

**GERENCIAMIENTO DEL RIESGO APLICADO A UN PRO-
YECTO PILOTO DE INYECCION DE VAPOR EN YACI-
MIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.**

CARLOS ALBERTO OCHOA BAÑOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2019

**GERENCIAMIENTO DEL RIESGO APLICADO A UN PRO-
YECTO PILOTO DE INYECCION DE VAPOR EN YACI-
MIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.**

CARLOS ALBERTO OCHOA BAÑOS

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

Director

ISAAC SANTIAGO LUQUE

Especialista en Ingeniería del Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

Primero Dios,

*A mi esposa Anyi por su comprensión, por dejarse robar ese tiempo de familia
para dedicárselo a este trabajo.*

A mis padres, por siempre estar recordándome para cuando el grado.

AGRADECIMIENTOS

Manifiesto mi agradecimiento a la Dra. Zully Himelda Calderón quien con su Guía y enseñanzas me permitió darle rumbo y forma a este trabajo.

A mi director de tesis Mag. Isaac Santiago Luque Ortiz, por su tiempo y dedicación para la dirección técnica de este texto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	12
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
2. MARCO TEORICO	17
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	17
2.2 GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE VAPOR.....	20
2.2.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor.	21
2.2.1.1 Etapa de inyección:.....	21
2.2.1.2 Etapa de remojo	23
2.2.1.3 Etapa de producción	24
2.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE GENERACION DE VAPOR	28
2.3.1 Sistema de tratamiento de Agua.....	29
2.3.2 Infraestructura para el Almacenamiento y Manejo del Gas	31
2.3.3 Generador de vapor	32
2.3.4 Líneas de distribución de vapor	34
2.4 CONCEPTO DE LA PRUEBA PILOTO	34
2.4.2 Mecanismos de producción en la fractura	36
2.4.3 Estado Mecánico.....	37
2.4.4 Tiempos de duración de cada una de las fases del ciclo.	38
2.5 GERENCIAMIENTO DE RIESGOS.....	38
2.5.1 Técnicas de identificación de riesgos utilizadas en el proyecto.	40
2.5.1.1 Lluvia de ideas o tormenta de ideas	40
2.5.1.2 Análisis de Peligro y Operabilidad	41
2.5.2 Valoración del riesgo.....	42
2.5.3 Evaluación del riesgo	43
2.6 DEPARTAMENTOS INVOLUCRADOS EN LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO DE INYECCION DE VAPOR.	45
2.6.1 Perforación.	47
2.6.2 Facilidades	47
2.6.5 Wireline	47
2.6.6 Seguridad Física	47
3. METODOLOGIA UTILIZADA PARA EL GERENCIAMIENTO DEL RIESGO.....	48

4.	IDENTIFICACION DE RIESGOS.....	50
4.1	RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA SELECCIÓN DE AREAS.	50
4.2	RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE EL DISEÑO DEL PILOTO.....	51
4.3	RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA PERFORACION E INSTALACION DE LAS FACILIDADES PARA GENERACION DE VAPOR.	52
4.4	RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA GENERACION DE VAPOR.....	53
4.5	RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA PRODUCCION.	54
5	ANALISIS CUALITATIVO DE RIESGOS.....	55
6	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION DE RIESGOS.	56
6.1	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION EN LA SELECCIÓN DE AREAS.....	56
6.2	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION EN LA ETAPA DE DISEÑO	57
6.3	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION DURANTE LA PERFORACION E INSTALACION DE LAS FACILIDADES PARA LA GENERACION DE VAPOR.	58
6.4	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION EN GENERACION DE VAPOR.	60
6.5	PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION DURANTE LA PRODUCCION.	61
7	JERARQUIZACION Y MONITOREO DE LOS RIESGOS	62
8	RESULTADOS DEL PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION.	63
8.1	FUGA DE VAPOR A SUPERFICIE.	63
8.2	POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD O SECOS.	65
8.3	COLAPSO DEL CASING.	68
8.4	EVALUACION NO CONCLUYENTE POR INFORMACION INSUFICIENTE.	69
8.4.1	Tecnologías para toma de información.....	70
8.4.1.1	Fibra Óptica.....	70
8.4.1.2	Sensores de Presión (Bubble Tube).	71
8.4.1.3	Termocuplas.....	72
8.4.1.4	Microsísmica	72
8.4.1.5	Modelo geomecánico en tiempo real	73
8.4.1.6	Medidor Multifásico - Vx.....	73
8.4.1.7	Simulación de Flujo en Tuberías (Pipesim®).....	73

8.4.1.8	Simulación de Inyección de vapor en Yacimientos Naturalmente Fracturados (Eclipse – Térmico)	74
8.4.1.9	Transferencia de Datos.....	74
9	CONCLUSIONES	75
10	RECOMENDACIONES.....	76
	BIBLIOGRAFIA.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Calidad de Agua recomendada por la <i>American Water Works Association, Inc.</i>	30
Tabla 2. Probabilidad de ocurrencia de un evento.	43
Tabla 3. Severidad de evento	43
Tabla 4. Riesgos de selección de áreas.	50
Tabla 5. Riesgos identificados en la etapa de diseño.	51
Tabla 6. Riesgos identificados en la etapa de perforación.	52
Tabla 7 Riesgos identificados durante la generación de vapor.	53
Tabla 8 Riesgos identificados en la etapa de producción.	54
Tabla 9 Matriz de evaluación de riesgos.	55
Tabla 10. Plan de prevención y mitigación para la selección de áreas.	56
Tabla 11. Plan de prevención y mitigación para la etapa de diseño.	57
Tabla 12 . Plan de prevención y mitigación para la etapa de perforación.	58
Tabla 13. Plan de prevención y mitigación para la etapa de diseño (Continuación).....	59
Tabla 14. Plan de prevención y mitigación para la etapa de generación de vapor	60
Tabla 15. Plan de prevención y mitigación para la etapa de producción.	61
Tabla 16. Riesgos Principales del proyecto.	62
Tabla 18. Matriz de Jerarquización de Áreas seleccionadas como Potenciales	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Columna Geológica tipo.....	18
Figura 2 Etapa de inyección.....	22
Figura 3 Etapa de remojo en un ciclo de inyección cíclica de vapor	23
Figura 4. Etapa de producción de un proceso de inyección cíclica de vapor.....	24
Figura 5. Instalación para generación de vapor.	29
Figura 8. Generador de Vapor.	32
Figura 9. Flujo del vapor en un generador.	33
Figura 8. Configuración conceptual completamiento inyección / producción.....	37
Figura 9. Elementos del plan de gerenciamiento de riesgos.	39
Figura 10. Matriz de evaluación de riesgos	43
Figura 11. Áreas involucradas en el proyecto.....	45
Figura 12 Flujograma General para la Implementación del Piloto.	46
Figura 13. Fases del gerenciamiento de riesgo	48
Figura 14. Representación de la sismicidad durante la inyección de vapor de Pozo 3.....	64
Figura 15. Localización Área EOR piloto.	67
Figura 16. Etapas del programa de toma de información.	69

RESUMEN

TITULO: GERENCIAMIENTO DEL RIESGO APLICADO A UN PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE VAPOR EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. *¹

AUTOR: CARLOS ALBERTO OCHOA BAÑOS. **²

PALABRAS CLAVES: Inyección de Vapor, Riesgo, Análisis de riesgo, Análisis Cualitativo.

DESCRIPCION:

El entorno mundial de bajos precios del crudo ha llevado a las compañías operadoras a reducir sus inversiones en exploración y por ende a una disminución en la incorporación de reservas de nuevos descubrimientos, esto ha llevado a que las compañías estén en la búsqueda de incorporar nuevas reservas de yacimientos ya conocidos (maduros), marcando así la pauta para intensificar la implementación de técnicas de recobro mejorado, entre las cuales encontramos la inyección de vapor.

Para implementar estas técnicas de recobro en campos maduros, muchas veces es necesario implementar proyectos pilotos con el fin de capturar la mayor cantidad de información técnica que lleve a una futura masificación. En el caso particular de esta monografía el desconocimiento de la integridad de la capa sello, la ausencia de una infraestructura de gas natural, la burocracia administrativa en la obtención de permisos ambientales entre otros factores que pondrían en riesgo la implementación de un proyecto piloto, hacen necesario hacer un plan de gerenciamiento de riesgos para la implementación de un proyecto piloto en una yacimiento naturalmente fracturado que garantice el éxito del piloto.

Este documento muestra la estructuración del plan de gerenciamiento implementado para la prevención y mitigación del riesgo en un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturado y los resultados obtenidos en la ejecución de dicho plan.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniera de Petróleos. Director: Isaac Luque Ortiz. Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: RISK MANAGEMENT APPLIED IN A STEAM INJECTION PILOT IN NATURALLY FRACTURED CARBONATE RESERVOIR. *³

AUTHOR: CARLOS ALBERTO OCHOA BAÑOS. **⁴

KEYWORDS: Steam Injection, Risk, Risk Assessment, qualitative analysis.

DESCRIPTION:

The global environment of low oil prices has led companies to reduce their investment in exploration and the decline in the incorporation of reserves of new reservoirs, this has led to the companies look for new reserves of mature reservoirs, thus marking the guide-line to intensify the implementation of enhanced oil recovery techniques, among which we find steam injection.

To apply these recovery techniques in the mature fields, it is often necessary to implement pilot projects in order to capture the greatest amount of technical information to carry out a future field development. In the particular case of this monograph, the uncertainty of the integrity of the cap rock, the absence of a natural gas infrastructure, the administrative bureaucracy in obtaining services among other factors that contribute to the risk of the implementation of a pilot project, it is necessary to make a risk management plan for the implementation of a pilot project in a naturally fractured carbonate reservoir that guarantees the success of the pilot.

This document shows the structure of the risk management plan implemented for the prevention and mitigation of risk in a steam injection pilot in a naturally fractured carbon deposit and the results in the execution of the plan.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Isaac Luque Ortiz. Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCION

El contexto petrolero actual prevé un aumento en la implementación de proyectos de recobro mejorado en campos maduros buscando incorporar nuevas reservas, lo anterior constituye un gran desafío para la implementación de este tipo de proyectos debido a la poca información y deficiencias en infraestructura que por lo general se evidencia en los campos maduros.

La implementación de pilotos de inyección de vapor en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados siempre va a tener como riesgo principal la competencia de la capa sello de dicho yacimiento. El éxito de la implementación de pilotos de inyección de vapor, en gran parte se obtiene cuando se hace un eficiente gerenciamiento de los riesgos encontrados en las diferentes áreas involucradas en la implementación de ellos, revisando todos los aspectos desde lo eminentemente técnico hasta lo social y ambiental.

Para este Autor conseguir en la bibliografía documentos técnicos específicos a riesgos en pilotos de inyección de vapor fue algo bastante frustrante por la poca información encontrada sobre una actividad bastante riesgosa, de ahí nació la motivación de plasmar en la presente monografía el plan de gerenciamiento de riesgos implementado en un proyecto de vapor del cual se hizo parte.

Para entender claramente el campo, el proyecto y los riesgos del proyecto, la monografía nos deja ver en el Capítulo No.2 las generalidades del campo y del yacimiento y lo más importante del proceso de inyección de vapor.

De igual manera se revisan las diferentes técnicas que por su enfoque y finalidad se utilizaron para la correcta identificación, análisis y evaluación de los riesgos del proyecto. Lo cual serviría de insumo para la implementación de un conjunto de acciones de prevención y mitigación para eliminar la materialización de los riesgos. Finalmente se muestran los resultados de la ejecución del plan de gerenciamiento de riesgos aplicados a un proyecto de inyección de vapor en un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturado.

Confiamos en que el presente esfuerzo se convertirá en una herramienta de consulta para quienes se encuentren en la planeación de proyectos pilotos de inyección de vapor para puedan identificar todos aquellos riesgos a los que está expuesto el proyecto.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Documentar el plan de gerenciamiento de riesgos implementado en un piloto de inyección de vapor en un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturado.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Describir las características generales del campo y de las diferentes áreas operativas y no operativas involucradas en el piloto de inyección de vapor desde yacimiento hasta superficie.

Describir las técnicas de identificación, valoración y evaluación de riesgos utilizadas en el proyecto, y su rango de aplicabilidad.

Analizar los riesgos, técnicos, operativos, ambientales y sociales asociados a la implementación del piloto de inyección de vapor para establecer las medidas de prevención y mitigación.

Presentar un plan de prevención y mitigación para los riesgos que se puedan presentar en la implementación del proyecto.

Analizar los resultados de las acciones de prevención y mitigación ejecutadas durante el proyecto.

2. MARCO TEORICO

La inyección de vapor en yacimientos naturalmente fracturados es una operación de alto riesgo, es por esta razón que el presente trabajo se encamina a documentar el plan de gerenciamiento de riesgos implementado en un proyecto de estas características, para lo anterior es necesario tener una buena comprensión de los procesos y las técnicas de identificación de riesgos y peligros del mismo.

El objetivo principal de este capítulo es describir las generalidades del campo donde se llevó a cabo el proyecto de inyección de vapor, enumerar las diferentes áreas que participaron en el proyecto, realizar una breve descripción del proceso de inyección de vapor desde la generación hasta la inyección de vapor a nivel de yacimientos identificando cada una de las sub etapas del proceso, para poder tener un claro entendimiento del proceso para el momento de identificar riesgos.

En este capítulo además, se describen las técnicas de identificación, valoración y evaluación de riesgos utilizadas en el proyecto, y su rango de aplicabilidad.

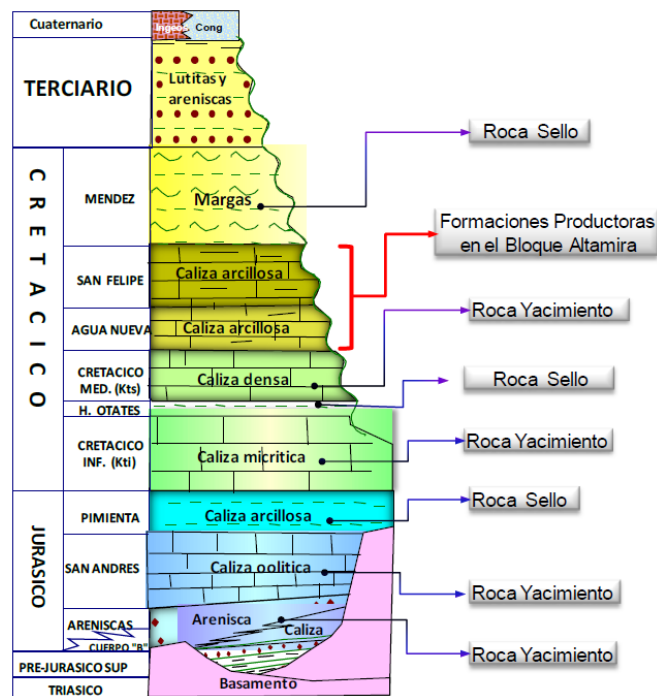
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El Campo donde se desarrolló el proyecto, es un campo maduro con inicio de producción que data del año 1904.

El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado, con una gravedad API que varía de 10 a 13° API; la presión del yacimiento para diciembre de 2011 estaba en el rango de 40 a 45 Kg/cm² @ 475 mvbnm

Las formaciones productoras son Formación 1 y Formación 2, las cuales tienen como sello la formación 3 hacia la parte superior y hacia la parte inferior el sello es la formación 4 (Figura 1).

Figura 1 Columna Geológica tipo.



Fuente: D.S. Servicios Petroleros. “Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo en el Sector Ébano-Panuco-Cacalilao del Activo Integral Pozo Rica-Altamira”. Actualización de la Ingeniería de Yacimientos Etapa II.

El modelo estructural regional muestra la formación de estructuras por plegamiento y también indica que hacia el área de estudio existen fallas que cruzan las formaciones productoras Formación 1, formación 2, y la zona de margas formación 3, estas fallas surgen en la superficie debido a que no tienen el sello del terciario en algunas zonas, y parece ser la causa de Manaderos que existen en el área y que

puede ser un factor de riesgo en la aplicación de algún proceso de recuperación mejorada, ya que puede ocasionar que los fluidos de inyección surjan en la superficie.

Las formaciones productoras 1 y 2 se caracterizan por tener una secuencia calcárea arcillosa, consistentes en una alternancia de Mudstone, Wackestone sin dolomitización. La presencia de las arcillas hidratables como Illita/esméctica y Caolinita implica un factor de riesgo desde el punto de vista de inyección de vapor ya que las arcillas se pueden hinchar reduciendo la integridad de las formaciones productoras y afectando la permeabilidad de los pozos durante el periodo de inyección de vapor.

El yacimiento es naturalmente fracturado **Tipo 1**, de acuerdo a la clasificación de Nelson, en los que el almacenamiento y la producción del petróleo se asocian principalmente al sistema de fracturas, con una permeabilidad de matriz generalmente menor a 1 md. La permeabilidad medida en los núcleos de diámetro completo es del orden de 100 md, lo que sugiere que existen fracturas o micro fracturas que hacen que se incremente la permeabilidad comparada con la permeabilidad obtenida de tapones. La permeabilidad efectiva de pruebas de presión, muestran un comportamiento de doble porosidad, están en el rango entre 4.3 a 1640 md, con un valor promedio de 415 md. La porosidad de matriz está en el rango de 2 a 18 % con un promedio de 8 a 10%.

Con un importante porcentaje del almacenaje de aceite en la matriz, lo que es importante desde el punto de vista del diseño del piloto, ya que en el caso de que se

utilice vapor, se debe de lograr calentar eficientemente el medio de baja permeabilidad, para lograr la extracción de aceite de la matriz y que el aceite sea desplazado hacia las fracturas. La porosidad de fracturas se encuentran en una rango de 0.05 a 2.5%.

2.2 GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCION DE VAPOR.

La inyección de vapor es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua, este proceso puede ser en forma continua o alternada. En la Inyección Continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos vecinos. En la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, estimulación con vapor) el vapor es inyectado a la formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para permitir la suficiente distribución de calor inyectado) para después poner el pozo nuevamente a producción.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último es quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas y por extracción de solventes.

2.2.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor: Como se mencionó anteriormente la inyección cíclica de se divide en tres etapas, las cuales son, etapa de inyección, remojo y producción.

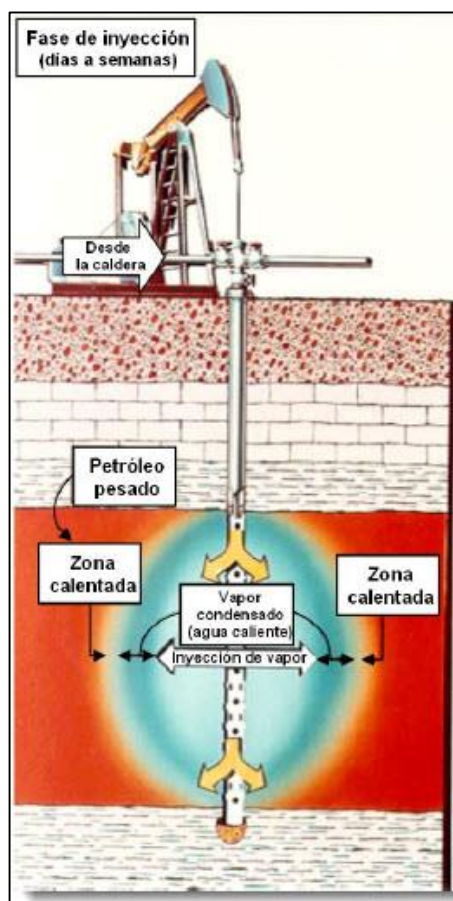
2.2.1.1 Etapa de inyección: Durante esta etapa, se le suministra calor al yacimiento por medio de la inyección de vapor húmedo por varios días o semanas. Este tiempo depende de la cantidad de vapor a inyectar, de la capacidad de los equipos destinados al proyecto y del área a contactar en el yacimiento. En este período se recomienda que la inyección de vapor se realice a una tasa lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema, tanto en superficie como en pozo⁵.

La cantidad de vapor inyectado al yacimiento se representa en Barriles de Agua fría equivalentes (BCWE). Este vapor llega a la formación debido a segregación gravitacional, inyección preferencial hacia estratos altamente permeables y relaciones adversas de viscosidad⁶. Además, la cantidad de calor suministrada al yacimiento se representa en Btu/Lb y se encuentra condicionada por la calidad a la cual el vapor llega a la cara de la formación, es decir, que un vapor con mayor calidad posee mayor cantidad de calor que uno con menor calidad.

⁵ GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007

⁶ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

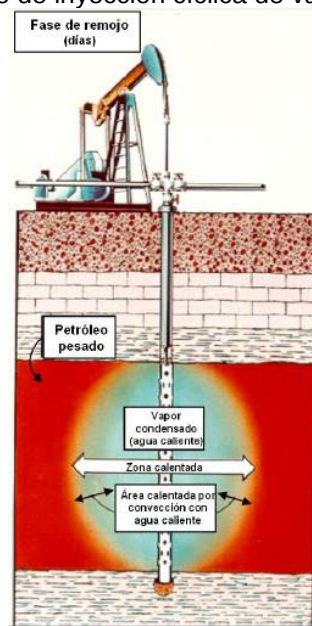
Figura 2 Etapa de inyección



Fuente: ALVARADO, D.BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

2.2.1.2 Etapa de remojo: una vez inyectado el vapor, se inicia el periodo de remojo o también llamado *Soak*, el cual consiste en cerrar el pozo para permitir que la energía contenida en el vapor se disipe uniformemente hacia la formación y sus fluidos. Lo anterior, se realiza con el propósito de generar un aumento de temperatura en la zona, y de esta manera, disminuir la viscosidad del petróleo en las cercanías del pozo⁷. Durante los periodos de inyección y remojo, la viscosidad del petróleo puede ser disminuida en gran cantidad en la zona de vapor, además, ocurre una expansión térmica del petróleo y el agua, incrementando la saturación de petróleo en el yacimiento⁸.

Figura 3 Etapa de remojo en un ciclo de inyección cíclica de vapor



Fuente: ALVARADO, D.BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

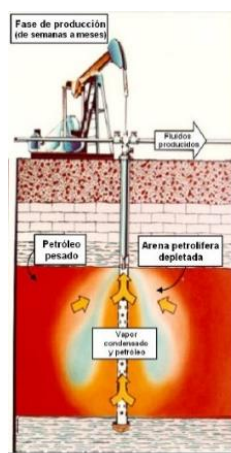
⁷ GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007.

⁸ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

2.2.1.3 Etapa de producción: Antes de iniciar esta etapa, el yacimiento calentado por el vapor tiene un gran contenido de petróleo, vapor y agua altamente movilizados⁹. Al realizar la apertura del pozo se inicia esta etapa, en donde se aumentan las tasas de producción debido a la reducción de la viscosidad del petróleo, llegando a un pico máximo de producción y después de este instante la tasa de producción cae gradualmente hasta llegar a la tasa que poseía el pozo antes de haberle inyectado vapor. Esta caída gradual se presenta debido a la disminución de presión del yacimiento y a la disminución de la temperatura, que por consiguiente indica una disminución de energía en la fase de producción.

Al finalizar esta etapa de producción, se puede dar por terminado un ciclo de vapor, en donde se procederá a decidir la posibilidad de implementar otro ciclo de inyección dependiendo de la cantidad de ciclos de vapor empleados anteriormente en el pozo.

Figura 4. Etapa de producción de un proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente: ALVARADO, D.BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

⁹ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

Los mecanismos que principalmente ayudan a incrementar la tasa de producción de petróleo en la aplicación de la inyección cíclica de vapor son la reducción de la viscosidad del petróleo, la expansión térmica del gas disuelto en el petróleo, drenaje gravitacional y limpieza del pozo¹⁰.

- Reducción de la viscosidad. La reducción de la viscosidad es uno de los mecanismos más importantes a tener en cuenta durante la inyección cíclica de vapor, ya que los líquidos al ser calentados presentan una reducción a la resistencia al flujo de sus partículas, que en un principio se atraen unas a otras por fuerzas cohesivas, las cuales entre más intensas son, más viscoso es el líquido. Al calentarse, la distancia entre ellas aumenta y las fuerzas cohesivas disminuyen y por ende, disminuye la viscosidad¹¹.

A medida que la gravedad API del petróleo es menor, los efectos de reducción de la viscosidad tienen mayor éxito, por ejemplo, un crudo de 14 °API a 80 °F puede reducir su viscosidad de un valor de 1445 cP a 47 cP cuando se encuentra a unas condiciones de temperatura de 175 °F¹². Para crudos más ligeros, el efecto de reducción de la viscosidad no presenta el mismo impacto, por lo tanto, este mecanismo resulta ser muy importante para yacimientos de crudo pesado y extra pesado.

¹⁰ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 16.

¹¹ IPL Technology & Consulting services Inc. Introducción al comportamiento de los fluidos: Efectos de la temperatura en los líquidos. Edmonton, Alberta. 1997.

¹² SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 12.

Cabe resaltar que la reducción de la viscosidad del crudo es un proceso reversible, es decir, que a medida que la temperatura baja la viscosidad del petróleo vuelve a aumentar¹³. Es por esto que para incrementar de nuevo la tasa de producción junto con el factor de recobro es necesaria la aplicación de otro ciclo de inyección de vapor al yacimiento para que este mecanismo vuelva a aportar al incremento de tasa de producción del pozo.

- Expansión térmica. Esta expansión volumétrica en líquidos ocurre principalmente cuando estos son calentados, aplicando de la misma forma en el petróleo que se encuentra dentro del yacimiento. Esta propiedad depende de gran manera de la composición que tenga el petróleo, donde el crudo más ligero es el que tendrá más tendencia a expandirse, por lo tanto este mecanismo es más efectivo en este tipo de petróleo que en crudos más pesados¹⁴.
- Empuje por gas en solución. Este mecanismo consiste en que el gas que se encuentra disuelto en el petróleo durante la etapa de inyección de vapor, va a ser expulsado por el petróleo al momento de este ser calentado y así mismo aportará como mecanismo de empuje para la producción del petróleo durante la fase de producción¹⁵.

Cabe resaltar que este mecanismo solamente va a tener gran importancia durante la implementación de los primeros ciclos de la inyección de vapor, ya

¹³ Ibid. p. 13.

¹⁴ Ibid. p. 12.

¹⁵ Ibid. p. 13

que para el segundo ciclo que se vaya a implementar se asume que la mayoría del gas disuelto ya habrá sido producido¹⁶.

- Segregación gravitacional. Se presenta principalmente en formaciones que son de espesor grueso y que no presenten barreras horizontales considerables, donde el petróleo fácilmente podrá fluir hacia el pozo debido a la gravedad. Al momento del petróleo desplazarse hacia la cara del pozo, puede ocurrir un proceso de restauración de la zona calentada gracias al flujo del petróleo proveniente de formaciones que no fueron calentadas por el vapor o también denominadas formaciones frías¹⁷.
- Otros mecanismos: Existen otros mecanismos que actúan en la inyección cíclica de vapor, los cuales se mencionan a continuación.
- El vapor que se no se ha condensado, al momento de poner el pozo a producir, se libera presión ayudando a que el vapor se expanda considerablemente. Además de esto, el agua altamente presurizada tendrá el mismo efecto de empuje al convertirse rápidamente en vapor¹⁸.
- Se puede presentar una compactación de la roca, resultante de subsidencia mayor a 10 metros, ayudando al flujo los fluidos del yacimiento hacia la cara

¹⁶ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

¹⁷ Ibíd.

¹⁸ Ibíd.

del pozo, este tipo de mecanismo se puede denominar como empuje por compactación¹⁹.

- Imbibición del agua caliente hacia estratos de baja permeabilidad en formaciones heterogéneas, esto resulta en el flujo de petróleo hacia estratos de permeabilidad alta, propiciando el flujo de este hacia la cara del pozo²⁰
- Disolución de depósitos orgánicos que se encuentran cerca del pozo, dando aportes como efecto de limpieza y reducción de la caída de presión entre el reservorio y el pozo, proporcionando energía natural al yacimiento en cuestión de permitir el flujo de los fluidos de este hacia la cara del pozo²¹.

2.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE GENERACION DE VAPOR

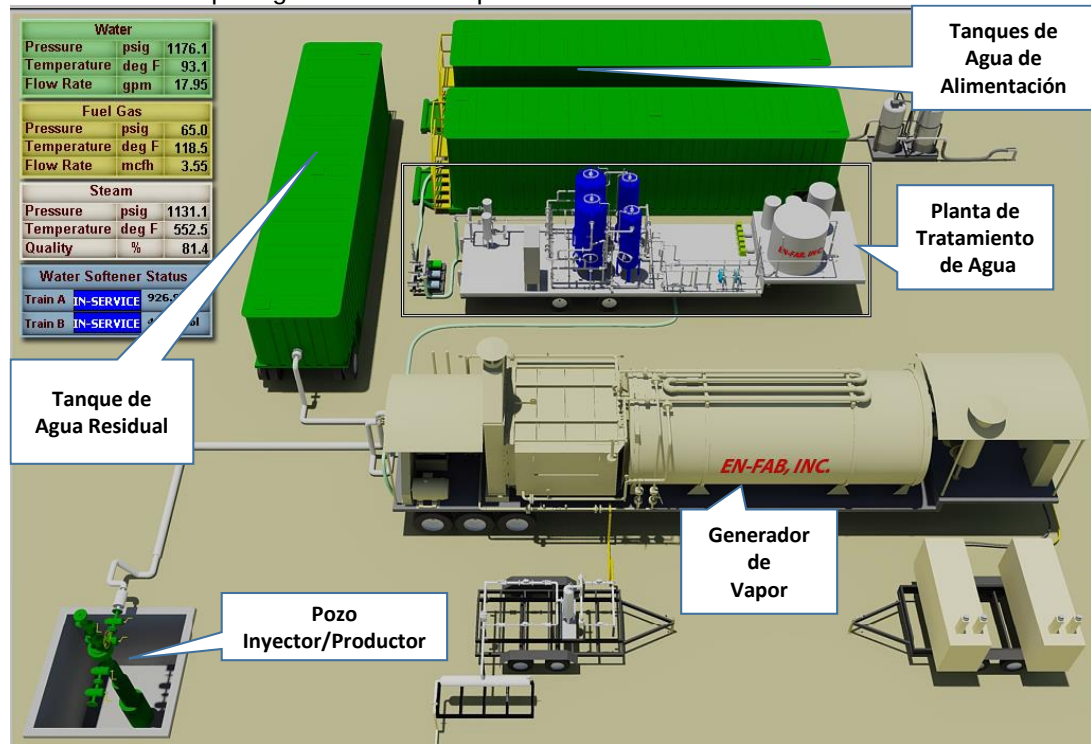
La Figura 5, muestra un esquema de los sistemas y equipos necesarios para la generación de vapor en sitio, estos equipos se componen por los siguientes elementos básicos para la generación de vapor: Sistema de almacenamiento y tratamiento de agua, gas combustible, generador de vapor, líneas de flujo y tanques de almacenamiento de agua residual.

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

²¹ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 16.

Figura 5. Instalación para generación de vapor.



Fuente: Manual de operación ENFAB.

2.3.1 Sistema de tratamiento de Agua: El agua utilizada para la generación de vapor durante la prueba piloto fue suministrada por proveedores locales cercanos al área del piloto y transportada hasta la locación en carro-tanques. La Figura 6, muestra el análisis de una muestra de agua tomada en el punto de abastecimiento del proveedor para el proyecto Pánuco.

La Tabla 1, presenta una sección remarcada, con la calidad de agua recomendada por la “*American Wáter Works Association, Inc.*” Un punto a considerar es que en la medida en que se incrementa la presión de trabajo del generador de vapor, las exigencias de calidad del agua son mayores, para evitar riesgos de taponamientos y explosiones en el generador.

Tabla 1 Calidad de Agua recomendada por la *American Water Works Association, Inc.*

Calidad recomendada para Calderas				
Caldera de Vapor	Máximo	Máximo	Máximo	
Presión (PSI)	TDS (ppm)	Alcalinidad	Dureza	
menor	300	3500	700	20
30-1	450	3000	600	0
45-1	600	2500	500	0
60-1	750	2000	400	0
75-1	900	1500	300	0
90-1	1000	1250	250	0
100-1	1500	1000	200	0
150-1	2000	750	150	0
200-1	3000	450	100	0

Fuente: PNC-IN-D-016. "Ejecucion_Evaluación_IAV_Panuco" México, 2015.

El examen fisicoquímico del agua utilizada, resalta que los valores de contenido de sólidos se encuentran dentro de los límites recomendados por la "*American Water Works Association, Inc.*", para generación de vapor.

Sin embargo, los valores de dureza de calcio y magnesio del agua de suministro están por encima de 0 ppm, por lo que fue necesario tratarla usando bancos de suavización (*Softeners*) cargados con zeolita catiónica para remover los iones de calcio y magnesio, para prevenir la formación de incrustaciones en las tuberías. Los valores de alcalinidad del agua cruda para generación se encuentran dentro de los parámetros exigidos para inyección de vapor.

Para el almacenamiento del agua en la locación, se dispuso de tres tanques de almacenamiento, con capacidad de 80 m³ cada uno, para cada generador de vapor

para un total de 240 m³ de almacenamiento de agua. Cada Generador de vapor contaba con un tanque de almacenamiento de agua residual.

De los tanques de almacenamiento el agua pasa por una planta de tratamiento donde se le aplicó bisulfito de sodio para eliminar el oxígeno libre en el agua y eliminar la acción corrosiva. Posteriormente, el agua pasa por los filtros de cartucho donde se retienen partículas suspendidas en el agua, las cuales podría disminuir la eficiencia de los suavizadores al momento de remover la dureza del agua debido a la formación de una película alrededor de los granos de la zeolita.

Luego de haber eliminado los sólidos en suspensión, el agua pasa por los suavizadores de zeolita de sodio para eliminar la dureza de calcio y magnesio, donde se llevaba a cero "0" ppm de dureza. Si se detectaban trazas de dureza en los suavizadores, éstos se sometían al proceso de regeneración, el cual consiste en dejar en salmuera, los suavizadores para volver a cargar la zeolita de sodio.

2.3.2 Infraestructura para el Almacenamiento y Manejo del Gas: Se instaló en locación un sistema para el almacenamiento y regulación de gas, para suministrar a los generadores de vapor. Las instalaciones para el manejo, almacenamiento y suministro de gas LP constaron de:

- Tanque de almacenamiento de gas.
- Vaporizadores
- Cuadro de regulación
- Trampa de líquidos

El gas se almacenó en un tanque horizontal, presurizado a una distancia de seguridad del generador. Luego pasó por los vaporizadores y posteriormente por las válvulas de regulación para disminuir la presión al nivel de operación de 60 lb/in².

2.3.3 Generador de vapor: Los generadores usados en los proyectos de inyección de vapor son los del tipo de un solo paso y se conocen también como generadores de vapor húmedo. Estos generadores pueden funcionar con petróleo o gas y usualmente producen una calidad del 80%. Recientes mejoras en el diseño de los equipos generadores de vapor, permiten que estos operen bajo eficiencias del 80 al 90 %.

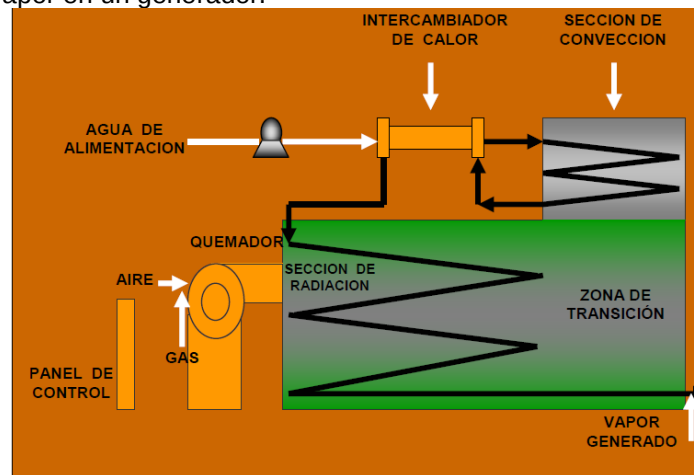
Figura 6. Generador de Vapor.



El agua de alimentación del sistema de tratamiento de agua entra al generador de vapor a un intercambio de calor donde por conducción con el agua que viene saliendo de la zona de convección se hace un precalentamiento de la misma, antes

de entrar a la zona de convección en donde se aprovecha la energía de los humos de combustión del generador para elevar su temperatura para posteriormente pasar a la zona de radiación donde se alcanzan las condiciones para la inyección. La figura 9, muestra un esquema de generación de vapor en un generador de un solo paso.

Figura 7. Flujo del vapor en un generador.



2.3.4 Líneas de distribución de vapor: Una vez que el vapor ha sido descargado del generador de vapor, es transportado al cabezal del pozo. La distancia del generador al cabezal del pozo es pequeña si se usa un generador portátil o considerable si la generación se efectúa en una localización central y de allí se distribuye a múltiples pozos. Idealmente, es preferible tener distancias cortas desde el generador a los pozos, ya que se disminuirían las pérdidas de calor y las condiciones de diseño serán mínimas. Si la distancia del generador de vapor al cabezal del pozo excede de unos 100 pies, las consideraciones de diseño se multiplicarán. Las líneas de distribución de vapor deben estar recubiertas de material aislante para disminuir las pérdidas de calor y para prevenir accidentes por quemaduras.

2.4 CONCEPTO DE LA PRUEBA PILOTO

El proyecto de piloto de inyección de vapor en el área contractual considera la estimulación cíclica de vapor (IAV) en dos pozos horizontales, y tiene como objetivo incrementar el factor de recobro en la formación Agua Nueva, reduciendo la viscosidad del aceite para mejorar su movilidad y conseguir que el calor inyectado sea transferido a la matriz por conducción, para que éste se mueva hacia las fracturas.

Adicionalmente, el proceso de inyección de vapor podría activar la segregación gravitacional asistida por vapor. Este es un proceso lento que se espera obtener indicios de que el mecanismo es viable para el campo Pánuco. Algunos mecanismos de producción que se podrían presentar de acuerdo a las experiencias recopiladas en otros campos similares bajo condiciones térmicas son:

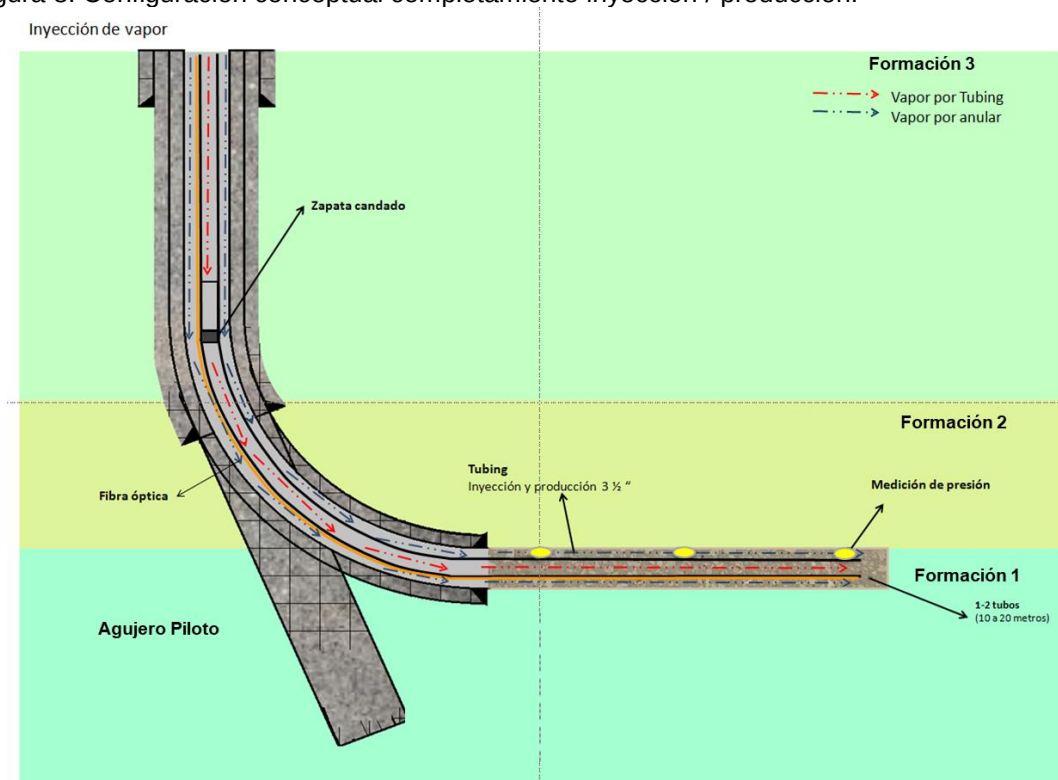
2.4.1 Mecanismos de producción en la matriz: Mecanismos de producción como **expansión térmica** donde los minerales y los poros saturados de fluidos son calentados y expandidos cuando el yacimiento es calentado de 50 a 220 C. La expansión de la matriz dentro del volumen poroso provoca una reducción de la porosidad, produciendo una diferencia de expansión térmica que a su vez hará que se expulse el fluido desde la matriz a las fracturas, esta clase de mecanismo aporta un 10 % de incremental de petróleo. El drenaje gravitacional **Gas-petróleo**, permitirá mejorar el recobro hasta en un 50%, reduciendo la viscosidad de petróleo de cientos de cp a valores bajos, uno o dos órdenes de magnitud menos. Otro mecanismo como es la **vaporización de petróleo**, donde la temperatura de la matriz llega a valores de 240 C, y los componentes livianos serán vaporizados (C20). Una **mojabilidad inversa** fue observada en el piloto *Qarn Alam* donde la mojabilidad de la roca cambio de mojada por petróleo a mojada por agua a una temperatura de 150 a 200 C. Otros mecanismos que pueden presentarse son generación de gas (CO₂, H₂S y componentes livianos), imbibición capilar, reacciones químicas, inyección cíclica de vapor, empuje por gas en solución, y compactación de la roca.

2.4.2 Mecanismos de producción en la fractura: La **reducción de la relación de viscosidades** ($U_{\text{aceite}}/U_{\text{agua}}$) durante la inyección de vapor es el mecanismo de recobro de petróleo más importante en las fracturas. Esta reducción es efectiva en disminuir el flujo fraccional del agua caliente, como consecuencia incrementa la eficiencia del desplazamiento del agua caliente. En las áreas seleccionadas se perforarán varios pozos horizontales, que servirán como inyectores de vapor y posteriormente como productores. Se considerará el uso de terminaciones adecuadas, que permitan la divergencia del vapor donde sea necesario, así como la protección de los componentes mecánicos de los pozos.

El piloto de IAV de Pánuco buscará capitalizar las lecciones aprendidas en torno a aspectos tales como la selección del área, el modo de inyección, la duración de los ciclos, los volúmenes a inyectar, la zona afectada por la inyección, la reactividad de las arcillas de la formación, los tiempos y distancias recorridas por el vapor, los riesgos a nivel de superficie, etc.

2.4.3 Estado Mecánico: La configuración de los pozos permitirá la inyección por el espacio anular y por la tubería, Figura 8, con el fin de contactar corredores de fractura anchos y distribuir el vapor en el corredor simultáneamente, al igual que su instrumentación para el monitoreo. Se tendrán en cuenta las mejores prácticas para el completamiento de pozos térmicos como es el uso de cemento térmico de baja densidad o espumosos y la selección de una adecuada tubería de revestimiento que soporte altas temperaturas y presiones.

Figura 8. Configuración conceptual completamiento inyección / producción.



2.4.4 Tiempos de duración de cada una de las fases del ciclo : Cada ciclo de inyección de vapor estará constituido por un periodo de producción en frío donde se tomarán los parámetros de referencia de producción que para el caso de estudio, estará alrededor de 3 a 4 semanas, un periodo de inyección de vapor donde se espera inyectar un caudal que oscila entre 10000 a 15000 toneladas de vapor, que dependerá de la capacidad que tenga el yacimiento en tomar la energía (inyectividad de la formación) se estima un tiempo alrededor de 30 a 60 días, un periodo de remojo donde se transferirá el calor latente del vapor inyectado al yacimiento, el cual se controlará con la información proveniente de la fibra óptica, este tiempo se estima de 7 a 15 días y finalmente un periodo de producción en caliente donde se evaluará el concepto de la inyección de vapor, que irá entre 3 a 6 meses de acuerdo a la respuesta del yacimiento .

2.5 GERENCIAMIENTO DE RIESGOS

Se entiende por gerenciamiento de riesgos el proceso mediante el cual se identifican , analizan, evalúan, tratan o manejan, monitorean, y comunican los riesgos generados en una actividad, función o proceso, de tal forma que le sea posible a las empresas u organizaciones minimizar las pérdidas y maximizar las oportunidades. Es importante resaltar que la gerencia de riesgos está relacionada, tanto con la identificación y aprovechamiento de posibles eventos favorables y mitigación de inconvenientes para el cumplimiento de los objetivos.²²

²² BRAVO &SANCHEZ, Gestión integral del riesgo

Para el caso de nuestro proyecto se utilizó el enfoque tradicional de reducir la exposición a un evento potencialmente desfavorable para los objetivos del proyecto, es por esta razón que solo trataremos los riesgos que se constituyan como amenazas.

Los principales elementos que componen el sistema de gerenciamiento de riesgos empleados en el proyecto se muestran en la figura 9:

Figura 9. Elementos del plan de gerenciamiento de riesgos.



La importancia de este trabajo radica en que es la primera vez a nivel mundial que esta empresa lleva a cabo un proyecto de esta naturaleza como operador y responsable directo de la ejecución del proyecto piloto, sirviendo este trabajo como base o punto de partida para futuros proyectos de esta magnitud.

2.5.1 Técnicas de identificación de riesgos utilizadas en el proyecto: Los pilotos de inyección de vapor tienen los tres elementos principales que lo definen como un proyecto, los cuales son Tiempo, Costos y alcance. Pero a su vez estos proyectos contienen procesos fundamentales para cumplir con el objetivo propuesto que es en este caso la generación e inyección de vapor.

En este contexto las técnicas de identificación de riesgos deben ser encaminadas a la identificación de riesgos operacionales y de ejecución de proyectos para cubrir cada una de las áreas del proyecto piloto de inyección de vapor.

En el caso de proyectos de inyección de vapor, debido a su carácter temporal y conformación mediante equipos multidisciplinarios de trabajo flexible y dinámico, el mejor esquema es el de lluvias de ideas y el análisis HAZOP en el caso de la inyección de vapor.²³

2.5.1.1 Lluvia de ideas o tormenta de ideas: La lluvia de ideas, también denominada tormenta de ideas, es una herramienta de trabajo grupal que facilita el surgimiento de nuevas ideas sobre un tema o problema determinado. La lluvia de ideas es una técnica de grupo para generar ideas originales en un ambiente relajado.

Esta herramienta fue ideada en el año 1938 por Alex Faickney Osborn (fue denominada *brainstorming*), cuando su búsqueda de ideas creativas resultó en un proceso interactivo de grupo no estructurado que generaba más y mejores ideas que las que

²³ BRAVO MENDOZA Oscar y SANCHEZ CELIS Marleny. Gestión Integral de Riesgos Capítulo 3.

los individuos podían producir trabajando de forma independiente; dando oportunidad de hacer sugerencias sobre un determinado asunto y aprovechando la capacidad creativa de los participantes²⁴

Es un proceso de captura de ideas acerca de riesgos, modos de falla, decisiones de tratamiento, no es simplemente una discusión, debe ser facilitado para estimular el flujo libre del pensamiento así como capturar las ideas relevantes. Se requiere participantes con conocimientos de la organización, sistemas, procesos, etc., donde las ventajas son que enriquece el proceso de identificación con nuevas propuestas y promueve la comunicación entre partes involucradas, sin embargo es un proceso poco estructurado y depende de la dinámica entre las personas.

2.5.1.2 Análisis de Peligro y Operabilidad: *HAZOP (Hazard and Operability)*. Método sistemático en la que los problemas operativos potenciales se identifican mediante una serie de palabras guía, por medio de preguntas de manera estructurada, para investigar desviaciones del proceso. Se puede aplicar a cualquier modo de operación de proceso de flujo y también se puede aplicar a cualquier procedimiento o diagrama de flujo.

La definición de *HAZOP* por la *Chemical Industry Association* (CIA85) en su guía es: La aplicación de un examen crítico, formal y sistemático a un proceso o proyecto de ingeniería de nueva instalación, para evaluar el riesgo potencial de la operación

²⁴ http://es.wikipedia.org/wiki/Tormenta_de_ideas

o funcionamiento incorrecto de los componentes individuales de los equipos, y los consiguientes efectos sobre la instalación como conjunto.

La técnica se fundamenta en el hecho de que las desviaciones en el funcionamiento de las condiciones normales de operación y diseño suelen conducir a un fallo del sistema. La identificación de estas desviaciones se realiza mediante una metodología rigurosa y sistemática. El fallo del sistema puede provocar desde una parada sin importancia del proceso hasta un accidente mayor de graves consecuencias.

2.5.2 Valoración del riesgo: El valorar los riesgos en forma cualitativa, no es una ciencia exacta. La evaluación de la consecuencia se basa en escenarios supuestos de <<qué puede ocurrir>>, y la estimación de la probabilidad o frecuencia, en información histórica acerca de lo que sucedió en dichos escenarios, en similares condiciones en otros lugares, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas, por lo que es razonable que se presenten discusiones al interior del equipo que estudia cada riesgo.

Para este trabajo se utilizó la matriz de evaluación de riesgos de una de las empresas líderes en servicios petroleros a nivel mundial, y los criterios para definiciones de las variables de valoración del riesgo:

Definición de probabilidad: se utilizaran los criterios definidos en el estándar de una de las compañías líderes en servicios petroleros a nivel mundial, tal como lo muestra la Tabla 2.

Tabla 2. Probabilidad de ocurrencia de un evento.

Remoto	Improbable	Posible	Probable	Muy Probable
1	2	3	4	5
No se sabe que haya ocurrido en el segmento de negocios.	ocurrirá una vez cada diez años en la mayoría de los Geo mercados	Ocurrira algunas veces al año en la mayoría de Geo mercados	Ocurrirá algunas veces al año en la mayoría de las locaciones	Ocurrira un par de veces al mes en la mayoría de locaciones

Definición de impacto: se utilizaran los criterios definidos en el estándar de una de las compañías líderes en servicios petroleros a nivel mundial, tal como lo muestra la Tabla 3.

Tabla 3. Severidad de evento

Valoración	leve	serio	Mayor	Catastrofico	Multi Catastrofico
	1	2	3	4	5
FINANZAS (\$US)	<10 KUS\$	10 a 100 KUS\$	100 a 1.000 KUS\$	> 1 - < 10 MUS\$	> 10 MUS\$
Retraso en Ejecución	< 1 día	1 día a 1 mes	1 semana a 1 mes	1 mes a 3 meses	> 3 meses
Seguridad (Lesiones)	leves	Menores	Mayores	Incapacidad	Fallecimiento
Ambiente (derrames de aceite en litros)	< 100	100 - 1K	1k - 10k	> 10K	> 10K

2.5.3 Evaluación del riesgo: La evaluación de la importancia de cada riesgo y, por consiguiente, de su prioridad, generalmente se realiza usando una tabla de búsqueda o una matriz de probabilidad e impacto.

Figura 10. Matriz de evaluación de riesgos

		Remota	Poco Probable	Posible	Probable	Muy probable
		Probabilidad →				
Severidad ↓	leve	-1	-2	-3	-4	-5
	Serio	-2	-4	-6	-8	-10
	Mayor	-3	-6	-9	-12	-15
	Catastrofica	-4	-8	-12	-16	-20
	Multi Catastrofico	-5	-10	-15	-20	-25

La matriz de riesgos de la figura 10 , es una herramienta para analizar los eventos futuros, previamente identificados, utilizando las dos principales dimensiones del riesgo, basado en las combinaciones de escalas de la probabilidad y del impacto se construye una matriz para asignar calificaciones al riesgo:

- **Riesgo Muy alto** (condición negra)
- **Riesgo alto** (condición roja)
- **Riesgo medio** (condición amarilla)
- **Riesgo Bajo** (condición verde)
- **Riesgo muy bajo** (condición azul)

Los riesgos pueden ser priorizados para orientar la atención de las acciones de mitigación y prevención, basándose en su calificación. Las calificaciones son asignadas a los riesgos basándose en la probabilidad y el impacto evaluados.

Surge aquí el interrogante de si se debe hacer la caracterización completa de los riesgos antes o después de realizar la evaluación cualitativa. Según la experiencia se ha visto que es útil primero identificar los riesgos, luego clasificarlos mediante el análisis cualitativo y finalmente realizar análisis de las causa para aquellos riesgos que se consideren relevantes, de acuerdo con el criterio definido por el equipo de trabajo o del operador.²⁵

²⁵ SCHLUMBERGER. OILFIELD REVIEW. Riesgos Medidos. Invierno 2001.

2.6 DEPARTAMENTOS INVOLUCRADOS EN LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO DE INYECCION DE VAPOR.

Para la implementación del piloto de inyección de vapor se creó un equipo multidisciplinario, el cual tenía bajo su responsabilidad el diseño e implementación de la prueba. Este grupo estuvo liderado por el departamento de *Production Technologies* del Activo.

La Figura 11 muestra las áreas involucradas en la prueba piloto.

Figura 11. Áreas involucradas en el proyecto.



Las etapas para la implementación del proyecto se presentan en la Figura 12.

Figura 12 Flujograma General para la Implementación del Piloto.



Durante el desarrollo de las diferentes fases del proceso de maduración del proyecto se implementaron las mejores prácticas de la industria para garantizar el fortalecimiento de la gestión del proyecto, entre las prácticas implementadas destacamos el Gerenciamiento de riesgos del cual se constituye en el objeto de la elaboración de este documento.

Para el gerenciamiento de riesgos del proyecto se identificaron a los líderes de las diferentes áreas operativas y no operativas que estarían involucradas en la implementación del proyecto piloto. Las responsabilidades de cada área de trabajo se resumen de la siguiente manera:

Geología y Yacimientos: Encargados de seleccionar el área más adecuada para la implementación de la prueba piloto. Diseñar el plan de toma de información de subsuelos, núcleos, estudio de geomecánica.

Completamiento: entre las responsabilidades de mayor trascendencia estaba el diseño de revestidores, cabezales, válvulas, Selección de la Fibra óptica, *bubble tube pressure*, *thermocouple*, transmisión de datos.

2.6.1 Perforación: el área de perforación era la encargada de la construcción de locaciones, procura de materiales de perforación, diseño de la geometría del pozo, diseño de lechadas de cementación y control y seguimiento durante la perforación del pozo.

2.6.2 Facilidades: El área de facilidades fue la encargada del diseño de los equipos necesarios para el manejo de fluidos en locación, tratamiento químico y transferencia a la estación V Sinclair.

2.6.5 *Wireline* : Encargados del diseño de la toma de información microsismica.

Asuntos Externos: encargados de todo lo relacionado con las comunidades del área de afectación del piloto, gestión ante los entes gubernamentales para la permisología.

2.6.6 Seguridad Física: evaluación de los riesgos relacionados con la seguridad física en el área del piloto.

3. METODOLOGIA UTILIZADA PARA EL GERENCIAMIENTO DEL RIESGO

Las reglas metodológicas de esta monografía se basan los elementos descritos en por el PMI en el capítulo 11 de la Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK), Tercera Edición, 2004, 5p. Donde se estructura el esquema para ejecutar la identificación, el análisis, la respuesta y el control y seguimiento de los riesgos del proyecto.

A partir de esta metodología se establecieron límites de acotamiento dentro del ciclo del proyecto piloto donde se implementarían estos elementos para identificación y análisis de riesgos, la figura 13 muestra en verdes estas fases del ciclo del piloto.

Figura 13. Fases del gerenciamiento de riesgo



Una vez establecidas las fases del proyecto donde se aplicaría el plan, se utilizaron las técnicas de identificación de riesgos previamente explicadas en el Marco Teórico para tal fin.

.Identificado los riesgos se procede a realizar el análisis de los mismos utilizando las técnicas de valoración y evaluación de riesgos ya descritas.

Del análisis de los riesgos se realiza una clasificación de los 10 riesgos más importantes del proyecto para priorizarlos e implementar el plan de mitigación de riesgos.

Por ultimo realizaremos el seguimiento de los riesgos identificados, respuestas implementadas y efectividad de los procesos de gestión de riesgos.

4. IDENTIFICACION DE RIESGOS

4.1 RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA SELECCIÓN DE AREAS.

Tabla 4. Riesgos de selección de áreas.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO
1	Pobre calidad del dato sísmico, no permite la visualización de horizontes para la ubicación de pozos.	Ubicación inadecuada de pozos a nivel de yacimientos.
2	Decisión soportadas de acuerdo a calidad de la información pobre, no validada, incompleta, necesario para hacer un análisis confiable de las áreas.	Pozos de baja productividad o secos.
3	Integridad de la capa sello, reactivación de fracturas, manaderos en superficie, pozos taponados aledaños a los pozos pilotos e identificación de pozos existentes no reportados oficialmente.	Fuga de vapor a superficie
4	Inundaciones	No poder acceder a la locación del piloto
5	Presencia de grupos armados no identificados	Ataques, robos.

4.2 RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE EL DISEÑO DEL PILOTO.

Tabla 5. Riesgos identificados en la etapa de diseño.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO
6	Falta de experiencia del personal en diseño de equipos para generación.	Equipos fuera de especificaciones.
7	Personal insuficiente	Retrasos en la ejecución
8	Programa de toma de información insuficiente	Evaluación de resultados no concluyente
9	Ausencia de programa de inyección	Fuga de vapor a superficie por reactivación de fallas.
10	Desconocimiento de la normatividad ambiental y permisos necesarios para la inyección.	Retrasos en la ejecución
11	Mala calidad del agua de alimentación de generadores	Fallas en la generación e incumplimiento del plan de inyección
12	Vías secundarias angostas y en mal estados	Accidentes vehiculares, falla en el suministro de agua y gas
13	integridad de las facilidades existentes	Derrames por fallas en tuberías y equipos en facilidades existentes
14	Retraso en permisos debido a otorgamiento tardío por parte de instituciones gubernamentales.	Retrasos en la ejecución
15	Inadecuada selección del combustible para los generadores	Retrasos en la ejecución, sobre costos
16	selección de mecanismo de inyección inadecuado	Incumplimiento en el programa de inyección
17	No disponibilidad de fuentes de agua en el área del piloto	baja rata de generación de vapor
18	Selección inadecuada del Casing	Colapso del Casing
19	selección inadecuada del sistema de levantamiento artificial	Producciones no representativas para la evaluación del proyecto
20	Información insuficiente o de pobre calidad para la adecuada caracterización de la roca y fluido en el área del piloto.	Fuga de vapor a superficie

4.3 RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA PERFORACION E INSTALACION DE LAS FACILIDADES PARA GENERACION DE VAPOR.

Tabla 6. Riesgos identificados en la etapa de perforación.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO
21	Manifestación y toma de vías por parte de comunidades	Retrasos en la ejecución
22	Mala calidad de la cementación	Colapso del casing
23	presencia de gas de formación	descontrol del pozo
24	perdidas de circulación al cruzar zona de fracturas y fallas	Pega de tuberías
25	Juntas de revestimiento mal torquedadas	Fuga de vapor a superficie
26	selección inapropiada de la lechada de cementación	perdida de integridad
27	Retraso en la llegada de equipos	Retrasos en la ejecución
28	Llegada de equipos diferente a los solicitados	Retrasos en la ejecución
29	Transporte de carga pesada y extra larga	Accidentes vehiculares
30	Presencia de bandas criminales en el área	Secuestros, atracos, golpes, muerte
31	Caídas, tropiezo con herramientas de trabajo, tuberías.	Lesiones personales
32	Altas temperaturas y zona sin sombríos	Quemaduras por exposición a radiación solar

4.4 RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA GENERACION DE VAPOR.

En lo referente a la identificación de riesgos durante el proceso de generación e inyección de vapor se utilizó la técnica identificación de riesgos *HAZOP* ya que es la más indicada para el análisis de riesgos en procesos.

Tabla 7 Riesgos identificados durante la generación de vapor.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO
33	Manifestación y toma de vías por parte de comunidades	Retrasos en la ejecución
34	Dureza en agua de alimentación	Incrustaciones en tuberías de
35	Almacenamiento de Combustibles en locación	Incendio , Explosión
36	Experiencia en operaciones de inyección de vapor	Operación inadecuada
37	Alto tránsito de camiones cisternas	Accidentes vehiculares
38	Presencia de bandas criminales en el área	Secuestros, atracos, golpes, muerte
39	Caídas, tropiezo con herramientas de trabajo, tuberías.	Lesiones personales
40	Altas temperaturas y zona sin sombríos	Quemaduras por exposición a radiación solar

4.5 RIESGOS IDENTIFICADOS DURANTE LA PRODUCCION.

Tabla 8 Riesgos identificados en la etapa de producción.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO
41	Sistema de levantamiento subdimensionado	Evaluación del proyecto no concluyente
42	falla en la comunicación sensores de fondo	Evaluación del proyecto no concluyente
43	Manejo de fluidos caliente	Quemaduras, Integridad de facilidades existentes
44	Almacenamiento de crudo en locación	Derrame de crudo
45	líneas de altas temperaturas	lesiones personales
46	Producción de H ₂ S	lesiones personales
47	Disposición inadecuada de residuos	Contaminación
48	Manifestación y toma de vías por parte de comunidades	Retrasos en la ejecución

5 ANALISIS CUALITATIVO DE RIESGOS

Como ya se mencionó en el capítulo 2 valorar los riesgos no es fácil ya que se convierte en una tarea subjetiva de parte del evaluador y basado muchas veces en su experiencia.

La tabla 9 muestra los resultados de la valoración de los riesgos identificados en el capítulo 3.

Tabla 9 Matriz de evaluación de riesgos.

Riesgos Inicial						
		Remota	Poco Probable	Posible	Probable	Muy probable
		Probability →				
leve	Severity ↓		47			
Serio			7,28	4,23,31,32,33,34,39,40,48	24	
Mayor		15	6,9,21,25,26,36,42,44,46	5,8,10,11,12,13,18,19,20,27,29,30,37,38,41,43,45	14,17	
Catastrofico				1,2,16,22		
Multi Catastrofico			3,35			

A partir del diagrama se puede inferir claramente que más del 90% de los riesgos se encuentran en niveles indeseables, por lo que se requiere de medidas de prevención y mitigación para llevar estos riesgos a niveles aceptables y de seguro proceder.

6 PLAN DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE RIESGOS.

6.1 PLAN DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN EN LA SELECCIÓN DE ÁREAS.

Tabla 10. Plan de prevención y mitigación para la selección de áreas.

No. RIESGO	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
1	Decision soportadas de acuerdo a calidad de la información pobre, no validada, incompleta, necesario para hacer un análisis confiable de las áreas.	Pozos de baja productividad o secos.	Alto	Hacer control de calidad a la información disponible. Crear una matriz de jerarquización de áreas que de valor a las áreas con las que se tenga información disponible. Uso de software para manejo de datos. Integración con otras disciplinas como geología, petrofísica, yacimientos y producción. Tener en cuenta campos análogos. Toma de información: Registros petrofísicos, muestras de aceite y fuentes de agua. Generación de Modelos analíticos y Numéricos	De ser posible realizar el rediseño de los objetivos del pozo.	Medio
2	Pobre calidad del dato sísmico, no permite la visualización de horizontes para la ubicación de pozos.	Ubicación inadecuada de pozos a nivel de yacimientos.	Alto	Seleccionar área con la mayor disponibilidad Ubicar pozos dentro del cubo sísmico 3D. Realizar sísmica de pozo en casos donde sea posible para validar la calidad del dato sísmico Uso de diferentes metodologías geológicas para corroborar la calidad de la información sísmica como Ant-Tracking Actualizar el modelo estructural con la nueva información adquirida	De ser posible realizar el rediseño de los objetivos del pozo.	Medio
3	Integridad de la capa sello, reactivación de fracturas, manaderos en superficie, pozos taponados, aledaños a los pozos pilotos e identificación de pozos existentes no reportados oficialmente por PEMEX	Fuga de vapor a superficie	Alto	Realizar Estudio de integridad de capa Sello Estudio geomecánicos para identificar la dirección de esfuerzos preferenciales Monitoreo con microsísmica en tiempo real para validar el flujo del vapor en el yacimiento y la no reactivación de las fallas. tomar núcleos para validar presencia de fractura en la capa sello. Incorporar el modelo geológico para reconocer fallas regionales que pudieran ir hasta superficie Tener en cuenta estudios de geología de superficie Inspeccionar el área alrededor de la ubicación del piloto en un área de 2km a la redonda y verificar la existencia de emanaciones naturales	Establecer un protocolo de operación para suspender la inyección una vez se detecte en el monitoreo con la microsísmica, un avance progresivo del vapor en menudez hacia superficie Monitorear durante la inyección los pozos activos, taponados y áreas cercanas al piloto de inyección Desarrollar un plan de emergencia en caso que se presente fugas a superficie	Alto
4	Inundaciones	No poder acceder a la ubicación del piloto	Medio	Identificar zonas de inundación del bloque Identificar si los pozos propuestos para convertir presentan plataformas Identificar las épocas de lluvia del año en el área	Construir diques perimetrales en caso de ser necesario	Insignificante
5	Presencia de grupos armados no identificados	ataques, robos.	Medio	Coordinar con el personal de HSE de la empresa la operación Mantener informado a las autoridades de la zona Contratar una compañía de seguridad y vigilancia Privada	Elaborar un plan de respuestas en coordinación con autoridades militares del área Aplicar plan de respuesta a emergencia	Medio

6.2 PLAN DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN EN LA ETAPA DE DISEÑO

Tabla 11. Plan de prevención y mitigación para la etapa de diseño.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
6	Falta de experiencia del personal en diseño de equipos para generacion.	Equipos fuera de especificaciones.	Medio	Contratar Colsultores con Experiencia en Inyeccion de Vapor Realizar Peer Review previo a gestion de compras		Bajo
7	Personal insuficiente	Retrasos en la ejecucion debido a falta de personal	Bajo	Vigilancia y control del riesgo		Bajo
8	Programa de toma de informacion insuficiente	Evaluacion de resultados no concluyente	Alto	Establecer KPI para la evaluacion del piloto Definir cada una de las etapas del ciclo de inyeccion donde se requiera captura de infomacion Generar un plan de captura de informacion que desde cada una de las etapas del ciclo satisfaga los KPI establecidos.	Comparar resultados con proyectos analogos y aplicar mejores practicas.	Medio
9	Ausencia de programa de inyeccion	Fuga de vapor a superficie por reactivacion de fallas.	Alto	Establecer un programa de inyeccion en coordinacion con el grupo de geomecanica Revisar este cumplimiento en Peer Review	Revisar experiencia piloto del 70's y no sobrepasar limites de presion de inyeccion	Bajo
10	Desconocimiento de la normitividad ambiental y permisos necesarios para la inyeccion.	Retrasos en la ejecucion debido a desconocimiento de normatividaa ambiental	Medio	Trasferir riesgo a consultores externos especializados en tramites ante autoridades.		Bajo
11	Mala calidad del agua de alimentacion de generadores	Fallas en la generacion e incumplimiento del plan de inyeccion	Medio	Realizar exámenes físicoquímicos a las fuentes de agua seleccionada y medir durezza de Ca+ y Mg+ Realizar Test de durezza en locacion	Acondicionar planta de tratamiento de agua al sistema de generacion de vapor	Bajo
12	Vías secundarias angostas y en mal estados	Accidentes vehiculares, falla en el suministro de agua y gas	Medio	Realizar inspeccion vial identificando puntos de riesgos antes de iniciar el transporte de agua a la locacion del piloto. senalizar aquellas areas de riesgo identificadas en la via Elaborar cartillas con la via y sus puntos de riesgo. Evitar el transporte nocturno.	Mantener en locacion abastecimiento de agua y gas equivalentes a 2 dias de operacion.	Bajo
13	Integridad de las facilidades existentes	Derrames por fallas en tuberias y equipos en facilidades existentes	Medio	Realizar estudio de integridad estacion V	Acondicionar en locacion almacenamiento equivalentes a 2 dias de produccion.	Bajo
14	Retraso en permisos debido a otorgamiento tardio por parte de instituciones gubernamentales .	Retrasos en la ejecucion	Alto	Trasferir riesgo a consultores externos especializados en tramites ante autoridades.		Medio
15	Inadecuada selección del combustible para los generadores	Retrasos en la ejecucion, sobre costos	Bajo	Vigilancia y control del riesgo		Bajo
16	selección de mecanismo de inyeccion inadecuado	Incumplimiento en el programa de inyeccion	Alto	definir un completamiento para inyeccion simple que permita baja resistencia al flujo del vapor. Instalar sensores de presion y temperatura en fondo para monitorear el comportamiento del flujo del vapor.	Injectar por tubing y anular.	Bajo
17	No disponibilidad de fuentes de agua en el area del piloto	baja rata de generacion de vapor	Alto	Realizar estudio de mercado de proveedores de agua en la zona. Contratar el suministro de agua con mas de un proveedor		Bajo
18	Selección inadecuada del Casing	Colapso del Casing	Medio	Realizar Peer Review con expertos para revision del diseño	Utilizar tubería VIT.	Bajo
19	selección inadecuada del sistema de levantamiento artificial	Producciones no representativas para la evaluacion del proyecto	Medio	Vigilancia y control del riesgo		Bajo
20	Informacion insuficiente o de pobre calidad para la adecuada caracterizacion de la roca y fluido en el area del piloto.	Fuga de vapor a superficie por reactivacion de fallas.	Medio	Hacer control de calidad a la informacion disponible Tener en cuenta informacion de campos análogos. tomar nucleos para calcular coeficiente de expansion térmica lineal, la conductividad térmica y la capacidad calorífica de la roca. Definir un plan de captura de informacion amplio y suficiente para eliminar la incertidumbre y tener informacion confiable.	Revisar experiencia piloto del 70's y validar informacion disponible.	Bajo

6.3 PLAN DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN E INSTALACIÓN DE LAS FACILIDADES PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR.

Tabla 12 . Plan de prevención y mitigación para la etapa de perforación.

No. Riesgo	DESCRIPCIÓN DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
21	Manifestación y toma de vías por parte de comunidades	Retrasos en la ejecución	Medio	Identificar a los líderes veredales. Establecer comunicación directa con líderes de veredas aledañas al piloto y socializar el proyecto.	Respetar los convenios o acuerdos logrados Desarrollar actividades que ayuden al desarrollo del área	Bajo
22	Mala calidad de la cementación	Colapso del casing	Alto	Cementar hasta la superficie para dar soporte al revestidor y evitar el pandeo/buckling. utilizar una lechada que mantenga sus propiedades mecánicas frente a las altas temperaturas durante de la inyección. Tensionar el revestidor previo a colgarse en el cabezal del pozo para disminuir la carga axial. Se deberá garantizar el sello mediante las mejores prácticas operacionales: centralización, propiedades del fluido, etc., para evitar ABP	Cambie el diseño del mecanismo de inyección	Medio
23	presencia de gas de formación	descontrol del pozo	Medio	Utilizar Gas block monitoreo continuo de parámetros de perforación monitoreo continuo de propiedades del lodo de perforación	Aumentar la densidad del lodo	Bajo
24	perdidas de circulación al cruzar zona de fracturas y fallas	Pega de tuberías	Medio	Utilice correlaciones con pozos vecinos a fin de identificar escenarios de pérdidas de circulación. monitoreo continuo de parámetros de perforación monitoreo continuo de propiedades del lodo de perforación	prepara pildora en caso de ser necesario	Bajo
25	Juntas de revestimiento mal torquedadas	Fuga de vapor a superficie	Medio	utilizar llaves de potencia para torque computarizado Realice prueba de integrada a tubería de revestimiento	Cambie el diseño del mecanismo de inyección	Bajo
26	selección inapropiada de la lechada de cementación	perdida de integridad	Medio	Realizar Peer Review con expertos antes de iniciar perforación	Utilice nitrógeno en el espacio anular y Cambie el diseño del mecanismo de inyección	Bajo
27	Retraso en la llegada de equipos	Retrasos en la ejecución	Medio	Tener listado de proveedores de generadores y haber hecho previa cotización. Planear con tiempo anticipado actividades dependientes a entrega de equipos generadores. Apegarse a las cláusulas de tiempos de entrega de equipos generadores de vapor.	Aplicar penalizaciones a compañías proveedoras en caso de entrega tardía.	Bajo
28	llegada de equipos diferente a los solicitados	Retrasos en la ejecución	Bajo	Realizar vigilancia y control		Bajo
29	Transporte de carga pesada y extra larga	Accidentes vehiculares	Medio	Hacer inspección de rutas de acceso hacia locaciones de inyección de vapor. Tramitar permisos para transporte de equipo de grandes dimensiones. Planear desmantelamiento de equipo de grandes dimensiones para facilitar Asegurar el libre tránsito en rutas hacia movilización de equipo	Desmantelar equipo y transportarlo por partes, resultando en demoras de movilización de equipo. Estipular en el contrato con los contratistas cláusulas que permitan dar cumplimiento a los tiempo de entrega de	Bajo

Tabla 13. Plan de prevención y mitigación para la etapa de diseño (Continuación).

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
30	Presencia de bandas criminales en el área	Secuestros, atracos, golpes, muerte	Medio	mantener Bajo perfil mantener en el área sistema de comunicación efectivos y adecuados. comunicación fluida con el coordinador de seguridad del área acerca de sus movimientos. visitar solo los lugares autorizados.	En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo
31	Caidas , tropiezo con herramientas de trabajo, tuberías.	Lesiones personales	Medio	personal entrenado en primeros auxilios personal con curso vigente de Mini Nest , SIPP Áreas de trabajo de marcadas con señales de precaución . almacenamiento seguro de herramientas orden y aseo en el área de	Botiquín de primeros auxilios uso de los elementos de seguridad personal, gafas ,guantes, botas, cascos. En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo
32	Altas temperaturas y zona sin sombríos	Quemaduras por exposición a radiación solar	Medio	Aplicar Bloqueador Solar mínimo 50 FPS personal entrenado en primeros auxilios personal con curso vigente de Mini Nest , SIPP Tener bebidas hidratantes en el área de trabajo Tomar pausas de trabajos cada 3 horas.	Botiquín de primeros auxilios uso de los elementos de seguridad personal, gafas ,guantes, botas, cascos. En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo

6.4 PLAN DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN EN GENERACIÓN DE VAPOR.

Tabla 14. Plan de prevención y mitigación para la etapa de generación de vapor.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCIÓN	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
33	Manifestación y toma de vías por parte de comunidades	Retrasos en la ejecución	Medio	Identificar a los líderes veredales. Establecer comunicación directa con líderes de veredas aledañas al piloto y socializar el proyecto.	Respetar los convenios o acuerdos logrados Desarrollar actividades que ayuden al desarrollo del área	Bajo
34	Dureza en agua de alimentación	Incrustación de tuberías	Medio	Realizar Test de dureza en locación		Bajo
35	Almacenamiento de Combustibles en locación	Incendio , Explosión	Alto	instalar sistema de enfriamiento del tanque de almacenamiento de gas delimitar el área de maniobra de camiones en locación colocar pararrayos en la locación Sistema atrapa chispas en camiones que ingresen a locación	Disponer de sistema contra incendio	Bajo
36	Experiencia en operaciones de inyección de vapor	Operación inadecuada	Medio	Contratar Consultores con Experiencia en Inyección de Vapor Realizar Peer Review previo a gestión de compras		Bajo
37	Alto tránsito de camiones cisternas	Accidentes vehiculares	Medio	Hacer inspección de rutas de acceso hacia locaciones de inyección de vapor. señalizar aquellas áreas de riesgo identificadas en la vía Elaborar cartillas con la vía y sus puntos de riesgo. Evitar el transporte nocturno.		Bajo
38	Presencia de bandas criminales en el área	secuestros, atracos, golpes, muertes	Medio	mantener Bajo perfil mantener en el área sistema de comunicación efectivos y adecuados. comunicación fluida con el coordinador de seguridad del área acerca de sus movimientos. visitar solo los lugares autorizados.	En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo
39	Caidas , tropiezo con herramientas de trabajo, tuberías.	Lesiones personales	Medio	personal entrenado en primeros auxilios personal con curso vigente de Mini Nest , SIPP Áreas de trabajo de marcadas con señales de precaución . almacenamiento seguro de herramientas orden y aseo en el área de trabajo	Botiquín de primeros auxilios uso de los elementos de seguridad personal, gafas , guantes, botas, cascos. En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo
40	Altas temperaturas y zona sin sombríos	Quemaduras por exposición a radiación solar	Medio	Aplicar Bloqueador Solar mínimo 50 FPS personal entrenado en primeros auxilios personal con curso vigente de Mini Nest , SIPP Tener bebidas hidratantes en el área de trabajo Tomar pausas de trabajos cada 3 horas.	Botiquín de primeros auxilios uso de los elementos de seguridad personal, gafas , guantes, botas, cascos. En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del área.	Bajo

6.5 PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION DURANTE LA PRODUCCION.

Tabla 15. Plan de prevención y mitigación para la etapa de producción.

No. Riesgo	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	MEDIDAS DE PREVENCION	MEDIDAS DE MITIGACION	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
41	Sistema de levantamiento subdimensionado	Evaluacion del proyecto no concluyente	Medio	una vez tenga pruebas de produccion evalúe la eficiencia volumetrica de la bomba Evalúe el potencial del pozo.	Asegure tener bombas de mayor caudal disponibles co el proveedor.	Bajo
42	falla en la comunicación sensores de fondo	Evaluacion del proyecto no concluyente	Medio	Verifique y compare datos de presion y temperaturas de los diferentes sistemas instalado	Utilice datos del sistema de respaldo	Insignificante
43	Manejo de fluidos caliente	Quemaduras, fallas en bombas e integridad de facilidades existentes	Medio	manetener comunicación directa con operación V Sinclair Etiquetar líneas de alta temperatura Instalar circuito de enfriamiento con agua del proceso	Activar valvula de Shut Down en caso de emergencia aplicar plan de respuesta a emergencia	Bajo
44	Almacenamiento de crudo en locaci	Derrame de crudo	Medio	Manejar Limite superior de llenado de tanques al 80% de su capacidad instalar en locacion almacenamiento equivalente a 2 dias de produccion.	Instalar barreras de contencion alrededor de tanques de almacenamiento de crudo	Insignificante
45	lineas de altas temperaturas	lesiones personales	Medio	señalizacion de las areas con presencia de lineas de alta temperatura. recubrimiento con fibra de vidrio de lineas de conduccion de vapor	botiquin de primeros auxilios uso de los elementos de seguridad personal,gafas ,guantes,botas,cascos. En caso de emergencia comunicar al contacto HSE del area.	Bajo
46	Produccion de H2S	lesiones personales	Alto	Curso de entrenamiento en H2S Monitores con Alarma sonora cuando la presencia de H2S super los limites de 50 ppm	Active la valvula de cierre automatico del pozo	Bajo
47	disposicion inadecuada de residuos	Contaminacion	Bajo	Realizar vigilancia y control		Bajo
48	Manifestación y toma de vias por parte de comunidades	Retrasos en la ejecucion	Medio	Identificar a los lideres veredales. Establecer comunicación directa con lideres de veredas aledañas al piloto y socializar el proyecto.	Respetar los convenios o acuerdos logrados Desarrollar activiades que ayuden al desarrollo del area	Bajo

7 JERARQUIZACION Y MONITOREO DE LOS RIESGOS

Top Ten Risk Ítem Tracking (Seguimiento de los Diez riesgos más Importantes): Es una herramienta de análisis de riesgo cualitativo que ayuda a identificar riesgos y mantener una conciencia de los riesgos a lo largo de la vida de un proyecto. Permite establecer una revisión periódica de los diez ítems de mayor riesgo identificados, enumerando la clasificación actual, la clasificación anterior, el número de veces que el riesgo aparece en la lista durante un período de tiempo y un resumen del progreso realizado en la resolución del elemento de riesgo.

La jerarquización de riesgos se basó en el principio antes enunciado, modificando la clasificación basada en el riesgo inicial y el riesgo residual.

Tabla 16. Riesgos Principales del proyecto.

No. RIESGO	DESCRIPCION DEL PELIGRO	RIESGO	NIVEL DE RIESGO INICIAL	NIVEL DE RIESGO RESIDUAL
3	integridad de la capa sello, reactivacion de fracturas, manaderos en superficie, pozos taponados aledanos a los pozos pilotos e identificacion de pozos existentes no	Fuga de vapor a superficie	Alto	Alto
1	Decision soportadas de acuerdo a calidad de la información pobre, no validada, incompleta, necesario para hacer un análisis confiable de las áreas.	Pozos de baja productividad o secos.	Alto	Medio
2	Pobre calidad del dato sísmico, no permite la visualización de horizontes para la ubicación de pozos.	Ubicación inadecuada de pozos a nivel de yacimientos.	Alto	Medio
22	Mala cementación	Colapso del casing	Alto	Medio
8	Programa de toma de información insuficiente	Evaluación de resultados no concluyente	Alto	Medio
5	Presencia de grupos armados no identificados	ataques , robos.	Medio	Medio

8 RESULTADOS DEL PLAN DE PREVENCION Y MITIGACION.

En este capítulo se hace un resumen de los resultados de las acciones de prevención y mitigación que se implementaron en el control de riesgos durante el proyecto piloto de inyección de vapor.

Los resultados se enfocan en los riesgos identificados como de mayor impacto por la matriz de jerarquización.

8.1 FUGA DE VAPOR A SUPERFICIE.

La liberación de vapor a superficie por una falla en la integridad de la capa sello o la reactivación de fallas o fracturas, fue considerada el riesgo de mayor impacto en el proyecto. Para prevenir la materialización de este riesgo se tomaron las medidas de prevención establecidas en el plan.

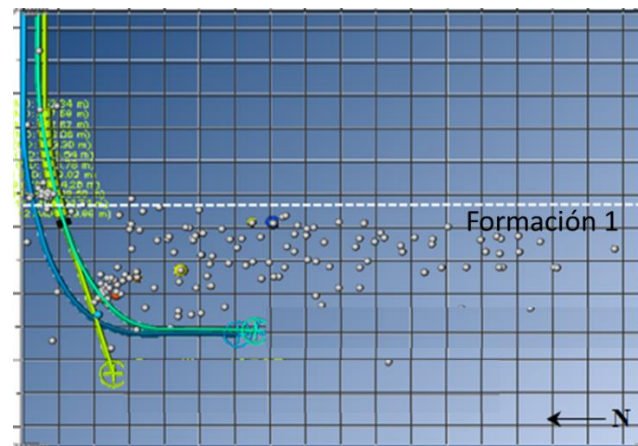
Como punto de partida se realizó la toma de núcleos de un pozo del área del piloto con la finalidad de tener información actualizada, estos núcleos permitieron la captura de información de petrofísica básica, geología de yacimientos y mecánica de rocas del área. Adicionalmente se calcularon las propiedades térmicas de las rocas.

Del estudio de núcleos se resalta la no presencia de fracturas en la formación sello lo cual disminuye ostensiblemente el riesgo por propagación del frente de vapor a través de fracturas en la capa sello.

Con la información actualizada se realizó el modelamiento geomecánico con el fin de predecir el comportamiento de la capa sello al ser sometida a cambios de esfuerzos, presión y temperaturas generados por la inyección de vapor. Una simulación de las condiciones de inyección era corrida antes de cada cambio de condición con la finalidad de predecir el comportamiento de la capa sello antes estas nuevas condiciones,

Los eventos microsísmicos reales durante la ejecución del proyecto de inyección de vapor confirmaron las predicciones geomecánica (Figura 14). La distribución espacial de los eventos fue consistente con una amplia reactivación de fracturas naturales propagadas, sin evidencia aparente de localización de fallas cercanas. Además, se validó la capacidad de predicción del modelo al no evidenciarse ningún número significativo de eventos microsísmicos por encima de la Formación 2. Basado en las predicciones numéricas y la comparación con los eventos observados durante el monitoreo con microsísmica, el esquema de inyección empleado durante la prueba permitió conservar la integridad mecánica de la capa sello.

Figura 14. Representación de la sismicidad durante la inyección de vapor de Pozo 3.



8.2 POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD O SECOS.

Para la selección de áreas del piloto se establecieron los siguientes criterios técnicos, sociales y ambientales que permitieron identificar áreas potenciales, estos fueron:

- Preferentemente en el área del cubo sísmico 3D.
- Altas en la estructura, de manera que el vapor pueda segregarse y confinarse.
- Áreas preferentemente de relativo bajo desarrollo.
- Pozos cercanos con condiciones mecánicas aceptables como para poder manejar la producción incremental.
- Preferentemente con pozos con información de registros.
- Preferentemente, con disponibilidad de información de presión de fondo fluuyendo y estática.
- Buena ubicación de pozos productores para el monitoreo.
- De preferencia con bajo corte de agua en la mayor parte de los pozos, así como de bajas relaciones gas-aceite.
- Instalaciones de producción adecuadas para medición y disposición del agua producida.
- Lejos de áreas pobladas y de chapopoterías.

Producto de esta primera selección se generan áreas potenciales.

Con las áreas potenciales identificadas se construyó una matriz de jerarquización (Tabla 19) teniendo en cuenta los criterios técnicos establecidos (geológica, petrofísica, producción y yacimientos), al igual información social como la cercanía de estas áreas a los pueblos.

Tabla 17. Matriz de Jerarquización de Áreas seleccionadas como Potenciales

Criteria / Areas	Valores	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5
Calidad de sísmica 3D.	Dentro = 10 Fuera = 0	10	10	10	10	0
Cercanía a poblados	>1000 m = 10 < 1000 m = 0	0	0	10	10	10
Sello de la formación (lejos de área de filtraciones)***	Sello = 10 No Sello = 0	Falla Sub-sísmica	Riesgo de Falla	Flujo de agua a través de fallas		
Ubicación en la estructura	Tope = 10 Fondo = 0	10	10	10	10	10
Pozos activos en el área	< 3 pozos = 10 > 4, < 6 = 5 > 7 = 0	0	5	5	5	0
Producción de petróleo	> 70 BOPD = 10 50 – 70 BOPD = 5 < 50 BOPD = 0	10	5	0	5	0
Densidad de Fractura (Ant-tracking)***	Alta = 10 Baja = 0	10	10	10	10	0
Bajo Corte de Agua & Bajo GOR.	Corte de agua < 10% GOR < 20 m3/m3	10	10	5	10	0
Pozos con información petrofísica.***	0 = 0 1 = 5, >2 & <10 = 10	5	5	10	10	5
Número de pozos para realizar reacondicionamiento.	< 3 = 10 > 4, < 6 = 5 >7 = 0	5	5	5	5	0
Total		60	60	65	75	25

Las dos mejores áreas seleccionadas fueron Área 3 y el Área 4, de acuerdo a la calificación “Total Áreas” el área 1 y el área 2 quedan descartadas, por estar cercana a poblados y a la incertidumbre que se tiene de la integridad de la capa sello.

Finalmente el piloto se localizó al nor-oeste del área contractual donde se encuentra el cubo sísmico 3D entre las áreas 3 y área 4. Figura 15 En esta área se concen-

Figura 15. Localización Área EOR piloto.



Los objetivos de los pozos estuvieron enfocados a probar la inyección de vapor en la formación 1 en el intervalo medio y superior, atravesando perpendicularmente los corredores de fracturas asociados a la falla Este-Oeste.

8.3 COLAPSO DEL CASING.

Para evitar la materialización del riesgo por colapso del *casing* debido a una mala cementación durante la perforación de los pozos fueron atendidas las siguientes medidas de prevención:

Se llevó a cabo la cementación de tubería de revestimiento obteniendo retorno de cemento en superficie bombeando 50% en exceso, con la finalidad de garantizar sello hidráulico.

Para el trabajo de cementación se utilizó una lechada *Thermastone* especial para aplicaciones de inyección de vapor, cuya principal característica es la resistencia a cambios dinámicos de temperatura extremos y condiciones de presión.

La tubería de revestimiento de 7" fue tensionada de acuerdo a las recomendaciones de la industria, con la finalidad de disminuir la carga axial.

La centralización de la tubería fue en promedio 55% en la sección desviada y 75% en la sección vertical, garantizado una buena centralización.

La corrida de la herramienta ultrasónica IBC muestra un excelente trabajo de cementación lo cual era una garantía de la tubería de revestimiento previo a la inyección de vapor.

Durante la corrida del sistema de levantamiento artificial no se evidencio obstrucción alguna, lo que probaría integridad de la tubería de revestimiento.

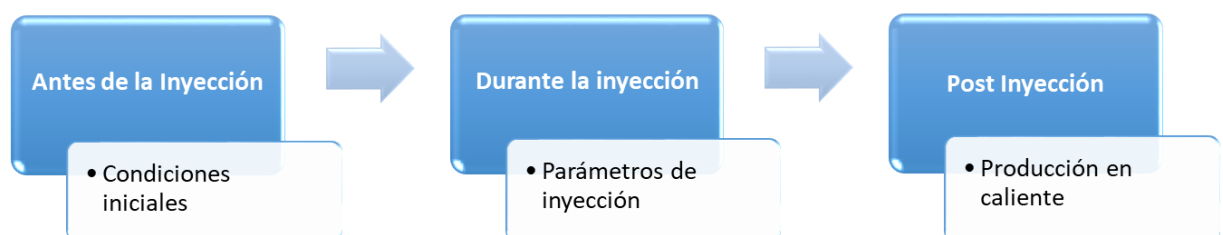
8.4 EVALUACION NO CONCLUYENTE POR INFORMACION INSUFICIENTE.

Las pruebas pilotos están encaminadas a probar conceptos de tecnologías previos a la masificación en campos, estas pruebas pilotos deben estar en capacidad de capturar la información necesaria en cantidad y calidad que permita la reducción de la incertidumbre antes de iniciar un proceso de masificación en campo.

El riesgo de no capturar la información suficiente en calidad y cantidad durante una prueba piloto determina el éxito o fracaso de la misma.

En nuestro Caso se establecieron 3 etapas de captura de información para tener una condición inicial y una condición final para poder evaluar de manera concluyente los resultados del piloto (Figura 16).

Figura 16. Etapas del programa de toma de información.



8.4.1 Tecnologías para toma de información: Para la ejecución del plan de captura de información se aplicaron las siguientes tecnologías:

- Fibra óptica y Simulación usando la aplicación *Therma®*
- Sensores de presión (*Bubble tubes*)
- Termocuplas
- Microsísmica
- Modelo Geomecánico
- Medidor Multifásico – Vx
- Simulación de Flujo en Tuberías (*Pipesim®*)
- Simulación de Inyección de vapor en Yacimientos Naturalmente Fracturados (Eclipse – Térmico)

8.4.1.1 Fibra Óptica: La información recolectada mediante la fibra óptica tuvo una frecuencia de adquisición de 6 minutos y se reportó cada día. La configuración de la fibra fue “*double ended – DE*”, es decir, un capilar de bajada y otro de subida unida con un tubo en “U” en fondo, lo que permitió tener información precisa y al mismo tiempo tener un respaldo en caso de falla o problemas durante la bajada de los capilares.

Algunas ventajas del uso de la fibra óptica se listan a continuación:

- Identificación de zonas de producción y admisión en la sección horizontal.
- Monitoreo de cambios de temperatura.
- Estimación de tiempos óptimos del tiempo de remojo.

8.4.1.2 Sensores de Presión (*Bubble Tube*): Se usaron dos sensores de presión para cada pozo, y al igual que la fibra óptica, éstos fueron parte de la instrumentación de los pozos. Estos sensores permitieron leer los datos de presiones en dos diferentes puntos de la sección horizontal, separados entre sí 100 metros. Para mantener debidamente calibrados los sensores de presión y poder estimar las presiones de fondo de una forma precisa, se inyectó la cantidad adecuada de nitrógeno por sus capilares. Cada sensor de presión utilizó una línea capilar independiente.

8.4.1.3 Termocuplas: Con la finalidad de tener un control y calibrar la información de los datos de la fibra óptica, se instalaron dos termocuplas en cada uno de los pozos, la primera termocupla en la sección horizontal y la segunda en la sección vertical. Las termocuplas se instalaron en una misma línea capilar.

8.4.1.4 Microsísmica: La microsísmica permitió dar respuesta a una de las principales incertidumbres que se había planteado como de alto riesgo para la ejecución del proyecto, que fue la integridad de la capa sello y la no reactivación del flujo de fluidos a través de la falla. Durante el tiempo del monitoreo la mayoría de los eventos microsísmicos detectados se localizaron por debajo de la base de la formación Méndez. Esto validó el modelo inicialmente propuesto en el estudio geomecánico, y a las vez dio respuesta a la incertidumbre de la integridad de la capa sello que se tenía a nivel areal para la implementación de proyectos de este tipo considerando los rangos de presiones y temperaturas de operación durante el piloto, siempre que las fallas no se extiendan hasta superficie o no sean reactivadas durante periodos más largos de inyección de vapor.

8.4.1.5 Modelo geomecánico en tiempo real: El uso del modelo geomecánico como herramienta de monitoreo en tiempo real durante la inyección, permitió realizar cambios en la presión de inyección, definida como la variable de control para la ejecución inicial del proyecto. Así en el pozo Cacalilao_1194, inicialmente se mantuvo una presión de inyección de 1200 psi en fondo, para lo cual se reguló el gasto de inyección, y una vez actualizado el modelo y verificada la posibilidad de operar a presiones superiores sin riesgo se superaron los 25000 barriles de agua equivalente inyectados, esta restricción fue llevada a 1400 psi en fondo y posteriormente a 1550 psi en fondo, sin presentarse ninguna situación de riesgo, lo cual fue monitoreado y corroborado paralelamente con la microsísmica.

8.4.1.6 Medidor Multifásico - Vx : Como uno de los factores críticos para la estimación de la eficiencia de la inyección de vapor en el campo es la medición de los gastos de fluidos producidos por los pozos, se usó un medidor multifásico Vx, y se maximizó la precisión de las mediciones. Se implementó un montaje para el Vx suficientemente flexible para el cambio de pozo y la toma de varias mediciones, lo que permitió optimizar costos y hacer versátil la operación.

8.4.1.7 Simulación de Flujo en Tuberías (*Pipesim*®): Mediante la utilización de la aplicación *Pipesim*® de *Schlumberger*, se modeló el flujo de fluidos en el pozo, teniendo en consideración los cambios en presión y temperatura, con el fin de calcular las pérdidas de energía desde superficie hasta fondo de pozo y estimar el valor de calidad de vapor en la cara de formación y poder realizar un balance de energía debido a la inyección de vapor.

8.4.1.8 Simulación de Inyección de vapor en Yacimientos Naturalmente Fracturados (Eclipse – Térmico): La alta complejidad del tipo de yacimiento (Naturalmente Fracturado) sometido a un método de recuperación mejorada como es la inyección de vapor, llevo a la utilización de modelos térmicos – composicional, usando la aplicación ECLIPSE-Térmico, para el modelamiento de flujo de fluidos en el yacimiento. El modelo construido durante el desarrollo del piloto de inyección de vapor, ayudo al entendimiento del mecanismo de producción, así como a las predicciones del desempeño de la técnica de recuperación mejorada.

8.4.1.9 Transferencia de Datos: Se empleó un sistema de transferencia de datos en tiempo real para disponer de información de presiones y temperatura, provenientes de los bubble tube y las termocuplas, las 24 horas del día durante la ejecución del proyecto.

9 CONCLUSIONES

Las técnicas de identificación, valoración y evaluación de riesgos utilizadas en el proyecto, permitieron analizar y jerarquizar los riesgos de un piloto de inyección de vapor en yacimientos naturalmente fracturados y conducir al autor a un plan de prevención y mitigación de riesgos. Esta monografía se convierte así en documento de consulta a la hora de planear una prueba piloto en inyección de vapor, ya que marca las pautas de cómo debe plantearse un plan de gerenciamiento para manejo de riesgos.

El plan de prevención y mitigación implementado fue lo suficientemente efectivo a la hora de controlar riesgos en un proyecto altamente complejo como lo es la inyección de vapor en un yacimiento naturalmente fracturado.

Las medidas implementadas para prevenir una fuga de vapor a superficie a través de fallas o fracturas permitieron inyectar de manera segura sin comprometer la integridad de la capa sello.

Se probó que la operación de inyectar de vapor en yacimientos naturalmente fracturados es técnicamente factible y realizable sin incidentes de HSE y social.

10 RECOMENDACIONES

- Aplicar la metodología de este plan de gerenciamiento a proyectos pilotos que utilicen otras técnicas de recobro mejorado.

BIBLIOGRAFIA

- Aguilera, R. Naturally Fractured Reservoirs, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 2nd Edition.1995. P 14-34 ISBN-13 978-0878141227
- Bratton, T., et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 2006, p4-25.
- BRAVO, Oscar y SANCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos Tomo I, 4ª Edición, Bogotá 2005 .P 69-77. ISBN 958-33-8873-4
- Carlson, M. R. An analysis of the caprock failure at Joslyn. In SPE Heavy Oil Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.2012. 13p.
- Center for Chemical Process Safety. Guidelines for chemical process quantitative risk analysis.2000. 94p
- CONDE Tocancipa, Álvaro Felipe. Procedimiento para la selección de técnicas para la identificación, valorización y control de riesgos y de peligros en la industria de oil & gas. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Físico Químicas, 2014, 66p.
- Design of a steam pilot in a fractured carbonate reservoir-Qarn Alam field, Oman. In SPE International Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- ECOLÓGICO, L. G. D. E. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. (recuperado en 12 de octubre 2018).Disponible en <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148.pdf> Última reforma publicada en el DOF del, 4.1988.
- FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.
- GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007

- IPL Technology & Consulting services Inc. Introducción al comportamiento de los fluidos: Efectos de la temperatura en los líquidos. Edmonton, Alberta. 1997.
- Johnson, D. O., Sugianto, R., Mock, P. H., & Jones, C. H.. Identification of steam-breakthrough intervals with DTS technology. SPE Production & Facilities, 19(01), 2004.p 41-48.
- Maxwell, S., & Du, J. Monitoring steam-induced geomechanical deformation using microseismicity and tiltmeters. Abstracts: Annual Meeting - American Association of Petroleum Geologists, 2008. p 1-7.
- Mohmed Hassan, Ali Al Lawati et al. Integrated surveillance and modeling to monitor risk of fault reactivation during steam injection. En Society of Petroleum Engineers, SPE 155600, 2012.p 1-4
- Nelson,R, “Geologic Analysis af Naturally Fractured Reservoir”, Gulf Publishing Co. Houston, Texas.1985, 392p. ISBN: 9780080507293
- PRATS, M. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. Venezuela, 1987.
- SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 12-16.
- SCHLUMBERGER. OILFIELD REVIEW. Riesgos Medidos. Invierno 2001.p 22-37.
- Staff Review and Analysis: Total E&P Canada Ltd., Surface Steam Release of May 18,2006, Joslyn Creek (February 11, 2010).
- Stratascan. Cacalilao 1192P, Analisis de Nucleos 1-6 (2013).
- Total, E. P. Canada Ltd. 2007. Summary of Investigations into the Joslyn May 18th 2006 Steam Release. Report TEPC/GSR/2007.006 dated December 2007, released in 2010. Total E&P Canada Ltd, Calgary, Alberta, Canada, [http://www.aerca/documents/reports/Total_Canada_Report_Joslyn-SteamRelease_2010-02. pdf](http://www.aerca/documents/reports/Total_Canada_Report_Joslyn-SteamRelease_2010-02.pdf).

- WILCHES Tapias, Alfonso. Caracterización de riesgos operacionales en abandono de pozos y facilidades. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico Químicas, 2014,88p.