, aprobar, tomar acciones correctivas y preventivas, para mejorar la calidad de las operaciones.	
Rol equipo de proyecto	Actividades	Elaborar y supervisar entregables del proyecto establecidos en la política de calidad.	
Diagrama de organización para la calidad del proyecto			
Director de Proyecto			
↓			
Empresa prestadora de servicios			
↓			
Equipo de trabajo			
→ Control de Cambios			
Aseguramiento de la calidad			
Comprende en monitorear constantemente la ejecución del proyecto para que se cumplan dentro de los tiempos establecidos y los costos asignados para cada etapa del proyecto.			
Control de la calidad			
El control de la calidad se realiza de manera continua los entregables del proyecto.			

Fuente: De la Cerda S, 2014 – Modificado por el autor

3.7 Perspectiva financiera

La perspectiva financiera para el proyecto consiste en el análisis económico del Proyecto 1 - Recursos Humanos RRHH y Proyecto 2 - Recursos tecnológicos y físicos, con los cuales se define la rentabilidad económica, que evalúan los costos asociados para la contratación del personal, la inversión para el desarrollo del campo. Con el proyecto tres que consiste en la parte operativa de desarrollo de la perforación de pozos y la producción diaria, mensual y anual. Proyectos que cumplen los seis objetivos estratégicos planteados.

3.7.1 Análisis Financiero

El análisis financiero del proyecto y evalúa el Valor actual Neto, NPI valor neto de inversión e inversiones asociadas a: Capex capital en activos, Drilllex en perforación, Opex costo de mantenimiento y Apex costo por abandono de pozo, son inversiones para determinar el costo total TC, para desarrollar el campo. (Rodríguez Sánchez, J. E., Godoy Alcantar, J. M., & Ramírez Antonio, I., 2012).

3.7.2 Parámetros para análisis financiero

Se consideran los siguientes parámetros para realizar el análisis financiero la tasa de interés productivo empresarial, costo de producción de un barril de petróleo, el precio de venta por barril y el tiempo de producción de 30 días.

- Tasa productivo empresarial del 11.03 % enero 2024 banco central del Ecuador.
- Costo de producción de 26 USD considerado para procesos de recuperación térmico (De la Cerda S, 2014).
- Precio de venta de petróleo que se proyecta para cada año del proyecto desde 2024 hasta 2043, que se presentan en el plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR 2021-2025 marzo 2022.
- Se considera +/- 30 % para contingencias para el campo.

3.7.3 Inversión

La inversión total para desarrollar el campo se determinó en base a los objetivos estratégicos del cuadro de mando integral o BSC, desarrollando dos proyectos: proyecto uno en lo referente a la perspectiva de aprendizaje y crecimiento y el segundo proyecto que consiste en gastos referente a Capex capital en activos, Drilllex en perforación, Opex

costo de mantenimiento y Apex costo por abandono de pozo, que determina el costo total TC.

3.7.4 Inversión Proyecto 1

Inversión para el proyecto consiste en desarrollar los recursos físicos, tecnológicos y RRHH, y cumplir con lo planteado en el OE.5 que es construir las instalaciones administrativas, de operaciones y vivienda, durante el primer año de arranque de proyecto

Tabla 3.17 Inversión proyecto 1

Total personal	Total, pago por mes USD	Detalle
28	91500,00	21,9 MM USD en pago de nómina durante los 20 años de duración del proyecto.

Fuente: Elaborado por el autor

3.7.5 Inversión Proyecto 2

El proyecto dos se desarrolla para evaluar los costos para los equipos tecnológicos que están asociados en la perforación, operación, sistema de inyección cíclica de vapor, instalación de equipos de fondo, instalación de tuberías de revestimiento de pozo, líneas de transporte de petróleo entre otros.

Tabla 3.18 Inversión proyecto 2

Ítem	Costo total MM USD
Total inversión en Capex capital en activos, Drilllex en perforación, Opex costo de mantenimiento y Apex costo por abandono de pozo.	60,6
Se considera +/- 30 % para contingencias para el campo	18,18
Total	78,78

Fuente: Elaborado por el autor

3.7.6 Inversión total

La inversión total es la suma del proyecto uno y dos dando como resultado la inversión que se necesita para el desarrollar el campo en un tiempo de 20 años, consumiendo la mayor cantidad de recursos la etapa de perforación e instalación de los equipos para la producción de bombeo mecánico y la generación de vapor que son los costos con mayor inversión del proyecto.

Tabla 3.19 Inversión total

Inversión Proyecto 1 (MM USD)	Inversión Proyecto 2 (MM USD)	Inversión Total (MM USD)
21,9	78,78	100,68

Fuente: Elaborado por el autor

3.8 Ingresos

En la tabla 3.20 se presentan los resultados de los ingresos que se van a generar por la venta del petróleo producido durante todo el periodo de producción del campo, que es de 20 años y las proyecciones del precio por venta por barril de petróleo durante este periodo de tiempo, evidenciando que el precio se mantiene al alza iniciando en el año 2024 a 67,97 USD y alcanzando un valor de 91,77 USD al año 2044. Respecto a la producción del campo inicia con 1.47 MM de barriles en el año 2024 y la declinación de producción se presenta en todo campo de petróleo, que llega a una producción anual para el año 2043 de 230000 barriles de petróleo, generando ingresos acumulados por un total de 240 MM USD.

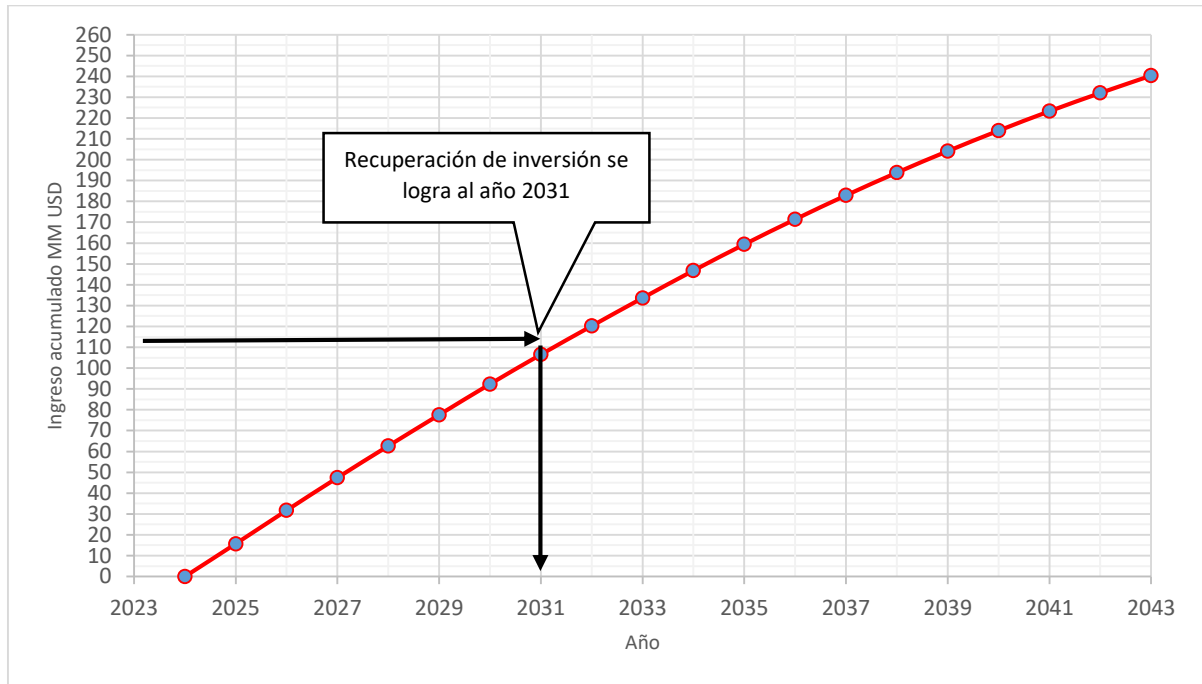
El valor actual neto que se genera del proyecto es de 139,732 MM USD con valores positivos y con tasa interna de retorno de 18,1 % anuales valores mayores que cero, lo cual representa que el proyecto presenta rentabilidad económica para la inversión total de 100,68 MM USD. En la figura 3.14 se representa los ingresos acumulados generados por la venta de petróleo considerando gastos operativos y de producción por barril de 26 USD por barril, se determina que la inversión total del proyecto se recupera al año siete de haber realizado la inversión inicial, teniendo 12 años para generar ganancias del total de ingresos acumulados que es de 240 MM USD menos la inversión inicial que es de 100,68 MM USD se obtiene una rentabilidad de 139 MM USD en 12 años de proyecto.

Tabla 3.20 Ingresos, egresos, VAN, TIR

Año	Producción anual MM BDP	Precio por Barril USD	Ingresos MM USD	Inversión USD MM	Costo de producción por barril 26 USD	Egresos MM USD	Egreso actualizado MM USD	FNK MM USD	Ingresos actualizados MM USD	Flujo de caja actualizado MM USD	Ingresos acumulada MM USD
2024	0,00	67,97	0,00	100,68	0,00	100,68	100,68	-100,68	0,00	-100,68	0
2025	1,22	66,35	81,08	0,00	31,77	31,77	28,55	49,31	44,30	15,75	16
2026	1,11	67,97	75,76	0,00	28,98	28,98	26,04	46,78	42,03	15,99	32
2027	1,02	69,19	70,34	0,00	26,43	26,43	23,75	43,91	39,45	15,70	47
2028	0,93	70,3	65,18	0,00	24,11	24,11	21,66	41,08	36,91	15,25	63
2029	0,85	71,64	60,59	0,00	21,99	21,99	19,76	38,60	34,68	14,92	78
2030	0,77	73,31	56,55	0,00	20,06	20,06	18,02	36,49	32,79	14,77	92
2031	0,70	74,42	52,36	0,00	18,29	18,29	16,44	34,07	30,61	14,17	107
2032	0,64	75,78	48,63	0,00	16,69	16,69	14,99	31,95	28,70	13,71	120
2033	0,59	77,53	45,38	0,00	15,22	15,22	13,67	30,16	27,10	13,43	134
2034	0,53	79,38	42,38	0,00	13,88	13,88	12,47	28,50	25,61	13,13	147
2035	0,49	80,8	39,35	0,00	12,66	12,66	11,38	26,69	23,98	12,60	159
2036	0,44	82,09	36,46	0,00	11,55	11,55	10,38	24,91	22,38	12,01	171
2037	0,41	83,6	33,87	0,00	10,53	10,53	9,46	23,34	20,97	11,50	183
2038	0,37	84,87	31,36	0,00	9,61	9,61	8,63	21,75	19,54	10,91	194
2039	0,34	86,08	29,01	0,00	8,76	8,76	7,87	20,25	18,19	10,32	204
2040	0,31	87,58	26,92	0,00	7,99	7,99	7,18	18,93	17,01	9,83	214
2041	0,28	88,98	24,95	0,00	7,29	7,29	6,55	17,66	15,87	9,32	223
2042	0,26	90,11	23,05	0,00	6,65	6,65	5,97	16,40	14,73	8,76	232
2043	0,23	91,77	21,41	0,00	6,07	6,07	5,45	15,34	13,78	8,34	240
Total								465,422	VAN	139,732	
TIR										362%	
TIR ANUAL										18,1%	

Fuente: Elaborado por el autor

Figura 3.14 Ingreso acumulado



Fuente: Elaborado por el autor

3.8.1 Índice de utilidad IU

El cálculo del índice de utilidad que relaciona el valor actual neto de 139,32 MM USD respecto a la inversión total o valor neto de inversión de 100,68 MM USD, da como resultado un valor de 1,39 que representa un valor superior a la unidad siendo un indicador favorable de ganancia económica.

$$IU = \frac{139,732 \text{ MM USD}}{100,68 \text{ MMUSD}} = 1,39 \quad (3.5)$$

3.9 Discusión

Del objetivo principal que es determinar la factibilidad para desarrollar el campo Pungarayacu de petróleo pesado, y mediante la aplicación de Balanced Score Card que es la principal herramienta de gestión empresarial para este estudio, se plantea los siguientes objetivos: Realizar diagnóstico estratégico interno y externo del campo que permiten determinar las condiciones actuales tanto operativas como administrativas.

De la matriz FODA del campo Pungarayacu se identificó las fortalezas y oportunidades que definieron el diagnóstico estratégico interno del campo, siendo: El volumen de petróleo recuperable de 1865 MM Bls, potencial del campo para desarrollar 300 pozos, arena productora Hollín, estudios previos realizados de geología y geofísica disponible, pozo perforado IP-15 vertical que se utilizara de referencia para el diseño mecánico de los que serán perforados. También el tipo de crudo pesado de alta viscosidad, el sistema de inyección cíclica de vapor para recuperación de petróleo, construcción de facilidades, sistema de producción y levantamiento por bombeo mecánico, fueron identificadas como debilidades ya que el campo no consta con esta infraestructura.

Se identificaron seis objetivos estratégicos para desarrollar el campo siendo estos: OE.1 Recuperar 13 MM Bls de las reservas de petróleo del campo hasta alcanzar el año 2044. OE.2 Perforar con una torre 24 de pozos verticales en un año en 15 días por pozo. OE.3 Instalar en un tiempo máximo de seis meses el sistema de inyección cíclica de vapor. OE. 5 Construir las instalaciones administrativas, de operaciones y vivienda, durante el primer año de arranque de proyecto y OE.6 Convocar a empresas nacionales y extranjeras a participar para licitación del campo Pungarayacu seis meses antes de inicio del proyecto. Objetivos estratégicos que están orientados en este proyecto a la optimización para la reducción de recursos al mínimo por parte del estado, ya que por lo general en este tipo de proyectos se presentan propuestas para la construcción de pozos con alta tecnología lo cual genera costos excesivos.

Del análisis económico se calcula el valor actual neto del proyecto de 139,732 MM USD con valor positivo, tasa interna de retorno de 18,1 % anuales valores mayores que cero e índice de utilidad de 1,39, indicadores favorables de rentabilidad económica, para la inversión total de 100,68 MM USD. Se determina que la inversión total del proyecto se recupera al año siete de haber realizado la inversión, teniendo 12 años para generar ganancias del total de ingresos acumulados es de 240 MM USD menos la inversión inicial que es de 100,68 MM USD se obtiene una rentabilidad de 139 MM USD en 12 años de proyecto. Con lo cual se determina que el desarrollo del campo Pungarayacu es factible su explotación por todos los factores analizados y en cumplimiento con sus objetivos estratégicos planteados.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

1. Del análisis de diagnóstico interno del campo se identificó las fortalezas y debilidades siendo la principal fortaleza el volumen de reservas de petróleo recuperable de 1865 MM BIs, con un potencial para perforar 300 pozos, arena de producción Hollín que se encuentra a la profundidad de 1343 pies. La principal debilidad es la recuperación del petróleo que contiene en su reservorio que es considerado pesado de alta viscosidad.
2. Del diagnóstico externo y del plan estratégico empresarial de EP Petroecuador 2021 – 2025, se plantea la misión y visión que están orientadas en base a los objetivos estratégicos que se enfocan en la recuperación de 13 millones de barriles en 20 años del total de las reservas de petróleo que tiene el campo, lograr producir para el año 2026 un total de 4080 barriles de petróleo por día y perforar 24 pozos verticales en un año e instalar el sistema de inyección cíclica de vapor.
3. Mediante la elaboración de la matriz FODA se determinó la estrategia para el desarrollo del campo, planteando seis objetivos estratégicos siendo estos: OE.1 Recuperar 13 MM BIs de las reservas de petróleo del campo hasta alcanzar el año 2044. OE.2 Perforar con una torre 24 de pozos verticales en un año en 15 días por pozo. OE.3 Instalar en un tiempo máximo de seis meses el sistema de inyección cíclica de vapor. OE.4. Alcanzar la producción diaria del campo de 4080 BDPD hasta inicios del año 2026. OE.5 Construir las instalaciones administrativas, de operaciones y vivienda, durante el primer año de arranque de proyecto y OE.6 Convocar a empresas nacionales y extranjeras a participar para proceso de licitación seis meses antes de arranque de proyecto.
4. Del desarrollo de Balanced Score Card o cuadro de mando integral la perspectiva de aprendizaje y crecimiento se enfoca en recursos humanos, tecnológicos, físicos y financieros. La perspectiva de procesos se orienta en la producción del campo y en la mejora de los procesos para lograr la meta establecida de producción diaria del campo que es de 4080 BDPD hasta inicios del año 2026 y la perspectiva de finanzas evalúa el análisis financiero del proyecto.

5. Del análisis financiero el valor actual neto que genera es de 139,732 MM USD con valores positivos y con tasa interna de retorno de 18,1 % anuales valores mayores que cero, representando que el proyecto genera rentabilidad económica.
6. La inversión total para el desarrollo del campo Pungarayacu es de 100,68 MM USD, de los ingresos acumulados generados por la venta de petróleo, considerando gastos operativos y de producción de 26 USD por barril, se calcula la inversión total que se recupera al año siete de haber realizado la inversión inicial, obteniendo una rentabilidad de 139 MM USD en 12 años de ejecución del proyecto.

4.2 Recomendaciones

1. Se recomienda mantener a los altos ejecutivos y directorios de la empresa durante los tiempos de ejecución del proyecto, evaluar de manera continua los procesos y cumplimiento de objetivos estratégicos.
2. Se debe llamar a licitación para que participen empresas locales y extranjeras en la explotación del campo Pungarayacu, bajo las condiciones de la empresa estatal que maneja el campo, con el fin de obtener los recursos necesarios para lograr el cumplimiento de la producción diaria de 4080 barriles diarios.
3. Garantizar la sustentabilidad y el buen vivir como lo señala la Constitución de la República. La participación de la mano obra y servicios locales debe ser de al menos 70%. El 10% de la mano local correspondería a nacionalidades.
4. Se recomienda documentar todos los procesos del desarrollo del campo Pungarayacu, ya que el Ecuador tienen varios campos más de crudo pesado que aún no han sido explotados, ni estudiados en su totalidad con gran potencial de reservas.
5. Del análisis del diagnóstico interno, externo del campo y financiero se obtiene el valor actual neto del proyecto de 139,732 MM USD con valores positivos, tasa interna de retorno de 18,1 % anuales valores mayores que cero e índice de utilidad de 1,39 que son indicadores favorables para la toma de decisión de ejecución del proyecto, que presenta rentabilidad y ganancia económica, por lo cual se

recomienda que es factible la explotación del campo Pungarayacu con base a los objetivos estratégicos planteados.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Administration, U. E. (2022). *Energy Information Administration*. Obtenido de Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/international/overview/country/ECU>
- Andrango Chacón, C. M., & castro Amán, D. I. (2009). *Estudio de recuperación de crudos pesados en el campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Benítez Díaz, E., Castro Ortega, M., & Hidalgo Flor, R. (2021). *La Planeacion Estrategica en la Practica*. Quito: UDLA.
- Berrios Arrollo, R. L., & Flores Santillana, R. (2017). *Cuadro de mando integral resumen marco teórico*. Santiago: Universidad San Sebastian.
- Berríos Arroyo, R. L., & Flores Santillana, R. (2017). *Cuadro de mando integral resumen marco teórico* . Santiago: Universidad San Sebastian.
- Cadena, J. (2022). *Administracion de procesos*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Cajamarca, D., López, S., Santiana, C., & Baño, D. (2022). *Aplicación de las fuerzas de Porter en el estudio de mercado de empresas del Ecuador* . Riobamba: Escuela Superior Politécnica del Chimborazo.
- Calvachi Guerra, C. A. (2012). *Desarrollo de un plan de mejoramiento integral de la administración de los bloques A y B operados por una compania petrolera en el oriente ecuatoriano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cano, P. C. (2017). *La Administracion y el Proceso Administrativo*. Bogotá: Universidad de Bogotá.
- Carrasco, J. B. (2013). *Gestión de procesos*. Santiago de Chile: Evolución S.A.
- Carvajal, L. (2006). *Metodología de la Investgación Científica. Curso general y aplicado* (28 ed.). Santiago de Cali: U.S.C.
- Colquehuanca Flores, I. L. (s.f.). *Recuperación Mejorada por inyección cíclica de vapor*. La Paz: Universidad Mayor de Sán Andres.
- Cueva Cañadas, M. E. (2023). *Propuesta de guía metodológica para elaboración de estudio de impacto ambiental*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- De La Cerda Santoyo, A. H. (2014). *Análisis y Aplicación de la Administración de Proyectos en la Explotación de Hidrocarburos*. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autonoma de México.
- Delgado, L. (2023). *Pensemos*. Obtenido de <https://gestion.pensemos.com/que-es-un-mapa-estrategico-en-el-balanced-scorecard-y-como-se-hace>
- EP Petroecuador. (2022). *Plan estrategico empresarial de EP Petroecuador 2021 - 2025*. EP Petroecuador.

- Flores de Valdas Chérrez, B. A. (2023). *Diseño de un Balanced Score Card para la evaluación eficaz de la percepción de éxito en la innovación en una universidad pública*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Fonseca, C. (2022). *Gerencia Integrada de Yacimientos*. Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- Hill, C. W., & Jones, R. G. (2011). *Administración estratégica un enfoque integral*. Mexico: Cengage Learning.
- Hill, C. W., & Jones, R. G. (2011). *Administración Estratégica un enfoque integral*. Mexico DF: Cengage Learning.
- Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (2004). *Mapas Estratégicos*. Barcelona: Harvard Business School Press.
- Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (2001). *Cómo utilizar el cuadro de mando integral*. Barcelona: Harvard Business School.
- Mejía Gordon, N. A. (2022). *Caracterización del crudo pesado del campo ITT*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Mintzberg, H. (1997). *El proceso estratégico conceptos, contextos y casos*. Mexico: Pearson education.
- Mintzberg, H. (1997). *El proceso estratégico Conceptos, contextos y casos*. Mexico: Pearson Education.
- Montoya Ubaldo, M. A. (2020). *Análisis Foda*. Universidad autónoma del estado de Hidalgo.
- Padilla Guasgua, E. A., & Robles Reyes, M. L. (2010). *Proyecto para el desarrollo para el campo petrolero Drago mediante la implementación del primer modelo de negocios en la empresa Petroproducción*. Quito: Universidad Politécnica Salesiana.
- Pedrini, J. H. (2022). *Cuadro de Mando Integral (CMI): Relevancia y perspectivas*. Buenos Aires : Universidad Nacional de la Plata.
- Peña Muñoz, A. E., & Buelvas Fernández, L. A. (2016). *Desarrollo de una herramienta informática para la generación de un cuadro de mando integral en la gerencia de proyectos civiles*. Barranquilla: Universidad de la Costa.
- Ponce Talancón, H. (2006). *La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales*. Escuela Superior de Comercio y Administración Unidad Santo Tomás.
- Ponce Talancón, H. (2006). *La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales*. Contribuciones a la economía.
- Rivera Gonzalez, L. M. (2015). *Planificación para la producción de los campos petroleros Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT) dentro del parque nacional Yasuni en Ecuador*. Madrid: Universidad Politecnica de Madrid.

- Rivera González, L. M. (2015). *Project management: planificación para la producción de los campos petroleros Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT), dentro del parque Yasuni en Ecuador*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Rodrogoz Sánchez, J. E., Godoy Alcantar, J. M., & Ramirez Antonio, I. (2012). Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning. *Scientific Research*, 15.
- Sampieri, R. H., Collado, C. F., Lucio, P. B., Valencia, S. M., & Torres, C. P. (2014). *Metodología de la investigación*. Mc Graw-Hill Education.
- Sánchez Cordoba, F. A. (2010). *El Balanced Scorecard como herramienta de gestión en las organizaciones del siglo XXI*. Cali: Gestión y Desarrollo.
- Sarango Sánchez, J. P., & Jiménez Andrade, C. J. (2023). *Aplicación de procesos de recuperación mejorada de última generación para la movilización de recursos del campo Pungarayacu*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Serna Gómez, H. (2008). *Gerencia Estratégica*. Bogotá: 3R Editores.
- Serna Gómez, H. (2008). *Gerencia estratégica Teoría Metodología Alineamiento, implementación y mapas estratégicos, Indices de Gestión*. Bogotá: 3R Editores.
- Thompson, A. A., Gamble, J. E., Peteraf, M. A., & Strickland, A. J. (2012). *Administración estratégica teoría y casos*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Torres Zambrano, C. V. (2018). *Estudio Comparativo de los metodos de recuperacion mejorada SAGD y VAPEX en el campo Pungarayacu mediante software de ingeniería*. La Libertad: Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena.
- Valencia Godoy, S. L. (2014). *Análisis de parametros de perforacion para pozos de crudos pesados del campo Pungarayacu*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

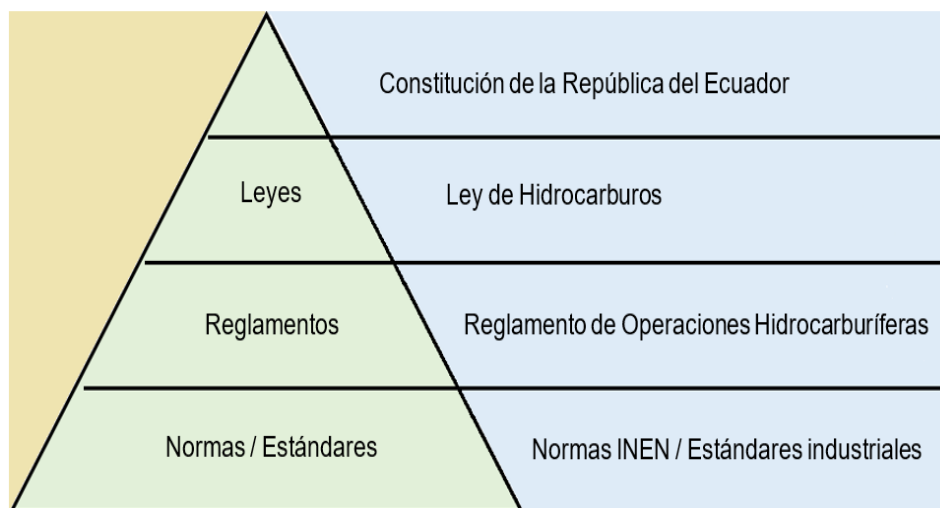
6 ANEXOS

6.1 ANEXO A

LEGISLACIÓN PETROLERA DE ECUATORIANA

La estructura para el desarrollo de proyectos de explotación de recursos naturales del subsuelo que mantiene el Ecuador presenta la siguiente estructura que está compuesta por: Leyes de la Constitución de la república, ley de Hidrocarburos, reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y Normas INEN / Estándares industriales, que son regulados por los organismos de control del estado ecuatoriano tal como la Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

Figura A.1 Representación de la Legislación Petrolera Ecuatoriana



Constitución de la República del Ecuador

El artículo 313 de la Constitución manda: *"El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia"*.

Artículo 315 de la norma constitucional determina: *"El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la Ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera,*

económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales".

Ley de Hidrocarburos

El artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos dispone: "Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH como organismo técnico-administrativo encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador ()"; entre otras atribuciones, otorgando a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH las competencias de controlar la correcta aplicación de la Ley de Hidrocarburos, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera; ejercer el control técnico y auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;

Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (ROHE)

Art. 2.- **Ámbito de aplicación.** - El presente Reglamento se aplicará a todas las Operaciones Hidrocarburíferas, en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, ejecutadas por personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales reconocidas en el Ecuador. A las cuales, para efectos del presente Reglamento se les denominará Sujetos de Control.

Exploración

Art. 23.- **Período de exploración de petróleo crudo para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación de petróleo crudo.** - El período para la exploración de petróleo crudo durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación del contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos y de acuerdo a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y las estipulaciones contractuales.

Art. 25.- **Actividades exploratorias.** - Son consideradas actividades de exploración las siguientes:

a) Estudios geológico-petroleros, orientados a definir la existencia y evolución de los sistemas petroleros en las cuencas sedimentarias.

a) Estudios Geofísicos, en sus diferentes fases (Adquisición, Procesamiento, Reprocesamiento, Interpretación y Reinterpretación) y tipos, (Magnetometría, Gravimetría, Aero gravimetría, Sísmica 2D, y 3D, terrestre y marina).

b) Estudios de Sensores Remotos (fotos aéreas, imágenes satelitales, radar aéreo, etc.).

c) Estudios Geoquímicos de superficie en sus diferentes fases y tipos.

d) Perforación de pozos exploratorios.

e) Y toda actividad que tenga como objetivo obtener información de los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos, así como de los plays, prospectos y pre-prospectos (leads) hidrocarburíferos.

Perforación

Art. 37.- Actividades de perforación. - Constituyen la perforación de pozos (en tierra o costa afuera): exploratorios, de avanzada, de desarrollo, re-entradas, inyectores, re-inyectores, de relleno, multilaterales; así como programas alternos (profundizaciones, cambio del diseño geométrico del pozo, sidetrack y otros), que forman parte o no del Programa de Actividades y Presupuesto anual de Inversiones, Costos y Gastos.

Art. 38.- Procedimiento para aprobación de perforación de pozos.- Previo a la perforación de un pozo, los Sujetos de Control presentarán a la Secretaría de Hidrocarburos la solicitud de perforación al menos quince (15) días antes de iniciar las operaciones, en los formatos correspondientes, adjuntando el programa de operaciones de perforación, el pago de tasa respectiva de conformidad a la resolución vigente; y, anexos (incluido el análisis de anticollisión), con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 40.- Pozos de distancias menores de doscientos metros (200 m). - La perforación de pozos cuyo objetivo se encuentre a distancias menores de doscientos metros (200 m) de toda vertical bajada del límite del Bloque o del área del Contrato, requerirá de la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 43.- Problemas operacionales durante la perforación. - Al presentarse problemas operacionales durante la perforación, los Sujetos de Control informarán y presentarán programas alternos a la Secretaría de Hidrocarburos para su aprobación respectiva, con

copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en caso de ser necesario realizarán una presentación técnica.

Explotación / Producción

Art. 48.- Período de explotación. - El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogables por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a lo que se establezca en el Plan de Desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

Art. 52.- Pruebas de producción. - Una vez concluida la perforación de un pozo, el Sujeto de Control podrá evaluarlo y producirlo a diferentes tasas de producción por un término no mayor a treinta (30) días, luego de lo cual solicitará a la Secretaría de Hidrocarburos la fijación de la tasa de producción.

Art. 53.- Informe de pruebas de producción. - Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en el formulario establecido y cargado en su página web, un informe sobre los resultados de las pruebas iniciales de producción del pozo dentro del término de quince (15) días, contados a partir de la finalización de las pruebas.

Art. 58.- Caracterización de Yacimientos.- Los Sujetos de Control presentarán para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos la caracterización de los yacimientos por campo, sobre la base de la información técnica obtenida de geofísica, geología, petrofísica, mecanismos de producción, características de los fluidos, presiones y otros parámetros técnicos relacionados, que permitan determinar e identificar claramente las diferentes estratificaciones, cuerpos o divisiones existentes en cada uno de los yacimientos del campo.

Art. 61.- Estimación de reservas de hidrocarburos. - Con el objeto de que la Secretaría de Hidrocarburos establezca los estimados de cifras oficiales de reservas y recursos con corte al treinta y uno (31) de diciembre de cada año, los Sujetos de Control deberán presentar, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, el informe y el cálculo actualizado de los estimados de Reservas y Recursos de Hidrocarburos existentes en su área de operación.

Art. 65.- Tasa de producción. - La Secretaría de Hidrocarburos mediante resolución motivada, fijará o actualizará la tasa de producción a condiciones estándar por Yacimiento y por Pozo, sobre la base de la información técnica mínima requerida por la Secretaría de Hidrocarburos y que deberá ser presentada por los Sujetos de Control, para la aplicación de los parámetros que al respecto fije la Secretaría de Hidrocarburos, de conformidad a los formularios establecidos.

Art. 74.- Reacondicionamiento de pozos. - Los Sujetos de Control presentarán en forma física y digital, el sumario del reacondicionamiento de pozos realizado y los resultados obtenidos a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, y con copia a la Secretaría de Hidrocarburos en formato digital, incluyendo la información en archivos planos u otros formatos y el diagrama final del pozo, en el plazo de un (1) mes, una vez finalizadas las actividades.

Facilidades de Producción

Art. 77.- Medición de la producción. - Los Sujetos de Control deben medir diariamente la producción de campo, definiendo también la calidad.

Los Sujetos de Control deben reportar diariamente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los datos de la medición de la producción de cada campo y sus correspondientes pozos. Así como, los demás parámetros establecidos en los formatos publicados en la página web, y ser cargados o enlazados a través de la base de datos administrada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, detallando los resultados individuales para petróleo, agua y gas.

Plan de Desarrollo

Art. 82.- Procedimiento para aprobación del Plan de Desarrollo. - Los Sujetos de Control, según fuere el caso, dentro de los plazos que fijen los contratos o dentro de tres (3) meses antes de la terminación del período de exploración, deben presentar por escrito, la solicitud de aprobación a la Secretaría de Hidrocarburos del Plan de Desarrollo para cada uno de los campos que vaya a desarrollar.

En el caso de explotación de gas, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado a la Secretaría de Hidrocarburos tres (3) meses antes del vencimiento del período de investigación, construcción de infraestructura y desarrollo de mercado.

Art. 84.- Planes de Desarrollo para la Explotación Anticipada o Adicional.- Para la explotación de Yacimientos, resultantes de exploración o exploración adicional, el Sujeto de Control deberá presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los correspondientes Planes de Desarrollo, en los casos de poner en producción las nuevas reservas descubiertas, resultado de la implementación de nuevas técnicas para la recuperación adicional de las reservas existentes, o en otros casos, seguirá el mismo procedimiento previsto en el artículo 82 de este Reglamento.

Art. 85.- Reformas al Plan de Desarrollo. - Los Sujetos de Control deberán presentar para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, cuando lo requieran, reformas al Plan de Desarrollo, Planes de Desarrollo Adicionales y Planes de Explotación Anticipada, observando el mismo procedimiento establecido en el artículo 82 de este Reglamento.

ORDEN DE EMPASTADO



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS

MAESTRÍA EN GERENCIA EMPRESARIAL

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo de Docencia en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por: **a JUAN PABLO SARANGO SÁNCHEZ.**

Fecha de autorización: Quito, D.M., 19 de junio de 2024.

M.sc. Pedro Buitrón F.
**JEFE DE DEPARTAMENTO
DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS**