

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS
CANDIDATOS A PROYECTOS DE
REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO
PARA EL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO**

Presentada ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br.: Gianna I., Montagna A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, Noviembre 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS
CANDIDATOS A PROYECTOS DE
REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO
PARA EL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Pedro Díaz

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Marisol Perozo

Presentada ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br.: Gianna I., Montagna A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, Noviembre 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Gianna Isabella Montagna Avendaño; titulado:

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS
CANDIDATOS A PROYECTOS DE
REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO
PARA EL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Jurado
Prof. Yujeisly Reina

Jurado
Prof. Neyfrank Ortuño

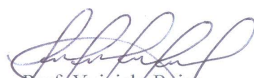
Tutor Prof. Pedro Díaz

ACTA

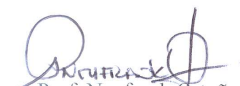
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: “**METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A PROYECTOS DE REHABILITACION Y REACONDICIONAMIENTO PARA EL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETROLEO**”, presentado por la Br. **GIANNA MONTAGNA**, titular de la Cédula de Identidad No. 24.612.897. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENTIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los dos (02) día del mes de noviembre del año dos mil dieciocho.



Prof. Yucelis Reina
Jurado Principal



Prof. Neyfrank Ortuño
Jurado Principal



Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico



Dedicatoria

Por la paciencia infinita. las sonrisas que me motivan.

Por mi infancia feliz, por los recuerdos que me han regalado. Por el amor, todo lo que, sin querer, me han enseñado. Por soportar mis malos ratos, mis malos días, mis malos años. Y secar mis lágrimas con besos, aguantar lo inaguantable, tratar de hacerme entender que el mundo no es tan grande.

Por respetar mis decisiones, no entrar en conflictos, saber esperar. Por recogerme al caer, sentir que no pasa nada, que todo al final tiene arreglo.

Demostrarme lo que es amor, no moverse del sitio, ser honestos, ser leales y darme siempre la oportunidad para volver al principio.

Por estar siempre y por amarme, aunque a veces no me entiendan. Por ser únicos y las personas más especiales, por dar sin pedir cuentas.

Por todo esto y más, quiero dedicarles este trabajo a Uds.

Paola Montagna, Marisol Avendaño, Dario Duque, Rommell Johannes y Neil Alejandro.

Gianna Montagna

Agradecimientos

Somos lo que podemos, lo que queremos, lo que vivimos y eso en lo que creemos. Lo que dejamos atrás, lo que se quedó en otros. Somos lo que otros dejan en nuestra vida, lo qué se siente y no se entiende, lo que no tiene precio, momentos inolvidables, mares de lágrimas, risas a cientos. Somos la oportunidad que aprovechamos y la que dejamos pasar.

Un sueño cumplido, un nuevo punto de partida. Un año que quiero llenar de palabras y sentimientos, de momentos y emociones, de sueños, de vivir lo que no creí, de risas y de canciones. De compartir y querer, de ir consiguiendo metas, de vivir y agradecer, no dejar de sorprenderme, de aprender y de nunca quedarme quieta. Quiero agradecer a las personas que ayudaron a crear, crecer y compartir; el hacer sentir, el emocionarme y que tenga sentido todo esto.

A Dios que vive siempre en mi corazón, es mi fortaleza, mi guía y consejero, gracias a el estoy aquí. A nuestra Facultad de Ingeniería y la Escuela de Petróleo, la cual a más de ser un lugar de estudio ha sido un hogar en la que he aprendido, compartido experiencias y conocido valiosas personas.

A mis cinco pilares: mi mamá Paola, mi nonna Marisol, mi tío Darío, mis dos hermanos Rommell y Neil, Uds. son la perfecta definición de amor incondicional. A la Familia Trejo Armas y Rosa Bracho, Dios me concedió el privilegio de regalarme unas personas que me acogieron en su hogar y me hicieron parte de su familia, Nilton y Elvi fueron por más de 5 años mis tutores y mentores, no puedo estar más agradecida con Uds., es un verdadero honor poder amarles como a unos padres.

A mi familia Rommell Darío; mis tios: David, Daniel, Ariadna y Carla, gracias por creer en mí y darme brindarme el mejor apoyo, a todos mis primos que la unión y el amor nos hizo hermanos. A mis tutores la ingeniero Marisol Perozo y al ingeniero Pedro Díaz quien además de ser un excelente profesional ha llegado a ser un buen amigo, por su valioso tiempo y compartir su experiencia y conocimiento durante la dirección del presente proyecto.

A mis amigos y a Ro por los momentos que siempre voy a recordar. Risas, sentimientos y nudos en la garganta, reencuentros y emociones, entender que lo que de verdad está no se puede perder.

Yo creo que todos sabemos lo que es estar en el principio de algo, o en el final

de algo, de qué está hecho un ciclo y que adentro de ese ciclo hay un proceso y que adentro de ese proceso, hay un montón de cosas. Todo y qué bueno, qué digo bueno, qué dicha tiene el camino.

Gracias por todo, gracias por tanto, lo vivido y lo que queda. Hoy y cada uno de los días, segura de que lo mejor nos espera.

Gianna Montagna

Resumen

Montagna A. Gianna I.

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A PROYECTOS DE REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO PARA EL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO

Tutor Académico: Ing. Pedro Díaz; **Tutor Industrial:** Marisol Perozo.

**TEG. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de
Ingeniería, Escuela de Petróleo , 2018, páginas:127**

Palabras Claves: Petróleo, Pozos Petroleros, Rehabilitación.

Los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento de los pozos adquieren cada vez mayor importancia dentro de la industria petrolera, debido a la necesidad de adaptarse a la demanda un mundo dinámico que exige de una fuerte cuota de los países exportadores de petróleo. Es por esto, que el Ministerio del Poder Popular de Petróleo en su afán de ser optimo en el cumplimiento de sus actividades busca adaptar sus procesos y sistemas de la manera más rápida, eficiente en el uso de sus recursos, motivo el cual, el presente trabajo de grado se enfoca en la implementación del Proceso de Análisis Jerárquico (AHP), para el diseño de una metodología de selección para los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento, esta metodología se desarrolla en la implementación de una herramienta que permitió sintetizar los juicios del personal experto que participa de manera activa en el análisis de proyectos de las empresas operadoras en el país, esta síntesis de juicios permitió ponderar el peso de los criterios y subelementos asociados a los datos disponibles de los pozos candidatos mediante una matriz de selección, este método de toma de decisión fue aplicado a una empresa operadora de la faja petrolífera del Orinoco para la optimización del portafolio de pozos candidatos a rehabilitación y reacondicionamiento, para dar paso a una reorganización de las funciones del Ministerio del Poder Popular de Petróleo.

Lista de Acrónimos

AHP	Proceso de Análisis Jerárquico
BPC	Billones de Pies Cúbicos
BPCN	Billones de Pies Cúbicos Normales
EM	Empresa Mixta
GNL	Gas Natural Líquido
IA	Índice Aleatorio
IC	Índice de Consistencia
LGN	Líquidos del Gas Natural
MBD	Miles de Barriles Diarios
MCP	Matriz de Comparación por Pares
MMBbl	Millones de Barriles
MMBPE	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente
MMBPED	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente Diarios
MMPC	Millones de Pies Cúbicos
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Diarios
MMTPE	Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente
MPPP	Ministerio del Poder Popular de Petróleo

Índice general

Dedicatoria	V
Agradecimientos	VI
Resumen	VIII
Lista de Acrónimos	IX
Introducción	1
1. Fundamentos de la investigación	3
1.1. Planteamiento del Problema	3
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	5
1.3.2. Objetivos Específicos	5
1.4. Alcance	5
2. Marco Teórico	6
2.1. Categoría de los Pozos	6
2.1.1. Estado de los Pozos	6
2.2. Problemas de Pozos	7
2.2.1. Tasa de Producción	8
2.2.2. Alta Producción de Agua	10
2.2.3. Alta Producción de Gas en Pozos de Petróleo	10
2.2.4. Problemas o Fallas Mecánicas	11
2.3. Rehabilitación y Reacondicionamiento de Pozos	12
2.3.1. Reacondicionamiento de Pozos	12
2.3.2. Operaciones de Reacondicionamiento	12
2.3.3. Trabajos de Estimulación	13
2.3.4. Trabajos de Reparación	13
2.3.5. Trabajos Mecánicos	14
2.4. Toma de Decisiones	15

2.4.1.	Decisión Multicriterio	16
2.4.2.	Proceso Analítico Jerárquico (AHP)	17
2.4.3.	Esquema Metodológico del AHP	22
2.5.	Análisis Económico	28
2.6.	Área de estudio	32
2.6.1.	Ubicación Geográfica del Área Delimitada a la Empresa Mixta	32
2.6.2.	Descripción de los Campos	33
2.6.3.	Descripción Geológica	41
2.6.4.	Estado Actual de los Pozos Categoría 3	43
3.	Metodología	45
3.1.	Recopilación de la Información Disponible de los Pozos a Estudiar	46
3.2.	Establecimiento de los Criterios	47
3.3.	Construcción de la Matriz de Rangos	48
3.4.	Juicio de los Expertos	50
3.5.	Evaluación de la Consistencia	50
3.6.	Síntesis de los Juicios	54
3.7.	Jerarquización de los Criterios y Subelementos	54
3.8.	Elaboración del índice de Jerarquización	54
3.9.	Elaboración de la Base de Datos	55
3.10.	Selección de la Cesta de Pozos	56
3.11.	Portafolio de Pozos Jerarquizados	56
4.	Resultados y Análisis	57
4.1.	Establecimiento de los Criterios	57
4.1.1.	Selección de Criterios y Subcriterios de Evaluación	57
4.2.	Construcción de la Matriz de Rangos	59
4.3.	Ponderación de los Criterios y Subelementos a través del Juicio de los Expertos	62
4.3.1.	Experto 1	62
4.3.2.	Experto 2	67
4.3.3.	Experto 3	72
4.3.4.	Experto 4	77
4.3.5.	Experto 5	82
4.3.6.	Experto 6	87

4.3.7. Experto 7	92
4.3.8. Experto 8	97
4.3.9. Experto 9	102
4.3.10. Experto 10	107
4.4. Síntesis de la Ponderación de los Criterios y Subelementos	112
4.5. Jerarquización de los Subelementos	116
4.6. Cesta de Pozos.	116
4.7. Base de Datos	117
4.8. Índice de Jerarquización	118
4.9. Portafolio de Pozos Candidatos	121
Referencias	125
Apéndice A. Pefiles Profesionales de los Expertos	126

Índice de figuras

2.1. Árbol de jerarquías	21
2.2. Matriz de comparaciones ^[1]	25
2.3. Matriz normalizada ^[1]	25
2.4. Valores del índice aleatorio basado en el número de opciones ^[1]	26
2.5. Interpretación del VPN ^[2]	29
2.6. Interpretación del TIR ^[2]	30
2.7. Ubicación Geográfica de las áreas asignadas a la Empresa Mixta ^[3]	32
2.8. Ubicación geográfica del campo B ^[3]	33
2.9. Ubicación geográfica del campo S ^[3]	35
2.10. Ubicación geográfica del campo I ^[3]	37
2.11. Ubicación geográfica del campo TB ^[3]	38
2.12. Ubicación geográfica del campo T ^[3]	39
2.13. Ubicación geográfica del campo U ^[3]	40
3.1. Esquema de la metodología desarrollada	45
3.2. Construcción del árbol de jerarquía	48
3.3. Ejemplo de matriz de juicios	51
3.4. Sumatoria de las columnas	51
3.5. Calculo de la matriz normalizada	52
3.6. Matriz normalizada	52
3.7. Calculo del vector prioridad	52
3.8. Vector de elementos Nmax	53
3.9. Nmax	53
4.1. Diseño de árbol de jerarquías	58
4.2. Árbol de jerarquías final	59
4.3. Encuesta para las comparaciones	61
4.4. Juicio del experto 1	63
4.5. Juicio económico del experto 1	64
4.6. Juicio de los factores de yacimiento del experto 1	65
4.7. Juicio de producción del experto 1	66
4.8. Juicio de operación experto 1	67

4.9. Juicio del experto 2	68
4.10. Jucio económico del experto 2	69
4.11. Juicio de los factores de yacimiento del experto 2	70
4.12. Jucio de producción del experto 2	71
4.13. Juicio de operación experto 2	72
4.14. Juicio del experto 3	73
4.15. Jucio económico del experto 3	74
4.16. Juicio de los factores de yacimiento del experto 3	75
4.17. Jucio de producción del experto 3	76
4.18. Juicio de operación experto 3	77
4.19. Juicio del experto 4	78
4.20. Jucio económico del experto 4	79
4.21. Juicio de los factores de yacimiento del experto	80
4.22. Jucio de producción del experto 4	81
4.23. Juicio de operación experto 4	82
4.24. Juicio del experto 5	83
4.25. Jucio económico del experto 5	84
4.26. Juicio de los factores de yacimiento del experto 5	85
4.27. Jucio de producción del experto 5	86
4.28. Juicio de operación experto 5	87
4.29. Juicio del experto 6	88
4.30. Jucio económico del experto 6	89
4.31. Juicio de los factores de yacimiento del experto 6	90
4.32. Jucio de producción del experto 6	91
4.33. Juicio de operación experto 6	92
4.34. Juicio del experto 7	93
4.35. Jucio económico del experto 7	94
4.36. Juicio de los factores de yacimiento del experto 7	95
4.37. Jucio de producción del experto 7	96
4.38. Juicio de operación experto 7	97
4.39. Juicio del experto 8	98
4.40. Jucio económico del experto 8	99
4.41. Juicio de los factores de yacimiento del experto 8	100
4.42. Jucio de producción del experto 8	101
4.43. Juicio de operación experto 8	102

4.44. Juicio del experto 9	103
4.45. Juicio económico del experto 9	104
4.46. Juicio de los factores de yacimiento del experto 9	105
4.47. Juicio de producción del experto 9	106
4.48. Juicio de operación experto 9	107
4.49. Juicio del experto 10	108
4.50. Juicio económico del experto 10	109
4.51. Juicio de los factores de yacimiento del experto 10	110
4.52. Juicio de producción del experto 10	111
4.53. Juicio de operación experto 10	112
4.54. Síntesis de los juicios	113
4.55. Ponderación promedio de los criterios	115
4.56. Plantilla de la base de datos	118

Índice de tablas

2.1. Categoría de los Pozos ^[4]	6
2.2. Descripción de los estados categoría 3 ^[4]	7
2.3. Escala de valores de Saaty continuación ^[5]	19
2.4. RA/RC ejecutados por año ^[3]	44
4.1. Escala de comparación	60
4.2. Ponderación del experto 1	63
4.3. Ponderación económica del experto 1	64
4.4. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 1	65
4.5. Ponderación de producción del experto 1	66
4.6. Ponderación de operación del experto 1	67
4.7. Ponderación del experto 2	68
4.8. Ponderación económica del experto 2	69
4.9. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 2	70
4.10. Ponderación de producción del experto 2	71
4.11. Ponderación de operación del experto 2	72
4.12. Ponderación del experto 3	73
4.13. Ponderación económica del experto 3	74
4.14. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 3	75
4.15. Ponderación de producción del experto 3	76
4.16. Ponderación de operación del experto 3	77
4.17. Ponderación del experto 4	78
4.18. Ponderación económica del experto 4	79
4.19. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 4	80
4.20. Ponderación de producción del experto 4	81
4.21. Ponderación de operación del experto 4	82
4.22. Ponderación del experto 5	83
4.23. Ponderación económica del experto 5	84
4.24. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 5	85
4.25. Ponderación de producción del experto 5	86
4.26. Ponderación de operación del experto 5	87
4.27. Ponderación del experto 6	88

4.28. Ponderación económica del experto 6	89
4.29. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 6	90
4.30. Ponderación de producción del experto 6	91
4.31. Ponderación de operación del experto 6	92
4.32. Ponderación del experto 7	93
4.33. Ponderación económica del experto 7	94
4.34. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 7	95
4.35. Ponderación de producción del experto 7	96
4.36. Ponderación de operación del experto 7	97
4.37. Ponderación del experto 8	98
4.38. Ponderación económica del experto 8	99
4.39. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 8	100
4.40. Ponderación de producción del experto 8	101
4.41. Ponderación de operación del experto 8	102
4.42. Ponderación del experto 9	103
4.43. Ponderación económica del experto 9	104
4.44. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 9	105
4.45. Ponderación de producción del experto 9	106
4.46. Ponderación de operación del experto 9	107
4.47. Ponderación del experto 10	108
4.48. Ponderación económica del experto 10	109
4.49. Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 10	110
4.50. Ponderación de producción del experto 10	111
4.51. Ponderación de operación del experto 10	112
4.52. Jerarquización de los subelementos	116
4.53. Cesta de pozos	117
4.54. Complejidad	119
4.55. Potafolio de pozos jerárquizados	121

Introducción

Todo campo petrolero a lo largo de su vida productiva atraviesa diferentes etapas, desde su descubrimiento hasta su abandono, una de las etapas más importantes es la fase de producción, durante la cual se busca obtener la mayor cantidad de petróleo.

A medida que avanza la producción los campos tienden a declinar su tasa de extracción y los pozos empiezan a presentar una gran variedad de problemas. Los problemas que dificultan la producción de ciertos pozos son condiciones de reservorio, declinación natural de la presión, altos volúmenes de agua producidos, problemas mecánicos, nuevas necesidades de producción, etc; todo esto conllevan a la realización de trabajos de rehabilitación y/o reacondicionamiento que son operaciones cuya finalidad es restaurar o incrementar la producción.

En un país como Venezuela cuya economía y desarrollo depende en gran parte de la explotación de petróleo, la industria está en la búsqueda de herramientas que garanticen la efectividad y permitan recuperar el mayor volumen de petróleo posible, en función de esta necesidad el TEG se centra en optimizar los procesos administrativos de la selección de los proyectos de recuperación de los pozos.

La faja Petrolífera del Orinoco es un campo petrolero que pese a la declinación natural de presión ha logrado mantener su producción, pero, como en cualquier otro campo productor, se deben realizar esta serie de operaciones posteriores a la perforación para mantener en buen estado los pozos y contrarrestar el efecto de declinación en la tasa de producción.

Para realizar estas operaciones de rehabilitación y/o reacondicionamiento son varios los factores que intervienen en la selección de los pozos candidatos, el Ministerio Popular de Petróleo se ha planteado desarrollar este TEG con la finalidad de establecer una jerarquía entre los pozos candidatos a trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento, por ello es necesario realizar una metodología adecuada que permita identificar los requerimientos técnicos y económicos a tomar en cuenta.

En esta metodología se utiliza el Proceso de Análisis Jerárquico, desarrollado por Thomas L. Saaty en 1980, el cual está diseñado para resolver problemas complejos de criterios múltiples. El proceso requiere que quien toma las decisiones proporcione evaluaciones subjetivas respecto a la importancia relativa de cada uno de los criterios y que, después, especifique su preferencia con respecto a cada una de

los subelementos de estos criterios de decisión. El resultado de este proceso es una jerarquización con prioridades que muestran la preferencia global para cada uno de los subelementos presentes en la toma de decisión.

Este Trabajo Especial de Grado se desarrolla mediante una administración de la información y de los datos de los pozos, una matriz de selección a través del método de evaluación para establecer un índice de jerarquización sustentado en la información proporcionada por las empresas y así priorizar los pozos candidatos a ser intervenidos para incrementar la producción de los campos a trabajar.

La metodología se ajusta a los requerimientos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, y será de gran utilidad e importancia en la toma de decisiones para la implementación de los trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento que representan para la industria petrolera una buena opción para alargar la vida productiva de los yacimientos.

Capítulo 1

Fundamentos de la investigación

1.1. Planteamiento del Problema

El país con una de las mayores dotaciones de recursos energéticos en el planeta es Venezuela y ha sido durante mucho tiempo uno de los principales exportadores de petróleo en el mundo, en consecuencia, más del 90 por ciento de las divisas del país se obtienen a través de la exportación de petróleo, generando así una dependencia económica a la renta petrolera.

La industria petrolera venezolana no había visto niveles tan bajos de producción de petróleo desde la década de 1980. Hoy, la producción es menos de la mitad del nivel que se producía en 1999 cuando alcanzó los 3,5 millones de barriles por día. De acuerdo con el informe de febrero de 2018 de Venezuela a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, la producción promedio de petróleo disminuyó drásticamente en los últimos dos años, en un 12 por ciento en 2016 y nuevamente en un 13 por ciento en 2017.

Según el informe de la Organización de Países Exportadores de Petróleo difundido en el mes Abril del presente año la producción total de petróleo crudo de los países miembros, se promedió en 31,96 MMBD durante el mes de marzo, con una disminución de 201 MBD con respecto al mes anterior, siendo los países con mayor aporte de disminución Angola y Venezuela, la cual promedió una producción de 1,436 MBD.

La producción en campos convencionales ha estado decayendo muy rápidamente y la producción de crudo extra-pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) había ido en constante aumento hasta 2016, cuando comenzó a disminuir, pero a un ritmo más lento que la producción total.

Hoy, el país enfrenta una crisis de proporciones inimaginables y aumentar la producción de petróleo y gas natural ofrece la mejor perspectiva para la recuperación económica de Venezuela, por ello es necesario diseñar una estrategia para sacarle

el máximo provecho a esta actividad.

Con el propósito de garantizar el suministro de petróleo desde nuestro país hacia los mercados mundiales, la metodología desarrollada en este TEG busca mejorar la eficiencia en la selección de los pozos candidatos a realizar trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento, de aquí la necesidad de analizar y valorar los resultados obtenidos, para compensar la declinación e incentivar a las compañías a mantener y/o incrementar la producción de petróleo.

1.2. Justificación

Venezuela cuenta con un sólido y transparente marco legal en materia de hidrocarburos, según la Ley Orgánica de Hidrocarburos es competencia del Ministerio del Poder Popular de Petróleo la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos, en tal sentido, el Ministerio es el órgano nacional competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismo.

En la búsqueda de nuevas alternativas que garanticen la efectividad y permita recuperar el mayor volumen de petróleo posible son muchos los factores para la selección de pozos a intervenir mediante reacondicionamiento o rehabilitación, por ello es necesario realizar un análisis técnico integrado y generar una metodología que permita optimizar al seguimiento y control en el desarrollo de futuros trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento para garantizar un óptimo aprovechamiento de los recursos, incidir en la producción de petróleo y revertir la declinación que actualmente atraviesa el país.

1.3. Objetivos

En ese contexto, el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado involucra el logro de los siguientes objetivos:

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología que permita seleccionar los pozos prospectos a ser sometidos a trabajos de rehabilitación y/o reacondicionamiento para el Ministerio del Poder Popular de Petróleo la cual será aplicada a una empresa petrolera de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Analizar la información existente para obtener datos y establecer los parámetros de evaluación basándose en las condiciones actuales de los pozos candidatos.
- Adaptar del método multicriterio AHP de evaluación para generar una matriz de selección que permita establecer un índice jerárquico de acuerdo a la magnitud de las condiciones de los pozos candidatos.
- Realizar un análisis técnico-económico a fin de determinar la viabilidad de los proyectos de reactivación y reacondicionamiento.
- Desarrollar la Metodología de selección de pozos candidatos.
- Jerarquizar los pozos candidatos a trabajos de rehabilitación o reacondicionamiento.

1.4. Alcance

Se limitará a un análisis jerárquico que permita la selección de pozos candidatos a ser sometidos a trabajos de rehabilitación o reacondicionamiento bajo una evaluación de aspectos técnicos y económicos para una empresa petrolera de la Faja Petrolífera del Orinoco que cuenta con 224 pozos de categoría 3, la cual se definen como pozos inactivos no disponibles para producción inmediata según el manual para definición de códigos de PDVSA publicado en el año 1986; trabajando con una cesta de 30 pozos para la fecha de Abril de 2018.

Por políticas de privacidad de la empresa los nombres de los campo y de los pozos serán cambiados.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Categoría de los Pozos

Es una clasificación numérica otorgada a los pozos activos e inactivos para saber su estado actual de producción y así como condiciones en que se encuentran, designada por el manual de estados y sub-estados de los pozos de PDVSA de 1986. Con este instrumento la industria petrolera tiene un panorama de la situación en que se encuentra un determinado pozo al momento de evaluarlo y puede de forma esquematizada jerarquizar la categoría de los pozos que referencia a un determinado campo o zona de explotación petrolera de manera rápida y organizada. La clasificación de los pozos en función de su categoría se puede observar en la siguiente Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Categoría de los Pozos^[4]

Categoría	Descripción
Categoría 1	Pozos activos
Categoría 2	Pozos inactivos para producción inmediata.
Categoría 3	Pozos inactivos no disponibles para producción inmediata.
Categoría 5	No económicos actualmente.
Categoría 7	Pozos de gas.
Categoría 8	Pozos de inyección.
Categoría 9	Otros.

2.1.1. Estado de los Pozos

Luego de ser divididos por categorías el manual de estados y sub-estados de los pozos clasifica dichas categorías según un código que consta de dos letras, las cua-

les indican el estado identificando la situación actual del pozo, el tipo de trabajo que se le está realizando y las razones operacionales, de superficie, de subsuelo y económicas de los pozos pertenecientes a cada una de las categorías.

Por objetivos del TEG solo trabajaremos los pozos categoría 3.

Tabla 2.2: Descripción de los estados categoría 3 ^[4]

Estado	Descripción.
CS	Cerrado esperan. reparac. menores de subsuelo.
EC	Esperando recompletación (camb. zona prod.).
ED	Encontrado inactivo(dead).
EG	Cerrado por alta relación gas-petroleo.
EH	Cerrado orden del MPPP.
EI	Esperando instalación de superficie.
EL	Esperando instalación de subsuelo.
EO	Cerrado por otras causas (mayor).
ER	Esperando reparación mayor de sub-suelo.
ES	Esperando reparación de superficie.
ET	Esperando sistema tratamiento superficial.
EV	Esperando inyección de vapor alternada.
EW	Cerrado por alta relación agua-petróleo.
EX	Cerrado por investigación.
EZ	Cerrado aislado selectivamente por mangas.
TP	Trabajando (profundizando el pozo).
TR	Trabajando (reparaciones mayores).
TS	Trabajando (reparaciones menores).

2.2. Problemas de Pozos

Un pozo presenta problemas, dentro de un marco económico particular, cuando existen límites específicos con la baja producción de petróleo o gas, alta relación gas-petróleo, alto porcentaje de agua, problemas mecánicos o beneficios insuficientes. Cuando se está haciendo un análisis de un pozo de forma individual, se debe estar seguro de que el problema que se presenta es a nivel del pozo, o si por

lo contrario está relacionado con el yacimiento, ya que de esto podría depender el tipo de trabajo por realizar.

Una de las más grandes dificultades es iniciar el análisis del problema de un pozo, el cual debe ser terminado antes de que un equipo de rehabilitación o reacondicionamiento sea movido a la localización, debido a que este análisis regularmente es menos costoso que la operación.

2.2.1. Tasa de Producción

Los problemas de una tasa de producción baja pueden resultar de varios factores, a nivel del yacimiento o del mismo pozo, que alteran producción óptima del pozo. Estos factores son:

- **Baja permeabilidad de la formación:** La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de producción. De no existir suficiente información petrofísica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño de la formación, como causa del bajo índice de productividad.
- **Baja presión del yacimiento:** El nivel de presión del yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el mismo. Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir esta, bien sea por métodos de recuperación adicional, o por estimulación; o bien, ayudar a mantener la producción con estos niveles de presión, utilizando métodos artificiales de producción.
- **Daño de la formación:** El daño de la formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyektividad de un pozo a partir de la reducción de la permeabilidad, por efectos de restricciones en la vecindad del mismo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo. Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, este debe ser determinado, así como el grado o magnitud del mismo, para dar

una solución que corrija sus efectos.

Los daños de la formación son indicados por pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y comparación con el comportamiento de producción del pozo o pozos vecinos. Para esto se deben considerar las completaciones previas, los trabajos de reparación y operaciones de servicios que se hayan realizado.

- Taponamiento de la tubería o vecindad del pozo: Cuando existe una merma en la productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo. El taponamiento puede ser causado por factores como: empaque inadecuado con grava, fracturamiento con arena, lodo, daño de formación, tubería de producción o revestidor colapsado, etc.
- Alta viscosidad del petróleo: La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo. Por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la producción. Es normal observar alta viscosidad del petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problema puede ser el levantamiento artificial.
- Sistema inadecuado de levantamiento artificial: Si el problema de declinación de producción de un pozo es debido a insuficiente presión de fondo en relación con el peso de la columna de fluido, se debe pensar en el levantamiento artificial como método de producción. Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de producción. Cuando el peso de la columna de fluido es consecuencia de la alta producción de agua, se debe pensar en un reacondicionamiento del pozo que permita disminuir la producción de agua.

2.2.2. Alta Producción de Agua

La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, puede ser causada por las siguientes razones:

- Empuje natural del agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación de agua.
- Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.
- Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

La conificación de agua no traspasa barreras verticales de permeabilidad, a menos que éstas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas. Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de los diferenciales de presión generados en un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, aumenta la permeabilidad relativa del agua. Otra causa de que exista entrada de agua al pozo, es por canalización o conificación vertical, por falta de adherencia del cemento al revestidor o a la formación. La evaluación de la conificación requiere un estudio del yacimiento que permita definir el avance del frente de agua-petróleo o gas-agua, para determinar la procedencia del agua.

2.2.3. Alta Producción de Gas en Pozos de Petróleo

El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta en el análisis de pozos-problema. Las principales fuentes de gas en pozos de petróleo son:

- Gas disuelto en el Petróleo. En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y adquiere gran movilidad en el yacimiento.
- Capas de Gas Primaria o Secundaria. Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión del yacimiento

declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.

- Flujo de Gas de Zonas Infra o Suprayacentes. En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barrido preferencial del gas o adedamiento por altas caídas de presión.

Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas.

2.2.4. Problemas o Fallas Mecánicas

Un gran número de tipos de fallas mecánicas puede causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operaciones de un pozo. Algunas de las fallas más comunes se mencionan a continuación:

- Falla en la cementación primaria. Las fallas de la cementación entre revestidor, cemento y formación, son causadas frecuentemente por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación / estimulación.
- Filtración del revestidor, tubería de producción y de empacadura. Para la localización de fallas del revestidor los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.
- Fallas del equipo de levantamiento artificial. Generalmente obedecen a fallas en el asentamiento o averías de las válvulas.
- Comunicación por completaciones múltiples. Ocurren en el caso de completaciones de múltiples zonas. Pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

2.3. Rehabilitación y Reacondicionamiento de Pozos

Durante el tiempo de vida productiva del pozo se presentan ciertas alteraciones debido a diversos factores de la formación, a características del fluido, al estado mecánico del pozo entre otros, lo que provocará una disminución de la capacidad de producción. Para este tipo de problemas se deben realizar operaciones de reparación o de reacondicionamiento con el objetivo de recuperar o mejorar la productividad.

2.3.1. Reacondicionamiento de Pozos

Se entiende por reacondicionamiento de pozos de petróleo y/o gas a todos los trabajos efectuados donde se involucran actividades en la zona productora después de su completación inicial con el fin de recuperar o mejorar la producción de un yacimiento, que generalmente disminuye cuando se presentan determinadas condiciones, como por ejemplo la caída en la producción en un pozo fluyendo naturalmente, invasión por agua y/o gas, pescados, fisuras en las tuberías de revestimiento y producción, mala cementación primaria etc.

Es importante mencionar que una determinada operación de reacondicionamiento implica la realización de estudios y evaluaciones que pueden ser costosas y que de alguna manera afectan la rentabilidad económica del trabajo^[6]. Por tanto, es necesario elaborar un programa operativo que describa la ejecución apropiada de las actividades requeridas, siguiendo una secuencia técnica que permita lograr el objetivo esperado.

2.3.2. Operaciones de Reacondicionamiento

Durante la fase productiva de los pozos se efectúan trabajos adicionales cuyo propósito es rehabilitar y/o mejorar las condiciones de flujo de los yacimientos, cuando han dejado de producir o la producción disminuye. Estos trabajos pueden clasificarse como:

- Trabajos de estimulación

- Trabajos de reparación
- Trabajos mecánicos

2.3.3. Trabajos de Estimulación

Se define como el proceso mediante el cual se crea o se recupera un sistema de micro canales en la roca yacimiento para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, entre ellos:

- Trabajos de Acidificación

Es un método de estimulación de pozos de petróleo y gas que se basa fundamentalmente en las propiedades de diversos ácidos que atacan y limpian la formación petrolífera. El primer propósito de un tratamiento ácido es limpiar la roca, de este modo agranda los canales existentes y la abertura de nuevos canales en la formación por las reacciones químicas que se realizan entre el ácido y los elementos constitutivos de la matriz de la zona productora^[7].

Fluidos de Tratamiento: Los fluidos utilizados tienen que ver con la solubilidad del yacimiento. Los principales ácidos recomendados para la estimulación de pozos son: Clorhídrico, Fluorhídrico, Acético y Fórmico, por ser altamente efectivos.

- Trabajos de Fracturación

Es la técnica mediante la cual se crea una geometría de fractura (canal) en la formación aplicando una presión mayor a los esfuerzos de la formación y apuntalada con agente de soporte (apuntalante o grava) de tamaño específico y alta conductividad con el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo.

2.3.4. Trabajos de Reparación

Implican cambios parciales o totales de las condiciones del intervalo productor: Incluyen operaciones de cementación forzada, tapones balanceados, aislamiento de zonas indeseables y recañoneo de intervalos productores después de aislar zonas vecinas con agua y/o gas^[7]. También se pueden cañonear nuevos intervalos cuando se abandonan los originalmente producidos por algún tipo de problema

que disminuye su tasa de flujo. Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones:

- Reparaciones mayores: Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas, cambio de función del Pozo.
- Reparaciones menores: Su objetivo principal es trabajar el pozo sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: Cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambios del método de producción, cambio de reductor y limpieza.

2.3.5. Trabajos Mecánicos

No se realizan directamente sobre la formación productora. Se ejecutan con o sin taladros de reacondicionamiento y por lo general el resultado es mejor producción. Algunos se realizan con cable y constituyen un método para disminuir los costos de producción.

Los trabajos mecánicos probablemente sean las más sencillas y de rápida ejecución.

- Trabajos con taladro
Con torre se limitan principalmente al cambio de completación de un pozo cuando por necesidades de reparación, mal funcionamiento o malas condiciones, se tenga que cambiar totalmente el equipo de subsuelo de algún sistema de levantamiento artificial o parte de él, como bombas electrosumergibles, válvulas de gas lift y varillas para bombeo mecánico. También cuando se requiera cambiar parcial o totalmente la tubería de un pozo, reemplazar una empacadura o cualquier herramienta por mal funcionamiento.
- Trabajos sin taladro
Estos trabajos son los más sencillos y se los puede realizar con la utilización de una guaya fina que lleva hacia el interior del pozo equipos específicos para

cada tratamiento^[7]. Estos trabajos generalmente son: pruebas de presión, inyección de ácidos, aperturas de camisas, registros de presión.

2.4. Toma de Decisiones

La evaluación y toma de decisiones es un proceso habitual en el ser humano. En muchas ocasiones nos encontramos ante diferentes alternativas entre las que debemos seleccionar la que, a nuestro juicio, nos parece la mejor o la que satisface el mayor número de las necesidades requeridas.

Se puede afirmar que un individuo o colectivo tiene un problema de decisión, cuando se plantea un conjunto bien definido de alternativas o cursos de acción posibles y un conflicto tal, que es necesario elegir una de las alternativas o bien establecer en ese conjunto las preferencias.

Entendemos que una buena decisión es aquella cuyas consecuencias han resultado favorables. Sin embargo, en la mayoría de las veces no se pueden comparar las consecuencias de una decisión adoptada con las que hubieran ocurrido si se hubiera adoptado otra solución diferente. Por este motivo resulta imprescindible considerar también el proceso mediante el cual se adoptó la decisión final para poder concluir o no que la solución fue la mejor posible, teniendo en cuenta la información disponible en el momento y los recursos que entonces se pudieron emplear.

De acuerdo con lo anterior, antes de tomar cualquier decisión, los hechos, el conocimiento y la experiencia se deben reunir y evaluar en el contexto del problema. El proceso de toma de decisiones normalmente se apoya en la experiencia del decisor o en la semejanza a decisiones anteriormente tomadas que llevaron a buenos resultados, y raras veces se basa en un método sistemático o herramienta de apoyo a la resolución de tal disyuntiva. El Análisis de Decisiones Multicriterio se presenta como una valiosa herramienta para ayudar al decisor durante este proceso de toma de decisiones. Los métodos propuestos desde esta disciplina permiten abordar, de forma sistemática y ordenada, un problema en el que subyace una gran subjetividad. Ayudan a que todas las partes afectadas por el proceso de decisión

participen en el mismo, suministran una gran cantidad de información, facilitan la búsqueda de consenso, permiten que el decisor aprenda sobre el propio problema de decisión y, en definitiva, ayudan a racionalizar un proceso complejo. Con estas técnicas no se pretende sustituir al decisor en el proceso de toma de decisiones, sino que éste, sea capaz de determinar sus preferencias mediante una metodología que le aportará información y transparencia.

2.4.1. Decisión Multicriterio

Las técnicas de toma de decisión multicriterio, como tal, han sido materia de investigación desde los años 50 y han tenido un importante desarrollo en las dos últimas décadas. Los primeros apuntes teóricos surgieron a finales de los 50 con los trabajos de Charnes, Cooper y Ferguson, que se consolidaron y publicaron en 1971 y 1972 con la realización de la I Conferencia Mundial sobre Toma de Decisiones Multicriterio, punto de arranque del planteamiento científico del problema.

En Estados Unidos, las discusiones sobre la toma de decisiones multicriterio se centraron en los años 70 sobre la posibilidad de agregar las preferencias del decisor por cada criterio en una única función "suma" de las anteriores. Esta función de utilidad global se toma como punto de partida del problema de programación matemática multiobjetivo. Este modelo tiene un fundamento teórico sólido que constituye la denominada Teoría de la Utilidad Multiatributo. En esta línea de investigación destacan los trabajos realizados por Keeney y Raiffa (1976).

Así pues, a partir del año 1975 la disciplina de la Toma de Decisiones Multicriterio va tomando cuerpo y durante la década de los 80 se van proponiendo diversos métodos, entre ellos, cabe destacar el Método de las Jerarquías Analíticas o Proceso Analítico Jerárquico (AHP), propuesto por Saaty en 1977 y 1980 y que ha sido aplicado para resolver numerosos problemas de decisión multicriterio.

Desde la década de los 90, y en especial a finales de la misma, los métodos de toma de decisión multicriterio comenzaron a trascender del ámbito académico y se extendieron en el ámbito público y empresarial. Hoy en día estos métodos se emplean, individualmente o integrados con otras técnicas, con resultados satisfactorios para diversas finalidades: selección de tecnología, localización de empresas,

selección de maquinaria o contratistas, predicciones financieras, definición de estrategias empresariales, valoración, etc. Pero todavía son muchas las aplicaciones que quedan por explorar. Este es uno de los motivos, junto a los contemplados en los objetivos, por el que pretendemos aplicarlas al ámbito petrolero con el diseño de una metodología de selección para pozos candidatos a trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento.

2.4.2. Proceso Analítico Jerárquico (AHP)

El Proceso Analítico Jerárquico es un sistema flexible de metodología de análisis de decisión multicriterio. Mediante la construcción de un modelo jerárquico, permite de una manera eficiente y gráfica organizar la información respecto de un problema de decisión, descomponerla y analizarla por partes, visualizar los efectos de cambios en los niveles, y unir todas las soluciones de los subproblemas en una conclusión (Saaty, Rogers y Pell, 1988).

AHP está constituido por varias etapas. La formulación del problema de decisión en una estructura jerárquica es la primera y principal etapa. En esta etapa es en la que el decisor involucrado debe lograr desglosar el problema en sus componentes relevantes.

La jerarquía básica está conformada por meta u objetivo general, criterios y alternativas. La jerarquía se construye de modo que los elementos de un mismo nivel sean del mismo orden de magnitud y puedan relacionarse con algunos o todos los elementos del siguiente nivel. En una jerarquía típica el nivel más alto corresponde al objetivo o meta. Los elementos que afectan a la decisión son representados en los niveles inmediatos, de forma que los criterios ocupan los niveles intermedios, y el nivel más bajo comprende a las opciones de decisión o alternativas. Este tipo de jerarquía ilustra de un modo claro y simple todos los factores afectados por la decisión y sus relaciones.

Su construcción es la parte más creativa de resolución del problema y requiere de un consenso entre todas las partes implicadas en el proceso de decisión. Normalmente se requiere invertir bastante tiempo para identificar el problema real y principal, lo cual puede darse después de una serie de discusiones en las que se

han considerado muchas propuestas, y es necesario priorizarlas y decidir cuál se seleccionará para su análisis.

Una vez construida la estructura jerárquica del problema se da paso a la segunda etapa del proceso de AHP: la valoración de los elementos. El decisor debe emitir sus juicios de valor o preferencias en cada uno de los niveles jerárquicos establecidos. Esta tarea consiste en una comparación de valores subjetivos por parejas (comparaciones binarias), es decir, el decisor tiene que emitir juicios de valor sobre la importancia relativa de los criterios y de las alternativas, de forma que quede reflejado la dominación relativa, en términos de importancia, preferencia o probabilidad, de un elemento frente a otro, respecto de un atributo, o bien, si estamos en el último nivel de la jerarquía, de una propiedad o cualidad común.

AHP permite realizar las comparaciones binarias basándose tanto en factores cuantitativos (aspectos tangibles) como cualitativos (aspectos intangibles), ya que presenta su propia escala de medida: la escala 1-9 propuesta por Saaty y recogida en la Tabla 2.3. El decisor puede expresar sus preferencias entre dos elementos verbalmente y representar estas preferencias descriptivas mediante valores numéricos. De esta forma cuando dos elementos sean igualmente preferidos o importantes el decisor asignará al par de elementos el valor 1, moderadamente preferido se representará por un 3, fuertemente preferido por 5 y extremadamente preferido por 9. Los números pares se utilizan para expresar situaciones intermedias.

La escala verbal utilizada en el AHP permite al decisor incorporar subjetividad, experiencia y conocimiento en un camino intuitivo y natural. Esta escala está justificada teóricamente y su efectividad ha sido validada empíricamente aplicándola a diferentes situaciones reales con aspectos tangibles para los que se ha comportado adecuadamente. La siguiente Tabla 2.3 describe la escala utilizada.

Tabla 2.3: Escala de valores de Saaty continuación^[5]

Escala numérica	Escala verbal	Explicación
1	Igual importancia	Los dos elementos contribuyen igualmente a la propiedad o criterio
3	Levemente más importante un elemento que el otro	El juicio y la experiencia previa favorecen levemente a un elemento frente al otro
5	Notablemente más importante un elemento que el otro	El juicio y la experiencia previa favorecen notablemente a un elemento frente al otro
7	Fuertemente la importancia de un elemento que la del otro	Un elemento domina fuertemente. Su dominación está probada en la práctica
9	Importancia extrema de un elemento frente al otro	Un elemento domina al otro con el mayor orden de magnitud posible

El resultado de estas comparaciones es una matriz cuadrada, recíproca y positiva, denominada Matriz de comparaciones pareadas, de forma que cada uno de sus componentes reflejen la intensidad de preferencia de un elemento frente a otro respecto del atributo considerado. Estas comparaciones pareadas se realizan para establecer las ponderaciones correspondientes a criterios y atributos, y evaluar el rendimiento de las alternativas respecto de los atributos. En general, en dichas comparaciones se utilizan los juicios de la escala de valores de Saaty.

AHP utiliza la misma técnica de comparaciones pareadas para establecer la importancia relativa del rendimiento para cada par de alternativas sobre cada uno de los atributos. Una vez determinadas las ponderaciones y las calificaciones de rendimiento, y luego de realizar una posible normalización, las alternativas se evalúan mediante técnicas de agregación.

Para aplicar el método AHP no hace falta información cuantitativa sobre los resultados que alcanza cada alternativa según cada uno de los criterios considerados, sino tan solo los juicios de valor del decisor.

Una vez formadas las matrices de comparación, el proceso deriva hacia la tercera etapa, la fase de priorización y síntesis. El objetivo de esta etapa es calcular la prioridad de cada elemento, entendida esta prioridad tal y como la define Saaty (Saaty, 1998): Las prioridades son rangos numéricos medidos en una escala de razón. Una escala de razón es un conjunto de números positivos cuyas relaciones se mantienen igual si se multiplican todos los números por un número arbitrario positivo. El objeto de la evaluación es emitir juicios concernientes a la importancia relativa de los elementos de la jerarquía para crear escalas de prioridad de influencia^[5].

En un problema jerarquizado podemos definir distintos tipos de prioridades en función de su posición en los niveles que configuran la estructura jerárquica. Existen distintos procedimientos matemáticos para calcular el, ya mencionado anteriormente, vector de pesos relativos asociado a un nivel, vector que debe expresar la importancia relativa de los elementos considerados en ese nivel. El procedimiento propuesto por Saaty para su obtención es el método del autovector principal por la derecha. Las prioridades globales son las prioridades de cada nodo de la jerarquía respecto al nodo inicial (objetivo). El AHP las calcula utilizando el principio de composición jerárquica. Por último, la prioridad total de las alternativas comparadas se obtiene mediante la agregación de las prioridades globales (forma lineal multiaditiva). La prioridad total nos permitirá realizar la síntesis del problema, esto es, ordenar el conjunto de alternativas consideradas y seleccionar las más indicadas para conseguir el objetivo propuesto (Moreno-Jiménez, 2002).

Un aspecto que debemos cuidar es que el resultado debe ser consistente con las preferencias manifestadas por el decisor, ya que ésta es una cuestión que afecta directamente a la calidad de la decisión final. El AHP permite evaluar la consistencia del decisor a la hora de introducir los juicios de valor en la matriz de comparaciones pareadas mediante el indicador Razón de Consistencia de Saaty (Saaty, 1998). La última etapa de este proceso es el denominado análisis de sensibilidad. AHP

soporta su teoría en base a estos tres principios:

- Principio de Identidad y descomposición: Establece la estructura jerárquica del problema. Esta estructura posee los siguientes elementos: Los criterios, situados en un nivel intermedio, que son evaluados según su importancia para alcanzar la meta. Las alternativas, situadas en un nivel inferior, que son evaluadas con respecto a cada criterio. La meta, los criterios y las alternativas son todos los elementos en un problema de decisión y, en la representación gráfica del modelo, aparecen como nodos situados en los niveles correspondientes. Las líneas que conectan la meta con cada criterio significan que el criterio debe compararse, por parejas, según su importancia respecto a la meta. Igualmente, las líneas que conectan cada criterio con las alternativas significan la dependencia existente y que éstas deben ser comparadas con el correspondiente criterio para establecer su orden de preferencia respecto de dicho criterio.

En la siguiente Figura se muestra un esquema que sirve de ejemplo para mostrar lo expuesto anteriormente; se aprecian seis pares de comparaciones, una para los criterios con respecto a la meta y cinco para las alternativas con respecto a cada criterio

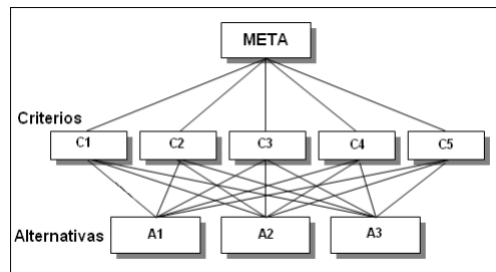


Figura 2.1: Árbol de jerarquías

- Principio de discriminación y juicios comparativos: Los elementos que integran un problema son comparados por parejas en función de su importancia relativa o de una propiedad en común. Saaty (1980) propone una escala (Tabla 2.3), basada en estudios psicológicos, para establecer recomendaciones.
- Principio de síntesis: Es la aproximación a través de la planificación multicriterio de problemas mediante la combinación de cada nivel de jerarquía con

la escala de importancia relativa asignada. Las prioridades son sintetizadas para el segundo nivel multiplicando las prioridades locales por la prioridad de su correspondiente criterio en el nivel de arriba y adicionándolos por cada elemento en un nivel acorde a los efectos.

2.4.3. Esquema Metodológico del AHP

La toma de una decisión implica fijar prioridades y el Proceso Analítico Jerárquico es una metodología adecuada para hacerlo. Esta toma de decisión conlleva la elección de alternativas y criterios que necesitan ser priorizados.

1. Estructuración del modelo jerárquico: Una de las partes más relevantes del AHP, consiste en la estructuración de la jerarquía del problema, etapa en la cual el grupo decisor involucrado debe lograr desglosar el problema en sus componentes relevantes. La jerarquía básica está conformada por meta u objetivo General, criterios y alternativas. Los pasos a seguir para la estructuración del modelo jerárquico son:

- Identificación del problema: Es la situación que se desea resolver mediante la selección de una de las alternativas de las que se dispone o la priorización de ellas.

Dichas alternativas serán comparadas unas con otras mediante la evaluación de criterios establecidos que permitan conocer los pros y los contras incorporados en cada una de ellas.

Normalmente se requiere invertir varias horas para identificar el problema real y principal, lo cual puede darse después de una serie de discusiones en las que se han listado muchos problemas y es necesario priorizarlos y decidir cuál se seleccionará para su análisis.

- Definición del objetivos: Un objetivo es una dirección identificada para mejorar una situación existente. El objetivo está en un nivel independiente y los otros elementos de la jerarquía que serán los sub-objetivos

o criterios, subcriterios y alternativas apuntan en conjunto a la consecución del mismo.

El objetivo u objetivos serán establecidos por el grupo decisor involucrado. Vale la pena tener en cuenta que la definición de objetivos puede ser una tarea difícil porque algunas veces serán contrapuestos entre las personas. No obstante, los objetivos determinados finalmente deben representar las necesidades e intereses generales.

- **Identificación de los criterios:** Son las dimensiones relevantes que afectan significativamente a los objetivos y deben expresar las preferencias de los implicados en la toma de decisión. Se deben incluir aspectos vitales cuantitativos y cualitativos a tener en cuenta en la toma de decisión. Normalmente hay aspectos cualitativos que pueden incidir fuertemente en la decisión, pero que no son incorporados debido a su complejidad para definirles algún esquema de medición que revele su grado de aporte en el proceso de toma de decisión.
- **Identificación de las alternativas:** Corresponden a propuestas factibles mediante las cuales se podrá alcanzar el objetivo general. Cada una de las alternativas presenta características con pro y contras.
- **Árbol de jerarquías:** Consiste en elaborar una representación gráfica del problema en términos de la meta global, los criterios y las alternativas de decisión. Esta gráfica recibe el nombre de Árbol de Jerarquías e ilustra la jerarquía para el problema.

Cuando se construye la jerarquía, se puede hacer de arriba hacia abajo o de abajo hacia arriba. La construcción de arriba hacia abajo se inicia con la identificación de los criterios más globales, es decir desde lo más general hasta lo más particular. De esta manera, todos los aspectos generales recopilados en la definición del problema están presentes en ese primer nivel a manera de criterios. Cada criterio identificado debe ir acompañado de una descripción de lo que significa. Si se requiere,

de los criterios pueden desprenderse subcriterios. Estos últimos deben guardar una relación jerárquica con el criterio del que se desprenden.

El sentido en que se comienza a construir va a depender de los datos disponibles e inclusive del grupo decisor. Si en la elaboración están definidas las alternativas y se conocen sus pros y contras, se puede iniciar el modelo de abajo hacia arriba. En caso contrario, se recomienda iniciar desde arriba hacia abajo, puesto que es un enfoque para situaciones de planeación estratégica en donde los objetivos están más claros que las alternativas.

2. Planteamiento de las preferencias: Una vez establecido el modelo jerárquico y definido los criterios y alternativas a evaluar. Es necesario que el decisor refleje su opinión a través de la valoración cuantitativa de cada uno de los elementos a evaluar. Para ello, Saaty elaboró la escala de preferencias mostrada en la Tabla 2.3
3. Matriz de comparación por pares: Seguidamente, es necesario construir una matriz de comparación por pares con las siguientes características: Las dimensiones de la matriz deben ser $n \times n$, es decir, igual número de filas y columnas, donde cada uno de los elementos presentes en la matriz (a_{ij}) representa la escogencia de un criterio o alternativas sobre el resto. Donde la letra i representa las filas, y j las columnas.

El triángulo superior derecho de la matriz es completado mediante el uso de los valores en la Tabla 2.3, teniendo en cuenta el juicio del decisor. Sin embargo, a raíz de los mismos se generan los valores de la esquina inferior izquierda.

Los valores de la diagonal inferior izquierda se obtienen de la división de la unidad (1) entre sus homólogos en la diagonal superior derecha. De allí que, al comparar dos elementos iguales, es decir, i igual a j , entonces $a_{ij} = 1$. Tal y como se observa en la Figura 2.2

C	A	B	C		X
A	1	a_{12}	a_{13}		a_{1n}
B	$1/a_{12}$	1	a_{23}		a_{2n}
C	$1/a_{13}$	$1/a_{23}$	1		a_{3n}
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
X	$1/a_{1n}$	$1/a_{2n}$	$1/a_{3n}$		1
T	T_1	T_2	T_3		T_n

Figura 2.2: Matriz de comparaciones^[1]

- Matriz normalizada: Se procede a normalizar la matriz, para lo cual es necesario determinar el total de la suma de los valores presentes en cada una de las columnas de la matriz por pares (ver Figura 2.2), para luego dividir cada valor (a_{ij}) de la misma entre el total de la columna correspondiente a dicho valor.

La suma de los valores en las columnas de la matriz normalizada debe ser igual a uno (1). Tal y como se muestra en la siguiente Figura:

C	A	B	C		X
A	1	a_{12}/T_2	a_{13}/T_3		a_{1n}/T_n
B	a_{21}/T_1	$1/T_2$	a_{23}/T_3		a_{2n}/T_n
C	a_{31}/T_1	a_{32}/T_2	$1/T_3$		a_{3n}/T_n
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
X	a_{n1}/T_1	a_{n2}/T_2	a_{n3}/T_3		$1/T_n$
T	1	1	1	1	1

Figura 2.3: Matriz normalizada^[1]

- Vector prioridad: Se determina el vector prioridad de dimensiones $1 \times n$, cal-

culando el valor promedio de cada una de las filas de la matriz normalizada. La suma de los valores presentes en el vector prioridad debe ser igual a la unidad (1).

6. Análisis de consistencia: Se procede a realizar el análisis de consistencia multiplicando la matriz de comparación por pares con el vector prioridad, obteniendo como resultado una nueva matriz con las mismas dimensiones del vector prioridad (1 x n). Una vez generado el nuevo vector, cada uno de los valores presentes en el mismo será dividido entre su homólogo en el vector prioridad para dar origen a un nuevo vector de dimensiones 1 x n, cuyo promedio representa un número decimal denominado Nmax, con el cual será posible determinar el Índice de Consistencia (IC), haciendo uso de la siguiente ecuación, donde n representa el número de criterios:

$$IC = \frac{Nmax - n}{n - 1} \quad (2.1)$$

Donde:

IC= Índice de consistencia (Adimensional)

n= Tamaño de la matriz (Adimensional)

Nmax= Indicador decimal (Adimensional)

Seguidamente, es necesario calcular el Índice Aleatorio (IA), el cual es un valor que depende del número de elementos (criterios) sometidos a evaluación. La siguiente Figura refleja los valores correspondientes al índice aleatorio:

N° elementos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I.A.	0	0	0,58	0,89	1,11	1,24	1,32	1,40	1,45	1,49

Figura 2.4: Valores del índice aleatorio basado en el número de opciones^[1]

En la Figura2.4 se observan los valores estándar del índice aleatorio hasta un total de diez elementos. Para una cantidad superior a esta se emplea la

siguiente ecuación:

$$IA = \frac{1,98.(n-2)}{n} \quad (2.2)$$

Donde:

n= Tamaño de la matriz (Adimensional)

IA= Índice aleatorio (Adimensional)

7. Finalmente, una vez obtenido el índice aleatorio se procede a calcular la Razón de Consistencia por medio de la siguiente ecuación. Donde, IC representa el índice de consistencia e IA el índice aleatorio:

$$RC = \frac{IC}{IA} \quad (2.3)$$

Donde:

IC= Índice de consistencia (Adimensional)

IA= Índice aleatorio (Adimensional)

RC= Razón de consistencia (Adimensional)

8. Evaluación de consistencia: El valor de RC permite verificar que los cálculos realizados en los pasos anteriores son correctos. Así pues, si el valor de RC es menor o igual a 0,10, se asume que los valores dispuestos por el decisor en la matriz de comparación por pares son consistentes con su opinión. Sin embargo, cuando el valor de RC es mayor de 0,10, es indicativo de inconsistencia en la matriz por pares realizada inicialmente, por lo cual es necesario que el decisor revise cuidadosamente los valores asignados en esta en busca de errores que impiden que su opinión sea reflejada adecuadamente.

Es importante hacer mención a un caso especial en el cual se evalúan dos alternativas. En estas situaciones el índice aleatorio es igual a cero (0) y por consiguiente el valor de RC es indeterminado. Se concluye entonces, debido a que la consistencia de la matriz se basa en la dependencia lineal, toda matriz de comparación por pares de dimensiones 2 x 2 es consistente.

El procedimiento anterior se lleva a cabo para cada grupo de criterios, y luego

de analizar los resultados la alternativa de mayor puntaje es seleccionada como la mejor opción a escoger. Sin embargo, una de las ventajas del método AHP, es que los resultados son presentados jerárquicamente, lo cual permite determinar de manera cuantitativa la efectividad del resto de las opciones para solventar el problema.

9. Resultado final: Una vez realizada la totalidad de comparaciones se obtiene el resultado final consensuado y el ordenamiento de las alternativas. Este resultado está basado entonces, en las prioridades, en la emisión de juicios y evaluación hecha a través de las comparaciones de los componentes del modelo jerárquico, llevada a cabo por los actores.
10. Síntesis de las evaluaciones: logra combinar todos los juicios u opiniones en un todo, en el cual las alternativas quedan organizadas desde la mejor hasta la peor. El AHP permite entonces, deducir los pesos que reflejan las percepciones y valores propuestos con mucha precisión. Las prioridades deducidas para cada faceta del complejo problema que está en estudio serán sintetizadas para obtener prioridades generales y una ordenación de las alternativas.

2.5. Análisis Económico

Parte del proceso de toma de decisiones debe incluir tanto la generación como la evaluación de las alternativas. La evaluación económica de proyectos representa una herramienta de ayuda en la toma de decisiones, pues ofrece criterios económicos que permiten jerarquizar los proyectos o alternativas con el fin de maximizar los beneficios. Esto consiste en estructurar la información sobre una base objetiva, de forma tal que pueda ser usada para el análisis racional desde un punto de vista tanto técnico como económico. Todo proyecto de inversión debe estar enmarcado dentro de un sistema general de planificación, que consiste en un proceso dinámico. La base de todo proyecto es determinar los factores y criterios económicos utilizados para la selección entre varias alternativas.

Evaluar económicamente un proyecto consiste en analizar la viabilidad a través de los siguientes indicadores: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación (PR), beneficio - costo (R). Gracias al análisis de

estas variables económicas podemos cuantificar la rentabilidad de cualquier proyecto desde diferentes ópticas financieras.

Indicadores económicos

- Valor Presente Neto (VPN): También conocido como valor actual neto (VAN) y se define como la diferencia entre los ingresos netos actualizados menos la inversión actualizada (Ingresos que se esperan genere el proyecto menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume que se pagará al inicio del proyecto), es de señalar que la actualización se hace a una tasa de oportunidad del mercado.

$$VPN = \sum_{i=1}^m \text{Ingresos netos actuales} - \sum_{i=1}^m \text{Inversin actualizada} \quad (2.4)$$

El valor presente neto se interpreta de la siguiente forma:

V.P.N.(+) = Proyecto viable.

V.P.N.= 0 No atractivo (Genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado).

V.P.N.(-) = No atractivo (Genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado).

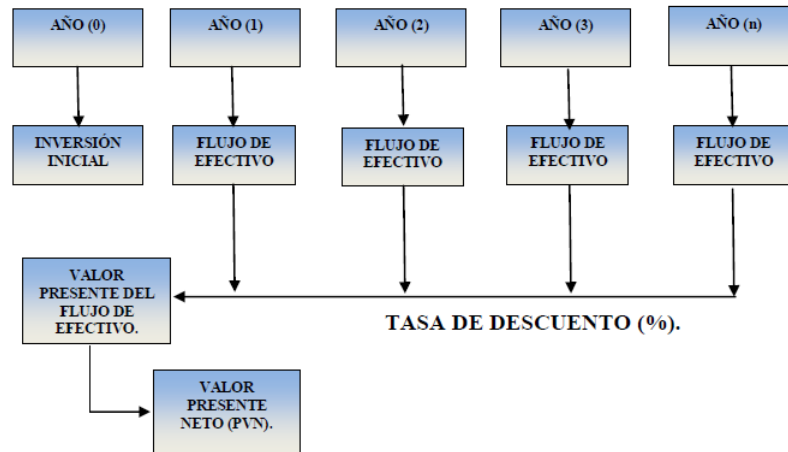


Figura 2.5: Interpretación del VPN^[2]

Básicamente el VPN tiene en cuenta la vida útil del proyecto, flujo de efectivo

(Valor presente de los ingresos y egresos en un tiempo determinado), tasa de descuento (Tasa de oportunidad del mercado variable o constante) y presenta el valor de riesgo o liquidez.

- Tasa interna de retorno: Se define como la tasa de interés que iguala los ingresos netos con la inversión:

$$TIR = \sum_{i=1}^m IN(1+r)^{-t} - \sum_{i=1}^m K(1+r)^{-t} \quad (2.5)$$

Donde:

IN = ingreso neto (MMMBs ó MMM\$).

K = inversión(MMMBs ó MMM\$).

r = tasa interna de retorno.(%)

i= Interes(%)

t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que r).

La TIR se interpreta de la siguiente forma:

i < r: Proyecto viable (VPN(+)).

i = r: No atractivo (genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado (VPN= 0))

i > r: No atractivo (genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado (VPN(-)))

Básicamente la TIR equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de egresos

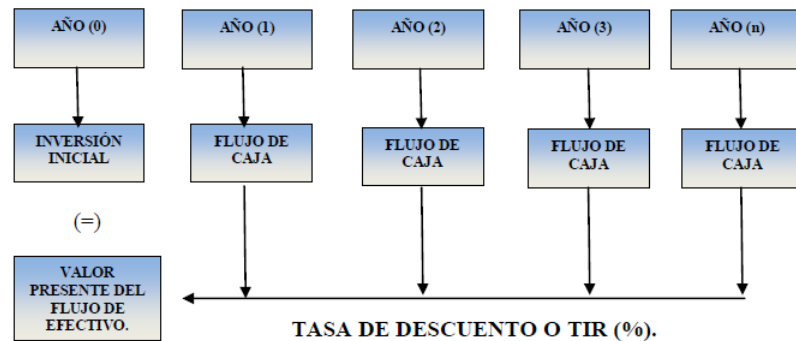


Figura 2.6: Interpretación del TIR^[2]

- Beneficio - costo: El beneficio costo o rentabilidad total actualizada del proyecto se define como el cociente de la sumatoria de los ingresos netos actualizados sobre la inversión actualizada.

$$R = \sum_{i=1}^m IN(1+r)^{-t} + \sum_{i=1}^m K(1+r)^{-t} \quad (2.6)$$

Donde:

I.N = ingreso neto (MMMBs ó MMM\$).

K = inversión (MMMBs ó MMM\$).

r = tasa interna de retorno (%).

t = tiempo (en la misma unidad de tiempo que r).

i = tasa de oportunidad del mercado(%).

- Ingresos: La óptica de evaluación de cualquier proyecto de inversión es medida en cuanto a los resultados esperados de producción tanto de un bien o servicio generado, dentro de los ingresos podemos observar dos etapas de suma importancia, una de ellas es la etapa de construcción la cual está conformada por aportes de los socios y los prestamos; y la etapa de funcionamiento por la venta de los productos generados que se obtienen en el proyecto.

Sin embargo, en la industria de los hidrocarburos los ingresos son básicamente los generados por la venta de los hidrocarburos concebidos dentro del campo. Para calcular los ingresos obtenidos se suele utilizar:

$$Ingresos = Pr * Pc \quad (2.7)$$

Donde:

Pr= Producción(bbl)

Pc= Precio del crudo (\$/bbl)

Estructura actual de Empresa Mixta. Este proceso de transición comenzó el 1 de abril del 2006, momento en el cual quedó derogada la Estructura de Convenio Operativo. Durante el esquema de Convenio Operativo solamente los campos de la Unidad Monagas Sur U, B y T estaban bajo esta estructura, a partir de la constitución de la Empresa Mixta se asignaron tres campos adicionales, Campo I, Campo TB y Campo S, los cuales estaban inactivos; algunas de sus áreas nunca habían producido o eran áreas exploratorias como es el caso del Campo I y el Campo S, como también tenían mínima actividad como es el caso del Campo TB, como consecuencia la infraestructura y facilidades de producción eran mínimas o inexistentes.

2.6.2. Descripción de los Campos

1. Campo B

El Campo B se encuentra en producción desde el año 1962, habiendo acumulado hasta el 31 de diciembre del 2016 un total de 2,9 MMBN de petróleo producido. Actualmente el campo cuenta con dos yacimientos inactivos, uno por encontrarse en una zona sensible a impacto ambiental y el otro porque el único pozo que drena dicho yacimiento esta categoría 3 desde octubre 2016 esperando por los trabajos de acondicionamiento de las facilidades de superficie. Para el periodo 2018 – 2027, se tiene planificado perforar un total de 6 localizaciones.

El campo B se encuentra localizado en la Cuenca Oriental de Venezuela, municipio U, Estado Delta Amacuro, aproximadamente a 28 km al Oeste de la ciudad de T, borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco, con una extensión de 47,93 km^[3]



Figura 2.8: Ubicación geográfica del campo B^[3]

El campo B fue descubierto en julio de 1962, con la perforación del pozo BARQ 1-A, fue probado en las arenas del Miembro Superior de la Formación Oficina, con un potencial inicial promedio de 505 BNPD. La campaña exploratoria prosiguió hasta el año 1967, ejecutada por las empresas Mobil de Venezuela y Texaco Oil Company. En total se perforaron once pozos, tres de los cuales resultaron secos y se abandonaron.

Desde el año 1998 hasta enero del 2002, se inyectaron aguas efluentes, a través del pozo BB2-4, a nivel del acuífero de las arenas Masivas de la Formación Oficina. El volumen acumulado de agua inyectado fue de 372,0 MBN. La última campaña de perforación fue ejecutada en el año 2003 por el convenio operativo, con la perforación de tres pozos horizontales en la estructura Oeste.

En campo B, desde su descubrimiento hasta diciembre del 2016, se han perforado quince pozos; siete exploratorios, uno de avanzada y siete de desarrollo, de estos quince pozos, tres son de tipo horizontal, nueve verticales y tres direccionales. Al 2016 se han realizado dos recompletaciones y tres pozos han sido abandonados. Durante el período 2007-2016 no se perforó ninguno de los 10 pozos contemplados en el Plan Original para ese periodo.

En cuanto a facilidades se debe decir que cuenta con la infraestructura necesaria para transportar los fluidos, a través de líneas troncales, hasta las instalaciones del campo U para su tratamiento.

En marzo 2010 se reactivaron los pozos BB-09, BB-10, BB-11 y BB-12 con una producción promedio de 338 BNPD. Al cierre del año 2016 se mantienen activos tres pozos categoría 1 y un pozo en categoría 2 de los 17 pozos existentes, los cuales tienen una producción acumulada durante el período 2006-2016 de 1,9 MMBN de Petróleo producido.

2. Campo S

El campo S inicia su desarrollo a mediados del año 2009, mediante una etapa de producción temprana, habiendo acumulado hasta el 31 de diciembre del 2016 un total de 40,6 MMBN de petróleo producido. Hasta el momento se han incorporado

doce yacimientos a la corriente de producción de los cuales dos se encuentran inactivos por no poseer las facilidades de superficie, así como no tener la capacidad de control de agua. Actualmente se tiene planificado seguir incluyendo yacimientos y está en fase ampliación de la infraestructura existente y necesaria para el manejo y procesamiento de los hidrocarburos. Para el periodo 2018 – 2027, se tiene planificado perforar un total de 368 localizaciones.

Se encuentra en el área mayor de Temblador, en la Cuenca Oriental de Venezuela, municipio Maturín, estado Monagas, aproximadamente a 100 km de la ciudad de Maturín, borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene un área de aproximadamente 475 km^[3].



Figura 2.9: Ubicación geográfica del campo S^[3]

Se han desarrollado cuatro campañas de perforación, a través de las cuales se ha perseguido delinear el campo. De acuerdo a la información cargada al 31 de diciembre de 2006 en la base de datos de Centinela de PDVSA, se generó un inventario de pozos para el campo S, en el cual se tienen 23 pozos categoría 9 y 11 pozos con categoría 3.

El control geológico proporcionado por los treinta y cuatro pozos perforados provee una imagen de las características de los yacimientos, identificados como prospectivos. La mayoría de los pozos penetraron los principales grupos de yacimientos: Jobo Superior, Jobo Inferior, Morichal Superior y Morichal Inferior.

En el año 2009 la Empresa Mixta perforó dos pozos productores de petróleo, en el yacimiento Jobo-08, permitiendo llevar la producción de 0 a 2005 BPD el 31 de diciembre de 2009. En el año 2010 se perforaron tres pozos productores de petróleo, en el yacimiento Jobo-08, permitiendo llevar la producción a 3956 BPD al 30 de octubre de 2010.

En el año 2011 se perforaron siete pozos productores de petróleo y nueve adicionales en 2012, esto permitió incrementar la producción hasta 8500 BPD promedio en el mes de diciembre de 2012. Así mismo, se limitó el uso de camiones de vacío y cisternas solo para el transporte de diluyente, ya que en julio de 2011 se puso en servicio el oleoducto para entregar la producción temprana directamente en el Centro Operativo Morichal, donde es fiscalizada.

Para los años 2013, 2014, 2015 y 2016 se perforaron nueve, cinco, trece y nueve pozos respectivamente, para completar un total de 57 pozos durante el período 2007-2016 versus los 106 pozos contemplados en el Plan Original de Negocios.

Al cierre de diciembre de 2016, se tienen 35 pozos activos categoría 1 y 17 categoría 2, con una producción acumulada durante el período 2006-2016 de 40,4 MMBN de petróleo producido^[3].

3. Campo I

El Campo I inició las operaciones en el año 2011 con la perforación del pozo horizontal ILM-08, acumulando hasta el 31 de diciembre del 2016 un total de 4,9 MMBN de Petróleo producidos en el yacimiento OFIM ILM 1 el cual representa el único yacimiento en fase de desarrollo y se caracteriza por presentar mecanismo de producción combinados, gas en solución, empuje hidráulico activo y capa de gas. La gravedad de petróleo en este campo varía entre 9 a 15,5 grados API. El campo cuenta con un yacimiento inactivo ya que todavía no se tiene planificada su explotación, por no poseer las facilidades de superficie. Para el periodo 2018-2027 se tiene planificado perforar 6 localizaciones.

El campo I, está al sur del campo U, y éste a su vez se encuentra ubicado a 10 km

al sureste del pueblo de Temblador. Tiene aproximadamente un área de 117,82 km^[3]



Figura 2.10: Ubicación geográfica del campo I^[3]

El campo I fue descubierto en el año 1953, como parte de la campaña exploratoria ejecutada por la empresa Creole Petroleum Corporation. Su potencial de producción de hidrocarburos fue evaluado mediante la perforación de siete pozos, tres de los cuales fueron exploratorios entre los años 1953-1958, y cuatro pozos de avanzada en el año 1971, los cuales fueron abandonados después de su evaluación inicial.

Este campo no había sido desarrollado antes de su transferencia a la Empresa Mixta, por lo cual se encontraba inactivo. Durante el año 2011 se activó el campo mediante la perforación del pozo ILM-08, a pesar de no contar con instalaciones de producción en superficie.

Al cierre del año 2016 se encuentran siete pozos activos categoría 1 y tres pozos categoría 2 de un total de 21 pozos existentes, con una producción acumulada de 5,0 MMBN de Petróleo producido.

4. Campo TB

El Campo TB se encuentra en producción desde el año 1936, habiendo acumulado hasta el 31 de diciembre de 2016 un total de 152,8 MMBN de petróleo producido. Para el periodo 2018 – 2027 se tiene planificado perforar un total de 31 pozos,

visualizados en cuatro yacimientos considerados como los más prospectivos de acuerdo a las reservas remanentes, avance de los contactos de fluidos, nivel de certidumbre y ubicación del yacimiento en áreas pobladas. Estos yacimientos se ubican en el área Centro Oeste del Campo, en la cual se cuenta con facilidades de superficie para el transporte y manejo de los fluidos producidos. En cuanto a las causas principales de los yacimientos inactivos se tiene que no cuentan con las facilidades de superficie.

El campo TB se encuentra en el área mayor de Temblador, en la Cuenca Oriental de Venezuela, en los municipios Maturín y Libertador, estado Monagas aproximadamente a 100 km al sur de Maturín; borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene un área de aproximadamente 162,98 km.^[3]



Figura 2.11: Ubicación geográfica del campo TB^[3]

La exploración y desarrollo del campo, a lo largo de la historia, fue realizada en varias campañas, con un total de 135 pozos perforados entre 1936 y 1972.

En las últimas campañas realizadas entre los años 1996 y 2000 se perforaron veinte pozos. En el año 2008 la Empresa Mixta asumió la operación del campo TB e inició trabajos de RA/RC y servicios a pozos.

En el año 2009 se perforaron nueve pozos horizontales, lo que permitió incrementar la producción de 1500 BNPD a 8702 BNPD el 31 de diciembre 2009.

Al cierre del año 2010 se perforaron diez pozos, cinco adicionales en el año 2011, dos en el año 2012, dos en el año 2013, cinco en el año 2014, dos en el año 2015 y uno en el año 2016, para un total de 36 pozos durante el período 2007-2016, siendo 45 pozos los contemplados en el Plan Original de Negocios para ese período, lo cual representa un 80 % del cumplimiento de la campaña de perforación. Al 31 de diciembre de 2016, se tienen 25 pozos activos categorías 1 y 2, con una producción acumulada durante el período 2006-2016 de 26,3 MMBN de petróleo.

5. Campo T

El Campo T se encuentra en producción desde el año 1945, habiendo acumulado hasta el 31 de diciembre del 2016 un total de 56,8 MMBN de petróleo producido. El campo cuenta con un yacimiento inactivo ya que las reservas remanentes no sustentan los proyectos de inversión para perforar nuevos pozos horizontales. Para el periodo 2018-2027 se tiene planificado perforar 3 localizaciones.

El campo T se encuentra localizado en la Cuenca Oriental de Venezuela, en los municipios T estado Delta Amacuro y U estado Monagas, aproximadamente a 1 km de la ciudad de T, borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco, con una extensión de 73,51 km.^[3]



Figura 2.12: Ubicación geográfica del campo T^[3]

Desde el año 1992 hasta diciembre de 2005 se perforaron veinticuatro pozos horizontales, adicionalmente se perforó un pozo exploratorio sin resultados satisfac-

torios. En el campo T no se realizaron actividades de perforación en el periodo 2007-2016. El Plan de Desarrollo Original contemplaba la perforación de nueve pozos durante ese periodo.

Al 31 de diciembre de 2016 se cuenta con 15 pozos activos de un total de 121 pozos existentes. Presenta una producción acumulada durante el periodo 2006-2016 de 9,4 MMBN de petróleo producido.

6. Campo U

Se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, en los Municipios U y Libertador del sur del Estado Monagas, aproximadamente a 40 km al oeste de la ciudad de T; estado Delta Amacuro, borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene una extensión de 122,79 km.^[3]



Figura 2.13: Ubicación geográfica del campo U^[3]

Desde el año 1992 hasta diciembre del año 2016 se han perforado un total de ciento ochenta y nueve pozos. En el periodo 1992 - 2006 se perforaron 174 pozos de los cuales nueve son verticales, sesenta y cinco direccionales, ochenta y cinco horizontales y quince de reentradas. En el año 2008 fueron perforados cinco pozos de desarrollo horizontales; en la campaña del 2009 se perforaron ocho pozos de desarrollo horizontales y cuatro pozos adicionales durante el 2010 y 2011. En total durante para el periodo 2007-2016 se perforaron 21 pozos de los 34 contemplados

en el Plan Original para ese periodo. Al 31 de diciembre de 2016 se tienen cuarenta y cuatro pozos activos categorías 1, de un total de 198 pozos, con una producción acumulada durante el período 2006-2016 de 33,3 MMBN de petróleo producido.

2.6.3. Descripción Geológica

1. Marco Estructural Campo B

El campo B está ubicado en la Subcuenca de Maturín, a lo largo del marco tectónico conformado por la estructura mayor de TB que incluye los campos S, TB y los de la Unidad Monagas Sur. Los esfuerzos tensionales han originado sistemas de fallas normales paralelas al rumbo regional, teniendo longitudes mayores de 10 Km. La falla de U, responsable del entrampamiento de los hidrocarburos en el campo B, tiene una longitud mucho mayor y un desplazamiento vertical promedio entre 250' y 450', de acuerdo con la interpretación sísmica 3D. Esta falla se extiende verticalmente desde el basamento hasta las Formaciones las Piedras y Mesa y posiblemente, se haya generado en el Mioceno Tardío, durante la depositación de la secuencia correspondiente a la Formación Freites.

La estructura del campo B corresponde a un homoclinal con un rumbo aproximado de N 70° E y buzamiento suave hacia el noreste no mayor de 5°. También se observan una serie de fallas normales secundarias, con rumbo aproximado oeste-este, las cuales son en su mayoría fallas de ajuste de la falla principal. Este conjunto de fallas juega un papel importante en el entrampamiento de los hidrocarburos en este campo.

2. Marco Estructural Campo S

La estructura regional ha sido descrita como un homoclinal con rumbo N65°-87°E y buzamiento regional 2°-6° al norte; afectada por dos sistemas de fallas normales con rumbos diferentes (N94° a 133° y N25°) y buzamiento norte, que definen bloques estructurales de forma romboidal, en cuya porción más somera frecuentemente se desarrollan pliegues anticlinales limitados por las fallas normales.

3. Marco Estructural Campo I

En general, los campos petrolíferos ubicados en las cercanías del campo I se caracterizan por ser alineados en dirección este-oeste, por ser estrechos en la dirección norte-sur y por presentar acumulaciones de petróleo en las areniscas del Mioceno tardío de la Formación Oficina. Otra característica común es que el entrapamiento de crudo ocurre principalmente contra fallas normales que buzanan hacia el sur. La gravedad del petróleo en este campo varía entre 15° API y menos de 10° API, con una tendencia de ser más pesados hacia el sur.

4. Marco Estructural Campo TB

Este campo está localizado en el flanco Sur de la Cuenca Sedimentaria de Oriente. Estructuralmente, el campo TB está ubicado sobre un homoclinal de buzamiento Norte, en el cual los estratos de las formaciones petrolíferas buzanan con un ángulo de dos a cuatro grados hacia el Norte, en dirección de la cuenca.

La acumulación está localizada a lo largo del bloque norte de la gran falla de TB, de rumbo noreste y buzamiento sur. Además de esa falla y en su lado norte se encuentran fallas secundarias transversales, que forman una serie alineada de culminaciones que se prolongan en un declive hacia el Este. Las trampas que limitan las acumulaciones son de tipo combinado, en la mayoría de los casos, de acunamientos laterales de los cuerpos arenosos con las fallas del área.

5. Marco Estructural Campo T

El campo T está conformado por dos estructuras tipo homoclinal con rumbo N70°E y buzamiento suave de 3°-5° hacia el N-NE interceptado por una falla normal principal de rumbo OSO-ENE con desplazamiento vertical promedio entre 250' y 450' y buzamiento hacia el Sur. También se observa una serie de fallas normales secundarias, las cuales juegan, al igual que la falla principal, un rol importante en el entrapamiento de hidrocarburos.

6. Marco Estructural Campo U

El campo U está ubicado en el flanco sur de la cuenca de Maturín. La estructura corresponde a un homoclinal con rumbo aproximado Este-Oeste y buzamiento de 4° a 6° al Norte, el cual está controlado por una falla normal, con dirección SW-NE y buzamiento hacia el sur, quedando el bloque levantado hacia el norte. El desplazamiento de esta falla oscila alrededor de 400 pies. Existen fallas secundarias normales, que dividen el campo transversalmente en varios bloques estructurales, y en algunos casos éstas sirven de cierre lateral de los yacimientos.

2.6.4. Estado Actual de los Pozos Categoría 3

La empresa mixta cuenta con un total de 199 pozos categoría 3 los cuales presentan un 33 por ciento del total de los pozos.

Se contempló un total de 117 reacondicionamientos durante el periodo 2007-2025, sin embargo, no se cuenta con un calendario anual de las actividades de RA/RC planificadas.

En el plan de trabajo 2017 fueron sometidas ante el MPPP un total de 14 localizaciones, los cuales fueron permitidos en su totalidad y cuatro trabajos de reacondicionamiento. Actualmente, han sido trabajadas cuatro localizaciones con permiso de aprobación correspondiente a los años 2013 y 2016, dos localizaciones aprobadas en el año 2013 y dos en el año 2016.

Tabla 2.4: RA/RC ejecutados por año^[3]

Año	RA/RC Aprobados	RA/RC ejecutados
2008	0	0
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	1
2013	0	1
2014	2	0
2015	0	2
2016	4	0
2017	4	0
TOTAL	10	4

Capítulo 3

Metodología

El propósito es presentar una metodología para la selección de pozos candidatos a reacondicionamiento, basada en proceso de toma de decisiones AHP. El diagrama de la metodología está representado en la Figura 3.1

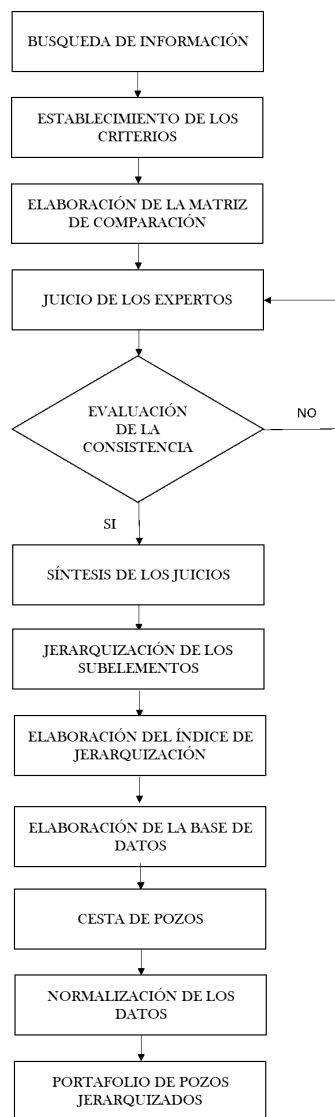


Figura 3.1: Esquema de la metodología desarrollada

El método de Análisis Jerárquico Analítico (AHP), es un algoritmo diseñado para cuantificar juicios u opiniones gerenciales, sobre la importancia relativa de cada uno de los criterios en conflicto, empleados en el proceso de toma de decisión, la misma que permite realizar un estudio breve para identificar oportunidades de incremento de producción, lo cual es una ventaja que permite el adelanto de actividades mismas que se traducen en ganancias económicas para cualquier empresa.

3.1. Recopilación de la Información Disponible de los Pozos a Estudiar

Este es un elemento básico para la toma de decisión. Es necesario identificar la cantidad y calidad de información requerida para el proceso de selección. Esta información puede ser de índole técnica, económica y la dada por la experiencia y los conocimientos de los participantes en el proyecto. Puede darse el caso que en el proceso de aplicación del modelo jerárquico surja la necesidad o interés por parte de los participantes de disponer de información nueva o complementaria de la que es suministrada por las empresas. En ese caso se debe analizar la pertinencia de la misma, el tiempo y el proceso requerido para disponer de esa información adicional y poder continuar el proceso de toma de decisión.

Se utilizaron fuentes primarias y secundarias. Dentro de las fuentes primarias se encuentra toda la información referente al Campo y a los sistemas de producción que están actualmente operando. Dentro de las fuentes secundarias se utilizó información contenida en los textos, trabajos de investigación, revistas y documentos de la empresa que sustentaron la investigación.

Para la adquisición de datos e información se realizaron constantes visitas al Ministerio Popular de Petróleo. La tabulación de la información se realizó a través de los programas Microsoft Excel.

Se realizó un conjunto de entrevistas con los ingenieros, técnicos y especialistas de los proyectos de RA/RC pertenecientes al Ministerio, con la finalidad de obtener datos sobre los criterios relevantes en la toma de decisión.

Luego se realizó un reconocimiento y valoración de la información disponible, lo que conllevó a entender que era necesario hacer una selección de criterios y concentrar todo el esfuerzo en el diseño de una metodología acorde a las necesidades.

3.2. Establecimiento de los Criterios

1. Definición de los participantes: Se define el equipo de trabajo que se conforma por las personas directamente involucradas en la coordinación de los proyectos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Este equipo de trabajo es el responsable de identificar cuidadosamente los actores que deben participar en el proceso de toma de decisión. Deben quedar resueltas preguntas como: quiénes, cuántos, el nivel de educación requerido, por qué deben formar parte del proceso, ya sea por su conocimiento de la situación problema o, porque representan a un grupo de interés
2. Selección de criterios globales y de evaluación: Son las dimensiones relevantes que afectan significativamente a los objetivos y deben expresar las preferencias de los implicados en la toma de decisión. Se deben incluir aspectos vitales cuantitativos y cualitativos a tener en cuenta en la toma de decisión. Normalmente hay aspectos cualitativos que pueden incidir fuertemente en la decisión, para definirles algún esquema de medición que revele su grado de aporte en el proceso de toma de decisión.
3. Selección de criterios específicos o subelementos: En este paso es determinar cuáles van a ser los subelementos de los criterios de primer nivel a valorar, estos deben representar al problema de la forma más completa posible y deben identificar los atributos que contribuyen a la solución. Los criterios deben poder medirse y cuantificar, de lo contrario no podrían utilizarse para este método. Los criterios podrán ser tanto criterios medibles numéricamente como criterios medibles subjetivamente, donde se emplearán escalas de comparación.
4. Árbol de jerarquías: Una de las partes más relevantes del AHP, consiste en la estructuración de la jerarquía del problema, etapa en la cual el grupo

decisor involucrado debe lograr desglosar el problema en sus componentes relevantes. Esto consiste en elaborar una representación gráfica del problema en términos de la meta global, los criterios y los subelementos de decisión. Esta gráfica recibe el nombre de árbol de Jerarquías y tiene como meta ilustrar la jerarquía para el problema.

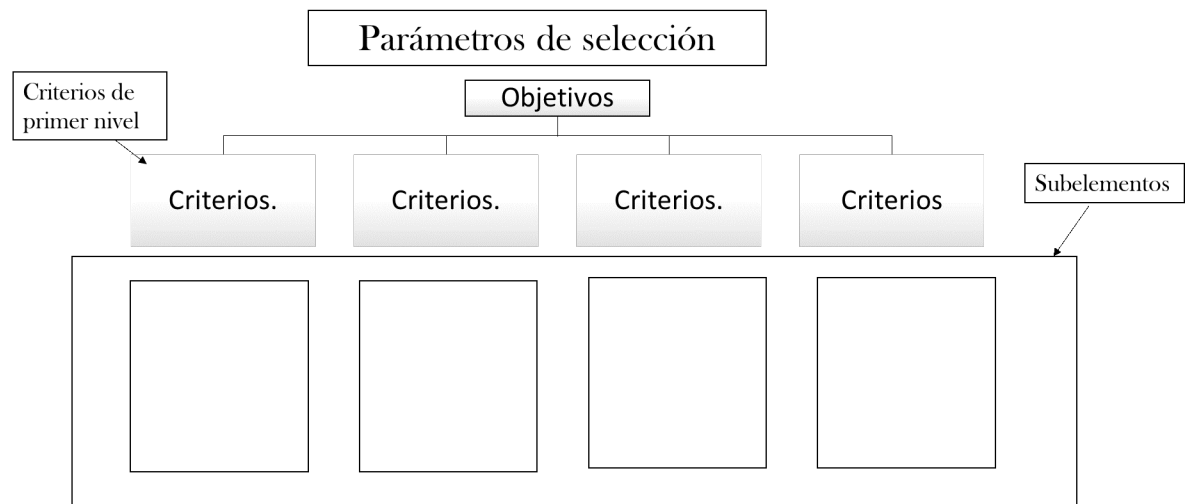


Figura 3.2: Construcción del árbol de jerarquía

La construcción de arriba hacia abajo se inicia con la identificación de los criterios más globales, es decir desde lo más general hasta lo más particular. De esta manera, todos los aspectos generales recopilados en la definición del problema están presentes en ese primer nivel a manera de criterios.

3.3. Construcción de la Matriz de Rangos

Esta metodología se basa en lo que Thomas Saaty describe como los Principios del Pensamiento Analítico. Plantea que los humanos tienen la capacidad de percibir cosas e ideas, identificarlas y luego comunicarlas. Más en detalle, el subconsciente crea una estructura de los problemas complejos separándolo en las partes que lo constituyen, luego percibe las relaciones entre las partes y finalmente es capaz de discriminar entre ambas, mediante juicios que reflejan sus preferencias. Esto es extrapolado al campo racional de la toma de decisiones, dando origen al AHP.

Una vez que se ha determinado la jerarquía que representa la toma de decisión, los elementos de un mismo nivel deben compararse de a pares según una de las variables dadas por el nivel inmediatamente superior. Esta comparación designa valores numéricos a juicios subjetivos sobre la preponderancia relativa de un elemento sobre el otro de acuerdo una escala propuesta por el método AHP para la comparación pareada. Respondiendo esta pregunta para cada par de criterios se obtendrá una matriz de juicios, en cuyas celdas se incluyen los números que representan esa preponderancia relativa de un elemento sobre otro.

El objetivo de esta etapa consiste en construir una matriz para medir la importancia que el decisor le asigna a cada uno de los criterios. Esto se realiza mediante comparaciones pareadas, es decir, se compara cada criterio i con cada criterio o alternativa j . Se utiliza una escala con valores del 1 al 9 para calificar las preferencias relativas de los elementos mostrada en la Tabla 2.3.

Una vez definida la escala de los valores de comparación se procede a la construcción de una matriz, que permite el cálculo ponderación de cada uno de los criterios y subelementos en los juicios emitidos por los expertos. Es una matriz cuadrada que contiene las comparaciones pareadas.

Para la construcción de la matriz deben tenerse en cuenta los siguientes axiomas:

- Axioma de reciprocidad: Si A es una matriz de comparaciones pareadas entonces se cumple que si $a_{ij}=x$ entonces $a_{ji}=1/x$ con $1/9 \leq x \leq 9$. Por la propiedad de Reciprocidad solo se necesitan $n(n-1)/2$ comparaciones
- Axioma de homogeneidad: Los elementos que se comparen entre sí deben ser del mismo orden de magnitud y jerarquía.
- Axioma de independencia: Cuando el decisor realiza las comparaciones, se está suponiendo que los criterios no tienen dependencia con las propiedades de los diferentes subelementos.
- Axioma de las expectativas: Para el propósito de la toma de una decisión, se asume que la jerarquía es completa.

3.4. Juicio de los Expertos

Se diseñó un instrumento de recolección de información que permitió conocer los factores de decisión más significativos que tienen en cuenta los criterios más importantes en cuanto a la toma de decisión en el portafolio de pozos a rehabilitar. Esta elección obedece entre otras razones, al hecho de que estos expertos tienen experiencia en el campo laboral de los proyectos de sometidos al Ministerio.

Este instrumento es una encuesta diseñada específicamente de acuerdo a los criterios y subelementos seleccionados para este caso en específico. Es preciso llevar a cabo una seria y cuidadosa planeación de la aplicación de la misma. Es necesario establecer el tiempo con el cual se dispone para llevar a cabo el proceso de decisión.

Se buscó que los participantes tuviesen una comprensión del método y su filosofía y así mismo lograr homogeneidad en el lenguaje para la definición del objetivo, la construcción y evaluación del modelo. Por ejemplo, en lo concerniente a los términos a utilizar para que todos los participantes entendieran lo mismo, conceptos como objetivo, criterio, subelemento, así como el significado de los valores de la escala a utilizar para evaluar el modelo.

3.5. Evaluación de la Consistencia

Una consideración importante en términos de la calidad de la decisión final se refiere a la consistencia de los juicios que muestra el tomador de decisiones en el transcurso de la serie de comparaciones pareadas. Se debe tener presente que la consistencia perfecta es muy difícil de lograr y que es de esperar cierta inconsistencia en casi cualquier conjunto de comparaciones pareadas, después de todo son juicios rendidos por seres humanos.

El AHP ofrece un método para medir el grado de consistencia entre las opiniones pareadas que proporciona el decisor. Si el grado de consistencia es aceptable, puede continuarse con el proceso de decisión. Si el grado de consistencia es inaceptable, quien toma las decisiones debe reconsiderar y posiblemente modificar sus juicios sobre las comparaciones pareadas antes de continuar con el análisis.

Para determinar si un nivel de consistencia es o no “razonable”, necesitamos desarrollar una medida cuantificable para la matriz de comparación, para ello se realiza el siguiente procedimiento:

- Calcular la suma de cada uno de los elementos de la columna, para lo cual se tabula en una matriz los juicios de los expertos.

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.
Factores económicos.	1,00	1/5	1/3	3,00
Factores de yacimientos	5,00	1,00	3,00	5,00
Factores de producción.	3,00	1/3	1,00	3,00
Factores operacionales	1/3	1/5	1/3	1,00

Figura 3.3: Ejemplo de matriz de juicios

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.
Factores económicos.	1,00	0,20	0,33	3,00
Factores de yacimientos	5,00	1,00	3,00	5,00
Factores de producción.	3,00	0,33	1,00	3,00
Factores operacionales	0,33	0,20	0,33	1,00
Σ	9,33	1,73	4,67	12,00

Figura 3.4: Sumatoria de las columnas

- Construir una matriz normalizada que se logra dividiendo cada elemento de la matriz de comparación entre la suma de su columna respectiva.

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.
Factores económicos.	1,00/	0,20/	0,33/	3,00/
Factores de yacimientos	5,00/	1,00/	3,00/	5,00/
Factores de producción.	3,00/	0,33/	1,00/	3,00/
Factores operacionales	0,33/	0,20/	0,33/	1,00/
Σ	9,33	1,73	4,67	12,00

Figura 3.5: Calculo de la matriz normalizada

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.
Factores económicos.	0,107142857	0,115384615	0,071428571	0,25
Factores de yacimientos	0,535714286	0,576923077	0,642857143	0,416666667
Factores de producción.	0,321428571	0,192307692	0,214285714	0,25
Factores operacionales	0,035714286	0,115384615	0,071428571	0,083333333

Figura 3.6: Matriz normalizada

- Con esta matriz, se obtiene el vector de prioridad del criterio al promediar los valores de las filas. Este procedimiento se repite para todos los criterios y también se realiza para comparar los criterios entre sí.

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.	Vector
Factores económicos.	0,107142857	0,115384615	0,071428571	0,25	0,13598901
Factores de yacimientos	0,535714286	0,576923077	0,642857143	0,416666667	0,54304029
Factores de producción.	0,321428571	0,192307692	0,214285714	0,25	0,24450549
Factores operacionales	0,035714286	0,115384615	0,071428571	0,083333333	0,0764652

Figura 3.7: Calculo del vector prioridad

- Este vector se multiplica matricialmente con la matriz de comparaciones original y se calcula Nmax.

	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.		Vector	Vector Nmax
Factores económicos.	1,00	1/5	1/3	3,00	X	0,13598901	0,55549451
Factores de yacimientos	5,00	1,00	3,00	5,00		0,54304029	2,33882784
Factores de producción.	3,00	1/3	1,00	3,00		0,24450549	1,06288156
Factores operacionales	1/3	1/5	1/3	1,00		0,0764652	0,31190476

Figura 3.8: Vector de elementos Nmax

Que se logra con la sumatoria de los elementos del Vector Nmax

Vector Nmax
0,55549451
2,33882784
1,06288156
0,31190476
$\sum Nmax$ 4,269108669

Figura 3.9: Nmax

- IA es el índice de consistencia aleatoria de la matriz de comparaciones pareadas generada en forma aleatoria. Se puede mostrar que el IA depende del número de elementos que se comparan, y asume los valores mostrados en la Figura 2.4.
- Se calcula la razón de consistencia. Esta razón o cociente está diseñado de manera que los valores que exceden de 0,10 son señal de juicios inconsistentes; es probable que en estos casos el tomador de decisiones desee reconsiderar y modificar los valores originales de la matriz de comparaciones pareadas. Se considera que los valores de la razón de consistencia de 0,10 o menos son señal de un nivel razonable de consistencia en las comparaciones pareadas.

3.6. Síntesis de los Juicios

Una vez realizada la totalidad de comparaciones se obtiene el resultado final consensuado: ordenamiento de las alternativas. Este resultado está basado entonces, en las prioridades, en la emisión de juicios y evaluación hecha a través de las comparaciones de los componentes del modelo jerárquico, llevada a cabo por los actores.

Una vez que se elabora la matriz de comparaciones pareadas se puede calcular lo que se denomina prioridad de cada uno de los elementos que se comparan. A esta parte del AHP se le conoce como sintetización. El proceso matemático preciso que se requiere para realizar tal sintetización implica el cálculo de promedios de los juicios emitidos por los expertos.

3.7. Jerarquización de los Criterios y Subelementos

El AHP logra combinar todos los juicios u opiniones en un todo, en el cual las alternativas quedan organizadas desde la mejor hasta la peor.

El AHP permite entonces, deducir los pesos que reflejan las percepciones y valores propuestos con mucha precisión. Las prioridades deducidas para cada faceta del complejo problema que está en estudio, serán sintetizadas para obtener prioridades generales y una ordenación de los criterios.

3.8. Elaboración del índice de Jerarquización

Para la estimación cuantitativa de un índice de Jerarquización se busca maximizar los parámetros que incrementan los beneficios y minimizar los parámetros que aumentan los riesgos, para lo cual se diseñó una estrategia matemática para el cálculo de los índices de jerarquización. Una vez jerarquizados los criterios y sus subelementos de acuerdo a su peso y ponderación, cada uno de ellos será multiplicado por el dato del pozo. Siguiendo la fórmula matemática descrita a

continuación:

$$IJ = \frac{VM}{Vm} \quad (3.1)$$

Donde:

IJ= Índice de jararquía(Adimensional)

VM= Factores a maximizar(Adimensional)

Vm= Factores a minimizar (Adimensional)

3.9. Elaboración de la Base de Datos

Existe una enorme cantidad de información disponible que se ha recolectado a lo largo de toda la vida productiva; por ello este paso en el flujo de trabajo consiste en la selección y organización de la información disponible.

La administración de los datos de los pozos es una actividad primordial en los procesos de producción de los pozos. Estos datos y la información generada a partir de ellos, son vitales para la toma de decisiones tácticas y estratégicas que afectan la eficiencia de los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento. De allí la importancia de la gerencia del dato.

A partir de la base de datos, se obtiene toda la información necesaria para los distintos procesos considerados en la metodología. Esta metodología considera almacenar toda la información disponible en la herramienta de uso profesional Excel, para su utilización y análisis.

La metodología propone una plantilla que requerirá de información de una serie de variables claves asociadas a los pozos categoría 3, las cuales ayudarán a establecer los parámetros de selección. Esta etapa de la metodología, básicamente consiste en recopilar y analizar los datos existentes de los pozos categoría 3, desde su contexto de yacimientos hasta sus condiciones de superficie, que ayuden a realizar un análisis integral de las anomalías de producción existente. La calidad y cantidad de la información disponible es de suma importancia para el éxito de esta metodología, ya que permite dimensionar la problemática de la productividad de los pozos.

Esta es una lista general de información deseable, por experiencia, no toda estará

siempre disponible. La disponibilidad o no de toda la información, lo que no será impedimento para aplicar la metodología. El impacto estará reflejado en la certidumbre de los datos disponibles, la cual aumenta o disminuye dependiendo de la disponibilidad de dicha información. En ese sentido la metodología contempla recomendar la adquisición de información.

3.10. Selección de la Cesta de Pozos

No existe un criterio de selección universal que se pueda aplicar para todas las situaciones, por lo que esta selección debe ajustarse a cada necesidad o condición particular. La selección apropiada de pozos candidatos a ser reacondicionados y/o rehabilitados conduce a reducir costos, maximiza la probabilidad de éxito de la metodología.

Básicamente se seleccionaron una cesta de 30 pozos de la categoría 3 existentes en los campos para que representaran cada una de las problemáticas con que cuentan el resto de los pozos inactivos.

3.11. Portafolio de Pozos Jerarquizados

Como parte de la última etapa de la metodología se presentan en forma jerárquica los pozos candidatos a los proyectos reactivación y reacondicionamiento una vez que los resultados han sido validados. La estrategia final es optimizar el portafolio de pozos a reactivar, para lo cual se seguiría la metodología de optimización multicriterio que presenta en el TEG.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos durante la realización del presente Trabajo Especial de Grado, generados a partir de la aplicación de la metodología presentada en el Capítulo 3, así como también el análisis de los mismos.

Del análisis de la información recolectada de los campos se obtuvieron los parámetros que permitieron ponderar mediante los juicios emitidos por los expertos, los cuales son relevantes en la toma de decisión de los proyectos de RA/RC sometidos ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo.

Se realizaron en total 10 encuestas, en donde el elemento muestral fue cada uno de los ingenieros encargados del análisis y evaluación de proyectos de hidrocarburos en el MPPP. La información de las encuestas realizadas se tabuló en un aplicativo para el análisis del método AHP, diseñado en Excel, por medio del cual, se comprobó la validez de los juicios realizados por los expertos.

A continuación, se presentan los resultados globales obtenidos de la comparación de los criterios de primer nivel y de los subelementos generados por las opiniones de cada uno de los expertos.

4.1. Establecimiento de los Criterios

4.1.1. Selección de Criterios y Subcriterios de Evaluación

Para la construcción del Árbol de Complejidad se tomó en cuenta la opinión de expertos, directores y coordinadores de diferentes áreas del Ministerio Popular de Petróleo específicamente del Viceministerio de Hidrocarburos, que, de acuerdo a sus necesidades se logró desglosar el problema en sus componentes relevantes.

Se diseñó un instrumentó de recolección de información que permitió conocer los factores de decisión más significativos que tienen en cuenta los criterios más importantes en cuanto a la toma decisión en el portafolio de pozos a rehabilitar. Esta elección obedece entre otras razones, al hecho de que estos directores y coordinadores tiene experiencia en el campo laboral de los proyectos de sometidos al Ministerio.

En cuanto a las dimensiones relevantes que afectan significativamente a la toma de decisión se establecieron 4 criterios principales:

- Factores económicos.
- Factores de yacimientos.
- Factores de producción.
- Factores operacionales.

A partir de aquí se comenzó el diseño de un árbol de análisis expresado en la siguiente Figura 4.1.

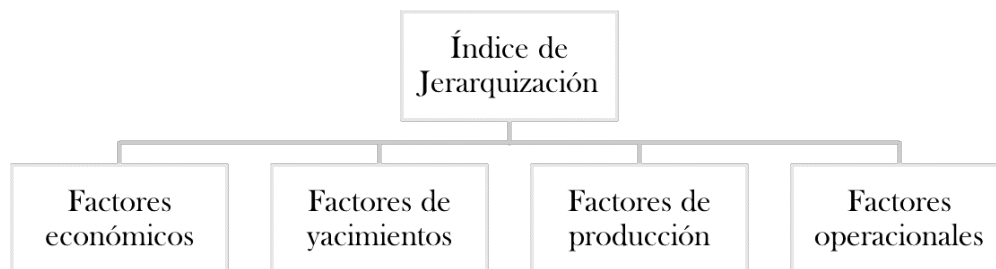


Figura 4.1: Diseño de árbol de jerarquías

Esta Figura muestra el primer nivel del modelo diseñado para árbol de análisis el cual muestra los 4 factores principales en la toma de decisiones, los cuales de acuerdo a sus características agregan mayor o menor peso.

Cada uno de estos elementos contiene a su vez subelementos que contribuyen a su vez en el proceso de la toma de decisiones, en resumen, el árbol de análisis se estructura en tres niveles, el primer nivel será el índice de jerarquización, en el segundo nivel estarán definidos los criterios de primer nivel siguiendo una estructura

jerárquica descendente desde 4 factores principales desglosándose en subelementos de tercer nivel que permitirán, en un paso posterior, valorar las alternativas para cada criterio.

Quedando así el siguiente árbol de jerarquías mostado en la figura 4.2.

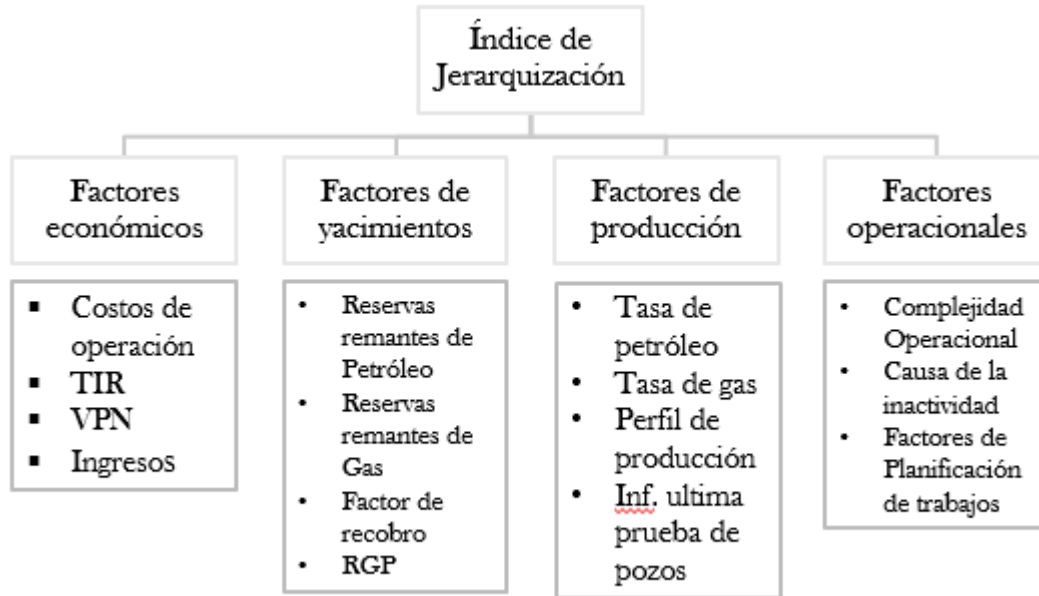


Figura 4.2: Árbol de jerarquías final

4.2. Construcción de la Matriz de Rangos

Para la construcción de la matriz el primer paso fue el establecimiento de las prioridades. El AHP utiliza comparaciones pareadas para establecer medidas de prioridad tanto para los criterios como para los sub elementos de decisión.

Para la determinación de la importancia relativa de los criterios y subelementos se deben comparar pares de un mismo nivel, estableciendo cuanto es más importante uno en relación al otro respecto al nivel superior que comparten, para ellos se utiliza la escala mostrada en la siguiente Tabla 5.1.

Tabla 4.1: Escala de comparación

Escala numérica	Escala verbal	Explicación
1	El elemento o subelemento contribuye de igual manera al peso sobre la decisión de rehabilitar un pozo	Los dos elementos contribuyen igualmente a la propiedad o criterio
3	El elemento o subelemento contribuye moderadamente al peso sobre la decisión de rehabilitar un pozo	El juicio y la experiencia previa favorecen levemente a un elemento frente al otro
5	El elemento o subelemento contribuye fuertemente al peso sobre la decisión de rehabilitar un pozo	El juicio y la experiencia previa favorecen notablemente a un elemento frente al otro
7	El elemento o subelemento contribuye muy fuertemente al peso sobre la decisión de rehabilitar un pozo	Un elemento domina fuertemente. Su dominación está probada en la práctica
9	El elemento o subelemento contribuye de manera extrema al peso sobre la decisión de rehabilitar un pozo	Un elemento domina al otro con el mayor orden de magnitud posible
2,4,6,8	Valores intermedios entre dos juicios adyacentes	Cuando es necesario expresarlo

Con esta información se dio pie al proceso de realizar las encuestas, se tabuló en un aplicativo para el análisis del método AHP, diseñado en Excel, para la posterior emisión de juicios de acuerdo a la escala anterior, la siguiente Figura muestra el formato de la encuesta.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos.	Factores de yacimientos	Factores de producción.	Factores operacionales.
Factores económicos.	1			
Factores de yacimientos		1		
Factores de producción.			1	
Factores operacionales.				1
Comentarios				
FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1			
TIR		1		
VPN			1	
Ingresos estimados				1
Comentarios				
FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1			
Reservas remantes de Gas		1		
Factor de recobro			1	
RGP				1
Comentarios				
FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. ultima prueba de pozos
Tasa de petróleo	1			
Tasa de gas		1		
Perfil de producción			1	
Inf. ultima prueba de pozos				1
Comentarios				
FACTORES DE OPERACIONALES.				
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de	
Complejidad Operacional	1			
Causa de la inactividad		1		
Factores de Planificación de trabajos			1	
Comentarios				

Figura 4.3: Encuesta para las comparaciones

Se realizaron en total 10 encuestas, en donde el elemento muestral fue personal

capacitado y con experiencia en la toma de decisiones de los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento, cada persona expresa su preferencia haciendo la pregunta apropiada mediante los criterios de importancia, asignando un valor numérico, el cual se mide la intensidad de su preferencia.

Después de haber realizado las comparaciones de todos los factores, estas matrices fueron normalizadas, es decir, se dividió cada término de la matriz sobre la suma de sus columnas, y se obtuvo una matriz de comparación. Con esta matriz, se obtuvo el vector de prioridad del criterio al promediar los valores de las filas. Este procedimiento se repitió para todos los juicios emitidos por el personal experto y se obtiene el resultado final consensuado: ordenamiento de las alternativas.

Este resultado está basado entonces, en las prioridades, en la emisión de juicios y evaluación hecha a través de las comparaciones de los componentes del modelo jerárquico, llevada a cabo por los expertos.

4.3. Ponderación de los Criterios y Subelementos a través del Juicio de los Expertos

Una vez se han definido los criterios, se realiza el análisis por pares, es decir, se comparan cada uno de los criterios frente a cada uno de los criterios restantes de manera biunívoca, es decir, par a par. Es claro que en este proceso intervino el personal capacitado y con experiencia en el tema. Se seleccionaron 10 ingenieros que participan directamente en la evaluación de las actividades de RA/RC, cada una de sus opiniones constituye un elemento que influye en el resultado global, puesto que es obtenido de la integración de los mismos. Es por ello, que a continuación se presentan y analizan individualmente los resultados generados por cada uno de los miembros de la mesa de trabajo establecida para las evaluaciones que involucra este estudio.

4.3.1. Experto 1

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel, respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 1 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura 4.4.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,33	0,33	0,50
Factores de yacimientos	3,00	1,00	1,00	3,00
Factores de producción	3,00	1,00	1,00	0,33
Factores operacionales	2,00	0,33	3,00	1,00

Figura 4.4: Juicio del experto 1

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.2: Ponderación del experto 1

Factores de yacimientos	37,91 %
Factores operacionales	27,92 %
Factores de producción	24,12 %
Factores económicos	10,05 %

Mostrando una preferencia sobre los factores de yacimientos de 37,91 %, de 27,92 % sobre los factores operacionales, 24,12 % sobre los factores de producción y 10,05 % sobre los factores económicos. Este comportamiento se debe a que en la ponderación de los criterios el experto le atribuye mayor importancia a las características de los yacimientos los cual incluye los

subelementos de reservas remanentes de petróleo, reservas de gas, factor de recobro y RGP.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 1 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.5.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	1,00	1,00	0,20
TIR	1,00	1,00	1,00	0,33
VPN	1,00	1,00	1,00	0,33
Ingresos estimados	5,00	3,00	3,00	1,00

Figura 4.5: Jucio económico del experto 1

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.3: Ponderación económica del experto 1

Ingresos estimados	54,02 %
TIR	15,92 %
VPN	15,92 %
Costos de operación y mantenimientos	14,14 %

Mostrando una preferencia de 54,02 % hacia los ingresos estimados, 15,92 % al TIR y al VPN y 14,14 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 1 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.6.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	5,00	3,00	3,00
Tasa de gas	0,20	1,00	0,20	0,20
Perfil de producción	0,33	5,00	1,00	0,33
Inf. última prueba de pozos	0,33	5,00	3,00	1,00

Figura 4.6: Juicio de los factores de yacimiento del experto 1

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.4: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 1

Reservas remantes de Petróleo	48,22 %
Factor de recobro	23,43 %
Reservas remantes de Gas	15,22 %
RGP	13,13 %

Mostrando una preferencia de 48,22 % a las reservas remantes de petróleo, 23,43 % al factor de recobro, 15,22 % a las reservas remantes de gas y 13,13 % al RGP.

4. Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 1 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.7.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	5,00	3,00	3,00
Reservas remantes de Gas	0,20	1,00	0,20	3,00
Factor de recobro	0,33	5,00	1,00	1,00
RGP	0,33	0,33	1,00	1,00

Figura 4.7: Jucio de producción del experto 1

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.5: Ponderación de producción del experto 1

Tasa de petróleo	48,17 %
Inf. última prueba de pozos	28,21 %
Perfil de producción	17,59 %
Tasa de gas	6,04 %

Mostrando una preferencia de 48,17 % a la tasa de petróleo estimada, 28,21 % a la información suministrada por la última prueba de pozo, 17,59 % a la disponibilidad del perfil de producción y 6,04 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 1 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.8.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	3,00	0,11
Causa de la inactividad	0,33	1,00	0,11
Factores de Planificación de trabajos	9,00	9,00	1,00

Figura 4.8: Juicio de operación experto 1

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.6: Ponderación de operación del experto 1

Causa de la inactividad	6,67 %
Factores de Planificación de trabajos	79,38 %
Complejidad Operacional	13,95 %

Mostrando una preferencia de 79,38 % a los factores de planificación de los trabajos, 13,95 % a la complejidad operacional y 6,67 % a la causa de la inactividad.

4.3.2. Experto 2

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel, respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 2 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura

4.9

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,20	0,20	0,33
Factores de yacimientos	5,00	1,00	0,50	0,50
Factores de producción	5,00	2,00	1,00	3,00
Factores operacionales	3,00	2,00	0,33	1,00

Figura 4.9: Juicio del experto 2

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.7: Ponderación del experto 2

Factores de producción	46,35 %
Factores operacionales	24,24 %
Factores de yacimientos	22,47 %
Factores económicos	6,93 %

Mostrando una preferencia de 46,36 % sobre los factores de producción, 24,24 % sobre los factores operacionales, 22,47 % sobre los factores de yacimiento y 6,93 % a los factores económicos.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 2 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.10.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	0,20	0,14	0,14
TIR	5,00	1,00	0,14	5,00
VPN	7,00	7,00	1,00	9,00
Ingresos estimados	7,00	0,20	0,11	1,00

Figura 4.10: Jucio económico del experto 2

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.8: Ponderación económica del experto 2

VPN	62,34 %
TIR	20,04 %
Ingresos estimados	12,98 %
Costos de operación y mantenimientos	4,64 %

Mostrando una preferencia de 62,34 % al VPN, 20,04 % al TIR, 12,98 % hacia los ingresos estimados y 4,64 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 2 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.11.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	5,00	1,00	5,00
Reservas remantes de Gas	0,20	1,00	1,00	1,00
Factor de recobro	1,00	1,00	1,00	3,00
RGP	0,20	1,00	0,33	1,00

Figura 4.11: Juicio de los factores de yacimiento del experto 2

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.9: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 2

Reservas remantes de Petróleo	46,04 %
Factor de recobro	28,54 %
Reservas remantes de Gas	15,21 %
RGP	10,21 %

Mostrando una preferencia de 46,04 % a las reservas remantes de petróleo, 28,54 % al factor de recobro, 15,21 % a las reservas remantes de gas y 10,21 % al RGP.

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 2 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.12.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	9,00	5,00	1,00
Tasa de gas	0,11	1,00	0,14	1,00
Perfil de producción	0,20	7,00	1,00	1,00
Inf. última prueba de pozos	1,00	1,00	1,00	1,00

Figura 4.12: Jucio de producción del experto 2

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.10: Ponderación de producción del experto 2

Tasa de petróleo	47,07 %
Inf. última prueba de pozos	21,96 %
Perfil de producción	21,64 %
Tasa de gas	9,34 %

Mostrando una preferencia de 47,07 % a la tasa de petróleo estimada, 21,96 % a la información suministrada por la última prueba de pozo, 21,64 % a la disponibilidad del perfil de producción y 9,34 % a la tasa de gas.

5. Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 2 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.13.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	3,00	0,20
Causa de la inactividad	0,33	1,00	7,00
Factores de Planificación de trabajos	5,00	0,14	1,00

Figura 4.13: Juicio de operación experto 2

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.11: Ponderación de operación del experto 2

Causa de la inactividad	38,26 %
Factores de Planificación de trabajos	31,53 %
Complejidad Operacional	30,21 %

Mostrando una preferencia de 38,26 % a la causa de la inactividad, 31,53 % a los factores de planificación de los trabajos y 30,21 % a la complejidad operacional.

4.3.3. Experto 3

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel, respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 3 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura

4.14.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,14	0,20	0,20
Factores de yacimientos	7,00	1,00	5,00	0,33
Factores de producción	5,00	0,20	1,00	0,20
Factores operacionales	5,00	3,00	5,00	1,00

Figura 4.14: Juicio del experto 3

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.12: Ponderación del experto 3

Factores operacionales	49,80 %
Factores de yacimientos	31,45 %
Factores de producción	13,21 %
Factores económicos	5,54 %

Mostrando una preferencia de 49,80 % sobre los factores operacionales, 31,45 % sobre los factores de yacimiento, 13,21 % sobre los factores de producción y 5,54 % sobre los factores económicos.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 3 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.15.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	0,20	0,20	1,00
TIR	5,00	1,00	1,00	1,00
VPN	5,00	1,00	1,00	3,00
Ingresos estimados	1,00	1,00	0,33	1,00

Figura 4.15: Jucio económico del experto 3

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.13: Ponderación económica del experto 3

VPN	40,60 %
TIR	32,26 %
Ingresos estimados	17,35 %
Costos de operación y mantenimientos	9,79 %

Mostrando una preferencia de 40,60 % al VPN, 32,26 % al TIR, 17,35 % hacia los ingresos estimados y 9,79 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 3 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obtenido una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.16.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remanes de Petróleo	Reservas remanes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remanes de Petróleo	1,00	7,00	5,00	7,00
Reservas remanes de Gas	0,14	1,00	0,33	1,00
Factor de recobro	0,20	3,00	1,00	5,00
RGP	0,14	1,00	0,20	1,00

Figura 4.16: Juicio de los factores de yacimiento del experto 3

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.14: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 3

Reservas remanes de Petróleo	63,04 %
Factor de recobro	22,37 %
Reservas remanes de Gas	7,55 %
RGP	7,04 %

Mostrando una preferencia de 63,04 % a las reservas remanes de petróleo, 22,37 % al factor de recobro, 7,55 a las reservas remanes de gas y 7,04 % al RGP.

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 3 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.17.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	5,00	3,00	5,00
Tasa de gas	0,20	1,00	1,00	5,00
Perfil de producción	0,33	0,20	1,00	5,00
Inf. última prueba de pozos	0,20	0,20	1,00	1,00

Figura 4.17: Jucio de producción del experto 3

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.15: Ponderación de producción del experto 3

Tasa de petróleo	54,27 %
Tasa de gas	18,77 %
Perfil de producción	17,57 %
Inf. última prueba de pozos	9,40 %

Mostrando una preferencia de 54,27 % a la tasa de petróleo estimada, 18,77 % a la tasa de gas, 17,57 % del perfil de producción y 9,40 % a la información suministrada por la última prueba de pozo.

5. Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 3 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.18.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	0,14	7,00
Causa de la inactividad	7,00	1,00	5,00
Factores de Planificación de trabajos	0,14	0,20	1,00

Figura 4.18: Juicio de operación experto 3

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.16: Ponderación de operación del experto 3

Causa de la inactividad	66,30 %
Complejidad Operacional	25,59 %
Factores de Planificación de trabajos	8,11 %

Mostrando una preferencia de 66,30 % a la causa de la inactividad, 25,59 % a la complejidad operacional y 8,11 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.4. Experto 4

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 4 tabuló los siguientes resultados mostrados en

la Figura 4.19.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,33	0,33	0,50
Factores de yacimientos	3,00	1,00	2,00	2,00
Factores de producción	3,00	0,50	1,00	3,00
Factores operacionales	2,00	0,50	0,33	1,00

Figura 4.19: Juicio del experto 4

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.17: Ponderación del experto 4

Factores de yacimientos	40,38 %
Factores de producción.	32,05 %
Factores operacionales.	17,03 %
Factores económicos.	10,55 %

Mostrando una preferencia de 40,38 % sobre los factores de yacimiento, 32,05 % sobre los factores de producción, 17,03 % sobre los factores operacionales y 10,55 % sobre los factores económicos.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 4 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.20.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	1,00	1,00	3,00
TIR	1,00	1,00	2,00	3,00
VPN	1,00	0,50	1,00	3,00
Ingresos estimados	0,33	0,33	0,33	1,00

Figura 4.20: Jucio económico del experto 4

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.18: Ponderación económica del experto 4

TIR	35,36 %
Costos de operación y mantenimientos	29,59 %
VPN	25,18 %
Ingresos estimados	9,86 %

Mostrando una preferencia de 35,36 % al TIR, 29,59 % a los costos de la operación y el mantenimiento, 25,18 % al VPN y 9,86 % hacia los ingresos estimados.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 4 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.21.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	1,00	5,00	3,00
Reservas remantes de Gas	1,00	1,00	0,33	1,00
Factor de recobro	0,20	3,00	1,00	5,00
RGP	0,33	3,00	0,20	1,00

Figura 4.21: Juicio de los factores de yacimiento del experto

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.19: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 4

Reservas remantes de Petróleo	39,63 %
Factor de recobro	27,68 %
Reservas remantes de Gas	16,77 %
RGP	15,93 %

Mostrando una preferencia de 39,63 % a las reservas remantes de petróleo, 27,68 % al factor de recobro, 16,77 % a las reservas remantes de gas y 15,93 % al RGP.

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 4 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.22.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	5,00	3,00	5,00
Tasa de gas	0,20	1,00	3,00	3,00
Perfil de producción	0,33	0,33	1,00	3,00
Inf. última prueba de pozos	0,20	0,33	0,33	1,00

Figura 4.22: Jucio de producción del experto 4

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.20: Ponderación de producción del experto 4

Tasa de petróleo	53,82 %
Tasa de gas	23,11 %
Perfil de producción	15,72 %
Inf. última prueba de pozos	7,35 %

Mostrando una preferencia de 53,82 % a la tasa de petróleo estimada, 23,11 % a la tasa de gas, 15,72 % del perfil de producción y 7,35 % a la información suministrada por la última prueba de pozo.

5. Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 4 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.23.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	3,00	7,00
Causa de la inactividad	0,33	1,00	7,00
Factores de Planificación de trabajos	0,14	0,14	1,00

Figura 4.23: Juicio de operación experto 4

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.21: Ponderación de operación del experto 4

Complejidad Operacional	62,27 %
Causa de la inactividad	31,13 %
Factores de Planificación de trabajos	6,60 %

Mostrando una preferencia de 62,27 % a la complejidad operacional, 31,13 % a la causa de la inactividad, y 6,60 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.5. Experto 5

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 5 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura 4.24.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	1,00	0,11	2,00
Factores de yacimientos	1,00	1,00	3,00	3,00
Factores de producción	9,00	0,33	1,00	3,00
Factores operacionales	0,50	0,33	0,33	1,00

Figura 4.24: Juicio del experto 5

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.22: Ponderación del experto 5

Factores de yacimientos	36,76 %
Factores de producción.	36,65 %
Factores económicos.	17,73 %
Factores operacionales.	8,86 %

Mostrando una preferencia de 36,76 % sobre los factores de yacimiento, 36,65 % sobre los factores de producción, 17,73 % sobre los factores económicos y 8,86 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 5 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.25.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	3,00	3,00	9,00
TIR	0,33	1,00	2,00	2,00
VPN	0,33	0,50	1,00	2,00
Ingresos estimados	0,11	0,50	0,50	1,00

Figura 4.25: Juicio económico del experto 5

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.23: Ponderación económica del experto 5

Costos de operación y mantenimientos	56,67 %
TIR	20,95 %
VPN	14,61 %
Ingresos estimados	7,77 %

Mostrando una preferencia de 56,67 % a los costos de la operación y el mantenimiento, 20,95 % al TIR, 14,61 % al VPN y 7,77 % hacia los ingresos estimados.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 5 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.26.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	2,00	9,00	5,00
Reservas remantes de Gas	0,50	1,00	2,00	2,00
Factor de recobro	0,11	0,50	1,00	2,00
RGP	0,20	0,50	0,50	1,00

Figura 4.26: Juicio de los factores de yacimiento del experto 5

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.24: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 5

Reservas remantes de Petróleo	56,80 %
Reservas remantes de Gas	22,15 %
Factor de recobro	11,66 %
RGP	9,39 %

Mostrando una preferencia de 56,80 % a las reservas remantes de petróleo, 11,66 % al factor de recobro, 22,15 % a las reservas remantes de gas y 9,39 % al RGP.

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 5 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.27.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	2,00	7,00	9,00
Tasa de gas	0,50	1,00	3,00	9,00
Perfil de producción	0,14	0,33	1,00	9,00
Inf. última prueba de pozos	0,11	0,11	0,11	1,00

Figura 4.27: Jucio de producción del experto 5

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.25: Ponderación de producción del experto 5

Tasa de petróleo	52,56 %
Tasa de gas	29,17 %
Perfil de producción	14,74 %
Inf. última prueba de pozos	3,53 %

Mostrando una preferencia de 52,56 % a la tasa de petróleo estimada, 29,17 % a la tasa de gas, 14,74 % del perfil de producción y 3,53 % a la información suministrada por la última prueba de pozo.

5. Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 5 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.28.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	7,00	9,00
Causa de la inactividad	0,14	1,00	9,00
Factores de Planificación de trabajos	0,11	0,11	1,00

Figura 4.28: Juicio de operación experto 5

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.26: Ponderación de operación del experto 5

Complejidad Operacional	71,14 %
Causa de la inactividad	23,70 %
Factores de Planificación de trabajos	5,16 %

Mostrando una preferencia de 71,14 % a la complejidad operacional, 23,70 % a la causa de la inactividad, y 5,16 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.6. Experto 6

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 6 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura 4.29.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,33	0,33	1,00
Factores de yacimientos	3,00	1,00	3,00	3,00
Factores de producción	3,00	0,33	1,00	3,00
Factores operacionales	1,00	0,33	0,33	1,00

Figura 4.29: Juicio del experto 6

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.27: Ponderación del experto 6

Factores de yacimientos	47,32 %
Factores de producción	28,27 %
Factores económicos	12,20 %
Factores operacionales	12,20 %

Mostrando una preferencia de 47,32 % sobre los factores de yacimiento, 28,27 % sobre los factores de producción, 12,20 % sobre los factores económicos y 12,20 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 6 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.30.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	0,33	0,33	1,00
TIR	3,00	1,00	1,00	0,20
VPN	3,00	1,00	1,00	0,25
Ingresos estimados	1,00	5,00	4,00	1,00

Figura 4.30: Jucio económico del experto 6

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.28: Ponderación económica del experto 6

Ingresos estimados	46,16 %
VPN	19,28 %
TIR	18,77 %
Costos de operación y mantenimientos	15,78 %

Mostrando una preferencia de 46,16 % hacia los ingresos estimados, 19,28 % al VPN, 18,77 % al TIR y 15,78 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 6 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.31.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	7,00	1,00	2,00
Reservas remantes de Gas	0,14	1,00	3,00	0,50
Factor de recobro	1,00	0,33	1,00	3,00
RGP	0,50	2,00	0,33	1,00

Figura 4.31: Juicio de los factores de yacimiento del experto 6

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.29: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 6

Reservas remantes de Petrleo	38,77 %
Factor de recobro	26,49 %
Reservas remantes de Gas	19,76 %
RGP	14,98 %

Mostrando una preferencia de 38,77 % a las reservas remantes de petrleo, 26,49 % al factor de recobro, 19,76 % a las reservas remantes de gas y 14,98 % al RGP.

- Subelementos de los factores de produccin: Mediante la emisin de juicios el experto 6 evalu los subelementos de los factores de produccin obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.32.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	7,00	3,00	1,00
Tasa de gas	0,14	1,00	0,33	1,00
Perfil de producción	0,33	3,00	1,00	0,33
Inf. última prueba de pozos	1,00	1,00	3,00	1,00

Figura 4.32: Jucio de producción del experto 6

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.30: Ponderación de producción del experto 6

Tasa de petróleo	42,41 %
Inf. última prueba de pozos	29,91 %
Perfil de producción	15,52 %
Tasa de gas	12,16 %

Mostrando una preferencia de 42,41 % a la tasa de petróleo estimada, 29,91 % a la información suministrada por la última prueba de pozo, 15,52 % al perfil de producción y 12,16 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 6 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.33.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	0,50	0,33
Causa de la inactividad	2,00	1,00	1,00
Factores de Planificación de trabajos	3,00	1,00	1,00

Figura 4.33: Juicio de operación experto 6

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.31: Ponderación de operación del experto 6

Factores de Planificación de trabajos	44,29 %
Causa de la inactividad	38,73 %
Complejidad Operacional	16,98 %

Mostrando una preferencia de 44,29 % a los factores de planificación de los trabajos, 38,73 % a la causa de la inactividad y 16,98 % a la complejidad operacional.

4.3.7. Experto 7

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 7 tabuló los siguientes resultados mostrados en

la Figura 4.34.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,33	0,50	3,00
Factores de yacimientos	3,00	1,00	1,00	2,00
Factores de producción	2,00	1,00	1,00	3,00
Factores operacionales	0,33	0,50	0,33	1,00

Figura 4.34: Juicio del experto 7

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.32: Ponderación del experto 7

Factores de yacimientos	35,04 %
Factores de producción	33,88 %
Factores económicos	19,63 %
Factores operacionales	11,45 %

Mostrando una preferencia de 35,04 % sobre los factores de yacimiento, 33,88 % sobre los factores de producción, 19,63 % sobre los factores económicos y 11,45 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 7 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.35.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	1,00	1,00	1,00
TIR	1,00	1,00	1,00	1,00
VPN	1,00	1,00	1,00	1,00
Ingresos estimados	1,00	1,00	1,00	1,00

Figura 4.35: Juicio económico del experto 7

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.33: Ponderación económica del experto 7

Costos de operación y mantenimientos	25,00 %
TIR	25,00 %
VPN	25,00 %
Ingresos estimados	25,00 %

Mostrando una igualdad de peso sobre todos los elementos.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 7 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.36.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	9,00	1,00	3,00
Reservas remantes de Gas	0,11	1,00	1,00	1,00
Factor de recobro	1,00	1,00	1,00	1,00
RGP	0,33	1,00	1,00	1,00

Figura 4.36: Juicio de los factores de yacimiento del experto 7

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.34: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 7

Reservas remantes de Petróleo	47,73 %
Factor de recobro	22,73 %
RGP	15,91 %
Reservas remantes de Gas	13,64 %

Mostrando una preferencia de 47,73 % a las reservas remantes de petróleo, 22,73 % al factor de recobro, 13,64 % a las reservas remantes de gas y 15,91 % al RGP

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 7 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.37.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	3,00	1,00	1,00
Tasa de gas	0,33	1,00	1,00	1,00
Perfil de producción	1,00	1,00	1,00	1,00
Inf. última prueba de pozos	1,00	1,00	1,00	1,00

Figura 4.37: Jucio de producción del experto 7

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.35: Ponderación de producción del experto 7

Tasa de petróleo	32,50 %
Perfil de producción	24,17 %
Inf. última prueba de pozos	24,17 %
Tasa de gas	19,17 %

Mostrando una preferencia de 32,50 % a la tasa de petróleo estimada, 24,17 % al perfil de producción, 24,17 % a la información suministrada por la última prueba de pozo y 19,17 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 7 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.38.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	1,00	3,00
Causa de la inactividad	1,00	1,00	3,00
Factores de Planificación de trabajos	0,33	0,33	1,00

Figura 4.38: Juicio de operación experto 7

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.36: Ponderación de operación del experto 7

Complejidad Operacional	42,86 %
Causa de la inactividad	42,86 %
Factores de Planificación de trabajos	14,29 %

Mostrando una preferencia de 42,86 % a la complejidad operacional y a la causa de la inactividad y un 14,92 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.8. Experto 8

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 8 tabuló los siguientes resultados mostrados en

la Figura 4.39.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,50	0,33	0,33
Factores de yacimientos	2,00	1,00	0,50	3,00
Factores de producción	3,00	2,00	1,00	3,00
Factores operacionales	2,00	0,33	0,33	1,00

Figura 4.39: Juicio del experto 8

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.37: Ponderación del experto 8

Factores de producción	44,18 %
Factores de yacimientos	28,77 %
Factores operacionales	15,68 %
Factores económicos	11,37 %

Mostrando una preferencia de 28,77 % sobre los factores de yacimiento, 44,18 % sobre los factores de producción, 11,37 % sobre los factores económicos y 15,68 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 8 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.40.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	3,00	3,00	5,00
TIR	0,33	1,00	1,00	1,00
VPN	0,33	1,00	1,00	1,00
Ingresos estimados	0,20	1,00	1,00	1,00

Figura 4.40: Jucio económico del experto 8

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.38: Ponderación económica del experto 8

Costos de operación y mantenimientos	54,02 %
TIR	15,92 %
VPN	15,92 %
Ingresos estimados	14,14 %

Mostrando una preferencia de 14,14 % hacia los ingresos estimados, 15,92 % al VPN, 15,92 % al TIR y 54,02 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 8 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.41.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	9,00	3,00	5,00
Reservas remantes de Gas	0,11	1,00	0,33	1,00
Factor de recobro	0,33	3,00	1,00	1,00
RGP	0,20	1,00	1,00	1,00

Figura 4.41: Juicio de los factores de yacimiento del experto 8

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.39: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 8

Reservas remantes de Petrleo	60,96 %
Factor de recobro	18,24 %
RGP	12,64 %
Reservas remantes de Gas	8,16 %

Mostrando una preferencia de 60,92 % a las reservas remantes de petrleo, 18,24 % al factor de recobro, 8,16 % a las reservas remantes de gas y 12,64 % al RGP

- Subelementos de los factores de produccin: Mediante la emisin de juicios el experto 8 evalu los subelementos de los factores de produccin obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.42.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	5,00	7,00	3,00
Tasa de gas	0,20	1,00	1,00	1,00
Perfil de producción	0,14	1,00	1,00	1,00
Inf. última prueba de pozos	0,33	1,00	1,00	1,00

Figura 4.42: Jucio de producción del experto 8

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.40: Ponderación de producción del experto 8

Tasa de petróleo	60,54 %
Inf. última prueba de pozos	14,76 %
Tasa de gas	12,77 %
Perfil de producción	11,92 %

Mostrando una preferencia de 60,64 % a la tasa de petróleo estimada, 11,92 % al perfil de producción, 14,76 % a la información suministrada por la última prueba de pozo y 12,77 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 8 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.43.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	3,00	3,00
Causa de la inactividad	0,33	1,00	2,00
Factores de Planificación de trabajos	0,33	0,50	1,00

Figura 4.43: Juicio de operación experto 8

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.41: Ponderación de operación del experto 8

Complejidad Operacional	58,89 %
Causa de la inactividad	25,19 %
Factores de Planificación de trabajos	15,93 %

Mostrando una preferencia de 58,89 % a la complejidad operacional, 25,19 % a la causa de la inactividad y un 15,93 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.9. Experto 9

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 9 tabuló los siguientes resultados mostrados en

la Figura 4.44.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,20	0,33	3,00
Factores de yacimientos	5,00	1,00	3,00	5,00
Factores de producción	3,00	0,33	1,00	3,00
Factores operacionales	0,33	0,20	0,33	1,00

Figura 4.44: Juicio del experto 9

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.42: Ponderación del experto 9

Factores de yacimientos	54,30 %
Factores de producción	24,45 %
Factores económicos	13,60 %
Factores operacionales	7,65 %

Mostrando una preferencia de 54,30 % sobre los factores de yacimiento, 24,45 % sobre los factores de producción, 13,60 % sobre los factores económicos y 7,65 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 9 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.45.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	0,33	0,50	3,00
TIR	3,00	1,00	1,00	3,00
VPN	2,00	1,00	1,00	5,00
Ingresos estimados	0,33	0,33	0,20	1,00

Figura 4.45: Jucio económico del experto 9

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.43: Ponderación económica del experto 9

VPN	36,95 %
TIR	36,73 %
Costos de operación y mantenimientos	17,95 %
Ingresos estimados	8,38 %

Mostrando una preferencia de 8,38 % hacia los ingresos estimados, 36,95 % al VPN, 36,73 % al TIR y 17,95 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 9 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.46.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	5,00	1,00	5,00
Reservas remantes de Gas	0,20	1,00	0,33	1,00
Factor de recobro	1,00	3,00	1,00	1,00
RGP	0,20	1,00	1,00	1,00

Figura 4.46: Juicio de los factores de yacimiento del experto 9

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.44: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 9

Reservas remantes de Petróleo	46,04 %
Factor de recobro	28,54 %
RGP	15,21 %
Reservas remantes de Gas	10,21 %

Mostrando una preferencia de 46,04 % a las reservas remantes de petróleo, 28,54 % al factor de recobro, 10,21 % a las reservas remantes de gas y 15,21 % al RGP

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 9 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.47.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	5,00	7,00	3,00
Tasa de gas	0,20	1,00	1,00	1,00
Perfil de producción	0,14	1,00	1,00	1,00
Inf. última prueba de pozos	0,33	1,00	1,00	1,00

Figura 4.47: Jucio de producción del experto 9

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.45: Ponderación de producción del experto 9

Tasa de petróleo	60,54 %
Inf. última prueba de pozos	14,76 %
Tasa de gas	12,77 %
Perfil de producción	11,92 %

Mostrando una preferencia de 60,54 % a la tasa de petróleo estimada, 11,92 % al perfil de producción, 14,76 % a la información suministrada por la última prueba de pozo y 12,77 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 9 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.48.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	5,00	5,00
Causa de la inactividad	0,20	1,00	2,00
Factores de Planificación de trabajos	0,20	0,50	1,00

Figura 4.48: Juicio de operación experto 9

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.46: Ponderación de operación del experto 9

Complejidad Operacional	70,28 %
Causa de la inactividad	18,22 %
Factores de Planificación de trabajos	11,49 %

Mostrando una preferencia de 70,28 %a la complejidad operacional, 18,22 % a la causa de la inactividad y un 11,49 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.3.10. Experto 10

Los resultados obtenidos de acuerdo a los criterios de primer nivel, así como los subelementos serán presentados por separados.

1. Criterios de primer nivel: Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en la Figura 4.4, se obtuvieron los resultados respecto a la valoración de cada uno de los criterios de primer nivel; en la matriz de comparaciones pareadas el experto 10 tabuló los siguientes resultados mostrados en la Figura 4.49.

FACTORES DE PRIMER NIVEL				
	Factores económicos	Factores de yacimientos	Factores de producción	Factores operacionales
Factores económicos	1,00	0,50	0,33	5,00
Factores de yacimientos	2,00	1,00	0,50	3,00
Factores de producción	3,00	2,00	1,00	5,00
Factores operacionales	0,20	0,33	0,20	1,00

Figura 4.49: Juicio del experto 10

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para cada criterio de primer nivel:

Tabla 4.47: Ponderación del experto 10

Factores de producción	46,36 %
Factores de yacimientos	26,09 %
Factores económicos	20,32 %
Factores operacionales	7,23 %

Mostrando una preferencia de 26,09 % sobre los factores de yacimiento, 46,36 % sobre los factores de producción, 20,32 % sobre los factores económicos y 7,23 % sobre los factores operacionales.

2. Subelementos de los factores económicos: Mediante la emisión de juicios el experto 10 evaluó los subelementos de carácter económico obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.50.

FACTORES ECONOMICOS.				
	Costos de operación y mantenimientos	TIR	VPN	Ingresos estimados
Costos de operación y mantenimientos	1,00	3,00	3,00	5,00
TIR	0,33	1,00	1,00	3,00
VPN	0,33	1,00	1,00	5,00
Ingresos estimados	0,20	0,33	0,20	1,00

Figura 4.50: Jucio económico del experto 10

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para subelementos económicos.

Tabla 4.48: Ponderación económica del experto 10

Costos de operación y mantenimientos	50,81 %
VPN	22,89 %
TIR	19,32 %
Ingresos estimados	6,99 %

Mostrando una preferencia de 6,99 % hacia los ingresos estimados, 22,89 % al VPN, 19,32 % al TIR y 50,81 % a los costos de la operación y el mantenimiento.

3. Subelementos de los factores de yacimientos: Mediante la emisión de juicios el experto 10 evaluó los subelementos de los factores de yacimientos obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.51.

FACTORES DE YACIMIENTOS.				
	Reservas remantes de Petróleo	Reservas remantes de Gas	Factor de recobro	RGP
Reservas remantes de Petróleo	1,00	3,00	3,00	5,00
Reservas remantes de Gas	0,33	1,00	0,33	1,00
Factor de recobro	0,33	3,00	1,00	1,00
RGP	0,20	1,00	1,00	1,00

Figura 4.51: Juicio de los factores de yacimiento del experto 10

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de yamientos.

Tabla 4.49: Ponderación de los elementos de yacimiento del experto 10

Reservas remantes de Petróleo	52,46 %
Factor de recobro	21,65 %
RGP	13,62 %
Reservas remantes de Gas	12,28 %

Mostrando una preferencia de 52,46 % a las reservas remantes de petróleo, 21,65 % al factor de recobro, 12,28 % a las reservas remantes de gas y 13,62 % al RGP.

- Subelementos de los factores de producción: Mediante la emisión de juicios el experto 10 evaluó los subelementos de los factores de producción obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.52.

FACTORES DE PRODUCCION.				
	Tasa de petróleo	Tasa de gas	Perfil de producción	Inf. última prueba de pozos
Tasa de petróleo	1,00	7,00	7,00	3,00
Tasa de gas	0,14	1,00	1,00	1,00
Perfil de producción	0,14	1,00	1,00	1,00
Inf. última prueba de pozos	0,33	1,00	1,00	1,00

Figura 4.52: Jucio de producción del experto 10

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos de los factores de producción.

Tabla 4.50: Ponderación de producción del experto 10

Tasa de petróleo	62,94 %
Inf. última prueba de pozos	14,31 %
Tasa de gas	11,37 %
Perfil de producción	11,37 %

Mostrando una preferencia de 62,94 % a la tasa de petróleo estimada, 11,37 % al perfil de producción, 14,31 % a la información suministrada por la última prueba de pozo y 11,37 % a la tasa de gas.

- Subelementos de los factores operacionales: Mediante la emisión de juicios el experto 10 evaluó los subelementos de los factores operacionales obteniendo una matriz de comparaciones pareadas mostrada en la siguiente Figura 4.53.

FACTORES DE OPERACIONALES.			
	Complejidad Operacional	Causa de la inactividad	Factores de Planificación de trabajos
Complejidad Operacional	1,00	2,00	5,00
Causa de la inactividad	0,50	1,00	2,00
Factores de Planificación de trabajos	0,20	0,50	1,00

Figura 4.53: Juicio de operación experto 10

Realizado el análisis de estos valores se obtuvo la siguiente ponderación para los subelementos

Tabla 4.51: Ponderación de operación del experto 10

Complejidad Operacional	59,49 %
Causa de la inactividad	27,66 %
Factores de Planificación de trabajos	12,85 %

Mostrando una preferencia de 59,49 % a la complejidad operacional, 27,66 % a la causa de la inactividad y un 12,85 % a los factores de planificación de los trabajos.

4.4. Síntesis de la Ponderación de los Criterios y Subelementos

Una vez realizada la totalidad de comparaciones se obtiene el resultado final consensuado, se logró promediar el ordenamiento de los criterios y subelementos. Este resultado está basado entonces, en las prioridades, en la emisión de juicios y evaluación hecha a través de las comparaciones de los componentes del modelo jerárquico, llevada a cabo por los expertos.

Gracias al componente estadístico de prueba que tiene la metodología AHP, el cual, se evalúa a través de la razón de consistencia, se puede confiar en los resultados finales de elección que arroja dicha metodología.

Las ponderaciones obtenidas se muestran en la siguiente Figura 4.54 donde se observan todas las valoraciones y el promedio de ellas.

FACTORES DE PRIMER NIVEL	
	PROMEDIO
Factores económicos	0,122110277
Factores de yacimientos	0,33372671
Factores de producción	0,328135774
Factores operacionales	0,216027239
FACTORES ECONOMICOS.	
Costos de operación y mantenimientos	0,27838424
TIR	0,240275706
VPN	0,278684647
Ingresos estimados	0,202655407
FACTORES DE YACIMIENTOS.	
Reservas remantes de Petróleo	0,499695356
Reservas remantes de Gas	0,140938671
Factor de recobro	0,231322308
RGP	0,128043665
FACTORES DE PRODUCCION.	
Tasa de petróleo	0,514800011
Tasa de gas	0,154682128
Perfil de producción	0,162157476
Inf. ultima prueba de pozos	0,168360386

Figura 4.54: Síntesis de los juicios

Lo evidencia en la Figura 5.54, observando que el criterio de primer nivel con una mayor ponderación son los factores e yacimientos con un 33,37 %, seguidamente los criterios de producción con 32,81 %, luego están los factores operacionales con 21,60 % y finalmente los factores económicos con un 12,21 %.

Es interesante observar como los pesos o ponderaciones finales obtenidas para los factores de yacimientos y los factores de producción son similares, esto evidencia que no hay una diferencia marcada por la elección de alguno de estos dos tipos de factores en la toma de decisión por parte de la población objeto de estudio.

Para los subelementos de los factores económicos los que mostraron mayor ponderación fueron el VPN con 27,84 % y los ingresos estimados con un 20,27 %, para la TIR la ponderación fue de 24,03 % y para los costos de la operaciones un 27,84 %.

Se puede observar que no hay una diferencia marcada para estos subelementos mostrando una ponderación similar para todos.

Para los subelementos de los factores de yacimientos el de mayor ponderación son las reservas remanentes de petróleo con un 49,97 %, le sigue el factor de recobro con un 23,13 %, luego las reservas remanentes de gas 14,09 % y finalmente el RGP con 12,87 %.

El subelemento de mayor peso son las reservas remanente de petróleo teniendo casi un 50 % de ponderación en la toma de decisiones del elemento de primer nivel.

Para los subelementos de producción la mayor ponderación es para la tasa de petróleo estimada con un 51,48 %, luego el perfil de producción con un 16,22 %, seguido de la información suministrada por la información por la última prueba de pozo con un 16,84 % y por último la tasa de gas con un 15,47 %.

Para los subelementos de los factores operacionales la mayor ponderación la tiene la complejidad operacional de los trabajos de RA/RC con un 47,07 %, luego la causa de la inactividad con 33,78 % y finalmente los factores de planificación de los trabajos con un 23,60 %.

FACTORES DE PRIMER NIVEL	
Factores económicos	12,21%
Factores de yacimientos	33,37%
Factores de producción	32,81%
Factores operacionales	21,60%
FACTORES ECONOMICOS.	
Costos de operación y mantenimientos	27,84%
TIR	24,03%
VPN	27,87%
Ingresos estimados	20,27%
FACTORES DE YACIMIENTOS.	
Reservas remantes de Petróleo	49,97%
Reservas remantes de Gas	14,09%
Factor de recobro	23,13%
RGP	12,80%
FACTORES DE PRODUCCION.	
Tasa de petróleo	51,48%
Tasa de gas	15,47%

Figura 4.55: Ponderacion promedio de los criterios

4.5. Jerarquización de los Subelementos

Los subelementos forman parte de los datos necesarios para establecer un orden de prioridades en la toma de decisiones de los proyectos de RA/RC de los pozos categoría 3, de ahí surge la necesidad de darle un peso o una ponderación a cada uno, dicho peso se logró multiplicando la ponderación de los juicios de los subelementos de decisión presentados en la Figura 4.55, con la ponderación de sus correspondientes criterios de primer nivel. Los resultados se pueden observar en la siguiente Tabla 4.52

Tabla 4.52: Jerarquización de los subelementos

Tasa de petróleo	16,89 %
Reservas remantes de Petróleo	16,68 %
Complejidad Operacional	10,17 %
Factor de recobro	7,72 %
Causa de la inactividad	7,30 %
Inf. última prueba de pozos	5,52 %
Perfil de producción	5,32 %
Factores de Planificación de trabajos	5,10 %
Tasa de gas	5,08 %
Reservas remantes de Gas	4,70 %
RGP	4,27 %
VPN	3,40 %
Costos de operación y mantenimientos	3,40 %
TIR	2,93 %
Ingresos estimados	2,47 %

4.6. Cesta de Pozos.

Con base en la información recopilada de los campos y del estado de sus 604 pozos se han seleccionado una cesta de pozos categoría 3 como posibles candidatos a ser sometidos a trabajos de reacondicionamiento, esta selección se hizo en base a los pozos con que se contaba con mayor información. Los pozos seleccionados son los

siguientes:

Tabla 4.53: Cesta de pozos

POZO PLANIFICADO	CATEGORIA	ESTADO
TT 86	3	AS
TY 45	3	AS
TT 64	3	EI
TT 74	3	EI
TT 66	3	EI
TT 62	3	EI
TEX 70	3	AR
TEX 74	3	WO
TUC 18	3	EI
TUC 20	3	EI
UM 41	3	EL
UM 171	3	EL
UM 180	3	EL
UM 184	3	EL
UM 148	3	CS
UM 87	3	CS
UM 120	3	CS

4.7. Base de Datos

Esta metodología consideró el diseño de una plantilla de base datos en la herramienta Excel, para el almacenamiento de la información en cuanto a los criterios de nivel para su utilización, análisis y cálculo de jerarquización. La siguiente Figura 4.56 es de la plantilla diseñada.

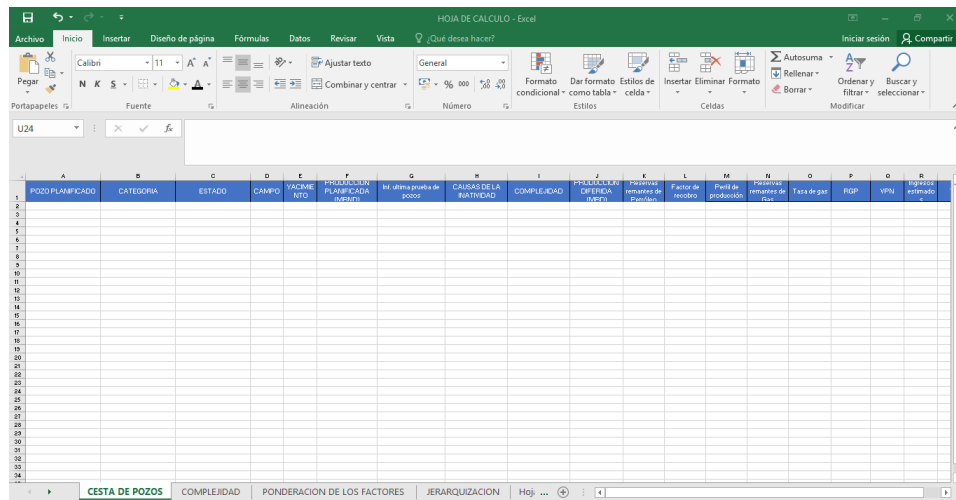


Figura 4.56: Plantilla de la base de datos

Esta plantilla se encuentra programada para realizar todos los cálculos correspondientes para la jerarquización, la misma solicita una base de datos que contiene información acerca de la categoría, estado, campo, yacimiento, producción planificada (MBND), información de la última prueba de pozos, causas de la inactividad, complejidad, producción diferida (MBD), reservas remanentes de petróleo, factor de recobro, reservas remanentes de gas, tasa de gas, RGP, VPN, ingresos estimados, TIR, costos de operación y mantenimientos.

4.8. Índice de Jerarquización

En el cálculo del índice de jerarquización se realizaron varios procesos, el primero fue la normalización de los datos con el fin de simplificar el manejo de los números, la designación a el factor de complejidad y la evaluación de los factores a maximizar y a minimizar.

- Normalización de los datos: En este paso sencillamente se hizo la sumatoria de todas los valores correspondientes de los pozos para luego dividir cada dato entre esta sumatoria a fin de obtener una simplificación de los cálculos.
- Designación de la complejidad: Se analiza el estado mecánico actual, verificando el estado de la completación, que dificultan y demoran una operación de reacondicionamiento disminuyendo la posibilidad de tener éxito en caso

de intervenir el pozo. En la Tabla 4.54 siguiente se asigna un nivel de complejidad mecánica a los pozos candidatos en base a la tabla de las ponderaciones de los criterios de primer nivel que muestra una escala de dificultad determinada por el estado asignado al pozo en base a revisión documental y entrevistas con sus tutores.

Tabla 4.54: Complejidad

ESTADO	COMPLEJIDAD
CS	3
EC	4
ED	1
EG	4
EH	1
EI	2
EL	3
EO	1
ER	3
ES	2
ET	2
EV	3
EW	4
EX	1
EZ	3
TP	4
TR	4
TS	4
AR	3
AS	3
WO	2
IW	1
OC	3
AE	2
CG	3

- Cálculo de índice de jerarquización: a manera de optimización se implementó la siguiente fórmula para el cálculo del índice:

$$IJ = \frac{FM}{Fm} \quad (4.1)$$

Donde:

IJ= Índice de jerarquización

FM= Factores a maximizar

Fm= Factores a minimizar

El cálculo este índice considera la evaluación económica para cada uno de los pozos candidatos obtenidos a través de la información suministrada por la empresa sustentados en los factores económicos antes descritos, pues esta metodología contempla el cálculo del índice de jerarquización de la siguiente manera:

$$IJ = \frac{FM}{Fm} \quad (4.2)$$

$$FM = (\% * RR)(\% * Fr)(\% * RPG)(\% * TP)(\% * IUP)(\% * VPN)(\% * TIR)(\% * IG) \quad (4.3)$$

Donde:

TP=tasa de petróleo(MBND)

RR=reservas remanentes de petróleo(MBN)

Fr=factor de recobro

IUP=informacion de la ultima prueba de pozos(BND)

VPN=valor presente neto (MBs ó M\$)

RGP=relacion gas petróleo(PCNBbl)

TIR=tasa interna de retorno(%)

IG=ingresos estimados(MMBs ó MM\$)

Así como:

$$Fm = (\% * CM)(\% * FT)(\% * TG)(\% * COP) \quad (4.4)$$

Donde:

CM=complejidad(Adimensional)

FT=factores de planificación(Adimensional)

TG= Tasa de gas(MPC)

COP=Costos de operación y mantenimiento(MBs ó M\$)

4.9. Portafolio de Pozos Candidatos

Como parte de la última etapa se presentan en forma jerárquica los pozos candidatos los pozos candidatos a reactivación con la finalidad de optimizar el portafolio de pozos a trabajos de RA/RC, para los cuales se siguió la metodología multicriterio diseñada. La siguiente Tabla 4.55 muestra de forma jerárquica los pozos candidatos con su respectivo índice de jerarquización calculado.

Tabla 4.55: Potafolio de pozos jerárquizados

POZO	ÍNDICE DE JERARQUIZACIÓN
TUC 18	6,148128587
TEX 74	5,066481444
TUC 20	4,859195265
TEX 70	3,225869543
UM 184	2,542462421
TT 86	2,136015126
UM 180	2,052571111
UM 171	1,755709489
TY 45	1,662708249
UM 41	1,552691447
UM 148	1,540124361
TT 62	1,127362404
UM 120	1,068900108
TT 74	1,042373106
TT 66	0,984854792
UM 87	0,960717079
TT 64	0,838354179

Conclusiones

Del análisis realizado en el diseño y desarrollo de la metodología de selección de los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento se logró concluir lo siguiente:

- El desarrollo de la metodología permitió hacer una jerarquización del portafolio de pozos mediante el cálculo del índice de jerarquización.
- Para el cálculo del índice de jerarquización se diseñó un libro en la herramienta computacional Excel para el uso y manejo del personal del MPPP.
- Se destaca que la metodología desarrollada en el TEG no es exclusiva para un campo, sino que permite el desarrollo en todos los proyectos de RA/RC que se manejan en el MPPP.
- La metodología de selección está sustentada en la información disponible para el Ministerio del Poder Popular de petróleo
- El proceso de optimización del portafolio de pozos a reactivar con una metodología multicriterio es de alto valor agregado para los tomadores de decisiones, pues permite incluir de manera integral distintos factores que incluyen los objetivos estratégicos de la industria. La Metodología planteada requiere un seguimiento minucioso además de evaluación y criterio profesional, con la finalidad de minimizar errores y abarcar todos y cada uno de los aspectos necesarios para lograr los objetivos propuestos.
- El proyecto permitió establecer una metodología para ponderar los pasos en la evaluación económica de los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento de pozos, considerando obtener información de los indicadores económicos de mayor importancia.
- El diseño de un índice de jerarquización permite hacer una preselección de los mejores pozos candidatos a proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento, optimizando tiempo y recursos.

- La implementación de un formato de propuesta con el objetivo de formalizar el análisis realizado en el proceso de búsqueda de la información pertinente a la planificación de los reacondicionamientos, que brinda una mayor certeza del proceso, plasmando en un documento escrito desde la recopilación de la información, el diseño de una metodología de toma de decisión, la ponderación de los criterios de relevancia y la jerarquización de los mismos.
- La aplicación de la metodología se ajusta a la situación en particular de Venezuela en aras de aumentar la producción de crudo debido a la disminución progresiva de la producción de petróleo y a la creciente demanda del mismo.

Recomendaciones

- Actualizar los datos correspondientes a los pozos activos e inactivos en la, en la que se verifiquen las condiciones reales de superficie de los mismos, así como la data correspondiente a la disponibilidad de las operaciones en superficie para realizar los trabajos de reacondicionamiento y rehabilitación.
- Soportar la información del portafolio de proyectos de rehabilitación con suficientes datos sobre el análisis económico, de sensibilidad y riesgos, además de los datos históricos de los pozos y pozos vecinos.
- Es necesario el monitoreo y una posterior retroalimentación una vez ejecutados los trabajos de reacondicionamiento de los pozos, para fiscalizar la eficiencia de los resultados y su posterior aplicación a los demás pozos.

Referencias

- [1] PDVSA. *Definicion de codigos de las categorias de estados y subestados de los pozos*. Caracas, PDVSA, 1986.
- [2] D. Solano D. Chavez, J. Gallegos. *Analisis de las Tecnicas y de los Procesos Aplicables en Reacondicionamiento de Pozos*. Guayaquil, Escuela Politécnica del Litoral, 2009.
- [3] J. Preciado. *Analisis Tecnico Economico de los trabajos de Reacondicionamiento de Pozos, que se realiza para incrementar la produccion de Petroleo en el Campo Marginal X*. Quito, Universidad Central del Ecuador, 2010.
- [4] S. Fernandez. Implementacion del analisis jerarquico analitico. *Scientia et Technica*, 49:2–5, 2011.
- [5] M. Hernandez. *Analisis Jerarquico en la Comparacion de los Combustibles Fosiles Frente a Fuentes de Energia Alternativas para la toma de Decisiones en el Sector Energetico Venezolano*. Caracas, Universidad Central de Venezuela, 2018.
- [6] C. Leon; M. Bohada. *Metodologia para la Seleccion, Diseño y Ejecucion del Reacondicionamiento de Pozos Inactivos. Aplicacion al Campo Colorado*. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2017.
- [7] PDVSA. *Plan de Negocio Modificado*. Caracas, PDVSA, 2017.

Apéndice A

Pefiles Profesionales de los Expertos

- Experto 1: Ingeniero de Petróleo, graduado de la Universidad Central de Venezuela, con 15 años de experiencia, director de producción del Ministerio del poder popular de Petróleo y 5 años en el cargo, ejerce actividades de evaluación y seguimiento de planes de negocio y planes de desarrollo de las empresas operadoras de actividades de producción.
- Experto 2: Ingeniero de Petróleo, egresado de la Universidad Central de Venezuela, Profesional tipo II, con 11 años de experiencia, director de exploración y reserva del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, ejerce actividades de generación de lineamientos para exploración de hidrocarburos, revisión y cálculos de reservas, evaluación y análisis de proyectos exploratorios y seguimiento de actividades operacionales.
- Experto 3: Ingeniero Químico; egresado de Universidad de Carabobo, profesional tipo II con 19 años de experiencia, las actividades que ejercen son el análisis y revisión de planes de trabajo de explotación de las empresas operadoras de petróleo y revisión de proyectos de recuperación mejorada.
- Experto 4: Ingeniero de Petróleo; egresado de la Universidad del Zulia, con tres años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en el análisis y practica de planificación en materia de hidrocarburos.
- Experto 5: Ingeniero de Petróleo; egresado de la Universidad del Zulia, con doce años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en el análisis y practica de planificación en materia de hidrocarburos.
- Experto 6: Ingeniero Geoquímico; egresado de la Universidad Central de Venezuela, con dos años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en la evaluación de los planes exploratorios de las empresas mixtas de la faja

petrolífera del Orinoco; apoyo técnico en pruebas e producción, evaluación del perfiles petrofísicos y caracterización de fluidos.

- Experto 7: Ingeniero de Petróleo; egresado de La Universidad del Zulia, profesional tipo II con once años de experiencia, ejerce actividades de evaluación y seguimiento al desempeño de las actividades ejecutadas por las empresas mixtas y evaluación de proyectos pilotos de recuperación mejorada.
- Experto 8: Ingeniero de Petróleo; egresado de la Universidad del Zulia, con diez años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en el análisis y practica de planificación en materia de hidrocarburos.
- Experto 9: Ingeniero de Petróleo; egresado de la Universidad Central de Venezuela, con ocho años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en el análisis y practica de planificación en materia de hidrocarburos.
- Experto 10: Ingeniero de Petróleo; egresado de la Universidad del Zulia, con nueve años de experiencia, ejerce actividades de apoyo profesional en el análisis y practica de planificación en materia de hidrocarburos.