

**ANALISIS DE RESULTADOS EN INYECCION DE VAPOR MEJORADO CON  
AGENTE ESPUMANTE EN CAMPO GIRASOL**

**JULIAN SILVESTRE ALVAREZ FERNANDEZ**

**JUAN GABRIEL PINEDA GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

**ANALISIS DE RESULTADOS EN INYECCION DE VAPOR MEJORADO CON  
AGENTE ESPUMANTE EN CAMPO GIRASOL**

**JULIAN SILVESTRE ALVAREZ FERNANDEZ**

**JUAN GABRIEL PINEDA GOMEZ**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUNOZ NAVARRO**

**DIRECTOR**

**Ing. RONALD DARIO PONCE HIDALGO**

**CODIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este proyecto agradecen a:

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por contribuir a nuestra formación personal y profesional.

MANSAROVAR ENERGY LTDA COLOMBIA, por poner a nuestra disposición el personal y los medios necesarios para realizar este estudio.

## **DEDICATORIA**

A Dios, por darme tantas bendiciones cada día de vida.

A mi familia, por ser mi motivación.

JUAN GABRIEL PINEDA GOMEZ

## **DEDICATORIA**

A Dios por estar con migo en cada paso, por fortalecer e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mi familia hoy y siempre por el esfuerzo, el apoyo en mi estudio ya que me han brindado el sustento, la alegría y la fortaleza necesaria para seguir adelante.

**JULIAN SILVESTRE ALVAREZ FERNANDEZ**

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2. RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO GIRASOL .....</b>	<b>20</b>
<b>1.3. GEOLOGÍA GENERAL.....</b>	<b>22</b>
1.3.1. Geología Estructural.....	23
1.3.2. Estratigrafía .....	23
<b>1.4. REVISIÓN GEOFÍSICA.....</b>	<b>32</b>
1.4.1. Estructural .....	32
<b>1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO .....</b>	<b>35</b>
1.5.1 Generación y Migración .....	35
<b>1.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS .....</b>	<b>36</b>
1.6.1 Características del Crudo Girasol.....	36
1.6.2 Composición del gas asociado al crudo Girasol.....	38
1.6.3 Productividad de Pozos Girasol Comercial .....	39
1.6.4 Productividad de Pozos Girasol Norte.....	40
<b>2. RECUPERACIÓN TÉRMICA.....</b>	<b>41</b>
<b>2.1. CONSIDERACIONES BASICAS EN EL RECOBRO TERMICO .....</b>	<b>42</b>
<b>2.2. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO.....</b>	<b>44</b>
2.2.1. Desplazamientos Térmicos .....	44
2.2.2. Tratamientos de Estimulación Térmica .....	45
2.2.3. Inyección de Vapor.....	46

2.2.4. Inyección Cíclica de Vapor con Agentes Espumantes .....	47
<b>3. INYECCIÓN DE ESPUMA EN CAMPO GIRASOL .....</b>	<b>48</b>
<b>3.1 CASOS APLICADOS.....</b>	<b>50</b>
<b>3.2. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ESPUMA.....</b>	<b>51</b>
3.2.1 Modelo de Simulación .....	54
3.2.2 Tasas de Flujo estimadas por CMG .....	55
3.2.3 Análisis de Resultados .....	63
<b>3.3 POZOS PILOTO EN CAMPO GIRASOL.....</b>	<b>65</b>
3.3.1 Agente Espumante Anti-Alta Temperatura HY-4.....	67
3.3.2 Proceso de Inyección de Vapor en Campo Girasol.....	69
3.3.3 Respuesta de los Pozos Piloto al Proceso de Inyección de Espuma.....	73
3.3.4 Efectos de la Espuma en la Deshidratación del Crudo Girasol .....	79
<b>4 ANÁLISIS FINANCIERO .....</b>	<b>83</b>
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>87</b>
<b>6. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>89</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1.</b> Localización Geográfica de Campo Girasol. ....	17
<b>Figura 2.</b> Localización Campo Girasol. ....	18
<b>Figura 3.</b> Distribución Campo Girasol Comercial y Norte. ....	19
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica generalizada. ....	25
<b>Figura 5.</b> Interpretación Sísmica línea Nare B 04-04. ....	33
<b>Figura 6.</b> Interpretación Sísmica línea Nare B 04-02. ....	34
<b>Figura 7.</b> Clasificación de Procesos de Recobro. ....	41
<b>Figura 8.</b> Esquema de inyección de Vapor, Nitrógeno y Espuma de Campo Girasol. ....	49
<b>Figura 9.</b> Producción Pozo GIR-H002. ....	52
<b>Figura 10.</b> Registros. Pozo GIR-H002. ....	53
<b>Figura 11.</b> Grilla de Simulación-CMG. Pozo GIR-H002. ....	54
<b>Figura 12.</b> Ajuste del Modelo de Simulación. Pozo GIR-H002. ....	55
<b>Figura 13.</b> BOPD Mensual. Pozo GIR-H002. ....	56
<b>Figura 14.</b> Máximos de Producción estimados para los diferentes Procesos. ....	56
<b>Figura 15.</b> Tasa de Aceite Acumulado. GIR-H002. ....	57
<b>Figura 16.</b> Aceite producido BOPD. Arena A12. ....	58
<b>Figura 17.</b> Aceite producido BOPD. Arena A10. ....	58
<b>Figura 18.</b> Presión Total. Pozo GIR-H002. ....	59
<b>Figura 19.</b> Presión en la Arena A10. Pozo GIR-H002. ....	59
<b>Figura 20.</b> Presión. Arena A12. Pozo GIR-H002. ....	60
<b>Figura 21.</b> Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002. Caso Base. ....	60
<b>Figura 22.</b> Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002. CSS. ....	61
<b>Figura 23.</b> Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002. CSS + N2 + FOAM. ....	61
<b>Figura 24.</b> Perfil de Presión. Pozo GIR-H002. Caso Base. ....	62
<b>Figura 25.</b> Perfil de Presión. Pozo GIR-H002. CSS. ....	62

<b>Figura 26.</b> Perfil de Presión. Pozo GIR-H002. CSS+N2+FOAM. ....	63
<b>Figura 27.</b> Completamiento para la Inyección de Espuma. Campo Girasol. ....	66
<b>Figura 28.</b> Esquema de la Inyección de Vapor con Espuma. Campo Girasol. ....	67
<b>Figura 29.</b> Almacenamiento del Agente Espumante. ....	69
<b>Figura 30.</b> Perfil de Producción. Pozo GIR-PHAH-HZ12-A12. ....	73
<b>Figura 31.</b> Perfil de Producción. Pozo GIR-F-04. ....	74
<b>Figura 32.</b> Perfil de Producción. Pozo GIR-PH10-HZ03. ....	75
<b>Figura 33.</b> Perfil de Producción. Pozo GIR-A003. ....	76
<b>Figura 34.</b> Perfil de Producción. Pozo GIR-H002. ....	77
<b>Figura 35.</b> Efecto de los rompedores en Crudo sin Espuma. ....	79
<b>Figura 36.</b> Prueba de la botella. Crudo sin espuma. ....	80
<b>Figura 37.</b> Efecto de los rompedores en Crudo con Espuma HY4. ....	80
<b>Figura 38.</b> Prueba de la botella. Con espuma HY4. ....	81
<b>Figura 39.</b> Efecto de los rompedores en Crudo con espuma YL10. ....	81
<b>Figura 40.</b> Prueba de la botella. Con espuma YL10. ....	82
<b>Figura 41.</b> OPEX Inyección de Espuma Campo Girasol. ....	84
<b>Figura 42.</b> Relación OPEX/BBL para el proceso de Inyección de Espuma. ....	84
<b>Figura 43.</b> Ingresos Producidos por la Inyección de Espuma en Campo Girasol. ....	85
<b>Figura 44.</b> EBITDA Inyección de Espuma Campo Girasol. ....	86

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág</b>
<b>Tabla 1.</b> Características fisicoquímicas del Crudo Girasol. ....	36
<b>Tabla 2.</b> Cromatografía del Gas Anular asociado al Crudo de Campo Girasol. ....	38
<b>Tabla 3.</b> Diferencia de los Procesos Valorados con el Caso Base. ....	57
<b>Tabla 4.</b> Pozos Piloto seleccionados para la Inyección de Espuma. ....	65
<b>Tabla 5.</b> Indicaciones Técnicas de la Espuma HY-4. ....	68
<b>Tabla 6.</b> Etapas del Proceso de Inyección de Espuma. Campo Girasol. ....	72
<b>Tabla 7.</b> Condiciones Operacionales. Pozo GIR-PHAH-HZ12-A12. ....	73
<b>Tabla 8.</b> Condiciones Operacionales. Pozo GIR-F-04. ....	74
<b>Tabla 9.</b> Condiciones Operacionales. Pozo GIR-PH10-HZ03. ....	75
<b>Tabla 10.</b> Condiciones Operacionales. Pozo GIR-A003. ....	76
<b>Tabla 11.</b> Condiciones Operacionales. Pozo GIR-H002. ....	77
<b>Tabla 12.</b> Costos adicionales para el tratamiento del Crudo Girasol. ....	82
<b>Tabla 13.</b> Costos Operacionales del Proceso de Inyección de Espuma. ....	83
<b>Tabla 14.</b> Parámetros Financieros Inyección de Espuma en Campo Girasol. ....	86

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANALISIS DE RESULTADOS EN INYECCION DE VAPOR MEJORADO CON AGENTE ESPUMANTE EN CAMPO GIRASOL\*.

**AUTORES:** ALVAREZ FERNANDEZ, Julian Silvestre.  
PINEDA GOMEZ, Juan Gabriel\*\*.

**PALABRAS CLAVE:** Inyección Cíclica de Vapor, Agente Espumante.

### DESCRIPCION:

La presente Monografía contiene un estudio para valorar el efecto de la Inyección de Vapor mejorado con agentes espumantes en Campo Girasol. Se formula el uso de agentes espumantes con el propósito de aumentar la eficiencia del proceso de Inyección de Vapor convencional.

Con el fin de identificar aspectos relevantes del proceso se realizó una revisión de aplicaciones previas del proceso. Con el propósito de tener resultados concretos del efecto del proceso se seleccionaron 6 pozos del Campo Girasol considerando parámetros del yacimiento y condiciones operacionales (arenas de mayor potencial).

La simulación del proceso fue realizada en el software STARS. Esta herramienta permitió comparar la respuesta de los sometidos pozos a una inyección cíclica de vapor convencional con las posibles respuestas obtenidas por la inyección mejorada. Los resultados obtenidos permitieron cuantificar el efecto que tiene el proceso en la presión, temperatura, y las tasas de flujo de las arenas productoras.

Finalmente se realizó la evaluación financiera del proyecto en la cual se incluye el análisis de los ingresos del proyecto, los costos operacionales asociados a la implementación de agentes espumantes y la variación en el "Lifting Cost" entre los dos procesos valorados. Estas estimaciones se basan en datos obtenidos de los s Pozos Piloto.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Ing. Samuel Fernando Muñoz. Codirector Ing. Ronald Dario Ponce Hidalgo.

## **SUMMARY**

**TITLE:** ANALYSIS OF RESULTS IN IMPROVE STEAM INYECTION WITH FOAM AGENT IN GIRASOL FIELD\*

**AUTHORS:** ALVAREZ FERNANDEZ, Julian Silvestre.  
PINEDA GOMEZ, Juan Gabriel\*\*.

**KEY WORDS:** CYCLIC STEAM STIMULATION, FOAMING AGENT.

### **SUBJECT OR DESCRIPTION:**

This monograph contains a study to assess the effect of steam Injection improved with foaming agents in Girasol Field. The use of foaming agents was proposed in order to reduce steam mobility; this strategy is used to increase the efficiency of the conventional cyclic steam injection.

In order to identify relevant facts of this process a revision of previous applications was performed. With the propose of having concrete results of process the effect six Girasol's wells were selected taking in account reservoir parameters and operational conditions (sands with higher potential).

The simulation process was carried out in the STARS software. This tool allowed to compare the response of wells subjected to conventional cyclic steam injection responses with the possible responses obtained by improved injection. The results permitted to quantify the effect of the process in pressure, temperature and flow rates of the producing sands.

Finally, the financial evaluation of the project was performed. This evaluation includes the analysis of project revenues, operating costs associated with the implementation of the foaming agents and the variation in the "Lifting Cost" between the two processes evaluated (Conventional Cyclic Steam Injection and Improved Injection). These estimates are based on data obtained from three pilot wells realized in Girasol Field.

---

\* Work Degree.

\*\* Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. Samuel Fernando Muñoz. Codirector Mr. Ronald Dario Ponce Hidalgo.

## **INTRODUCCIÓN**

Los métodos de recobro térmico son particularmente atractivos para la producción de crudos pesados. En Campo Girasol, la Inyección Cíclica de Vapor permite realizar la extracción del crudo por la reducción en la viscosidad del fluido generada por el calor que se transfiere del vapor al crudo.

Estudios realizados a los Pozos de Campo Girasol permitieron identificar la presencia de zonas más conductoras que consumen gran parte del vapor inyectado generando una disminución en la eficiencia del Proceso de recobro.

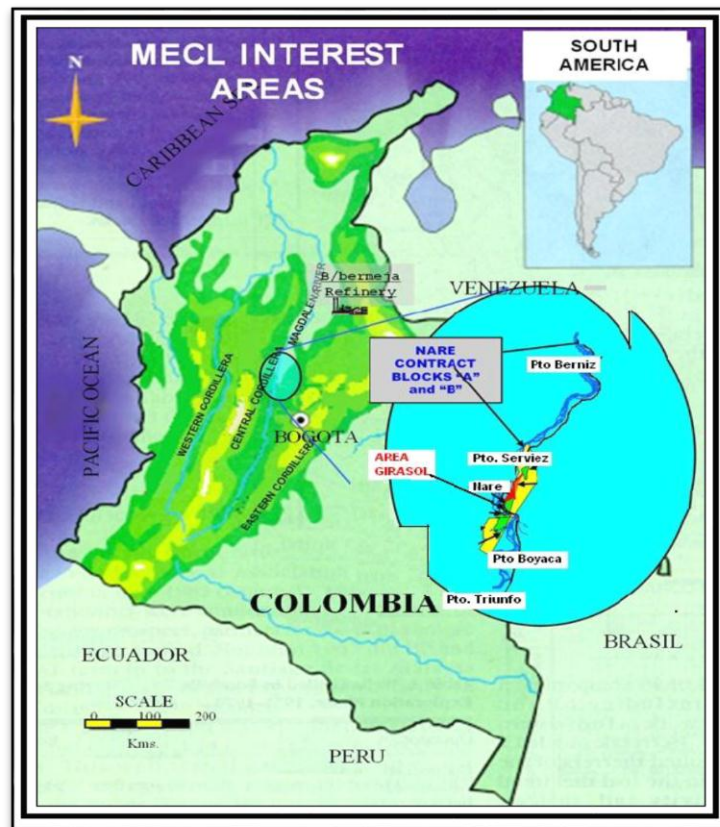
Por esto, se plantea el uso de agentes espumantes en el vapor con el propósito de realizar una inyección selectiva del vapor y aumentar el factor de recobro de las zonas de menos conductividad.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL.

### 1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

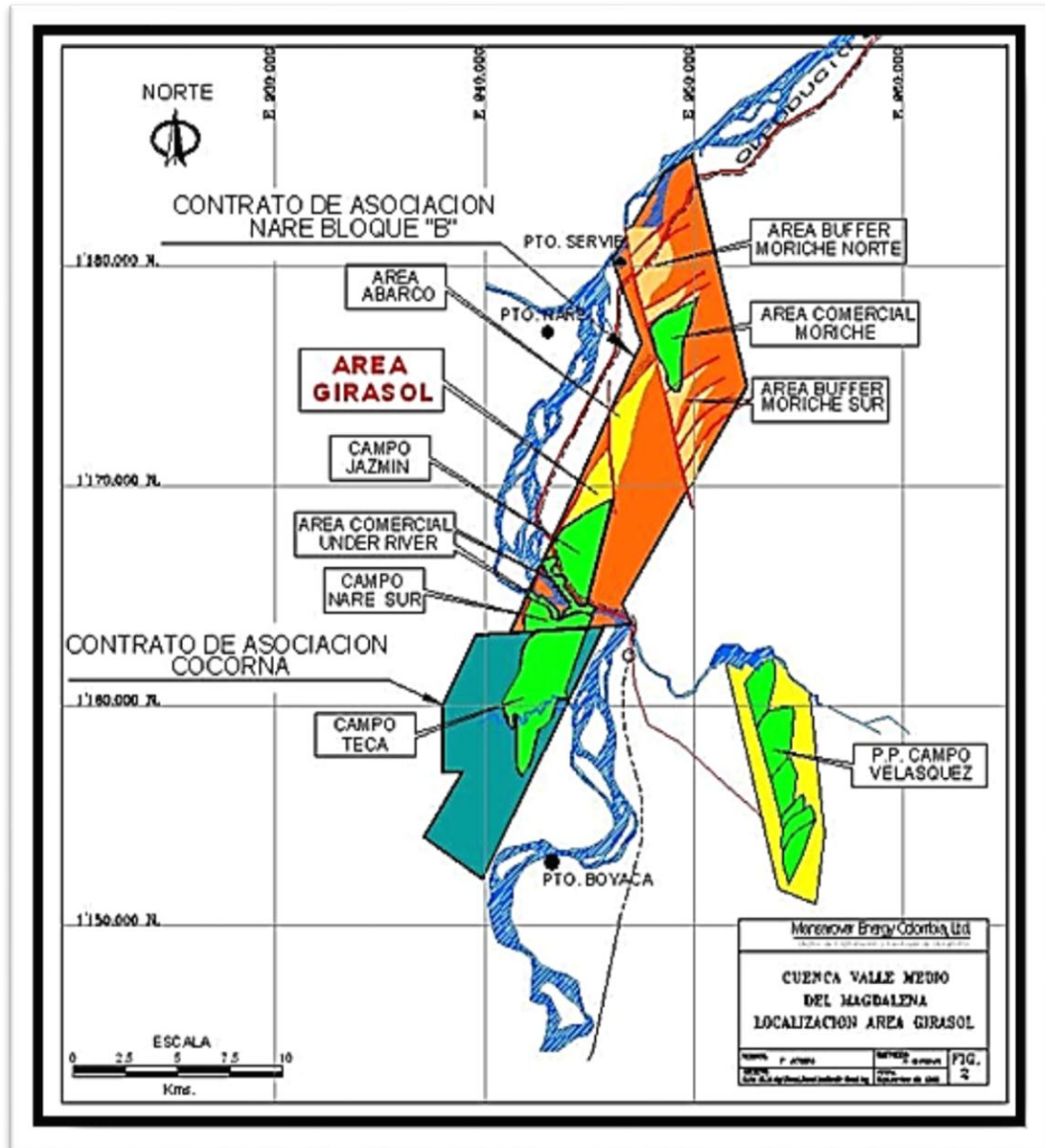
El área del Campo Girasol se encuentra al Oeste del municipio de Puerto Boyacá, y al Sur de la localidad de Puerto Serviez, hace parte del bloque “B” de la Asociación Nare, el cual se localiza estructuralmente en el borde suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Limita al Sur con el Campo Jazmín, al Oriente con el Área Abarco (delimitados por la Falla de Girasol) y al Norte con la Falla de Cocorná.

**Figura 1.** Localización Geográfica de Campo Girasol.



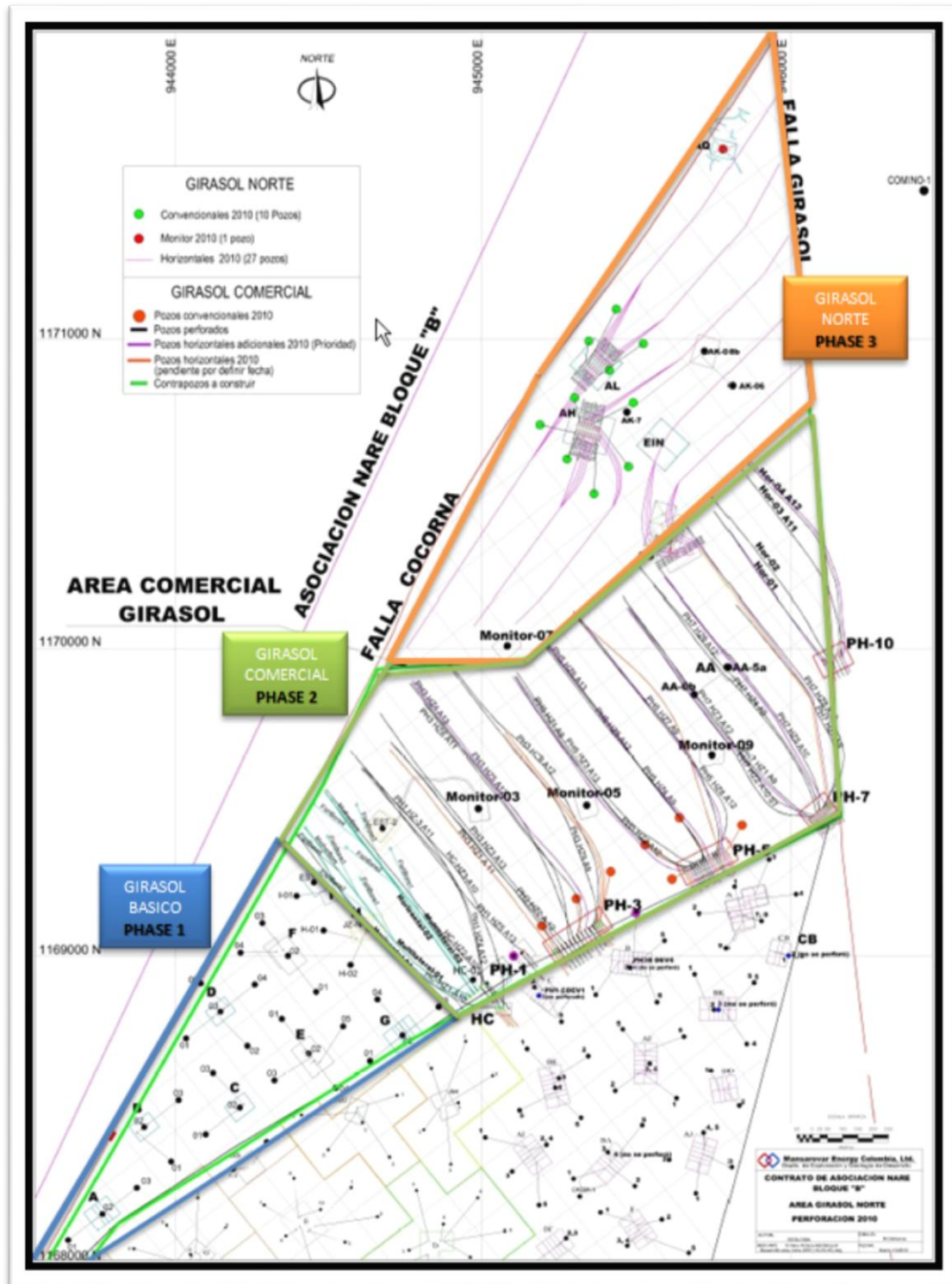
Fuente: Departamento de Proyectos, Mansarovar.

**Figura 2.** Localización Campo Girasol.



Fuente: Departamento de Proyectos y Yacimientos, Mansarovar.

Figura 3. Distribución Campo Girasol Comercial y Norte.



Fuente: Departamento de Proyectos y Yacimientos, Mansarovar.

## **1.2. RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO GIRASOL.**

Actualmente el Campo Girasol es operado por la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda, conformada mediante la asociación de la compañía china SINOPEC y la estatal India ONGC. La compañía tiene un contrato de operación del 50% y el restante pertenece a Ecopetrol S.A.

El Área Girasol (Comercial y Girasol Norte) se localiza en la faja productora de crudos pesados relacionada al bloque bajo de la Falla de Cocorná, en la cual se encuentran las áreas comerciales de los Campos Teca, Nare Sur, Under River y Jazmín, todos ellos localizados hacia el suroeste de C. Girasol. Hacia el noreste en el Área Abarco han sido perforados los pozos Comino O1, Abarco Q02b, Abarco Q03b y Jazmín Norte O2, los cuales presentan arenas con espesores netos petrolíferos del orden de 130 pies. Un poco más hacia el noreste y sureste asociados a la Falla de Velásquez—Palagua, se hallan los Campos Moriche, Palagua y Velásquez, cuya suma del petróleo in-situ podría superar los 1500 millones de barriles.

En los años 2001, 2003, 2004 y 2008, se adquirieron e interpretaron los programas sísmicos NB—O1, NB-03, NB-O4 y AB—O8, los cuales permitieron proponer el modelo estructural indicado para el sector, dentro del cual se localiza el Área Girasol.

En este modelo se plantea la existencia de dos bloques inmediatamente hacia el Norte del Campo Jazmín: El primero corresponde al Área Girasol, en el cual hasta la fecha se han perforado 62 pozos entre horizontales, multilaterales, convencionales, monitores y observadores de presión y temperatura, siendo el Jazmín Norte-O1 el primer pozo perforado en lo que se conoce como Campo Girasol. El segundo bloque se localiza al Oriente de este campo, delimitado por la

Falla Girasol y corresponde al Área Abarco, dentro del cual se localizan los pozos Comino O1, Jazmín Norte 2, ABA—Q02B, ABA-Q03B, ABA-XO2 los cuales han mostrado potencial petrolífero para esta área.

En Noviembre del 2004 se perforó el pozo exploratorio Jazmín Norte O1 en el Área Girasol. Los resultados alcanzados durante la perforación y la evaluación de los registros eléctricos de este pozo, mostraron saturación de petróleo tanto en las zonas A y B. En total se encontraron 262 pies (TVD) de espesor neto petrolífero (151' de Zona A, 56' en Zona B y 40' en Zona C), lo cual está dentro de los valores promedios considerados para el Campo Jazmín e igualmente a los encontrados en pozos de los clústers AE, G y AG del sector noroccidental del campo.

Mientras se adelantaban los trámites necesarios para llevar a cabo los estudios de Ingeniería Básica y Detallada para elaborar el Plan de Desarrollo del área, se tramitó ante el Ministerio de Minas y Energía el permiso para adelantar Prueba Extensa de Producción en el pozo Jazmín Norte 1, la cual fue aprobada según comunicación Reg. 516569 de Agosto 22 del 2005. Esta se inició a partir del 15 de Septiembre del mismo año y finalizó en Septiembre 30 de 2006 (Anexo 2). Posteriormente, entre Julio y Agosto del 2006 se perforaron 4 pozos adicionales en el área (GIR AK07, GIR AK08, GIR AAO5 y GIR AA06).

El 30 de Julio de 2007, se presentó a ECOPETROL la solicitud de comercialidad para el Área Girasol, la cual fue aprobada en la sesión N° 84 del Comité de Negocios de la misma empresa, el 24 de Octubre de 2007, para la unidad operacional A del Campo, correspondiente a un área de 609 acres.

En Enero de 2008, se da inicio al desarrollo del Campo, con la perforación de los primeros 15 pozos convencionales y una prueba piloto conformada por 2 pozos horizontales y 2 multilaterales tipo espina de pescado, para evaluar las bondades técnico — económicas de la aplicación de esta tecnología en el campo. Para

Agosto del 2009, se habían perforado en el Área Comercial de Girasol un total de 55 pozos, de los cuales: 34 fueron convencionales, 14 horizontales, 2 multilaterales, 3 monitores y 2 estratigráficos completados como observadores de Presión y Temperatura.

En el caso del Sector Girasol Norte, como consecuencia de las incertidumbres creadas por los resultados de producción de los pozos GIR AKO7 y GIR AKO8, perforados en el 2007, durante los años 2008 y 2009 se perforaron 3 pozos exploratorios adicionales (GIR-AKO6, MONITOR O7 y MONITOR 13); los dos primeros completados con revestimiento cementado con el fin de evaluar selectivamente las principales zonas de interés (A09, A10, A11, A12 y A13), determinar cantidad y calidad de los fluidos producidos por cada una de ellas e identificar las mejores zonas de navegación para los pozos horizontales. El Monitor 7 fue completado de manera convencional (Liner ranurado en hueco abierto y empaquetado con grava), con el fin de evaluar el potencial petrolífero de este tipo de pozos en este sector y dando como resultado la apertura de esta zona del campo a la explotación y producción con la apertura de nuevos pozos e instalación de varios clústers que aportan diariamente a la producción reportada por Mansarovar.

### **1.3. GEOLOGÍA GENERAL.**

La distribución estratigráfica observada dentro del área del Contrato de la Asociación Nare está constituido por un basamento complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad Precretácica, con buzamiento suave hacia el este, sobre el cual se ha depositado una secuencia de sedimentos de origen fluvial constituido por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente.

Hacia la parte oriental del bloque la secuencia de sedimentos terciarios alcanza un

espesor de alrededor de 3000 pies, mientras que hacia el occidente se reduce notablemente por acuñaamiento en la base y por truncamiento de las diferentes unidades hacia el tope.

En el Área de Girasol, el Basamento encontrado está compuesto principalmente por rocas metamórficas con textura esquistosa de origen sedimentario (metasedimentarias). En los pozos Monitor 7 y Monitor 13 fue encontrado a 1556 pies TVD y -1386 pies TVD respectivamente.

**1.3.1. Geología Estructural.** La estructura es un monoclinal con dirección SW-NE que tiene un buzamiento suave de 3 a 4 grados hacia el sureste. La tectónica está constituida por un sistema de fallas de rumbo y normales con dirección NW-SE de carácter transtensivo que permiten el entrapamiento del crudo. Como fallas principales se distinguen:

- La Falla de Cocorná, que es el principal sistema de entrapamiento para este campo. Esta falla dextral con sentido NNE-SSW, presenta su bloque bajo hacia el SE y un salto aproximado de 200 pies.
- La falla de Girasol es una falla de rumbo con movimiento sinistral y dirección NNW-SSE y representa el límite entre el Campo Jazmín y el Campo Abarco. El salto de falla es de 100 pies en la zona norte y va disminuyendo hacia el sur.

**1.3.2. Estratigrafía.** La Figura 4 muestra la columna Estratigráfica Generalizada del área Girasol, y en ella se resumen las principales características litológicas de las unidades presentes.

La secuencia sedimentaria presente en esta área comprende una sección inferior pre-Mioceno que la compañía Texas Petroleum denominó simplemente “Oligoceno

Indiferenciado“, pero que por correlación regional podría corresponder a los denominados Grupos Chorro y Chuspas conocidos ampliamente en la parte norte de la cuenca. Dicha sección está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, de origen fluvial, depositada en ambientes de canales de ríos trenzados y meandriformes. Esta sección está generalmente saturada de petróleo y/o agua salada. El espesor de este conjunto puede variar entre 700 y 1000 pies.

La sección superior fue denominada por Texaco como Zorro-Diamante, la cual reposa discordantemente sobre la sección descrita anteriormente, compuesta por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y conglomerados, normalmente saturados con agua dulce. Esta unidad puede alcanzar hasta unos 1500 pies de espesor. Por correlación regional a esta sección se le ha asignado una edad Mioceno superior — Plioceno-Pleistoceno.

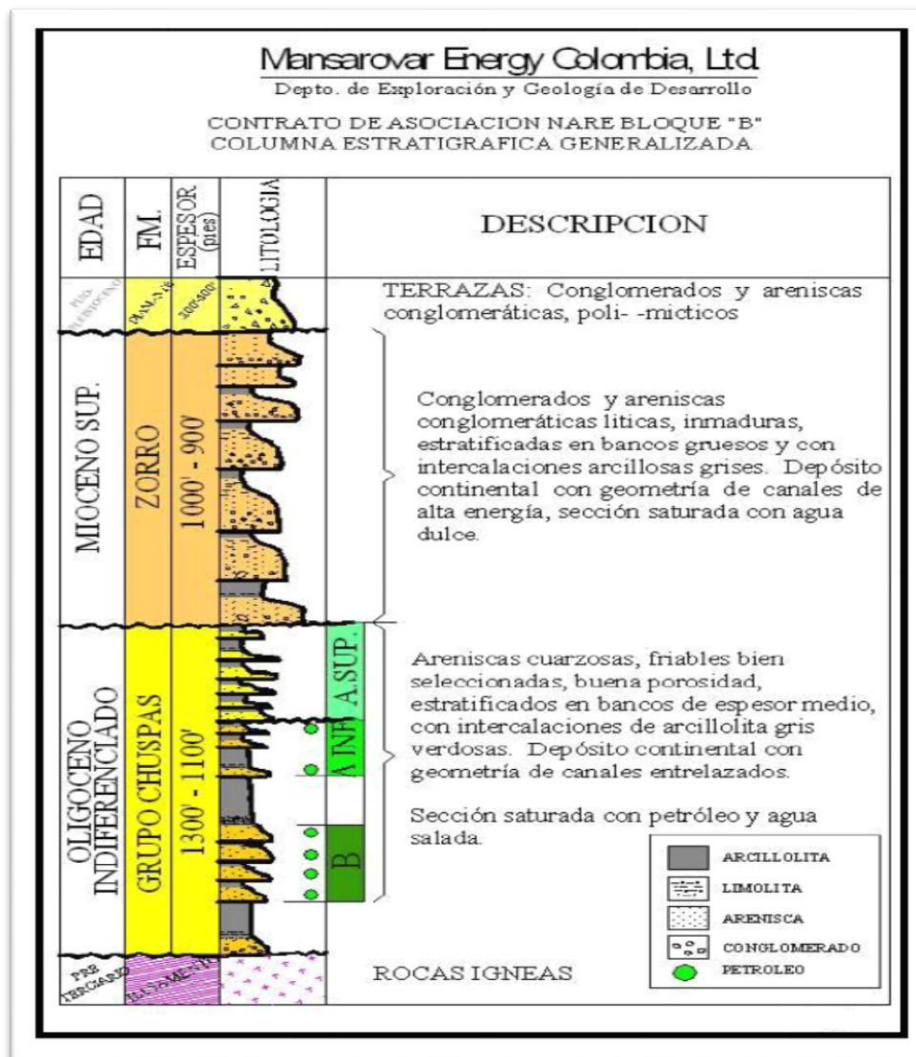
Dentro de la sección sedimentaria inferior (sección saturada con petróleo y/o agua salada), Texaco estableció operacionalmente tres zonas productoras de hidrocarburos: una superior que denominó “Zona A“, que puede alcanzar unos 450 pies de espesor, una media que llamó “Zona B“ con un espesor de 250 pies, separadas por una zona arcillosa que puede alcanzar hasta 250 pies de espesor y una zona inferior que denominó “Zona C“.

Dentro de la zona **A**, se puede identificar un marcador regional denominado Arcilla M. Esta primera zona se puede clasificar como un excelente reservorio por sus características composicionales, porosidad entre 26 y 29%, permeabilidad en el orden de 1 a 3 Darcys y poco contenido arcilloso dentro de las arenas.

La zona **B** se presenta con resistividades promedio de 8 OHMM, y una porosidad entre 24 y 26%, y una permeabilidad más baja que lo encontrado en la zona A.

La zona **C** se compone de cuerpos similares a las otras dos zonas, pero en este caso predomina un cuerpo de areniscas conglomeráticas de gran espesor. El basamento corresponde a un complejo metamórfico e ígneo del Precretácico que se profundiza hacia el Sureste. Sobre el basamento, se depositó discordantemente la sección sedimentaria descrita anteriormente.

**Figura 4.** Columna estratigráfica generalizada.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

**1.3.2.1. Grupo Chuspas — zona de aceite / agua salada (Oligoceno Indiferenciado).** El Grupo Chuspas es una secuencia de intercalaciones de areniscas friables, sublíticas a cuarzosas con arcillolitas grises - verdosas. Se encuentra suprayacida por una secuencia de intercalaciones de arcillas verdes con arenas sublíticas de grano grueso a conglomerática, saturadas de agua fresca, denominado Grupo Zorro (Mioceno Tardío). El Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado) está infrayacido por un Basamento Ígneo-Metamórfico. El espesor promedio es de 800 en el Sector Girasol Norte y 1000 pies en el área comercial del campo.

Ésta secuencia se considera el principal reservorio de petróleo en Girasol, evidenciado por sus propiedades petrofísicas, características de los fluidos y resultados de pruebas de producción.

El Grupo Chuspas se dividió en tres zonas denominadas: Zona A, Zona B y Zona C, las cuales han sido diferenciadas y caracterizadas regionalmente de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, disposición estructural y estratigráfica. La zona A es de especial interés, debido a que en estas se presentan las mejores acumulaciones de hidrocarburos; en ella se ha identificado un marcador regional denominado "Arcilla M". Las zonas B y C presentan acumulaciones de Hidrocarburos muy pobres.

#### ➤ **Zona C**

La Zona C es una secuencia de conglomerados polimícticos, arenas cuarzosas, láminas de arcillas abigarradas rojizas y grisáceas, rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de Chert. Las arenas están compuestas predominantemente por Cuarzo y líticos oscuros de grano fino a medio, sub - redondeados a sub-angulares con pobre selección, matriz arcillosa.

En el campo Girasol se han perforado hasta Zona C los pozos Monitor 3, 5, 7, 9 y 13 y los pozos Jazmín Norte O1, Girasol AA 05<sup>a</sup>, Girasol AA O6b, Girasol AK O7 y el Girasol AK O8b, con espesores promedios entre 90 y 150 pies, observándose los mayores espesores hacia la parte SE del campo y los menores hacia la NE. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del orden del 20 - 24%. En los pozos que han perforado esta zona se han identificado trazas de manifestaciones de hidrocarburos de tonalidades pardas oscuras, con fluorescencia muy débil.

### ➤ **Zona B**

La Zona B es una secuencia compuesta por intercalaciones de arcillas verdes con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso y conglomerados polimícticos, Las arenas están compuestas predominantemente por Cuarzo, localmente Chert y en menor proporción por líticos oscuros de fragmentos de roca ígnea; el tamaño de grano promedio varía de medio a grueso, localmente muy grueso, sub - redondeados a subangulares con pobre selección. El conglomerado está compuesto por líticos de rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de cuarzo translúcido y chert.

En el Campo Girasol se han perforado en Zona B los pozos Monitor 3, 5, 7, 9 y 13 y los pozos Jazmín Norte O1, Girasol AA 05<sup>a</sup>, Girasol AA O6b, Girasol AK O7 y el Girasol AK O8b, con un espesor promedio del orden de 220 pies. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del rango del 22 al 26%. Las manifestaciones de hidrocarburo reportadas en los pozos que perforaron esta zona, son regulares a muy pobres y su interés es secundario para el campo Girasol.

## ➤ **Zona A**

En esta zona se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos en el Área Girasol y por lo tanto constituyen su principal reservorio.

El espesor promedio de esta zona es de 450 pies y está compuesto por intercalaciones de areniscas friables de tamaño de grano variable desde fino a grano grueso con niveles de arcillolitas de tonalidades grises y verdosas, no calcáreas. En esta zona, por ser el principal reservorio se han tomado núcleos convencionales, muestras de pared y análisis de fluidos en los pozos Girasol F-02, Jazmín Norte 1, en los Monitores 3, 5, 7, 9 y 13, Girasol AK O6, en el hueco piloto del Girasol PH 1002 (horizontal) y a partir de esta información se han diferenciado los niveles de arenas y arcillolitas 9, 10, 11, 12, 13 y 14, los cuales se describen a continuación:

## ➤ **Arena 9**

Está compuesta por intercalaciones de areniscas friables de grano fino y arcillolitas grisáceas, Las areniscas son cuarzosas, con algunos líticos verde oscuros de grano fino a muy fino, buena selección, con matriz arcillosa. En los corazones convencionales tomados en el pozo Monitor 5 (sector comercial) y Monitor 13 (Sector de Girasol Norte), se observan porosidades visibles buenas, con buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el área Este y Norte del campo se identifican espesores promedios entre 20 a 40 pies, con buenas manifestaciones de hidrocarburos, siendo objetivos potenciales para la navegación en pozos horizontales. Entre agosto y septiembre de 2009, se han perforado los pozos Horizontales GIR PHO309 (A9) y GIR PHO501 (A9), mostrando muy buenas manifestaciones de hidrocarburos y gases

en superficie durante la perforación.

➤ **Arena 10**

Secuencia de areniscas friables de grano medio con arcillolitas grises y verdes. La arenisca es sublitica, cuarzosa subtranslucida y líticos verdes, ocasionalmente marrón amarillentos, matriz arcillosa grano medio, localmente grueso, regular a bien calibrada, buena porosidad visible y buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el campo se encuentran espesores entre 10 y 35 pies con buenas manifestaciones de hidrocarburos. Las arcillolitas son predominantemente de tonalidades grises y verdes, dura a moderadamente dura, no calcárea.

➤ **Arena 11**

La Arena 11 ha sido uno de los objetivos principales para la navegación en pozos horizontales debido a su continuidad en todo el campo, con espesores promedios de 15 a 45 pies, con buenas porosidades y manifestaciones de hidrocarburo.

En la Arena 11 se diferencian dos niveles predominantes: la parte superior compuesta principalmente por una arena con un 50% o más de matriz arcillosa, sin manifestaciones de aceite y la Arena 11 Basal, que constituye el nivel principal, con muy buenas manifestaciones de hidrocarburos, compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, bueno a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales GIR PHO101, GIR PHO102, GIR PHO103, GIR PHO303 y GIR PHO306.

### ➤ **Arcilla M (Arcilla 11)**

Por ser el marcador regional en el campo, en este documento se hace una breve descripción de sus características petrofísicas y disposición estructural. La arcilla es de tonalidades grisáceas a verdes, no calcárea, con espesor promedio de 6 pies y continuidad lateral en todo el campo Jazmín y Girasol.

De acuerdo con sus propiedades petrofísicas, la “arcilla M”, constituye un sello regional, comportándose como una discordancia areal; infrayace la arena 12 y suprayace la arena 11.

### ➤ **Arena 12**

La arena 12 con espesores promedio de 15 a 32 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo Girasol, ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales.

Infrayacida por la Arcilla M y suprayacida por un nivel muy delgado de arcilla, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales Girasol PH1 Multilateral 1 y 2, GIR PH1 Hz4 A12, GIR PH3 Hz4 A12, GIR PH3 HZ5 A12 con muy buenas manifestaciones de aceite y gas en superficie durante la perforación.

### ➤ **Arena 13**

La Arena 13 presenta espesores promedio de 15 a 43 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo Girasol. Ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales. Tiene por base un nivel arcilloso muy delgado (1-2 pies de espesor) denominado Arcilla 12, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales Girasol PH1, Multilateral 1 y 2, GIR PH1 Hz5 A13, GIR PH3 Hz3 A13, GIR PH3 HZ4 A13 con muy buenas manifestaciones de aceite y gas en superficie durante la perforación.

### ➤ **Arena 14**

Sobre la Arena 14 se encuentra una secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (Mioceno superior) compuesta por intercalaciones de arcillolita con areniscas y conglomerados con acumulaciones de agua fresca. La Arena 14 está compuesta principalmente por intercalaciones de Arenisca sublítica y Conglomerados polimícticos, con cuarzo, chert y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, el cuarzo es translucido a subtranslucido, ocasionalmente blanco lechoso, líticos negros, verde oscuros, marrón oscuros, y marrón amarillentos, Angulares, menor subangulares y subredondeados, pobre selección.

Presenta buenas manifestaciones de hidrocarburo hacia la base. Hacia la parte superior, se identifican algunos intervalos con arenas de grano fino a muy fino sin manifestaciones de hidrocarburo. El espesor promedio de este intervalo de 100

pies

Esta arena, por su cercanía al tope con la secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (zona de agua fresca), se ha dejado aislada en la mayoría de los pozos perforados en el área, debido a que el sello arcilloso superior es muy poco continuo.

**1.3.2.2. Formación Zorro -Zona De Agua Fresca (Mioceno Superior).** El Grupo Zorro es una secuencia de intercalaciones de arenas líticas conglomeráticas con arcillolitas verdes a grisáceas. Los conglomerados y las arenas son predominantemente líticas, con un promedio de 30% de fragmentos líticos ígneos y 70% de cuarzo y Chert, pobremente calibradas Esta secuencia está saturada por agua fresca y está en contacto discordante el Grupo Chuspas infrayacente, su contacto superior lo constituyen las terrazas de la formación Diamante. El promedio de espesor en el Campo Girasol es de 750 a 900 pies.

**1.3.2.3. Formación Diamante (Plio-Pleistoceno).** La Formación Diamante la constituyen las terrazas del Plio-pleistoceno, compuestas por intercalaciones de conglomerados, areniscas polimícticas con arcolitas grisáceas, amarillentas y pardas. El espesor promedio es de 200 a 300 pies en el área de Girasol.

#### **1.4. REVISIÓN GEOFÍSICA.**

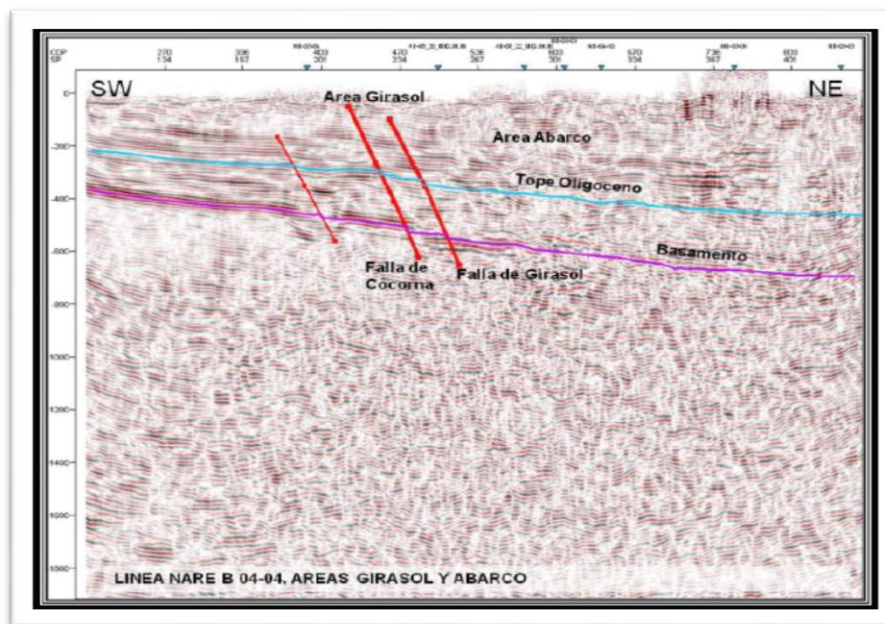
**1.4.1. Estructural.** El contrato de Asociación Nare se encuentra localizado en el sector suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el cual la estructura general es un monoclinal con rumbo SW — NE y buzamiento suave hacia el Oriente. El estilo tectónico característico del área está constituido por sistemas de fallas de rumbo, unos de dirección NW-SE y movimiento lateral

izquierdo, al cual pertenecen las Fallas de Velásquez - Palagua, la de Girasol y la de Chicalá; otros sistemas de fallas poseen dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná.

**1.4.1.1 Falla de Cocorná.** Esta es una falla regional con movimiento dextral con el bloque hundido hacia el SE. La Falla de Cocorná puede ser considerada la falla de dirección SW-NE más importante del sector, puesto que constituye el límite Noroeste de un tren productor de hidrocarburos de cerca de 20 kilómetros de longitud, que comprende los campos: Cocorná, Teca, Nare Sur, Under River, Jazmín, Girasol y Abarco dentro de los Bloques Asociación Cocorná y Nare Bloque B.

La extensión de dicha falla puede correlacionarse en las líneas NB—O4—02 y NB—O4—04 (Figuras 34 y Figura 35), en los cuales se observa un desplazamiento relativo importante de 15 y 25 milisegundos (120 pies aprox.).

**Figura 5.** Interpretación Sísmica línea Nare B 04-04.

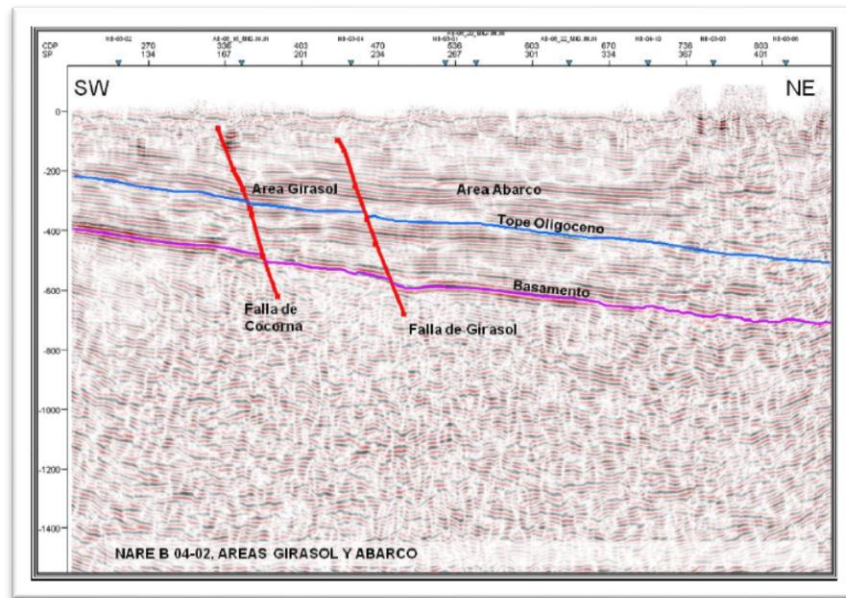


Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

**1.4.1.2. Falla Girasol.** La Falla Girasol es una falla de rumbo (“strike slip”) con movimiento lateral “sinestral”, con rumbo NNW-SSE tal como se observa en las líneas NB-O4—O2 y NB—O4—04 (Figuras 34 y Figura 35); su mayor salto hacia el norte se aprecia con la línea NB—O4—04 (aproximadamente 18 milisegundos, 100 pies) y la expresión hacia el sur es menor, éste rasgo estructural sirve de límite entre los campos Girasol y Abarco. Esta falla también ejerce un control claro en la orientación del curso principal del Río Magdalena.

Estos sistemas son de carácter transtensivo, por lo que generan fallas de apariencia normal, que presentan su bloque hundido hacia la cuenca. La interferencia de estos sistemas de fallas dio lugar a cierres estructurales de tamaños apreciables, que a la vez favorecieron la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos, tales como los hallados en los Campos Velásquez, Palagua y Moriche, relacionados con la Falla de Velásquez y en los Campos Teca, Nare Sur, Jazmín y Girasol que están asociados a las Fallas de Cocorná y Girasol.

**Figura 6.** Interpretación Sísmica línea Nare B 04-02.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

## **1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.**

**1.5.1 Generación y Migración.** En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las principales rocas generadoras de hidrocarburos están constituidas por sedimentos ricos en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, hipersalinos y restringidos de la Formación La Luna, cuyo depositario tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en lo profundo de la cuenca, hacia el Este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba hacia el Occidente.

- **Reservorios**

Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas continentales, depositadas en ambiente de canales entrelazados a meándricos, edad Eoceno—Oligoceno. Las arenas son delgadas, alcanzando espesores máximos de 35 pies.

- **Sellos**

Los sellos están constituidos por los diferentes estratos de arcillas que se hallan interestratificadas con las areniscas presentes en las unidades anotadas anteriormente; uno de estos sellos es la “Arcilla M”.

- **Trampa**

El mecanismo de entrapamiento en Girasol, de igual manera que en los campos aledaños, es principalmente de tipo estructural, conformado por un monoclinal fallado, el cual ha desarrollado una estructura cerrada en el bloque hundido de la falla de Cocorná, la cual limita la acumulación por el Oeste.

La existencia de una acumulación de hidrocarburos económicamente explotable dentro del Área Girasol se evidenció con el Jazmín Norte O1 y se ha demostrado ampliamente con el reciente desarrollo del Campo Girasol. Los pozos

direccionales perforados en Campo Girasol alcanzan profundidades entre 1450 y 1850 pies MD, en los cuales de manera general, se ha encontrado una sección sedimentaria igual a la del Campo Jazmín. En estos pozos, completados en el Oligoceno Indiferenciado, se presentan bien desarrolladas las arenas de Zona “A”.

## 1.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

### 1.6.1 Características del Crudo Girasol.

**Tabla 1.** Características fisicoquímicas del Crudo Girasol.

PRUEBA	METODO	UNIDAD	RESULTADO
Gravedad a 15.6 °C ( 60 °F)	Calculada	API	11.2
Densidad a 15 °C	D 5002-05	Kg/m <sup>3</sup>	991.3
Azufre	D 4294-03	%m	1.585
Residuo Carbón Micro	D 4530-06	%m	9.24
Numero de Neutralización	D 664-06	Mg KOH/g	6.424
Presión de Vapor	D 323-06	Psi	N.D.
Punto de Fluidez	D 97-05	°C	12
Constante grav/visc VGC	D 2501-05		0.92
Insolubles n-C7	D 3279-01	%m	2.19
Factor de Caracterización K	UOP 375-86		11.44
Viscosidad @ 40 °C ( 104 °F)	D 445-06	Cst	9778.49
Viscosidad @ 50 °C ( 122 °F)	D 445-06	Cst	3420.11
Cenizas	D 482-03	%m	0.281
Aguas y Sedimentos	D 40007% m.02	%v	0

PRUEBA	METODO	UNIDAD	RESULTADO
Sal	ARUBA - D 512-04	Lb/1000 Bls	43.32
Contenidos de Metales	<b>BASADO EN ASTM D 5863-05 Y D 5708-02</b>		
Vanado		Ppm	84.76
Níquel		Ppm	67.99
Sodio		Ppm	43.62
Hierro		Ppm	46.95
Cobre		Ppm	0.24
Aluminio		Ppm	11.41
Magnesio		Ppm	10.87
Calcio		Ppm	760.09
Punto de Inflamación	D 93-02	°C	123
Ceras	UOP -46 Mod	%m	0.1
Análisis SARA	<b>BASADO EN ASTM D 2549-02</b>		
Saturados		%m	25.9
Aromáticas		%m	51.6
Resinas		%m	19.7
Asfáltenos		%m	2.7

Fuente: Assay del Crudo Girasol Horizontal 02. Operaciones, Mansarovar

### 1.6.2 Composición del gas asociado al crudo Girasol.

**Tabla 2.** Cromatografía del Gas Anular asociado al Crudo de Campo Girasol.

<b>Cromatografía de Gas Campo Girasol ( 100 psig @ 120 °F)</b>		
<b>Componente</b>	<b>Mole %</b>	<b>Peso %</b>
H2 Hidrogeno	0.00	0.00
H2S Ácido Sulfhídrico	0.00	0.00
CO2 Dióxido de Carbono	0.22	0.59
N2 Nitrógeno	0.95	1.62
C1 Metano	98.14	95.92
C2 Etano	0.39	0.71
C3 Propano	0.14	0.38
iC4 i Butano	0.06	0.21
nC4 n Butano	0.03	0.11
iC5	0.01	0.04
nC5	0.01	0.04
C6	0.00	0.00
C7	0.00	0.02
C8	0.04	0.28
C9	0.01	0.08
C10	0.00	0.00
C11	0.00	0.00
C12+	0.00	0.00
TOTAL	100.00	100.00
<b>PROPIEDADES CALCULADAS</b>	<b>Peso Molecular (g/mol)</b>	<b>Densidad (g/cm3) @ 60 °F</b>
C7 + Heptano Plus	115.90	0.7082

C10 + Decano Plus	-	-
C12+ Docecano Plus	-	-
PROPIEDADES DEL GAS		
Gravedad Especifica	0.5677	( Air=1 @ 14.73 y 60 °F)
Peso Molecular	16.41	g/mol
Densidad Gas Ideal	0.6928	kg/m3 @ 14.65 y 60 °F
Poder Calorífico (Net Idel)	1005.6	Btu/ft3 @ 14.65 y 60 °F
Presión Seudocritica	666	Psi
Temperatura Seudocritica	344.4	°R
Compresibilidad del Gas	0.9980	Btu/ft3 @ 14.65 y 60 °F
GPM (C2+)	0.2010	
GPM (C3+)	0.0980	

Fuente: GIR — AA — 05 Well. Evaluación Tipo III, Crudo Girasol. Mansarovar.

### 1.6.3 Productividad de Pozos Girasol Comercial.

- Las producciones promedio en frío se estiman así:

Pozo Convencional: 25 BOPD por pozo.

Pozo Horizontal: 100 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 20 - 22%.

- Las producciones en caliente se estiman así:

Pozo Convencional: 110 BOPD por pozo.

Pozo Horizontal: 400 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 12%.

#### **1.6.4 Productividad de Pozos Girasol Norte.**

- Las producciones promedio en frío se estiman así:

Pozo Convencional: 25 BOPD por pozo.

Pozo Horizontal: 60 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 20 - 22%.

- Las producciones en caliente se estiman así:

Pozo Convencional: 100 BOPD por pozo

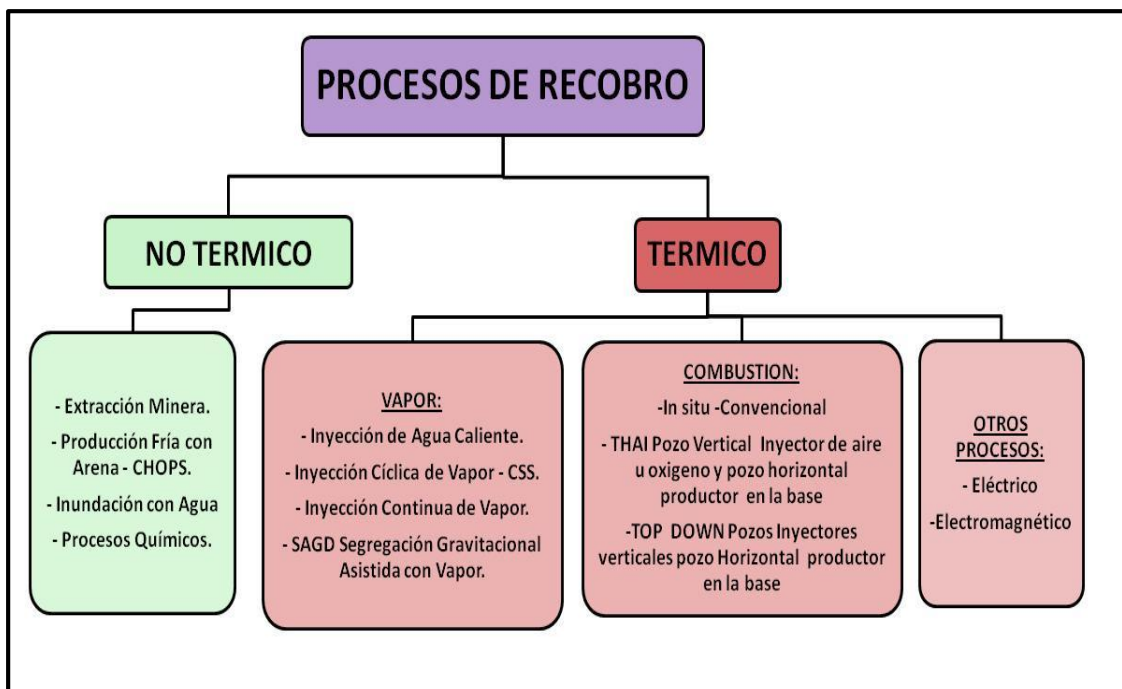
Pozo Horizontal: 350 BOPD por pozo

Con una tasa de declinación anual estimada del 12%.

## 2. RECUPERACIÓN TÉRMICA.

Recuperación térmica se define como el proceso por el cual se inyecta calor en las formaciones subterráneas de hidrocarburos, con el propósito de ayudar a facilitar su producción a la superficie del yacimiento a través de los pozos. En el caso de los crudos pesados se utiliza el calor para mejorar la movilidad y aumentar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción, la reducción de viscosidad del petróleo que acompaña el incremento de temperatura permite que el petróleo fluya más fácilmente.

**Figura 7.** Clasificación de Procesos de Recobro.



Fuente: Curso Inyección de Vapor dictado por la empresa ESPOIL, Septiembre 2011, Bogotá-Colombia.

## **2.1. CONSIDERACIONES BASICAS EN EL RECOBRO TERMICO.**

Existen diferentes características del yacimiento que condicionarán el éxito o fracaso de un proceso de recobro, estas condiciones se describen a continuación:

### ➤ Profundidad.

A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para la inyección de vapor esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor control de la calidad del agua de alimentación.

La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 4000 pies. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades

### ➤ Petróleo In Situ.

Corresponde al volumen de petróleo en el yacimiento al momento de iniciación del proyecto térmico.

El petróleo residual dejado por una inundación con vapor y el petróleo consumido como combustible en la Combustión In Situ, en general, se consideran independientes del volumen original de petróleo.

### ➤ Porosidad.

Además de su influencia en la cantidad de petróleo in situ, la porosidad tiene un papel importante en la recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor el volumen de roca que se calienta.

➤ Saturación de Agua.

Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, particularmente en los casos donde la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja.

➤ Segregación.

Los yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Si un yacimiento con estas características es sometido a Combustión In Situ, la cantidad de petróleo quemada como combustible puede resultar muy alta o puede que el aire inyectado se canalice por la zona de gas. Si se inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando una ruptura temprana del vapor

➤ Heterogeneidad del Yacimiento.

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia del barrido areal y vertical.

➤ Espesor de Arena.

Para inyección de vapor o de agua caliente, es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor pueden afectar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Esto no quiere decir que estos

procesos no puedan aplicarse en arenas de menor espesor, deben considerarse otros parámetros como la permeabilidad, la saturación de los fluidos y la viscosidad del petróleo.

➤ **Movilidad del Petróleo.**

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre, es difícil, sino imposible, el iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma es calentar el área alrededor de los pozos para crear una corriente de flujo. El incremento de temperatura hace que el petróleo se haga móvil permitiendo su flujo.

En otros yacimientos, el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso los pozos productores requieren alguna forma de estimulación.

## **2.2. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO.**

**2.2.1. Desplazamientos Térmicos.** Los procesos de recobro mejorado que involucran desplazamiento térmico cumplen las siguientes consideraciones:

- El fluido se inyecta continuamente en los pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos, denominados productores.
- La presión requerida para mantener la inyección del fluido aumenta el desplazamiento del petróleo en el yacimiento, incrementando su flujo.

- El desplazamiento térmico reduce la resistencia al flujo del petróleo pesado, por disminución de la viscosidad del mismo y aumento de la movilidad.

A este tipo de procesos corresponden la inyección continua de vapor y la inyección de agua caliente.

**2.2.1.1. Inyección de agua caliente.** Este proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección continua de vapor. Al igual que la Inyección continua de vapor, es un proceso de DESPLAZAMIENTO.

En su forma más sencilla, la Inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: Agua y petróleo. Los procesos de vapor y los de combustión envuelven una tercera fase: Gas.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente son:

- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Expansión térmica de los fluidos de la formación.

**2.2.2. Tratamientos de Estimulación Térmica.** En este tipo de tratamiento solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos. Las fuerzas en el yacimiento, como la gravedad, el gas en solución y el desplazamiento por agua natural, afectan las tasas mejoradas de extracción, una vez que se reduce la resistencia al flujo.

Este proceso también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor, del forro ranurado o de la malla de alambre y aún de poros de la roca que forma el yacimiento.

**2.2.3. Inyección de Vapor.** Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. Este proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

En la INYECCION CONTINUA DE VAPOR, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo son:

- La expansión térmica de fluidos del yacimiento.
- La reducción de la viscosidad del petróleo.
- La destilación con vapor.
- También se ha notado efecto por empuje por gas y por extracción de solventes.

Por otra parte, el Proceso de INYECCION ALTERNADA DE VAPOR (también conocido como INYECCION CICLICA DE VAPOR) consiste en inyectar vapor a una formación a través de un pozo productor por un tiempo y una cantidad de calor determinados, luego del cual el pozo es cerrado por un corto tiempo (para permitir la distribución del calor inyectado), y finalmente el pozo es restaurado a producción. En este proceso los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo son:

- Disminución de la viscosidad del petróleo.
- Expansión térmica de los fluidos de la formación.

**2.2.4. Inyección Cíclica de Vapor con Agentes Espumantes.** La espuma es definida como una dispersión de volumen relativamente grande de gas en una fase continúa de líquido, en la formación de la espuma se encuentran tres películas que forman un ángulo de 120 grados cada una. Las espumas son formadas cuando se presenta un contacto entre el gas y el líquido en presencia de agitación al ser inyectada en el pozo.

La aplicación de la inyección de espuma resistente a altas temperaturas se plantea como un método de recobro que actúa ya sea, como un agente de control de movilidad, aumentando la viscosidad y disminuyendo la permeabilidad relativa del fluido de inyección y/o como un agente de bloqueo, sellando zonas de alta conductividad por donde el agua fácilmente se canaliza, generando una mejora la producción de aceite.

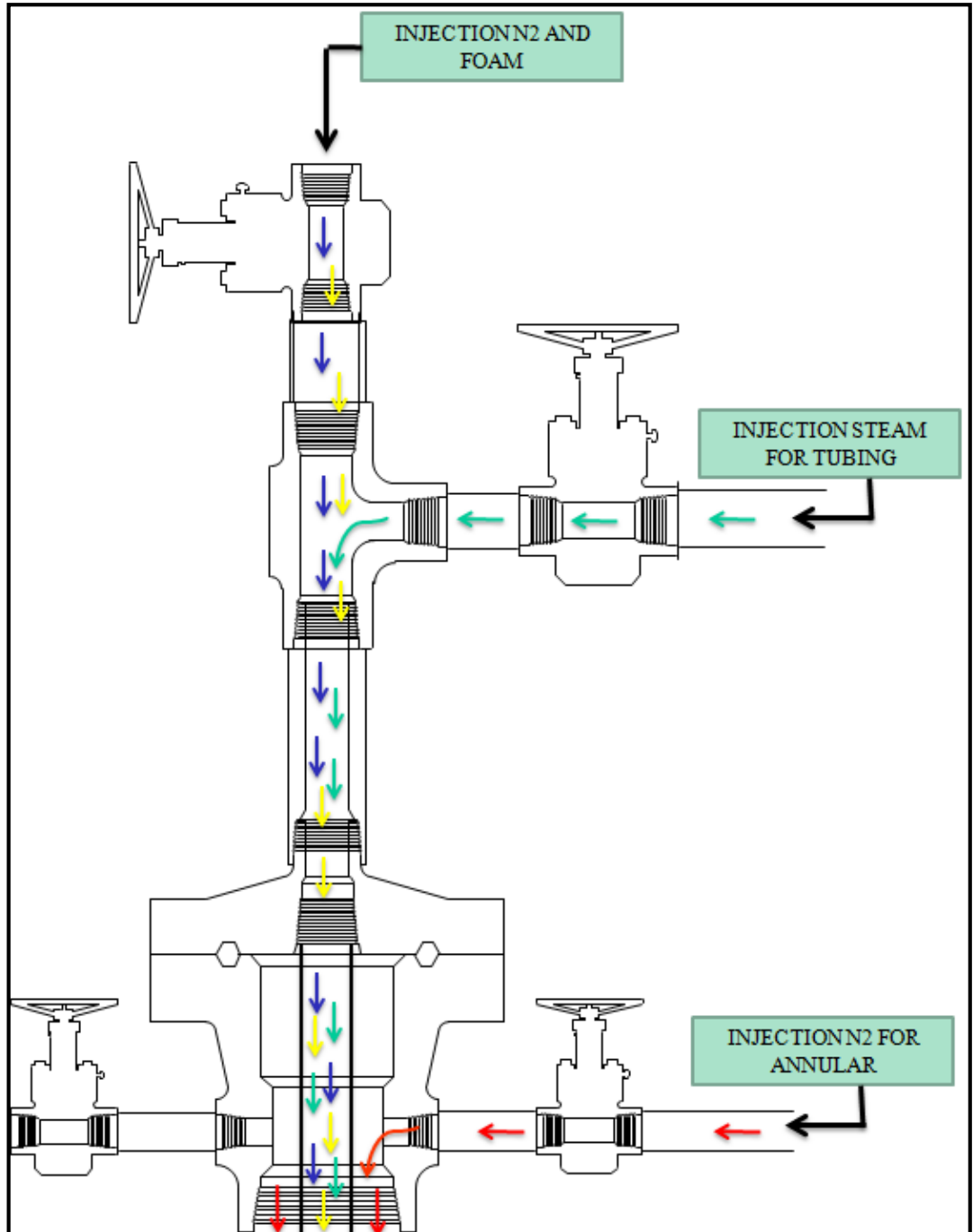
### **3. INYECCIÓN DE ESPUMA EN CAMPO GIRASOL.**

Debido a que la producción de Campo Girasol proviene de una serie de arenas estratificadas la eficiencia del proceso de Inyección Cíclica de Vapor se ve afectada como resultado de la presencia de zonas de alta conductividad. Estas zonas consumen una cantidad considerable del vapor que es inyectado en los Pozos por lo que algunas de las arenas permanecen con saturaciones considerables de crudo.

Mediante la realización de este proyecto se plantea la inyección de espuma junto con el vapor para generar un agente de bloqueo a las zonas de mayor permeabilidad y aumentar el factor de recobro de las arenas que no han sido significativamente afectadas por el método de recobro utilizado.

La tecnología de inyección de espuma como agente divergente consiste en inyectar nitrógeno por el anular por un periodo de 1 día, luego se debe hacer una inyección simultánea de vapor, nitrógeno y espuma por el tubing durante 7 días (Figura 8), posteriormente se deja en remojo el pozo por 5 días y luego se deja fluyendo el pozo.

**Figura 8.** Esquema de inyección de Vapor, Nitrógeno y Espuma de Campo Girasol.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Dirección producción. (Enero 2013)

### **3.1 CASOS APLICADOS.**

La literatura presenta diferentes trabajos relacionados con inyección de espuma. Algunos de ellos se describen a continuación:

Cortes y Fuentes (2011) desarrollaron una metodología que permite evaluar la aplicabilidad de un proceso de inyección de espumas para estimulación, el principal aporte de este estudio consiste en que permite evaluar el efecto positivo o negativo que las espumas pueden tener en factores como la permeabilidad y la compatibilidad con los fluidos en determinado yacimiento.

La metodología formulada consta de dos fases principales. La primera consiste en seleccionar el agente espumante más apropiado valorando la estabilidad de la espuma a altas temperaturas y la compatibilidad de la solución espumante con los fluidos de la formación. En la segunda parte se evalúa la divergencia del agente espumante.

Otro estudio realizado por Sandoval y Franco (2010) analiza la aplicabilidad de la técnica de recobro térmico mejorado con espumas en campos maduros. Este estudio sugiere que previamente a la inyección de espumas deben revisarse las condiciones estratigráficas de las formaciones donde se utiliza la Inyección de Vapor como método de recobro mejorado e identificar si las características de la roca y las propiedades del fluido se ajustan a los criterios de screening encontrados en el estudio para la inyección de espumas.

Zhong, Ligu. Et al. (2012) proponen realizar la inyección de vapor en pozos horizontales por zonas separadas para obtener mejores resultados, ya que la inyección de vapor convencional en éste tipo de pozos usualmente es ineficiente debido a factores como: profundidad, heterogeneidad del yacimiento y las propiedades del vapor.

### **3.2. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ESPUMA<sup>1</sup>.**

Con el propósito de realizar un análisis comparativo entre la Inyección Cíclica de Vapor convencional y la Inyección Cíclica de Vapor mejorada con agentes espumantes se elaboró un modelo de simulación conceptual utilizando el programa CMG.

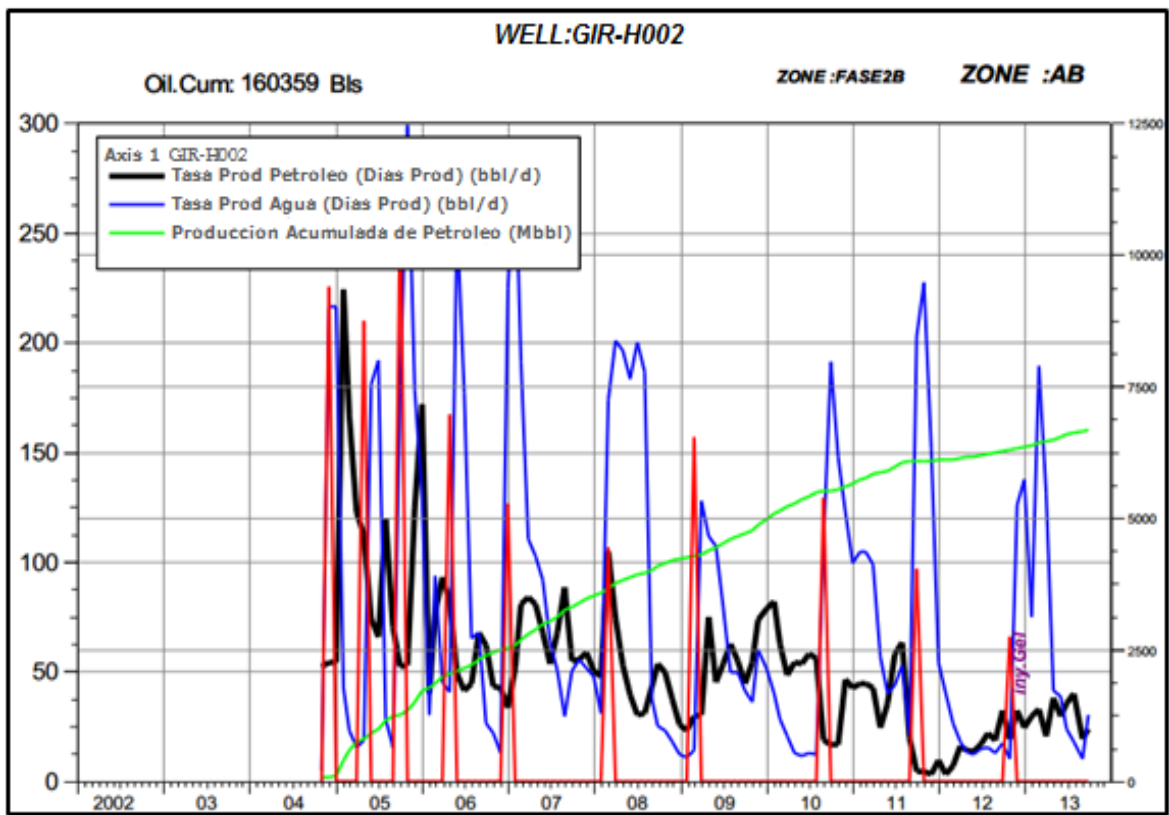
CMG (Computer Modelling Group LTD) es un software que incluye diversos simuladores enfocados al modelamiento de yacimientos y la recreación de diferentes procesos asociados a la industria del petróleo. En este proyecto se utilizó el simulador STARS, contenido en la oferta de simuladores de CMG. Este software maneja un módulo de inyección de espuma con el fin de bloquear zonas de altas permeabilidad, este simulador trae una espuma por defecto de la cual se desconoce la similitud con la espuma utilizada actualmente.

El Pozo GIR-H002 fue seleccionado para realizar la valoración del proceso. Los datos de producción de este Pozo, desde el año 2004, se muestran en la Figura 9. Los registros tomados al Pozo GIR-H002 se incluyen en la Figura 10.

---

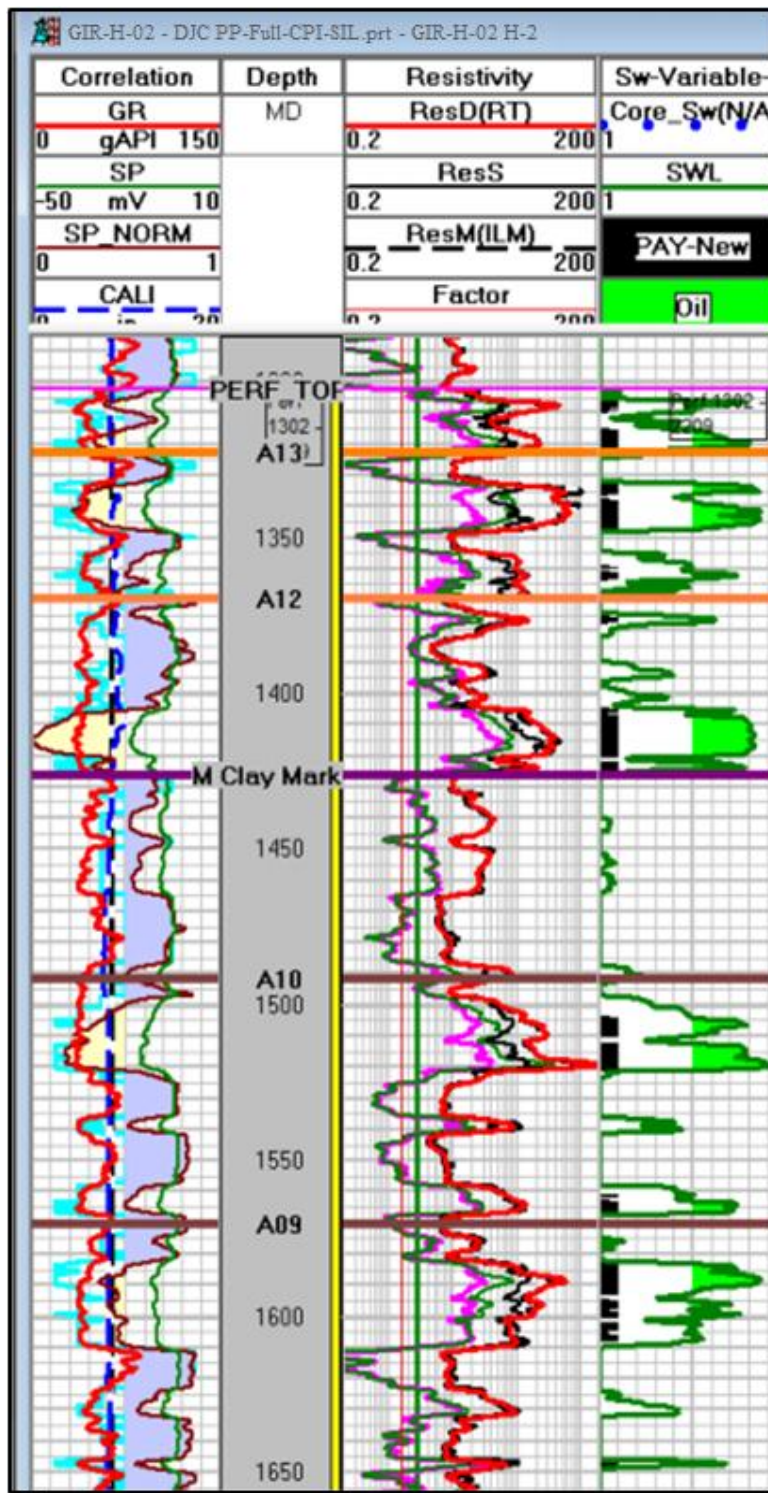
<sup>1</sup> MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA

Figura 9. Producción Pozo GIR-H002.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

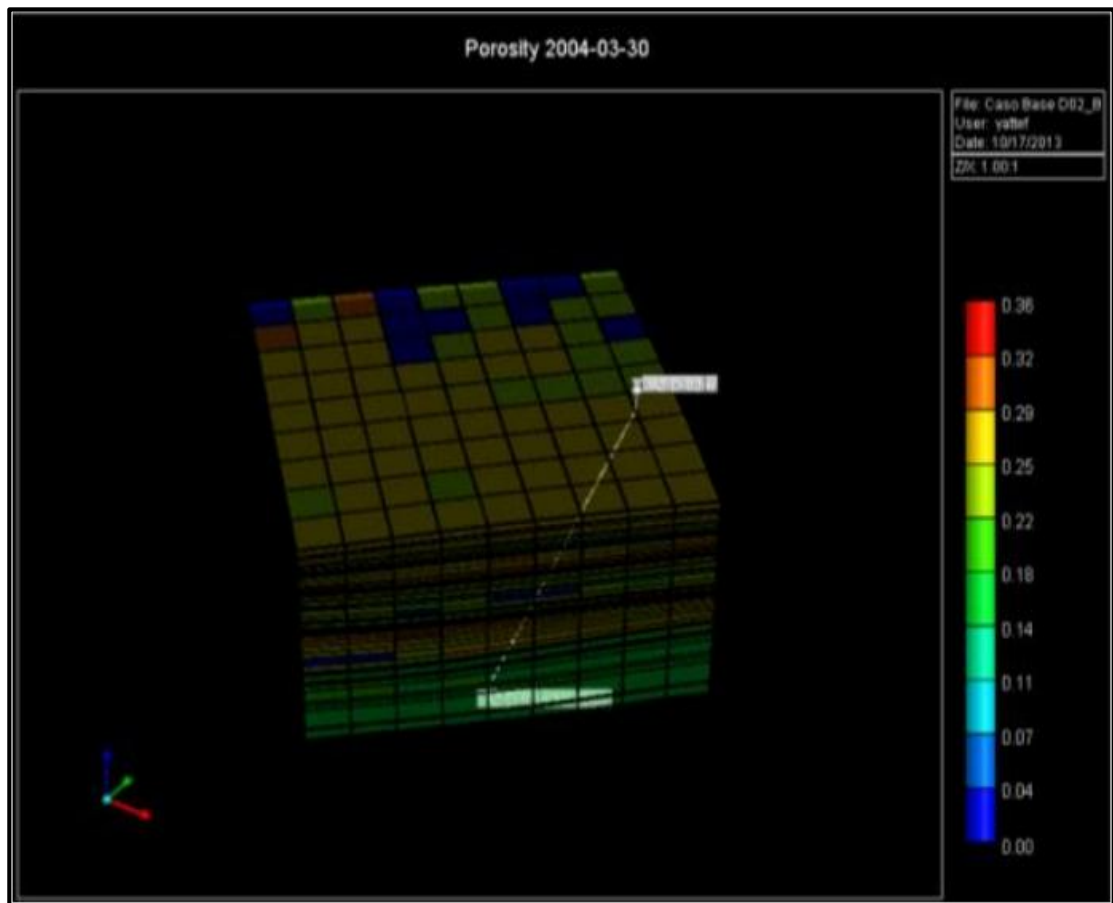
Figura 10. Registros. Pozo GIR-H002.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

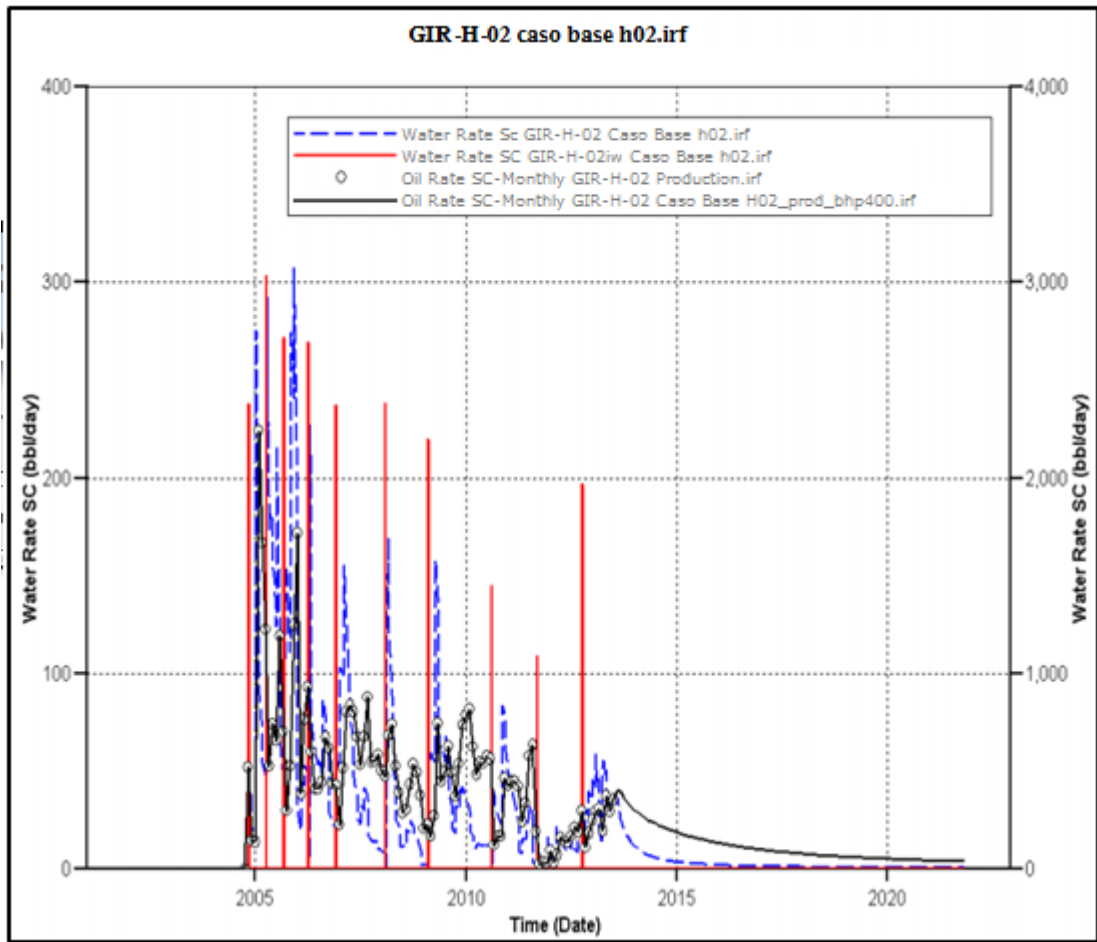
**3.2.1 Modelo de Simulación.** El Modelo de Simulación del Proceso de Inyección de Espuma fue realizado en el simulador CMG. La grilla de simulación fue diseñada con dimensiones de 9\*9\*50 (Figura 11). La producción de aceite del modelo fue ajustada hasta el 31 de diciembre de 2013 (Figura 12).

**Figura 11.** Grilla de Simulación-CMG. Pozo GIR-H002.



Fuente: CMG.

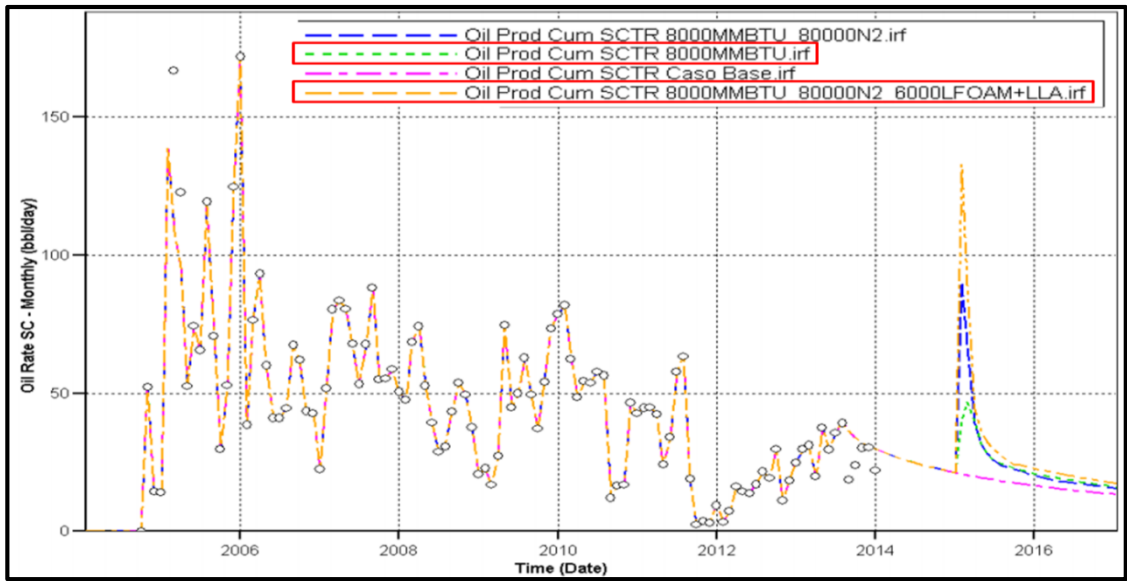
**Figura 12.** Ajuste del Modelo de Simulación. Pozo GIR-H002.



Fuente: CMG.

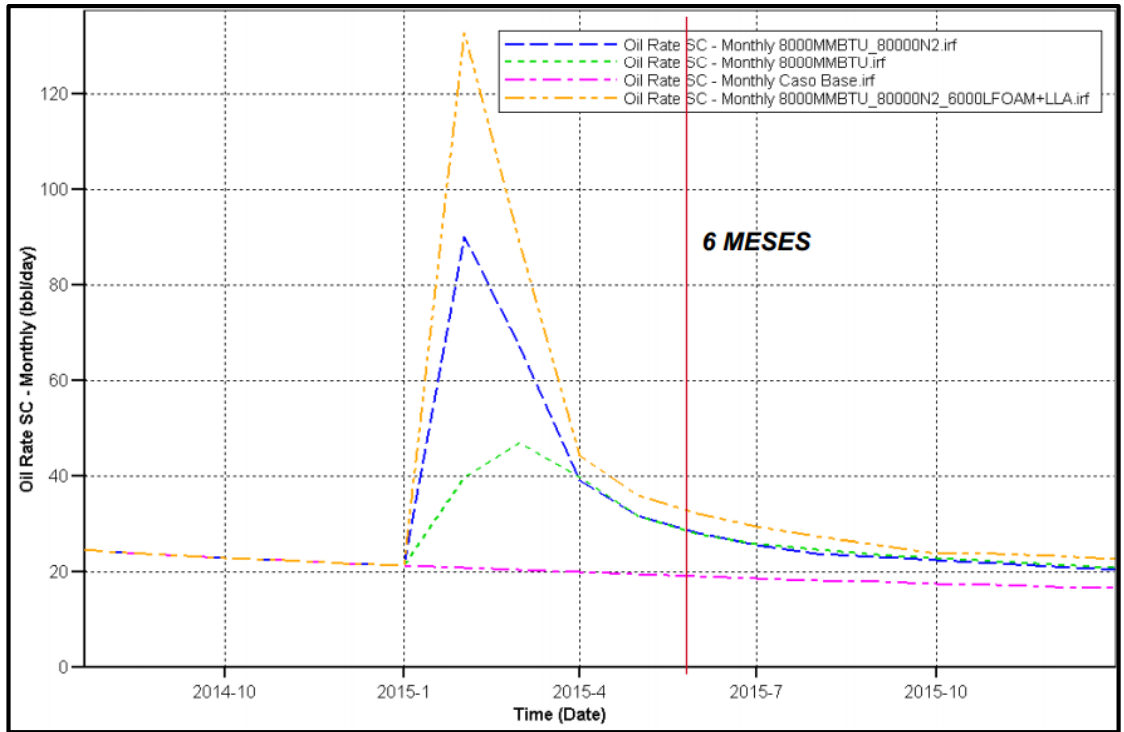
**3.2.2 Tasas de Flujo estimadas por CMG.** La corrida realizada en el simulador CMG permitió determinar las tasas de flujo producidas por los 2 procesos valorados, Inyección Cíclica de Vapor convencional e Inyección Cíclica de Vapor mejorada con agentes espumantes, considerando como fecha de inicio de implementación del proceso el mes de Enero del 2015 (Figura 13). La Figura 14 permite realizar una mejor apreciación de la respuesta del Pozo GIR-H002 a los procesos valorados.

Figura 13. BOPD Mensual. Pozo GIR-H002.



Fuente: CMG.

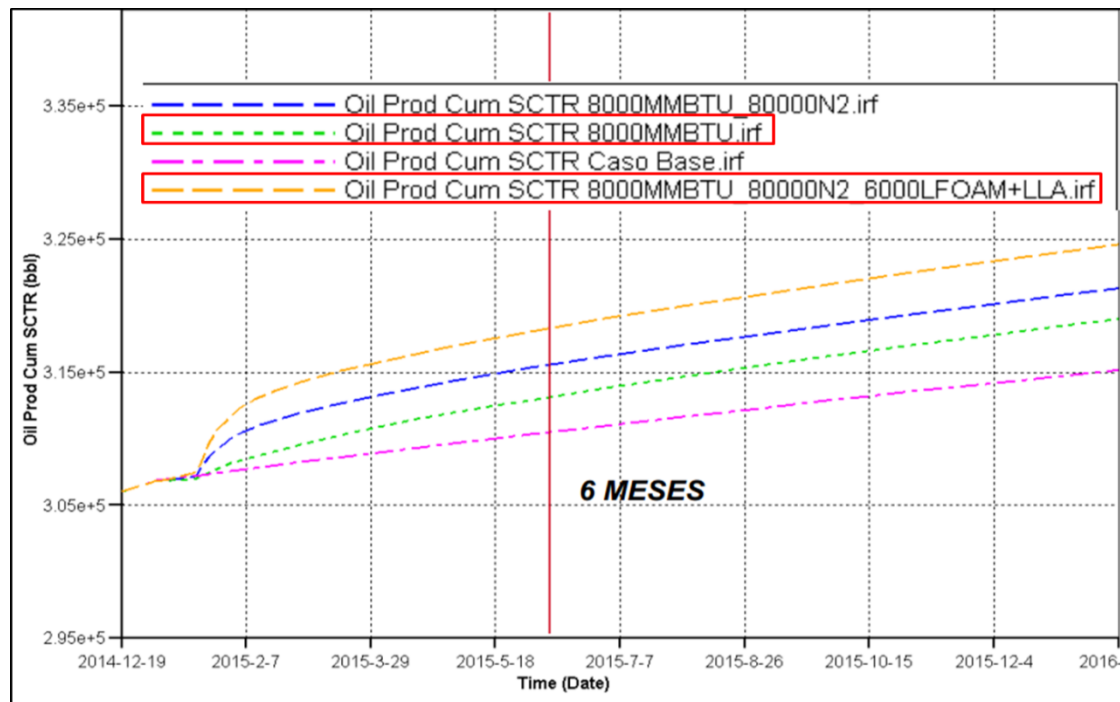
Figura 14. Máximos de Producción estimados para los diferentes Procesos.



Fuente: CMG.

En la Figura 15 se observan las tasas de aceite acumulado para los distintos procesos valorados. La Producción acumulada alcanzada por los dos procesos valorados, transcurridos seis meses se incluye en la tabla 3, además se estimó la diferencia en este factor con respecto al caso base (producción sin ningún tipo de estimulación).

**Figura 15.** Tasa de Aceite Acumulado. GIR-H002.



Fuente: CMG

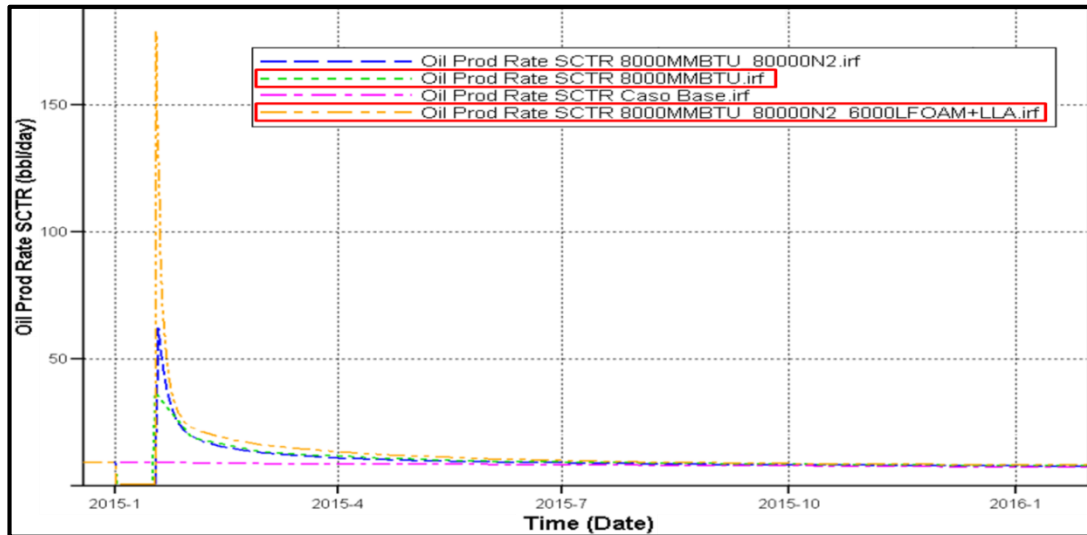
**Tabla 3.** Diferencia de los Procesos Valorados con el Caso Base.

CASO	MBLS	DIFERENCIA @BASE
BASE	310,8	
CSS	313,3	2,5
CSS+N2+FOAM	318,5	7,7

\*Aceite producido a los seis meses de la inyección.

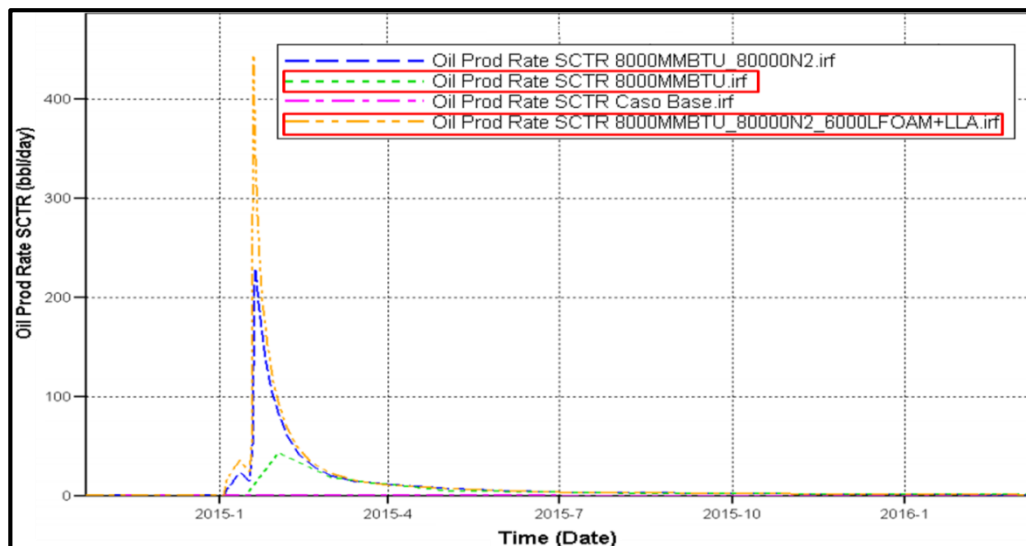
De la corrida realizada en el simulador también se logró identificar que las arenas A12 y A10 alcanzan una producción significativa como resultado de la inyección de espuma (figura 16 y 17).

**Figura 16.** Aceite producido BOPD. Arena A12.



Fuente: CMG.

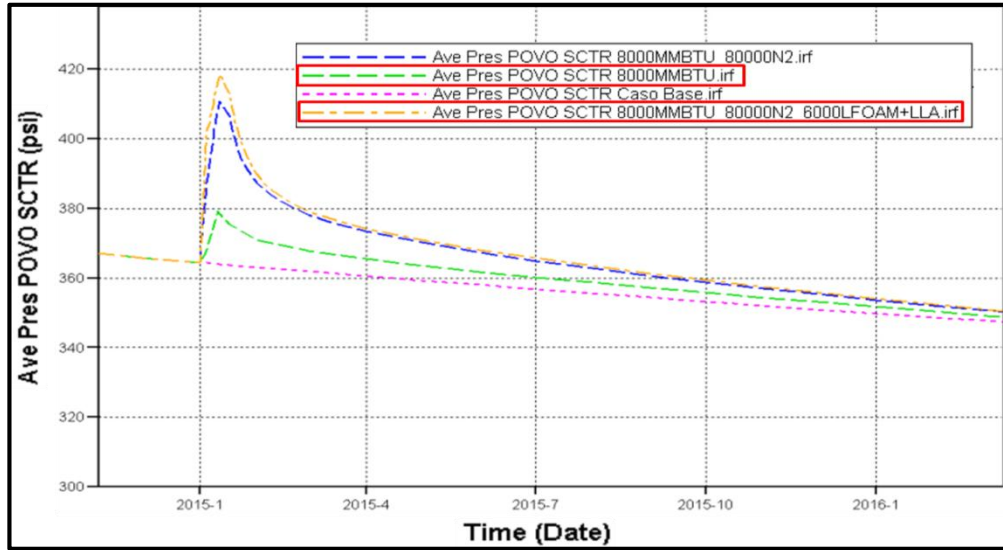
**Figura 17.** Aceite producido BOPD. Arena A10.



Fuente: CMG

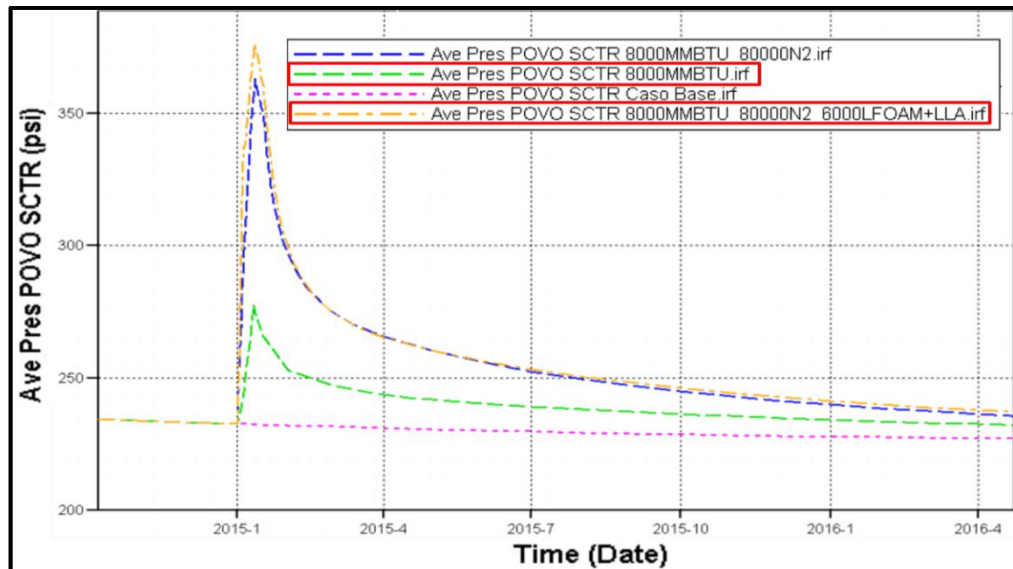
En adición a las estimaciones anteriores el comportamiento de la Presión y la Temperatura de las arenas en respuesta a la inyección de espuma también fue estimado en el proceso de simulación (Figura 18 a la 26).

**Figura 18.** Presión Total. Pozo GIR-H002.



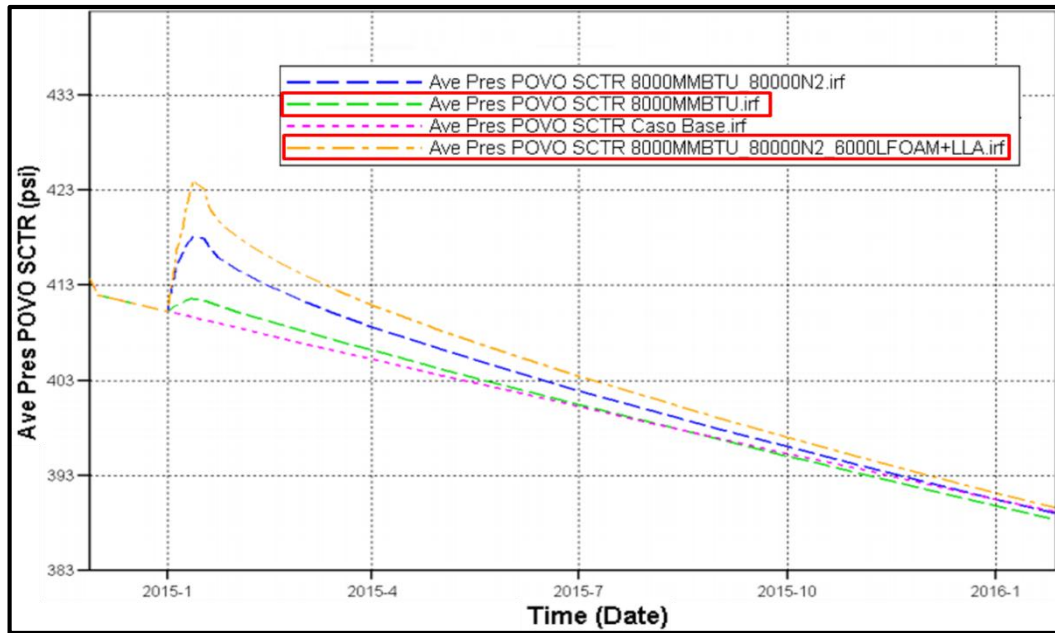
Fuente: CMG.

**Figura 19.** Presión en la Arena A10. Pozo GIR-H002.



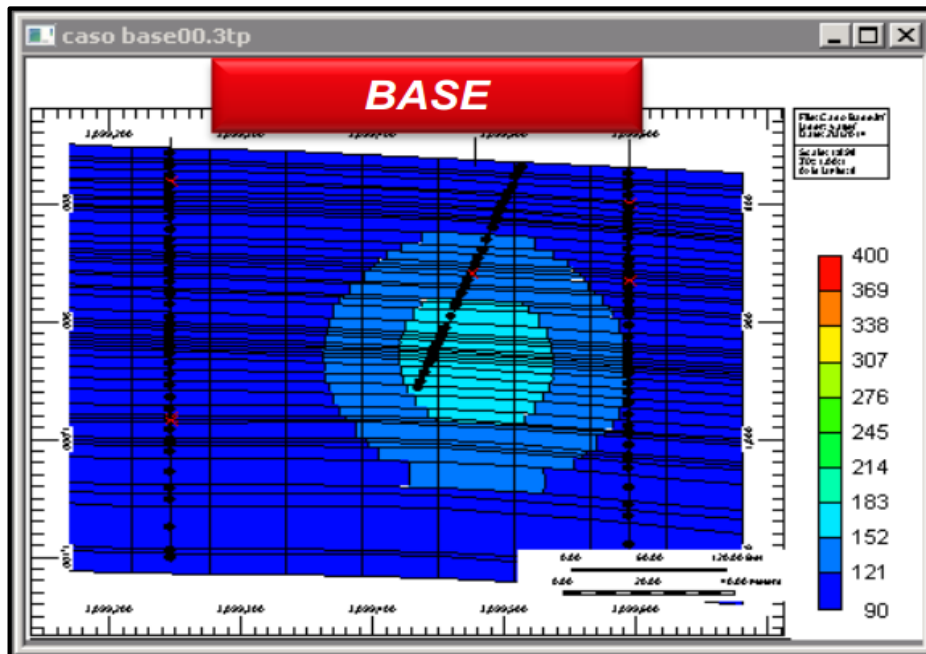
Fuente: CMG

**Figura 20.** Presión. Arena A12. Pozo GIR-H002.



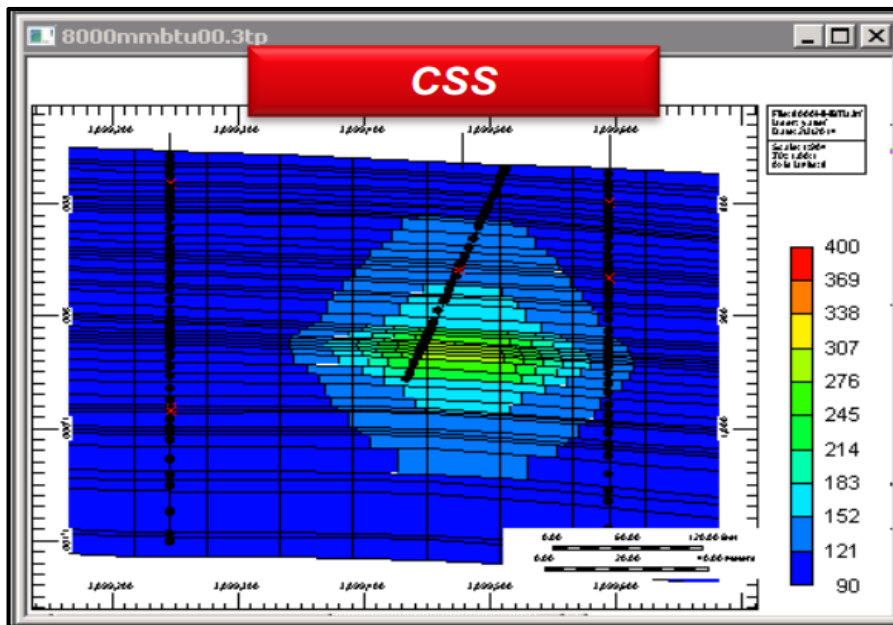
Fuente: CMG

**Figura 21.** Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002.Caso Base.



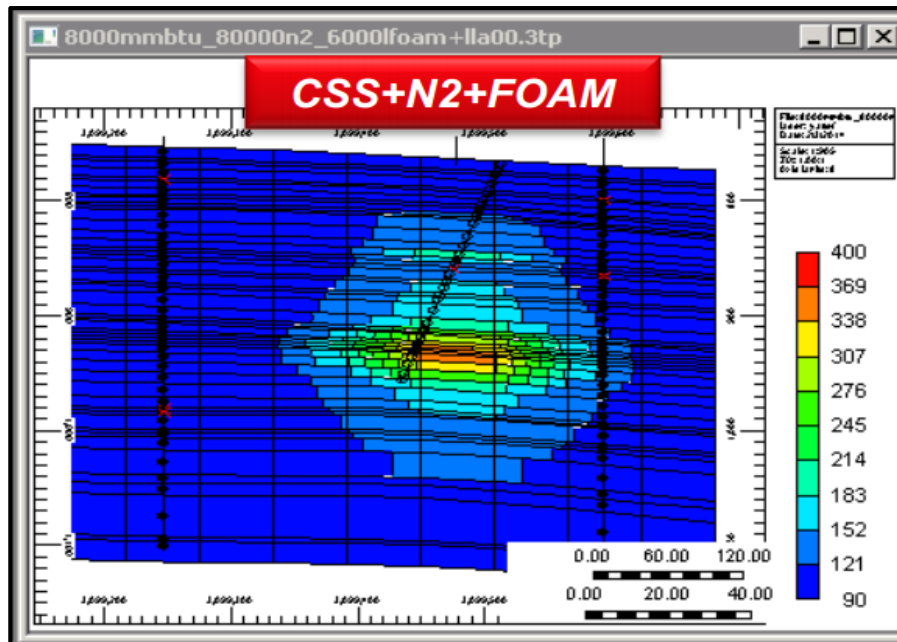
Fuente: CMG.

Figura 22. Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002.CSS.



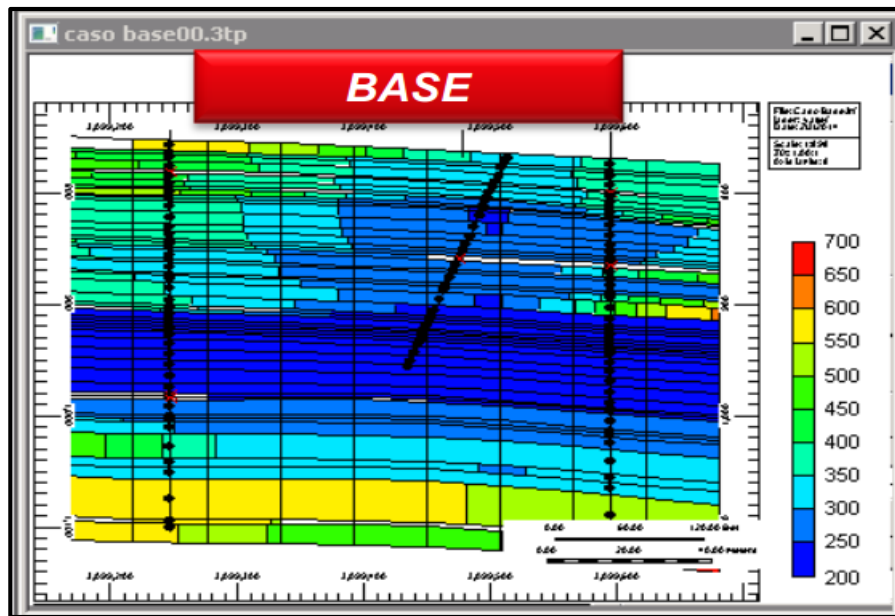
Fuente: CMG.

Figura 23. Perfil de Temperatura. Pozo GIR-H002. CSS + N2 + FOAM.



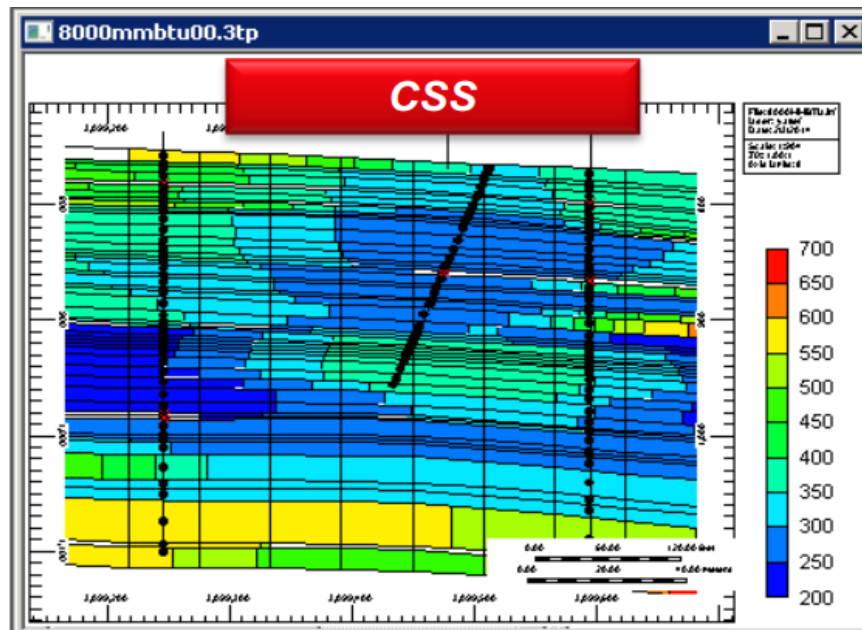
Fuente: CMG.

**Figura 24.** Perfil de Presión. Pozo GIR-H002.Caso Base.



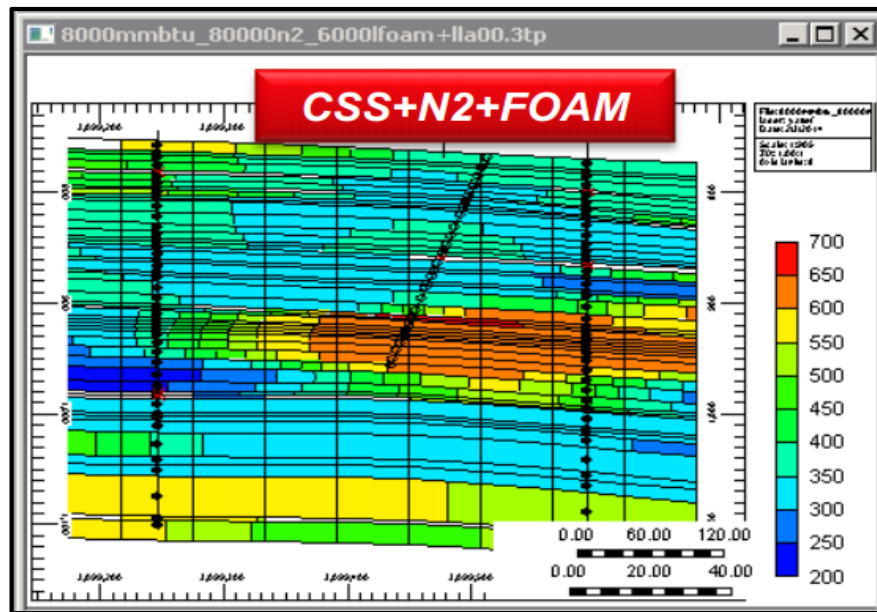
Fuente: CMG.

**Figura 25.** Perfil de Presión. Pozo GIR-H002.CSS.



Fuente: CMG.

**Figura 26.** Perfil de Presión. Pozo GIR-H002. CSS+N2+FOAM.



Fuente: CMG.

**3.2.3 Análisis de Resultados.** Las tasas de flujo determinadas por el simulador CMG permitieron reconocer que la inyección de espuma presenta la mejor y más rápida respuesta al compararse con la Inyección Cíclica de Vapor (Figura14). De manera particular, se evidenció que la inyección de espuma alcanza un máximo de producción de aproximadamente 3 veces el valor alcanzado por el proceso CSS.

Las estimaciones realizadas de la producción de aceite acumulado, para un periodo de seis meses, indican que al realizarse la CSS para el Pozo considerado se obtendrán 313,3 MBLS, mientras que una Inyección de Espuma alcanza una producción de 318,5 MBLS (5,2 MBLS más) (Figura 15).

En adición a lo anterior, se logró establecer que el proceso de Inyección de Espuma produce un impacto significativo en las Arenas A12 Y A10 (Figuras 16 y

17) lo que puede sugerir que la CSS convencional no estaba realizando una estimulación adecuada de estas arenas.

De los resultados obtenidos del efecto de la Inyección de Espuma (acompañada de Nitrógeno) en la presión del Pozo (Figura 18), fue posible identificar que se este proceso alcanza una presión 38 psi superior a la alcanzada por la CSS. Este resultado se atribuye principalmente a efecto del Nitrógeno que acompaña la espuma, que tiene resultados significativos en la Arena A10 (75 psi más que la presión obtenida por la CSS) (Figura 19).

Por otra parte, los perfiles de Temperatura generados por el simulador (Figura 21 a la 23) muestran que el mayor incremento de temperatura es obtenido como consecuencia de la Inyección de Espuma, presentando un efecto más evidente en la Arena A12.

Finalmente, los perfiles de presión obtenidos revelan que el proceso de Inyección de Espuma alcanza un incremento significativo en la Presión de las Arenas A10 y A12 (Figura 25).

### 3.3 POZOS PILOTO EN CAMPO GIRASOL.

Para estimar los resultados obtenidos como respuesta al proceso de Inyección de Espuma en Campo Girasol fueron seleccionados los Pozos mostrados en la tabla 4.

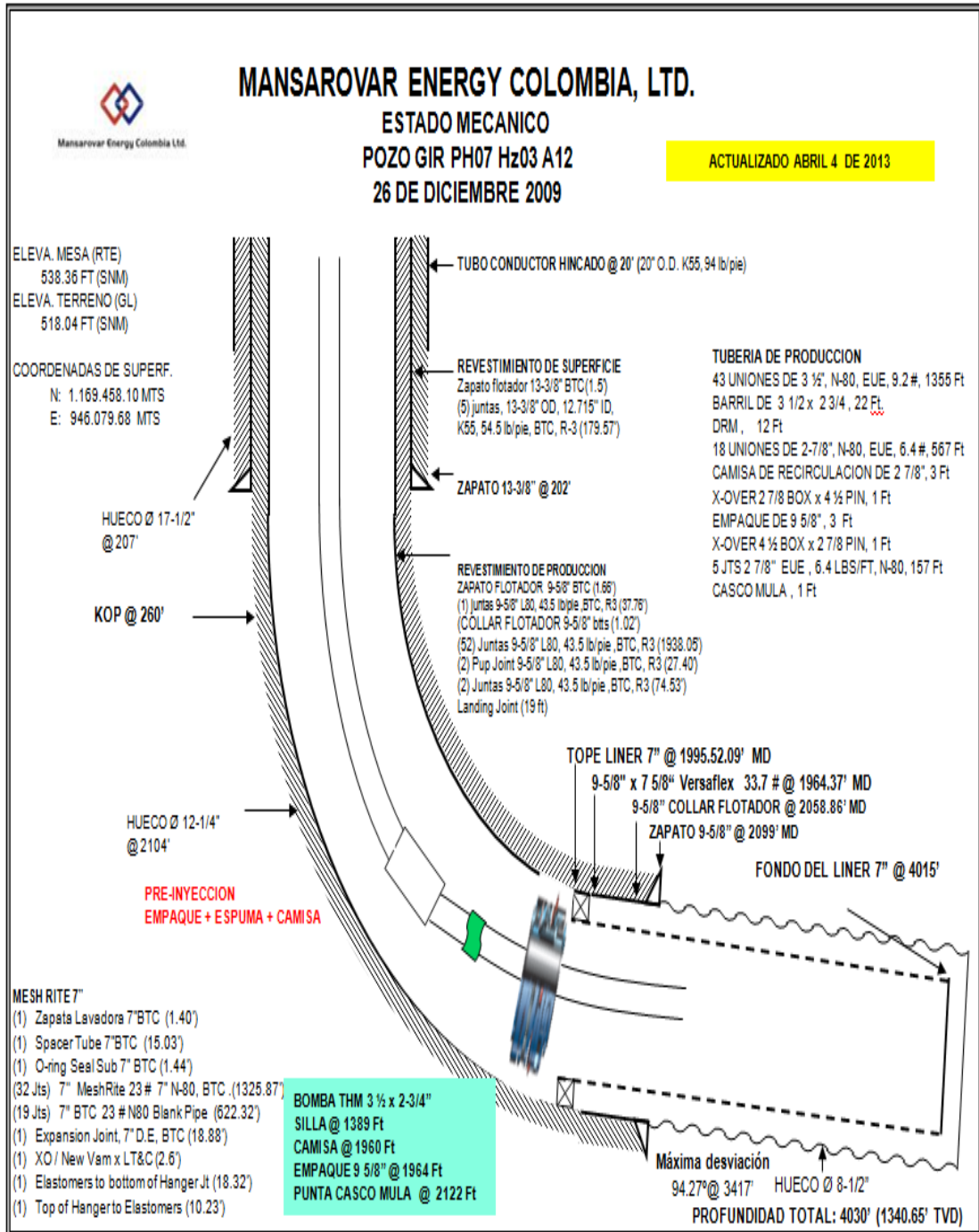
**Tabla 4.** Pozos Piloto seleccionados para la Inyección de Espuma.

GIR-PH10-HZ03
GIR-F-04
GIR-PH10-HZ03
GIR-A003
GIR-H002

Los Pozos piloto corresponden a aquellos Pozos que presentan un mayor potencial histórico en Campo Girasol, además, se seleccionó un Pozo por cada Arena productora del Campo.

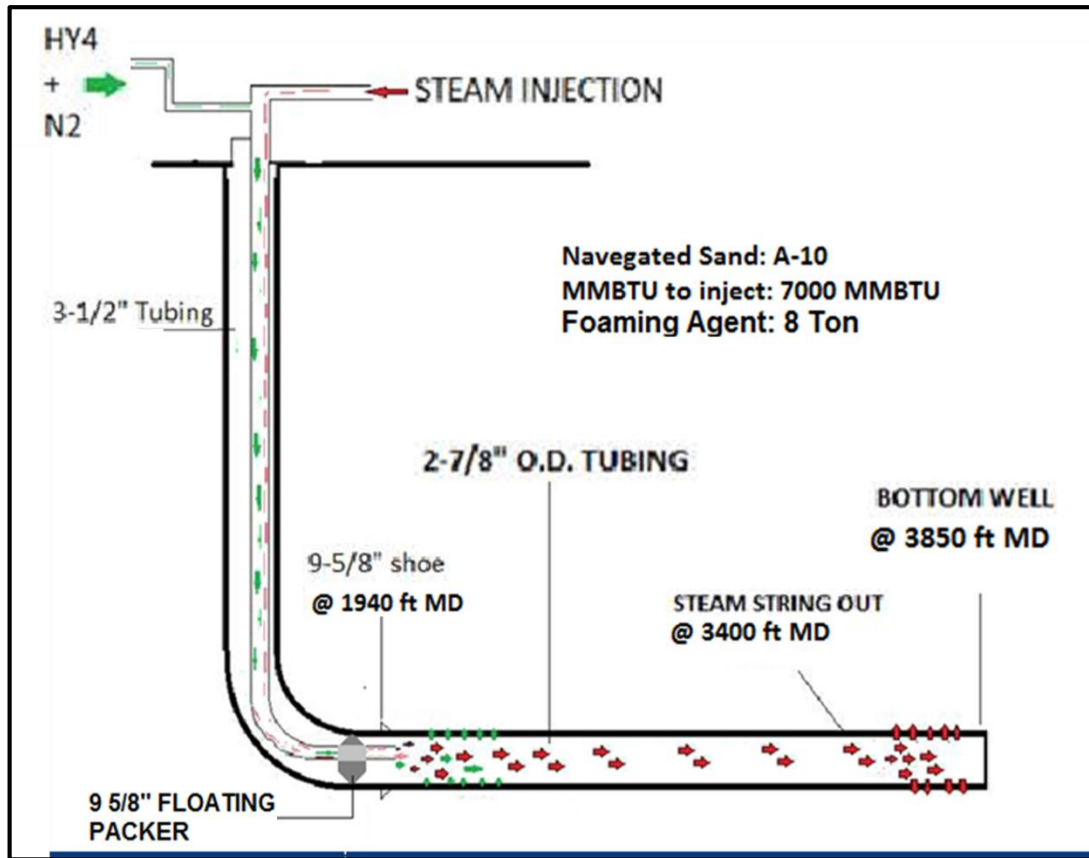
El completamiento utilizado en los Pozos piloto para realizar la Inyección de Espuma se muestra en la Figura 27. La Figura 28 representa en proceso de Inyección de Vapor con espuma.

Figura 27. Completamiento para la Inyección de Espuma. Campo Girasol.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

**Figura 28.** Esquema de la Inyección de Vapor con Espuma. Campo Girasol.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

**3.3.1 Agente Espumante Anti-Alta Temperatura HY-4.** El agente espumante HY-4 anti-alta temperatura está compuesto principalmente de sulfosales tensioactivas aniónicas combinado con un latente solvente y un agente de estabilidad de espuma. Puede tolerar temperaturas de 300°C, la espuma es estable, poder espumante inicial es fuerte, resistencia a la sal, resistencia al crudo, es adecuado para la inyección de vapor en Campo.

Esta espuma puede ajustar el perfil de inyección, prevenir la canalización del vapor, el “overriden” del vapor, disminuir la digitación viscosa, disminuir la fluidez del vapor y mejorar la producción de crudo pesado. Las indicaciones técnicas de la espuma se incluyen en la tabla 5.

**Tabla 5.** Indicaciones Técnicas de la Espuma HY-4.

ITEM		Indicadores Técnicos
Apariencia (25°C)		Líquido <b>YELLOWISH</b>
POROSIDAD (25°C).g/cm <sup>3</sup>		0.98-1.15
Contenido de Sólidos %		≥ 20
Propiedad de la Espuma (1%) (50°C)	Volumen de Espuma (mL)	≥ 150
	Vida Media (min)	≥ 30
Tolerancia de Temperatura (250°C, después de 24h)	Volumen de Espuma (mL)	≥ 120
	Vida Media (min)	≥ 20
Factor de Resistencia (250°C)		≥ 20

Fuente: DongyingGuangmao Chemical Technology Co. Ltd.

Este producto es principalmente usado en los pozos Inyección Cíclica de Vapor e Inyección Continua. Puede formar tapones de espuma en las zonas de canalización del vapor para controlar la tasa de migración de vapor, mejorar el perfil de inyección del vapor, aumentar el área de barrido y la eficiencia de los procesos de vapor.

El almacenamiento del producto se realiza en canecas como se muestra en la Figura 29.

**Figura 29.** Almacenamiento del Agente Espumante.



Fuente: DongyingGuangmao Chemical Technology Co. Ltd.

**3.3.2 Proceso de Inyección de Vapor en Campo Girasol.** A continuación se describe el proceso seguido para realizar la Inyección de Espuma en los Pozos de Campo Girasol.

- Parar la producción del Pozo Seleccionado.
- Contratar el equipo de servicio de pozo para intervenir los Pozos.
  - Ubicar la punta de la tubería en el zapato.

- Bajar packer de 9 5/8 " en el Quantum Packer.
- Instalación de loop flexible en la línea de vapor.
- Mover el equipo de pozo Kerui para iniciar la inyección de espuma.
- Instalación de la tubería para conectar el equipo Kerui al anular del Pozo para inyectar por 2 horas Nitrógeno dentro del pozo. (63,565 scf)
- Abrir las válvulas anulares y el equipo para iniciar con la inyección.
- Dos horas después la Inyección de Nitrógeno es suspendida y se procede a cerrar las válvulas anulares y el equipo para mantener el ambiente libre del escape de Nitrógeno.
- Proceder a desconectar la tubería y el equipo anular.
- Conectar el equipo Kerui de Inyección de Espuma y Nitrógeno a la válvula de 3 1/8" localizada en la cabeza del tubing.
- Abrir las válvulas de cabeza de pozo y el equipo Kerui (juntos y coordinadamente el hombre de línea y el manager del equipo Kerui).
- Iniciar la inyección de vapor, espuma y nitrógeno simultáneamente.
- Inyectar un total de 3,9 toneladas de espuma con Nitrógeno (1,377,246 scf) y vapor aproximadamente por 32 horas.
- Después de completar la inyección de espuma y pasar este tiempo se procede a cerrar la válvula del equipo de espuma solo dando espera a la inyección de Nitrógeno y Vapor.

- Debe Inyectarse por 20 horas Nitrógeno (847.536 Scf) y Vapor.
- Luego la válvula se abre nuevamente el equipo para mantener inyectando Nitrógeno, Espuma y vapor.
- Inyectar un total de aproximadamente 3,9 toneladas de espuma durante aproximadamente 28 horas con Nitrógeno (1,182,312 Scf) y Vapor.
- Después de completar la inyección de espuma se procede a cerrar la válvula de espuma del equipo solo dando espera a la inyección de Nitrógeno y Vapor.
- Debe inyectarse por 24 horas Nitrógeno (1,008,152 Scf) y Vapor.
- Una vez terminada la inyección de Nitrógeno se procede a cerrar la válvula 3 1/8" localizada en la cabeza del pozo y la válvula de la Unidad Kerui para remover la espuma y nitrógeno de las conexiones de las facilidades.
- El Pozo continúa la inyección de vapor hasta completar 7000MBTU.
- El equipo Kerui puede ser removido del Pozo.
- El proceso toma un periodo de remojo de 7 días.
- A continuación iniciar el flujo en la línea de producción del Pozo.

En la tabla 6 se incluyen las etapas del proceso de Inyección de Espuma con sus correspondientes características.

**Tabla 6.** Etapas del Proceso de Inyección de Espuma. Campo Girasol.

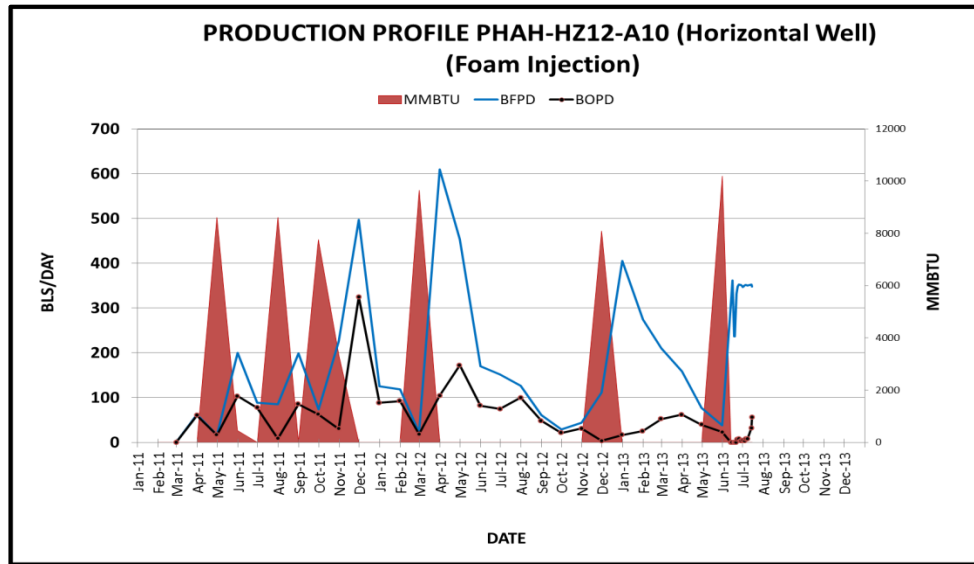
ETAPA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	DURACIÓN (HORAS)	Nota
1	Llenado del Anular con Nitrógeno	84,754 Scf	2	Trabajo en Anular
	Inyección de Espuma	3,9 Ton.	32,5	
2	Inyección de Nitrógeno	1,377,246 Scf		
	Inyección de Vapor			
3	Inyección de Nitrógeno	847,536 Scf	20	Trabajo en Tubing.
	Inyección de Vapor			
4	Inyección de Espuma	3,9 Ton.	27,9	
	Inyección de Nitrógeno	1,182,312 Scf		
5	Inyección de Vapor			
	Inyección de Nitrógeno	1,008,152	23,8	
TOTAL	<b>N2</b>	<b>Espuma</b>	<b>Vapor</b>	<b>Tiempo (Horas)</b>
	4,500,000 Scf	7,8 Ton.	7000MBTU	106,2

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

### 3.3.3 Respuesta de los Pozos Piloto al Proceso de Inyección de Espuma.

Los resultados obtenidos del proceso de Inyección de Espuma en Campo Girasol se incluyen en las Figura 30 a la 34. Las Tablas 7 a la 11 contienen las condiciones operacionales de los respectivos procesos.

**Figura 30.** Perfil de Producción. Pozo GIR-PHAH-HZ12-A12.

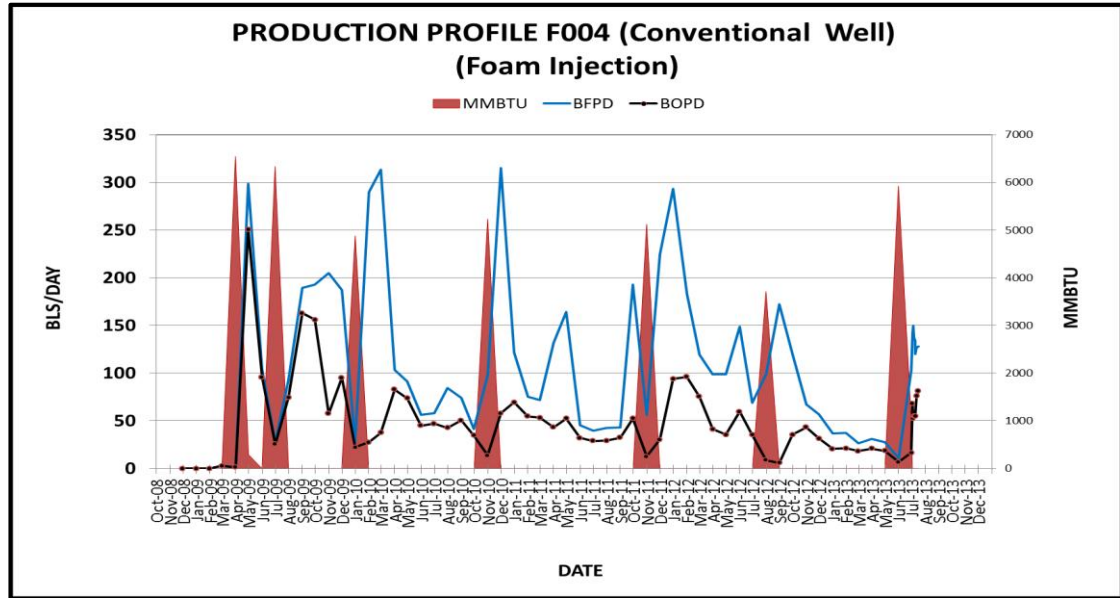


**Tabla 7.** Condiciones Operacionales. Pozo GIR-PHAH-HZ12-A12.

CYCLE	1	2	3	4	5	6
STEAM (MMBTU)	9062	8611	10795	9649	8090	10192
INJECTION	CONV.	CONV.	THERMAL PACKER (1796 ft) + N2	CONV.	FOAM	FOAM
TUBING STEAM DEPHT (FT)	1460	1460	2832	2822	2812	1971

En este pozo se evidencia un rápido cambio en el BSW debido a que el agua condensada de la inyección sale rápidamente, con esto mejorando la eficiencia del pozo, manteniendo la temperatura deseada para tener una óptima producción.

**Figura 31.** Perfil de Producción. Pozo GIR-F-04.

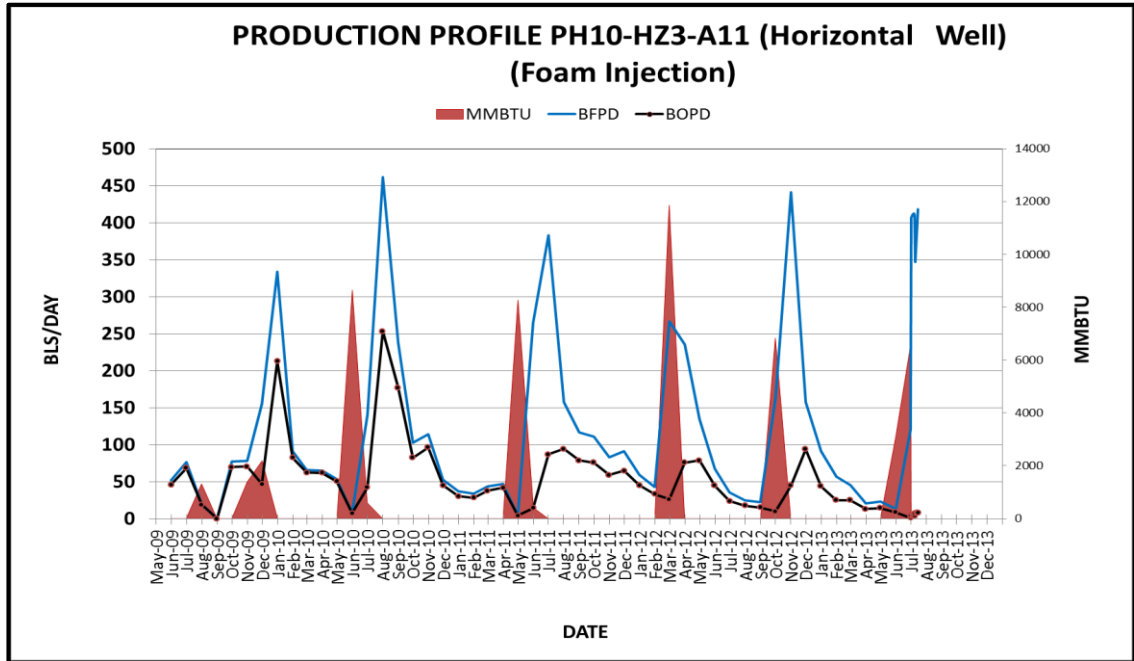


**Tabla 8.** Condiciones Operacionales. Pozo GIR-F-04

CYCLE	1	2	3	4	5	6	7
STEAM (MMBTU)	6994	6335	4880	5233	5124	3712	6881
INJECTION	CONV	CONV	CONV	THERMAL PACKER (1150 ft)	CONV	THERMAL PACKER (1315 ft) +GEL	FOAM
TUBING STEAM DEPHT (FT)	1352	1352	1189	1149	1332	1378	1312

Al inyectar espuma en este pozo convencional se observa una buena respuesta como en los primeros ciclos de inyección optimizando la producción y teniendo el doble de producción que el ciclo anterior.

**Figura 32.** Perfil de Producción. Pozo GIR-PH10-HZ03.

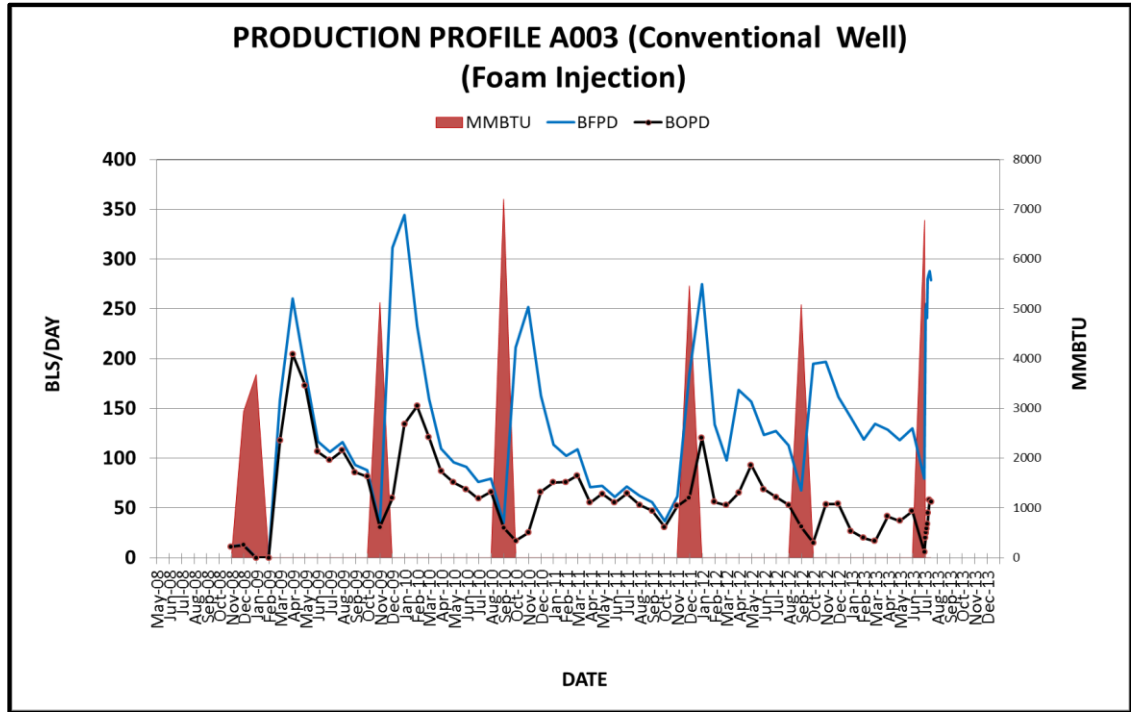


**Tabla 9.** Condiciones Operacionales. Pozo GIR-PH10-HZ03

CYCLE	1	2	3	4	5	6	7
STEAM (MMBTU)	1314	3575	9246	8875	11864	6827	9699
INJECTION	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	THERMAL PACKER (1651 ft) + N2	CONV	FOAM
TUBING STEAM DEPHT (FT)	1481	1481	1481	1481	2807	1651	2034

En este pozo no se observa la buena respuesta en producción, tampoco tenemos una rápida disminución en el BSW, comparando con los ciclos anteriores.

**Figura 33.** Perfil de Producción. Pozo GIR-A003.

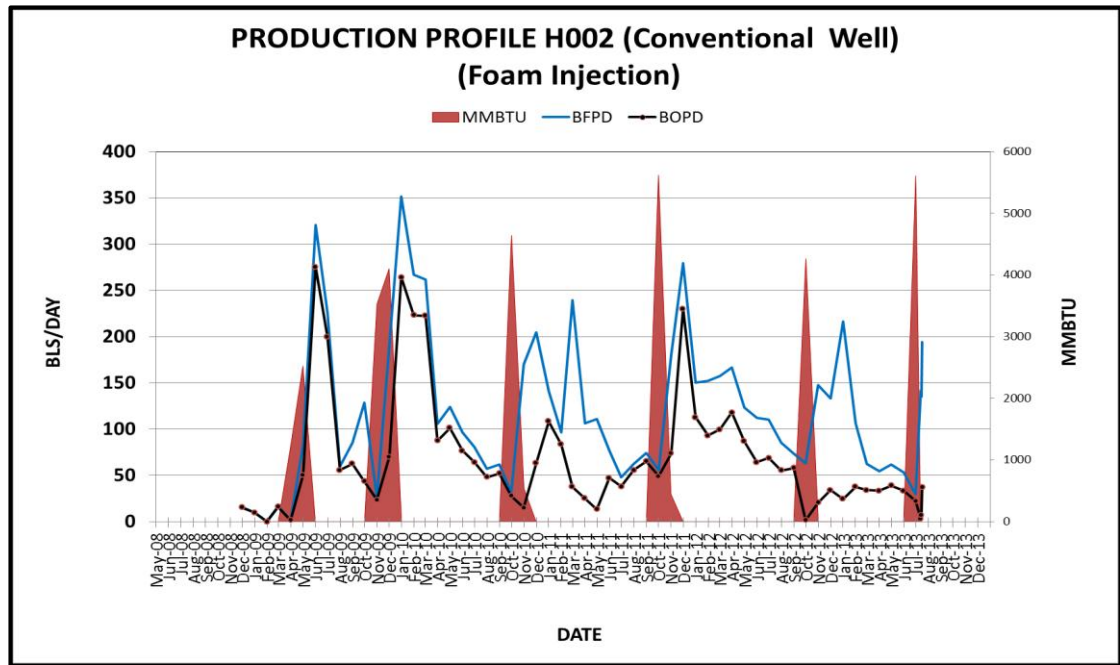


**Tabla 10.** Condiciones Operacionales. Pozo GIR-A003.

CYCLE	1	2	3	4	5	6
STEAM (MMBTU)	6615	5129	7205	5464	5086	6780
INJECTION	CONV.	CONV.	CONV.	THERMAL PACKER (1126 ft)	THERMAL PACKER (1455 ft) + GEL	FOAM
TUBING STEAM DEPTH (FT)	1460	1460	1460	1220	1518	1187

En este pozo con el estudio realizado se obtiene una rápida respuesta de producción mejorando en comparación con los ciclos anteriores

**Figura 34.** Perfil de Producción. Pozo GIR-H002.



**Tabla 11.** Condiciones Operacionales. Pozo GIR-H002.

CYCLE	1	2	3	4	5	6
STEAM (MMBTU)	3763	7629	5172	6065	4263	5964
INJECTION	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	THERMAL PAKER (1362 ft) + GEL	FOAM
TUBING STEAM DEPHT (FT)	1545	1545	1545	1516	1360	1220

También en este pozo se observa una rápida disminución en el BSW y una buena respuesta al inyectar menos vapor que los ciclos anteriores, con esto mantiene una temperatura del pozo más prolongada.

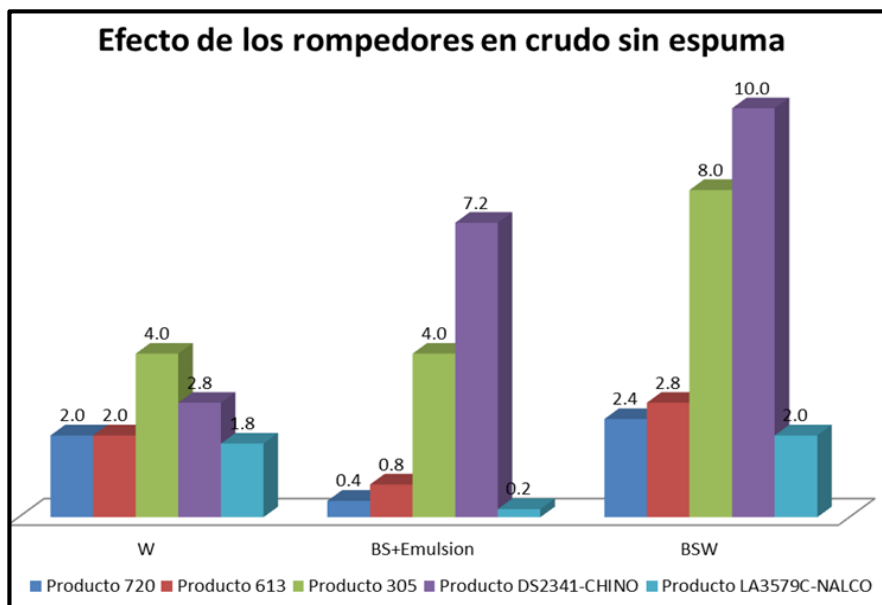
De manera general, al realizar un análisis de los resultados obtenidos se concluyó:

- ✓ La respuesta a la inyección de vapor con espuma, depende directamente del ciclo en el que el pozo este, es por eso que para un buen análisis, los pozos deben ser segregados en cuenta este criterio.
- ✓ A pesar del ciclo tan avanzado que tienen los pozos estudiados se evidencia un incremento en la producción justificando la aplicación de esta tecnología.
- ✓ Se observa que la respuesta de los pozos con espuma inyectada Kerui tiene mejor respuesta que los pozos inyectados convencionalmente.
- ✓ En los estudios que se realizaron se observó que la respuesta en cada pozo fue el doble de la producción normal después de un ciclo de inyección, teniendo un periodo más largo de producción antes de ser necesario de nuevo otra inyección.
- ✓ Esta inyección con agente espumante mejora la eficiencia del pozo para desalojar más rápido el agua condensada de la inyección y se evidencia un mejor BSW del pozo.

**3.3.4 Efectos de la Espuma en la Deshidratación del Crudo Girasol.** Para determinar el efecto del agente espuma en la deshidratación del Crudo Girasol se realizaron diferentes pruebas de botella variando el tipo de espuma usado y los químicos utilizados para la separación de las fases de crudo y agua.

La figura 35 muestra el efecto de los rompedores valorados en el proceso de deshidratación del crudo sin espuma. Los resultados de esta prueba permitieron identificar que el mejor desempeño es presentado por los productos 720 Y Nalco (Figura 36). Como resultado de la aplicación de estos fluidos se alcanzan los requerimientos de calidad del crudo (BSW<0,5%) cuando el crudo pasa a la zona electrostática.

**Figura 35.** Efecto de los rompedores en Crudo sin Espuma.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

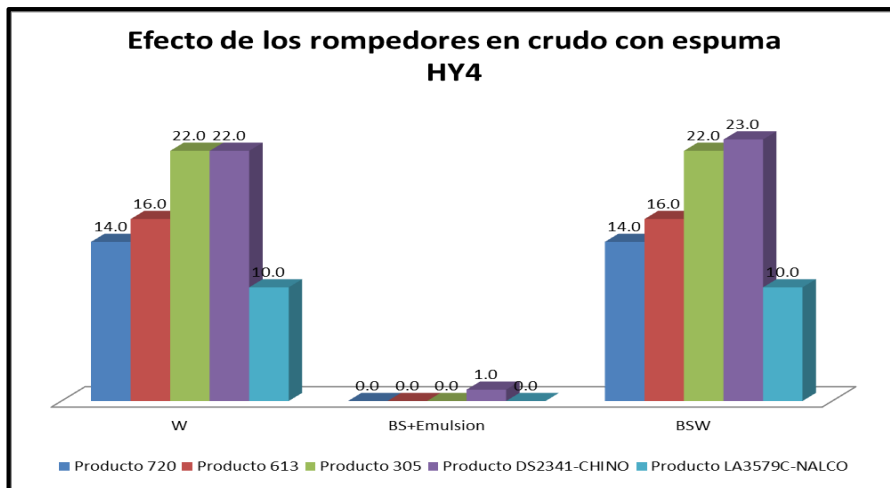
**Figura 36.** Prueba de la botella. Crudo sin espuma.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Los resultados obtenidos en la deshidratación del crudo al aplicar 2% de espuma HY4 se muestran en las Figuras 37 y 38. En esta prueba se observó que el agua es retenida en la capa aceitosa, produciéndose una pobre separación y mala calidad del agua. Estas condiciones hacen que el tratamiento electrostático del crudo sea ineficiente, produciéndose interfaces no definidas y amperajes muy altos.

**Figura 37.** Efecto de los rompedores en Crudo con Espuma HY4.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

**Figura 38.** Prueba de la botella. Con espuma HY4.

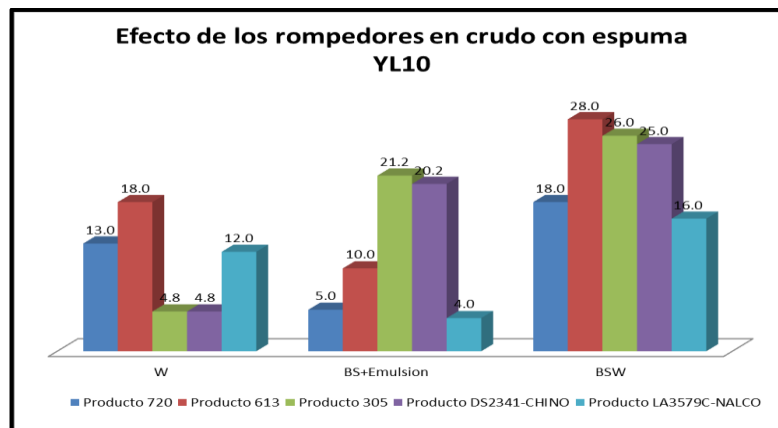


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El efecto de la espuma YL10 también fue valorado en este proceso. Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 39 y 40. En esta prueba se observó re-emulsión, poca deshidratación y un 60% más de agua en la capa aceitosa, lo que se traduce en una deshidratación ineficiente.

En estas condiciones se considera que las zonas térmicas no evacuaran suficiente agua, por lo tanto este fluido pasará a la zona electrostática generando mayores problemas a los equipos.

**Figura 39.** Efecto de los rompedores en Crudo con espuma YL10.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

**Figura 40.** Prueba de la botella. Con espuma YL10.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La disminución en la eficiencia del proceso de deshidratación actual de Campo Girasol generó costos adicionales para mejorar la calidad del y tratamiento del crudo. La tabla 12 muestra la estimación de los costos adicionales.

**Tabla 12.** Costos adicionales para el tratamiento del Crudo Girasol.

AÑO 2013/MES	GIRASOL	
	ADICIONALES	PRESUPUESTO
ENERO	\$9,793	\$4,562
FEBRERO	\$11,981	\$4,208
MARZO	\$16,076	\$4,562
ABRIL	\$18,762	\$4,444
MAYO	\$31,903	\$4,562
JUNIO	\$27,335	\$4,444
<b>TOTALES</b>	<b>\$115,796</b>	<b>\$26,782</b>

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

#### 4 ANÁLISIS FINANCIERO.

De manera general, los costos generados por el proceso de Inyección de Espuma están asociados principalmente a los siguientes factores: consumo de gas, químicos, energía, well service, el Nitrógeno y la Espuma utilizados en el proceso. En la tabla 13 se incluyen los datos que fueron considerados en la estimación de los costos operacionales del Proyecto de Inyección de Espuma.

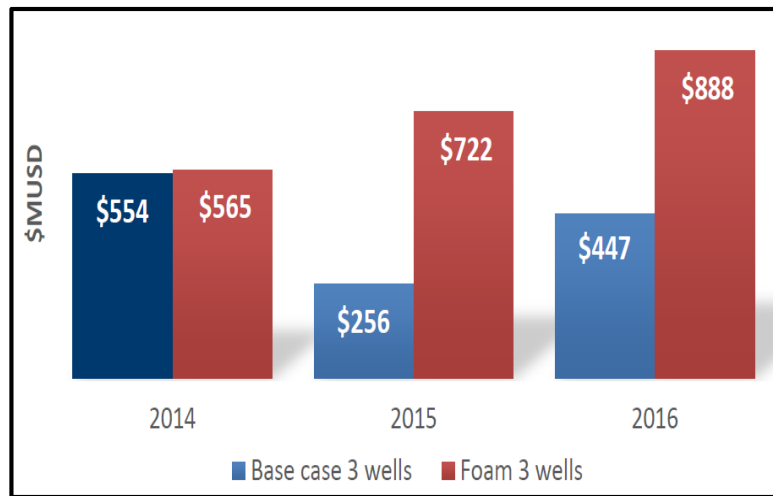
**Tabla 13.** Costos Operacionales del Proceso de Inyección de Espuma.

ITEM	Unidades	\$USD
Montaje de la Unidad de Nitrógeno	\$USD	163.560
Costos de Generación /MSCF	\$USD	4,72
Costo de la Inyección de Espuma por Pozo	\$USD/well	1.360
Costos de la Espuma.	\$USD/TON	5.875
Cantidad de Espuma requerida por Pozo (Ton)	TON	8
Costo de la Espuma YL+ (8 Ton por Pozo)	\$USD	47.000

Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

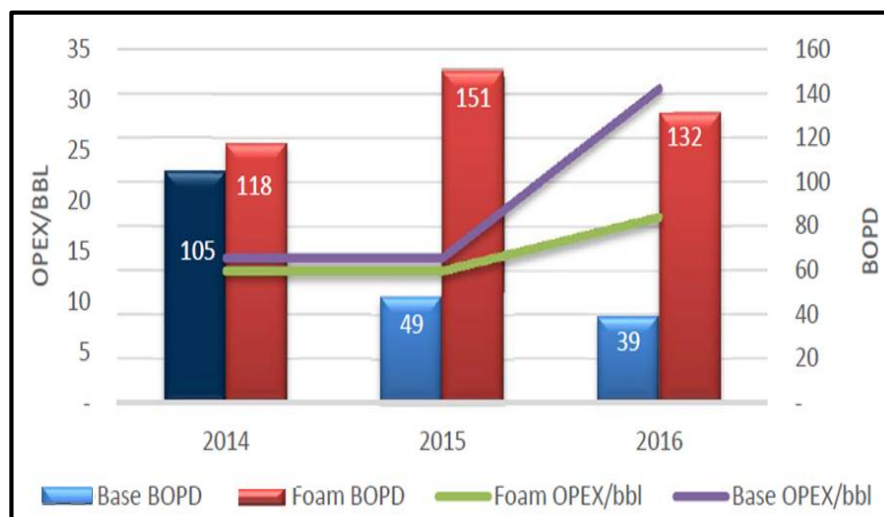
Los Costos Operacionales de la producción aumentarán principalmente debido a los requerimientos de espuma y Nitrógeno. El OPEX total para el proyecto (del año 2014 al 2016) aumenta el 73% (de 1,3 MM a 2.2MM.USD) (Figura 41).

**Figura 41.** OPEX Inyección de Espuma Campo Girasol.



A pesar de los costos mensuales requeridos por el proceso de Inyección de Espuma son considerables se evidenció que la relación de los costos operacionales por barril producido disminuye debido a que la producción de crudo aumenta significativamente, haciendo incluso que esta relación sea menor a la presentada en la Inyección Cíclica de Vapor Convencional (Figura 42).

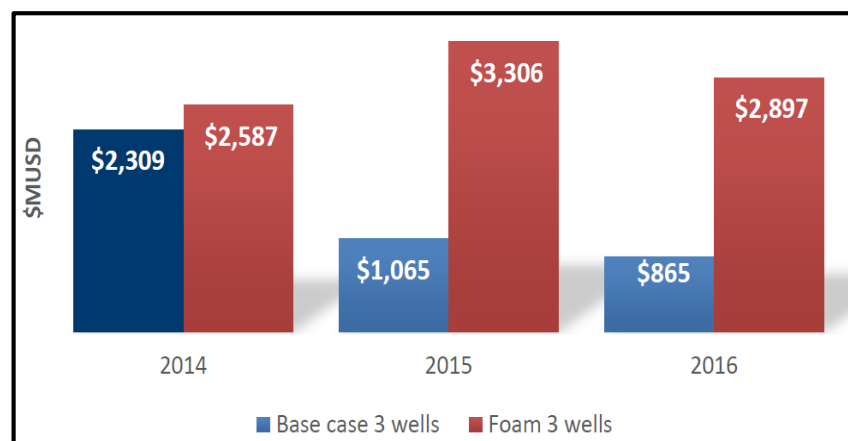
**Figura 42.** Relación OPEX/BBL para el proceso de Inyección de Espuma.



Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

Los ingresos estimados para el proyecto indican que podría llegar incluso a triplicar los ingresos generados por la CSS convencional. Específicamente, se calcula que en el año 2015 se produciría un aumento de USD 2.2MM, que representa un aumento del 210% comparado con el método convencional. En el año 2016, el aumento en los ingresos se estima en USD 2.0MM, que se traducen en un aumento del 235% comparados con el proceso convencional (Figura 43).

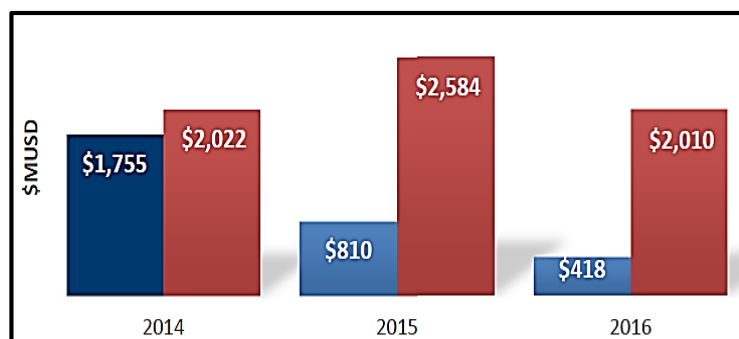
**Figura 43.** Ingresos Producidos por la Inyección de Espuma en Campo Girasol.



Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

En la Figura 44 se muestra el EBITDA (ganancias-OPEX) del proyecto. El incremento estimado para el año 2015 es del 219% (USD 1.7 MM) comparado con el proceso convencional, mientras que en el año 2016 el incremento es de 380% (USD 1.6 MM).

**Figura 44.** EBITDA Inyección de Espuma Campo Girasol.



Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

Los parámetros financieros calculados para el proyecto se muestran en la tabla 14. Las altas producciones alcanzadas como resultado del proceso de Inyección de Espuma y la disminución en el OPEX/bbl conducen a un mejor VPN (aumento del 211%). Además, el recobro Total de Crudo es más del doble con el uso de esta tecnología representando un incremento de 75.6 KBO en el periodo.

**Tabla 14.** Parámetros Financieros Inyección de Espuma en Campo Girasol.

<b>\$ USD/BL 80</b>		
<b>Característica</b>	<b>Espuma en 3 Pozos</b>	<b>Caso Base en 3 Pozos</b>
Recobro Total de Crudo [KBO]	146.1	70.5
Recobro de Crudo Neto	137.3	66.2
Ingresos Totales [KUSD]	\$8.790	\$4.240
OPEX Total [KUSD]	\$2.066	\$1.193
OPEX Unidad [USD/Bbl]	14.14	16.93
VPN [KUSD]	\$3.999	\$1.890

Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

## 5. CONCLUSIONES

Como resultado del de Inyección de Espuma la eficiencia del proceso de Inyección Cíclica de Vapor aumenta 45%. La inyección de espuma adicionalmente reduce la declinación de la curva de producción, pasando de 60% en inyección convencional a 35% en una inyección de espuma.

La inyección de N<sub>2</sub> a la formación genera un efecto de aumento de presión en la arena más depletada (A10), lo que conlleva a que el vapor caliente las arenas más saturadas de aceite y de mayor presión (A9, A11, A12), obteniendo una mayor respuesta producción de aceite en comparación con la inyección convencional.

A pesar de la buena respuesta de producción de la inyección de espuma se tiene problemas en el tratamiento de los fluidos producidos y que llegan contaminados con espuma al módulo.

## **6. RECOMENDACIONES.**

Debe realizarse una amplia investigación acerca del módulo de espuma en CMG con el propósito de establecer un método que permita valorar un fluido en la simulación de características similares al que actualmente se emplea en Campo Girasol, esto permitirá obtener resultados más cercanos a los reales.

## BIBLIOGRAFÍA

CORTES, JUAN CAMILO., FUENTES, FERNANDO ANDRES. Metodología Experimental para la utilización de espumas como agentes divergentes. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2010.

ESPOIL. Curso INYECCION DE VAPOR. Bogotá. Septiembre de 2011.

KOVSEK, A.R. Y BERTIN, H.E. "Estimation of Foam Mobility in Heterogenous Porus Media". SPE 75181. 2002.

NGUYEN, Q.P. ALEXANDROV, A.V., ZITHA, P.L Y CURRIE, P. K. "Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review". SPE 58799. 2000

PLOEG, J.F y DUERKSEN, J.H. Two Successful Steam/Foam Field test, Sections 15<sup>a</sup> and 26C, Midway-Sunset Field. SPE 13609. 1985

ROMERO, C., VALERO, E.M., ÁLVAREZ, J.M y ROMERO, O.M. Designing a Mobility Control Foam for Western Venezuela Reservoirs: Experimental Studies. SPE 69543. 2001.

SANDOVAL, YURLEY MARCELA., FRANCO, Leandro Alfredo. Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en Campos Petroleros. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2010.

SHENG, J.J. MAINI, B.B. HEYES, R.E. Y TORTIKE, W.S. Experimental study of foamy oil stability. PETSOC 97-04-02.

TURTA, ALEX Y SINGHAL, ASHOK. "Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects". SPE 48895.1998.

Zhen-quan li,XIN-WANG SONG, QI-WEI WANG, LI ZANG, PING GUO y XIANG-LIANG. Enhance Foam Flooding Pilot Test in Chengdong Of Shengli Oilfield: Laboratory Experiment and Field Performance. IPTC 13575. 2009.

ZHONG, LIGUO., ZHANG, SHOUJUN., WU, FI.ET AL. Improved Heavy-Oil recovery by Separated- Zones Horizontal-Well Steam Stimulation. En SPE. 134291-PA. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2012.

ZHU, T., STRYCKER,A., RAIBLE, C.J. Y VINEYARD, K. "Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding". SPE 39680. 1998.