

**PROPUESTA DE INTEGRACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE
GESTIÓN PARA LA REALIZACIÓN DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE
AGUA EN LOS CAMPOS DE OPERACIÓN DIRECTA DE ECOPETROL S.A.**

ADRIANA CECILIA ARAQUE BUSTOS

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
MAGÍSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
BOGOTÁ
MAYO 2007**

**PROPUESTA DE INTEGRACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE
GESTIÓN PARA LA REALIZACIÓN DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE
AGUA EN LOS CAMPOS DE OPERACIÓN DIRECTA DE ECOPETROL S.A.**

ADRIANA CECILIA ARAQUE BUSTOS

**Trabajo de grado para optar al título de
Magíster en Ingeniería Industrial**

**Director
AIFONSO REYES, Ph.D.**

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAGÍSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
BOGOTÁ
MAYO 2007**

Nota de aceptación:

Asesor:

Alfonso Reyes

Jurado:

Roberto Zarama

Jurado:

Alberto García

A Dios, por permitirme vivir esta oportunidad, ser mi motor y mi compañía
incondicional.

A mi mami, mi mejor amiga y quien me empuja a progresar.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a todos los que me apoyaron e hicieron parte de la elaboración de este trabajo.

Agradezco al Ingeniero Vicente Gómez, por su colaboración y orientación en la dirección de este trabajo.

Agradezco especialmente al profesor Alfonso Reyes del departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de los Andes por ser un excelente maestro y asesor.

Al Ingeniero Oscar Villadiego por brindarme la oportunidad de participar en esta grata y retadora experiencia.

A la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A.

A los compañeros del Departamento de Yacimientos de Ecopetrol que de una u otra forma me apoyaron y ayudaron en la elaboración de este trabajo.

A los miembros de la red de Recobro Mejorado de Ecopetrol, por el suministro de datos necesarios para el desarrollo del proyecto.

A todas aquellas personas que en algún momento me colaboraron y me dieron un gesto de sincero apoyo (Carlos, Jaime y Andrea) no lo hubiera logrado sin ustedes muchachos.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABLAS.....	10
LISTA DE ANEXOS	11
1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	12
1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	12
1.1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.2 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	14
1.3 OBJETIVOS	15
1.3.1 Objetivo General.....	15
1.3.2 Objetivos Específicos.....	15
1.4 METODOLOGÍA PROPUESTA.....	15
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1 INYECCIÓN DE AGUA.....	17
2.1.1 Historia de la Inyección de Agua.....	20
2.1.2 Factores que Afectan la Inyección de Agua.....	20
2.1.3 Rangos de Aplicación de la Inyección de Agua.	22
2.2 ADMINISTRACIÓN INTEGRADA DE ACTIVOS DE INYECCIÓN DE AGUA	23
2.2.1 Proceso de Diseño de Inyección de Agua.....	25
2.3 MÉTODO DE CASOS	28
2.3.1 Tipos de Casos	29
2.4 MÉTODO DELPHI.....	30
2.5 MODELO DE MADURACIÓN Y GESTIÓN DE PROYECTOS DE ECOPETROL - MMP	32
2.5.1 Características del MMP	33
2.5.2 Descripción de las Fases del MMP	34
3. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CASOS PARA EL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CASABE.....	37
3.1 RESULTADOS DEL MÉTODO DE CASOS	37
3.1.1 Factores Administrativos	37
3.1.2 Factores Técnicos	39
3.1.3 Factores Ambientales	42
3.1.4 Factores Sociales	43
3.1.5 Factores Tecnológicos.....	43
4. APLICACIÓN DEL MÉTODO DELPHI PARA IDENTIFICACIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS EN INYECCIÓN DE AGUA.....	45
4.1 RESULTADOS DEL MÉTODO DELPHI.....	45
4.1.1 Fase I. Identificación de Oportunidades de Negocio.....	45
4.1.2 Fase II. Evaluación de Alternativas	54
4.1.3 Fase III. Definición del proyecto.....	58

4.1.4 Fase IV. Ejecución del proyecto.....	60
4.1.5 Fase V. Operación del proyecto.....	62
5. PROPUESTA DE INTEGRACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS.	65
6. CONCLUSIONES.....	77
7. RECOMENDACIONES	79
8. BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Reemplazo de reservas alrededor del mundo (Carta petrolera Ed. 108 como se cita en IHS - Energy Global Oil Production Forecast Report).....	12
Figura 2. Diagrama de la metodología de trabajo (Fuente: el autor).....	16
Figura 3. Proceso de inyección de agua en un yacimiento de petróleo (Fuente: PETE 323 Reservoir. Spring, 2003).....	18
Figura 4. Curva típica de una inyección de agua.....	19
Figura 5. Sistema unificado de Administración de Procesos de Inyección de Agua (fuente: Satter, A. & Thakur, G.1998).....	24
Figura 6. Método delphi (Fuente: http://www.gtíc.ssr.upm.es/encuestas/delphi.htm).....	31
Figura 7. Modelo de maduración y gestión de proyecto (Fuente: Dirección de Gestión de Proyectos, 2005).....	34
Figura 8. Mejores Prácticas en Fase I (Fuente: el autor).....	46
Figura 9. Razones para Realizar los Proyectos de Inyección de Agua	46
Figura 10. Actividades a realizar durante Fase I del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	47
Figura 11. Principales Entregables durante la Fase I del proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	48
Figura 12. Impacto de los Entregables de Fase I del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).....	49
Figura 13. Distribución del Impacto de la Justificación del Proyecto en Fase I.....	49
Figura 14. Distribución del Impacto de la Fomulación de Alternativas de Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	50
Figura 15. Distribución del Impacto de los Posibles Riesgos Potenciales en el Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	51
Figura 16. Distribución del Impacto de la Elaboración de un Plan de Explotación mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	52
Figura 17. Distribución del Impacto del Análisis Financiero de la Oportunidad de Negocio (Fuente: el autor).....	52
Figura 18. Distribución del Impacto de la Identificación y Alineación de las Iniciativas con las Metas Corporativas (Fuente: el autor).....	53
Figura 19. Mejores Prácticas en Fase II (Fuente: el autor).....	54
Figura 20. Principales Actividades a realizar durante la Fase II del proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	55
Figura 21. Impacto de las Actividades de Fase II en el Desarrollo del Proyecto (Fuente: el autor).....	56
Figura 22. Distribución del Impacto de la Evaluación Cuantitativa de los Riesgos por Alternativa en Fase II (Fuente: el autor).....	57
Figura 23. Principales Entregables durante Fase II del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).....	58

Figura 24. Mejores Prácticas en Fase III (Fuente: el autor).....	59
Figura 25. Principales entregables durante la fase III del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).....	59
Figura 26. Impacto de los entregables de la fase III en el desarrollo del proyecto. (Fuente: el autor).....	60
Figura 27. Mejores Prácticas en Fase IV (Fuente: el autor).....	61
Figura 28. Actividades a realizar durante la Fase IV del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	62
Figura 29. Mejores Prácticas en Fase V (Fuente: el autor).....	63
Figura 30. Actividades a realizar durante la Fase V del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).....	64
Figura 31. Puntos clave de monitoreo en un proceso de inyección de agua (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. Journal of Petroleum Technology, December 1988).....	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Indicadores Económicos y Técnicos Proyectados & Reales del Proyecto de Inyección de Agua del campo Casabe (fuente: Gómez, V., Pérez, J., Sandoval, A., Del Real, N. & Ramírez, G., 1998).	14
Tabla 2. Influencia de los Mecanismos de Producción Natural sobre la Eficiencia Teórica del Recobro Primario (fuente: Satter, A. & Thakur, G.1994).	17
Tabla 3. Factores Administrativos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)	37
Tabla 4. Factores Técnicos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)	39
Tabla 5. Factores Ambientales y Sociales que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)	43
Tabla 6. Factores Tecnológicos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)	44
Tabla 7. Perfil de Distribución del Impacto (Fuente: el autor)	49
Tabla 8. Medidas del Impacto de la Justificación del Proyecto (Fuente: el autor)	50
Tabla 9. Medidas del Impacto de la Formulación de Alternativas de Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor)	50
Tabla 10. Medidas del Impacto de los Posibles Riesgos que pueden afectar el Desarrollo de la Inyección de Agua (Fuente: el autor)	51
Tabla 11. Medidas del Impacto de la Elaboración de un Plan de Explotación mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor)	51
Tabla 12. Medidas del Impacto del Análisis Financiero de la Oportunidad de Negocio (Fuente: el autor).	53
Tabla 13. Medidas del Impacto de la Identificación y Alineación de las Iniciativas con las Metas Corporativas (Fuente: el autor)	53
Tabla 14. Medidas del Impacto de la Evaluación Cuantitativa de los Riesgos por Alternativa en Fase II (Fuente: el autor).	56
Tabla 15. Propuesta de integración de Mejores Prácticas (Fuente: el autor)	67
Tabla 16. Variables claves en un programa de monitoreo de inyección de agua (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. <i>Journal of Petroleum Technology</i> , December 1988).	71
Tabla 17. Información Obtenida de un Programa Global de Pruebas de Pozos (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. <i>Journal of Petroleum Technology</i> , December 1988)	73

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Encuestas realizadas a Expertos como parte de la Aplicación del Método Delphi.....	84
Anexo 2. Caso de Estudio Campo Casabe.....	90

1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años la industria petrolera mundial ha reducido sus esfuerzos en la búsqueda de grandes yacimientos, debido a que cada día, estos son más difíciles, arriesgados y costosos de encontrar. Por tanto la nueva tendencia es incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción. Es allí donde aparecen aquellos campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un gran potencial.

El desarrollo de campos maduros está tomando tanta fuerza que hoy en día la mayor parte del reemplazo de reservas en el mundo sale de dichos campos y cada vez menos de nuevos descubrimientos. Como lo muestran las cifras de IHS, 75% de la incorporación de nuevas reservas durante los últimos diez años ha sido generada de campos en producción, mientras que los nuevos descubrimientos sólo han aportado 25%. En otras palabras, de cada diez barriles de nuevas reservas, 7,5 han venido de campos ya descubiertos. La exploración de petróleo ha dejado de ser la principal forma de sustitución de reservas. En la Figura 1 se puede observar la tendencia de la tasa de descubrimientos de petróleo a nivel mundial, aquí se nota como la adición de nuevas reservas por medio de la exploración, es comparativamente menor a la adición de reservas en campos maduros.

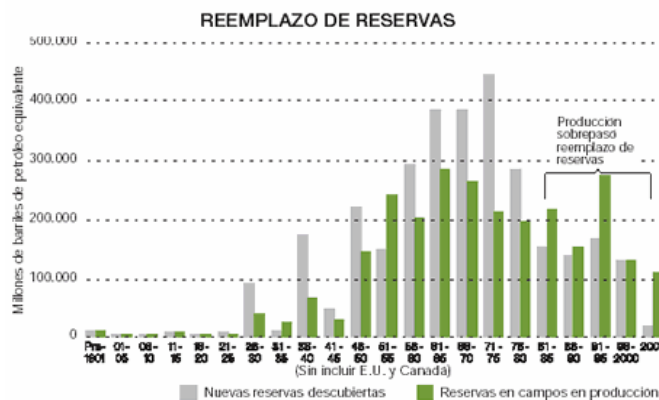


Figura 1. Reemplazo de Reservas alrededor del mundo (Carta petrolera Ed. 108 como se cita en IHS - Energy Global Oil Production Forecast Report).

En Colombia, Ecopetrol S.A. no ha sido ajena a esa tendencia mundial, especialmente por contar con activos que aunque se encuentran en su etapa de

declinación y son marginales dentro de la producción total del país, tienen un potencial apreciable. Dentro de los objetivos estratégicos a nivel corporativo de la empresa se encuentra: “*Maximizar la incorporación de reservas y la producción de petróleo y gas de Ecopetrol y del país, en términos comerciales, dentro de un criterio de competitividad*” lo que significa aumentar el factor de recobro de los campos, es decir, extraer un mayor volumen de las reservas del que inicialmente se tenía previsto. (Carta Petrolera, 2003, Ed. 108).

Para lograr este objetivo de aumentar el factor de recobro en campos de producción existen varios mecanismos, los cuales mediante la inyección de fluidos en el yacimiento (agua, gas o combinación de ambos) recuperan una cantidad adicional de petróleo que aun se encuentra atrapado en el yacimiento, esto se conoce como métodos de recuperación secundaria de petróleo. La inyección de agua o “waterflooding”, es el método de recuperación secundaria de crudo más ampliamente utilizado (Satter, A. & Thakur, G.C., 1998).

Ecopetrol en cabeza de la Vicepresidencia de Producción ha decidido redescubrir los grandes campos maduros del país, realizando proyectos de recuperación secundaria que lleven a incrementar la producción y las reservas en estos campos, por tal razón la inyección de agua como método de recuperación secundaria es una alternativa muy atractiva, ya que permite recuperar mayores reservas de petróleo (Santamaría & Bravo, 2006). Este método ha sido usado al interior de la compañía en varias oportunidades obteniendo diferentes resultados, por ejemplo en el campo Tibú, la recuperación por inyección de agua ha permitido el recobro de 131.7 millones de barriles, obteniendo un factor de recobro del 28% cuando en el mundo factores de recobro promedio oscilan entre el 38% y 54% para este tipo de métodos (Bravo, 2006). Mientras en los campos Palogrande- Cebú y Dina- Cretaceo, se espera que con los proyectos de inyección de agua se alcancen factores de recobro del orden del 37% y 34 % respectivamente.

Debido a que el problema radica en que la efectividad del recobro final de petróleo por inyección de agua en Colombia, esta por debajo de los estándares mundiales. Este trabajo de investigación busca establecer cuales factores han influido en el bajo resultado de estos proyectos tomando como caso de estudio el análisis del proyecto de inyección de agua implementado por Ecopetrol en el campo Casabe, el cual se caracteriza por tener un bajo nivel de recobro (20%). La Tabla 1 que aparece a continuación, resume los principales resultados del proyecto de inyección de agua desarrollado en el campo Casabe.

Indicador	Valor Proyectado (estudio 1981)	Resultados Reales (2001)
Producción de petróleo incremental, MBLs	70,7	46,7
Vida del proyecto, años de inyección	16	20
Caudal máximo de inyección, BWPD	243600	107000
Producción máxima de petróleo, BOPD	26000	14000
Eficiencia vertical, % de arena que captan agua	70	36
Inversiones, MUS\$	317,4	289,1
Costo de operación, US\$/Bbl	9,5	10,3 - 19,6
Precio del crudo, US\$/Bbl	40	9,55 - 21,5
VPN (9%) sin impuestos, MUS\$	1041	-27,49
TIR (%) sin impuestos, %	69	4,07
VPN (9%) con impuestos, MUS\$	564,3	-58,1
TIR (%) con impuestos, %	48	-0,1

Tabla 1. Indicadores Económicos y Técnicos Proyectados & Reales del Proyecto de Inyección de Agua del campo Casabe (fuente: Gómez, V., Pérez, J., Sandoval, A., Del Real, N. & Ramírez, G., 1998).

Adicionalmente a establecer estos factores, la investigación identificó un conjunto de mejores prácticas para la gestión de proyectos de inyección de agua, a través de la aplicación del método delphi y la literatura de caso exitosos. Para integrar estas prácticas de una forma metodológica y secuencial se utilizó el Modelo de Maduración de Proyectos de Ecopetrol (MMP) por ser esta la herramienta a seguir para la realización de cualquier proyecto al interior de la empresa y estar diseñada para garantizar el cumplimiento de las metas iniciales de los proyectos mediante una administración integrada de los mismos.

1.2 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo a lo anterior, la investigación buscó responder los interrogantes que se presentan a continuación:

¿Cuáles son los factores críticos en los proyectos de inyección de agua que han conllevado a Ecopetrol a obtener los actuales resultados?

¿De qué manera se pueden mejorar el desarrollo de los proyectos de inyección de agua que realiza Ecopetrol desde una perspectiva de administración integral de los mismos?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Proponer un compendio de mejores prácticas, de una forma metodológica y secuencial, para la administración integral de los proyectos de inyección de agua que se desarrollen en los campos de operación directa de Ecopetrol.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Conocer las mejores prácticas en materia de manejo integrado de proyectos de inyección de agua a través del método Delphi.
- Definir una metodología para realizar un compendio de las mejores prácticas.
- Identificar claramente los factores críticos que influyeron en los resultados del proyecto de inyección de agua implementado por Ecopetrol en el campo Casabe.

1.4 METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología escogida para realizar la investigación se baso en:

La aplicación del *método de casos* para la identificación de factores críticos que han generado los resultados actuales en los proyectos de inyección de agua que Ecopetrol ha implementado.

La utilización de un método inductivo, *método delphi*, que mediante la observación de hechos y juicios de expertos pretende generar un compendio de mejores prácticas para la administración de proyectos de inyección de agua.

El uso del *modelo de maduración y gestión de proyectos de Ecopetrol* y el *proceso de diseño de inyección de agua* propuesto por Satter et al. (1998) para la integración de estas prácticas de forma metodológica y secuencial.

Para el desarrollo de la investigación de este proyecto, se siguió la siguiente metodología, aplicando los métodos anteriormente descritos, a continuación se describen cada una de los pasos que se definieron:

- Revisión bibliográfica sobre casos de estudio, el método Delphi, la inyección de agua en el campo Casabe, metodologías para la gestión integrada de proyectos de inyección de agua, casos de proyectos de inyección de agua exitosos a nivel mundial.
- Aplicación del método de casos para la elaboración y análisis del caso de estudio: *Casabe, Factores Claves que Influyeron en la Realización y Resultados del proyecto de inyección de Agua.*
- Aplicación de método Delphi para analizar los juicios y opiniones de expertos acerca de las mejores prácticas en los proyectos de inyección de agua.
- Analizar y comparar los resultados obtenidos por los dos métodos utilizados previamente.
- Realizar la propuesta de forma metodológica y secuencial de un conjunto de mejores prácticas en administración integral de proyectos de inyección de agua, producto de los resultados de la etapa anterior y complementado con literatura acerca del tema.

La anterior metodología se ve puede observar más fácilmente en la figura que aparece a continuación.

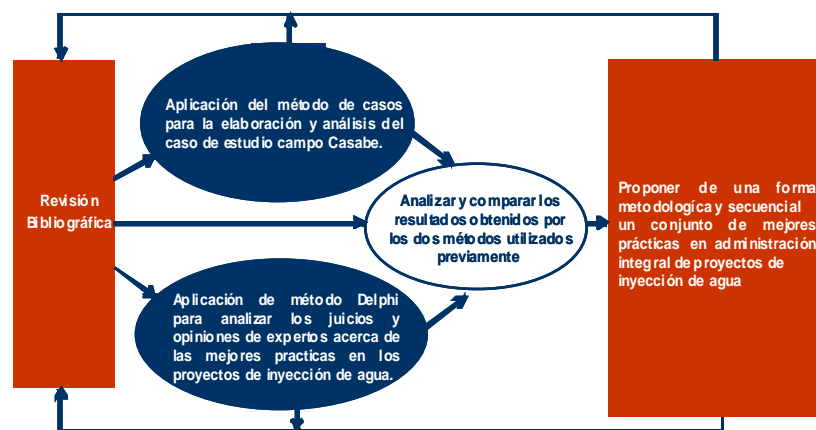


Figura 2. Diagrama de la metodología de trabajo (Fuente: el autor)

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INYECCIÓN DE AGUA

Al principio de la vida de un yacimiento, este aporta la energía necesaria para que el petróleo sea producido. La producción de hidrocarburos bajo mecanismos naturales, es un proceso relativamente ineficiente y los factores de recobro son bajos. Los mecanismos de producción natural que influyen en el desarrollo del yacimiento son los siguientes (Satter, A. & Thakur, G.C., 1998):

Expansión del líquido y de la roca: el líquido y la roca se encuentran comprimidos dentro del yacimiento y se expanden en la medida que el espacio poroso se vacía por la producción.

Empuje del gas en solución: el crudo contiene gas y las burbujas de gas desplazan el crudo. Es semejante a agitar una botella de gaseosa y agitarla.

Empuje por capa de gas: el gas se segrega del crudo y su expansión desplaza un volumen de crudo. Es análogo a un pistón de aire que mueve un embolo.

Intrusión del acuífero: el acuífero son rocas llenas con agua dentro del espacio poroso del yacimiento, ayuda a desplazar el crudo. Se sustituye un fluido por otro en la medida que este es producido.

Segregación gravitacional: el crudo es drenado por efecto de su propio peso. Es semejante a verter un líquido de un recipiente a otro.

Combinación de mecanismos.

Según Satter, A. & Thakur, G. (1994) cada uno de estos mecanismos de producción natural alcanza un porcentaje máximo teórico de recobro primario, es decir, solo una fracción de petróleo es posible producir de cada yacimiento, la Tabla 2 mostrada a continuación resumen estos porcentajes:

Mecanismo	Factor de Recobro
Expansión de líquido y Roca	1-10% Promedio 3%
Empuje de Gas en solución	5-35% Promedio 20%
Empuje de capa de Gas	20-40% Promedio 25%
Empuje de Acuífero	35-80% Promedio 50%
Segregación Gravitacional	40-80% Promedio 60%

Tabla 2. Influencia de los Mecanismos de Producción Natural sobre la Eficiencia Teórica del Recobro Primario (fuente: Satter, A. & Thakur, G.1994).

El desempeño de estos mecanismos naturales para recobro primario depende en gran medida de las prácticas operacionales y de ingeniería del equipo de trabajo que explota el yacimiento. Una vez que el mecanismo de producción natural ó primario del yacimiento se agota, se implementa la inyección de fluidos (agua, gas o combinación de ambos), con el fin de recuperar una cantidad adicional de petróleo que aun se encuentra atrapado en el yacimiento, esto se conoce como métodos de recuperación secundaria de petróleo (Satter et al.,1994). El método básico y en muchos casos el inicial, es la inyección de agua.

La inyección de agua es un método que busca recuperar una cantidad adicional de petróleo que aun se encuentra atrapado en el yacimiento, consiste en inyectar agua en determinados pozos, para desplazar petróleo adicional a otros pozos (Craft, 1991). En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo, entonces, el fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como fluido desplazado; es decir, ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, esto es similar al ocasionado por un pistón. La Figura 3 ilustra el proceso.

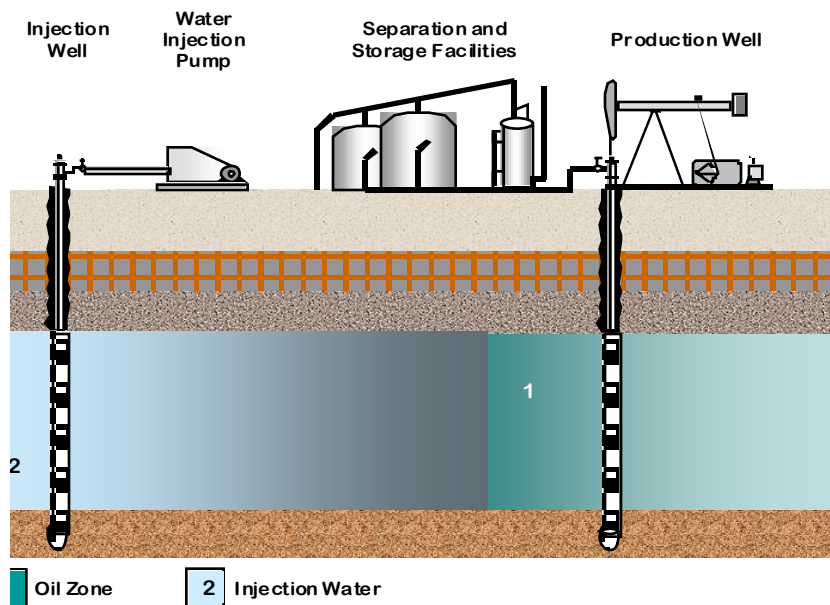


Figura 3. Proceso de inyección de agua en un yacimiento de petróleo (Fuente: PETE 323 Reservoir. Spring, 2003).

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

La inyección de agua es usualmente aplicada en yacimientos con la presión agotada y también en yacimientos con empuje de capa de gas en solución, que generan una saturación de gas libre por el agotamiento de la presión. La Figura 4 ilustra el comportamiento de una curva típica de una inyección de agua, la cual se ha dividido en tres periodos.

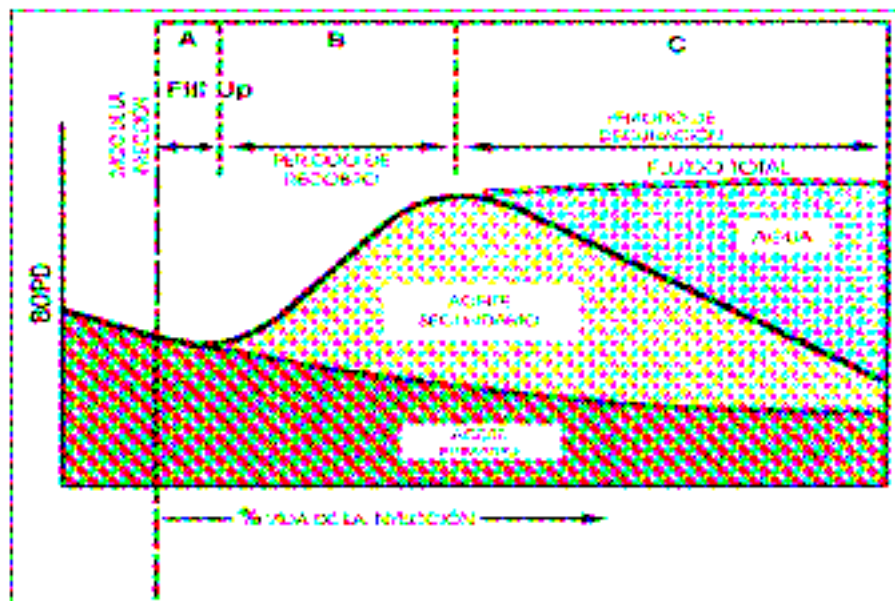


Figura 4. Curva típica de una inyección de agua (Fuente: Satter, A. & Thakur, G.1994).

El periodo A se extiende desde el inicio de la inyección hasta el llenado (*fillup*). El llenado es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero. Únicamente hay producción primaria de aceite en este periodo.

El periodo B se desarrolla desde el llenado hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores (*breakthrough*). La producción, en este estado, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de este estado.

El periodo C se extiende desde la irrupción hasta el límite económico. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación de movilidad del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua – petróleo (WOR) y una disminución en la tasa de producción de petróleo.

2.1.1 Historia de la Inyección de Agua.

La inyección de agua fue descubierta de forma accidental a mediados del siglo diecinueve en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando se noto que el agua había mejorado la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford; se inyectó agua en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua y se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores; para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco pozos y después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción.

2.1.2 Factores que Afectan la Inyección de Agua.

De acuerdo con la literatura algunas características del yacimiento que pueden determinan la viabilidad de un proyecto de inyección de agua son:

- **Geometría del Yacimiento.** La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua como es el caso del patrón de inyección empleado, que varía dependiendo de las características del yacimiento. Es importante analizar la geometría del

yacimiento y de su comportamiento pasado, para definir la presencia y la fuerza de un empuje natural de agua o la existencia de barreras estructurales, como fallas o lutitas.

- **Litología y Propiedades de la Roca.** La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia de la inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, por ejemplo, tener una baja porosidad no es óptimo para la inyección de agua, pero puede serlo en el caso de la porosidad creada por fracturas. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza de cada mineral.
- **Profundidad del Yacimiento.** Si el yacimiento es demasiado grande, económicamente no se pueden realizar perforaciones para disminuir el espacio entre pozos y por esto, no se pueden esperar altos recobros, en el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que generen fracturas en la formación.
- **Continuidad de la Roca.** Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento, es esencialmente en dirección de los planos de estratificación; por ejemplo, si la formación contiene un estrato con una permeabilidad muy alta, se puede presentar una canalización, lo cual genera que los estratos adyacentes no sean barridos por el agua y se presente una relación de producción agua-petróleo muy alta. Si el yacimiento se encuentra dividido por lutitas o por la existencia de fallas sellantes, el proceso de inyección no podrá ser continuo y por lo tanto no será efectivo. La continuidad en el área de interés debe ser determinada, al igual que las fracturas y anisotropías en el yacimiento, para hacer una correcta organización de los pozos.
- **Distribución de las Saturaciones de los fluidos.** En la determinación de la viabilidad de la inyección de agua para un yacimiento, una alta saturación de aceite remanente, significa una cantidad de aceite recuperable económicamente viable, que es el primer criterio de éxito de las operaciones de inyección; igualmente, mientras menor sea el valor de la saturación de petróleo residual, mayor será el recobro final. También es de interés, conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial, bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

- **Propiedades de los Fluidos de Yacimiento.** Las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento tienen efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes; la viscosidad del crudo es considerada la propiedad que más afecta el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua, gracias al efecto de la relación de movilidad y la eficiencia de barrido.

2.1.3 Rangos de Aplicación de la Inyección de Agua.

- **Saturaciones.**

Saturación de Agua (S_w): aplicable desde 0% hasta 75%. Dudoso a partir de 50%.

Saturación de Gas (S_g): aplicable desde 0% hasta 70%. Dudoso a partir de 25% a menos que se desplace el gas.

Saturación de crudo (S_o): aplicable desde 25% hasta 100%. Dudoso en saturaciones de petróleo menores a 35%.

- **Gravedad del petróleo.**

Se han reportados proyectos de inyección de agua exitosos desde gravedades API de 15°. Pero la gravedad es función de la viscosidad del petróleo, la cual es función de la gravedad API, temperatura y gas en solución.

- **Viscosidad del petróleo.**

Desde 0,2 cp hasta 200 cp. Rendimiento económico dudoso a partir de 30 cp.

- **Porosidad.**

A partir de 4%, resultados dudosos para porosidades menores de 7%.

- **Permeabilidad Absoluta.**

A partir de 0,1 md (mildarcy). Resultados cuestionables por debajo de 10 md.

- **Variaciones de permeabilidad.**

Intercalaciones con permeabilidades 5 a 10 veces mayores que las de la arena circundante han sido reportadas como causantes de fallas en proyectos de inyección de agua.

- **Profundidad.**

Desde 200 pies hasta más de 10 000 pies. El tope de la profundidad más somera viene dictado por el gradiente de fractura, permeabilidad, espesor y la viscosidad del petróleo. La profundidad máxima viene limitada por la capacidad de levantamiento.

- **Temperatura.**

Desde 60°F hasta 300°F. El límite inferior viene dado por la viscosidad del petróleo en tanto el límite superior es determinado por la temperatura de operación de los equipos de producción.

- **Espesor de la formación.**

Zonas de menos de 10 pies han sido sometidas a inyección de agua exitosamente usando arreglo de patrones en un espaciamiento de 40 acres (400 m de distancia entre pozos).

- **Litología.**

El recobro en las areniscas parece ser más alto que en las calizas probablemente debido a una mejor distribución del tamaño de poros en las areniscas.

- **Capa de gas.**

Tiene un impacto negativo importante en la inyección de agua. Ellos pueden limitar severamente el recobro del yacimiento.

2.2 ADMINISTRACIÓN INTEGRADA DE ACTIVOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

La administración integrada de los activos de inyección de agua consiste en integrar todas las actividades que envuelven los proyectos de esta naturaleza, desde la caracterización de yacimiento, pasando por los modelos geológicos, petrofísicos y de fluidos del yacimiento, la perforación de pozos, el diseño y construcción de las plantas de tratamiento de fluidos (planta de inyección de agua, facilidades de tratamiento de fluidos), el manejo de residuos, la evaluación económica y dirección del proyecto (Satter, A. & Thakur, G.C., 1998). Todas esas partes se relacionan en un sistema unificado de inyección de agua, el cual se ilustra en la Figura 5 que aparece a continuación.

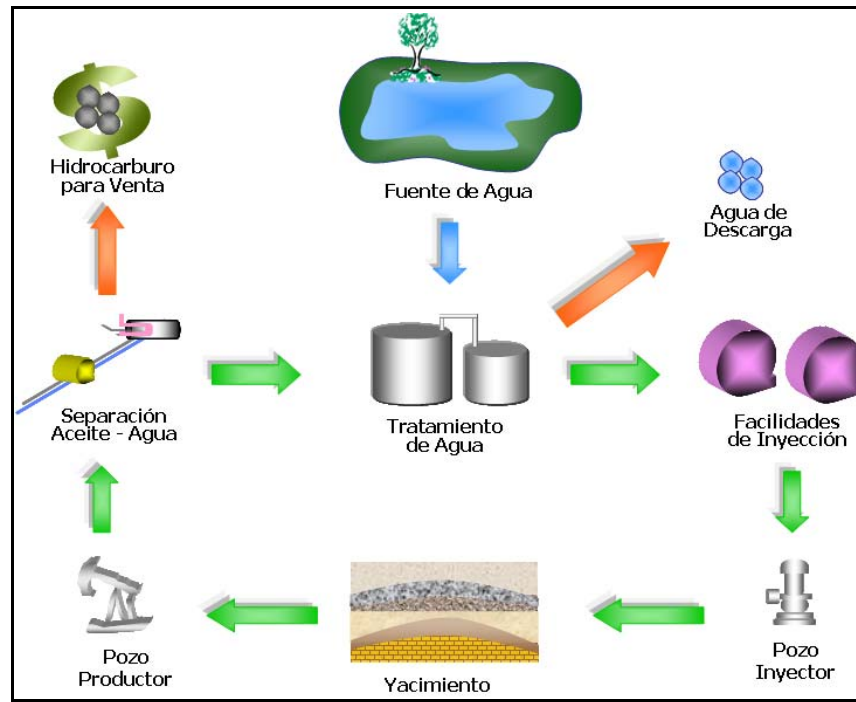


Figura 5. Sistema unificado de Administración de Procesos de Inyección de Agua (fuente: Satter, A. & Thakur, G.1998)

La implementación de un diseño de inyección de agua, requiere de un equipo multidisciplinario trabajando junto, y una administración integrada para lograr el éxito económico y el aumento del factor de recobro del campo. Satter et al. (1998) plantea que la administración moderna de proyectos de inyección de agua requiere no solo habilidades técnicas y operativas, sino también conocimientos económicos, políticos y ambientales. La formulación de un plan global de administración de activos de inyección de agua comprende:

- Estrategias de explotación y desarrollo
- Adquisición, análisis y administración de datos

- Evaluación geología y geofísica del yacimiento
- Modelamiento del yacimiento y predicción del desarrollo del mismo
- Requerimiento de facilidades
- Optimización económica

La meta de la administración de activos de inyección de agua es maximizar las ganancias por la optimización del recobro mientras se minimiza el capital invertido y los costos operacionales. La función de la administración de los activos de inyección de agua es proveer hechos, información y el conocimiento necesario para controlar la operación, generar valor y obtener el máximo recobro económico de los activos.

El diseño, evaluación y administración de la inyección de agua es más efectivo cuando todas las disciplinas involucradas (geología, geofísica, yacimientos, producción, facilidades, perforación, entre otras) trabajan juntas. Implementar un proyecto de esta naturaleza requiere soporte administrativo, el compromiso del personal en campo y un equipo de trabajo integrado y multidisciplinario. El éxito del proyecto depende del cuidadoso monitoreo y vigilancia del mismo a través de la continua evaluación de su desarrollo y mediante la toma oportuna de acciones proactivas.

2.2.1 Proceso de Diseño de Inyección de Agua

Según Satter et al (1998), el diseño de un proyecto de inyección de agua desde un punto de vista integral debe envolver los factores geológicos, operacionales y de ingeniería. Las siguientes fases describen el proceso de diseño y operación para un proyecto de inyección de agua.

Fase 1. Diseño conceptual para identificar y estructurar la oportunidad.

El primer paso de esta fase radica en el diseño conceptual para identificar la oportunidad de negocio (dedinación de las reservas, énfasis en el reemplazo e incremento de reservas, proyectos exitosos de inyección de agua en yacimientos iguales o similares, bajo desarrollo del yacimiento por los métodos de recobro primario, entre otras).

El siguiente paso es formar una agrupación de fuerzas o un equipo de trabajo para desarrollar el estudio de factibilidad del proyecto de inyección de agua. El estudio debe ser realizado de forma integral abordando varias funciones:

- Localización del campo (onshore/offshore)
- Características del yacimiento, profundidad, espesor, temperatura, viscosidad y gravedad del crudo.
- Posibles patrones de inyección y alternativas
- Valores aproximados de tasas y presiones de inyección y producción de fluidos.
- Fuentes de agua, calidad y compatibilidad.
- Asimilación de la información disponible y no disponible del yacimiento, pozos y facilidades para el proyecto.
- Estimación aproximada de los costos para el sistema de inyección, captación y tratamiento del agua, perforación y completamiento de pozos, cambios en las operaciones y equipos de pozos.
- Hacer una evaluación económica gruesa para poder determinar la factibilidad económica de ejecutar el proyecto usando estimativos razonables de los parámetros esperados.

El resultado de esta fase es determinar el atractivo económico del proyecto.

Fase 2. Generación y selección de Alternativas.

En esta fase se recopila información sobre el yacimiento, se genera la descripción del mismo y se modela el comportamiento del proyecto determinado los parámetros claves para la creación de valor.

Los pasos para esta segunda fase son:

- Recolección, selección, validación, administración y almacenamiento de la información para estudios de yacimientos y la planeación del desarrollo del activo.
- El equipo multidisciplinario elabora un estudio y observa algunas alternativas de desarrollo (para un estudio más detallado) generando lo siguiente:
- Descripción del yacimiento
- Análisis del desarrollo de la perforación y producción del campo
- Predicción del comportamiento de la inyección de agua utilizando simulación de yacimientos ó los métodos clásicos de predicción.
- Análisis de la inyección de agua de campos similares si es posible.
- Revisión del sistema global integrado de inyección de agua.
- Análisis económico y valoración del riesgo.
- Estudio de un plan piloto o pruebas de inyectividad.

Fase 3. Desarrollo de las alternativas preferidas

La fase 3 consiste en la evaluación de las diferentes opciones de inyección (patrón de 5 puntos, patrón de 9 puntos, inyección periférica, etc.), y el desarrollo detallado de las alternativas preferidas para la inyección de agua, mediante la utilización de la información de corazones y registros de pozos, datos de completamiento, análisis del desarrollo de la producción (crudo, agua, GOR), análisis del desarrollo de las presiones, análisis de los fluidos del yacimiento, costos operativos, resultados de los pilotos de inyección y pruebas de laboratorio. En esta fase se debe:

- Seleccionar la mejor alternativa para un diseño y desarrollo del campo
- Desarrollar el diseño detallado de plantas de inyección de agua y costos estimados de desarrollo.
- Valoración detallada del riesgo y entorno
- Desarrollar y documentar el plan de administración del proyecto de inyección de agua, estableciendo indicadores.
- Evaluación económica, análisis del riesgo, y cálculo del valor esperado del proyecto.

Fase 4. Implementación del proyecto de inyección de agua y su plan de administración

Consiste del diseño detallado y suministro del equipo necesario para ejecutar el proyecto. Entre otras actividades se encuentran:

- Diseño, tamaño y selección de los materiales y equipos.
- Implementación del plan de administración del proyecto:
- Perforación y/o recompletamiento de pozos
- Construcción de facilidades
- Montaje de las facilidades de superficie y equipo de levantamiento artificial.
- Finalizar el plan operativo del proyecto de inyección de agua y sus cronogramas.
- Desarrollar un plan de monitoreo y vigilancia para el proyecto de inyección de agua.
- Seleccionar el equipo operativo y entrenarlo.

Fase 5. Operación, monitoreo y evaluación de la inyección de agua.

En esta fase se evalúa el comportamiento real versus el pronosticado y se implantan nuevas estrategias dependiendo de los resultados.

Esta fase comprende:

- Monitoreo del yacimiento, pozos y facilidades de desarrollo.
- Evaluación del desarrollo contra los resultados establecidos.
- Modificar constante del modelo vigente del yacimiento con los datos adicionales que son obtenidos de operacionales y evaluación de resultados.
- Revisión del plan y estrategias basados en el desarrollo actual
- Identificación de nuevas oportunidades para expansión
- Estrategia de un plan de salida para la terminación de la inyección de agua en algún punto del tiempo.

2.3 MÉTODO DE CASOS

El Método de casos es una investigación empírica que estudia un fenómeno contemporáneo dentro de su contexto real, en la que los límites entre el fenómeno y el contexto no son claramente visibles, y en la que se utilizan distintas fuentes de evidencia (Yin 1994).

De acuerdo con Easton (1992), el estudio de caso no es solamente la narración de un evento o situación, sino la descripción de una situación que envuelve una decisión, un cambio, una oportunidad, ó problema enfrentado por una persona u organización. Un caso es el producto de una cuidadosa investigación. El contenido de un caso varía de acuerdo con el propósito educacional, y el mismo puede ser usado para cumplir objetivos diferentes de enseñanza, Para nuestro interés se aplicara con el fin de comprender los diferentes factores que impactaron en los resultados del proyecto de inyección de agua de Casabe. Es importante que los casos sean lo más reales posibles, cuando los casos no son reales, no se obtienen resultados reales.

No obstante, los estudios de casos se han considerado, tradicionalmente, como un método de investigación débil y carente de precisión, objetividad y rigor, aunque parece que existe un punto de inflexión en esta concepción, de forma que cada vez más se considera como una valiosa herramienta de investigación (Yin, 1994)

Los casos son particularmente válidos cuando se presentan preguntas del tipo "cómo" o "por qué", cuando el investigador tiene poco control sobre los acontecimientos y cuando el tema es contemporáneo. Muchas de las preguntas de tipo "¿qué?" son exploratorias o descriptivas y se contestan realizando encuestas (Método Delphi) o consultando bases de datos, por ejemplo: que practicas son las más recomendadas para implementar un método de recobro mejorado.

2.3.1 Tipos de Casos

Básicamente, un caso es un estudio investigativo con un ejemplo. El ejemplo es un evento en particular, una situación u organización. Esto da al lector un vehículo mediante el cual discutir, analizar y desarrollar criterios y posibles soluciones para los problemas planteados en el caso. Aunque se acostumbra a hacer una categorización extensa sobre los tipos de casos de acuerdo a su objetivo, extensión y complejidad, en esta ocasión sólo se hará una diferencia entre los casos pedagógicos e investigativos.

De acuerdo con Naumes, W & Naumens, M (1999), los casos investigativos tiene la intención de desarrollar ó probar una hipótesis. Ellos presentan tanto los datos de una organización como el análisis de dichos datos, incluyen sus nexos con las teorías e hipótesis relevantes. Por otro lado los casos pedagógicos presentan solo las observaciones directas y los hechos que sirven de vehículo para que los estudiantes apliquen sus habilidades en el análisis y toma de decisiones. Los casos investigativos comparten muchas características similares que los casos pedagógicos. La principal diferencia es que los casos investigativos están diseñados para desarrollar o probar hipótesis investigativas, opuestamente a alcanzar un objetivo pedagógico. La principal ventaja de los casos investigativos es la oportunidad de estudiar una situación real, permite conocer no solo que sucedido, sino porque sucedió y sus impactos en el tiempo.

Dentro de los casos pedagógicos es importante hacer una diferencia entre los evaluativos y los enfocados a toma de decisiones. Cuando el caso trata de situaciones o decisiones que han ocurrido en el pasado y lo que se pretende es que el estudiante saque conclusiones sobre las consecuencias de dichas acciones. Usualmente este tipo de casos es clasificado como de tipo evaluativo. Cuando el estudiante, además de analizar y evaluar situaciones pasadas, crea un criterio que le permita tomar decisiones sobre acciones futuras sobre el marco que el caso presenta, se denominan los casos enfocados a tomas de decisión.

De acuerdo con Leenders (2001) para nuestro propósito se elaboro un caso pedagógico evaluativo, en el cual se plantean situaciones o decisiones que han ocurrido en el pasado y lo que se busca es que el lector saque sus conclusiones sobre las consecuencias de dichas acciones.

Con el objetivo de identificar claramente los factores críticos del proyecto de inyección de agua implementado por Ecopetrol S.A. en el campo Casabe y teniendo en cuenta algunos de los planteamientos propuestos por Naumes, W & Naumens, M (1999), se tuvieron en cuenta los siguientes pasos para escribir el caso de estudio:

- Definición clara de los objetivos del caso de estudio.
- Determinación del proyecto de inyección de agua a estudiar dentro de la organización, que facilitara el cumplimiento de los objetivos.
- Proceso de investigación y recopilación bibliografía para poder estructurar el caso.
- Selección de la información y determinación de actores y variables más importantes en el proyecto objeto de estudio.
- Generación del texto del caso y los anexos.
- Conclusiones

2.4 MÉTODO DELPHI

En los sistemas de indagación objetivista el método inductivo es el más utilizado, dentro de ellos el método delphi, este es usado cuando a partir de observaciones sobre hechos o situaciones que se presentan el investigador realiza unas descripciones, generaliza y produce unos postulados, precisamente en los cuales se genera el nuevo conocimiento, no individual sino a nivel de empresa, en este caso Ecopetrol.

- Parte de una pregunta.
- Requiere de un facilitador.
- Convoca a un grupo de “expertos”.-
- Se envía un cuestionario con la(s) pregunta(s).
- Las respuestas son anónimas.
- En sucesivas rondas los expertos conocen las diferencias con sus semejantes.
- En algunos casos los extremos son eliminados del proceso.
- El método tiende a producir un consenso.

Linstone & Turoff (1975) definió la técnica Delphi como un método de estructuración de un proceso de comunicación grupal que es efectivo a la hora de permitir a un grupo de individuos, como un todo, tratar un problema complejo. Delphi es un método de pronóstico sistemático e interactivo, basado en la contribución independiente de un grupo de expertos seleccionados. El método Delphi reconoce el valor de la opinión, experiencia e intuición de un experto, y permite usando la información limitada disponible en estas formas, llenar el conocimiento científico faltante.

El método Delphi procede por medio de la interrogación a expertos con la ayuda de cuestionarios sucesivos, a fin de poner de manifiesto convergencias de opiniones y deducir eventuales consensos. La encuesta se lleva a cabo de una manera anónima (Astigarraga, recuperado de http://www.codesyntax.com/prospectiva/Metodo_delphi.pdf). De esta forma se espera obtener un consenso lo más fiable posible del grupo de expertos. Por lo tanto, la capacidad de predicción del Delphi se basa en la utilización sistemática de un juicio intuitivo emitido por un grupo de expertos.

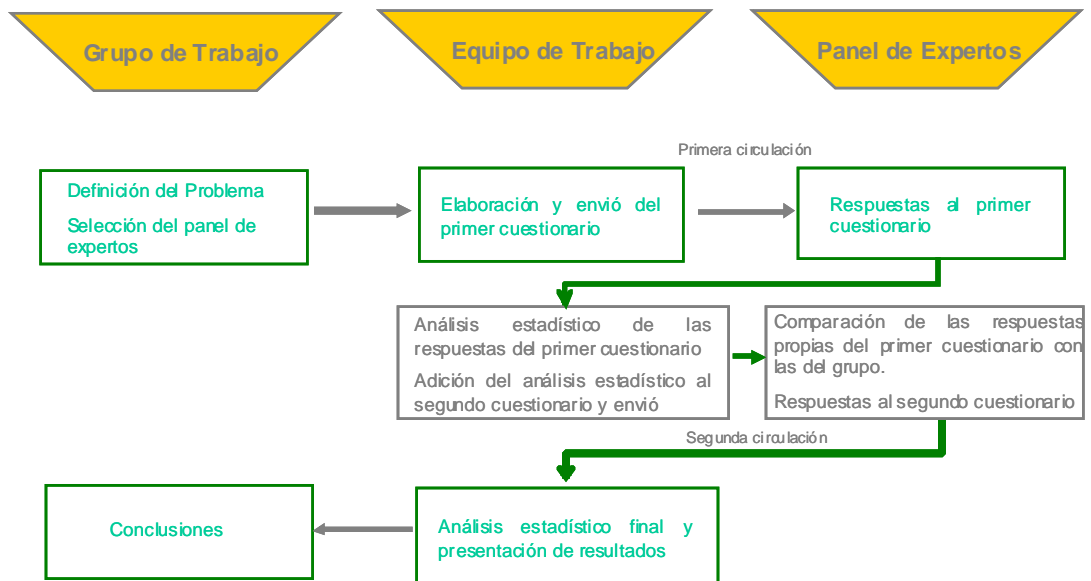


Figura 6. Método delphi (Fuente: <http://www.gtlic.ssr.upm.es/encuestas/delphi.htm>)

De manera resumida los pasos que se llevaron a cabo para garantizar la calidad de los resultados en la identificación de las mejores prácticas en los proyectos de inyección de agua fueron los siguientes (Astigarraga, 2003):

Fase 1: formulación del problema

Se trata de una etapa fundamental en la realización de un delphi. En un método de expertos, la importancia de definir con precisión el campo de investigación es muy alta por cuanto que es preciso estar muy seguros de que los expertos redutados y consultados poseen la misma noción de este campo.

Fase 2: elección de expertos

La etapa es importante en cuanto a que el término de "experto" es ambiguo. Con independencia de sus títulos, su función o su nivel jerárquico, el experto será elegido por su capacidad de encarar el futuro y posea conocimientos sobre el tema consultado. La falta de independencia de los expertos puede constituir un inconveniente; por esta razón los expertos son aislados y sus opiniones son recogidas por vía postal o electrónica y de forma anónima; así pues se obtiene la opinión real de cada experto y no la opinión más o menos falseada por un proceso de grupo (se trata de eliminar el efecto de los líderes).

Fase 3: Elaboración y lanzamiento de los cuestionarios (en paralelo con la fase 2)

Los cuestionarios se elaborarán de manera que faciliten, en la medida en que una investigación de estas características lo permite, la respuesta por parte de los consultados. Preferentemente las respuestas habrán de poder ser cuantificadas y ponderadas. La elaboración del cuestionario debe ser llevada a cabo según ciertas reglas: las preguntas deben ser precisas, cuantificables e independientes.

Fase 4: desarrollo práctico y explotación de resultados

El cuestionario es enviado a cierto número de expertos y va acompañado por una nota de presentación que precisa las finalidades, el espíritu del delphi, así como las condiciones prácticas del desarrollo de la encuesta (plazo de respuesta, garantía de anonimato). El objetivo de los cuestionarios sucesivos es disminuir la dispersión de las opiniones y precisar la opinión media consensuada. En el curso de la 2ª consulta, los expertos son informados de los resultados de la primera consulta de preguntas y deben dar una nueva respuesta y sobre todo deben justificarla en el caso de que sea fuertemente divergente con respecto al grupo. Si resulta necesaria, en el curso de la 3ª consulta se pide a cada experto comentar los argumentos de los que disienten de la mayoría. Un cuarto turno de preguntas, permite la respuesta definitiva: opinión consensuada media y dispersión de opiniones (intervalos intercuartiles).

2.5 MODELO DE MADURACIÓN Y GESTIÓN DE PROYECTOS DE ECOPEPETROL - MMP

Es una guía que contiene los lineamientos prácticos para el desarrollo de los proyectos de una manera normalizada y ordenada para garantizar, con alto grado de confianza, que los proyectos sean exitosos y cumplan con los requisitos de la empresa. Se puede observar en la Figura 7.

2.5.1 Características del MMP

El MMP cuenta con las siguientes características, que lo hace una herramienta de gran aplicación a los proyectos desarrollados por la empresa:

- Posee una estrategia de negocios bien definida que incluye e integra el desarrollo armónico de los proyectos.
- Emplea un proceso de trabajo normalizado para ejecutar los proyectos, basado en unas “mejores prácticas”.
- Mide continuamente contra sus competidores la calidad de su proceso de ejecución de proyectos para identificar áreas de mejora.
- El proceso de trabajo que emplean, es capaz de permitir la cancelación temprana de proyectos que no soportan adecuadamente los objetivos del negocio.



Figura 7. Modelo de maduración y gestión de proyecto (Fuente: Dirección de Gestión de Proyectos, 2005)

2.5.2 Descripción de las Fases del MMP

El MMP se encuentra dividido en cinco fases, definidas a partir del estudio del ciclo de vida de los proyectos. Las fases que comprende el MMP según la Dirección de Gestión de Proyectos (2005) son: Para el proceso de maduración “identificación de la oportunidad de negocio” –fase 1-, “evaluación de alternativas” –fase 2-, y “definición del proyecto” –fase 3- y para la gestión de proyectos “Ejecución del proyecto”- fase 4- y “Operación”- fase 5-.

Identificación de la oportunidad de negocio -Fase 1-

Es una etapa de alto valor agregado debido a la valoración de la viabilidad de la idea frente a las estrategias de Ecopetrol S.A., debe contener explícitamente: la justificación y los objetivos de la oportunidad, verificación de la alineación con los objetivos estratégicos, formulación de alternativas, estimación de costos +/- 50%,

identificación de riesgos, evaluación económica, equipo de trabajo tentativo y actividades a seguir.

Evaluación de alternativas –Fase 2-

Se agrega mayor valor a la idea que se esta desarrollando, ya que es en este punto se evalúan todas las alternativas y se toma la decisión de cuál es la mejor. Los aspectos que se deben desarrollar son: plan estructurado de la fase, definir e implementar las prácticas de incremento de valor, evaluación de las alternativas, evaluación de riesgos, definición de la alternativa (Alcance, nivel conceptual), estimación de costos, tiempo y recursos +/- 30%, análisis de involucrados, requerimientos de comunicaciones e identificación de licencias ó permisos y definición de planes.

Definición del Proyecto –Fase 3-

Es la última fase del proceso de maduración, se delimita el proyecto y se realiza la planeación. Con la información anterior se evalúan los riesgos y se analizan todos los escenarios posibles. Los aspectos que se deben cumplir son: plan estructurado de la fase, desarrollo de las estrategias de contratación, realizar el estudio de nivel básico, realizar los estimados de costos, tiempo y recursos +/- 15%, desarrollar el Plan de Ejecución del Proyecto (plan de compras y contratación, plan de recursos, plan de asuntos externos, plan de comunicaciones, plan de calidad, plan de manejo de riesgos, plan de precomisionamiento y comisionamiento, plan de manejo ambiental, seguridad y social y la confirmación del caso de negocio. Una vez desarrollada esta fase se realizará una medición del índice de definición del proyecto (Project Definition Rating Index, PDR), con el fin de contar con un indicador que permita decidir si el proyecto continúa a la siguiente fase ó si debe realizar acciones para estar en el nivel establecido.

Ejecución del proyecto –Fase 4-

En esta fase comienza la gestión del proyecto y se materializa. Se ponen en marcha todos los planes desarrollados en las fases anteriores y van mejorando ciertos aspectos, según las condiciones que se presenten. En esta fase se desarrollan aspectos tan importantes como: ejecutar el Plan de Ejecución del Proyecto, desarrollo de nivel detallado, aseguramiento tecnológico, construcción precomisionamiento y comisionamiento, ejecución del plan de administración de riesgos y evaluación Expost de ejecución.

Operación –Fase 5-

Etapas en la que finaliza la gestión del proyecto, se inicia la operación de todos los entregables del proyecto que han sido materializados y se verifican los beneficios económicos financieros del activo. En esta fase se realizan actividades centradas en: poner en marcha el activo con todos los insumos entregados de la fase anterior, realizar las evaluaciones económicas financieras después de un tiempo en operación. (Evaluación ex post económico - financiera) y evaluación de los

planes desarrollados después de un tiempo en operación. (Evaluación técnica
expost)

3. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CASOS PARA EL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CASABE

Con la aplicación de este método se buscó identificar claramente los diferentes factores técnicos, administrativos, sociales, ambientales y tecnológicos que impactaron los resultados obtenidos en el proyecto de inyección de agua que se implementó en el campo casabe de Ecopetrol S.A. a principios de la década de los ochenta. El impacto de dichos factores fue clasificado de acuerdo con las diferentes etapas del MMP que afectó. No se valoró cuantitativamente su impacto, debido a que más adelante en el análisis de resultados del método delphi los expertos evalúan el impacto de los factores más relevantes.

3.1 RESULTADOS DEL MÉTODO DE CASOS

Desde la planeación del proyecto hasta su etapa de evaluación existen diversos tipos de decisiones, actividades y factores que van incidiendo en los resultados de cualquier tipo de proyecto, especialmente de un proyecto tan complejo técnicamente y con un grado de incertidumbre medianamente alto que impone un yacimiento tan heterogéneo como las arenas productoras del campo Casabe. A continuación se presentan los diferentes factores que influyeron en el desarrollo del proyecto de inyección del campo casabe

3.1.1 Factores Administrativos

En la Tabla 3 se puede observar los diferentes aspectos administrativos que impactaron el proyecto, producto de la investigación y cuales fases del MMP impactaron.

Tipo de Factores	Fase 1 - Diseño Conceptual de la Oportunidad de Negocio	Fase 2 - Generación y Evaluación de Alternativas	Fase 3 - Desarrollo de la Alternativa Escogida	Fase 4 - Implementación del Proyecto	Fase 5 - Operación, Monitoreo y Evaluación
Administrativos	Toma de Decisiones				
	Gestión del Conocimiento				
	Estimación de costos y gastos operativos				
	Equipo Interdisciplinario de Trabajo				
	Economías de Escala			Mecanismos de Control de Calidad	
	Análisis de Riesgo				

Tabla 3. Factores Administrativos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)

Toma de decisiones: el carecimiento de una metodología clara para la toma de decisiones condujo a que algunas de ellas, que en su momento se pensaron correctas, no tuvieran la suficiente sustentación técnica y por tanto generaran o acentuaran múltiples problemas operacionales en el campo (Ej.: campaña de empaquetamiento con grava a todo el campo, altas tasas de inyección).

Gestión del conocimiento: no se revisaron las lecciones aprendidas producto de experiencias previas en campos cercanos y similares (La cira y galán). Falto la difusión del conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo es un factor clave.

Estimación de costos y gastos operativos: En Casabe la estimación de costos y gastos operativos no fue la más adecuada, debido a que se supuso precios del crudo del orden de US \$40/bbl para la construcción de sus flujos de caja, lo cual impacto al proyecto negativamente cuando por la década de los ochenta el precio cayo notablemente a niveles de US \$17/bbl. No se tuvo en cuenta la volatilidad del precio del crudo, por tanto este factor influyo negativamente durante el desarrollo del proyecto de inyección y su posterior evaluación financiera (entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

Análisis de Riesgos: La carencia de una evaluación cuantitativa de los riesgos inherentes al proyecto y la falta de establecimiento de mecanismos de mitigación de los mismos, conlleva a que aunque se conocían los problemas operacionales más comunes en el campo no se proyectara su impacto una vez implementado el proyecto de inyección de agua.

Equipo Interdisciplinario de trabajo: falto continuidad en el líder funcional del proyecto lo que genero una falta aplicación de las recomendaciones de los estudios previos a la fase de ejecución del proyecto muchas de las cuales estaban debidamente documentadas.

Mecanismos de Control de Calidad: La no existencia de certificados de calidad y pólizas de garantía, hizo que muchos de los equipos y materiales contratados para el proyecto no cumplieran con las especificaciones que se requerían para el trabajo en campo, lo que en ciertas circunstancias ocasiono el rediseño de un sistema ó que la metalúrgica de las piezas no fuera la adecuada para el proyecto.

Economías de Escala: El análisis del desarrollo de la perforación y producción del campo durante las primeras fases del proyecto de inyección de agua es muy

importante porque permite tener y pensar en aprovechar las economías de escala durante la vida del proyecto.

3.1.2 Factores Técnicos

Los principales factores técnicos que influyeron en el proyecto se resumen en la Tabla 4 que aparece a continuación.

Tipo de Factores	Fase 1 - Diseño Conceptual de la Oportunidad de Negocio	Fase 2 - Generación y Evaluación de Alternativas	Fase 3 - Desarrollo de la Alternativa Escogida	Fase 4 - Implementación del Proyecto	Fase 5 - Operación, Monitoreo y Evaluación
Técnicos	Estrategia de Administración Integral del Yacimiento				
				Calidad del Agua de Inyección	
					Sensibilidad roca-fluido
					La generalización del empaquetamiento con grava
	Estudios y Pruebas de Laboratorio				
	Pruebas de compatibilidad (fluido-fluido) y sensibilidad (roca-fluido)				
	Las altas relaciones de movilidad				
				Localización de los pilotos de inyección	
	Desconocimiento de las características del yacimiento				
				Escogencia del Patrón de Inyección	
	Modelo geológico del campo y mapa de conectividades hidráulicas				
				Alta tasas de inyección de agua	
					Baja Inyectividad
				Facilidades de Superficie	

Tabla 4. Factores Técnicos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)

Estrategia de Administración Integral del Yacimiento: En Casabe se pensó en implementar la inyección de agua, una vez el campo había declinado su producción a 4400 BOPD y la presión estaba por debajo del punto de burbuja del yacimiento, después de 34 años aproximadamente de iniciada la explotación del campo. El gas ya se había liberado en el yacimiento y este había perdido su energía original. De acuerdo con los expertos y la literatura (SPE 40044, 1998) lo recomendable es empezar este tipo de proyectos cuando la presión del yacimiento esta por encima o cerca al punto de burbuja. Ya que de lo contrario, si la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, hay gas libre en el yacimiento y esto hace que el tiempo de llenado sea mayor. Además se pueden presentar bajas eficiencias de barrido, ya que el agua inyectada se puede desplazar por la zona de gas e irrumpir rápidamente en los pozos productores sin lograr un buen barrido vertical.

Tipo de agua de inyección: el estudio de los pilotos recomendó utilizar agua dulce como fluido de inyección. Se escogió el agua proveniente de la formación la Mesa, ya que esta no necesitaba tratamiento previo si se utilizaba un sistema cerrado. Aun conociendo su contenido de sulfato de Sodio y Bicarbonato de Sodio que podría llegar a ser incompatible con el agua de la formación, ya que esta contiene cloruro de bario y esto podría generar precipitados.

Calidad del Agua de Inyección: el estudio de los pilotos recomendó utilizar agua dulce como fluido de inyección. Aun conociendo que su contenido de sulfato de Sodio y Bicarbonato de Sodio podrían llegar a ser incompatible con el agua de la formación, ya que esta contiene cloruro de bario y esto podría generar precipitados.

Sensibilidad roca – fluido: La sensibilidad de la roca al agua de inyección fue un factor crítico debido a que produjo el hinchamiento de las arcillas, reduciendo la permeabilidad de la formación y esto a su vez causo la disminución en la inyectividad en los pozos (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007)

La generalización del empaquetamiento con grava: La mejor técnica de control de arena de la época era el empaquetamiento con grava, por este motivo se tomo la decisión de iniciar una campaña de empaquetamiento de todos los pozos del campo, el problema no fue la decisión tomada sino la forma generalizada en que esta se implemento. Ya que el empaquetamiento con grava a su vez que disminuía los niveles de producción de arena del campo, también disminuía sus niveles de producción de crudo (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007).

Estudios y Pruebas de Laboratorio: Dentro de las recomendaciones que arrojaron los pilotos de inyección en Casabe y no fueron realizadas previo al desarrollo general del campo, se pueden listar las siguientes (Gómez, 1976):

- Análisis de compatibilidad del agua dulce con la salada por horizontes arenosos, a diferentes condiciones de temperatura y presión para simular lo que se podían encontrar durante la operación. Pero no se pudieron realizar debido a que no existía un laboratorio para tal fin a la fecha (1976).

- Adelantar ensayos de compatibilidad con el fin de diseñar un sistema de tratamiento de agua de inyección adecuado.

- El estudio recomendaba las siguientes pruebas en las muestras de corazones tomados en cada piloto:

Estudios de Mojabilidad

Contenido de arcillas hidratables

Determinación de las saturaciones de aceite, gas y agua

Permeabilidad y porosidad en medio represionado

Pruebas de presión capilar
Pruebas de inundación con agua
Pruebas de permeabilidad relativa
Pruebas de Tensión superficial
Tensión Interfacial

Altas relaciones de movilidad: Las altas relaciones de movilidad (13,8 Arenas superiores y 7,9 Arenas inferiores) entre los fluidos eran un factor muy negativo, ya que implicaba irrupciones tempranas del agua de inyección. Se pensó en adicionar aditivos al agua de inyección para disminuir su movilidad y aislar las arenas preferenciales (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2006).

Localización de los pilotos de inyección: Los pilotos de casabe fueron ubicados en la mejor parte del yacimiento, decisión entendible con el fin de obtener la aprobación del proyecto, pero el escalamiento a nivel global falló ya que no se tuvieron en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y por tanto los diversos resultados posibles. Adicionalmente se debió implementar escaladamente el proyecto y no de forma simultánea para todas las arenas del campo, solo algunas y algunos bloques (entrevista Ing. Jorge Hernández, 2006).

Desconocimiento de las características del yacimiento: Gómez, A. & Ramírez, A., (1981) demuestran que no se poseía suficiente información verificable y confiable de las propiedades de rocas y fluidos del campo Casabe antes de iniciar el proyecto de inyección de agua. De propiedades tales como porosidad, permeabilidad, presión capilar y saturación de agua connata, no se conocían datos o se realizaron pruebas de laboratorio para calcularlas.

Escogencia del patrón de inyección: La escogencia del patrón para el desarrollo de campo fue más influenciado por la forma como se desarrolló el campo primariamente (cuadrados regulares de 13 acres) que por un estudio geológico y de yacimientos del mismo. Se escogió un modelo de cinco puntos con cuatro inyectores en los extremos y un pozo central productor pero no se tuvieron en cuenta los canales preferenciales del yacimiento.

Modelo Geológico del Campo: En Casabe se desarrolló el proyecto de inyección de agua sin tener un modelo geológico del campo, ni un mapa de conectividades hidráulicas de las formaciones, razón por la cual se desconocía que el yacimiento era muy lenticular y por tanto las formaciones no presentaban continuidad. Lo cual generó que aceite quedara atrapado en el yacimiento (entrevista Ing. Patricia Rodríguez, 2007).

Altas tasas de inyección de agua: El buen desempeño de los pilotos de inyección del campo Casabe, generó que se tomara la decisión de inyectar a tasa altas, las cuales superaron la velocidad crítica y causaron problemas de arenamientos, canales preferenciales y colapsos en el campo (entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

Baja Inyectividad: La baja inyectividad de Casabe era ocasionada por problemas de taponamiento en la formación, debido a la migración de finos, hinchamiento de arcillas y precipitación de asfáltenos, lo que generó costos adicionales al proyecto, especialmente en lo que se refiere a la cantidad de trabajos relacionados con mantenimiento de subsuelo (entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

Facilidades de Superficie: En Casabe se sobredimensionaron las facilidades de superficie (plantas de inyección y estaciones de tratamiento) debido a que no todos los pozos tomaron como se tenía pensado y no se alcanzó la tasa de inyección planeada de 243600 BWPD, esto impactó la rentabilidad y economía del proyecto (entrevista Ing. Jorge Hernández, 2006).

3.1.3 Factores Ambientales

Altas Precipitaciones en la Región: la baja confiabilidad del sistema eléctrico en Casabe, a causa de las altas precipitaciones en la región, generaba cortes de suministro de energía del campo, causando la parada del sistema de inyección y pozos lo cual afectaba la producción diferida del campo. Estas paradas no programadas generaban pegadas por arenamiento en los pozos y por tanto una alta cantidad de trabajos de reacondicionamiento, que sobrepasaban la capacidad de los equipos disponibles del campo y disminuían la producción del mismo, ya que una vez intervenidos los pozos producían a menores tasas que antes del corte de la energía.

En la Tabla 5 se puede observar los diferentes aspectos ambientales y sociales que impactaron el proyecto.

Tipo de Factores	Fase I - Diseño Conceptual de la Oportunidad de Negocio	Fase 2 - Generación y Evaluación de Alternativas	Fase 3 - Desarrollo de la Alternativa Escogida	Fase 4 - Implementación del Proyecto	Fase 5 - Operación, Monitoreo y Evaluación
Ambientales					Altas precipitaciones en la región
Sociales				Condiciones Laborales	
	Situación socioeconómica				
					Hurto de fluidos

Tabla 5. Factores Ambientales y Sociales que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)

3.1.4 Factores Sociales

Condiciones Laborales: Las huelgas realizadas durante el desarrollo del proyecto afectaron de forma irreversible el mismo, ya que al dejar de funcionar las plantas de inyección, la presión caía, los pozos se arenaban con facilidad y la producción nunca se recuperaba.

Situación socioeconómica: Analizar el contexto socioeconómico de la época, la tecnología disponible y la experiencia del equipo de trabajo involucrado en el proyecto sirve para tener un análisis más amplio de la situación y es un factor clave para entender las motivaciones y razones detrás de las decisiones tomadas.

Hurto de fluidos: Otra complicación de tipo social era el poco e incierto control de la presión de inyección, debido a que las comunidades vecinas de las facilidades de inyección tomaban de esta agua para su uso doméstico, afectando así la etapa de monitoreo y la evaluación continua del proyecto.

3.1.5 Factores Tecnológicos

Tipo de Factores	Fase I - Diseño Conceptual de la Oportunidad de Negocio	Fase 2 - Generación y Evaluación de Alternativas	Fase 3 - Desarrollo de la Alternativa Escogida	Fase 4 - Implementación del Proyecto	Fase 5 - Operación, Monitoreo y Evaluación
Tecnológicos					Confiablez en el sistema Scada de monitoreo
	Tecnología Disponible				

Tabla 6. Factores Tecnológicos que Impactaron el Proyecto de Inyección de Agua de Casabe (Fuente: el autor)

Confiabilidad en el sistema Scada de monitoreo: El sistema de monitoreo y medición remoto Scada que se implementó durante el proyecto de inyección de agua en el campo Casabe, buscaba tener información de presiones y caudales de cada pozo en tiempo real, pero debido a que no operaba eficientemente, es decir, reportaba datos erróneos, la confiabilidad del sistema se vio afectada a tal punto de perderse la credibilidad en el mismo. Por tanto las inversiones en el sistema se perdieron e incurrieron en sobre costos para el proyecto, porque se debió recurrir a la contratación de la tradicional figura de recorredores de pozos.

Tecnología disponible: La tecnología disponible en la época no era la más adecuada para conocer el yacimiento y desarrollar de manera exitosa el proyecto de inyección de agua. En Casabe se probó directamente sobre el campo por carecer de los laboratorios apropiados.

4. APLICACIÓN DEL MÉTODO DELPHI PARA IDENTIFICACIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS EN INYECCIÓN DE AGUA

Para la correcta aplicación del método Delphi se encuestó un grupo de 15 expertos en el tema de inyección de agua a nivel nacional, se realizaron dos rondas de cuestionarios y en la mayoría de las respuestas se llegó a un consenso bastante notorio, obteniéndose de esta forma una medida clara de tendencia central como la mediana. La dificultad en la aplicación del método radica en el esfuerzo para lograr encuestar a los expertos, se recurrió a citas personales y al uso del correo electrónico exhaustivamente.

El compendio de mejores prácticas se realizó utilizando el modelo de maduración y gestión de proyectos de Ecopetrol y el proceso de diseño de inyección de agua propuesto por Satter et al. (1998) para la integración de estas prácticas de forma metodológica y secuencial.

4.1 RESULTADOS DEL MÉTODO DELPHI

A continuación se aplica el modelo de maduración y gestión de proyectos de Ecopetrol para un proyecto de inyección de agua y se analizan las mejores prácticas producto de la aplicación del método delphi para cada una de sus fases.

4.1.1 Fase I. Identificación de Oportunidades de Negocio

El objetivo principal de la fase 1 es la formulación de la oportunidad de negocio, un resumen de las mejores prácticas identificadas para esta fase del proyecto se puede observar en la Figura 8. Durante esta fase se identifican y analizan necesidades con el fin de plantear oportunidades de negocio, para el caso de los proyectos de inyección de agua, las principales razones que motivan su implementación son la disminución de la presión del yacimiento, el bajo factor de recobro por los métodos de recobro primario y la búsqueda del reemplazo e incremento de reservas. Estas razones se pueden observar mejor en la Figura 9.

MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS APLICADO A PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

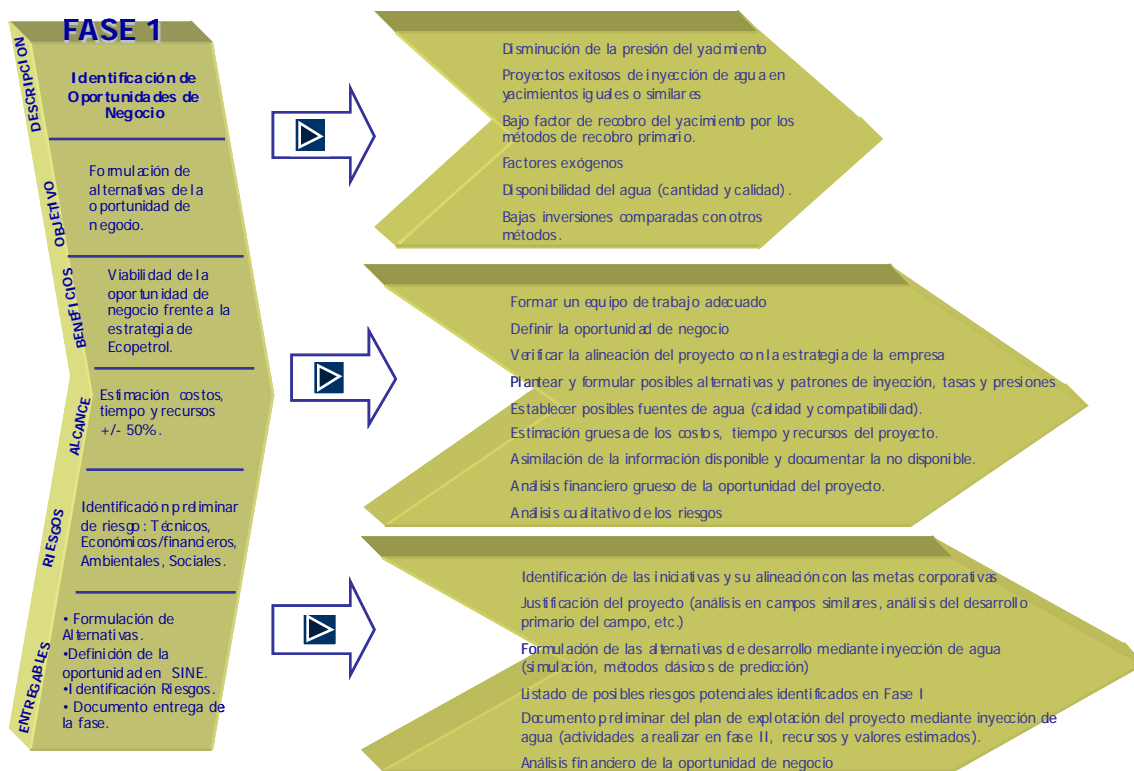


Figura 8. Mejores Prácticas en Fase I (Fuente: el autor).

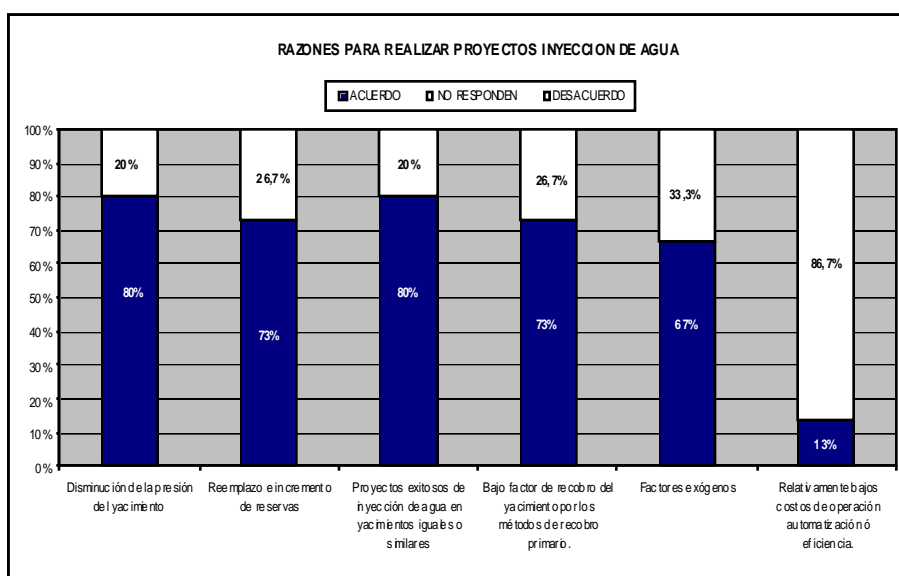


Figura 9. Razones para Realizar los Proyectos de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Dentro del alcance de esta fase se encuentra la estimación con una desviación del valor esperado de más ó menos 50% en costos, recursos y tiempo. Para llevar a cabo lo anterior se deben realizar las siguientes actividades en proyectos de inyección de agua: formar un equipo de trabajo adecuado, definir la oportunidad de negocio y verificar su alineación con la estrategia de la empresa, plantear y formular las posibles alternativas y patrones de inyección, tasas y presiones, establecer las futuras fuentes de agua (calidad y compatibilidad), realizar una estimación gruesa de los costos y el análisis financiero y de riesgos de la oportunidad de negocio. En la Figura 10 que se muestra a continuación se puede observar la importancia, que de acuerdo al grupo de expertos seleccionados, tienen estas actividades en la fase I del proyecto.

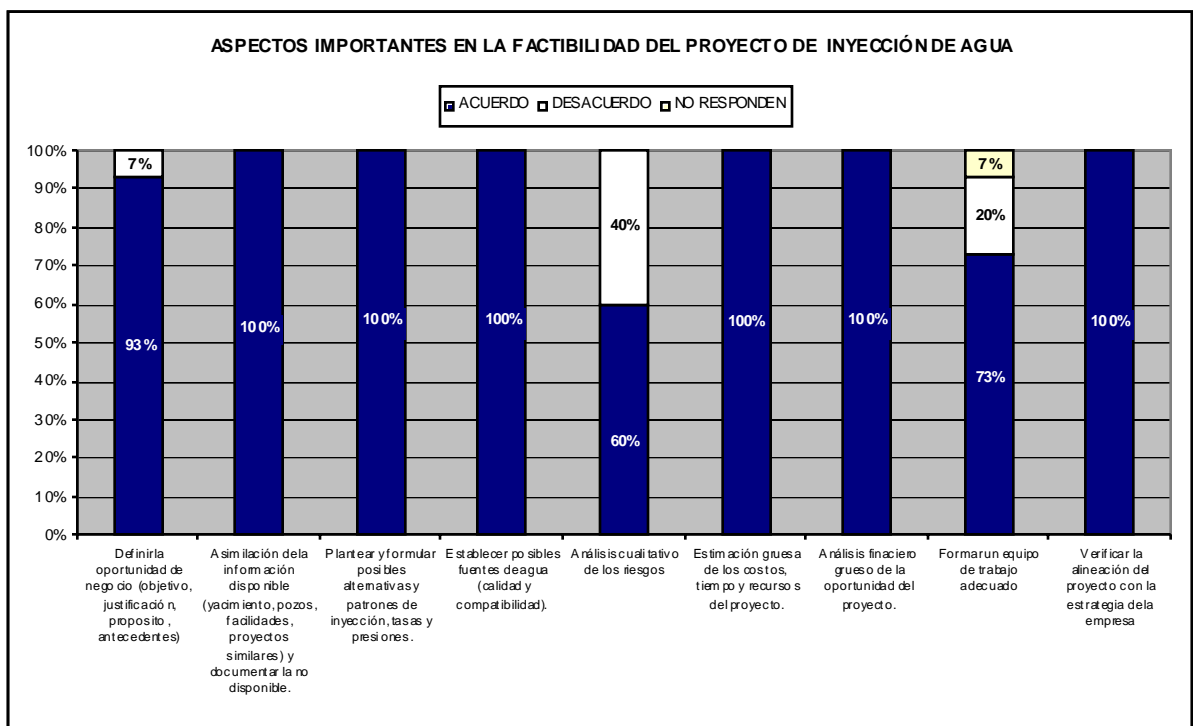


Figura 10. Actividades a realizar durante Fase I del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Se observa como en actividades como el análisis cualitativo de los riesgos y la formación de un equipo de trabajo adecuado no se logro consenso, debido especialmente a que el tema de riesgos es relativamente nuevo al interior de la organización y la formación de equipos integrados de trabajo ha tenido inconvenientes en la misma.

Los principales entregables en esta fase de acuerdo con la aplicación del método delphi son: la identificación de las iniciativas, la formulación de las alternativas de desarrollo mediante inyección de agua (ver Figura 11).

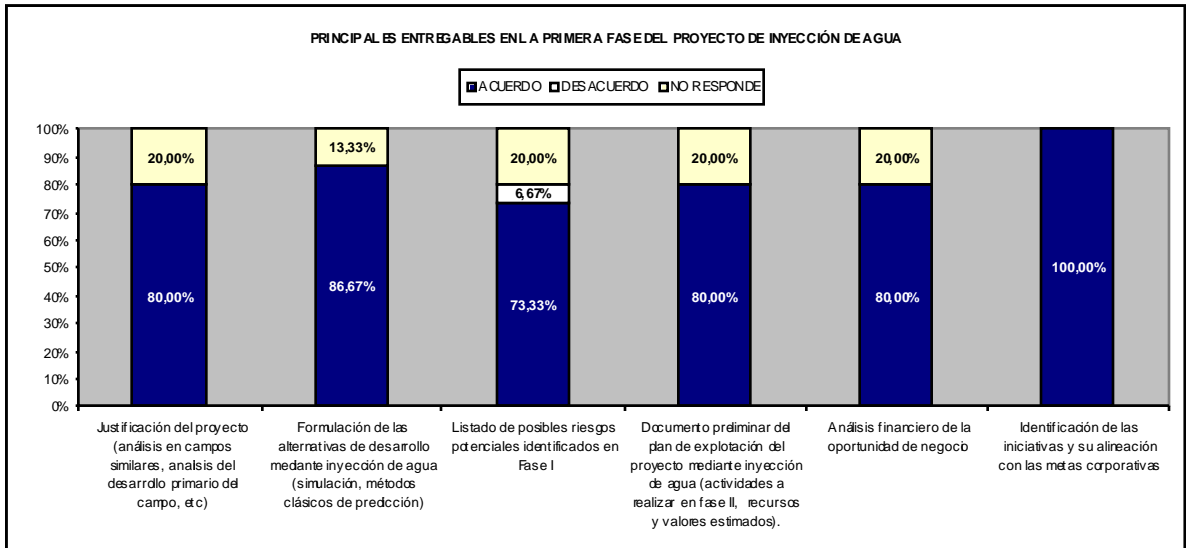


Figura 11. Principales Entregables durante la Fase I del proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

En la figura que aparece a continuación se muestra el impacto de la elaboración de cada uno de estos entregables en el desarrollo de la siguiente fase del proyecto (fase II).

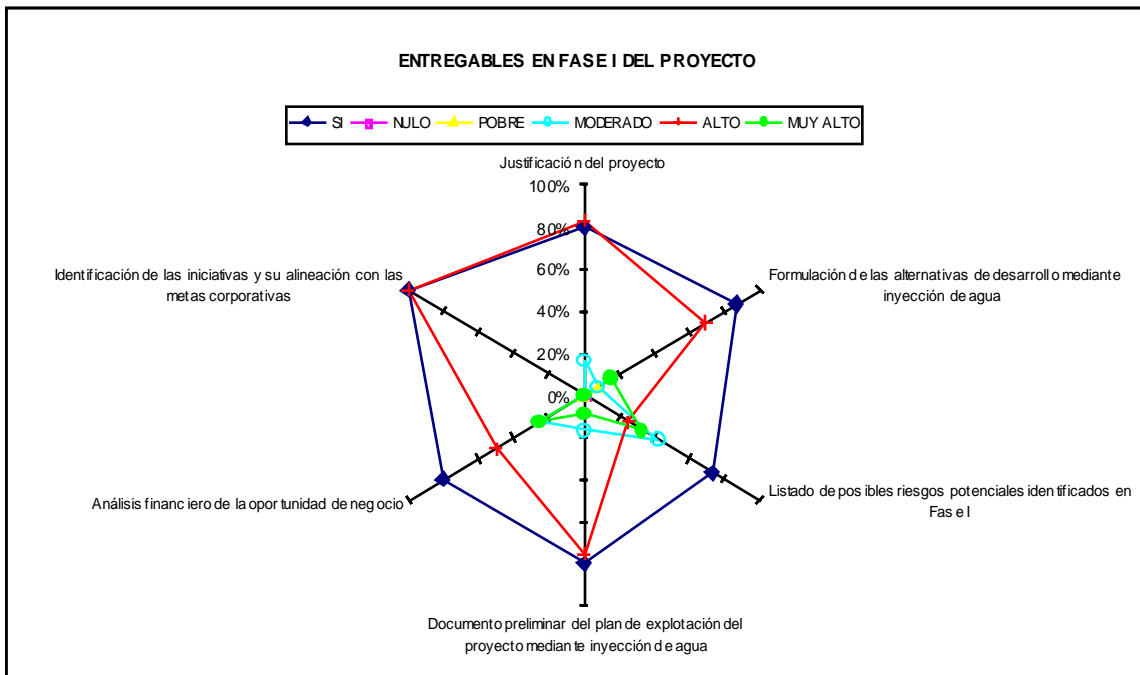


Figura 12. Impacto de los Entregables de Fase I del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).

Siguiendo el método delphi se determinaron unas medidas de tendencia central y dispersión de cada uno de los aspectos. Para ese propósito se estableció el siguiente perfil de distribución del impacto.

No responde	0
Nulo	1
Pobre	2
Moderado	3
Alto	4
Muy Alto	5

Tabla 7. Perfil de Distribución del Impacto (Fuente: el autor).

A continuación se mostrara el impacto de cada entregable de Fase I de acuerdo a la opinión de los expertos.

- *Justificación del Proyecto*

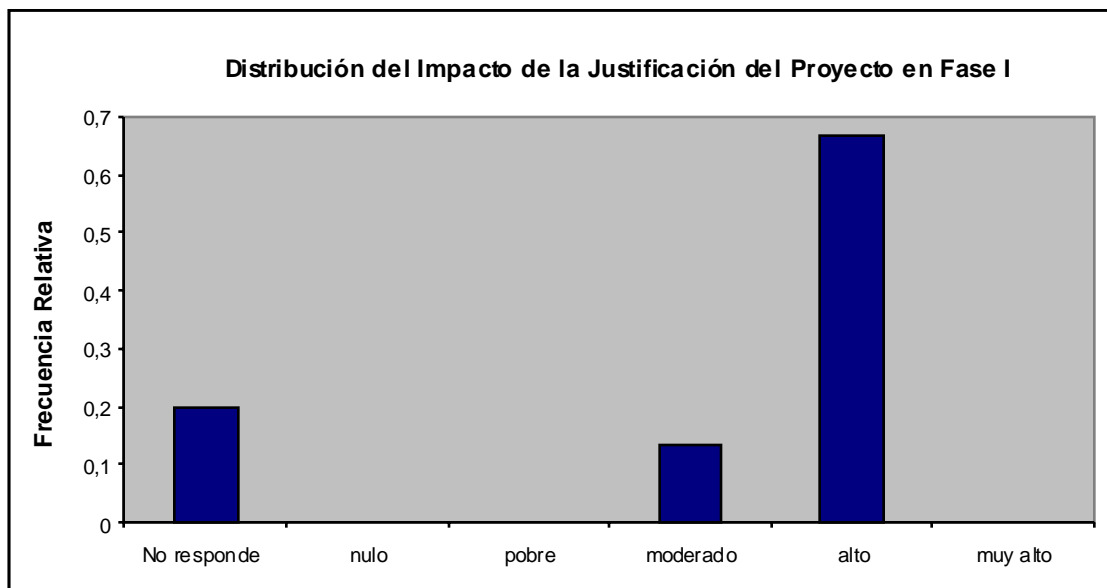


Figura 13. Distribución del Impacto de la Justificación del Proyecto en Fase I (Fuente: el autor).

Mediana	4	Alto
Moda	4	Alto
Mínimo	0	No responde
Máximo	4	Alto
Media	3,07	
Desviación Estándar	1,62	
Coefficiente de Variación	0,53	

Tabla 8. Medidas del Impacto de la Justificación del Proyecto (Fuente: el autor).

- *Formulación de las alternativas de desarrollo mediante inyección de agua*

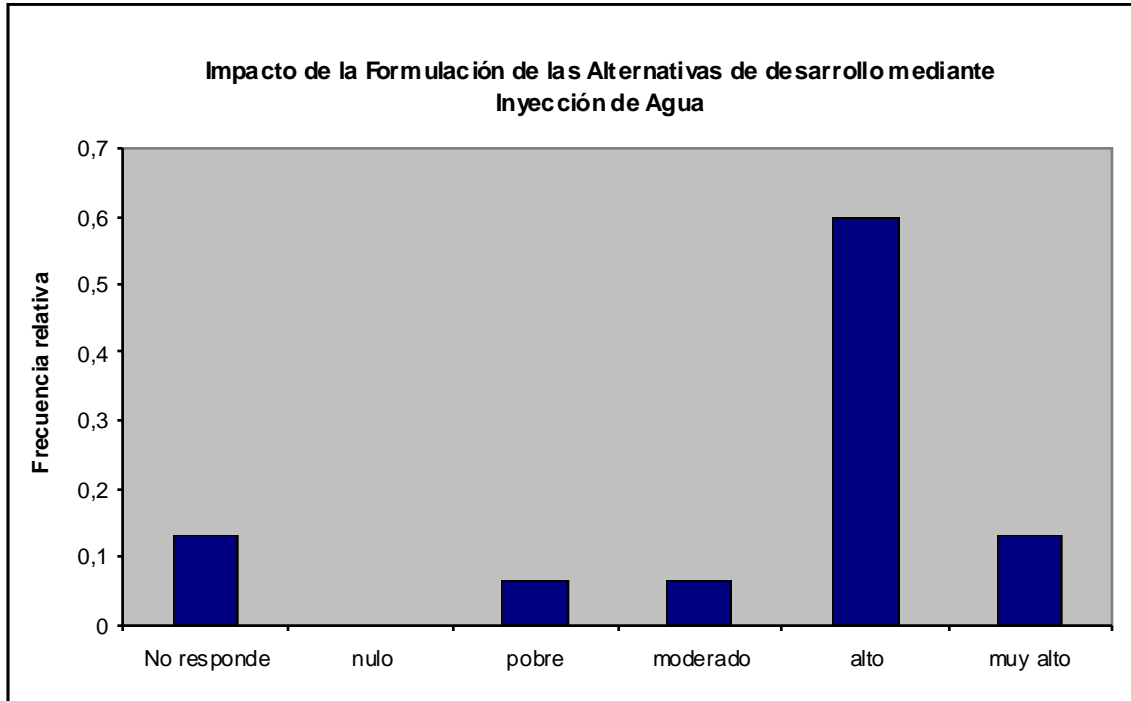


Figura 14. Distribución del Impacto de la Formulación de Alternativas de Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Mediana	4	Alto
Moda	4	Alto
Minimo	0	Blanco
Maximo	5	Muy Alto
Media	3,40	
Desviación Estándar	1,55	
Coefficiente de Variación	0,46	

Tabla 9. Medidas del Impacto de la Formulación de Alternativas de Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).

- *Listado de posibles riesgos potenciales identificados en Fase I*

Como se menciona anteriormente este aspecto presenta una mayor dispersión debido al poco uso de esta práctica al interior de la organización.

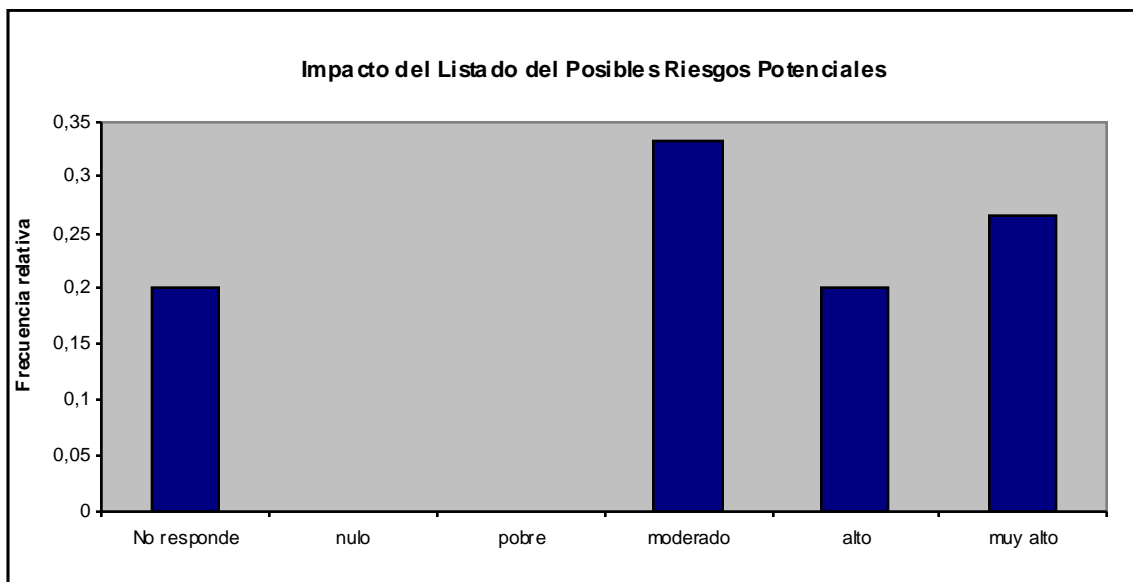


Figura 15. Distribución del Impacto de los Posibles Riesgos Potenciales en el Desarrollo mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Mediana	3	Moderado
Moda	3	Moderado
Mínimo	0	No responde
Máximo	5	Muy Alto
Media	3,13	
Desviación Estándar	1,81	
Coefficiente de Variación	0,58	

Tabla 10. Medidas del Impacto de los Posibles Riesgos que pueden afectar el Desarrollo de la Inyección de Agua (Fuente: el autor).

- *Documento preliminar del plan de explotación del proyecto mediante inyección de agua*

Mediana	4	Alto
Moda	4	Alto
Mínimo	0	No responde
Máximo	5	Muy Alto
Media	3,13	
Desviación Estándar	1,68	
Coefficiente de Variación	0,54	

Tabla 11. Medidas del Impacto de la Elaboración de un Plan de Explotación mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).

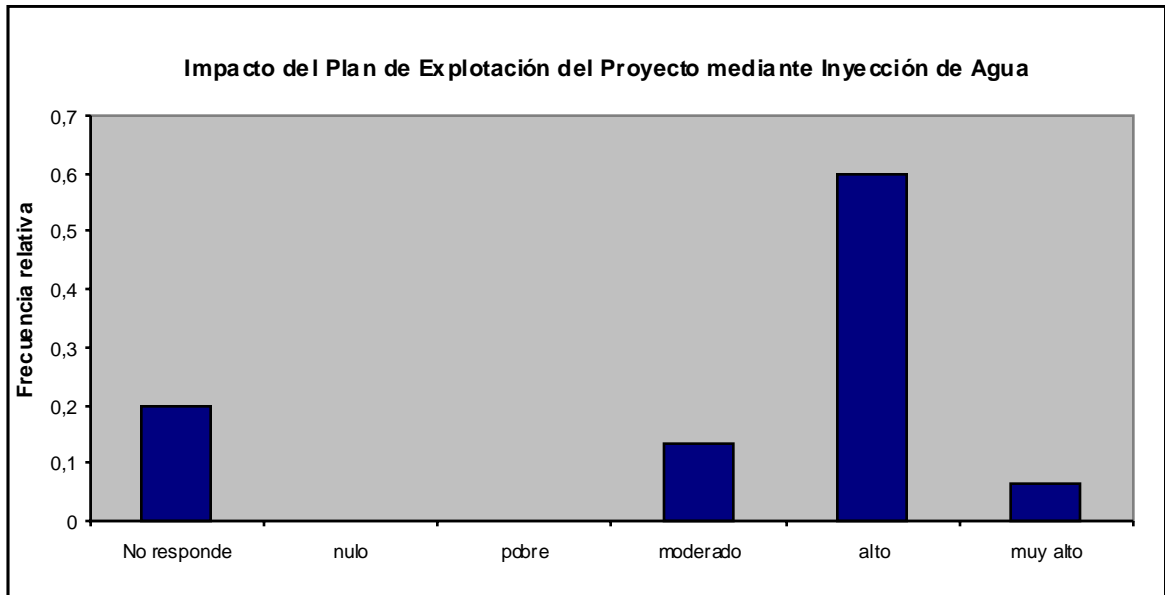


Figura 16. Distribución del Impacto de la Elaboración de un Plan de Explotación mediante Inyección de Agua (Fuente: el autor).

- *Análisis financiero de la oportunidad de negocio*

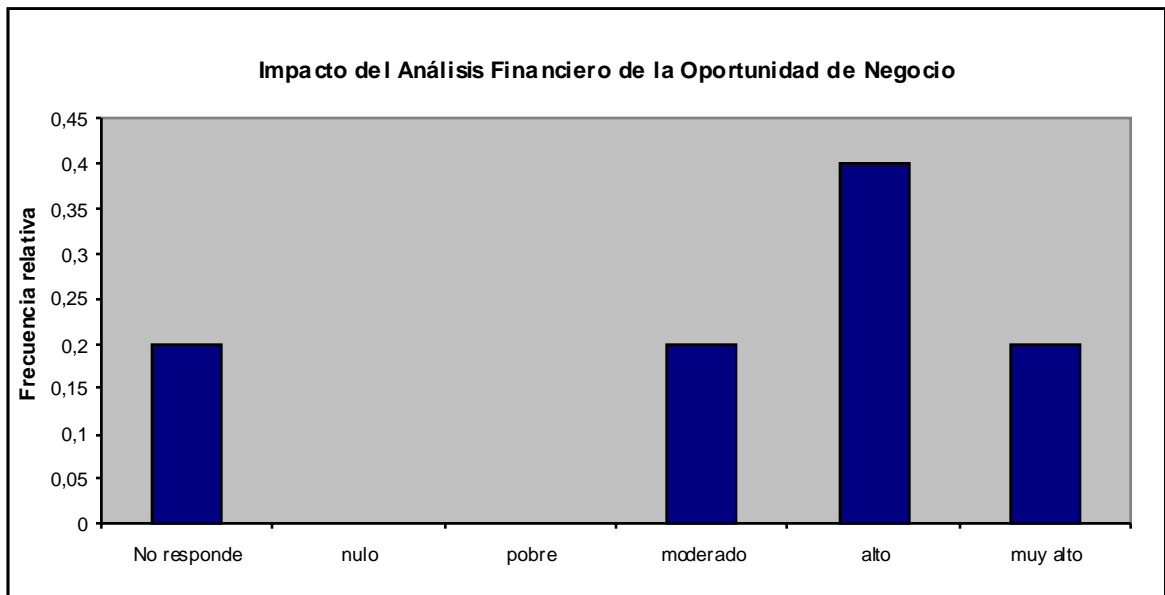


Figura 17. Distribución del Impacto del Análisis Financiero de la Oportunidad de Negocio (Fuente: el autor).

Mediana	4	Alto
Moda	4	Alto
Minimo	0	No responde
Maximo	5	Muy Alto
Media	3,20	
Desviación Estándar	1,78	
Coefficiente de Variación	0,56	

Tabla 12. Medidas del Impacto del Análisis Financiero de la Oportunidad de Negocio (Fuente: el autor).

- *Identificación de las iniciativas y su alineación con las metas corporativas*

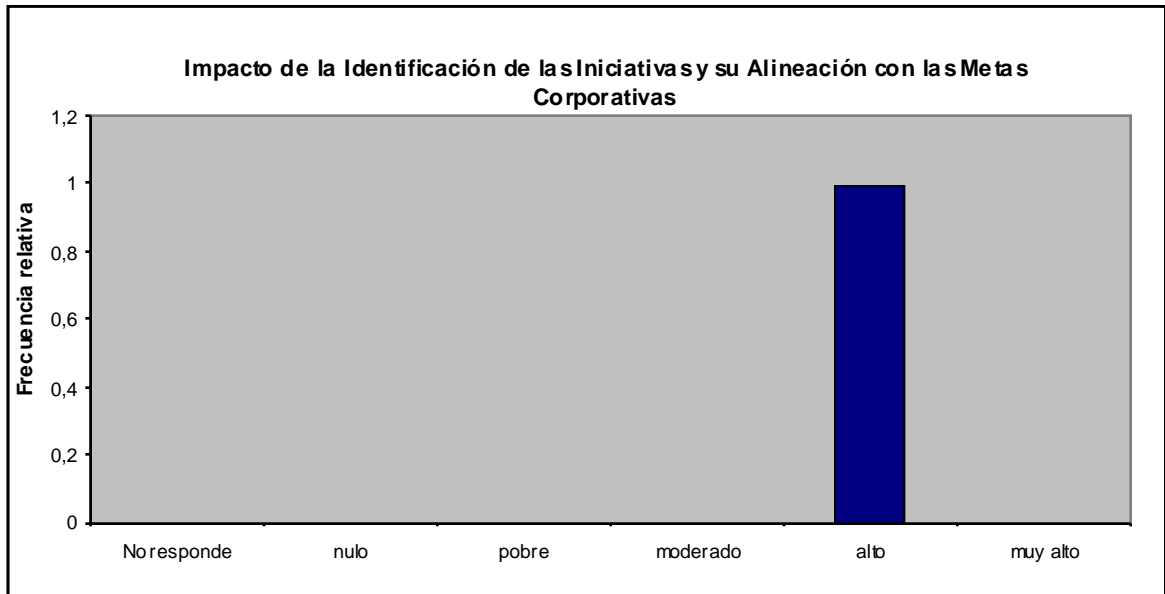


Figura 18. Distribución del Impacto de la Identificación y Alineación de las Iniciativas con las Metas Corporativas (Fuente: el autor).

Mediana	4	Alto
Moda	4	Alto
Minimo	4	Alto
Maximo	4	Alto
Media	4,00	
Desviación Estándar	0,00	
Coefficiente de Variación	0,00	

Tabla 13. Medidas del Impacto de la Identificación y Alineación de las Iniciativas con las Metas Corporativas (Fuente: el autor).

4.1.2 Fase II. Evaluación de Alternativas

A través de la información generada en la fase I, se priorizarán y se evaluarán las alternativas para la realización del proyecto de inyección, y se estructurara el caso de negocio y la información requerida para fase III. Un resumen de las mejores prácticas identificadas en esta fase para los proyectos de inyección de agua se puede observar en la Figura 19

MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS APLICADO A PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

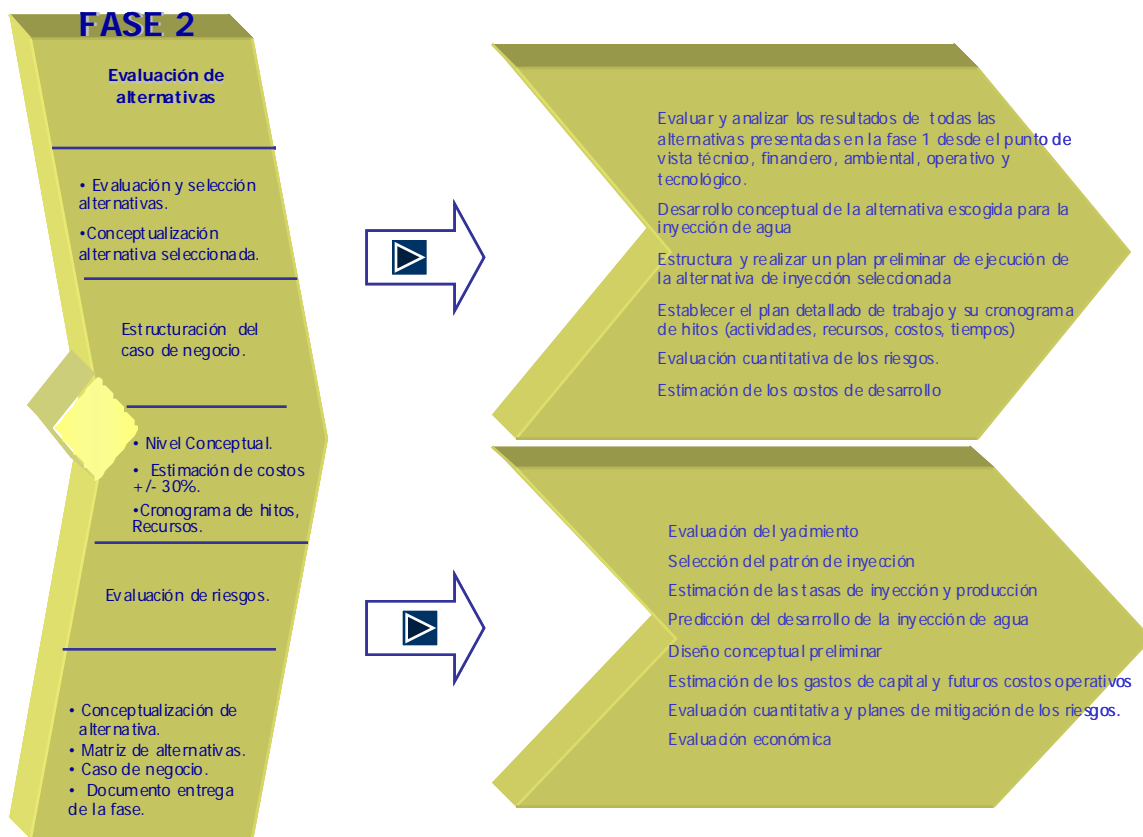


Figura 19. Mejores Prácticas en Fase II (Fuente: el autor).

En esta fase se tiene un nivel conceptual, donde se realiza una estimación en costos, recursos y tiempo de +/-30% de desviación con respecto a su valor esperado. Para proyectos de inyección de agua dentro de su alcance se encuentra la realización de algunas de las siguientes actividades: Evaluar y analizar los resultados de todas las alternativas presentadas en la fase 1 desde el punto de vista técnico, financiero, ambiental, operativo y tecnológico, realizar el

desarrollo conceptual de la alternativa escogida para la inyección de agua, estructura y realizar un plan preliminar de ejecución de la alternativa de inyección seleccionada, establecer el plan detallado de trabajo y su cronograma de hitos (actividades, recursos, costos, tiempos), realizar la evaluación cuantitativa de los riesgos y la estimación de los costos de desarrollo. En la figura que se muestra a continuación se puede observar como los expertos calificaron las actividades más relevantes durante la fase II del proyecto de inyección de agua.

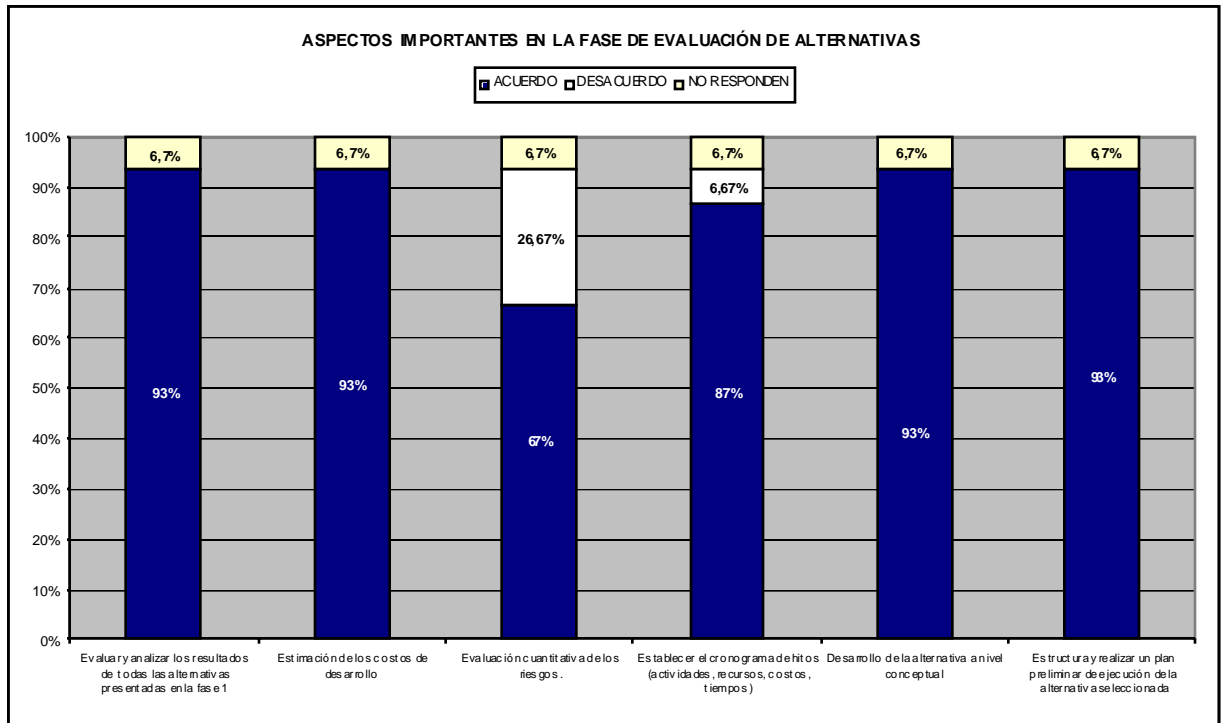


Figura 20. Principales Actividades a realizar durante la Fase II del proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Como se puede observar de la grafica en los aspectos de evaluación cuantitativa de los riesgos y el establecimiento del cronograma de hitos, no tiene un grado de consenso total, lo cual es entendible por la novedad de estos aspectos en las etapas tempranas del proyecto y su falta de uso al interior de la organización. En la Figura 21 se puede observar el impacto que todas estas actividades tiene sobre el desarrollo del proyecto.

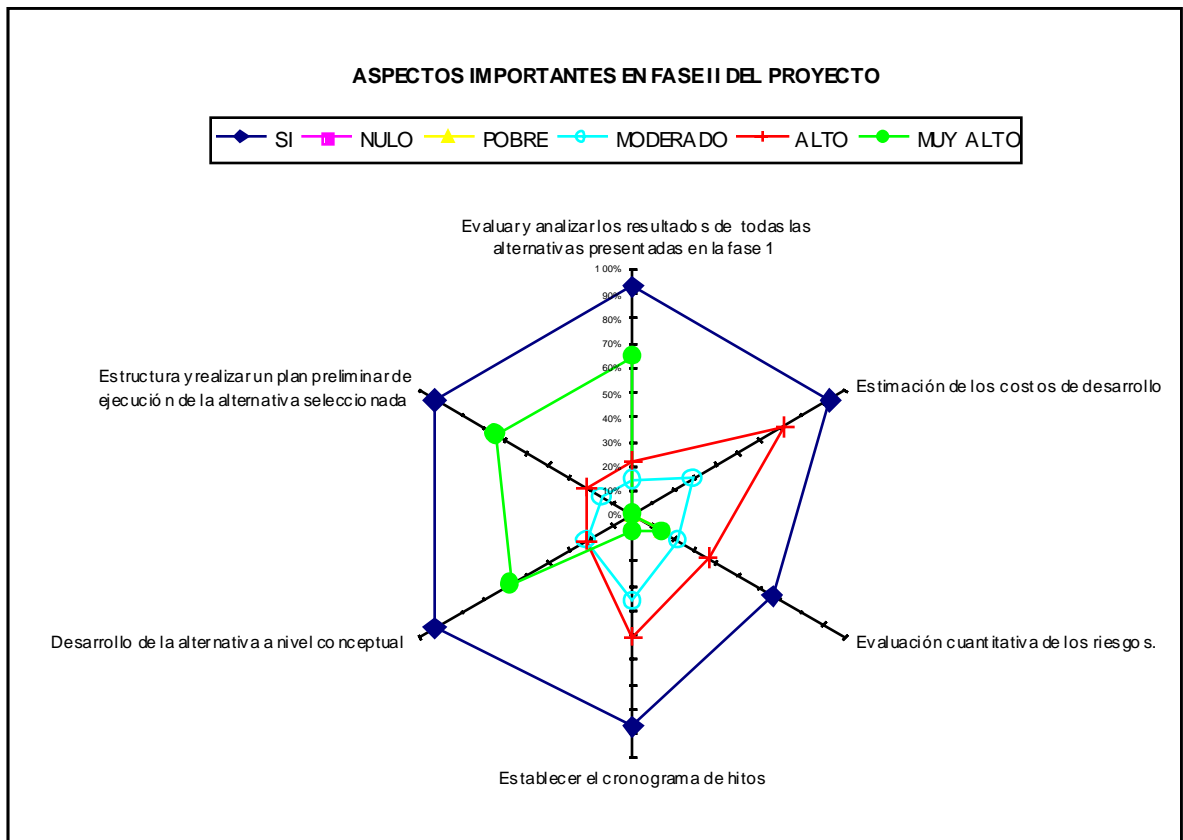


Figura 21. Impacto de las Actividades de Fase II en el Desarrollo del Proyecto (Fuente: el autor).

En la evaluación cuantitativa de los riesgos no existe una tendencia clara y la dispersión en las respuestas es mayor, esto es producto de la falta de práctica de esta actividad al interior de la organización, lo que lleva a que su importancia se vea subvalorada. Por tal razón en la tabla que aparece a continuación se puede observar la distribución de las respuestas de los expertos.

Mediana	3	Moderado
Moda	4	Alto
Mínimo	0	No responde
Máximo	5	Muy Alto
Media	2,87	
Desviación Estándar	1,73	
Coefficiente de Variación	0,60	

Tabla 14. Medidas del Impacto de la Evaluación Cuantitativa de los Riesgos por Alternativa en Fase II (Fuente: el autor).

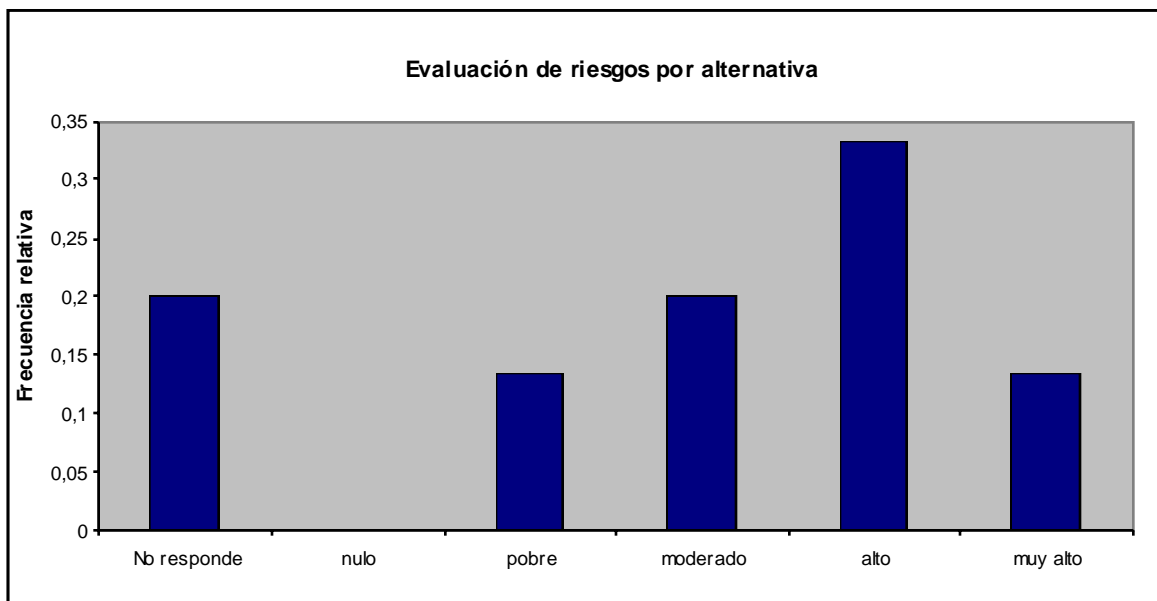


Figura 22. Distribución del Impacto de la Evaluación Cuantitativa de los Riesgos por Alternativa en Fase II (Fuente: el autor).

En fase II los principales entregables para poder seguir desarrollando el proyecto de inyección según los expertos son: la evaluación del yacimiento, la selección del patrón de inyección a implementar, la predicción del desarrollo de la inyección de agua y el diseño conceptual preliminar para la alternativa escogida.

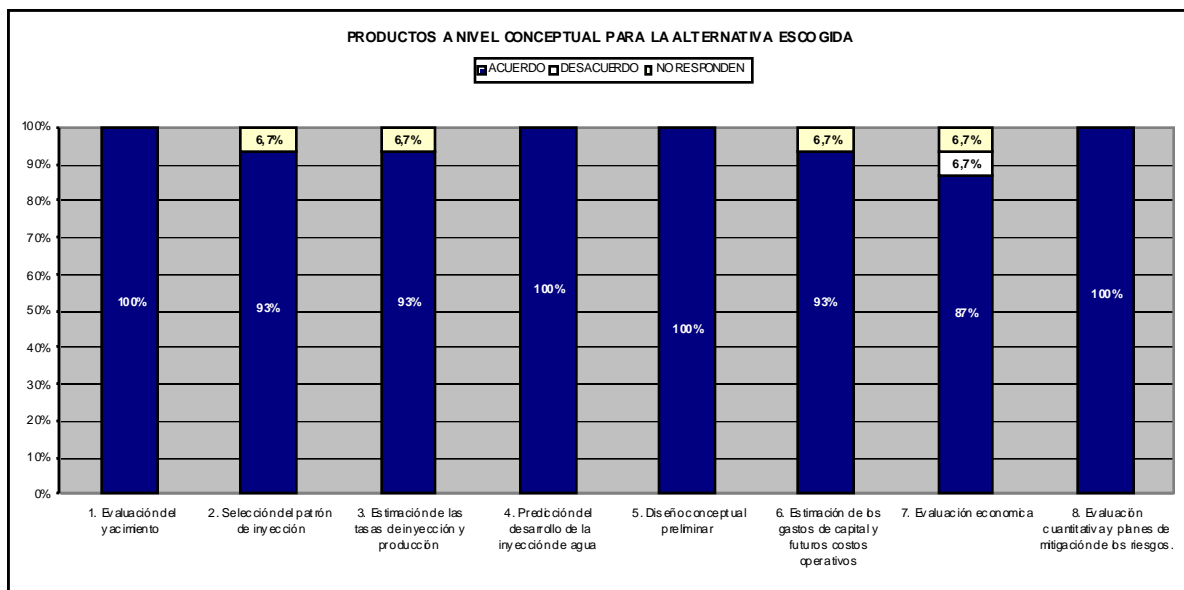


Figura 23. Principales Entregables durante Fase II del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).

4.1.3 Fase III. Definición del proyecto.

El objetivo principal de la fase III es desarrollar en detalle el alcance y los planes de ejecución de la alternativa seleccionada en la fase II, con el fin de llevarla a nivel de detalle, configurarla y definirla como proyecto. Para esto se requiere evaluar la alternativa seleccionada en la fase II desde diferentes enfoques (técnico, financiero, costos, tiempo y riesgos) verificando que estén alineados con los planes de desarrollo de ECOPETROL, y de esta forma generar la documentación que conforme el plan del proyecto y sirva como soporte para la fase de ejecución.

Esta fase en un proyecto de inyección de agua es de gran importancia y toma bastante tiempo, ya que los estudios y pruebas que involucra son de larga duración. La fase III ratifica todos los supuestos de la alternativa seleccionada durante la fase II con el fin de obtener la confirmación del caso de negocio y reducir el grado de incertidumbre, ya que se incorporan los resultados del análisis de riesgos que se viene ejecutando en paralelo.

MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS APLICADO A PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

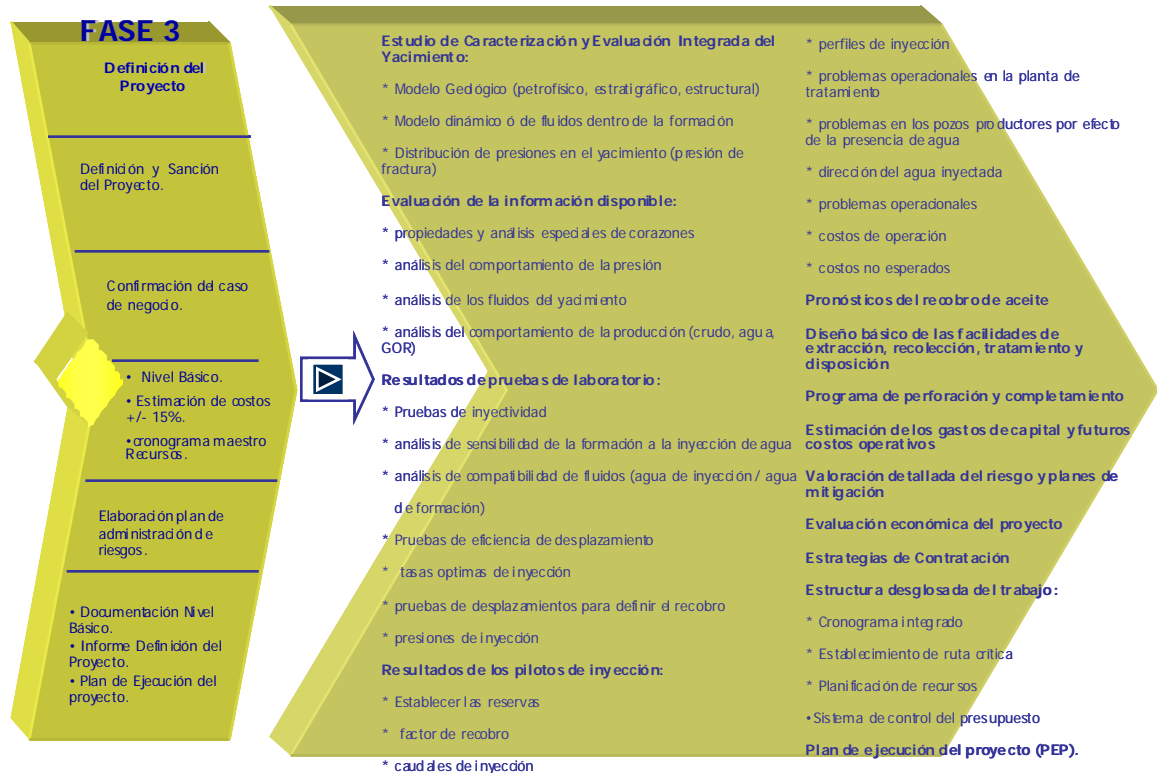


Figura 24. Mejores Prácticas en Fase III (Fuente: el autor).

Los principales entregables de fase III de acuerdo a los resultados arrojados por la aplicación del método delphi son: Estudio de Caracterización y Evaluación Integrada del Yacimiento, Pronósticos del recobro de aceite, Diseño básico de las facilidades de extracción, recolección, tratamiento y disposición, Valoración detallada del riesgo y planes de mitigación, Estructura desglosada del trabajo y Plan de ejecución del proyecto (PEP).

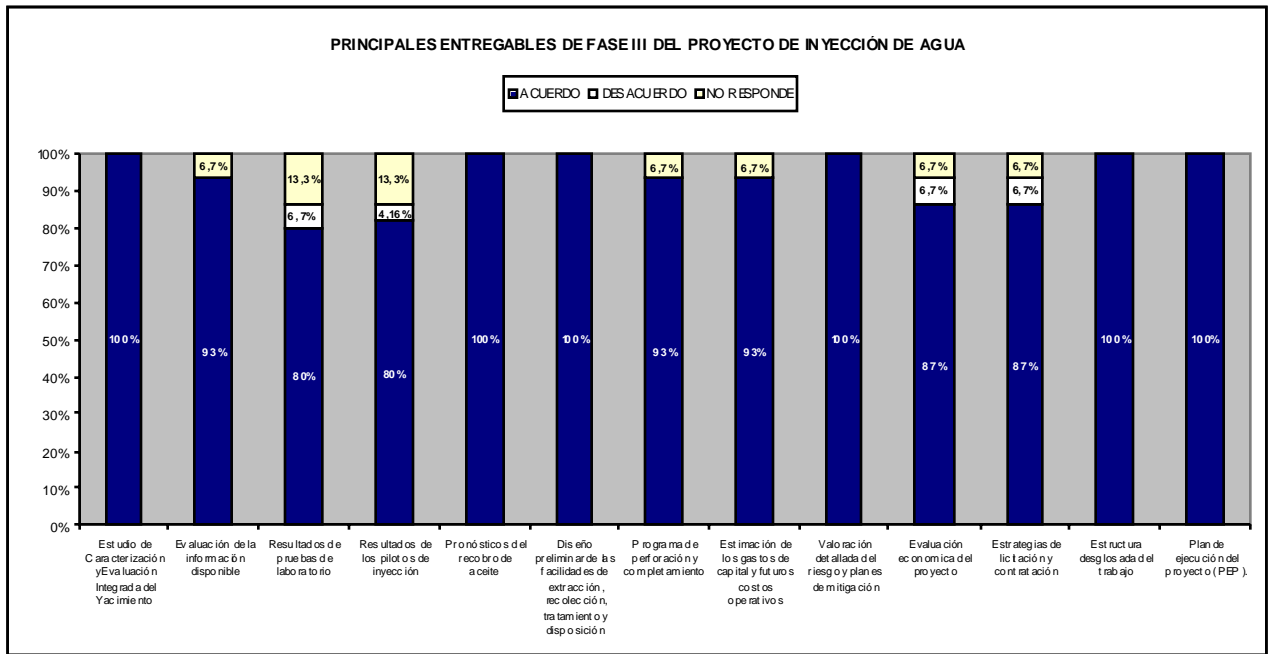


Figura 25. Principales entregables durante la fase III del proyecto de inyección de agua (Fuente: el autor).

Actividades como la realización de pruebas de laboratorio, pilotos de inyección, en proyectos de inyección de agua pueden tomar hasta 18 meses de duración, por tanto algunos expertos piensan que hace parte de la ejecución del proyecto, pero estos resultados deben estar disponibles para su análisis antes de empezar el proyecto global con el fin de definir su realización, reducir incertidumbres y establecer la cantidad de reservas a recuperar.

El impacto de cada uno de estos entregables para el desarrollo de la fase IV del proyecto de inyección de agua es mostrado en la siguiente figura.

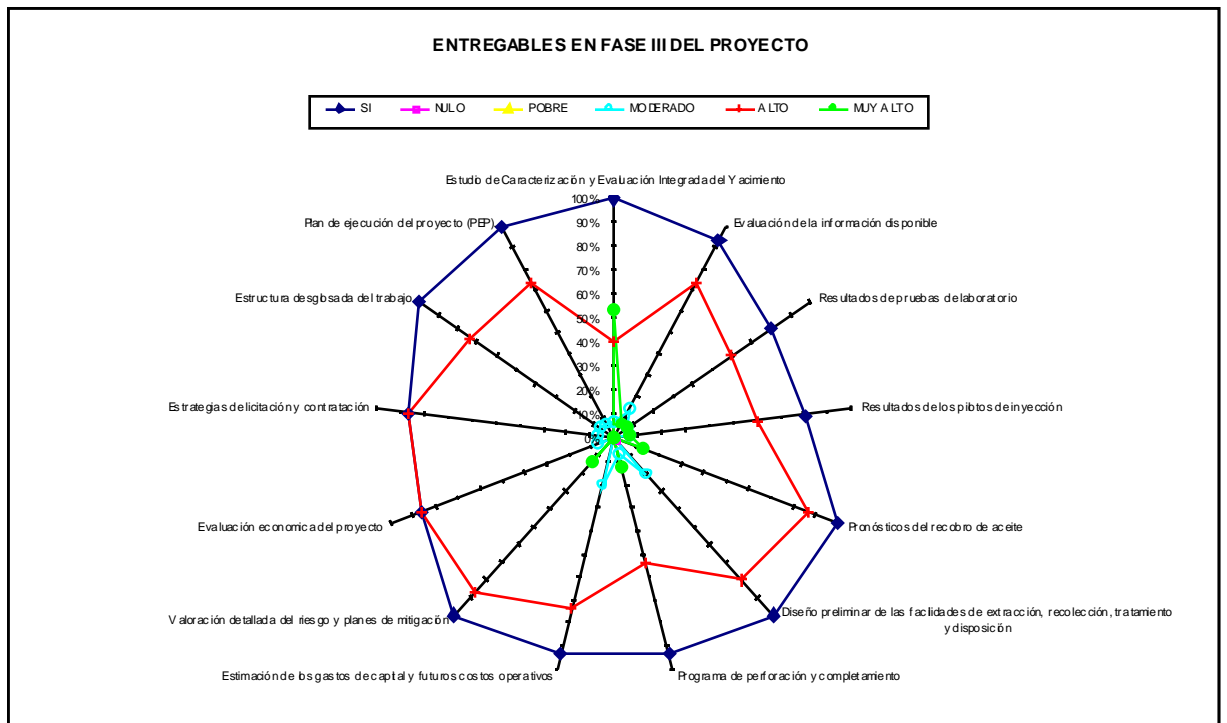


Figura 26. Impacto de los entregables de la fase III en el desarrollo del proyecto. (Fuente: el autor).

4.1.4 Fase IV. Ejecución del proyecto.

El objetivo en esta Fase es ejecutar el proyecto, según el alcance definido y de acuerdo a lo planeado, en cuanto a costos, tiempo y calidad. En esta fase se materializa realmente el proyecto, se obtiene el bien o servicio que se concibió como objetivo del proyecto. En la Fase IV se debe garantizar el cumplimiento de los planes definidos en el plan de ejecución del proyecto (PEP). Las actividades no solo se limitan a la materialización de los bienes y servicios contratados sino al control necesario para garantizar el cumplimiento de la calidad, los tiempos pactados, los costos estimados, y la utilización de los recursos de acuerdo a las tareas acordadas. Los beneficios obtenidos mediante una adecuada gestión redundarán en ahorros significativos, evitando reclamaciones posteriores, desacuerdos entre las partes y manteniendo el equilibrio económico del proyecto.

Esta fase en un proyecto de inyección de agua comprende las actividades que se muestran a continuación en la Figura 27.

MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS APLICADO A PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA.



Figura 27. Mejores Prácticas en Fase IV (Fuente: el autor).

Observan la figura que aparece a continuación y de acuerdo con la aplicación del método Delphi se puede concluir que las actividades donde hubo un consenso general, fueron aquellas donde con base en la experiencia del grupo encuestado, se pudo concluir que la carencia de estas actividades en proyectos anteriores de inyección de agua influyo negativamente en el desarrollo de los mismos, dentro de estas actividades se encuentran:

Tener un apoyo administrativo completo y contar con el compromiso del personal de campo, asegurar una difusión permanente del conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo, facilitar la interacción y comunicación entre los diferentes grupos funcionales del proyecto,

seleccionar el personal operativo y entrenarlo, utilizar la transferencia de tecnología y desarrollar un plan de monitoreo y vigilancia para el proyecto de inyección de agua.

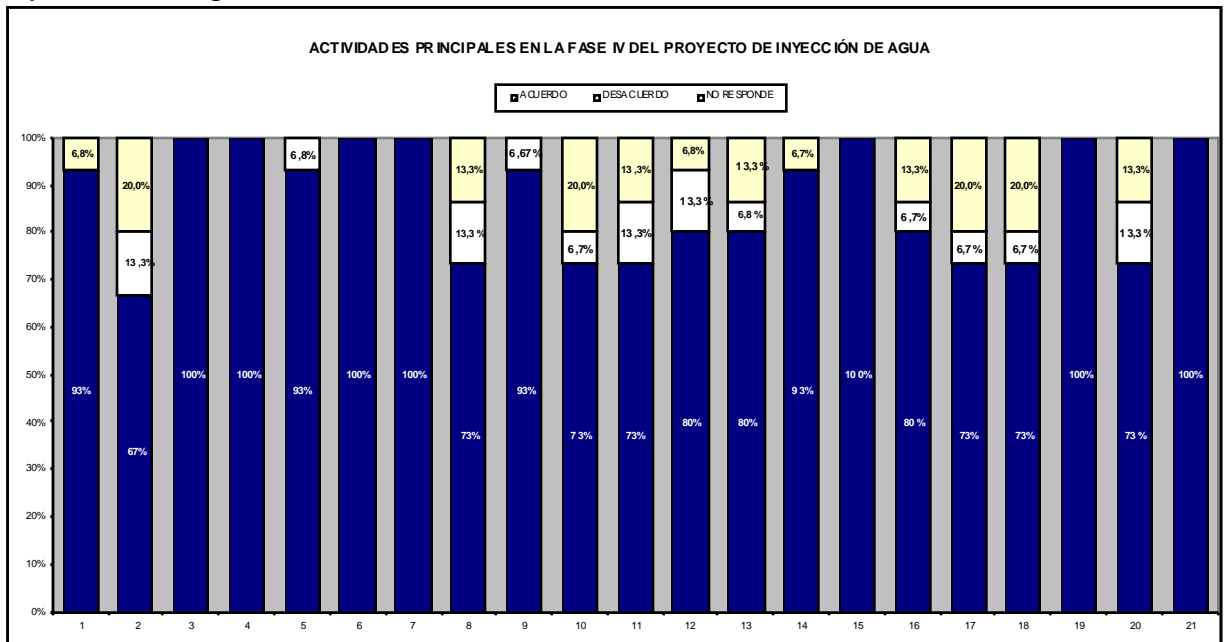


Figura 28. Actividades a realizar durante la Fase IV del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

Dentro de las actividades en las que no se logro consenso en los expertos y de acuerdo con sus razones se tiene: la elaboración de un plan de ejecución flexible, no se cree en la flexibilidad entendida como no cumplimiento del programa detallado de trabajo establecido en la fase previa. La entrega de los protocolos y manuales de operación y puesta en servicio, así como los de mantenimiento del proyecto, es algo nuevo en la organización por tal razón no se presento consenso pero es una practica fundamental para evitar inconvenientes durante la fase de operación de las instalaciones del proyecto. .

4.1.5 Fase V. Operación del proyecto.

En esta fase se realiza la evaluación y comparación de los beneficios recibidos contra los planeados, se asegura que el proyecto opere técnica, económica y financieramente de acuerdo a lo planeado. En esta fase se inicia la operación del proyecto y el control de calidad. Las principales actividades a realizar se pueden observar en la figura que aparece a continuación.

MODELO DE MADURACION Y GESTION DE PROYECTOS APLICADO A PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.



Figura 29. Mejores Prácticas en Fase V (Fuente: el autor).

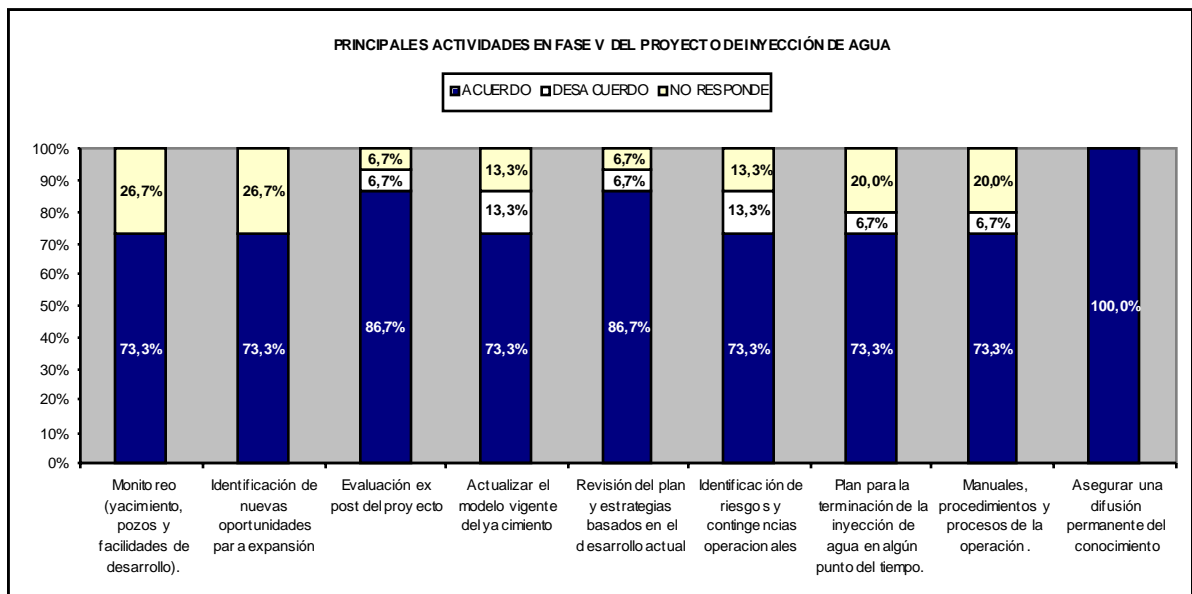


Figura 30. Actividades a realizar durante la Fase V del Proyecto de Inyección de Agua (Fuente: el autor).

De acuerdo a los resultados obtenidos por el método delphi, las principales actividades a realizar en la fase de operación del proyecto son: aseguramiento la difusión permanente del conocimiento y entendimiento global del proyecto (lecciones de aprendidas) para todos los miembros del equipo de trabajo, revisión del plan y el establecimiento de las estrategias basados en el desarrollo actual del proyecto y la realización de la evaluación ex post del desarrollo actual contra los resultados previamente establecidos.

5. PROPUESTA DE INTEGRACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS.

Del análisis y comparación de los resultados obtenidos por la aplicación de los métodos anteriores y complementando con literatura a nivel mundial acerca del tema se propone un compendio de mejores prácticas, para esto se tuvieron en cuenta los factores más importantes que afectaron el proyecto de inyección del campo Casabe, se compararon con la mejor practica en ese sentido. Luego se realizo una breve descripción de la práctica, los beneficios que traería implementarla, la manera de implementarla y en que momento de acuerdo con el Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos de Ecopetrol hacerlo.

La propuesta sigue los lineamientos establecidos en la *Guía de Mejores Practicas del MMP* de Ecopetrol S.A. En la Tabla 15 se resumen las mejores prácticas que producto de la investigación se propone para que Ecopetrol implemente en sus campos de operación directa. A continuación se realiza una breve descripción de cada práctica.

Empezar temprano la inyección de agua.

El éxito de la inyección de agua parte de la aplicación oportuna del proceso, hay que evitar retrasar el tiempo óptimo para el inicio de la inyección. El tiempo en el cual se inicia un proyecto de inyección de agua, depende de diferentes parámetros del yacimiento, como los mecanismos de producción, la presión, la presencia y tamaños de acuíferos, las propiedades de los fluidos, pero en particular, se encuentra íntimamente relacionado con la *presión de burbuja*. Normalmente, suele pensarse que un proyecto de inyección de agua, se debe aplicar luego de que el yacimiento ha sido ampliamente explotado de forma primaria, sin embargo, luego de algún tiempo de producción, la presión de yacimiento disminuye y el proceso de inyección de agua no será muy eficiente si se inicia con la presión mucho más baja que la presión de burbuja.

Cuando la declinación ocurre y la presión del yacimiento cae a la presión de burbuja, el gas que estaba en solución con el petróleo empieza a ser liberado, llegando a crear una capa de gas en el yacimiento. Cuando la inyección de agua empieza, esa capa de gas debe redisolverse en el crudo antes de que la respuesta de la inyección de agua ocurra. El atraso, debido a este fenómeno, en la respuesta de la inyección de agua afecta la economía del proyecto. Además el poco gas disuelto en el crudo incrementa la viscosidad del petróleo, disminuyendo la tasa de flujo del mismo. El incremento en la viscosidad también tiene un efecto

adverso en la relación de movilidades, lo cual disminuye la eficiencia de barrido areal.

Si el yacimiento alcanza un estado avanzado de declinación antes de iniciar la inyección de agua, el proyecto puede estar condenado al fracaso. Cuando el GOR del campo está en su última etapa, el yacimiento puede estar muy declinado para que la inyección de agua sea exitosa. Estos dos puntos sugieren que un inicio temprano de la inyección de agua acelera el proceso de recobro y por tanto mejora el desarrollo económico del campo.

Entendimiento de la Geología del campo.

El entendimiento de la geología del yacimiento es un factor clave para el desarrollo ó redesarrollo del campo de una manera óptima. Es crítico para los estudios de yacimientos recolectar tanta información y datos de cada pozo como sea posible, debido a que los yacimientos pueden cambiar dramáticamente entre pozos, especialmente en yacimientos heterogéneos.

Cada campaña de perforación trae cambios en la descripción de un yacimiento. Los corazones, ayudan a definir la distribución de la permeabilidad a través del campo, a observar la orientación de las fracturas. Esto ayuda a orientar los patrones de inyección. Las pruebas de presión drawdown y buildup al inicio de la vida productiva del campo, ayuda a determinar características del yacimiento tales como: permeabilidad, radio de drenaje, la distancia de las fronteras del yacimiento y la existencia de un sistema de doble porosidad.

Según Thakur & Satter (1998) para predecir el desarrollo de la inyección de agua debe conocerse las características del yacimiento en el campo. Estas características incluyen las propiedades y parámetros de los fluidos y roca del yacimiento. Los parámetros más críticos para el éxito de todos los proyectos de inyección de agua son:

- Saturación de petróleo
- Saturaciones de agua y gas
- Propiedades de transporte de fluidos y equilibrio de fases
- Propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad y espesor)
- Distribución de fluidos y condiciones dinámicas de los mismos (zona de agua, acuíferos, capa de gas, presión del fluido, movimientos de los fluidos en la formación).

PRACTICA ACTUAL	MEJOR PRACTICA	DESCRIPCIÓN	BENEFICIOS	COMO IMPLEMENTARLAS	CUANDO HACERLO	
Iniciar los proyectos de inyección de agua en yacimientos con presiones (zona A = 350 psi y zona B = 800 psi) muy por debajo de la presión de burbuja (13.50 y 2.003 psi respectivamente).	EMPEZAR TEMPRANO LA INYECCIÓN DE AGUA	<ul style="list-style-type: none"> Es tablecer desde el inicio del desarrollo del campo su estrategia de explotación. Mantenimiento de la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja. 	<ul style="list-style-type: none"> Mantener la energía de yacimiento. Máximo recobro de aceite cuando la presión está en el punto de burbuja. La viscosidad del petróleo en el yacimiento se encuentran en su mínimo valor, lo cual mejora la relación de movilidad y por tanto la eficiencia de barrido a real. Los pozos productores se establecen su mayor productividad. No hay presencia de gases libres en el yacimiento. La inyección de agua en el inicio de la vida del yacimiento acelera el proceso de recobro y mejora el desarrollo económico del campo. 	Incluirlo en el plan de administración integral del yacimiento.	Fase 1	
<ul style="list-style-type: none"> No se pose la suficiente información vertical y confiable de las propiedades de rocas y fluidos del campo. Casos antes de iniciar el proyecto de inyección de agua. Propiedades tales como porosidad, permeabilidad, presión capilar, saturación de agua, como también el tipo de fluidos. 	REALIZAR UN ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN INTEGRADA DEL YACIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> Realizar, actualizar y entender: <ul style="list-style-type: none"> Modelo Geológico (petrofísico, estratigráfico, estructural) Distribución de presiones en el yacimiento (presión de fractura) Modelo dinámico de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> Identificar las discontinuidades del yacimiento entre pozos. Predecir el comportamiento de la inyección de agua a partir de los parámetros críticos. Determinar características del yacimiento tales como: permeabilidad, radio de drenaje, la distancia de las fronteras del yacimiento y la existencia de un tema de doble porosidad. Definir la distribución de la permeabilidad a través del campo y observar la orientación de las fracturas para ayudar a orientar los patrones de inyección. 	<ul style="list-style-type: none"> Recopilar tanta información de cada pozo como sea posible (sondeos, muestra de fluidos de fondo, registros en hueco abierto, pruebas de presión) Conformar un equipo interdisciplinario (geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros de producción, ingenieros de facilidades) que construya la base de datos de las propiedades de yacimiento. 	Fase 1 - 3	
Se desaholló el proyecto de inyección de agua sin tener un modelo geológico del campo, ni un mapa de conectividad de hidráulicas de las formaciones, razón por la cual se desconoce el carácter lenticular del yacimiento y la falta de continuidad en las formaciones.	ENTENDIMIENTO DE LA GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO	Entender el modelo geológico del yacimiento que comprende los modelos: petrofísicos, estratigráficos y estructural.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer la continuidad del yacimiento Determinar el plan de flujo y estimar el desarrollo del proyecto Ayuda a determinar el tipo de patrón de inyección más apropiado y la densidad de pozos a usar Describe la distribución de las propiedades de rocas, fluidos y saturación en el yacimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Recopilar información (registros, corazonas, pruebas de presión, etc.) que identifica la roca del yacimiento. Realizar un mapa de las propiedades de las rocas Determinar el ambiente deposicional 	Fase 1 - 3	
En casab se utilizo una densidad alta de pozos con 13 acres de espaciamiento para mejorar la eficiencia areal de barrido, pero no se tuvieron en cuenta los canales preferenciales en el yacimiento.	DETERMINAR LA DENSIDAD DE POZOS	En yacimientos heterogéneos, las discontinuidades laterales de las formaciones son muy comunes. Reducir la distancia entre pozos a través de la perforación de nuevos pozos reduce estas discontinuidades.	<ul style="list-style-type: none"> Mejora la eficiencia de barrido areal y vertical Acelera la producción e incrementa el recobro final Reduce la cantidad de aceite recuperado en un corto tiempo Reduce las discontinuidades del yacimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Realizar campañas de perforación de pozos antes de iniciar el proceso de inyección de agua en un campo. 	Fase 2 - 4	
El sistema de monitoreo y medición remoto Scada que se implementó buscaba tener información de presiones y caudales de cada pozo en tiempo real, pero debido a que no operaba eficientemente, es decir, reportaba datos erróneos, la confiabilidad del sistema se vio afectada a tal punto de	AUTOMATIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE POZOS	Desarrollar sistemas de administración de pozos para optimizar la operación de los mismos.	<ul style="list-style-type: none"> Diseños más sofisticados de sistemas de levantamiento artificial proveen información diagnóstica al ingeniero de producción. Sistemas de control supervisión y adquisición de datos mejoran la rentabilidad de las operaciones de campo. Alertas tempranas al personal de campo sobre fallas en el sistema de bombeo de los pozos. Maximizar la producción manteniendo los pozos 	<ul style="list-style-type: none"> Instalar unidades de transmisión remota operadas por energía solar o baterías para ser accionadas en las unidades de bombeo 	Fase 3 - 5	
	PRACTICA ACTUAL	MEJOR PRACTICA	DESCRIPCIÓN	BENEFICIOS	COMO IMPLEMENTARLAS	CUANDO HACERLO
No se realizó simulación de yacimientos	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	La simulación numérica de yacimientos es usada para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como también para monitorear y evaluar el desarrollo del mismo y el recobro final de hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> Determinar las condiciones de operación óptimas en orden a maximizar el recobro económico de los hidrocarburos del yacimiento. Realizar estudios de sensibilidad e identificar los parámetros de yacimiento que tienen más influencia en el recobro de los hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> Recopilar datos de entrada Utilizar la historia de yacimiento Predecir el desarrollo de yacimiento 	Fase 2 - 3	
<ul style="list-style-type: none"> Carencia de una evaluación cuantitativa de los riesgos inherentes al proyecto Falta de mecanismos de mitigación de los riesgos No se proyectó el impacto de los riesgos en el desarrollo del proyecto de inyección de agua La evaluación económica del proyecto no tuvo en cuenta la volatilidad del precio del crudo 	ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO	El plan de administración de riesgos mejora el desempeño del proyecto mediante la vía de la identificación, evaluación y mitigación de los riesgos asociados al proyecto de inyección.	<ul style="list-style-type: none"> Ayuda a la toma de decisiones, mediante la medición cuantitativa de los diferentes incertidumbres Permite realizar proyectos que a bajo condiciones de incertidumbres no se ejecutarían, perdiendo la oportunidad de generar valor. Ayuda a identificar y discutir sobre la incertidumbre. De forma explícita se incluyen dentro del proyecto los riesgos, el costo de manejarlos y todos los valores de medición a tener en cuenta en la toma de decisiones. Involucra el riesgo e incertidumbre asociada a los factores técnicos, económicos y políticos que afectan la evaluación económica del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Incluirlo en el plan de administración integral del yacimiento. 	Fase 1 - 4	
<ul style="list-style-type: none"> Falta de una mayor sustentación técnica para la toma de ciertas decisiones (Ej.: campaña de empacamiento con grava a todo el campo, altas tasas de inyección). Caracterización de un método técnica clara para la toma de decisiones, que involucre riesgo e incertidumbre asociada a las diferentes alternativas. Decisiones generadas con el ánimo de ayudar a resolver problemas, terminan ocasionando los problemas que se genera a largo plazo. 	ANÁLISIS DE DECISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> Estructurar un proceso de desarrollo, evaluación y comparación de alternativas para enfrentar el riesgo y la incertidumbre. Cuantificar los riesgos e incertidumbres como parte del análisis de los resultados financieros de las diferentes alternativas. 	<ul style="list-style-type: none"> Ayuda al equipo del proyecto a identificar y discutir sobre la incertidumbre. De forma explícita se incluyen dentro del proyecto los riesgos, el costo de manejarlos y todos los valores de medición a tener en cuenta en la toma de decisiones. Involucra el riesgo e incertidumbre asociada a los factores técnicos, económicos y políticos que afectan la evaluación económica del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Se utilizan herramientas de análisis de decisión como: <ul style="list-style-type: none"> Diagrama de influencia. Diagrama tornado. Árboles de decisión. 	Fase 1 - 5	
La estimación de los costos y gastos operativos y sus respectivas proyecciones no fue la más adecuada e impacto negativamente la evaluación financiera del proyecto	CONTROL DE COSTOS	Herramientas y metodologías para el cálculo de presupuesto y para el reporte de gastos y compromisos.	<ul style="list-style-type: none"> Proyectar con mayor exactitud el costo final del proyecto. Pro nostica probable áreas problemáticas. 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar un software de cálculo y control de costos. Uso de bases de datos confiables. 	Fase 2 - 4	
No existía una estimación del grado de madurez del proyecto antes de implementarlo	FEL (FRONT-END LOADING)	Grado de madurez del plan del proyecto en el cual se ha definido la oportunidad de negocio, generada a través de los beneficios y valorados los beneficios y los riesgos.	<ul style="list-style-type: none"> Evitar posibles problemas durante la ejecución del proyecto. Permite tomar mejores decisiones. Identificar y mitigar todas las posibles fuentes de falla del proyecto: factibilidad técnica, operativas, realistas y consideraciones del contexto del proyecto, objetivos y planes. 	<ul style="list-style-type: none"> Índice de definición del proyecto. Es el parámetro para determinar la madurez del proyecto (FEL). 	Fase 1 - 3	
No se contaba con una adecuada sistema de gestión de conocimiento por tanto no se pudieron analizar a fondo los problemas operacionales presentes en los campos vecinos, luego no se logra capitalizar las lecciones aprendidas a interior de la organización.	LECCIONES APRENDIDAS	Documentos que contienen resultados y prácticas del proceso de inyección recopilados durante todas las fases del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> Buscar que se repita lo bueno y no vuelva a ocurrir lo insoportable Discutir que trabajos se hicieron y cuales se dejaron de hacer, buscando volver el proyecto actual más exitoso. 	<ul style="list-style-type: none"> Revisar las bases de datos de lecciones aprendidas en la Web y consultar a equipos de proyectos realizados en el pasado. 	Fase 1 - 5	

Tabla 15. Propuesta de integración de Mejores Prácticas (Fuente: el autor).

Densidad de Pozos

En yacimientos heterogéneos, las discontinuidades laterales de las formaciones son muy comunes. Reducir la distancia entre pozos a través de la perforación infill reduce estas discontinuidades, a su vez que mejora la eficiencia de barrido areal y vertical e incrementa el recobro. Si no hay incremento en la continuidad del yacimiento, la tasa de producción incrementara pero el recobro ultimo remanente será el mismo. El asunto de las discontinuidades laterales es un asunto del tiempo que llevara realizar el barrido del volumen del yacimiento. Obviamente, una alta densidad de pozos significa una mayor cantidad de aceite recuperado en un corto tiempo.

Según Gulick & McCain (1998) es recomendable realizar una campaña de perforación infill antes de iniciar la inyección de agua, debido a que tener una densidad inicial de espaciamiento y *luego* disminuirla a través del aumento de la densidad de pozos puede traer efectos adversos, especialmente en el efecto de las permeabilidades relativas.

Automatización de las Operaciones de Producción de Pozos

Excepto la relación de radio de drenaje sobre radio efectivo de la cara del pozo, la cual se puede alterar reduciendo el espaciamiento entre pozos y estimulando la formación, el único término en la Ley de Darcy que puede ser mejorado es la presión de fondo, la cual se logra a través del uso de sistemas de levantamiento artificial. Mantener los pozos en bombeo, hará que la presión de fondo sea cercana a cero, y por tanto, la producción será maximizada. Por tanto según Gulick & McCain (1998) la mayoría de los pozos en procesos de inyección de agua deberían estar con sistema de levantamiento artificial. Si los pozos no están en bombeo no solo se reduce la producción, sino que se puede presentar crossflow ó flujo cruzado el cual es peor, porque puede dañar la permeabilidad relativa de las áreas.

Actualmente existen muchos programas de computador que ayudan a la apropiada selección del equipo de levantamiento artificial. Pero más importante es el desarrollo de un sistema de administración de pozos que optimice la operación de los mismos. Los más sofisticados diseños también proveen información de diagnóstico para el ingeniero. Unidades de transmisión remotas operadas por energía solar o baterías, acopladas a las unidades de bombeo alertan al personal de campo de fallas en el sistema de bombeo, así como también proporcionan información sobre la presión y la tasa de agua inyectada en cada pozo.

La automatización de los campos petroleros mediante unos sistemas de control-supervisión y adquisición de datos ha mostrado una mejora significativa en la rentabilidad de las operaciones del campo. Adicionalmente que permite rastrear

exactamente los volúmenes de inyección y las presiones de inyección en superficie.

Calidad del Agua de Inyección

Inyectar agua que lleve contenga aceite ó sólidos suspendidos es igual a taponar la cara del pozo inyector, esto es, incapacitarlo para que tome la máxima cantidad de agua posible. Por tanto, una de inyección limpia es imperativa. Existen cuatro principales problemas con el agua de inyección:

- Los sólidos disueltos en el agua de inyección que pueden precipitarse y formar incrustaciones.
- El aceite y los sólidos suspendidos que pueden taponar las caras de los pozos.
- Oxígeno en el agua que puede causar corrosión
- Bacterias en el sistema que pueden causar corrosión y sólidos suspendidos.

La incompatibilidad química del agua de inyección con el agua de la formación, puede taponar la formación mediante la producción de precipitados. La única solución efectiva a este problema es la inyectar inhibidor de incrustaciones dentro de la formación. Pero a su vez el sistema de inyección también puede ser afectado por la formación de precipitados. Dividir el sistema de inyección es la mejor solución para prevenir la formación de precipitados en las facilidades de inyección de superficie. Tener un tanque y un sistema de bombeo para ambos agua compuesta y el agua producida, evitando la mezcla de aguas incompatibles.

De acuerdo con Thakur & Satter (1998) si la calidad del agua no es mantenida, altas presiones de inyección son requeridas para mantener las tasas de inyección deseadas. Es importante para proteger el sistema de inyección contra la corrosión preservar su integridad física y prevenir la generación de productos corrosivos.

El costo de obtener y preservar una buena calidad de agua tiene que ser balanceado contra la pérdida de ingresos incurrida como resultado de una disminución en el recobro de petróleo e incremento en los requerimientos de operaciones de workover y remédiales.

Las operaciones de campo generalmente están preocupadas por:

- Reducción de Costos Operativos.

Un apropiado tratamiento al agua de inyección reduce el costo asociado con los trabajos de reacondicionamiento y las estimulaciones de los pozos inyectores. Medidas adecuadas para controlar la corrosión y los precipitados extienden la vida operativa del equipo, disminuye los costos de operativos y de mantenimiento y reduce la pérdida de producción. El control bactericida da como resultado una producción dulce, manteniendo de esta forma la calidad y valor de los productos y minimizando los costos asociados a operaciones de endulzamiento.

- Cumplir las Regulaciones Ambientales:

El diseño y operación apropiada de las facilidades de superficie y tratamiento reduce la cantidad de aceite descargado con el agua producida y el impacto que este causa al medio ambiente.

La calidad del agua puede ser definida como la suma total de todas las propiedades físicas, químicas y microbiológicas requeridas para que un agua sea adecuada a una aplicación específica. El agua de inyección ideal no existe, pero en general tendría las siguientes características:

Disponible en los volúmenes y tasas requeridas

Baja características de taponamiento y ensuciamiento, no sólidos ó aceite disuelto que pueda ensuciar la superficie del equipo de tratamiento y los conectores de tubería ó que pueda tapar los pozos inyectores y la formación.

No corrosiva, no sólidos o gases disueltos que puedan causar o promover corrosión ó scale en la formación.

Compatible con la roca y fluidos de la formación, no presentar reacciones adversas.

No precipitados

Estéril e incapaz de ayudar al crecimiento bacterial y microbiológico

No perjudicial para las personas ó el medio ambiente que este en contacto con el agua.

Según Patton (1988) el reto en cuanto a calidad de agua es preservar la calidad de esta durante todo el proceso de inyección, la dificultad esta directamente relacionada con la longitud y complejidad del sistema de inyección. Una pobre calidad del agua de inyección se traduce en bajo recobro de aceite e incremento de los trabajos de reacondicionamiento y costos operativos.

Sensibilidad de la formación

Algunas arenas contienen arcillas que se hinchan al contacto con agua de baja salinidad (agua dulce). Esto reduce la permeabilidad y la inyectividad. La

susceptibilidad de las arena de la formación a este tipo de deterioro debe ser valorado antes de iniciar cualquier proyecto de inyección de agua.

Monitoreo y Vigilancia del Proceso de Inyección de Agua.

De acuerdo con Thakur & Satter (1998) la función del programa de vigilancia y monitoreo del proceso de inyección de agua es proveer hechos, información y el conocimiento necesario para controlar las operaciones y obtener el máximo recobro económico posible desde un yacimiento. Los factores claves en un programa de monitoreo de un proyecto de inyección tradicional son los mostrados en la siguiente figura.

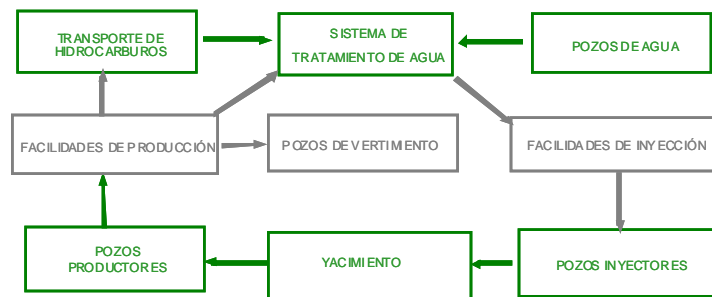


Figura 31. Puntos clave de monitoreo en un proceso de inyección de agua (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. Journal of Petroleum Technology, December 1988).

Es importante considerar las siguientes variables en el diseño e implementación de un programa global de vigilancia de un proceso de inyección de agua:

Variables Claves en un Programa de Monitoreo de Inyección de Agua.		
Yacimiento	Pozos	Facilidades / Operaciones
Presión	Cañoneos	Equipo de monitoreo
Tasas	Entrada y salida de fluidos de la zona objetivo	Facilidades de producción
Volumenes	Integridad del cemento	Facilidades de inyección
Contacto de los fluidos	Equipo de subsuelo y superficie	Calidad del agua
Muestras de fluidos	Registros de inyección / producción	Tuberías
Graficas de Hall	Agua inyectada en la zona objetivo	Presencia de gases, minerales, bacterias y sólidos disueltos ó en suspensión
Patrones de inyección	Fracturas en la cara de la formación	Análisis de iones
	Taponamiento de las perforaciones	Contenido de aceite
		Ph
		Pruebas de corrosión
		Reunir datos de la fuente de agua, pozos inyectoros y el sistema de inyección

Tabla 16. Variables claves en un programa de monitoreo de inyección de agua (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. Journal of Petroleum Technology, December 1988).

Según Gulick & McCain (1998) el éxito de la administración de cualquier proyecto de inyección de agua, especialmente en yacimientos estratificados ó heterogéneos, descansa en el conocimiento de lo que esta sucediendo en cada pozo, es decir en la vigilancia del proceso.

El programa de monitoreo y vigilancia debe ser elaborado para las necesidades individuales de cada proyecto, porque cada proyecto tiene características diferentes. Sin embargo debe envolver básicamente tres grandes categorías de datos: condiciones del yacimiento, condiciones de los pozos inyectoros/productores, condiciones de las facilidades y el permanente del control del proyecto (Talash, 1998).

El programa de monitoreo y vigilancia debe incluir planes para almacenar la información en una forma adecuada ó en un formato que sea fácilmente accesible y amigable con el usuario. Además debe proporcionar un enfoque metódico para el análisis y evaluación de los datos, así como las recomendaciones y medidas correctivas, que sean necesarias.

Selección del patrón de inyección

De acuerdo a Craig (1982) los patrones propuestos para la inyección deben cumplir lo siguiente:

- Proporcionar la capacidad de producción de crudo deseada
- Proporcionar una cuota de agua suficiente para obtener la productividad de aceite deseada
- Maximizar la recuperación de aceite con un mínimo de producción de agua.
- Aprovechar las faltas uniformidad conocida del yacimiento; por ejemplo, permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, etc.
- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores en campos vecinos.
- Ser compatible con el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de nuevos pozos a perforar.

Programa de Pruebas de pozo.

De acuerdo con Talash (1998) un programa de pruebas de pozos, bien planeado y bien ejecutado suministra ó confirma información del yacimiento ó de las condiciones de los pozos que no pueden ser obtenida de otra forma.

En los procesos de inyección de agua, ciertas condiciones del yacimiento o de los pozos pueden resultar en distribuciones anómalas del agua de inyección, lo cual produce resultados ineficientes en las operaciones de flujo. Si las distribuciones de flujo de fluidos pueden ser determinadas, entonces las medidas correctivas pueden ser emprendidas. Estas medidas correctivas incluyen: ajustes en la tasa de los pozos productores ó inyectores, cierre de pozos, conversión de pozos, modificación de los perfiles de inyección, revisión de los patrones de flujo.

La tabla que aparece a continuación se muestra toda la información que puede ser obtenida de un programa global de pruebas de pozos para el yacimiento.

Información Obtenida de un Programa de Pruebas de Pozo
Permeabilidad efectiva de la formación
Permeabilidad entre pozos / existencia de barreras
Existencia de fracturas naturales
Espesor efectivo de la formación
Existencia de fracturas en la cara de la formación
Evidencia de taponamiento de las perforaciones
Evidencia de daño en la formación
Zona ladronas
Muestra de fluidos
Presiones (superficie, fondo, yacimiento)
Efectividad de las estimulaciones, tratamientos y recompletamiento en los pozos
Rupturas de casing o tubing
Volumenes (volumenes de fluido, tasas, WOR, GOR)

Tabla 17. Información Obtenida de un Programa Global de Pruebas de Pozos (Fuente: An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. *Journal of Petroleum Technology*, December 1988).

El análisis y evaluación de esta información es extremadamente valiosa en el diagnóstico y la cuantificación de problemas durante el desarrollo de la inyección de agua. Ayudando de esta forma a mejorar la eficiencia del proyecto de inyección.

Equipo Interdisciplinario de Trabajo

La adopción de un equipo integrado ha suministra el forum necesario para poder realizar el intercambio de ideas y experiencias sobre el proceso de inyección de agua entre las diferentes disciplinas de una manera abierta. Esto da como resultado la acogida de acciones cooperativas y la captura de sinergias, todo a beneficio del proyecto.

De acuerdo a Othman, M., Salleh, Z., Redmond, J., Jakobsson, N., Yunus, R. & kamarolaili, A. (2003) todos los componentes de un sistema de inyección de agua están interrelacionados y dependen uno del otro. Ellos hacen parte de un sistema unificado y debe estar balanceado, como un todo, para ser capaz de maximizar el recobro económico del petróleo. El sistema no será eficiente si alguno de sus componentes no se desarrolla de forma optima. Por tal motivo la creación de un equipo integrado es un factor clave para el éxito de cualquier proyecto de inyección de agua.

Una vez establecido el equipo se definen los términos o condiciones de trabajo. Estos incluyen la infomación disponible, los objetivos del equipo, áreas de críticas, alcance, entregables, los miembros del equipo y las áreas de responsabilidad. El establecimiento de los términos o condiciones de trabajo es esencial para el propósito de construir el equipo y alentar a sus miembros a asumir con propiedad las responsabilidades de sus áreas.

- Objetivos, el equipo definirá sus principales objetivos.
- Establecer las áreas de críticas del proyecto (yacimientos, pozos, planta de inyección de agua, calidad del agua, planta de operaciones, etc.). Dividir el sistema de inyección de agua en áreas criticas permite al equipo designar los roles y las responsabilidades de un cada uno de sus miembros de una forma mas eficiente.
- Establecer la estructura, roles y responsabilidad del equipo. La asignación del rol a un miembro individual del equipo esta basado en su experticia técnica y el área critica en que se desempeñe. Cada miembro del equipo es responsable por el desarrollo de su área. Pero todas las decisiones y recomendaciones son revisadas y acordadas por todo el equipo.
- Determinar los mecanismos de interacción del equipo: reuniones mensuales, planes de acción y reportes del desarrollo mensual.

El equipo integrado proporciona un vehiculo para compartir las ideas y experiencias operacionales, tanto positivas como negativas, y con ello obtener y

crecer en el conocimiento técnico global de todo el sistema de inyección de agua. Adicionalmente cada miembro del equipo tiene talentos y perspectivas únicas para analizar el desarrollo de la inyección de agua.

La sinergia de un equipo puede aproximarse de acuerdo a Talash (1988) a que “el todo es más grande que la suma de sus partes”. La mera creación de un equipo de trabajo no garantiza la integración que lo lleve al éxito. Las habilidades del equipo, la autoridad, la compatibilidad con la estructura administrativa y el entendimiento global del proceso por todos los miembros del equipo son esenciales para el éxito del proyecto.

Simulación de yacimientos

De acuerdo con Thakur & Satter (1998) la simulación numérica de yacimientos es usada para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como también para monitorear y evaluar el desarrollo del mismo y el recobro final de hidrocarburos.

Para realizar la simulación el yacimiento es dividido en pequeñas celdas ó bloques para tener en cuenta toda su heterogeneidad. Adicionalmente se tiene en cuenta la localización de los pozos productores e inyectores y sus condiciones operativas. En general el proceso de simulación de yacimientos se puede dividir en tres fases principales:

- Recolectar datos de entrada

Los datos de entrada son generalmente: datos generales de todo el yacimiento, datos de roca y fluidos, datos de los pozos inyectores/productores, datos geológicos.

Determinar la confiabilidad de los datos e información disponible es vital para el éxito del modelamiento del yacimiento.

- Igualar la historia del yacimiento

Igualar el pasado de producción del campo, así como el desarrollo de las presiones, haciéndolo coincidir con un modelo desarrollado por el simulador, de tal forma que este refleje con exactitud el comportamiento histórico observado del yacimiento. Esto es un paso necesario antes de la fase de predicción porque la exactitud de la una predicción futura no puede ser mejor que la exactitud del pasado.

- Predecir el desarrollo del yacimiento

El principal objetivo es determinar las condiciones de operación óptimas con el fin de maximizar el recobro económico de los hidrocarburos del yacimiento. La

simulación de yacimientos puede ser usada para realizar estudios de sensibilidad e identificar los parámetros de yacimiento que tienen más influencia en el recobro de los hidrocarburos. Los modelos permiten la inclusión detallada de la descripción del yacimiento, medidas de laboratorio de las propiedades de roca y fluido para poder realizar predicciones más exactas.

Evaluación del Riesgo

Es muy importante involucrar dentro del plan de administración global del proyecto, medidas cuantitativas de la incertidumbre geológica, de producción y económica a fin de que pueda lograrse una toma de decisión que permita llevar a cabo una operación rentable ó realizar proyectos que bajo condiciones determinísticas no se ejecutarían, perdiendo la empresa la oportunidad de generar valor.

En los proyectos de inyección de agua, se presentan varios tipos de incertidumbres, entre las cuales tenemos: la estructura geológica, la continuidad del yacimiento, el área y espesor de la formación, la saturación de los fluidos y la heterogeneidad del yacimiento, los niveles de producción, el tipo de fluidos, el volumen de reservas, el precio del crudo, los costos de desarrollo, entre otros.

FEL

El FEL ayuda a identificar y mitigar todas las tres fuentes de falla del proyecto:

- Factibilidad técnica
- Objetivos realistas
- Consideración del contexto del proyecto, objetivos y planes.

Realizar el PEP “Plan de Ejecución del Proyecto”.

El Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) es la herramienta que permite asegurar que todas las actividades y tareas necesarias en la ejecución exitosa del proyecto se realicen dentro de las metas de tiempo, costo y calidad. Este plan (**PEP**) permite una ejecución rápida pero ordenada de las tareas, que asegura cumplir con la fecha estimada para completar del proyecto, tomando en consideración el análisis de todos los aspectos importantes.

6. CONCLUSIONES

De acuerdo con las mejores practicas propuestas, *inicio temprano de la inyección de agua*, Ecopetrol ha perdido la oportunidad de mejorar sus resultados en el desarrollo de este tipo de proyectos al no tener una estrategia de explotación clara para sus campos desde el inicio.

Aplicando una metodología estructurada como el método de casos se facilito la identificación de los factores que influyeron en los resultados del proyecto de inyección de agua del campo Casabe.

Se establecieron las relaciones entre los factores que influyeron en los resultados del proyecto de inyección de agua del campo Casabe y las mejores practicas propuestas, con el fin de minimizar la perdidas, optimizar el desarrollo del proyecto y crear valor para la empresa.

Este estudio de mejores prácticas sirve como repositorio del conocimiento tácito de los expertos en el tema y puede ser empleada como una herramienta de consulta y conexión entre los diferentes actores que se involucren en futuros proyectos de inyección de agua.

Resumiendo los factores claves para el éxito en proyecto de esta naturaleza, basados en los resultados arrojados por la aplicación del método delphi, se tiene:

- La creación de un equipo integrado
- Programa de administración y monitoreo del proceso de inyección de agua
- El control sobre la calidad del agua de inyección
- Evaluación de nuevas tecnologías disponibles
- Realizar el análisis de los riesgos asociados al proyecto
- Asegurar una difusión permanente del conocimiento y entendimiento global del proyecto por todos los miembros del equipo de trabajo

Se realizo un análisis de riesgo a los flujos de caja esperados para el proyecto de inyección de agua del campo Galán que será implementado próximamente por la empresa. Teniendo como base las factores críticos que se identificaron el caso de estudio, es decir, escenarios de precio del crudo, producción incremental

esperada de petróleo, proyección de costos e inversiones durante la vida del proyecto. Se obtuvo la siguiente distribución del VPN (Castro, 2007):

- El VPN (P50) del proyecto es aproximadamente de 50 Millones MUS.
- El VPN (P10) del proyecto es aproximadamente de 43 Millones MUS.

Por tanto existe una diferencia de 7 MUS que puede ser reducida al manejar las incertidumbres técnicas y económicas del proyecto, aplicando las buenas practicas para evitar las perdidas de producción y costos no planeados.

7. RECOMENDACIONES

Difundir este nuevo conocimiento en la organización, a través de los grupos interdisciplinarios de trabajo que actualmente están ejecutando proyectos de inyección de agua en la empresa.

Utilizar el modulo de redes de trabajo (red de recobro mejorado) de la herramienta “Nuestro Conocimiento” de Ecopetrol para compartir el conocimiento con toda los expertos en el tema al interior de la organización.

Realizar talleres de trabajo donde se estudie de manera pedagógica el Caso estudio campo Casabe, buscando la generación de nuevas ideas y el sustento de las buenas prácticas para la realización de proyectos de este tipo.

Es importante para los proyectos de inyección de agua tener en cuenta los factores económicos (volatilidad de los precios, escenarios de producción, análisis de riesgos, etc.) ya que estos proyectos incluyen para su realización altas inversiones tales como perforación de pozos, ampliación ó construcción de facilidades, entre otras.

8. BIBLIOGRAFÍA

Astigarraga, E. El Método Delphi. Universidad de Deusto. Facultad de CC.EE. y Empresariales. ESTE. Donostia - San Sebastián. Recuperado el 25 de enero de 2007, de http://www.codesyntax.com/prospectiva/Metodo_delphi.pdf

Bravo, O. (2005, diciembre). El renacer de Tíbu. Carta Petrolera, 113, 29-31.

Castro, R. H. & Gordillo, G.M. (2005). *Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Tesis de pregrado no publicada. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. Recuperado el 18 de noviembre del 2007 de <http://iris.ecopetrol.co>.

Craig, F. (1982). Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Monografía volumen 3. SPE Henry L. Doherty Series. Primera impresión. Impreso en los EEUU por Mollet The Printer, Dallas, Texas.

Custer, L. R., Scarcella, A. J., & Stewart, R. B. The Modified Delphi Technique - A Rotational Modification. Journal of Vocational and Technical Education, Volumen 15, (2). Recuperado el 24 de noviembre del 2006 de la base de datos Digital Library & Archives.

DeGolyer and MacNaughton. (1983). Evaluation of a Waterflood Project, Casabe Field, Middle Magdalena Valley, Colombia. Empresa Colombiana de Petróleos.

Easton, G. (1992). Learning from case studies. Prentice-Hall

Ecopetrol S.A. (2006) sub. – Comité de Reservas. Gerencia Magdalena Medio, Ecopetrol, Bogotá, Colombia.

Ecopetrol & Schulmberger. (2003). Análisis Conjunto de Viabilidad Técnica de Estructurar un Proyecto de Aplicación Tecnológica en el Campo Casabe. Gerencia Centro Oriente. El Centro, Santander, Colombia.

Farouq Alí, S. M. (2006). Waterflood operations in the Yarigui Cantagallo field.

Floréz, A., García, G., & Vargas., E. (1985). Sensibilidad de las Areniscas de la Zona A del campo Casabe al Agua Dulce de Inyección. Fundación Universidad América, Bogotá, Colombia.

Gómez, A. (1976). Tres Ensayos Pilotos de Inyección de Agua Zona Superior e Inferior Campo Casabe. División de Exploración y Operaciones Asociadas de Ecopetrol S.A.

Gómez, A. & Ramírez, A. (1981). Desarrollo Secundario de Casabe mediante la Inundación con Agua. División de Exploración y Operaciones Asociadas de Ecopetrol S.A.

Gonzáles, J., Villegas, H., Pérez, E. & Gómez, P. (1988). Desarrollo Secundario de Casabe Estado Actual y Proyecciones Futuras. Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Gómez, P., & Sandoval, J. (1988). Estudios de Yacimientos Sector Sur – Campo Casabe. División de Yacimientos. Dirección de Producción. Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Gómez, V., Pérez, J., Sandoval, A., Del Real, N. & Ramírez, G. (1998). Evaluación Técnica- Económica de los Resultados Reales del Proyecto de Recuperación Secundaria del Campo Casabe. Vicepresidencia Adjunta de Ecopetrol.

Gulick, K. & McCain, W. (1998). Waterflooding Heterogeneous Reservoir: An Overview of Industry Experiences and Practices. SPE 40044. Recuperado el 27 de Diciembre de 2006, de <http://www.spe.org/>.

La hora de los Maduros (s.f). Recuperado el 14 de mayor de 2005, de http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion.htm. *Carta Petrolera, Ed. 108.*

Leenders, R. M., Mauffette-Leenders, L.A., & Erskine, A. J. (2001). *Writing Cases*. (Fourth Edition). London, Ontario, Canada.: Ivey Publishing.

Linstone, H. A., & Murria, T. (2002). *The Delphi Method Techniques and Applications*. Recuperado el 24 de noviembre del 2006, en <http://www.is.njit.edu/pubs/delphibook/>

Naumes, W. & Naumes, M. (1999). *The Art and Craft of Case Writing*. Sage Publications.

Ogliastri, E. (1993). *Casos sobre casos: experiencias con métodos de discusión en clase*. Santa Fe de Bogotá, D.C, Colombia.: Publicaciones Uniandes.

Othman, M., Salleh, Z., Redmond, J., Jakobsson, N., Yunus, R. & kamarolaili, A. (2003). *Angsi Waterflood Management and Surveillance – An Integrated Team Approach*. SPE 80538. Recuperado el 17 de Enero del 2007, de <http://www.spe.org/>.

Patton, C. (1988). *Water Quality Control and Its Importante in Waterflooding Operations*. *Journal of Petroleum Technology*, September, 1123 - 1126. Recuperado el 27 de diciembre de 2006, de <http://www.spe.org/>.

Reservoir Description Services. (1980). *Casabe Field Reservoir Description*. Empresa Colombiana de Petróleos.

Ruiz, J. (2004). *Creación de Estudios de Casos Reales para Ilustrar Cómo medir, analizar y cubrir el riesgo de un proyecto de inversión con base en experiencias colombianas*. Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Recuperado el 3 de Diciembre de 2006, de <http://biblioteca.uniandes.edu.co>

Santamaría, A. (2005, diciembre). *La resurrección de la Cira*. *Carta Petrolera*, 113, 26-28.

Satter, A., & Thakur, G.C. (1994). *Reservoir Performance Analysis and Forecast*. En Penn Well Publishing (Comp.), *Integrated Petroleum Reservoir Management, A Team Approach* (pp. 101 – 139). Tulsa, Oklahoma.

Silva, B. (1987). Análisis de Colapsos Campos Galán y Casabe. .
Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Talash, A. (1988). An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring.
Journal of Petroleum Technology, December, 1539 - 1543. Recuperado el 27 de
diciembre de 2006, de <http://www.spe.org/>.

Tesoro, L. J., Pautas para la utilización y elaboración de casos de estudio para
actividades de formación en gerencia pública. Caracas, Venezuela: Centro
Latinoamericano de Administración para el Desarrollo (CLAD).

Thakur C. G. & Satter A. (1998). Integrated Waterflood Asset Management. Tulsa,
Oklahoma: Penwell Publishing Company

ANEXOS

Anexo 1. Encuestas realizadas a Expertos como parte de la Aplicación del Método Delphi

IDENTIFICACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS EN ADMINISTRACIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA. MÓDULOS DE RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN CON EXPERTOS

Fecha actual (día/mes/año): Lunes, 11 de Junio de 2007

El propósito de este documento es recolectar información que ayuden a identificar mejores prácticas para el desarrollo y la administración integral de proyectos de inyección de agua. Toda información proporcionada será considerada confidencial y solo será usada para fines académicos.

GENERALIDADES

1. Conoce alguna metodología para realizar proyectos de esta naturaleza?

SI NO

2. Si su respuesta es afirmativa la ha usado?

SI NO

3. Por favor describa cuales etapas, fases o pasos de esta metodología ha seguido para implementar proyectos de inyección de agua con sus ventajas y desventajas

Pasos/ Etapas/Fases	Explicación de la importancia/ventajas/desventajas
1.	
2.	
3.	
4.	
5.	
6.	
7.	
8.	
9.	
10.	

PLANEACIÓN DEL PROYECTO

IDENTIFICACIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO

4. De acuerdo a su experiencia cuales de las siguientes razones motivarían la implementación un proyecto de inyección de agua?

	Selección
Disminución de la presión del yacimiento	<input type="checkbox"/>
Reemplazo e incremento de reservas	<input type="checkbox"/>
Proyectos exitosos de inyección de agua en yacimientos iguales o similares	<input type="checkbox"/>
Bajo factor de recobro del yacimiento por los métodos de recobro primario.	<input type="checkbox"/>
Factores exógenos (precio del crudo, legislación vigente, requerimientos ambientales)	<input type="checkbox"/>
Relativamente bajos costos de operación automatización ó eficiencia.	<input type="checkbox"/>
Otros	<input type="checkbox"/>

5. Se formo un equipo de trabajo para realizar el estudio de factibilidad del proyecto en los campos donde usted ha trabajado?
SI **NO**

6. Señale cuales grupos deberian conformar el equipo interdisciplinario de trabajo para realización del proyecto.

Miembros del Equipo	Selección
Proyectos	<input type="checkbox"/>
Yacimientos y producción	<input type="checkbox"/>
Geología y Petrofísica	<input type="checkbox"/>
Perforación	<input type="checkbox"/>
Administración y Finanzas	<input type="checkbox"/>
HSEQ	<input type="checkbox"/>
Compras y contratación	<input type="checkbox"/>
Otro rol:	<input type="checkbox"/>
Otro rol:	<input type="checkbox"/>

7. Seleccione cuales de los siguientes aspectos se deben incluir en el estudio de factibilidad del proyecto.

	Selección
Formar un equipo de trabajo adecuado	<input type="checkbox"/>
Definir la oportunidad de negocio (objetivo, justificación, proposito, antecedentes)	<input type="checkbox"/>
Verificar la alineación del proyecto con la estrategia de la empresa	<input type="checkbox"/>
Plantear y formular posibles alternativas y patrones de inyección, tasas y presiones.	<input type="checkbox"/>
Establecer posibles fuentes de agua (calidad y compatibilidad).	<input type="checkbox"/>
Estimación gruesa de los costos, tiempo y recursos del proyecto.	<input type="checkbox"/>
Asimilación de la información disponible (yacimiento, pozos, facilidades, proyectos similares) y documentar la no disponible.	<input type="checkbox"/>
Análisis financiero grueso de la oportunidad del proyecto.	<input type="checkbox"/>

8. Cuales de los siguientes entregables debe generar el equipo de trabajo durante la etapa de planeación ó identificación de las oportunidades de negocio del proyecto y cual es el impacto para la siguiente fase del proyecto?

	Si/No	Impacto
Identificación de las iniciativas y su alineación con las metas corporativas		
Justificación del proyecto (análisis en campos similares, análisis del desarrollo primario del campo, etc)		
Formulación de las alternativas de desarrollo mediante inyección de agua (simulación, métodos clásicos de predicción)		
Listado de posibles riesgos potenciales identificados en Fase I		
Documento preliminar del plan de explotación del proyecto mediante inyección de agua (actividades a realizar en fase II, recursos y valores estimados).		
Análisis financiero de la oportunidad de negocio		

GENERACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

9. Cual de la siguiente información se debería tener en cuenta para el desarrollo conceptual de la alternativa escogida y cual es su impacto en la definición de un plan preliminar de ejecución del proyecto?

	Selección	Impacto
1. Evaluación del yacimiento	<input type="checkbox"/>	
Caracterización del yacimiento y fluidos	<input type="checkbox"/>	
Discontinuidades del yacimiento	<input type="checkbox"/>	
Modelo Estático del yacimiento (geológico, estructural y estratigráfico)	<input type="checkbox"/>	
Modelo Dinámico (fluidos dentro de la formación)	<input type="checkbox"/>	
Simulación de yacimientos (incluyendo la heterogeneidades)	<input type="checkbox"/>	
2. Selección del patrón de inyección	<input type="checkbox"/>	
Inyección Periférica ó en la Cresta del yacimiento	<input type="checkbox"/>	
Espaciamiento de los pozos	<input type="checkbox"/>	
3. Estimación de las tasas de inyección y producción	<input type="checkbox"/>	
Planeamiento del estudio para realizar pruebas de inyectividad	<input type="checkbox"/>	
Correlaciones Empíricas	<input type="checkbox"/>	
Experiencia local	<input type="checkbox"/>	
4. Predicción del desarrollo de la inyección de agua utilizando simulación de yacimientos ó los métodos	<input type="checkbox"/>	
Estimación del aceite original en sitio (OOIP)	<input type="checkbox"/>	
5. Diseño conceptual preliminar	<input type="checkbox"/>	
Estimar los caudales de inyección.	<input type="checkbox"/>	
Establecer posibles fuentes de agua (calidad y compatibilidad)	<input type="checkbox"/>	
Realizar pruebas de compatibilidad / sensibilidad fluido-fluido y roca-fluido.	<input type="checkbox"/>	
Plantear alternativas para la disposición del agua producida	<input type="checkbox"/>	
6. Estimación de los gastos de capital y futuros costos operativos	<input type="checkbox"/>	
7. Evaluación cuantitativa y planes de mitigación de los riesgos.	<input type="checkbox"/>	
Análisis de sensibilidad de variables inciertas (OOIP, eficiencias de barrido, etc)	<input type="checkbox"/>	
8. Evaluación económica que incluya valoración de posibles riesgos	<input type="checkbox"/>	

10. Seleccione cuales de los siguientes aspectos de acuerdo a su experiencia se debería incluir en la fase de evaluación de alternativas para un proyecto de inyección de agua.

	Si/No	Impacto
Evaluar y analizar los resultados de todas las alternativas presentadas en la fase 1 (tecnicos, financieros, ambientales, operativos, costos, tecnología, etc).		
Desarrollo conceptual de la alternativa escogida para la inyección de agua		
Estructura y realizar un plan preliminar de ejecución de la alternativa de inyección seleccionada		
Establecer el cronograma de hitos (actividades, recursos, costos, tiempos)		
Evaluación cuantitativa de los riesgos.		
Estimación de los costos de desarrollo	Si	Alto

DEFINICIÓN DEL PROYECTO

11. Cuales de los siguientes aspectos de acuerdo a su experiencia se deberían incluir en la fase de definición del proyecto de inyección

	Si/No	Impacto
Estudio de Caracterización y Evaluación Integrada del		
Evaluación de la información disponible		
Resultados de pruebas de laboratorio		
Resultados de los pilotos de inyección		
Pronósticos del recobro de aceite		
Diseño preliminar de las facilidades de extracción, recolección.		
Programa de perforación y completamiento		
Estimación de los gastos de capital y futuros costos operativos		
Valoración detallada del riesgo y planes de mitigación		
Evaluación económica del proyecto		
Estrategias de licitación y contratación		
Estructura desglosada del trabajo		
Plan de ejecución del proyecto (PEP).		

IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

12. En que momento de la vida del yacimiento cree que se puede ó se debe implementar la inyección de agua?

13. Cuales de las siguientes características cree usted que debe poseer el plan de implementación del proyecto y su impacto?

Características	Impacto
Plan de acción que envuelva todas las funciones	
Plan de ejecución flexible	
Apoyo administrativo completo	
Apoyo y compromiso del personal de campo	
Realizar reuniones de revisión periódicas que involucren a todos los miembros del equipo de trabajo	
Asegurar una difusión permanente del conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo	
Facilitar la interacción y comunicación entre los diferentes grupos funcionales del proyecto	
Construcción de facilidades	
Montaje de las facilidades de superficie y equipo de levantamiento artificial.	
Desarrollo del programa de perforación y completamiento de pozos.	
Adquisición y análisis de datos de registros, corazonas y pruebas de pozos.	
Actualización de las bases de datos del yacimiento y revisión de los pronósticos de producción y reservas.	
Completar el plan de ejecución del proyecto propuesto en la fase II para el proyecto de inyección	
Cumplir la estructura de trabajo (cronogramas, ruta crítica, presupuesto)	
Seleccionar el personal operativo y entrenarlo.	
Protocolo de Entrega para operación / puesta en servicio/puesta en marcha.	
Manual de Operación y Mantenimiento.	
Plan de Operación y mantenimiento	
Transferencia de Tecnología	
Ejecución del plan de administración del riesgo.	
Desarrollar un plan de monitoreo y vigilancia para el proyecto de inyección de agua.	

OPERACIÓN DEL PROYECTO

	Selección
Monitoreo del yacimiento, pozos y facilidades de desarrollo.	<input type="checkbox"/>
Identificación de nuevas oportunidades para expansión	<input type="checkbox"/>
Evaluación ex post del desarrollo contra los resultados establecidos.	<input type="checkbox"/>
Modificar el modelo vigente del yacimiento con los datos adicionales que son obtenidos de operaciones y evaluación de resultados.	<input type="checkbox"/>
Revisión del plan y estrategias basados en el desarrollo actual	<input type="checkbox"/>
Identificar riesgos y contingencias operacionales	<input type="checkbox"/>
Estrategia de un plan de salida para la terminación de la inyección de agua en algún punto del tiempo.	<input type="checkbox"/>
Los manuales, procedimientos y procesos de la operación.	<input type="checkbox"/>
Asegurar una difusión permanente del conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo	<input type="checkbox"/>

15. Por favor describa las características y las variables principales que debe involucrar un programa de monitoreo?

Características del Programa de Monitoreo	Variabes/Parámetros que observa
1.	
2.	
3.	
4.	
5.	

Información opcional

NOMBRE

EMAIL

EMPRESA

GRACIAS POR SU COOPERACION

Anexo 2. Caso de Estudio Campo Casabe

Casabe, Factores Claves que Influyeron en la Realización y Resultados del proyecto de inyección de Agua.

Resumen.

El campo de Casabe, ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, no ha sido ajeno a las labores de recuperación secundaria. Desde principios de los 80, este campo logró aumentar su producción gracias a un programa de inyección de agua.

Casabe fue descubierto en 1941 e inició su producción oficialmente cuatro años después. Su pico máximo de producción lo alcanzó hace más de 50 años (1954), con 46 mil barriles por día, después de lo cual declino hasta alcanzar una producción de 4.400 barriles diarios de aceite a finales de los años 70, época en la cual se decidió realizar una inversión de más de US \$300 millones para recuperar 70 millones de barriles adicionales, en 16 años.

Veinte años después de implementado el proyecto de inyección de agua en el campo, se han recuperado 48.5 MMbbls de petróleo adicionales y el campo aún se caracteriza por tener un bajo factor de recobro, no obstante de seguir contando con todas las ventajas que le dan la disponibilidad en infraestructura para el almacenamiento, tratamiento e

inyección de agua y haber iniciado desde hace tres años un proyecto para la optimización y mejoramiento del proceso de recobro secundario.

El objetivo en este trabajo es mostrar los diferentes tipos de factores técnicos, humanos, administrativos, sociales y ambientales que impactaron en los resultados obtenidos por el proyecto de inyección de agua que se implementó en el campo casabe de Ecopetrol S.A. a principios de la década de los ochenta.

Introducción.

El Campo Casabe se localiza geográficamente en el Municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), sobre la margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja (Departamento de Santander), en la parte central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Un mapa de la localización del campo es presentado en la Figura 1.

Actualmente Casabe tiene 1062 pozos de los cuales 549 son productores y 504 son inyectores, según información del Departamento de Yacimientos y Producción de Ecopetrol, 2007. El tipo de crudo producido es naftenico y presenta una gravedad API de 19-21°. La producción actual del campo es de 7740 BOPD. El mecanismo de producción primario del campo fue gas en solución.

Casabe había producido cerca del 15.5% de su OOIP (original oil in place) correspondiente a 224.8 millones de barriles en su etapa primaria, la cual abarca el periodo comprendido entre el inicio de producción del mismo (1945) hasta finales del año 1985, fecha en la cual comienza la inyección de agua de manera masiva.

Las zonas productoras en el campo corresponden a las arenas presentes en las formaciones Colorado (zona A), Mugrosa (zona B) y La Paz (zona C).

Descripción del Yacimientos.

En términos de producción, en Casabe se consideran dos yacimientos productores pertenecientes a la serie Oligoceno del sistema terciario. Las arenas superiores (A1, A2 y A3) de la formación Colorado y las arenas inferiores (B1, B2, B3 y C) de la formación Mugrosa y la Paz.

De acuerdo a los estudios de revisión estratigráfica del campo Casabe elaborados desde 1979 hasta nuestros días, la estructura de Casabe es un antidual asimétrico con un rumbo aproximado Norte - 25° Este, limitado al oeste por la falla normal denominada Falla de Casabe. Esta falla da origen a las fallas menores tensionales que afectan el anticlinal diagonalmente y que originan la subdivisión en ocho bloques de Sur a Norte, cada uno limitado por fallas normales.

Operativamente el Campo Casabe esta dividido en ocho bloques,

estando localizado en el extremo sur el Bloque I y en el extremo norte el Bloque VIII. Los bloques con mayor densidad de pozos perforados son el Bloque VI, localizado en la parte central del campo, con 216 pozos y el Bloque I con 118 pozos. El primer bloque donde se iniciaron los pilotos y la inyección propiamente dicha fue el Bloque VI, considerado el bloque que presentaba mayor volumen de reservas primarias y secundarias según los estudios volumétricos de reservas realizados en diferentes épocas. Un mapa de la ubicación de los bloques es presentado en la Figura 2.

De los 8 bloques que conforman el campo cabe resaltar que la mayor producción primaria proviene del bloque VI el cual acumula un total de 79.9 millones de barriles de aceite producido, lo que equivale a 36% del total del campo en esta etapa. En segundo lugar se encuentra el bloque I con una producción acumulada de aceite de 43.3 millones de barriles, seguido de la producción resultante al agrupar el bloque VII y el VIII, la cual totaliza 41.8 millones de barriles producidos.

Reseña Histórica del Campo.

El gobierno Colombiano otorgó en 1938 la concesión Yondó a la Compañía Colombiana de Petróleos El Cóndor S.A., creada por la Compañía Shell S.A. El campo Casabe fue descubierto en Octubre de 1941 con la terminación en las arenas A1 del pozo Casabe 1. Cuatro años más tarde, en Junio de 1945, se inició la explotación comercial del Campo en las Arenas

Superiores (zona A) y en 1950 se inició la explotación de las Arenas Inferiores (zona BC) (Gómez, A. & Ramírez, A., 1981).

En febrero de 1954, se alcanzó la producción máxima de 46000 BOPD, proveniente de 414 pozos activos. Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época (Castro, Rubén & Gordillo Gustavo, 2005). En Diciembre de 1958 concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, de los cuales únicamente 10 resultaron secos. La Compañía El Cóndor S.A. operó hasta diciembre de 1974, fecha en la cual la concesión revirtió al país y Ecopetrol se hizo cargo de su operación.

Los yacimientos productores del campo Casabe se habían venido explotando desde 1945 y por poseer como mecanismo de producción natural expansión del gas en solución, el petróleo total que se pudo recuperar primariamente represento un pequeño porcentaje del petróleo original (15.5%)

Historia de Inyección.

En 1977, se inician los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo y en 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los resultados obtenidos en estos pilotos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y se reemplazó aquellos

pozos productores que presentaban mal estado mecánico.

El 17 de febrero de 1982, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó la realización del proyecto "Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inyección de agua", para el recobro de 70.7 MMBO adicionales, aumentando el recobro de un total de 16.9% a 22% en 16 años (Schulmberger & Ecopetrol, 2003).

El 21 de junio de 1985 se inicia la recuperación secundaria del campo en el sector norte, bloques VI, VII y VIII. Al inicio de la inyección la producción del campo era de 4000 BPD. La inyección en el sector sur (bloques I, II, III y V) se inició entre Octubre 1988 y Diciembre de 1989. La máxima inyección en el Campo Casabe se alcanzó en agosto de 1991 con 106900 barriles por día y una producción de 13200 barriles de aceite. La máxima producción de aceite en la etapa de recuperación secundaria se alcanzó en enero de 1992 con 14706 Bls de aceite y una inyección de agua de 94000 barriles.

Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectores en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se dispone de pozos individuales para cada una de las arenas A1, A2, B1 y B2 (4 inyectores en cada Vértice) y dos pozos productores centrales (uno para A1-A2 y otro para B1-B2). Se inyecta agua dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado. Se dispone de

siete pozos de captación para el suministro de agua a inyectar. Se encuentran en inyección los bloques VI, VII y VIII en el sector norte y I, II, III y V en el sector sur. El bloque V es sometido a inyección solo en las arenas B.

Hasta principios del 2007 el campo tiene una producción promedio de petróleo de 7740 BOPD, con una producción acumulada de aceite a Febrero del mismo año de 284.950 MMBls de petróleo, de los cuales 48.414 MMBls han sido producidos después de iniciada la recuperación secundaria, para un factor de recobro total del campo de 19,25% (15.98% - factor de recobro primario del campo y 3.27% - factor de recobro secundario debido al proyecto de inyección de agua), datos obtenidos, según información del Departamento de Yacimientos y Producción de Ecopetrol, 2007

En la figura 3 se puede observar la producción del campo Casabe desde su inicio en 1945, a su vez que se muestra el cambio en la tendencia de declinación de la producción del campo cuando se inicio el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua e indica los eventos más importantes ocurridos durante su explotación.

Factores que influyeron en los resultados del proyecto de inyección de agua.

Desde la planeación del proyecto hasta su etapa de evaluación existen diversos tipos de decisiones, actividades y factores que van

incidiendo en los resultados de cualquier tipo de proyecto, especialmente de un proyecto tan complejo técnicamente y con un grado de incertidumbre medianamente alto que impone un yacimiento tan heterogéneo como las arenas productoras del campo Casabe.

Aspectos Administrativos.

Con el propósito de conocer y evaluar el comportamiento real de la inyección de agua como método de recuperación secundaria en el campo Casabe se iniciaron en 1979 tres pilotos de inyección de agua. Tres años después se realizó su evaluación con el fin de establecer su desempeño (Agosto de 1983), pero un año antes de terminar la evaluación de los pilotos (Febrero 1982) se tomó la decisión de realizar el proyecto macro para todo el campo de recuperación secundaria mediante inyección de agua, al parecer basado en sus resultados preliminares. Es decir, no se esperó los resultados finales de la evaluación de los pilotos de inyección cuando se tomó la decisión de implementar el proyecto para todo el campo.

Según Gómez 1976, se tomaron las experiencias obtenidas en campos cercanos como Galán y la Cira para estructurar los pilotos y el proyecto de inyección de Casabe. Sin embargo como la empresa no contaba con un adecuado sistema de gestión de conocimiento, no se analizaron a fondo los problemas operacionales presentados en estos campos, luego no se lograron capitalizar las

lecciones aprendidas al interior de la organización.

De acuerdo con Gómez, A. & Ramírez, A. (1981) la estrategia de desarrollo del proyecto, aprobada por la empresa, esperaba que en Casabe se inyectara un caudal máximo de 243600 BHPD y se obtuviera un recobro adicional o secundario de aceite de 70,7 millones de barriles en un periodo de 16 años. Para cumplir con las anteriores metas se establecieron unos compromisos de producción-inyección, los cuales llevaron a que una vez en marcha el proyecto se tomaran decisiones que no seguían una metodología clara y definida, lo cual llevo a que algunas de ellas, que en su momento se pensaron correctas, generaran o acentuaran múltiples problemas operacionales en el campo, tales como canalizaciones y arenamientos en los pozos.

En Casabe la estimación de los costos y gastos operativos y sus respectivas proyecciones no fue la mas adecuada, por tanto este factor influyo negativamente durante el desarrollo del proyecto de inyección y su posterior evaluación financiera (entrevista Ing. Luis Valderrama, 2007). La evaluación económica del proyecto, supuso precios del crudo del orden de US \$40/bbl para la construcción de sus flujos de caja, lo cual impacto al proyecto negativamente cuando por la década de los ochenta el precio cayo notablemente a niveles de US \$17/bbl. El proyecto se vio afectado por un factor exógeno e impredecible

como es el precio de un commodity como el crudo.

Antes de realizarse los pilotos de inyección en el campo Casabe, como lo evidencia Gómez (1976), ya se conocía que existían problemas de formaciones poco consolidadas y sensibles al agua dulce, lo que generaría problemas de control de arena, así como altas relaciones de movilidad, lo cual generaría irrupciones tempranas del agua de inyección. Sin embargo debido a que no se realizo una evaluación de los riesgos del proyecto, no se pudo cuantificar y dimensionar su impacto en el desarrollo del mismo (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007).

El proyecto de inyección de agua del campo Casabe aunque contó con un equipo interdisciplinario para su desarrollo, no tuvo continuidad en el líder funcional del mismo y eso genero una falta aplicación de las recomendaciones de los estudios previos a la fase de ejecución del proyecto, muchas de las cuales estaban debidamente documentados.

La falta de experiencia en el personal contratado durante la ejecución del proyecto (ingenieros bastante jóvenes), así como el débil soporte logístico en el mismo, dificultaron el desarrollo del proyecto (entrevista Ing. Luis Valderrama, 2007).

Asegurar el conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo es un factor clave. Por ejemplo, 10 años después de iniciado el proyecto de inyección de

agua en Casabe se necesitó rediseñar las porcelanas que regulaban el caudal y la presión del sistema de inyección, pero como las personas que lo habían realizado ya no estaban trabajando en la empresa y no se tenían las memorias del cálculo de las estas. Este trabajo llevó más tiempo e implicó un mayor esfuerzo.

Los pocos mecanismos de control de calidad existentes (certificados de calidad, pólizas de garantía) de la época hizo que muchos de los equipos y materiales contratados para el proyecto no cumplieran con las especificaciones que se requerían para el trabajo en campo, lo que en ciertas circunstancias ocasionó el rediseño de un sistema o que la metalúrgica de las piezas no fuera la adecuada (entrevista Ing. Luis Valderrama, 2007).

La fase de monitoreo y control durante el desarrollo del proyecto de inyección de agua ayuda a prevenir problemas operacionales y realizar evaluaciones periódicas con el fin de tomar medidas preventivas y correctivas a tiempo (González, J., Villegas, H., Pérez, E. & Gómez, P., 1988).

Aspectos técnicos.

En Casabe se pensó en implementar la inyección de agua, una vez el campo había decaído su producción a 4400 BOPD y la presión estaba por debajo del punto de burbuja del yacimiento, después de 34 años aproximadamente de iniciada la explotación del campo. El gas ya se

había liberado en el yacimiento y este había perdido su energía original. En la Tabla 1 se pueden observar las presiones del yacimiento antes de iniciar el proyecto. De acuerdo con los expertos y la literatura (SPE 40044, 1998) lo recomendable es empezar este tipo de proyectos cuando la presión del yacimiento está por encima o cerca al punto de burbuja. Ya que de lo contrario, si la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, hay gas libre en el yacimiento y esto hace que el tiempo de llenado sea mayor. Además se pueden presentar bajas eficiencias de barrido, ya que el agua inyectada se puede desplazar por la zona de gas e irrumpir rápidamente en los pozos productores sin lograr un buen barrido vertical.

Según Gómez 1976, en el informe de los pilotos de inyección recomendó utilizar agua dulce como fluido de inyección. Preferiblemente la proveniente de la formación la Mesa, ya que esta no necesitaba tratamiento previo si se utilizaba un sistema cerrado para la inyección. Aun conociendo su contenido de sulfato de Sodio y Bicarbonato de Sodio que podría llegar a ser incompatible con el agua de la formación, ya que esta contiene cloruro de Bario y esto podría generar precipitados.

La sensibilidad de la roca al agua de inyección fue un factor crítico debido a que produjo el hinchamiento de las arcillas, reduciendo la permeabilidad de la formación y esto a su vez causó la disminución en la inyectividad en

los pozos (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007)

La mejor técnica de control de arena de la época era el empaquetamiento con grava, por este motivo se tomó la decisión de iniciar una campaña de empaquetamiento de todos los pozos del campo, el problema no fue la decisión tomada sino la forma generalizada en que esta se implementó. Ya que el empaquetamiento con grava a su vez que disminuía los niveles de producción de arena del campo, también disminuía sus niveles de producción de crudo (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007).

Antes de realizar los pilotos de inyección como lo evidencia Gómez (1976), ya se conocía la existencia de formaciones poco consolidadas y sensibles al agua dulce que por tanto podían producir problemas de control de arena, así como altas relaciones de movilidad, lo cual generaría irrupciones tempranas del agua de inyección (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2007).

Dentro de las recomendaciones que arrojaron los pilotos de inyección en Casabe y no fueron realizadas previo al desarrollo general del campo, se pueden listar las siguientes (Gómez, 1976):

- Análisis de compatibilidad del agua dulce con la salada por horizontes arenosos, a diferentes condiciones de temperatura y presión para simular lo que se podían encontrar durante la operación. Pero no se pudieron realizar debido a que no existía

un laboratorio para tal fin a la fecha (1976).

- Adelantar ensayos de compatibilidad con el fin de diseñar un sistema de tratamiento de agua de inyección adecuado.
- El estudio recomendaba las siguientes pruebas en las muestras de corazones tomados en cada piloto:
 - Estudios de Mojabilidad
 - Contenido de arcillas hidratables
 - Determinación de las saturaciones de aceite, gas y agua
 - Permeabilidad y porosidad en medio represionado
 - Pruebas de presión capilar
 - Pruebas de inundación con agua
 - Pruebas de permeabilidad relativa
 - Pruebas de Tensión superficial
 - Tensión Interfacial

Las altas relaciones de movilidad (13,8 Arenas superiores y 7,9 Arenas inferiores) entre los fluidos eran un factor muy negativo, ya que implicaba irrupciones tempranas del agua de inyección. Se pensó en adicionar aditivos al agua de inyección para disminuir su movilidad y aislar las arenas preferenciales (entrevista Ing. Vicente Gómez, 2006).

Los pilotos de casabe fueron ubicados en la mejor parte del yacimiento, decisión entendible con el fin de obtener la aprobación del proyecto, pero el escalamiento a nivel global falló ya que no se tuvieron en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y por tanto los diversos resultados. Adicionalmente se debió implementar

escaladamente el proyecto y no de forma simultanea para todas las arenas del campo, solo algunas y algunos bloques (entrevista Ing. Jorge Hernández, 2006).

Gómez, A. & Ramírez, A., (1981) demuestran que no se poseía suficiente información verificable y confiable de las propiedades de rocas y fluidos del campo Casabe antes de iniciar el proyecto de inyección de agua. Propiedades tales como porosidad, permeabilidad, presión capilar, saturación de agua connata eran desconocidas y no se poseían ni datos o pruebas de laboratorio para calcularlas. No se tenían certeza de los valores de kro y krw, ya que estas son función de la saturación del fluido (propiedad supuesta) y de la humectabilidad de dicho fluido.

La escogencia del patrón para el desarrollo de campo fue más influenciado por la forma como se desarrollo el campo primariamente (cuadrados regulares de 13 acres) que por un estudio geológico y de yacimientos del mismo. Se escogió un modelo de cinco puntos con cuatro inyectores en los extremos y un pozo central productor pero no se tuvieron en cuenta los canales preferenciales del yacimiento.

Los pozos viejos productores no se convirtieron a inyectores, debido a malas experiencias previas en el campo La Cira con esta practica, por eso en Casabe se decidió perforar todos los pozos inyectores nuevos.

La falta de un estudio integrado del agua de inyección, es decir, desde

el punto de vista de la microbiología, corrosión y fisicoquímica influyo para que durante el desarrollo del proyecto se presentaran problemas de compatibilidad y sensibilidad entre el agua de inyección y la formación (entrevista Ing. Hebert Ferneyes, 2007).

Dentro de los problemas presentados debido a la calidad del agua inyectada se citan los siguientes de acuerdo a Gonzáles, J., Villegas, H., Pérez, E. & Gómez, P. (1988):

- El oxígeno y las bacterias presentes en el agua de inyección formaron productos corrosivos, los cuales con los sólidos en suspensión, produjeron bloqueo en la formación.
- El agua de inyección y el agua de la formación presentaban incompatibilidad generando precipitados. Las pruebas de laboratorio indicaban que se requería secuestrantes de oxígeno y de hierro para inhibir la formación de precipitados
- Las arcillas presentes en las arenas de los diferentes yacimientos de Casabe eran altamente sensibles al agua dulce de inyección originando reducciones severas en la permeabilidad original de la roca.

En Casabe se desarrolló el proyecto de inyección de agua sin tener un modelo geológico del campo, ni un mapa de conectividades hidráulicas de las formaciones, razón por la cual

se desconocía que el yacimiento era muy lenticular y por tanto las formaciones no presentaban continuidad. Lo cual generó que el aceite quedara atrapado en el yacimiento (entrevista Ing. Patricia Rodríguez, 2007).

El buen desempeño de los pilotos de inyección del campo Casabe, generó que se tomara la decisión de inyectar a tasa altas, las cuales superaron la velocidad crítica y causaron problemas de arenamientos, canales preferenciales y colapsos en el campo (entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

De acuerdo con la alternativa de inyección escogida se recomendó inyectar agua a todas las arenas (A1, A2, B1 y B2) simultáneamente pero de manera independientes, lo cual dificultó el programa de monitoreo, porque aunque se inyectó por separado, cada una de estas formaciones estaban conformadas por un grupo de pequeñas capas productoras, luego el agua inyectada se iba por la primera capa de arena, barriéndola totalmente y colapsando el pozo vecino, creando cavernas al interior de la formación (entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

La baja inyectividad de Casabe era ocasionada por problemas de taponamiento en la formación, debido a la migración de finos, hinchamiento de arcillas y precipitación de asfaltenos, lo que generó costos adicionales al proyecto, especialmente en lo que se refiere a la cantidad de trabajos relacionados con el mantenimiento de subsuelo

(entrevista Ing. Luís Valderrama, 2007).

En Casabe se sobredimensionaron las facilidades de superficie (plantas de inyección y estaciones de tratamiento) debido a que no todos los pozos tomaron como se tenía pensado y no se alcanzó la tasa de inyección planeada de 243600 BWPD, esto impactó la rentabilidad y economía del proyecto (entrevista Ing. Jorge Hernández, 2006).

Aspectos Sociales.

Las huelgas realizadas durante el desarrollo del proyecto afectaron de forma irreversible el mismo, ya que al dejar de funcionar las plantas de inyección la presión caía, los pozos se arenaban con facilidad y la producción nunca se recuperaba.

Otra complicación de tipo social era el poco e incierto control de la presión de inyección, debido a que las comunidades vecinas de las facilidades de inyección tomaban de esta agua para su uso doméstico, afectando así la etapa de monitoreo y la evaluación continua del proyecto.

Analizar el contexto socioeconómico de la época, la tecnología disponible y la experiencia del equipo de trabajo involucrado en el proyecto para poder tener un análisis más amplio de la situación es un factor clave para entender las motivaciones y razones detrás de las decisiones tomadas.

Aspectos tecnológicos.

La tecnología disponible en la época no era la más adecuada para conocer el yacimiento y desarrollar de manera exitosa el proyecto de inyección de agua. La tecnología ayuda a prever problemas y resultados. En Casabe se probó directamente sobre el campo por carecer de los laboratorios apropiados para probar la tecnología.

El sistema de monitoreo y medición remoto Scada que se implementó durante el proyecto de inyección de agua en el campo Casabe, buscaba tener información de presiones y caudales de cada pozo en tiempo real, pero debido a que no operaba eficientemente, es decir, reportaba datos erróneos, la confiabilidad del sistema se vio afectada a tal punto de perderse la credibilidad en el mismo. Por tanto las inversiones en el sistema se perdieron e incurrieron en sobre costos para el proyecto, porque se debió recurrir a la contratación de la tradicional figura de recorredores de pozos.

Aspectos Ambientales.

La baja confiabilidad del sistema eléctrico en Casabe, a causa de la alta precipitaciones en la región, generaba cortes de suministro de energía del campo, causando la parada del sistema de inyección y pozos lo cual afectaba la producción diferida del campo. Estas paradas no programadas generaban pegadas por arenamiento en los pozos y por tanto una alta cantidad de trabajos de reacondicionamiento, que sobrepasaban la capacidad de los equipos disponibles del campo y disminuían la producción del mismo,

ya que una vez intervenidos los pozos producían a menores tasas que antes del corte de la energía.

Conclusiones

Los factores que en mayor grado impactaron el proyecto de inyección de agua del campo Casabe fueron los técnicos, especialmente la omisión de recomendaciones, pruebas de laboratorio y estudios sugeridos durante la fase de planeación conceptual del proyecto. Esto seguido de la limitada tecnología de la época que no facilitó contar con un conocimiento más detallado del yacimiento.

Un proyecto de inyección de agua se realiza con el fin de incrementar el factor de recobro de un campo, para lo cual se debe hacer una adecuada gestión del mismo desde todo punto de vista, especialmente en la administración del yacimiento.

La carencia de una evaluación cuantitativa de los riesgos inherentes al proyecto, así como la falta de establecimiento de mecanismos de mitigación de los mismos conllevó a que aunque se conocían los problemas operacionales más comunes en el campo (formaciones poco consolidadas que causaban problemas de control de arena y altas relaciones de movilidad que generarían irrupciones tempranas del agua de inyección) no se proyectara su impacto una vez implementado el proyecto de inyección de agua.

La identificación desde etapas tempranas del proyecto de los riesgos, su evaluación cuantitativa y el establecimiento de los planes de mitigación de los mismos llevan a que cuando se este desarrollando el proyecto y se presente uno de ellos saber como actuar.

La sensibilidad fluido-roca al agua de inyección fue el origen de los problemas de arenamientos presentados en el campo, debido a que en su momento no se hicieron las pruebas de compatibilidad y sensibilidad recomendadas en el estudio de factibilidad de los pilotos de inyección. Adicionalmente las condiciones operacionales del proyecto, tales como altas tasas de inyección, hicieron que se superara la velocidad crítica de inyección, produciendo problemas de migración de finos y finalmente la canalización del yacimiento.

Carecimiento de una metodología clara para la toma de decisiones y su aplicabilidad, por tanto muchas decisiones que fueron generadas con el ánimo de ayudar a resolver problemas, terminaron acentuándolos cuando se generalizaban a todo el campo sin tener en cuenta su impacto.

Evaluar la aplicación de nuevas tecnologías disponibles de acuerdo con las características del yacimiento. La aplicación de tecnología en proyectos de inyección de agua conlleva a un mejor desarrollo y beneficio del mismo. Tecnologías como pozos multilaterales, cluster y nuevas herramientas para trazadores

generan beneficios económicos y ayudan a un adecuado control del proyecto.

El programa de monitoreo y control de los parámetros y variables críticas es un factor muy importante en los proyectos de inyección de agua, pero se recomienda realizar filtros en los datos monitoreados para agrupar variables y producir indicadores. Cuando los indicadores varían su comportamiento (reportes por excepción) de acuerdo a su comportamiento esperado se revisaran y analizaran a más detalle de lo contrario no.

En los proyectos de inyección de agua, se deben tener muy en cuenta los factores económicos (volatilidad de los precios, escenarios de producción, análisis de riesgos, etc.) ya que estos proyectos incluyen para su realización altas inversiones tales como perforación de pozos, ampliación ó construcción de facilidades, entre otras.

Establecimiento claro de las disciplinas que deben conformar el equipo de trabajo para el desarrollo de un proyecto de inyección de agua, con sus funciones, interacciones y roles bien definidos.

El análisis del desarrollo de la perforación y producción del campo durante las primeras fases del proyecto de inyección de agua es muy importante porque permite tener y pensar en aprovechar las economías de escala durante la vida del proyecto.

Colapsos, arenamiento e inyecciones preferenciales, fueron las consecuencias ó el resultado de unas altas tasas de inyección, que superaron la velocidad crítica. Esto debido a una muy optimista evaluación de los pilotos de inyección, las cuales determino que en Casabe se pensara en altas tasas de inyección.

Asegurar el conocimiento y entendimiento global del proyecto para todos los miembros del equipo de trabajo es un factor clave.

Agradecimientos

Agradezco a los compañeros y colegas de Ecopetrol S.A quienes proveyeron información que ayudo a la realización de este caso.

Referencias

Gómez, A. (1976). Tres Ensayos Pilotos de Inyección de Agua Zona Superior e Inferior Campo Casabe. División de Exploración y Operaciones Asociadas de Ecopetrol S.A.

Gómez, A. & Ramírez, A. (1981). Desarrollo Secundario de Casabe mediante la Inundación con Agua. División de Exploración y Operaciones Asociadas de Ecopetrol S.A.

González, J., Villegas, H., Pérez, E. & Gómez, P. (1988). Desarrollo Secundario de Casabe Estado Actual y Proyecciones Futuras.

Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Silva, B. (1987). Análisis de Colapsos Campos Galán y Casabe. . Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Reservoir Description Services. (1980). Casabe Field Reservoir Description. Empresa Colombiana de Petróleos.

Gómez, P., & Sandoval, J. (1988). Estudios de Yacimientos Sector Sur – Campo Casabe. División de Yacimientos. Dirección de Producción. Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Floréz, A., García, G., & Vargas., E. (1985). Sensibilidad de las Areniscas de la Zona A del campo Casabe al Agua Dulce de Inyección. Fundación Universidad América, Bogotá, Colombia.

DeGolyer and MacNaughton. (1983). Evaluation of a Waterflood Project, Casabe Field, Middle Magdalena Valley, Colombia. Empresa Colombiana de Petróleos.

Castro, R. H. & Gordillo, G.M. (2005). *Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Tesis de pregrado no publicada. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. Recuperado el 18 de noviembre del 2007 de <http://iris.ecopetrol.co>.

Thakur C. G. & Satter A. (1998). Integrated Waterflood Asset

Management. Tulsa, Oklahoma: Penwell Publishing Company

Ecopetrol S.A. (2006) sub. – Comité de Reservas. Gerencia Magdalena Medio, Ecopetrol, Bogotá, Colombia.

La hora de los Maduros (s.f). Recuperado el 14 de mayor de 2005, de http://www.ecopetrol.com.co/especial/es/carta_petrolera108/rev_produccion.htm. *Carta Petrolera, Ed. 108.*

Ruiz, J. (2004). *Creación de Estudios de Casos Reales para Ilustrar Cómo medir, analizar y cubrir el riesgo de un proyecto de inversión con base en experiencias colombianas.* Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Recuperado el 3 de Diciembre de 2006, de <http://biblioteca.uniandes.edu.co>

Ecopetrol & Schulmberger. (2003). Análisis Conjunto de Viabilidad Técnica de Estructurar un Proyecto de Aplicación Tecnológica en el Campo Casabe. Gerencia Centro Oriente. El Centro, Santander, Colombia.

Ogliastri, E. (1993). Casos sobre casos. Santa Fe de Bogotá, D.C, Colombia.: Publicaciones Uniandes.

Leenders, R. M., Mauffette-Leenders, L.A., & Erskine, A. J. (2001). *Writing Cases.* (Fourth Edition). London, Ontario, Canada.: Ivey Publishing.

Tesoro, L. J., *Pautas para la utilización y elaboración de casos de estudio para actividades de formación en gerencia pública.* Caracas, Venezuela.: Centro Latinoamericano de Administración para el Desarrollo (CLAD).

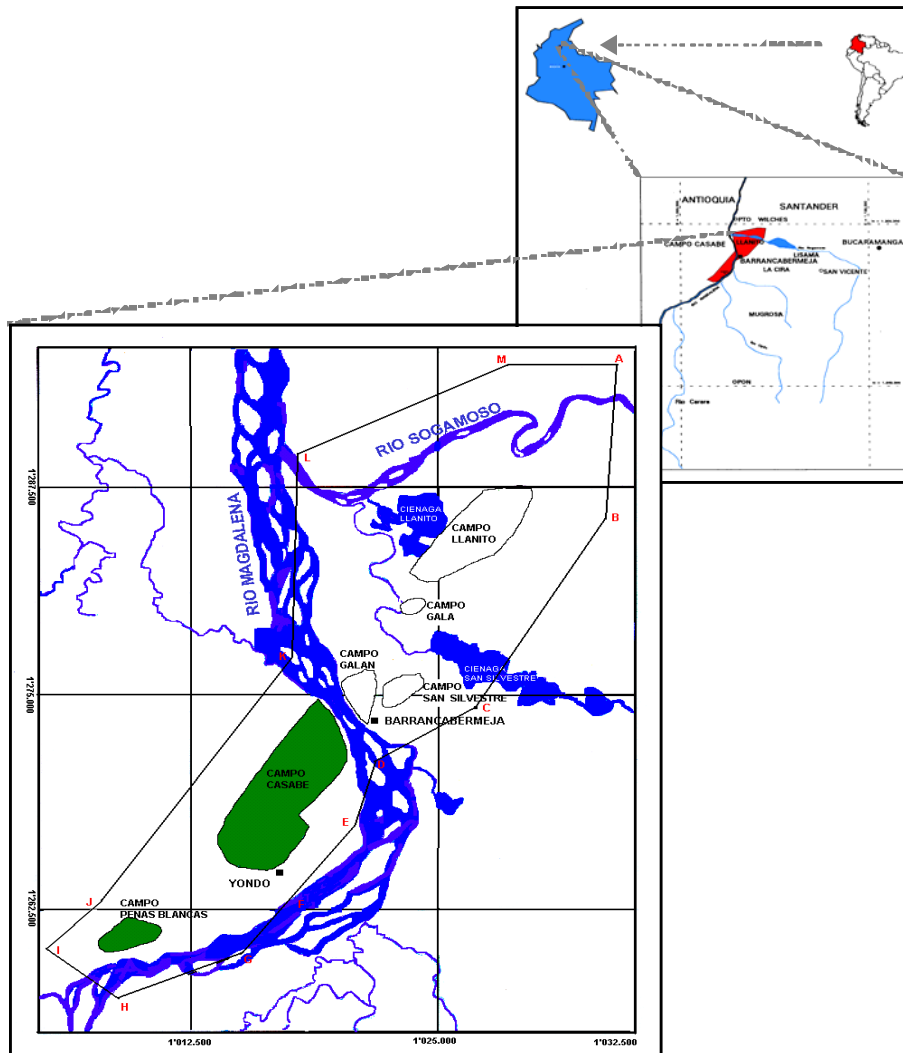


Figura 1. Mapa de Localización Geográfica Campo Casabe

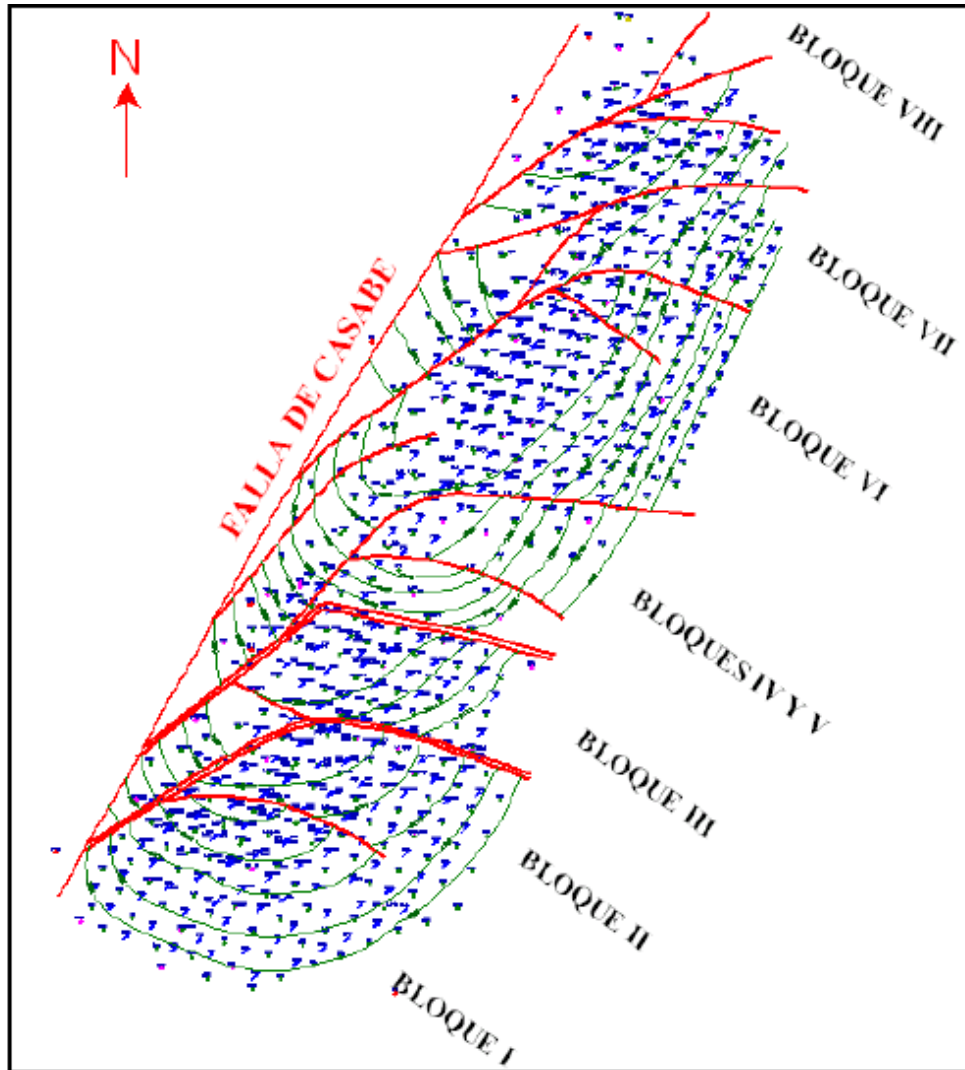


Figura 2. Bloques del Campo Casabe

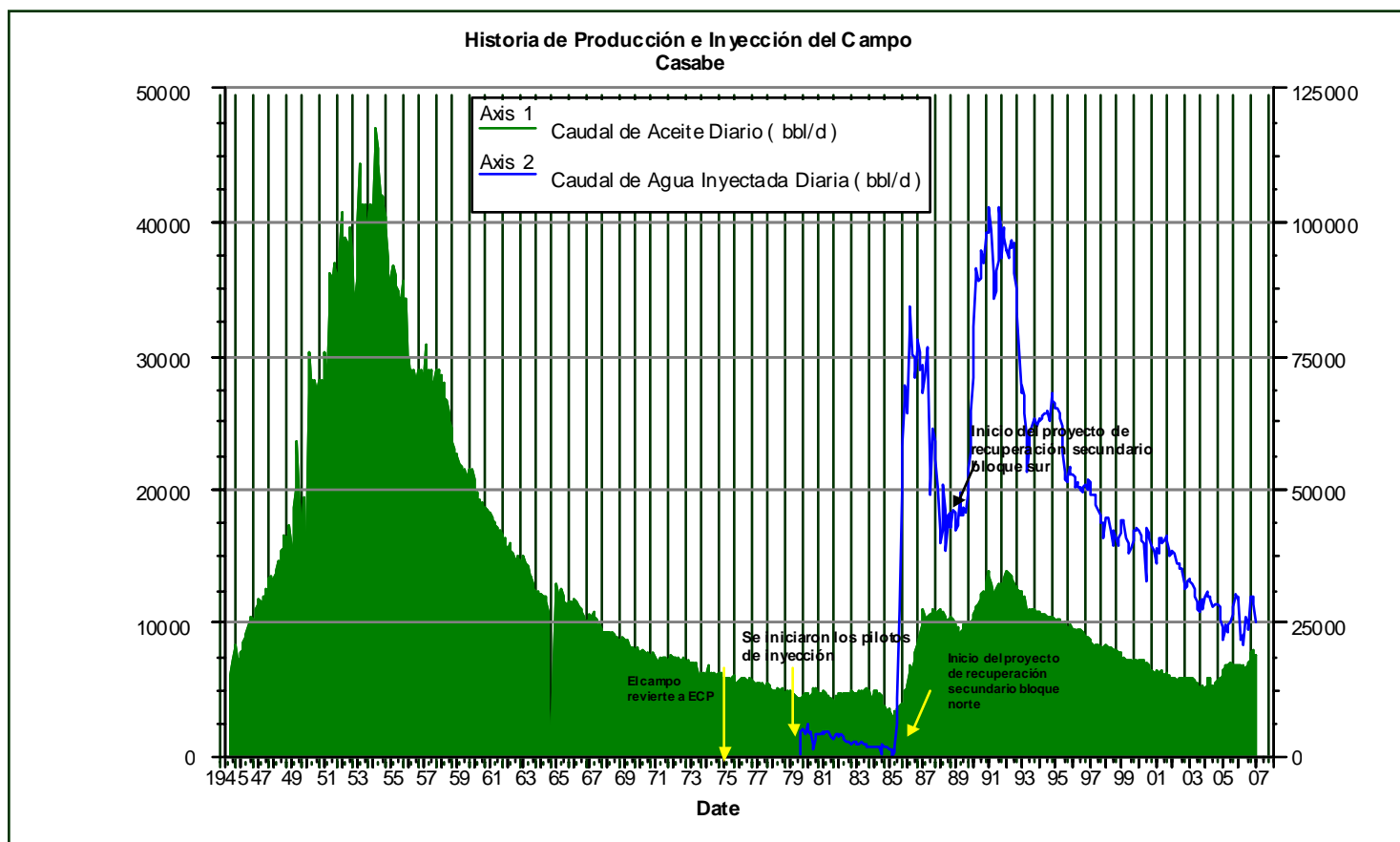


Figura 3 Histórico de producción de aceite y Agua Inyectada en el campo Casabe (tomado del software OFM-ECP, 2007).

Presiones (psi)	Zona A	Zona B
Presión Original	1537	2003
Presión antes de la Inyección	350	800

Tabla 1. Presiones del Yacimiento