

**PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN DE H<sub>2</sub>S ASOCIADA A LA  
IMPLEMENTACIÓN DE VAPOR EN PROCESOS DE RECOBRO TÉRMICO A  
TRAVÉS DEL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE UN PATRÓN  
CARACTERÍSTICO DE INYECCIÓN**

**ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN DE H<sub>2</sub>S ASOCIADA A LA  
IMPLEMENTACIÓN DE VAPOR EN PROCESOS DE RECOBRO TÉRMICO A  
TRAVÉS DEL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE UN PATRÓN  
CARACTERÍSTICO DE INYECCIÓN**

**ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Magister en  
Ingeniería de Hidrocarburos

**Director:**

**Magister en Ingeniería de Hidrocarburos  
SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**Co-Director:**

**Magister en Ingeniería de Petróleos  
HELMUT SALAZAR BARRERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## DEDICATORIA

*A Dios, por brindarme la vida y proporcionarme sabiduría y fortaleza para superar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.*

*A mis padres, Angel Guillermo Castillo Perea y María Eugenia Cubillos Flórez, por su inigualable respaldo que hoy refleja sus frutos y en honor a ellos les obsequio este título.*

*A mis hermanos, German Enrique Blanco Cubillos, María Angélica Castillo Cubillos y Jessica Blanco Cubillos, porque gracias a su continuo respaldo este sueño es hoy una realidad.*

*A mis amigos y demás familiares que me acompañaron y brindaron su incondicional apoyo en la consecución de este objetivo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la Universidad Industrial de Santander por permitirme continuar mis estudios de posgrado en tan distinguida Alma Mater; siempre siendo un ente facilitador para lo consecución integral de los objetivos trazados en esta bella etapa de mi formación profesional, académica y personal.*

*A la familia del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, bajo la dirección del profesor Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su gran contribución en mi crecimiento humano y científico.*

*A los ingenieros Hernando Bottía Ramírez y Helmut Salazar Barrero por su respaldo y gestión en cada uno de los requerimientos presentados a lo largo de la investigación.*

*Al Grupo de Investigación en Catálisis especialmente al profesor Víctor Gabriel Baldovino Medrano, así como a los ingenieros Raúl Redondo y Wendy Mancipe por su apoyo durante mi estancia en la ejecución de la fase experimental del proyecto.*

*A la ingeniera Maribel Castañeda del laboratorio de Cromatografía del Instituto Colombiano del Petróleo, debido a sus enseñanzas y aportes en el desarrollo de la presente investigación.*

*A la ingeniera Yessica Mateus y a la compañía Computer Modelling Group (CMG), por su contribución y orientación en la elaboración del modelo de simulación.*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>1. REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS ASOCIADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.....</b>	<b>20</b>
1.1. REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS.....	25
1.2. MODELOS CINÉTICOS DE LAS REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS ASOCIADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR .....	27
1.2.1. Modelo de Hyne & Clark.....	27
1.2.2. Modelo de Belgrave, Moore & Ursenbach.....	29
1.2.3. Modelo de Lamoureux - Var .....	29
1.2.4. Modelo de Kapadia .....	31
1.3. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE REACCIÓN PARA EL MODELAMIENTO CINÉTICO DE LA ACUATERMÓLISIS DE UN CRUDO COLOMBIANO .....	34
<b>2. CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE UN CRUDO PESADO CANDIDATO A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....</b>	<b>36</b>
2.1. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE LA REACCIÓN DE ACUATERMÓLISIS. ....	40
2.2. PROTOCOLO PARA LOS ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE UN CRUDO PESADO SOMETIDO A UN PROCESO TÉRMICO..	45
2.3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CINÉTICO A PARTIR DE LOS ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN CINÉTICA.....	52
<b>3. MODELO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....</b>	<b>66</b>
<b>4. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN Y DISEÑO DE UN PILOTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFHÍDRICO .....</b>	<b>86</b>

4.1.	CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA DEL PATRÓN DE INYECCIÓN. ....	91
4.2.	ÁREA DEL PATRÓN DE INYECCIÓN. ....	96
4.3.	TASA DE INYECCIÓN.....	97
4.4.	CALIDAD DEL VAPOR.....	99
<b>5.</b>	<b>PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO ASOCIADO AL ESQUEMA DE INYECCIÓN CON MAYOR FACTOR DE RECOBRO.....</b>	<b>100</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>108</b>
<b>7.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>8.</b>	<b>RECONOCIMIENTOS .....</b>	<b>111</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>112</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Madurez tecnológica de procesos EOR aplicada a crudos pesados. ....	20
<b>Figura 2.</b> Esquema del proceso de inyección cíclica de vapor.....	22
<b>Figura 3.</b> Esquema del proceso de inyección continua de vapor. ....	23
<b>Figura 4.</b> Enlaces químicos afectados bajo las condiciones de temperaturas logradas en procesos de recobro térmicos. ....	26
<b>Figura 5.</b> Gráfica que relaciona la conversión de fase líquida (petróleo) y la temperatura, en la cual se estima la ventana de acuatermólisis.....	28
<b>Figura 6.</b> Esquema del experimento de acuatermólisis empleado en la calibración del modelo cinético.....	31
<b>Figura 7.</b> Esquema de reacción para la acuatermólisis del bitumen de Athabasca. ....	32
<b>Figura 8.</b> Comparación del modelo estimado del porcentaje de gasificación con la información experimental. ....	33
<b>Figura 9.</b> Comparación del modelo de predicción para el volumen de H <sub>2</sub> S obtenido de la acuatermólisis del bitumen de Athabasca, con la data experimental. ....	33
<b>Figura 10.</b> Mediciones de la producción de H <sub>2</sub> S en los pozos afectados por el piloto de inyección continua de vapor en el campo objeto de estudio. ....	38
<b>Figura 11.</b> Gráfica de velocidad de reacción vs 1/T. ....	40
<b>Figura 12.</b> Concentración de azufre vs el tiempo. ....	42
<b>Figura 13.</b> Influencia del tiempo de prueba en la producción de ácido sulfhídrico. ....	43
<b>Figura 14.</b> Reactor batch a emplear en las pruebas de caracterización cinética. .	44
<b>Figura 15.</b> Muestras de crudo y agua empleadas como cargas del reactor para las pruebas de caracterización cinética. ....	45
<b>Figura 16.</b> Acople de la cabeza del reactor donde se sitúan tanto las válvulas como la instrumentación y el vaso del reactor que contiene las muestras de agua y crudo. ....	46

<b>Figura 17.</b> Ajuste de la abrazadera cerámica empleando un torquímetro regulado a 50 lb/pie. ....	47
<b>Figura 18.</b> Prueba de fugas realizada a 1000 psi, 50% superior a la presión promedio de trabajo (700 psi). ....	48
<b>Figura 19.</b> Configuración del sistema de reacción. De izquierda a derecha se sitúa el reactor, seguido del controlador de temperatura y finalmente se encuentra el sistema de refrigeración para el agitador magnético del reactor. ....	49
<b>Figura 20.</b> Sistema de vacío al cilindro de muestreo de gases. ....	50
<b>Figura 21.</b> Recolección en el cilindro de muestreo de los gases producto de las reacciones de acuatermólisis. ....	50
<b>Figura 22.</b> Equipo de cromatografía empleado en la caracterización de los gases producto de las reacciones de acuatermólisis. ....	51
<b>Figura 23.</b> Cromatograma prueba 572°F. ....	52
<b>Figura 24.</b> Cromatograma prueba 518°F. ....	53
<b>Figura 25.</b> Cromatograma prueba 464°F. ....	53
<b>Figura 26.</b> Cromatograma prueba 392°F. ....	54
<b>Figura 27.</b> Daño en la correa de transmisión del motor al sistema de agitación del reactor. ....	56
<b>Figura 28.</b> Cambio en la resistencia del horno de calentamiento del reactor. ....	57
<b>Figura 29.</b> Curvas de tendencia de producción de CO <sub>2</sub> , para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	57
<b>Figura 30.</b> Curvas de tendencia de producción de H <sub>2</sub> , para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	58
<b>Figura 31.</b> Curvas de tendencia de producción de H <sub>2</sub> S, para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	58

<b>Figura 32.</b> Curvas de tendencia de producción de CH <sub>4</sub> , para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	59
<b>Figura 33.</b> Curvas de tendencia de producción de C <sub>2+</sub> , para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	59
<b>Figura 34.</b> Curva de tendencia de producción de H <sub>2</sub> S en función de la temperatura, para las pruebas desarrolladas empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio. ....	60
<b>Figura 35.</b> Gráfica $\ln r_{H_2S}$ vs $1/T$ . ....	63
<b>Figura 36.</b> Modelo de simulación empleado para el análisis conceptual de la cinética relacionada con la producción de ácido sulfhídrico. ....	66
<b>Figura 37.</b> Curvas de permeabilidad relativa. ....	67
<b>Figura 38.</b> Factor volumétrico del agua (Bw). ....	68
<b>Figura 39.</b> Factor volumétrico del aceite (Bo). ....	69
<b>Figura 40.</b> Viscosidad del aceite vs presión. ....	70
<b>Figura 41.</b> Viscosidad del aceite vs temperatura. ....	70
<b>Figura 42.</b> Relación gas - aceite [scf/stb]. ....	71
<b>Figura 43.</b> Factor volumétrico del gas (Bg). ....	72
<b>Figura 44.</b> Propiedades térmicas de la roca y los fluidos. ....	73
<b>Figura 45.</b> Capacidad calorífica volumétrica y conductividad térmica de las formaciones subyacentes y suprayacentes. ....	74
<b>Figura 46.</b> Condiciones iniciales para la definición del perfil de saturaciones del modelo de simulación. ....	75
<b>Figura 47.</b> Creación de la ecuación que define la nueva propiedad denominada capacidad de flujo. ....	76
<b>Figura 48.</b> Distribución de la nueva propiedad "Capacidad_Flujo" a todo el enmallado. ....	76
<b>Figura 49.</b> Creación de la ecuación que define la nueva propiedad denominada petróleo móvil. ....	77

<b>Figura 50.</b> Distribución de la nueva propiedad “Petróleo_movil” a todo el enmallado.....	77
<b>Figura 51.</b> Visualización de la distribución de la propiedad So*K, empleada para la selección del área donde se extraerá el sector de evaluación del piloto de inyección de vapor. ....	78
<b>Figura 52.</b> Selección del área donde se situarán los pozos correspondientes al patrón de 5 puntos invertidos. ....	79
<b>Figura 53.</b> Definición de los pozos productores del piloto de inyección de vapor. ....	80
<b>Figura 54.</b> Definición de los pozos inyectoros del piloto de inyección de vapor....	81
<b>Figura 55.</b> Sector del yacimiento para evaluación de la inyección de vapor. ....	81
<b>Figura 56.</b> Comportamiento de la producción debido a la inyección de vapor. ....	83
<b>Figura 57.</b> Gráfica de Factor de recobro vs tiempo, para los escenarios de análisis de sensibilidad del tamaño de malla del modelo de simulación.....	84
<b>Figura 58.</b> Comportamiento de la producción en los pozos asociados al piloto de inyección de vapor. ....	86
<b>Figura 59.</b> Conectividad entre pozo inyector p1-w1 y productores p1-w4 y p1-w3, observada a través de simulación streamline. ....	87
<b>Figura 60.</b> Distribución de temperatura en el área del piloto de inyección continua. ....	87
<b>Figura 61.</b> Distribución de la viscosidad en el sector del piloto de inyección continua.....	88
<b>Figura 62.</b> Distribución de permeabilidades en el área de aplicación del proceso de inyección de vapor. ....	89
<b>Figura 63.</b> Distribución de saturaciones en el piloto de inyección continua de vapor. ....	89
<b>Figura 64.</b> Producción de H <sub>2</sub> S en el periodo comprendido entre los años 2007 y 2030. ....	90
<b>Figura 65.</b> Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5 puntos invertidos. ....	92

<b>Figura 66.</b> Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 7 puntos invertidos. ....	92
<b>Figura 67.</b> Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 9 puntos invertidos. ....	93
<b>Figura 68.</b> Producción acumulada y concentración de H <sub>2</sub> S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 5 puntos invertidos.....	94
<b>Figura 69.</b> Producción acumulada y concentración de H <sub>2</sub> S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 7 puntos invertidos.....	94
<b>Figura 70.</b> Producción acumulada y concentración de H <sub>2</sub> S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 7 puntos invertidos.....	95
<b>Figura 71.</b> Producción de H <sub>2</sub> S para los tres escenarios de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5, 7 y 9 puntos invertidos. ....	95
<b>Figura 72.</b> Área del patrón de inyección a) 3 acres, b) 5 acres y c) 7 acres .....	96
<b>Figura 73.</b> Producción de H <sub>2</sub> S para un patrón de 5 puntos invertidos distribuido en áreas de 3, 5 y 10 acres.....	97
<b>Figura 74.</b> Producción de H <sub>2</sub> S evaluando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 barriles de agua por día. ....	98
<b>Figura 75.</b> Área del patrón de inyección a) 3 acres, b) 5 acres y c) 7 acres .....	99
<b>Figura 76.</b> Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5, 7 y 9 puntos invertidos .....	101
<b>Figura 77.</b> Relación volumétrica de H <sub>2</sub> S producido por cada 1000 barriles de aceite extraído.....	101
<b>Figura 78.</b> Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando distribuido en áreas de 3, 5 y 10 acres.....	103
<b>Figura 79.</b> Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 BWPD. ....	104
<b>Figura 80.</b> Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando calidades de vapor del 50, 60 y 70%.....	105
<b>Figura 81.</b> Factor de recobro correspondiente a los 12 escenarios de evaluación .....	106

**Figura 82.** Producción de H<sub>2</sub>S en el escenario con mayor índice de factor de recobro, correspondiente a la inyección de vapor bajo un patrón de 9 puntos invertido..... 106

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento de estudio.....	36
<b>Tabla 2.</b> Masa de los componentes que conformarán la muestra que se alimentará al reactor batch.....	44
<b>Tabla 3.</b> Condiciones generales de prueba para los experimentos de caracterización cinética. ....	45
<b>Tabla 4.</b> Resultados del análisis de cromatografía practicado a los ensayos realizados a 392°F, 464°F, 518°F y 572° .....	55
<b>Tabla 5.</b> Cálculos de las velocidades de reacción realizados a los ensayos llevados a cabo a 392°F, 464°F y 518°F .....	62
<b>Tabla 6.</b> Cálculos de la masa de los productos obtenidos a causa de la reacción de acuatermólisis. ....	65
<b>Tabla 7.</b> Coeficientes estequiométricos del esquema de reacción propuesto para modelar la reacción de acuatermólisis. ....	65
<b>Tabla 8.</b> Propiedades petrofísicas y de los fluidos.....	67
<b>Tabla 9.</b> Escenarios y resultados del análisis de sensibilidad al tamaño de malla realizado al sector model. ....	84
<b>Tabla 10.</b> Escenarios de evaluación en la producción de H <sub>2</sub> S. ....	91

## RESUMEN

**TITULO:** PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN DE H<sub>2</sub>S ASOCIADA A LA IMPLEMENTACIÓN DE VAPOR EN PROCESOS DE RECOBRO TÉRMICO, A TRAVÉS DEL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE UN PATRÓN CARACTERÍSTICO DE INYECCIÓN\*

**AUTOR:** ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Recobro mejorado, Crudo pesado, Inyección de vapor, Acuatermólisis, Ácido sulfhídrico.

### **DESCRIPCION:**

La inyección de vapor es el método de recobro térmico más efectivo en la extracción de petróleo pesado en el mundo. La madurez de los proyectos de inyección cíclica en el país y la necesidad de generar un cambio tecnológico para continuar con las proyecciones de recuperación de petróleo en la cuenca del VMM, establecen las condiciones adecuadas para el arribo de la inyección continua de vapor en Colombia. Los fenómenos cinéticos, la producción de gases ácidos como el H<sub>2</sub>S y el impacto en el sistema de producción no son considerados en los estudios de factibilidad técnica durante la evaluación de la implementación tecnológica, lo que representa una amenaza para su aplicabilidad. Para ello se construirá un modelo cinético que permita establecer la proyección de producción de sulfuro de hidrógeno y evaluar mediante simulación numérica el efecto que las variables operacionales y de diseño de un patrón de inyección ejercen sobre la producción de H<sub>2</sub>S. Este modelo representa una alternativa para el control de los volúmenes generados de H<sub>2</sub>S a partir de la operación. Los resultados sugieren que las tasas de inyección, el espaciado entre los pozos y los patrones geométricos de inyección son variables que tienen una influencia significativa en la producción de H<sub>2</sub>S. Por lo tanto, se propone un ajuste en dichas variables como una estrategia para el control de H<sub>2</sub>S asociado con la implementación de la tecnología.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Magíster en Ingeniería de Petróleos Helmut Salazar Barrero.

## ABSTRACT

**TITLE:** PREDICTION OF H<sub>2</sub>S GENERATION ASSOCIATED TO STEAM PROCESS IMPLEMENTATION IN THERMAL RECOVERY PROCESSES, THROUGH CHARACTERISTIC INJECTION PATTERN NUMERICAL MODELLING\*

**AUTHOR:** ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS\*\*

**KEYWORD:** Enhanced oil recovery, Heavy oil, Steam flooding, Aquathermolysis, Hydrogen sulfide.

### **DESCRIPTION:**

Steam injection is the most effective thermal recovery method in heavy oil extraction in the world. The maturity of cyclical injection projects in the country and the inevitable necessity to generate a technological change to continue with the oil recovery projections in the Valle Medio del Magdalena basin, set proper conditions for the establishment of continuous steam injection technology in Colombia. The Kinetic phenomena, the acid gases production such as H<sub>2</sub>S and the impact caused on the production system, are not considered in the technical or economic feasibility studies during technological implementation evaluation, which represents a threat for the applicability and continuity on the field. To build a kinetic model that allows to set up hydrogen sulfide production projection and to asses through numerical simulation the effect that the operational and design variables of an injection pattern exert on H<sub>2</sub>S production. This model represents an alternative for the control of hydrogen sulfide generated volumes from the operation. The results suggest that injection rates, steam quality, spacing between wells and the injection geometric patterns are variables that have significantly influence in the H<sub>2</sub>S production. Thus, an adjustment in the design and operating variables of the injection pattern are proposed as a strategy for the H<sub>2</sub>S control associated with the technology implementation.

---

\* Degree project

\*\* Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Master in Hydrocarbons Engineering Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Master in Petroleum Engineering Helmut Salazar Barrero.

## INTRODUCCIÓN

La búsqueda continua de recursos que conlleven a satisfacer la creciente demanda energética en el mundo, ha conllevado a la industria petrolera al desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales como lo son los crudos pesados y extrapesados, los cuales representan una alternativa con el fin de suplir el creciente consumo global.

Así mismo, estudios estadísticos presentados por la universidad de Stanford, en los que se relacionan las distribuciones geográficas y cuantitativas de crudo en el mundo, estiman que el petróleo convencional, aquel cuya gravedad API es superior 22, representa tan solo el 30% de las reservas; por el contrario, los crudos pesados y extrapesados predominan ya que corresponden al 70% del petróleo presente en todo el globo.<sup>1</sup> Infortunadamente, a pesar de constituir la mayoría de reservas de petróleo en el mundo, los crudos pesados continúan siendo hoy en día un desafío para su explotación, es por ello que la aplicación de tecnologías enfocadas en favorecer la extracción de estos recursos del subsuelo, contribuirán a garantizar la oferta en la canasta energética mundial.

En el plano regional, Colombia no es distante a esta realidad. El país actualmente produce alrededor de 850.000 barriles de petróleo por día<sup>2</sup>, de los cuales más del 53%<sup>3</sup> se extrae de yacimientos situados principalmente de las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Caguán Putumayo, áreas prolíferas en crudos pesados y que contienen el 40% del recurso petrolero del país, que hoy es cercano a los 50.000 millones de barriles<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Thermal Oil Recovery. Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2017.

<sup>2</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos [EN LINEA]. Estadística de producción fiscalizada de petróleo, 2017.

<sup>3</sup> Ecopetrol. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015.

<sup>4</sup> Ecopetrol. Foro de yacimientos no convencionales en Colombia, 2017.

La principal limitante en la explotación de esta clase de hidrocarburos son las altas viscosidades que presentan a las condiciones termodinámicas del yacimiento, lo cual representa una circunstancia desfavorable en los procesos de upstream a causa de los bajos índices de productividad que se logran en los pozos, que acarrearán como consecuencia bajos factores de recobro, especialmente durante periodos de producción en frío cuyos índices generalmente son inferiores al 10%<sup>5</sup>.

Con el fin de modificar esta propiedad física del hidrocarburo para así mejorar la movilidad del aceite a través del medio poroso y aumentar la producción de petróleo, es necesario implementar tecnologías que conlleven a incrementar la temperatura en el yacimiento y de esta manera lograr disminuir la viscosidad del fluido. Estas técnicas denominadas métodos térmicos de recobro, representan una alternativa para contribuir a la explotación de estos recursos.

La inyección de vapor es en la actualidad una de las técnicas de recobro térmico más estudiada, tecnológicamente más desarrollada<sup>6</sup>, y de mayor aplicación en el mundo en lo que a proyectos de recobro mejorado de crudos pesados concierne<sup>7</sup>. Los incrementos en los factores de recobro logrados a escala de campo a través de la implementación de esta técnica han sobrepasado el 60%<sup>8</sup>, por lo que la inyección de vapor representa hoy en día una propuesta atractiva en los procesos de extracción de crudos pesados en el mundo.

---

<sup>5</sup> Brown, S. UK heavy oils recovery factors. 2015

<sup>6</sup> Van Dorp J. Does heavy oil need steam? Society of Petroleum Engineering, Colombia, 2016.

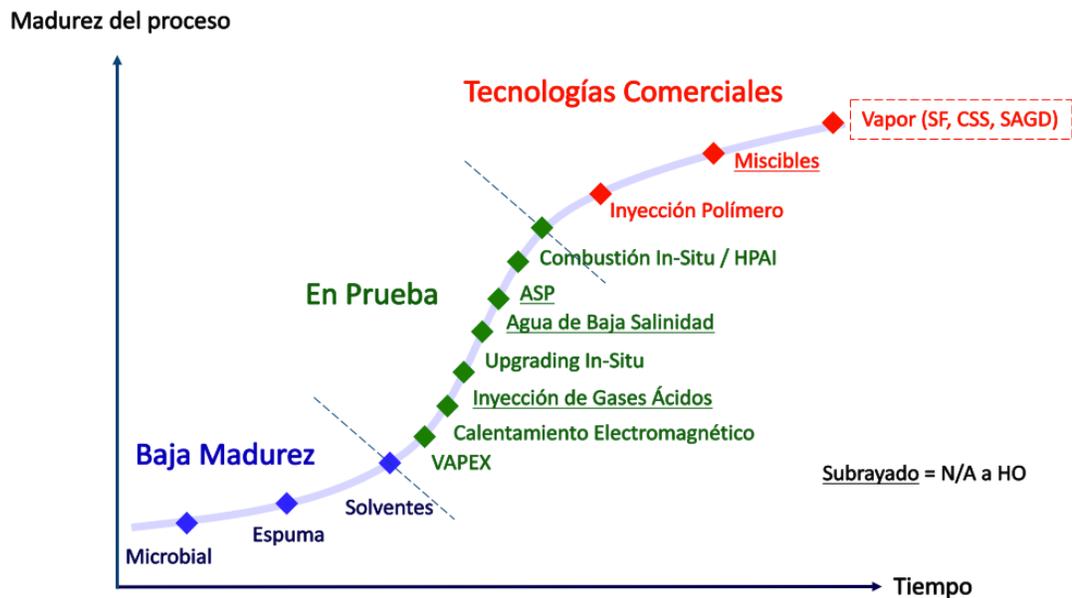
<sup>7</sup> Koottungal, L. Oil and Gas Journey, Worldwide Enhanced Oil Recovery Survey, 2014.

<sup>8</sup> Alí, F. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. The journal of Canadian Petroleum, 1974.

## 1. REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS ASOCIADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Los métodos térmicos han surgido como alternativas para incrementar el recobro en yacimientos de crudo pesado que, a causa de las altas viscosidades del petróleo, la recuperación de hidrocarburos alcanzada durante la aplicación de métodos primarios y/o secundarios es muy baja, inferior al 10% (Brown, 2015). El principio que opera durante la aplicación de estos procesos, es el de incrementar la temperatura en el yacimiento mediante la inyección de un fluido que suministre energía a la formación o por el contrario que favorezca la producción de esta in situ. La inyección de vapor y la inyección de aire representan los procesos más empleados, pero es el primero, el proceso de recobro mejorado más maduro en términos de investigación y desarrollo, por lo que es considerado entre los procesos térmicos el de mayor aplicabilidad y comerciabilidad tecnológica<sup>6</sup>.

**Figura 1.** Madurez tecnológica de procesos EOR aplicada a crudos pesados.



**Fuente:** Van Dorp, J. Does heavy oil recovery need steam. Society of Petroleum Engineers. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016

La inyección de vapor es el método de recobro térmico más empleado en la explotación de yacimientos de crudo pesado, extrapesado y arenas bituminosas. Los mecanismos implícitos en la recuperación de los hidrocarburos asociados a la implementación de la técnica son empuje miscible, empuje de gas, destilación, expansión térmica y reducción de viscosidad. La influencia de los mecanismos que intervienen en la producción de crudos pesados, varía de acuerdo a las propiedades fisicoquímicas y petrofísicas del sistema roca-petróleo. Siendo la reducción de la viscosidad para los crudos más densos, el principal mecanismo implícito en la extracción de este tipo de hidrocarburos (Ahmed, 2012).

La inyección de vapor es una técnica de recobro versátil. Presenta variantes tecnológicas como el drenaje gravitacional asistido con vapor empleado en crudos extrapesados que no presentan movilidad a condiciones de yacimiento<sup>9</sup>. Así mismo se encuentran la inyección cíclica y la inyección continua, tecnologías aplicadas actualmente en campos de crudo pesado en el país.

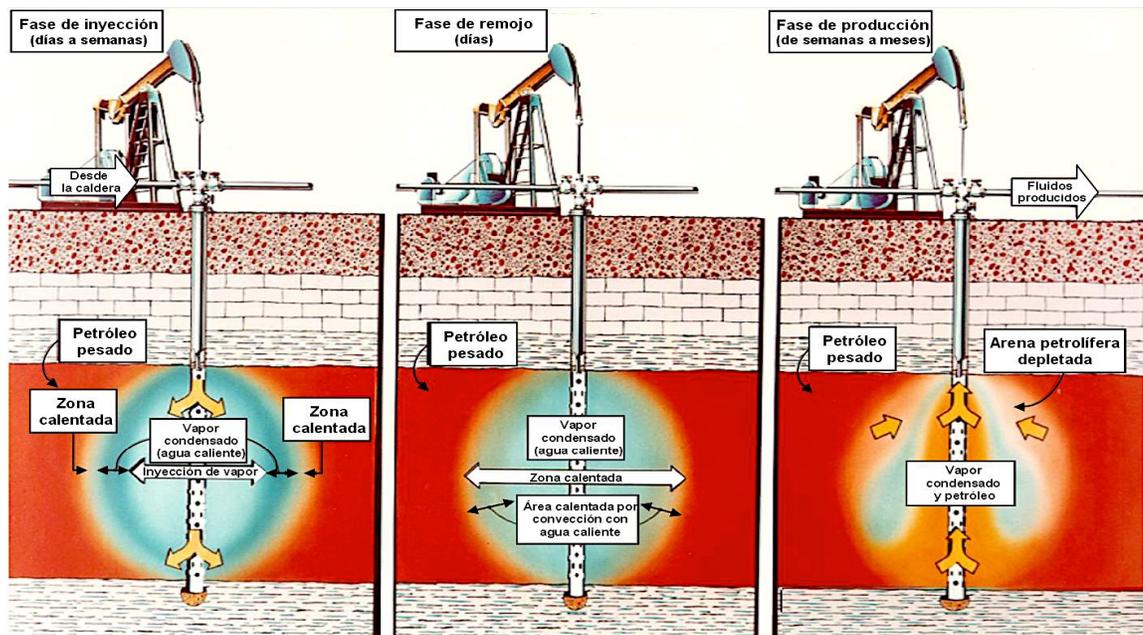
La inyección cíclica es una variante tecnológica de la inyección de vapor y representa una de las aplicaciones de la técnica más empleada debido a su relativo bajo costo y efectividad en el recobro de hidrocarburos. Su aplicación consta de tres etapas y para ello son empleados los mismos pozos productores para llevar a cabo la inyección del vapor. La primera etapa denominada inyección, consta del suministro continuo de vapor en un periodo que oscila entre 1 y 3 semanas. Posteriormente se presenta la etapa de remojo en la cual se cierra el pozo entre 3 y 5 días con el fin de permitir la transferencia del calor suministrado a la formación y lograr un incremento en la temperatura de los fluidos y así contribuir a la disminución de la viscosidad del crudo. Finalmente, el ciclo concluye con la

---

<sup>9</sup> Butler, R. M., McNab, G. S. and Lo, H. Y, Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating, Canadian Journal Chemical Engineering 59(4), 455–460. 1981.

etapa de producción que se puede extender entre 6 meses y un año. En la figura 2 se esquematiza el proceso de inyección cíclica de vapor.

**Figura 2.** Esquema del proceso de inyección cíclica de vapor.



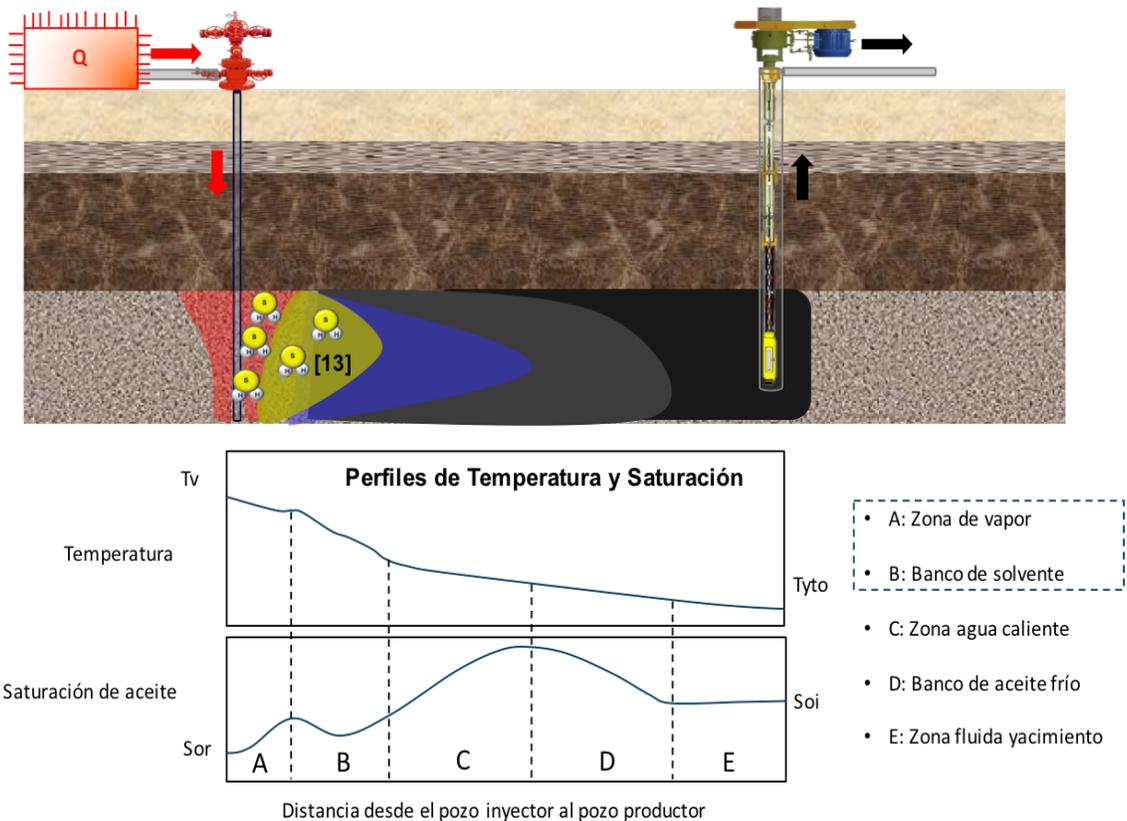
**Fuente:** Alvarado, D. Recuperación térmica de petróleo. Caracas. Venezuela. 2010.

La inyección continua a diferencia de la inyección cíclica dispone de un pozo exclusivamente destinado a la inyección. Su aplicación se lleva a cabo a través de patrones geométricos y con relación a la inyección cíclica, la eficiencia de barrido macroscópica o volumétrica lograda a través de la implementación de esta tecnología es mayor, a causa de la configuración de los pozos de producción que favorecen una mejor distribución del vapor en el yacimiento. En la figura 3 se esquematiza el proceso de inyección continua de vapor.

Durante un proceso de inyección continua de vapor, se presentan en el yacimiento determinadas zonas en función de la distancia entre los pozos de inyección y producción. Estas zonas se clasifican en la zona de vapor situada en las

inmediaciones del pozo inyector, el banco de solvente correspondiente a los volátiles condensados en zonas más frías del yacimiento, la zona de agua caliente formada por la pérdida del calor latente del vapor de inyección, el banco de aceite frío y finalmente la zona fluida del yacimiento o zona aún inalterada por el proceso de inyección.

**Figura 3.** Esquema del proceso de inyección continua de vapor.



**Fuente:** Ahmed, T., Advanced Reservoir Management and Engineering, second edition, chapter 6, Introduction to Enhanced Oil Recovery. 2012.

El incremento en la temperatura en las proximidades del pozo inyector, como se evidencia en la figura 3; promueve en el yacimiento el desarrollo de una serie de reacciones químicas denominadas acuatermólisis, las cuales favorecen la

generación de gases como el ácido sulfhídrico, que no solo tiene la capacidad de desplazarse en la fase gaseosa, sino que cuenta con la propiedad de solubilizarse en la fase líquida (Suleimenov,1994). En consecuencia, este efecto secundario ocasionado por la aplicación de métodos de recobro térmico en la recuperación mejorada de hidrocarburos, representa una desventaja que repercute sobre las operaciones de producción evidenciada en los siguientes aspectos:

- a) Ocupacional:** De acuerdo a la clasificación de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de Estados Unidos, (NFPA) por sus siglas en inglés, el ácido sulfhídrico ha sido designado por el organismo con el máximo grado de toxicidad (4) al ser catalogado como sustancia mortal; por lo cual la presencia de este gas en superficie representa un alto riesgo para el personal a cargo de las operaciones en campo.
  
- b) Integridad:** Una característica particular del  $H_2S$  es su carácter corrosivo, manifestado en la reducción de los espesores de las líneas y equipos vinculados a la cadena de producción. Finalmente, esto se traduce en una disminución en la vida útil de las facilidades expuestas al contacto con este gas y sobrecostos en tratamiento químico para el control de la corrosión.
  
- c) Comercial:** La Comisión de Regulación de Energía y Gas estandariza a través del Reglamento Único de Transporte (RUT) las especificaciones de distribución del gas, estableciendo como condición límite concentraciones de ácido sulfhídrico de 6 [ppm].
  
- d) Ambiental:** En aquellas circunstancias en las que el gas producido, contaminado con  $H_2S$ , se dispone para quema, el proceso de combustión al que es sometido conlleva a la conversión del ácido sulfhídrico en dióxido de azufre, un gas corrosivo, precursor de la lluvia ácida y contaminante al generar esterilización de la capa vegetal y del subsuelo.

Es por ello que debido al alto riesgo que representa la producción de ácido sulfhídrico, es necesario llevar a cabo una investigación que permita comprender y predecir la producción de H<sub>2</sub>S así como establecer las condiciones y los factores que favorecen su desarrollo en el yacimiento. Por consiguiente, estos análisis son determinantes para la implementación de estrategias que busquen aminorar la generación de ácido sulfhídrico, mitigando de esta forma los efectos nocivos que este representa para el desarrollo integral de las operaciones asociadas a la producción de hidrocarburos.

### **1.1. REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS**

La implementación de la inyección de vapor como método de recobro en yacimientos de crudo pesado y su relación con el incremento gradual en la generación de gases ácidos, conllevó a Hyne (1982) a introducir el término de acuatermólisis. La acuatermólisis hace referencia a aquellas interacciones químicas entre el agua y el aceite en presencia de calor y ausencia de oxígeno, que conllevan a la ruptura de los compuestos organosulfurosos presentes en el hidrocarburo, figura 1.

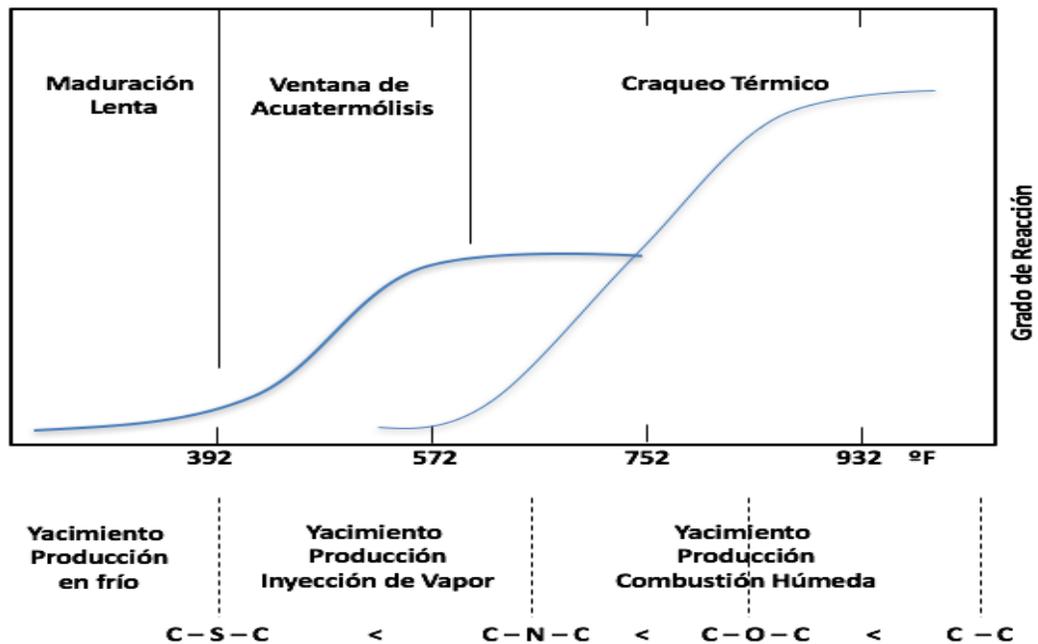
El planteamiento de esta nueva terminología discretizada en las raíces aqua, thermos y lysis, correspondientes a agua, calor y ruptura respectivamente, buscaba reseñar el proceso de fraccionamiento de determinados componentes presentes en el crudo por efecto de aquellas reacciones químicas ocasionadas a causa de la inyección de vapor. Desde entonces, una variedad de estudios orientados en comprender el fenómeno de acuatermólisis se han desarrollado hasta la fecha<sup>10, 11, 12, 13</sup>; así mismo diversos modelos cinéticos fueron propuestos

---

<sup>10</sup> Clark, P. D. and J. B. Hyne, "Steam-Oil Chemical Reactions: Mechanism for the Aquathermolysis of Heavy Oils," AOSTRA J. 15–20 (1984).

con el fin de predecir la producción de gases tales como el ácido sulfhídrico, uno de los compuestos indeseables, como se mencionó previamente, obtenido como consecuencia de la implementación de métodos térmicos en el recobro mejorado de crudos pesados.

**Figura 4.** Enlaces químicos afectados bajo las condiciones de temperaturas logradas en procesos de recobro térmicos.



**Fuente:** Hyne, J. B., "Aquathermolysis—A Synopsis of Work on the Chemical Reaction between Water (Steam) and Heavy Oil Sands during Simulated Steam Stimulation," Alberta Oil Sands Technology and Research Authority Journal. (1986).

<sup>11</sup> Clark, P. D., R. A. Clarke, J. B. Hyne and K. L. Lesage, "Studies on the Chemical Reactions of Heavy Oils under Steam Stimulation Conditions," Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). Canada. 1990.

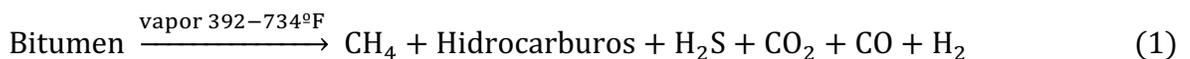
<sup>12</sup> Belgrave, J. D. M., R. G. Moore and M. G. Ursebach, "Gas Evolution from the Aquathermolysis of Heavy Oils," Can. J. Chem. Engineering. (1994).

<sup>13</sup> ConocoPhillips, "Annual Oil Sands Production Progress Report," Energy Resources Conservation Board (2010).

## 1.2. MODELOS CINÉTICOS DE LAS REACCIONES DE ACUATERMÓLISIS ASOCIADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Con el fin de predecir los gases que se obtenían a causa de estas reacciones generadas entre el agua y el hidrocarburo a altas temperaturas, se han desarrollado desde los años 80's algunos modelos cinéticos<sup>14</sup>, de los cuales en la presente investigación se resaltarán los más importantes llevados a cabo hasta la fecha.

**1.2.1. Modelo de Hyne & Clark<sup>10,15</sup>.** Clark & Hyne en el año de 1984 desarrollan los primeros estudios acerca de las reacciones químicas presentes entre el vapor y el bitumen. Las pruebas fueron llevadas a cabo en un autoclave en el intervalo de temperaturas entre 392°F y 572°F, cargando una muestra de 150 gramos de arena proveniente de la formación Athabasca, así como una relación aceite/agua de 0.2. Al cabo de un tiempo de 28 días dispuesto para la reacción, se obtuvo en la corriente de gases efluentes hidrocarburos CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Adicionalmente se relacionan como resultado de la investigación un esquema de 2 reacciones que buscan describir el fenómeno de acuatermólisis presente a causa del contacto entre los hidrocarburos en el yacimiento y el vapor incorporado a la formación a través de la inyección.



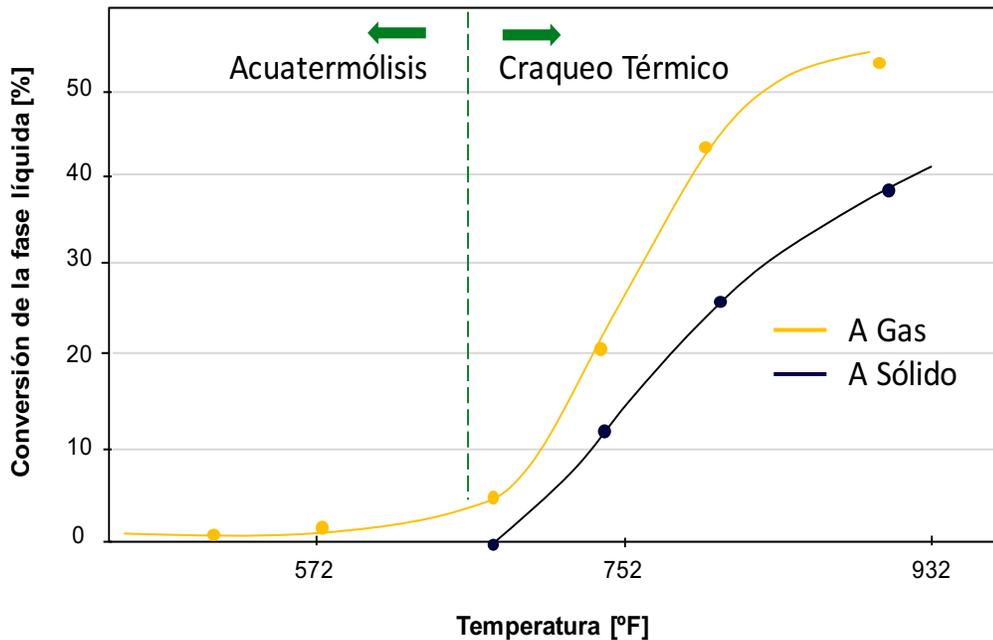
Años más tarde Hyne (1986) presenta una recopilación de los estudios desarrollados entorno a las reacciones químicas presentes entre el agua y el crudo durante procesos de estimulación de vapor. Como resultado definió una

---

<sup>14</sup> Kapadia, P., Kallos, M., Gates, I. A review of pyrolysis, aquathermolysis and oxidation of Athabasca bitumen. Fuel Processing Technology, 2015.

ventana de temperaturas donde predominan las reacciones de acuatermolisis. Hyne identifica que cuando las temperaturas son inferiores a 662°F la generación de gas es reducida, así como la conversión de aceite en coque es mínima, definiendo que bajo esta condición las reacciones de acuatermolisis prevalecen. Por el contrario, cuando las temperaturas superan los 662°F predominan reacciones de craqueo y ruptura molecular reflejada en un aumento significativo en la producción de gas y la generación de coque, figura 5<sup>15</sup>.

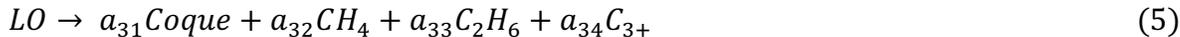
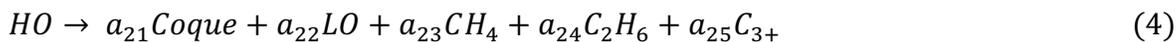
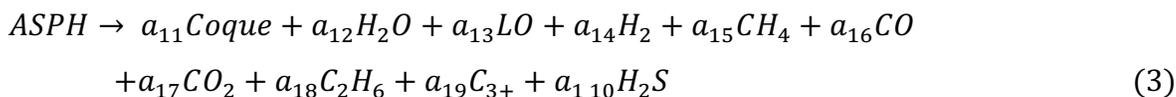
**Figura 5.** Gráfica que relaciona la conversión de fase líquida (petróleo) y la temperatura, en la cual se estima la ventana de acuatermolisis.



**Fuente:** Hyne, J. B., "Aquathermolysis—A Synopsis of Work on the Chemical Reaction between Water (Steam) and Heavy Oil Sands during Simulated Steam Stimulation," Alberta Oil Sands Technology and Research Authority Journal. (1986).

<sup>15</sup> Hyne, J. B., "Aquathermolysis—A Synopsis of Work on the Chemical Reaction between Water (Steam) and Heavy Oil Sands during Simulated Steam Stimulation," Alberta Oil Sands Technology and Research Authority Journal. (1986).

**1.2.2. Modelo de Belgrave, Moore & Ursenbach<sup>16</sup>.** Belgrave, Moore y Ursenbach en el año de 1997, llevaron a cabo pruebas de caracterización cinética desarrolladas en la Universidad de Calgary, empleando un reactor batch que contenía un tubo de cuarzo, al cual suministraron 200 gramos de pre-mezcla de arena compuesta en un 90% de SiO<sub>2</sub>, crudo de la formación Athabasca y agua destilada. A través del análisis de los gases efluentes procedentes de las reacciones, llevadas a cabo durante 48 horas bajo temperaturas entre los 680°F y 788°F, plantearon así un modelo cinético para la comprensión de la acuatermólisis llevada a cabo en crudos pesados, bajo condiciones propicias de un proceso de combustión húmeda.



Este modelo discretiza las reacciones en tres componentes precursores que el autor denomina asfaltenos (ASPH), crudo pesado (HO) y crudo liviano (LO). Entre los resultados se presentan los parámetros cinéticos correspondientes a la energía de activación y factor de frecuencia, así como los respectivos coeficientes estequiométricos de los componentes producidos en la reacción.

**1.2.3. Modelo de Lamoureux - Var<sup>17,18</sup>.** Los estudios relacionados a la cinética de las reacciones de acuatermólisis son retomadas posteriormente por Lamouraux

---

<sup>16</sup> J.D.M. Belgrave, R.G. Moore, M.G. Ursenbach, Comprehensive kinetic models for the aquathermolysis of heavy oils, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1997.

<sup>17</sup> Lamoureux, V., Lorant, F. H<sub>2</sub>S artificial formation as a result of steam injection for EOR: A compositional kinetic approach. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers. Canada, 2005.

et al en el año 2005, quienes realizaron investigaciones a través del Instituto Francés del Petróleo para analizar la incidencia de la inyección de vapor en la ruptura de los componentes organosulfurosos presentes en las fracciones de mayor peso molecular en los hidrocarburos correspondientes a las resinas y asfaltenos. Para ello emplearon un autoclave al cual suministraron arena, así como crudo proveniente de la formación de Athabasca y agua destilada en una relación volumétrica 1:1. Las condiciones termodinámicas de las pruebas fueron 1450 psi, así como temperaturas de 464, 500, 536, 572 y 608°F, y se analizaron los gases efluentes de las reacciones a tiempos de 23 y 203 horas. Los componentes presentes en la fase gaseosa correspondieron al CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. En la figura 6 se presenta el esquema del arreglo experimental. A partir del análisis de los resultados obtenidos en la investigación, Lamoureux et al presentó un esquema de reacciones que permitieran predecir la producción de ácido sulfhídrico por efecto de la acuatermólisis asociadas a procesos de inyección de vapor. Dicho modelo, presentado a través de las ecuaciones 6, 7 y 8, fue desarrollado en función de las fracciones más complejas obtenidas a partir del análisis SARA, correspondientes a las resinas y los asfaltenos.

$$S(ASP) \rightarrow \alpha_1 S(H_2S) + \alpha_2 S(INS) + \alpha_3 S(ARO) + \alpha_4 S(RES) \quad (6)$$

$$S(RES) \rightarrow \beta_1 S(H_2S) + \beta_2 S(INS) + \beta_3 S(ARO) \quad (7)$$

$$S(ASP) + S(H_2S) + S(INS) + S(ARO) + S(RES) = 1 \quad (8)$$

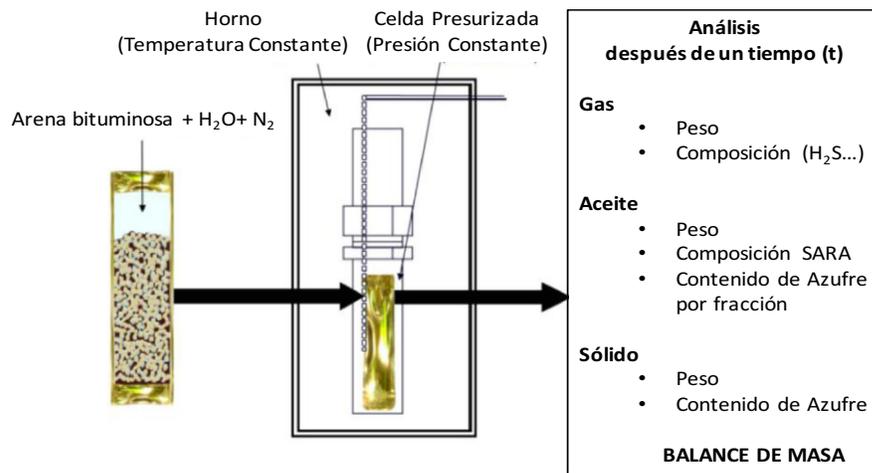
Como contribución al modelo cinético propuesto, Lamouraux presenta una metodología para predecir a escala de campo la producción de ácido sulfhídrico asociado a la implementación de la inyección de vapor como método de recobro

---

<sup>18</sup> Lamoureux, V., Ayache S., Pauline, M., Preux, C. Reservoir simulation of H<sub>2</sub>S production during SAGD process using a new sulfur-based-compositional kinetic model. Canada Heavy Oil Technical Conference. Society of Petroleum Engineers. Canada 2015.

térmico; partiendo de la cuantificación de  $H_2S$  a través de experimentos de acuatermolisis empleando muestras de crudo representativas del yacimiento y posteriormente construyendo un modelo cinético que proveerá una estimación del potencial del hidrocarburo de producir ácido sulfhídrico. Finalmente, el modelo cinético obtenido alimentará un simulador de yacimientos que permitirá validarlo a partir de información recolectadas de mediciones en campo y posteriormente será posible plantear escenarios de predicción bajo modificaciones en las condiciones de inyección.

**Figura 6.** Esquema del experimento de acuatermolisis empleado en la calibración del modelo cinético.



**Fuente:** Lamoureux, V., Ayache S., Pauline, M., Preux, C. Reservoir simulation of  $H_2S$  production during SAGD process using a new sulfur-based-compositional kinetic model. Canada Heavy Oil Technical Conference. Society of Petroleum Engineers. Canada 2015.

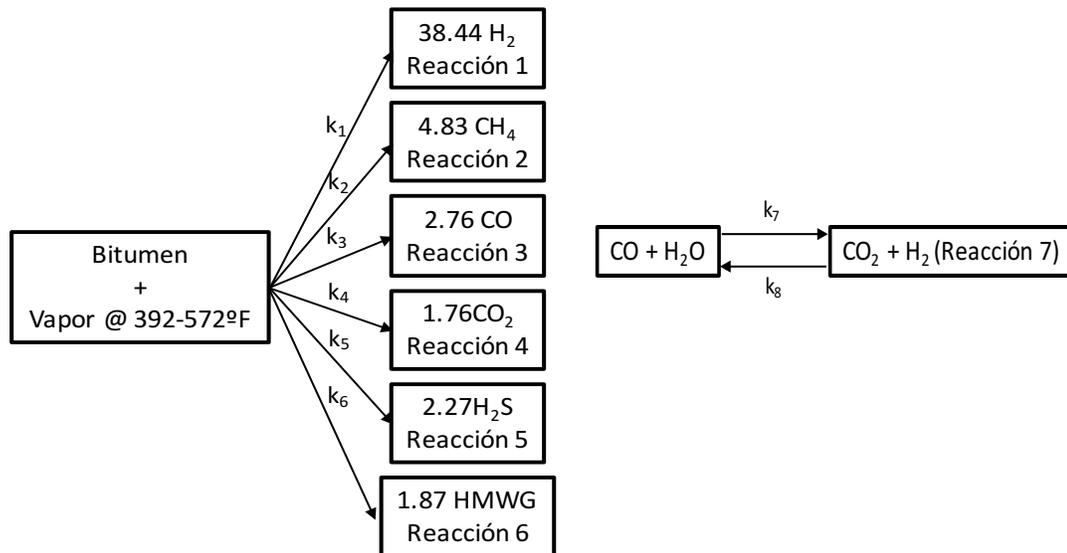
**1.2.4. Modelo de Kapadia<sup>19</sup>.** La producción de ácido sulfhídrico ocasionada en los procesos de drenaje gravitacional asistida por vapor en las arenas bituminosas de Canadá, conlleva a Kapadia et al. en 2011 a proponer un modelo cinético,

<sup>19</sup> Kapadia P., Kallos, M., Gates, D. A new reaction model for aquathermolysis of Athabasca bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Schulich School of Engineering, University of Calgary, Canada, 2011.

figura 7, compuesto por 7 ecuaciones y 8 constantes de velocidad, que reprodujera los reportes de producción registrados en campo. Utilizó las mediciones de producción de gas proveniente de experimentos de acuatermólisis llevados a cabo por Hyne en 1982, ejecutados en periodos de 28 días y a dos condiciones de temperatura, 392 y 464°F, empleando como carga arena bituminosa de la formación Athabasca en Canadá.

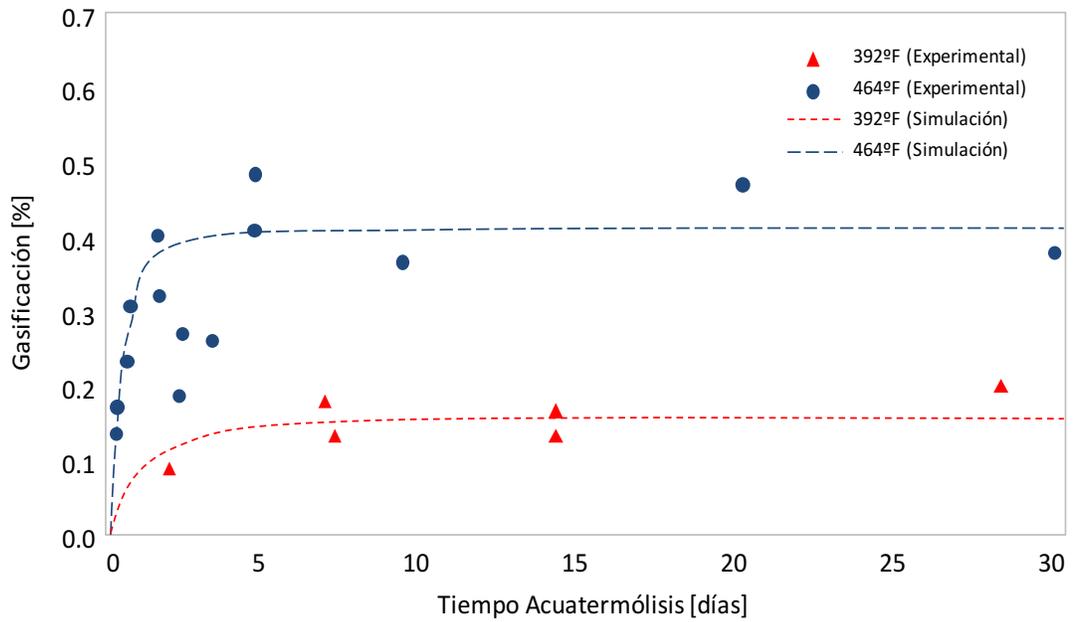
A partir del modelo propuesto, Kapadia logró reproducir de manera adecuada la producción de gas obtenida de forma experimental, figura 8, así como la relación del volumen de ácido sulfhídrico producido por kilogramo de bitumen estimulado con vapor, figura 9.

**Figura 7.** Esquema de reacción para la acuatermólisis del bitumen de Athabasca.

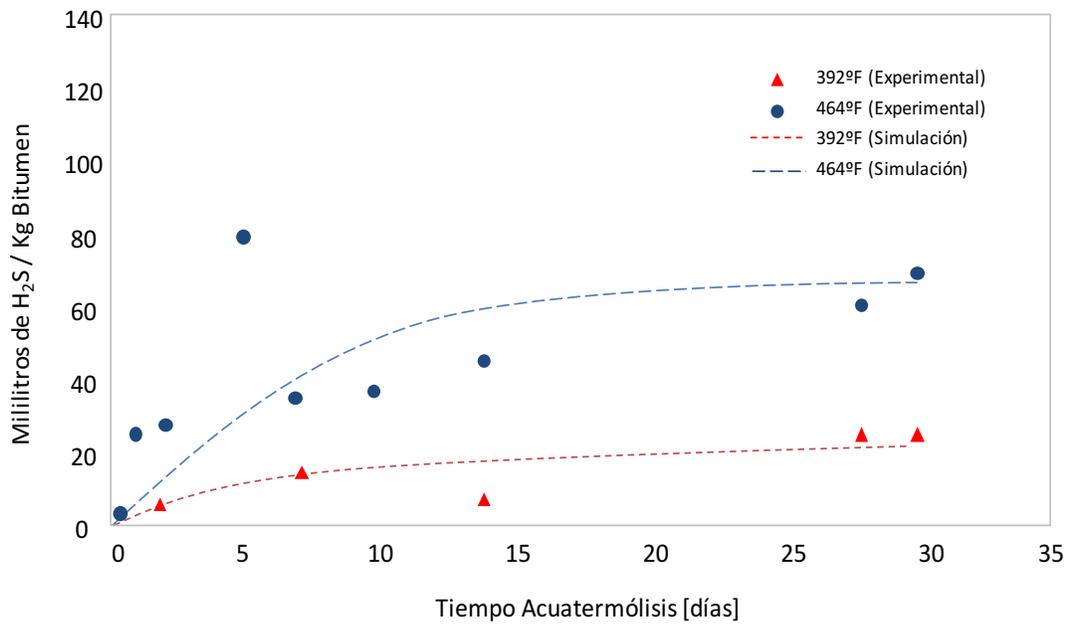


Este modelo de reacción propuesto permite ser empleado en simuladores de yacimientos térmicos para pronosticar los gases producidos debido al fenómeno de acuatermólisis presente en procesos de recobro térmico de bitumen, como lo es el drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD).

**Figura 8.** Comparación del modelo estimado del porcentaje de gasificación con la información experimental.



**Figura 9.** Comparación del modelo de predicción para el volumen de H<sub>2</sub>S obtenido de la acuatermolisis del bitumen de Athabasca, con la data experimental.



### **1.3. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE REACCIÓN PARA EL MODELAMIENTO CINÉTICO DE LA ACUATERMÓLISIS DE UN CRUDO COLOMBIANO**

La información que describía los aspectos más relevantes de los esquemas de reacción desarrollados en el modelamiento de la acuatermólisis desde 1984 hasta el presente, permitirá la selección de un esquema de referencia para realizar la caracterización cinética de un crudo pesado proveniente de un yacimiento candidato a la implementación de la inyección continua de vapor como método de recobro mejorado.

El esquema presentado por Belgrave et al (1997), diseñado para modelar los compuestos obtenidos a causa de las reacciones de acuatermólisis por motivo de la implementación de métodos de recobro térmico en crudos pesados; se evaluó bajo un rango de temperaturas propicio en un proceso de combustión in situ bajo modalidad húmeda (680°F a 788°F). Es por esta razón que se presentan en el proceso compuestos como el coque, obtenido debido a las reacciones de craqueo térmico que conllevan a la ruptura de los enlaces carbono-carbono cuando se logran temperaturas superiores a los 752°F; muy superior a las obtenidas en un proceso de inyección de vapor (392°F a 572°F).

Posteriormente Lamoureux et al (2005), presenta un modelo cinético para predecir la producción de ácido sulfhídrico ocasionado por la inyección de vapor, llevando a cabo pruebas en rangos de temperaturas entre 464 y 608°F, propicios de la aplicación de la técnica, pero analizando solo la contribución de dos de las fracciones del hidrocarburo correspondientes a las resinas y los asfaltenos, no considerando el efecto integral de las interacciones presentes por las fracciones restantes que involucran el hidrocarburo, saturados y aromáticos. Finalmente, Kapadia et al (2011), efectúa una recopilación de los parámetros cinéticos y coeficientes estequiométricos determinados experimentalmente por Hyne et al

(1982)<sup>20</sup>, con el fin de emplearlos en el modelo propuesto en su trabajo y reproducir la producción de cada uno de los gases obtenidos por efecto del contacto entre el vapor y el hidrocarburo a temperaturas entre 392°F y 464°F, al aplicar SAGD como tecnología de recobro mejorado. Con base en el desarrollo experimental de los modelos cinéticos presentados previamente, correspondientes a los propuestos por<sup>10,15, 17, 18,19</sup>, el esquema de reacción presentado por Hyne & Clark en 1984, será el empleado como referencia para la construcción del modelo cinético que representará el fenómeno de acuatermolisis presente debido a los procesos de inyección de vapor llevados a cabo en el campo de estudio.

---

<sup>20</sup> Hyne, J. B., P. D. Clark, R. A. Clarke, J. Koo, J. W. Greidanus, J.D. Tyrer, "Aquathermolysis of Heavy Oils," Presented at the Second International Conference on Heavy Crudes and Tar Sands. Venezuela, 1982.

## 2. CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE UN CRUDO PESADO CANDIDATO A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección de vapor como método de recobro mejorado en Colombia data de mediados de los años 80 en yacimientos de crudo pesado someros. El yacimiento de estudio pertenece a uno de los campos en los cuales se inyecta vapor hoy en día. Descubierta en 1967<sup>21</sup> por la Texas Petroleum Company entre los departamentos de Antioquia y Boyacá; en 1986 se realizó el primer ciclo de inyección de vapor obteniendo una producción de 18.000 barriles de petróleo por día (BOPD). En la actualidad el campo es operado por Occidental Petroleum, su producción es de 1500 (BOPD) y el factor de recobro a la fecha es del 15%<sup>22</sup>. En la tabla 1 se presentan características relevantes del yacimiento de estudio.

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento de estudio.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	28	%
Permeabilidad	800	mD
Saturación de aceite	65	%
Profundidad	1400 - 2200	Pies
Espesor neto	215	Pies
Presión yacimiento	300	Psi
Temperatura yacimiento	105	°F
Bo	1,04	RB/STB
Gravedad API	12,5	°API
Viscosidad @98°F	12163	Cp

**Fuente:** Ramírez, L., Santamaría, S., Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. UIS. 2006.

<sup>21</sup> Trigos, M., Gonzales, A., Pinilla, J., Muñoz, S., Mercado, D. Feasibility study of applying steamflooding in a reservoir with high shale/sand. Trinidad y Tobago energy resources conference. SPE. Trinidad. 2010.

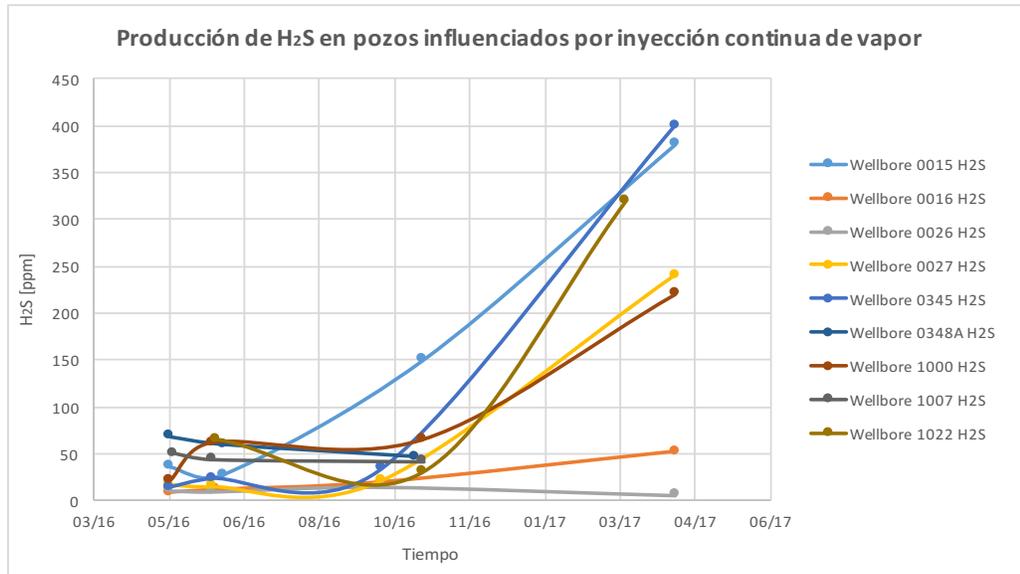
<sup>22</sup> J.M. Pinilla, A. R. Gonzáles, S.F. Muñoz, E.M. Trigos, D. Mercado. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. XIII Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá D.C. 2009.

El elevado número de ciclos en varios de los pozos productores después de tres décadas de implementación de la inyección cíclica en el campo, han conllevado a la disminución en la presión de la formación cercana al 65% con relación a la presión inicial del yacimiento, así mismo, el aumento en la saturación de agua en las proximidades de los pozos e incrementos en el corte de agua superiores al 80% en los pozos intervenidos por la inyección, han propiciado las condiciones para la transición de la tecnología a la inyección continua de vapor. Fue así como en enero del año 2016 se dio inicio al piloto de inyección continua de vapor en el campo objeto de estudio, bajo una configuración geométrica de 5 puntos invertidos, situado en un área de 5 acres, inyectando tasas entre los 500 y 700 barriles de agua en las arenas A y B situadas en los intervalos de 1400 - 1800 pies y 1920 – 2200 pies respectivamente.

Durante el monitoreo continuo del piloto de inyección de vapor, llevado a cabo con el fin de obtener información indispensable para una posterior evaluación técnico – económica de la tecnología ante una posible extensión de la misma a otras áreas del campo; la producción de H<sub>2</sub>S ha sido una variable importante en el estudio, debido a los impactos negativos que representa la presencia de este gas en el sistema de producción. En la figura 10, se presentan los registros de las mediciones llevadas a cabo en campo en los pozos productores situados bajo la incidencia del piloto de inyección continua de vapor.

De la información presentada en la figura 10, es posible evidenciar el incremento en la producción de ácido sulfhídrico con el paso del tiempo en los pozos de influencia del piloto, por motivo del aumento en las temperaturas en las zonas del yacimiento incididas por el vapor. Con el propósito de describir el comportamiento en la producción de este gas, debido a los cambios termodinámicos ocasionados por los efectos térmicos asociados a la técnica, será necesario la caracterización cinética de los fluidos con el fin de modelar la producción de H<sub>2</sub>S en función de los cambios en temperatura que se presentarán con el paso tiempo.

**Figura 10.** Mediciones de la producción de H<sub>2</sub>S en los pozos afectados por el piloto de inyección continua de vapor en el campo objeto de estudio.



La caracterización cinética es el resultado de un análisis experimental orientado a la determinación de las velocidades de consumo o formación de un compuesto en particular<sup>23</sup>. La velocidad de reacción se puede expresar matemáticamente como una ecuación correspondiente al producto de la constante de velocidad que es función de la temperatura y el modelo de reacción que es función de la concentración<sup>24</sup>, tal como se describe en la ecuación 9.

$$-\frac{dC}{dt} = k(T) * f(C) \quad (9)$$

Donde el término  $k(T)$  correspondiente a la constante de velocidad, propuesta en 1899 por el químico Sueco Svante Arrhenius, demuestra que pequeños incrementos en la temperatura producirá aumentos marcados en la magnitud de la

<sup>23</sup> Chen, B. Investigation of in situ combustion kinetics using isoconversional principle. Ph.D thesis, Stanford University, 2012.

<sup>24</sup> Padilla, J. Desarrollo de un modelo cinético a partir de análisis isoconversional para describir un proceso de combustión in situ. Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2016.

constante de velocidad de reacción<sup>25</sup>, como lo demuestra la ecuación 10. Dicha constante combina los conceptos de la energía de activación, ( $E_A$ ), y la ley de distribución de Boltzmann representada a través del término del factor de frecuencia ( $A$ ), así mismo se encuentran contenidos los términos de la constante universal de los gases y la temperatura absoluta ( $T$ ).

$$k = Ae^{-E_A/RT} \quad (10)$$

Con relación al término  $f$  ( $C$ ), descrito en la ecuación 11, este representa la dependencia de la velocidad de reacción con la concentración de las especies; los superíndices  $a$  y  $b$  corresponden a los órdenes de reacción de dichas especies.

$$f(C) = C_i^a C_i^b \quad (11)$$

En el cálculo de la velocidad de reacción, las variables que se pueden medir de forma directa son la temperatura y la concentración de las especies. Por otra parte, los parámetros cinéticos correspondientes al factor de frecuencia, energía de activación y orden de reacción se pueden determinar mediante una modificación matemática de la ecuación de Arrhenius, lograda a partir del uso de logaritmos a los dos costados de la igualdad, como se observa en la ecuación 12.

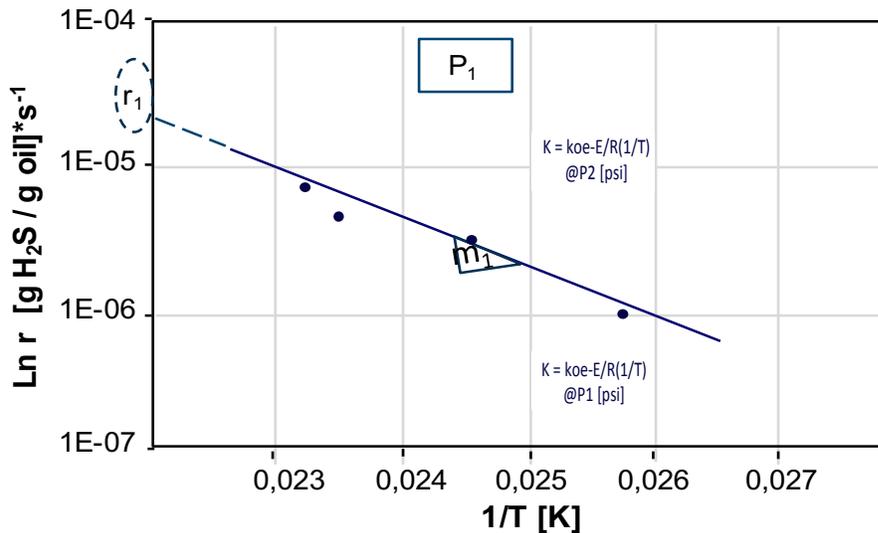
$$\ln(k) = \ln(A) - \frac{E_A}{RT} \quad (12)$$

De la ecuación 12, se logra extraer a través de un gráfico que relacione la velocidad de reacción y el inverso de la temperatura, la energía de activación correspondiente a la pendiente de la curva, y del intercepto de la misma con el eje de las ordenadas se obtiene el factor de frecuencia.

---

<sup>25</sup> Chang, Raymond. 2005. Physical Chemistry for the Biosciences. p. 311-347.

**Figura 11.** Gráfica de velocidad de reacción vs 1/T.



En cuanto al cálculo del orden de reacción, se requeriría replicar los experimentos desarrollados previamente, modificando la presión a la cual estos ensayos fueron ejecutados. Bajo la asunción que emplea el método Arrhenius para el cálculo de los parámetros cinéticos, en el cual la energía de activación o la pendiente de la curva generada por la tendencia de los nuevos puntos experimentales será igual y no variará debido a cambios en la presión, sería posible igualar las velocidades de reacción y despejar el orden de reacción.

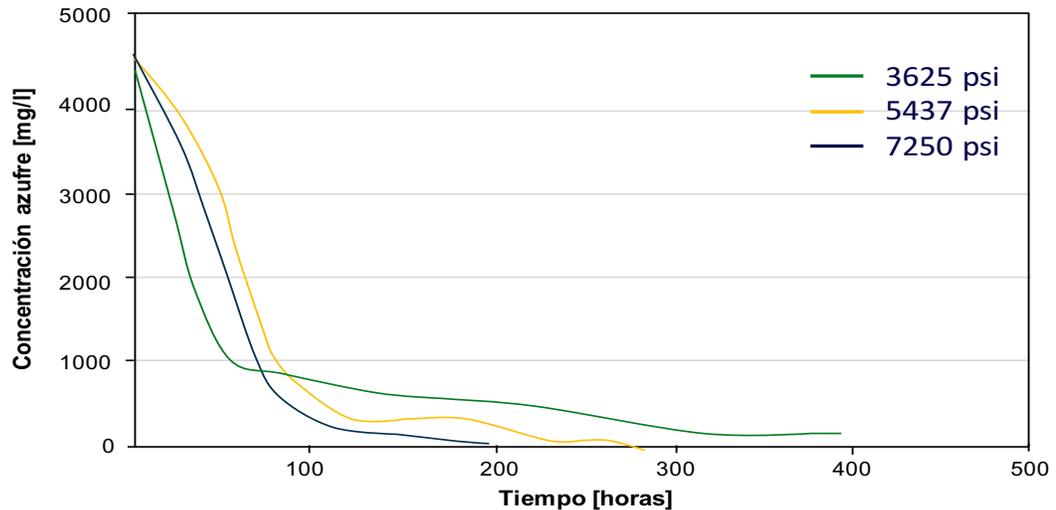
## 2.1. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE LA REACCIÓN DE ACUATERMÓLISIS.

Para ejecutar las pruebas requeridas en la caracterización cinética de un crudo en particular, es necesario definir las variables de estudio que tienen influencia sobre la producción de H<sub>2</sub>S, correspondiente a la variable objetivo en la presente investigación. Estas variables que incidirían en la cinética de las reacciones y que serán consideradas en el diseño experimental son la temperatura, la presión y el tiempo de reacción. De acuerdo a los resultados del estudio desarrollado conjuntamente por Hyne y Clark en 1986, en el cual se presenta la ventana donde se llevan a cabo las reacciones de acuatermólisis, es posible concluir que la

temperatura representa una variable importante en la definición de las condiciones operativas en las pruebas de caracterización cinética. En un proceso de inyección de vapor, la presión ejerce una influencia directa sobre este parámetro. Es por ello que a partir de la presión es posible establecer la temperatura de saturación del vapor, la cual provee una referencia de la temperatura que se puede lograr en la formación. Bajo la condición de presión más baja lograda en el yacimiento motivo de estudio, 300 psi, la temperatura alcanzada por el vapor es aproximadamente 392°F, adicionalmente, de acuerdo al estudio de las reacciones químicas presentes entre el agua y crudos pesados estimulados por vapor llevado a cabo por Hyne en 1986, presenta que la ruptura de los enlaces carbono-azufre inician bajo esta condición de temperatura, es por esta razón que 392°F será el valor de referencia base para las pruebas a ejecutar. Una de las mayores limitantes de la aplicación de la inyección de vapor es la profundidad; sobre el particular (Alí,1974), (Willhite,1998) definen 3000 pies como profundidad límite para la aplicación de la técnica; empleando un gradiente normal de presión de 0,433 psi/pie, en esta condición de 1300 psi en la cual se podría situar un yacimiento candidato en profundidad a la implementación de la técnica, la temperatura que podría alcanzar el vapor es aproximadamente 572°F. Con el fin de emplear un espaciamiento equidistante teniendo como referencia el límite inferior de temperatura definido, se llevarán a cabo pruebas a 392, 464, 518 y 572°F.

Con relación a la presión, Cross en el 2004, es sus estudios cinéticos relacionados con la conversión de azufre en yacimientos de petróleo bajo procesos térmicos, empleó un reactor Dickson tipo batch y evaluó bajo una concentración inicial de 4500 mg/l de azufre en solución acuosa y condiciones isotérmicas de 662°F, el efecto de la presión (3625, 5437 y 7250 psi) sobre el consumo de azufre. En la figura 2 se observa que a pesar de llevar a cabo variaciones en este parámetro en el orden del 35% y el 100%, los cambios en la conversión del azufre para tiempos inferiores a 100 horas, que representan los empleados a escala de laboratorio, llegan a ser inferiores al 7% (figura 12).

**Figura 12.** Concentración de azufre vs el tiempo.



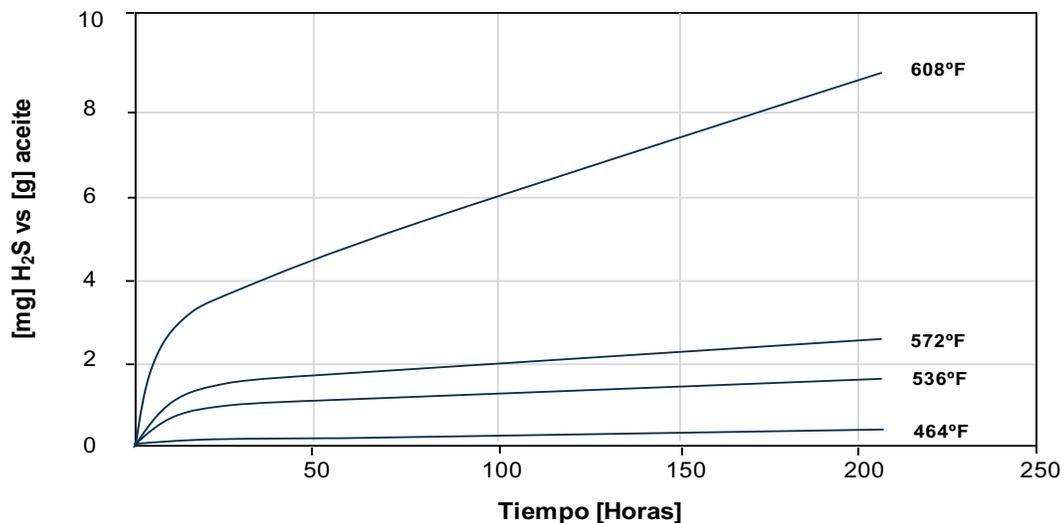
**Fuente:** Cross 2004. TSR: Experimental determination of reaction kinetics and implications of the observed reaction rates for petroleum reservoirs.

Debido a que la presión no conlleva a una variación significativa en la conversión del azufre, y al ser la inyección de vapor un método térmico orientado en la reducción de la viscosidad, que no conlleva a variaciones en las presiones en el área de influencia de la técnica, es posible considerar que este parámetro no incide de forma considerable en la cinética, es por esta razón que se puede considerar como uno (1) el orden de reacción en el modelo y por ende la ejecución de las pruebas tan solo se realizarán a una condición de presión. La selección de la presión a evaluar en el desarrollo de las pruebas de caracterización cinética, se realizará tomando como referencia un valor medio que represente condiciones de presión del yacimiento durante su vida productiva. Este valor de presión será 700 psi, situado a una condición intermedia entre la presión inicial del yacimiento (800 psi), y la presión de la formación previa al inicio de la implementación de la inyección continua (300 psi).

Con respecto al tiempo de prueba, en el 2005 Lamouraux, investigador del IFP, llevó a cabo ensayos en su estudio de las reacciones de acuatermolisis en crudos pesados, utilizando un reactor batch. Empleó muestras de crudo/agua en una

relación de 4, sometidas a una presión de 1450 psi y analizó un rango de temperaturas entre 464°F y 608°F. En ellas evaluó la influencia del tiempo de reacción en la producción de H<sub>2</sub>S (figura 13) y obtuvo que, a temperaturas iguales o inferiores a los 572°F, los cambios del tiempo de prueba de 24 horas a 203 horas, conllevaron a variaciones en la lectura de tan solo el 10%. En el desarrollo de las pruebas se empleará un tiempo de reacción de 48 horas, que con base en los resultados presentados por Lamouraux, tan solo conllevaría a variaciones de un 5% en las concentraciones de ácido sulfhídrico medidas con relación a las pruebas ejecutadas en un tiempo de 203 horas.

**Figura 13.** Influencia del tiempo de prueba en la producción de ácido sulfhídrico.



**Fuente:** Lamouraux & Lorant 2005. H<sub>2</sub>S artificial formation as a result of steam injection for Enhanced Oil Recovery.

Con base en las condiciones de saturación de aceite, sugeridas por (Alí,1974) y (Green,1998) para la implementación de vapor como método de recobro; así como la relación másica 70/30 de aceite y agua empleada por (Wen et al., 2007) en sus pruebas de caracterización cinética de las reacciones de acuatermolisis para crudos pesados; en la tabla 2, se presentará la masa de los componentes que alimentarán el reactor batch.

**Tabla 2.** Masa de los componentes que conformarán la muestra que se alimentará al reactor batch.

Componentes	Masa [g]
Petróleo	200
Agua	100

El reactor que se empleará en la ejecución de las pruebas corresponde a un reactor batch que incorpora un sistema de agitación, condición que elimina el efecto que sobre la reacción pudiesen tener los fenómenos difusionales. El equipo se encuentra localizado en el laboratorio del Grupo de Investigación en Catálisis de la Universidad Industrial de Santander, su capacidad volumétrica es de 500 cm<sup>3</sup> y sus especificaciones de diseño le permiten llevar a cabo ensayos a presiones de 5000 psi y temperaturas de 932°F (figura 14).

**Figura 14.** Reactor batch a emplear en las pruebas de caracterización cinética.



La presión del sistema corresponderá a la presión autógena obtenida durante la estabilización del sistema de reacción a la temperatura de prueba, así pues, se podrán recolectar al final de cada ensayo los gases efluentes a través de un

cilindro de muestra al cual previamente se le ha practicado vacío como se ilustra en la figura 15, evitando la utilización de un gas inerte que interferiría en los resultados, conllevando a una inadecuada medición de los compuestos presentes en bajas concentraciones en el gas. Finalmente, en la tabla 3 se sintetizan las condiciones generales que se emplearán en la ejecución de los experimentos.

**Tabla 3.** Condiciones generales de prueba para los experimentos de caracterización cinética.

Condición de la prueba	
Presión de operación promedio (Psig)	700
Temperaturas de los ensayos (°F)	392 – 464 – 518 – 572
Tiempo de la prueba (Horas)	48

## 2.2. PROTOCOLO PARA LOS ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN CINÉTICA DE UN CRUDO PESADO SOMETIDO A UN PROCESO TÉRMICO.

Definido el diseño experimental para los ensayos de caracterización cinética de las reacciones de acuatermolisis, se procede realizar el pesaje de los reactivos a emplear en la reacción, figura 15, de acuerdo a lo consignado en la tabla 2.

**Figura 15.** Muestras de crudo y agua empleadas como cargas del reactor para las pruebas de caracterización cinética.



Posteriormente, se lleva a cabo el ensamble entre el vaso del reactor donde se introdujeron las muestras, y el cabezal del reactor donde se sitúan la instrumentación y las válvulas de admisión y salida de gases. En medio de estas dos secciones del reactor se acentúa un empaque de grafoil con el fin de generar sello entre las dos piezas, figura 16. Este material empleado en la elaboración de dichos empaques es adecuado para llevar a cabo reacciones a altas temperaturas, superiores a los 464°F, garantizando hermeticidad en el sistema y por tanto el confinamiento de los gases producto de la reacción.

**Figura 16.** Acople de la cabeza del reactor donde se sitúan tanto las válvulas como la instrumentación y el vaso del reactor que contiene las muestras de agua y crudo.



Seguidamente se sitúa una abrazadera cerámica que mantiene unidas el cabezal y el vaso del reactor y finalmente se ajustan los pernos empleando un torquímetro calibrado a 50 lb/pie, figura 17.

**Figura 17.** Ajuste de la abrazadera cerámica empleando un torquímetro regulado a 50 lb/pie.



A continuación, se localiza el reactor al interior de la cabina de extracción que permitirá evacuar los gases que pudiesen emitirse durante la toma de muestra o debido a una fuga en el equipo durante la ejecución de la prueba, garantizando una atmosfera segura al interior del laboratorio. Así mismo, en su interior se encuentran el motor que propulsa el sistema de agitación, el horno para el calentamiento del reactor a la temperatura de prueba, al igual que las conexiones del sistema de refrigeración tanto para el agitador magnético como para el empleado en la etapa de enfriamiento del equipo.

Al culminar el ensamble del equipo se procede a evaluar la hermeticidad del arreglo realizando una prueba de fugas, presurizando el sistema con nitrógeno hasta 1,5 veces la presión de trabajo, es decir a 1000 psi, y monitoreando en un periodo de 1 hora que no se presentara una disminución en la presión. En caso de presentarse, se revisan las conexiones y se realizan los ajustes a los que hubiese lugar hasta tanto la fuga se corrigiera y se lograra conservar la presión fijada inicialmente de 1000 psi, figura 18.

**Figura 18.** Prueba de fugas realizada a 1000 psi, 50% superior a la presión promedio de trabajo (700 psi).



Superada la prueba de fugas, el horno se sitúa hasta el tope de la abrazadera con el fin de garantizar el calentamiento de todo el volumen del reactor, seguidamente se introducía la termocupla en el termopozo del equipo para proceder a definir en el controlador la rampa de calentamiento y lograr la temperatura de prueba en un tiempo de una hora y sosteniéndolo durante el tiempo definido para la reacción de 48 horas. Así mismo, con el inicio en el calentamiento del reactor se encendía el sistema de agitación fijándolo en 750 rpm para generar la homogenización de los fluidos y lograr una adecuada distribución de la temperatura y de los reactivos que anulara los fenómenos difusionales, figura 19.

Culminadas las 48 horas dispuestas para la prueba, se da inicio a la etapa de enfriamiento del reactor, descendiendo la posición del horno e iniciando la recirculación de agua a través de una línea situada al interior del equipo que favorecía la transferencia de calor de los fluidos presentes en el reactor al agua de

recirculación. Cuando se alcanza una temperatura de 194°F en el sistema de reacción, se procede a recolectar los gases producto de la reacción. Para el caso particular se empleó un cilindro de muestreo de gas con capacidad de 300 cm<sup>3</sup>. Este cilindro soportaba presiones de hasta 1800 psi, su metalurgia correspondía a acero inoxidable 304L recubierta con politetrafluoroetileno (PTFE), el cual evita que los gases ácidos como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno reaccionen con la superficie del cilindro y se presenten cambios en la composición original del gas, lo cual representa una condición crítica cuando estos gases se encuentran en bajas concentraciones.

**Figura 19.** Configuración del sistema de reacción. De izquierda a derecha se sitúa el reactor, seguido del controlador de temperatura y finalmente se encuentra el sistema de refrigeración para el agitador magnético del reactor.



Previo a la toma de muestra se le realizaba vacío al cilindro con el fin de facilitar la extracción de los gases del reactor al cilindro de muestreo, figura 20.

**Figura 20.** Sistema de vacío al cilindro de muestreo de gases.



Seguidamente se realizaba el acople del cilindro a la línea de salida de gases, a través de una conexión rápida que permitía realizar la recolección de los gases de manera ágil y segura, figura 21.

**Figura 21.** Recolección en el cilindro de muestreo de los gases producto de las reacciones de acuatermólisis.



Al culminar la recolección de los gases producto de la reacción, se procedía a llevar la muestra de gases al laboratorio de cromatografía del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con el fin de analizar la composición del fluido empleando un

cromatógrafo de gases bajo la técnica de gas de refinería. Este equipo se conforma principalmente por una columna de separación situada en la parte interna y dos detectores localizados en la parte superior, figura 22, uno de ellos correspondiente al detector de ionización de llama para los gases hidrocarburos (FID) y el otro correspondiente a un detector de conductividad térmica (TCD) para los gases no hidrocarburos tales como el dióxido de carbono, monóxido de carbono, ácido sulfhídrico e hidrógeno.

Para llevar a cabo el análisis es necesario un calentamiento a 158°F del cilindro donde se encuentra contenida la muestra, con el fin de representar las condiciones de temperatura en la cual se encontrarían los gases en las líneas del sistema de producción. Así mismo el cilindro de muestreo se posiciona de forma vertical con el fin que si se llegasen a presentar condensados, estos no migren al equipo y por el contrario estos permanezcan en el cilindro, evitando el ingreso de líquidos a la unidad que puedan comprometer su integridad, así como la confiabilidad en los resultados del análisis.

**Figura 22.** Equipo de cromatografía empleado en la caracterización de los gases producto de las reacciones de acuatermólisis.



### 2.3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CINÉTICO A PARTIR DE LOS ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN CINÉTICA

Una vez culminan los análisis en el equipo de cromatografía de gases, se obtienen los cromatogramas, los cuales identifican a determinados tiempos, una señal correspondiente a un compuesto determinado. Posteriormente, cada componente presente en la corriente de gas suministrada al equipo es reportado en términos de porcentaje en el informe de resultados. A continuación, se presentan los cromatogramas para cada una de las muestras de gases analizado en el equipo de cromatografía de gases del laboratorio de cromatografía del Instituto Colombiano de Petróleo.

**Figura 23.** Cromatograma prueba 572°F.



Figura 24. Cromatograma prueba 518°F.

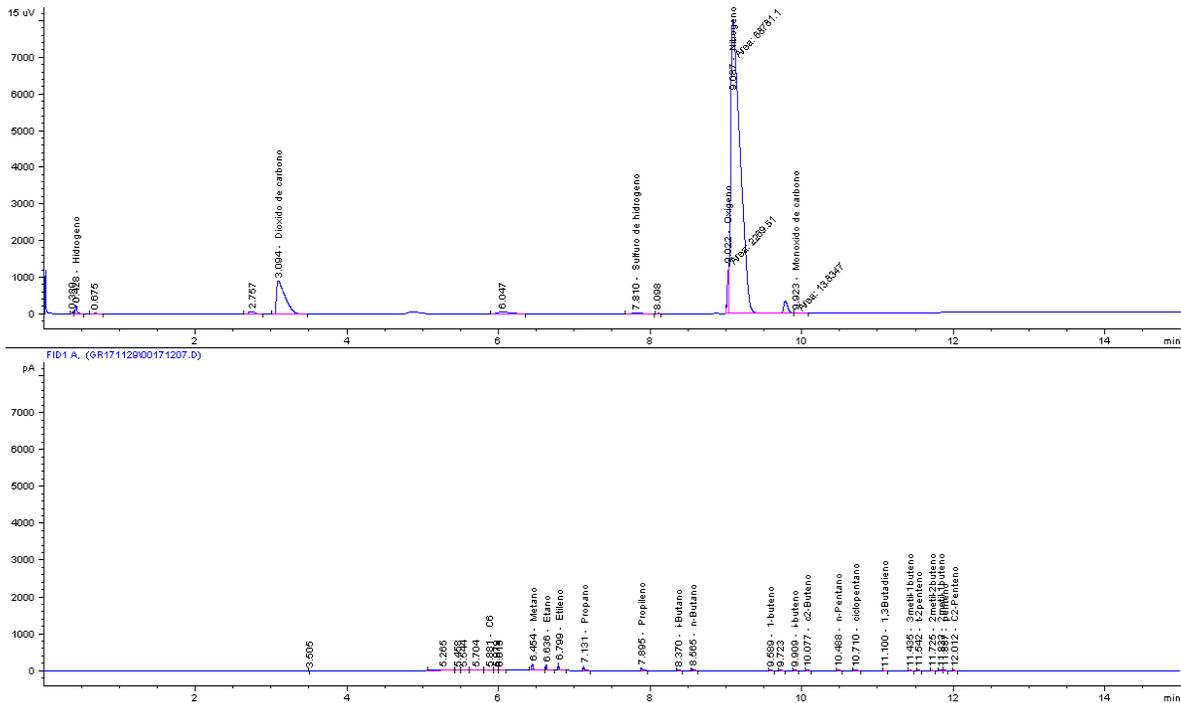
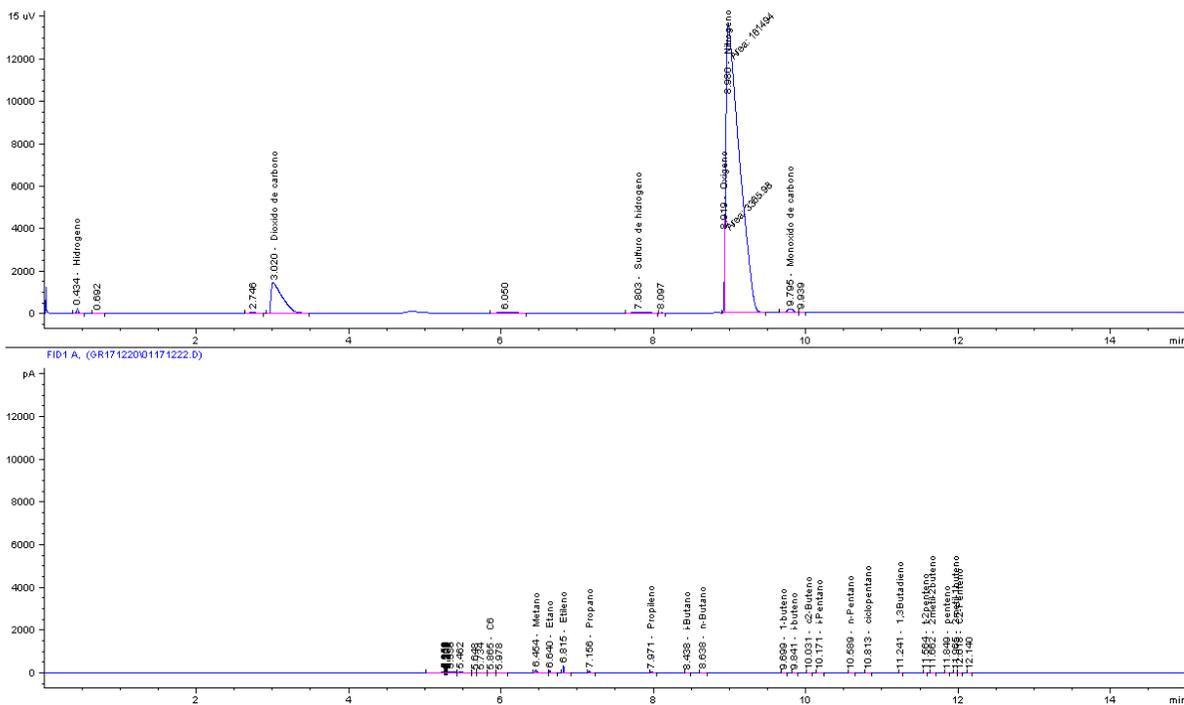
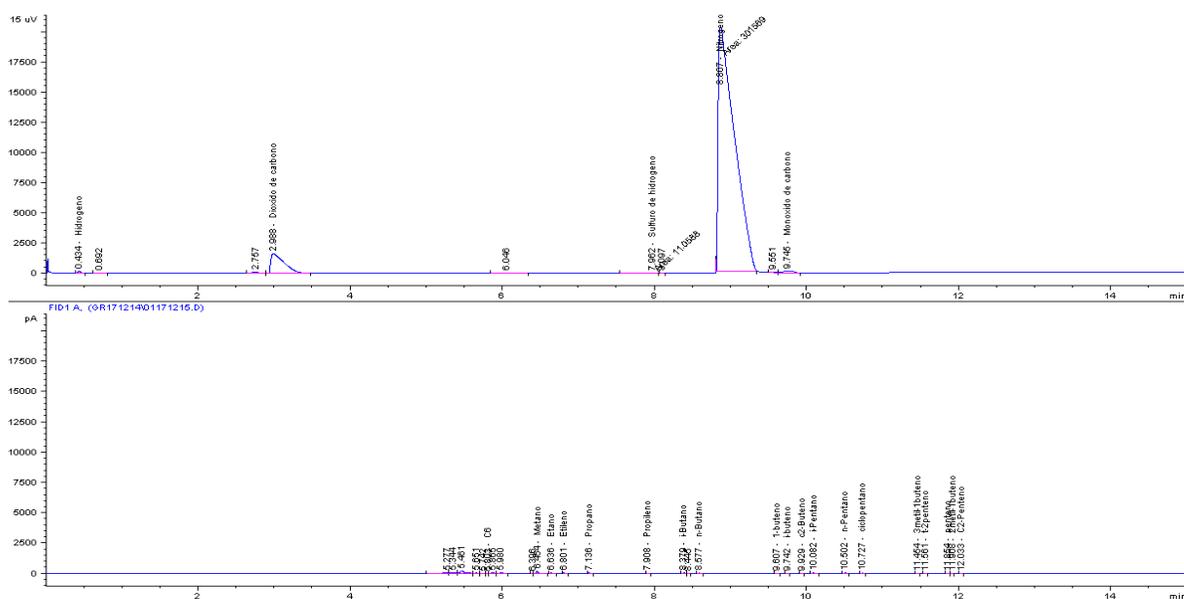


Figura 25. Cromatograma prueba 464°F.



**Figura 26.** Cromatograma prueba 392°F.



Como se puede evidenciar en las figuras 23, 24, 25 y 26, los cromatogramas se componen de dos secciones, en la sección superior se presentan las señales identificadas por el detector de conductividad térmica (TCD), correspondientes a los gases no hidrocarburos; en su orden de acuerdo a los tiempos de retención se encuentran el hidrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y monóxido de carbono. Por otra parte, en la sección inferior se presentan las señales identificadas por el detector de ionización de llama (FID), correspondientes a los gases hidrocarburos; en su orden de acuerdo a los tiempos de retención se sitúan los gases hidrocarburos más livianos iniciando con el metano y finalizando con los gases hidrocarburos de mayor peso molecular presentes en la muestra. En los cromatogramas mencionados previamente, el elemento predominante era el nitrógeno, este elemento no correspondía a un producto de la reacción, sino que estaba presente como gas remanente de las pruebas de fugas realizadas para verificar la hermeticidad del equipo y remover la atmosfera oxidante que pudiese estar presente en el reactor; por esta razón, era necesario normalizar los resultados obtenidos, eliminando el N<sub>2</sub> y recalculando las

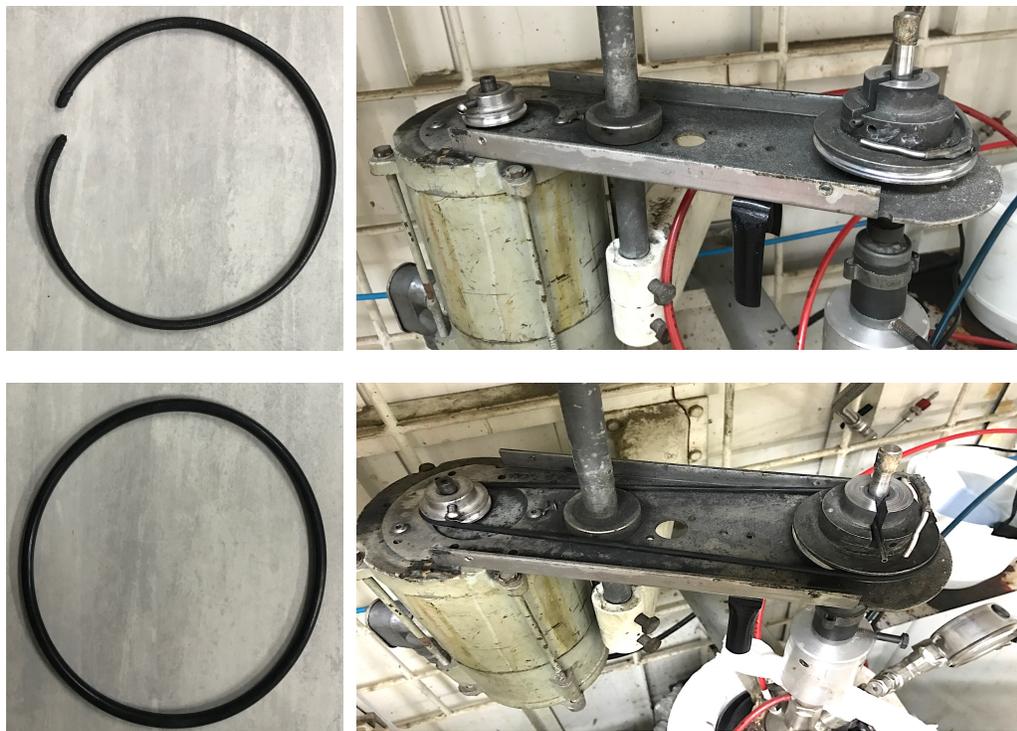
fracciones de los compuestos producidos por motivo de la reacción de acuatermólisis. En la tabla 4 se relacionan los resultados obtenidos para los ensayos realizados a 392°F, 464°F, 518°F y 572°F, discretizados de acuerdo a la clasificación proporcionada por Hyne (1984).

**Tabla 4.** Resultados del análisis de cromatografía practicado a los ensayos realizados a 392°F, 464°F, 518°F y 572°F.

Compuesto	Temperatura			
	572°F	518°F	464°F	392°F
CH4	18,926	11,419	1,532	1,663
HC's	10,978	11,131	2,091	0,745
H2S	0,095	0,521	0,167	0,066
CO	11,482	5,401	72,703	73,194
CO2	20,380	53,863	19,862	22,073
H2	38,136	17,662	3,643	2,266
[H2S]	954,35 ppm	5217,81 ppm	1671,18 ppm	661,33 ppm

Los resultados obtenidos en los dos experimentos llevados a cabo a 572°F, presentaron cifras que distaban de las tendencias marcadas por los ensayos realizados a 392°F, 464°F y 518°F. Esto debido a que en la primera prueba la recolección de la muestra de gas se hizo a la temperatura de la prueba (572°F) y por ende los condensados recolectados, al llevarse a la temperatura de trabajo del cromatógrafo, 158°F, generaron una obstrucción de la línea de flujo que comunicaba el cilindro de muestreo con al equipo, ingresando en fase líquida a la columna de separación y generando la contaminación del equipo, por tanto, dichos resultados no fueron fiables. Así mismo en el siguiente ensayo a 572°F, se presentaron dos problemas durante la prueba, la correa de transmisión del motor al sistema de agitación falló en horas de la noche, por lo que la prueba permaneció sin agitación durante 12 horas hasta tanto no se consiguió e instaló una correa al sistema de transmisión, figura 27.

**Figura 27.** Daño en la correa de transmisión del motor al sistema de agitación del reactor.



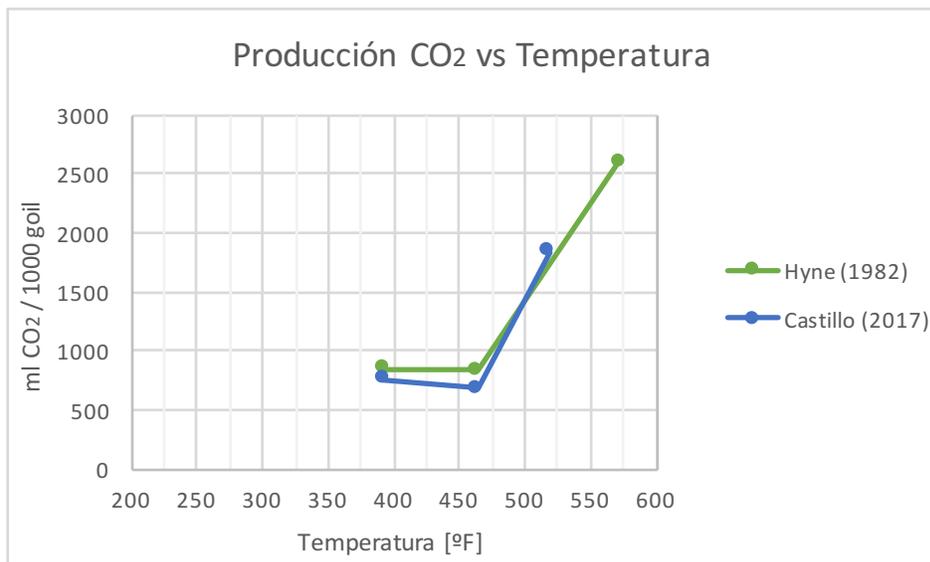
Así mismo, durante la misma prueba, en las últimas 4 horas el sistema de calentamiento presentó fallas en el control de la temperatura, operando 104°F por debajo del setpoint, culminada la prueba se verificó el equipo y se detectó una falla en las resistencias del horno, que conllevaron a su posterior cambio para dar continuidad a las pruebas restantes, figura 28; Por esta razón las pruebas empleadas para la construcción del modelo cinético correspondieron a las realizadas a 392°F, 464°F y 518°F. Con el fin de analizar la tendencia en los compuestos producidos bajo los ensayos realizados a 392°F, 464°F y 518°F; se efectuó una comparación con los resultados presentados por Hyne (1984) distribuidos en los tres rangos de temperatura propuestos por él dentro de la ventana de la reacción de acuatermólisis, 392°F, 464°F y 518°F. De allí, se pudo observar que hubo ligeras variaciones en los resultados debido a que fueron analizados crudos dotados de características fisicoquímicas diferentes, pero las

tendencias de los dos correspondieron a un comportamiento similar, tal como se puede evidenciar en las figuras 29, 30, 31, 32 y 33, que describen la producción de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{C}_2+$  respectivamente.

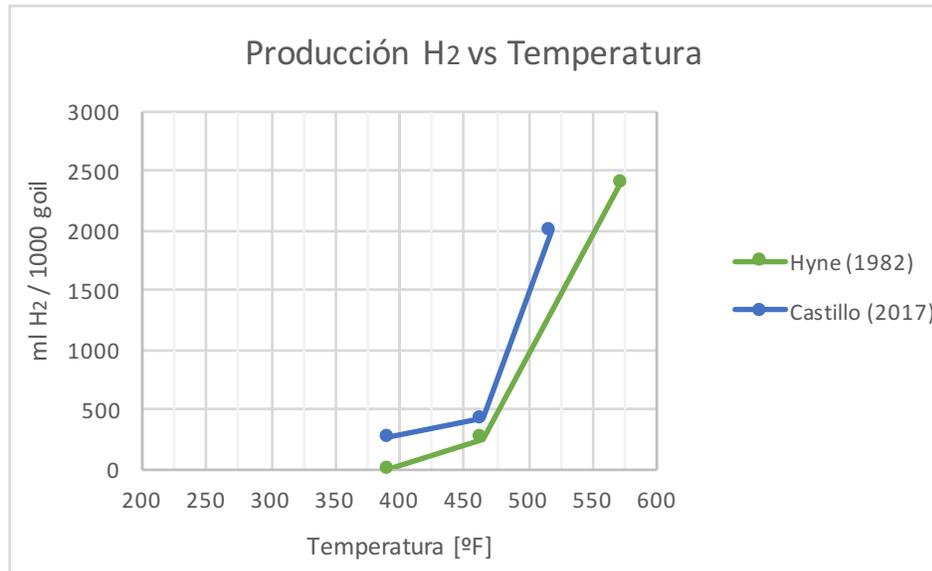
**Figura 28.** Cambio en la resistencia del horno de calentamiento del reactor.



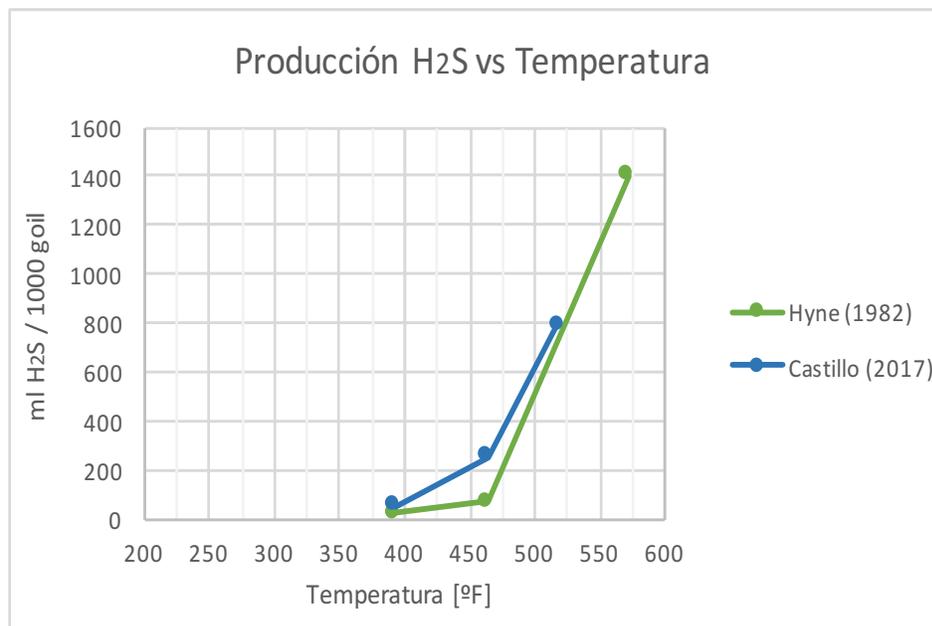
**Figura 29.** Curvas de tendencia de producción de  $\text{CO}_2$ , para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



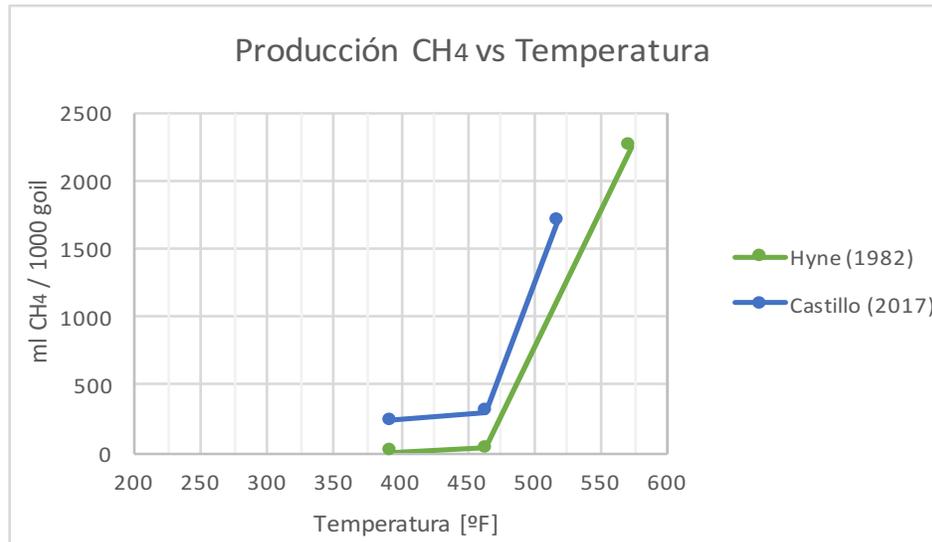
**Figura 30.** Curvas de tendencia de producción de H<sub>2</sub>, para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



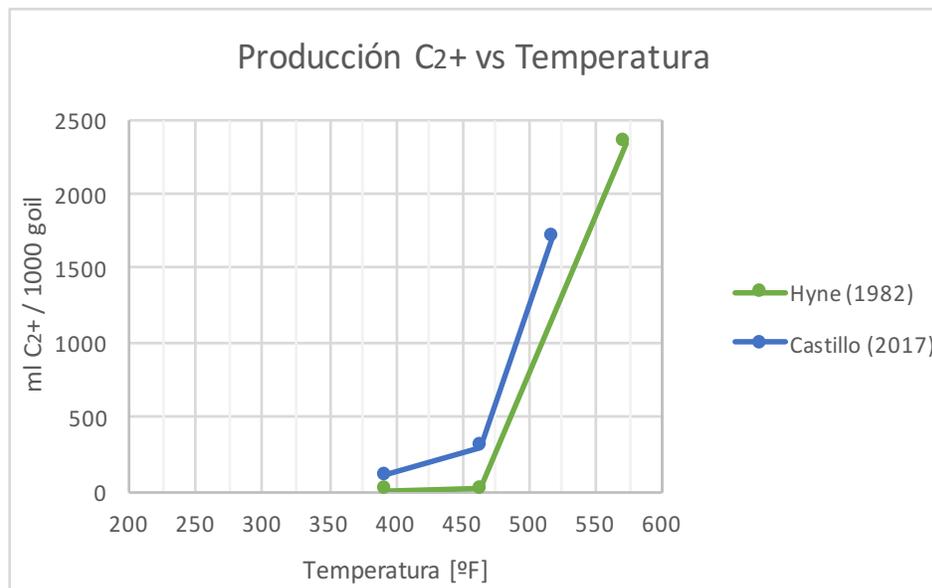
**Figura 31.** Curvas de tendencia de producción de H<sub>2</sub>S, para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



**Figura 32.** Curvas de tendencia de producción de CH<sub>4</sub>, para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



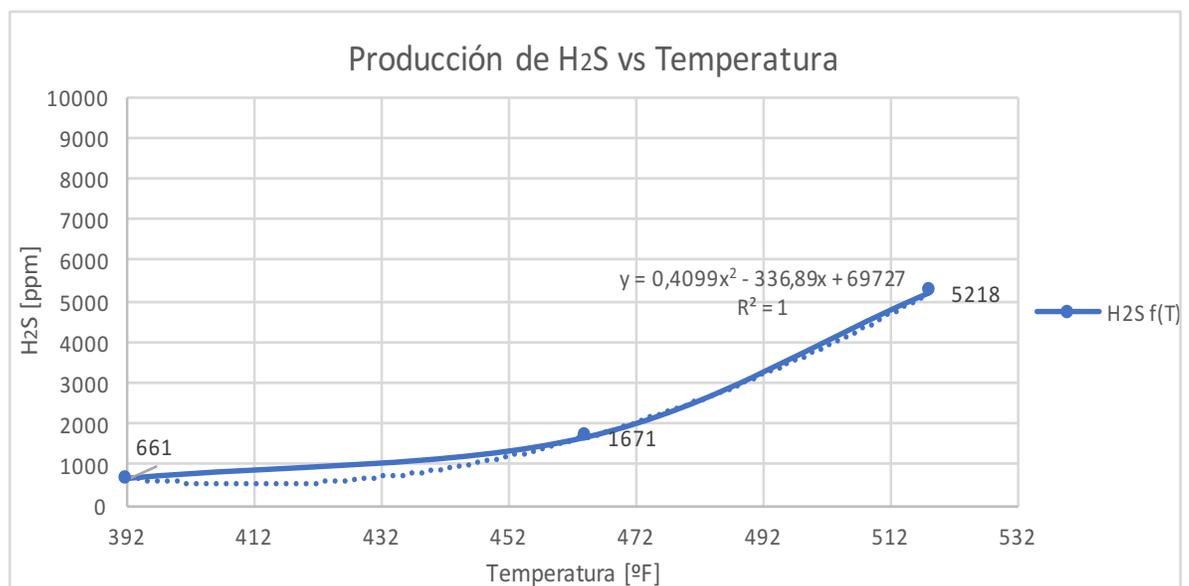
**Figura 33.** Curvas de tendencia de producción de C<sub>2+</sub>, para las pruebas desarrolladas por Hyne (1982) empleando bitumen de la formación Athabasca, y el autor empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



Entre los análisis realizados entorno a los resultados obtenidos, se presenta en la figura 34, el comportamiento en la producción de ácido sulfhídrico en función de la temperatura, para los tres escenarios evaluados correspondientes a 392°F, 464°F y 518°F; de igual forma se logra evidenciar la muy buena regresión que se logra entre los valores experimentales conseguidos, al obtener un coeficiente de determinación igual a la unidad.

A partir de la información consignada en la tabla 4, excluyendo por las razones previamente mencionadas los resultados obtenidos en la prueba a 572°F; se presenta a continuación los procedimientos y cálculos realizados para llevar a cabo la construcción del modelo cinético, el cual con el apoyo de la simulación numérica, permitirá estimar la producción de ácido sulfhídrico asociada a la implementación de la inyección de vapor como método de recobro térmico en un modelo conceptual de simulación de un yacimiento con las características petrofísicas y de los fluidos similares a las del yacimiento objeto de estudio.

**Figura 34.** Curva de tendencia de producción de H<sub>2</sub>S en función de la temperatura, para las pruebas desarrolladas empleando crudo pesado proveniente del yacimiento de estudio.



En primera instancia se procederá a determinar los parámetros cinéticos de manera gráfica, para ello será necesario calcular la velocidad de reacción con la cual se produce el ácido sulfhídrico para cada condición de temperatura. La velocidad de reacción también se expresa matemáticamente como el cociente entre la masa obtenida de un producto y la masa empleada del reactivo por unidad de tiempo, tal como se presenta en la ecuación 13.

$$r_{H_2S} = \frac{\text{masa producto}}{\text{masa reactivo} \cdot \text{tiempo}} = \frac{m_{H_2S}}{\text{mol} \cdot t} \quad (13)$$

De la ecuación 13, la incógnita corresponde al término  $m_{H_2S}$ , el cual es función de las moles y el peso molecular del ácido sulfhídrico, tal como se consigna en la ecuación 14.

$$m_{H_2S} = n \cdot PM_{H_2S} \quad (14)$$

Con el fin de obtener el número de moles, se empleará la ecuación de los gases reales (15), de la cual se puede despejar el término  $n$ .

$$P \cdot V = z \cdot n \cdot R \cdot T \rightarrow n = \frac{P \cdot V}{z \cdot R \cdot T} \quad (15)$$

Reemplazando el término  $n$  en la ecuación 14 se obtiene:

$$m_{H_2S} = \frac{P \cdot V}{z \cdot R \cdot T} \cdot PM_{H_2S} \quad (16)$$

A continuación, se sustituye el término  $m_{H_2S}$  en la ecuación 13 y se obtiene:

$$r = \frac{\text{masa producto}}{\text{masa reactivo} \cdot \text{tiempo}} = \frac{m_{H_2S}}{\text{mol} \cdot t} = \frac{P \cdot V}{z \cdot R \cdot T} \cdot PM_{H_2S} \cdot \frac{1}{\text{mol} \cdot t} \quad (17)$$

En la ecuación 17 se observa como ahora la velocidad de reacción no se expresa en términos de la masa o de las moles, por el contrario, se hace en función del volumen, es por ello que los cambios másicos o molares que se presentan en el

gas se pueden expresar en términos de los cambios en las fracciones volumétricas tales como se presenta en la ecuación 18.

$$r_{H_2S} = \frac{n_{H_2S} \cdot P_m}{M_{oil} \cdot t} = \frac{P \cdot V \cdot [H_2S_f - H_2S_i]}{t} \cdot \frac{1}{zRT} \cdot \frac{PM_{H_2S}}{M_{oil}} \quad (18)$$

Donde:

r : Velocidad de reacción [gH<sub>2</sub>S/gOil] s<sup>-1</sup>

p : Presión [bar]

V : Volumen reactor: 500 cm<sup>3</sup> (200cm<sup>3</sup> restando el volumen de los fluidos)

H<sub>2</sub>S<sub>i</sub> : Concentración de H<sub>2</sub>S al inicio de la prueba [fracción]

H<sub>2</sub>S<sub>f</sub> : Concentración de H<sub>2</sub>S al final de la prueba [fracción]

t : Tiempo [s]

z : Factor de compresibilidad

R : Constante de los gases reales [83,14 bar\*cm<sup>3</sup>\*K<sup>-1</sup>\*mol<sup>-1</sup>]

T: Temperatura [K]

Moil: Masa de aceite [g]

PM<sub>H<sub>2</sub>S</sub>: Peso Molecular del H<sub>2</sub>S [g/mol]

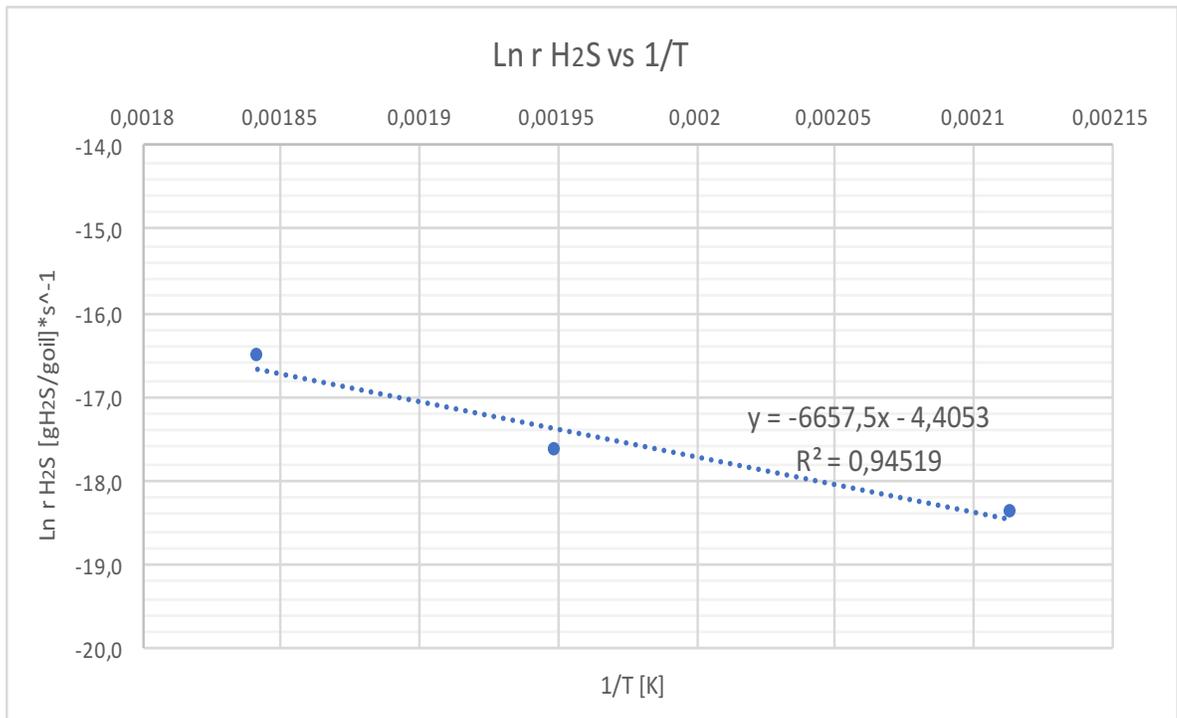
Así pues, a partir de las composiciones obtenidos a través de los análisis de cromatografía, es posible empleando la ecuación 18, calcular las velocidades de reacción para la producción de H<sub>2</sub>S en los escenarios correspondientes a 392°F, 464°F y 518°F, tal como se presenta a continuación en la tabla 5.

**Tabla 5.** Cálculos de las velocidades de reacción realizados a los ensayos llevados a cabo a 392°F, 464°F y 518°F.

Temperatura °F	H <sub>2</sub> S(i)-H <sub>2</sub> S( f)	ln rH <sub>2</sub> S [gH <sub>2</sub> S/goil]*s <sup>-1</sup>	1/T [K]
392	0,066	-18,380	0,0021
464	0,167	-17,635	0,0019
518	0,521	-16,513	0,0018

A partir de la información provista en la tabla 5, se procede a construir la gráfica  $\ln r_{H_2S}$  vs  $1/T$ , de la cual será posible extraer los parámetros cinéticos correspondientes a la energía de activación y factor de frecuencia, figura 35.

**Figura 35.** Gráfica  $\ln r_{H_2S}$  vs  $1/T$ .



De la figura 35 se extrae la ecuación que describe la pendiente y el punto de corte que proyectan los puntos experimentales presentes en la gráfica; de igual forma se observa el buen ajuste obtenido en la regresión al presentar un coeficiente de determinación igual a 0,945.

Con base en la ecuación presente en el gráfico de la figura 35, la pendiente, correspondiente al término que multiplica la variable independiente, representa el término  $E_a/R$ ; por tanto, la energía de activación es:

$$-Ea/R = -6657,5K ; \text{ donde } R = 8,314 \frac{J}{mol K} \quad (19)$$

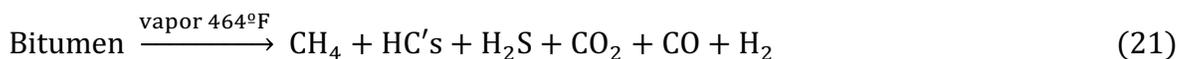
$$\left[ Ea = -55350,46 \frac{J}{mol} = -23796,31 \frac{BTU}{lbmol} \right]$$

Así mismo, el intercepto, correspondiente a la constante en la ecuación presente en el gráfico de la figura 35, permite despejar el valor del factor de frecuencia como se observa en la ecuación 20.

$$\ln(A) = 4,4053 ; A = e^{4,4053} \quad (20)$$

$$[A = 81,88]$$

Finalmente, para completar el modelo cinético que alimentará el simulador de yacimientos, es necesario establecer los coeficientes estequiométricos para el esquema de reacción, ecuación 21, empleado como referencia en el presente trabajo de investigación. A continuación, se presentan los cálculos para la determinación de los respectivos coeficientes estequiométricos de los productos obtenidos a causa de la reacción de acuatermólisis.



En la tabla 6 se presentan los resultados normalizados del análisis cromatográfico de los gases correspondiente a la prueba de 464°F. De allí, a partir de la sumatoria de los productos entre las fracciones de cada componente y su respectivo peso molecular, se calcula el peso molecular de la muestra de gas. Seguidamente, conociendo el volumen de la muestra gaseosa, es posible conocer la masa de gas, así como el aporte respectivo de cada compuesto a la masa total del fluido. Finalmente, en la tabla 7, se establecen las moles presentes de cada producto en la reacción y se propone el esquema que describe la producción de

metano, hidrocarburos gaseosos, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, monóxido de carbono e hidrógeno, que se producen cuando el crudo de estudio es sometido a procesos térmicos con vapor.

**Tabla 6.** Cálculos de la masa de los productos obtenidos a causa de la reacción de acuatermólisis.

Gases	%	PM	YI*PM	masa gas [g]
CH <sub>4</sub>	11,419	30,069	3,433	0,982
HC's	11,131	38,888	4,328	0,958
H <sub>2</sub> S	0,521	34,082	0,177	0,044
CO	5,401	28,01	1,513	0,464
CO <sub>2</sub>	53,863	44,01	23,705	4,635
H <sub>2</sub>	17,662	1,007	0,177	1,520
<b>PM total</b>			<b>33,33648575</b>	
$\rho$ gas =PM*P/R/T	0,037	g/cm <sup>3</sup>		
Volumen gas	228,290	cm <sup>3</sup>		
Masa gas	8,606	g		

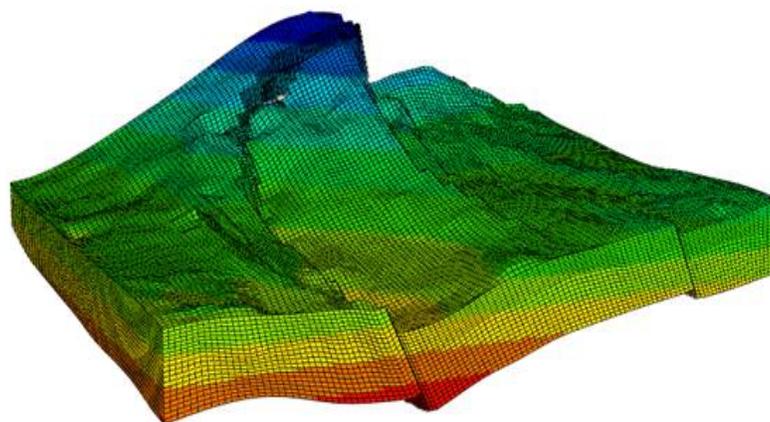
**Tabla 7.** Coeficientes estequiométricos del esquema de reacción propuesto para modelar la reacción de acuatermólisis.

	Agua	+	Petróleo	=	<u>Vapor</u> CH <sub>4</sub>	HC'S	H <sub>2</sub> S	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
Masa [g]	100		200		0,983	191,393	0,045	0,465	4,636	1,520
Moles	5,556		0,494		0,033	0,473	0,001	0,017	0,105	1,510
1mol aceite	11,250		1,000		0,066	0,957	0,003	0,034	0,213	3,057
<b>2,25mol aceite</b>	<b>25,26</b>	<b>+</b>	<b>2,25</b>	<b>=</b>	<b>0,15</b>	<b>2,15</b>	<b>0,01</b>	<b>0,08</b>	<b>0,48</b>	<b>3,06</b>

### 3. MODELO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Una vez propuesta la cinética para analizar el efecto que pudiese tener la implementación del vapor en la producción de ácido sulfhídrico; se hace necesario acudir a simuladores de yacimientos especializados en el modelamiento de procesos térmicos, para representar de forma adecuada los fenómenos fisicoquímicos asociados a la implementación de la técnica. La herramienta computacional que se empleará para realizar la evaluación del modelo cinético será el software de yacimientos STARS, desarrollado por la compañía CMG, adecuado para simular procesos térmicos empleados en EOR. A continuación, se presenta la información del modelo empleado en la simulación, figura 36.

**Figura 36.** Modelo de simulación empleado para el análisis conceptual de la cinética relacionada con la producción de ácido sulfhídrico.



**Fuente:** Computer Modelling Group.

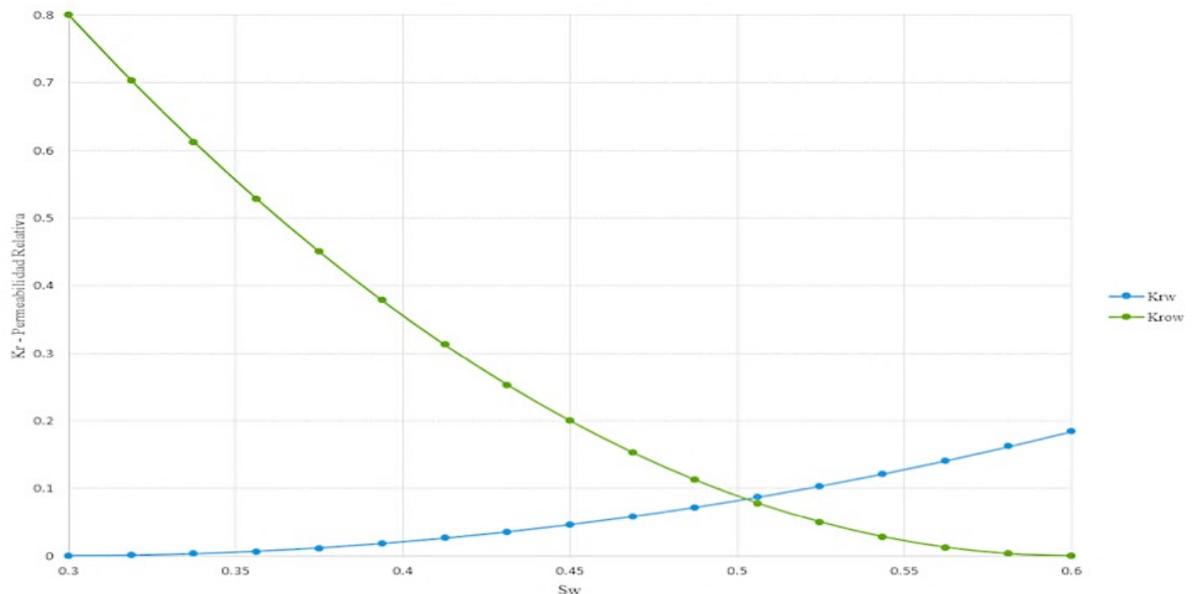
Geológicamente el modelo estático se encuentra conformado por 5 fallas estructurales y cuenta en profundidad con 23 capas que representan las variaciones en permeabilidad vertical del sistema; en la tabla 8 se presentan características petrofísicas y condiciones generales del yacimiento similares a las que cuenta el yacimiento motivo de estudio.

**Tabla 8.** Propiedades petrofísicas y de los fluidos.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	25	%
Permeabilidad i,j	500 - 4000	mD
Kv/Kh	0.25	-
Saturación de aceite	70	%
Profundidad	1800-2100	Pies
Presión inicial	840	Psi
Presión de burbuja	795	Psi
Temperatura inicial	108	°F
Gravedad API	13	°API
Compresibilidad formación	$1,8 \cdot 10^{-6}$	1/psi

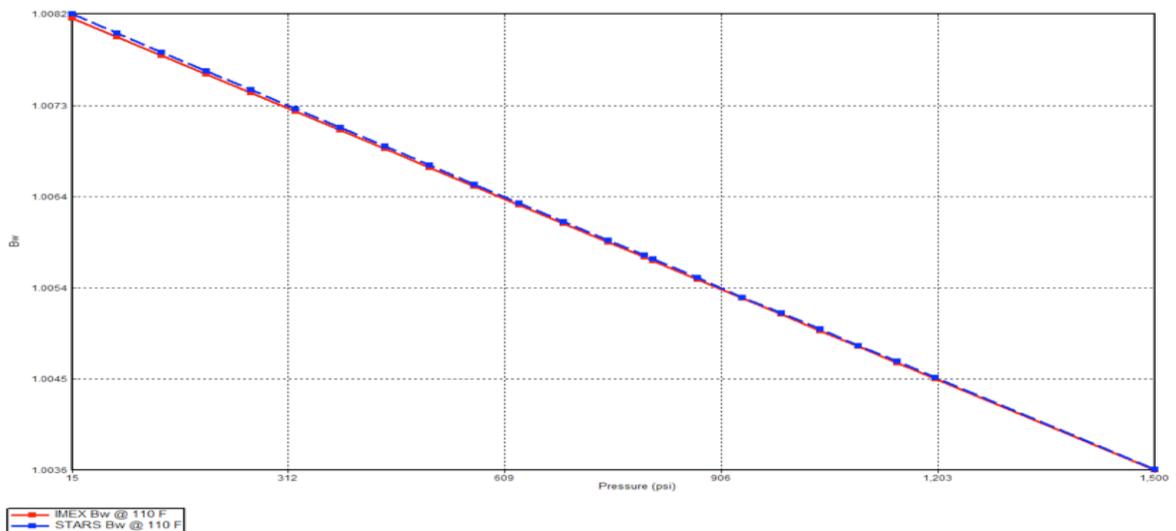
A continuación, se presentan las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite que evidencian el carácter preferencial de mojabilidad por parte de la roca; como se logra evidenciar en la figura 37; a bajos valores de saturación de agua, la movilidad del aceite es alta y el intercepto entre las curvas de permeabilidad relativa de los dos fluidos se produce a una saturación de agua superior al 50%.

**Figura 37.** Curvas de permeabilidad relativa.



En las figuras comprendidas entre la número 38 y la 43, se presentan las curvas que describen el comportamiento de propiedades físicas tales como el factor volumétrico de formación para el agua, el aceite y el gas, así como la relación gas aceite y la viscosidad del petróleo en función de la presión y la temperatura.

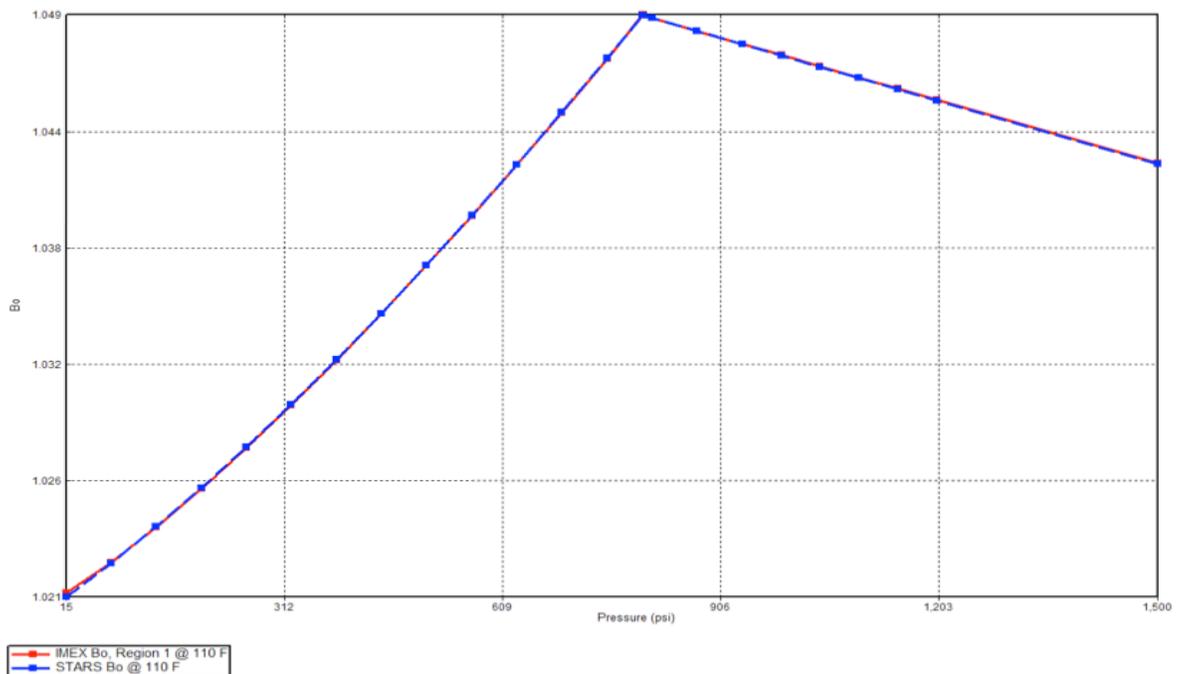
**Figura 38.** Factor volumétrico del agua (Bw).



Las figuras mencionadas previamente, presentan el comportamiento de las propiedades modeladas por los simuladores IMEX y STARS a una condición de temperatura de 100°F. La herramienta IMEX es empleada en el modelamiento de crudos pesados en procesos de producción en frío, mientras STARS, al incorporar ecuaciones de balances de energía, permite representar procesos térmicos, siendo esta la razón por la cual ha sido seleccionado para el modelamiento de los cambios cinéticos producto de la implementación de la inyección de vapor. Para el caso de la figura 38, el factor volumétrico del agua (Bw), el cual indica los cambios en volumen que puede experimentar este fluido por la descompresión que sufre en el camino desde el subsuelo hasta la superficie, se evidencia que tan solo registra un cambio desde 1,0082 a 1,0035 barriles cuando es llevada desde los 1500 psi a la presión atmosférica, es decir que el cambio de volumen que experimenta es de tan solo el 0,466 %.

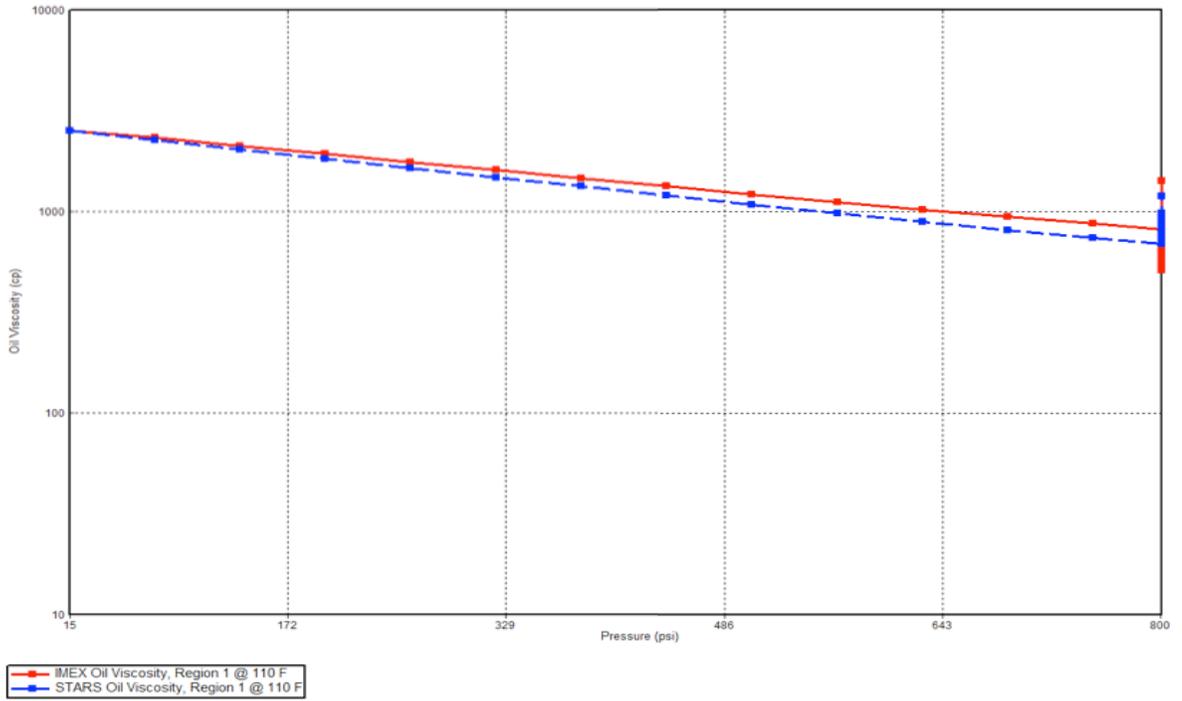
En lo que respecta al factor volumétrico de formación del aceite, cuyo principio al igual que el  $B_w$  es indicar la variación volumétrica que sufre el fluido debido a los cambios de presión, la figura 39 describe el comportamiento característico de un crudo pesado como lo es el fluido de estudio. Así mismo, se observa que el valor más alto referente a esta propiedad, alcanzado en el punto de burbuja situado a 795 psi, es de 1.049, y desciende hasta 1.021 a 14.7 psi, lo que represente un cambio en el volumen de tan solo un 2,3%. Esta característica propia de los crudos de baja gravedad API, obedece al bajo contenido de gas en solución, el cuál es el responsable de conferirle al hidrocarburo cambios significativos en el volumen debido a la despresurización.

**Figura 39.** Factor volumétrico del aceite ( $B_o$ ).

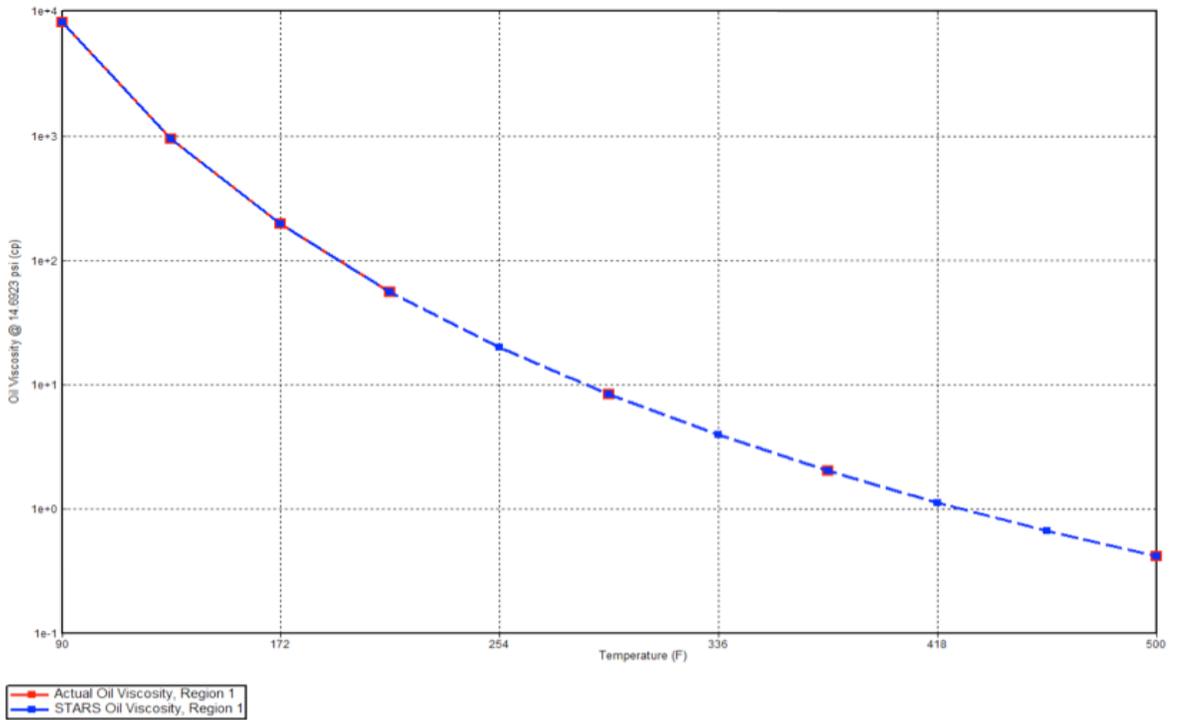


Una propiedad importante de los crudos pesados es la viscosidad, cuyos altos valores le confieren a esta clase de hidrocarburos serias limitaciones en movilidad, lo que conlleva a los bajos índices de recobro en la explotación de esta clase de yacimientos. En las figuras 40 y 41 se presenta el comportamiento de dicha propiedad cuando es sometida a cambios en la presión y la temperatura.

**Figura 40.** Viscosidad del aceite vs presión.



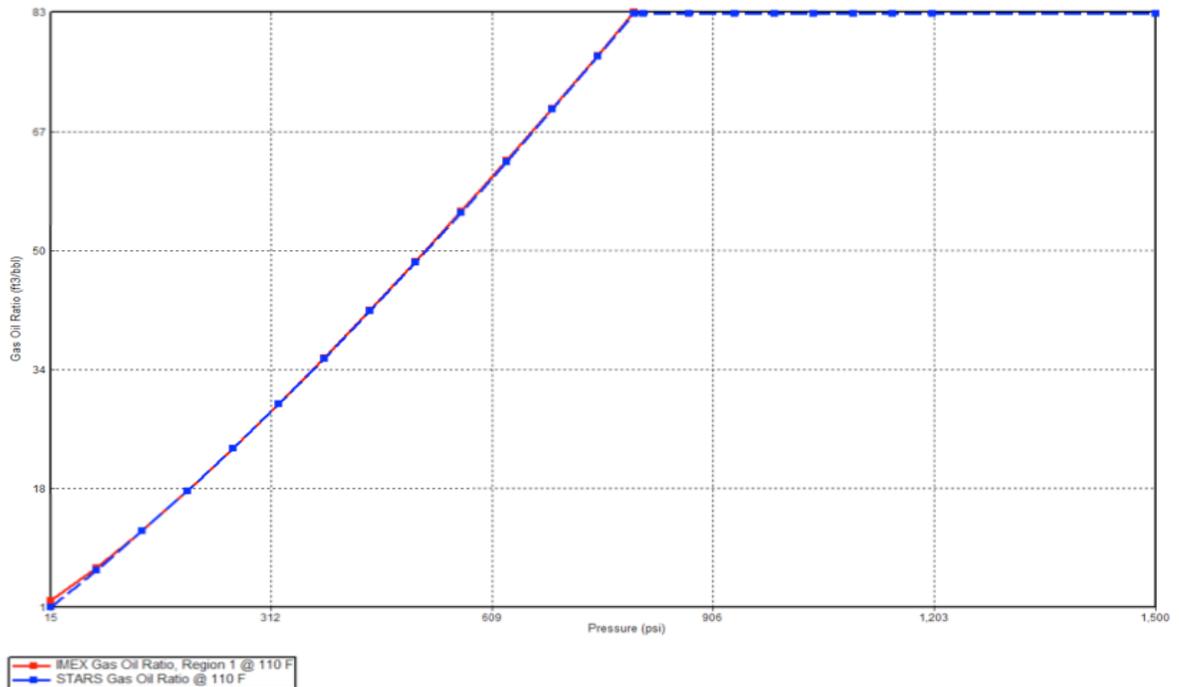
**Figura 41.** Viscosidad del aceite vs temperatura.



De las dos figuras presentadas anteriormente, las cuales describen el comportamiento de la viscosidad, se observa en la figura 40, que la disminución en la presión ocasionada por la explotación del yacimiento conllevará a que se presenten incrementos en la viscosidad del aceite. Esto, por motivo que los gases que pudiesen estar disueltos en el hidrocarburo tenderán a liberarse, reduciendo la movilidad del aceite al hacerlo más viscoso; lo cual conllevará en términos de producción a una disminución en el índice de productividad de los pozos debido a la mayor dificultad que tendrá el petróleo para fluir a través del medio poroso.

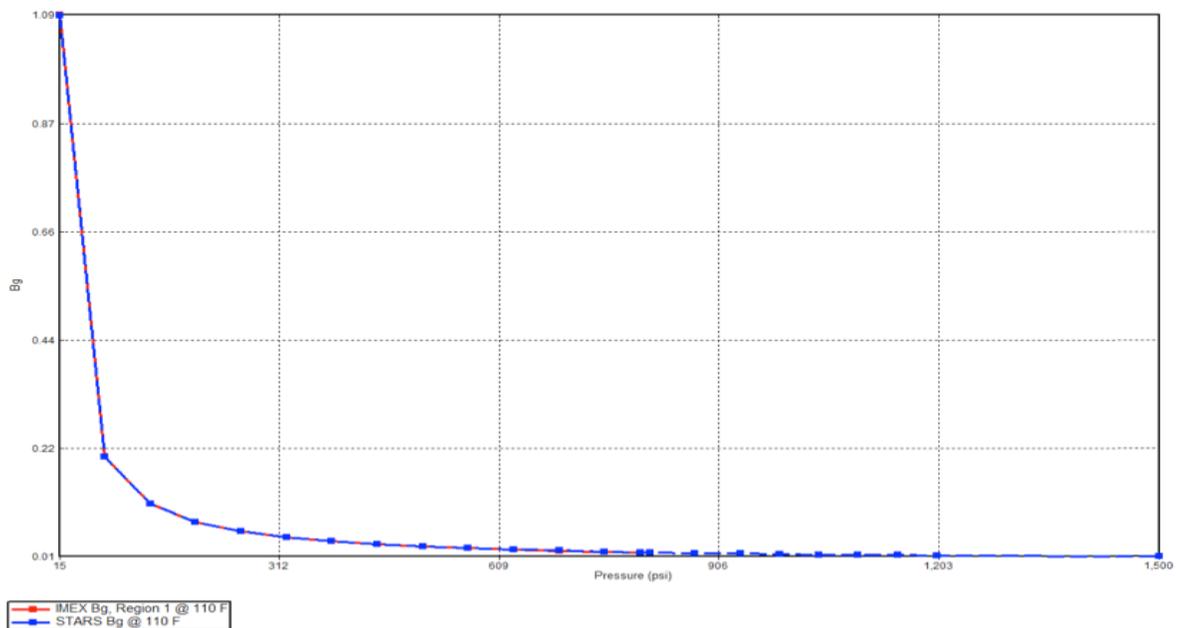
Con relación a la temperatura, figura 41, se evidencia claramente el notable efecto que produce esta variable termodinámica en la viscosidad del hidrocarburo, al lograr reducciones de hasta 4 órdenes de magnitud cuando la temperatura se incrementa desde la temperatura de yacimiento hasta la temperatura alcanzada por motivo de la implementación del vapor, aproximadamente 500°F.

**Figura 42.** Relación gas - aceite [scf/stb].



La relación gas - aceite para el crudo de estudio, presentada en la figura 42, describe un comportamiento constante a presiones superiores a la presión de saturación. Valores de presión inferiores a esta referencia conlleva a que el gas inicie a liberarse del aceite y por ende empiece a producirse de acuerdo a lo descrito por el GOR. Así mismo, las magnitudes descritas en la gráfica se ajustan a las propuestas por (McCain,1994) las cuales corresponden a las que presentan los crudos pesados.<sup>26</sup>

**Figura 43.** Factor volumétrico del gas (Bg).



Finalmente, entre las propiedades de los fluidos relevantes de sitúa el factor volumétrico del gas, el cual empieza a incrementar en el punto de burbuja, que para el caso particular se sitúa en 795 psi, y conforme la presión disminuye, la expansión del gas aumenta, así mismo lo hace la propiedad (Bg), tendiendo a la unidad conforme la presión del yacimiento decae y se acerca a la de referencia, es decir la presión atmosférica (14,7 psi).

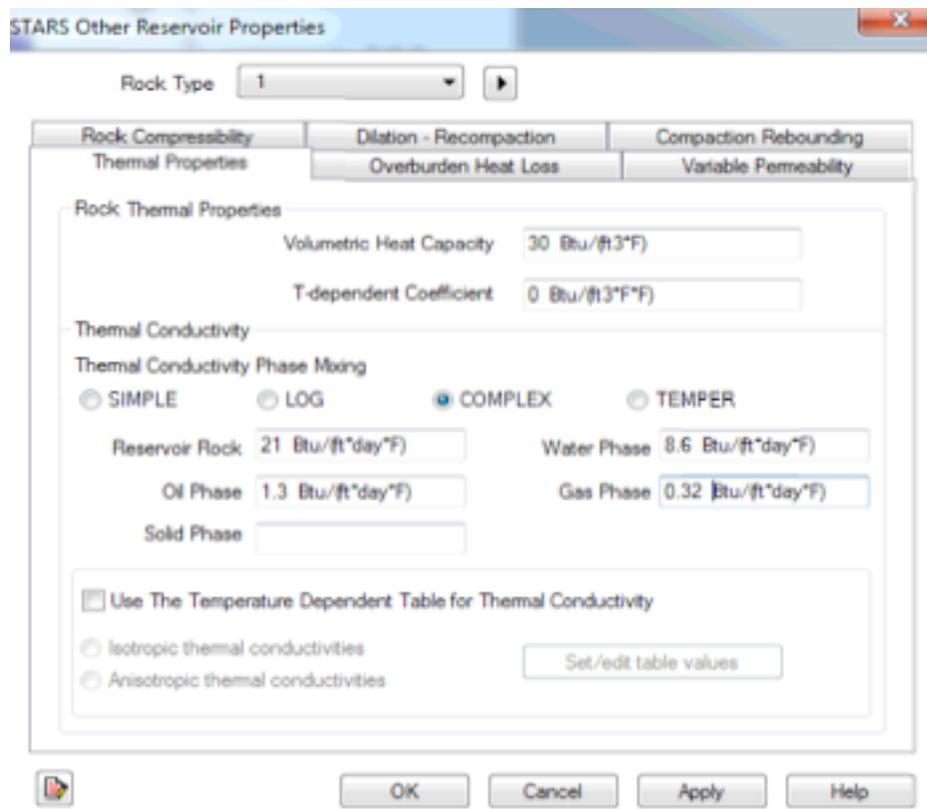
<sup>26</sup> McCain, W. Revised Gas Oil Ratio Criteria Key Indicator of Reservoir Fluid Type. Petroleum Engineer International. Abril, 1994

Con relación a las propiedades térmicas de la roca y los fluidos, en la figura 44 se presentan la capacidad calorífica volumétrica ( $M_p$ ) que hace referencia al producto de la densidad tanto de la roca y de los fluidos por la capacidad calorífica respectiva, tal como se presenta en la ecuación 22.

$$M_p = (1 - \phi)\rho_{roca}Cp_{roca} + \phi(S_o\rho_oCp_o + S_w\rho_wCp_w + S_g\rho_gCp_g) \quad (22)$$

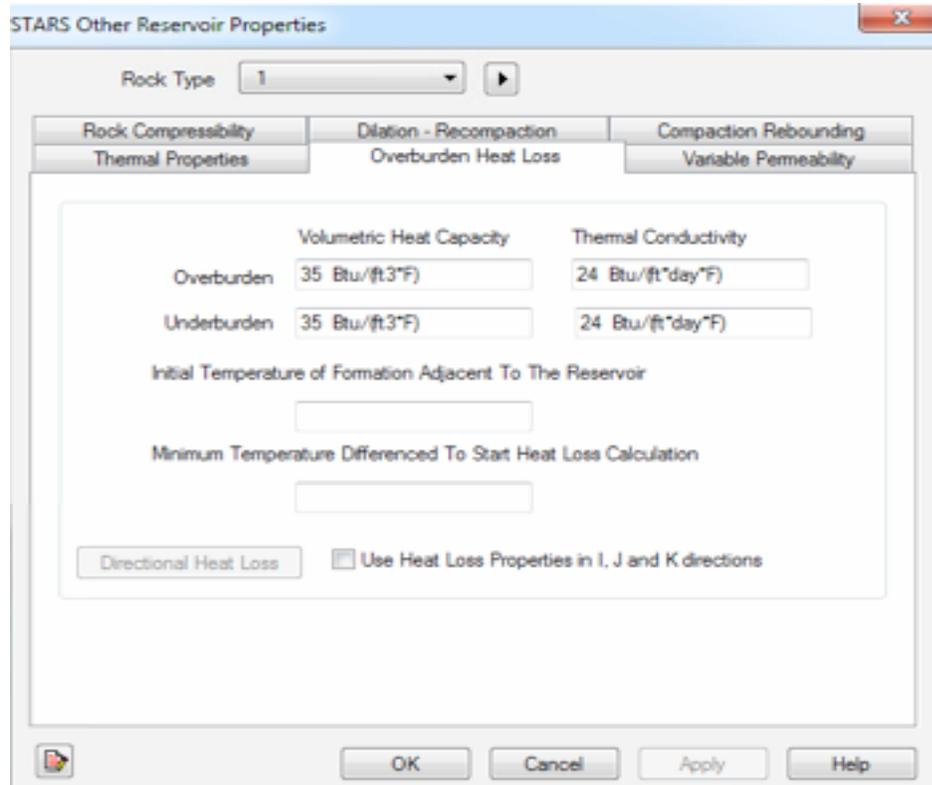
De igual forma se presentan las conductividades térmicas tanto para la roca como para las fases aceite, agua y gas.

**Figura 44.** Propiedades térmicas de la roca y los fluidos.



En la figura 45 se presentan las magnitudes de la capacidad volumétrica y conductividad térmica para las formaciones superiores e inferiores donde se presentan pérdidas de calor.

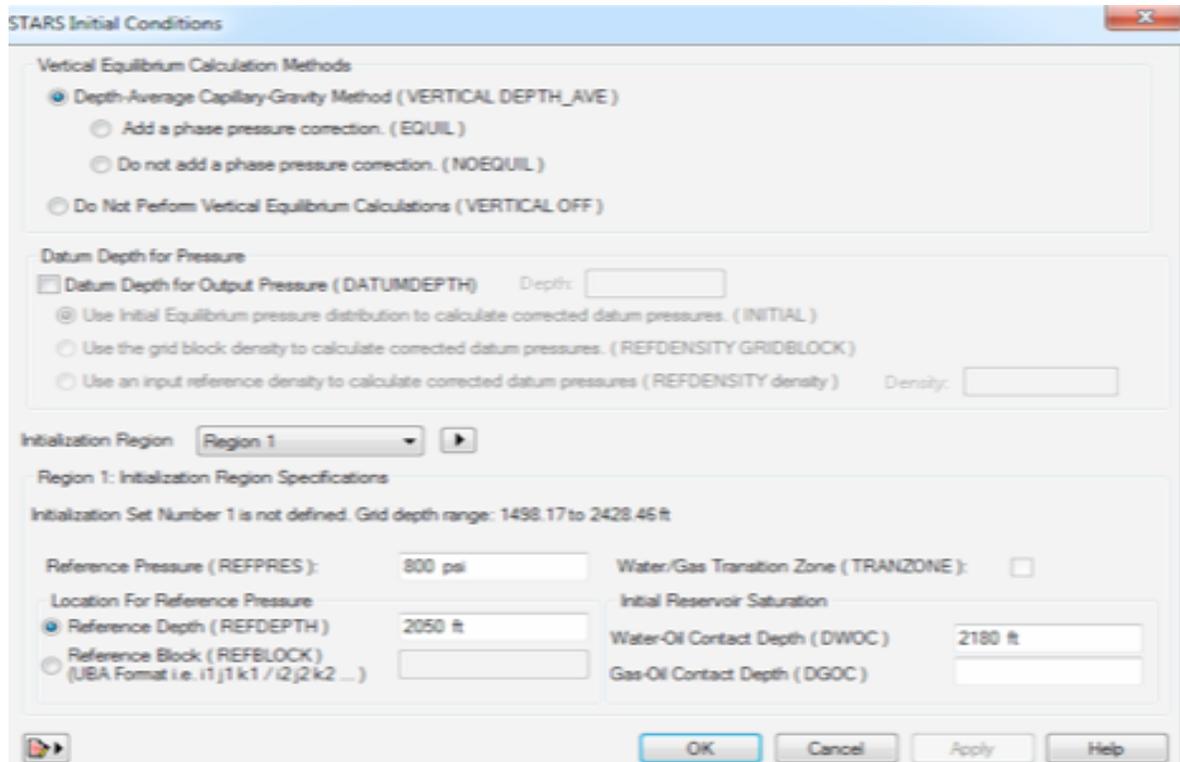
**Figura 45.** Capacidad calorífica volumétrica y conductividad térmica de las formaciones subyacentes y suprayacentes.



Seguidamente, en la puesta a punto del modelo de simulación se procede a definir las condiciones iniciales, haciendo referencia como condiciones iniciales a la profundidad del contacto agua – petróleo, una profundidad de referencia y la respectiva presión en ese punto, como se presenta en la figura 46.

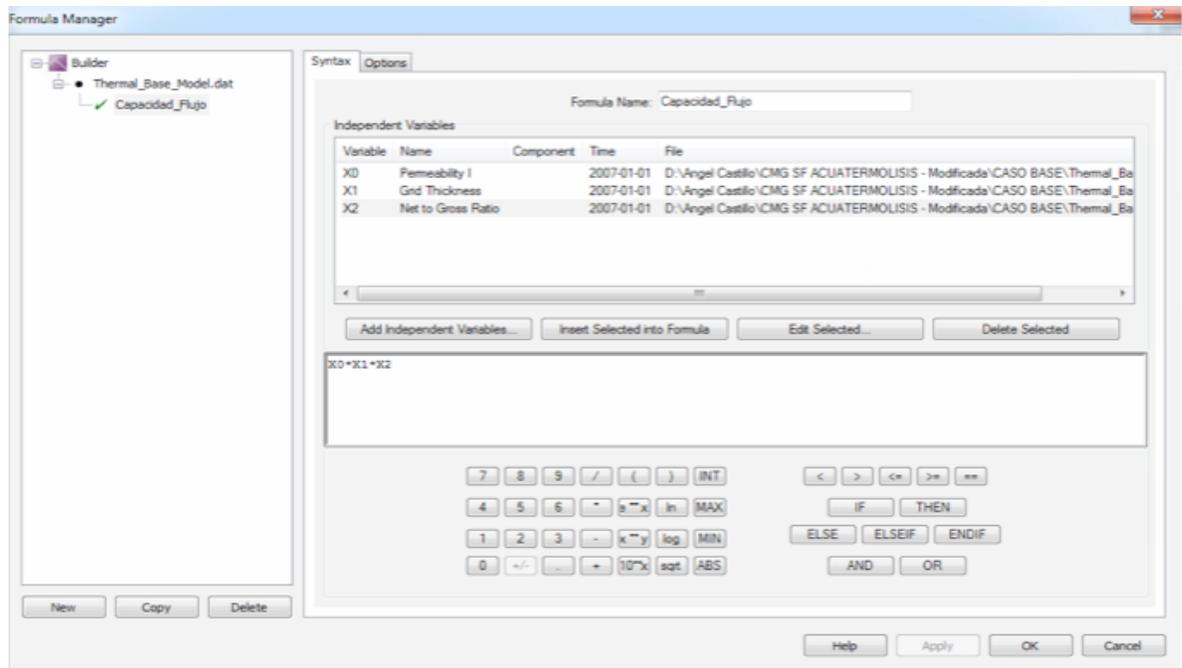
Posteriormente al definirse por completo las propiedades físicas y térmicas de la roca y los fluidos, así como las condiciones iniciales para establecer el perfil de saturaciones, se procede a determinar las zonas más prolíferas de hidrocarburo móvil, así como las áreas más permeables del yacimiento para la selección del sector model donde se evaluará el piloto de inyección de vapor. Para ello es necesario en primera instancia, definir una nueva propiedad en el modelo la cual se denominará capacidad de flujo, que involucra variables tales como el espesor, la permeabilidad horizontal y el espesor neto, como se presenta en la figura 47.

**Figura 46.** Condiciones iniciales para la definición del perfil de saturaciones del modelo de simulación.

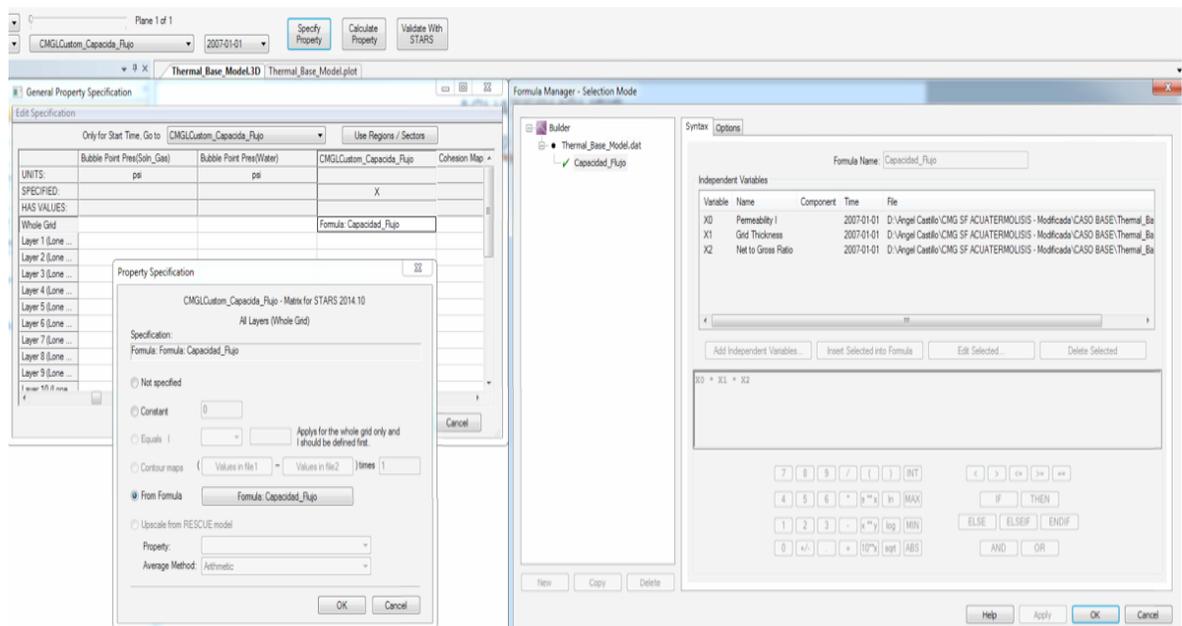


Una vez establecida esta nueva ecuación, que incorpora parámetros relacionados con la capacidad de flujo; en la opción “Specify Property”, se define esta nueva propiedad denominada “Capacidad\_Flujo”, seguidamente se incorpora la ecuación y se define para que haga parte de todo el enmallado “Whole Grid”, tal como se ejemplifica en la figura 48. Este mismo procedimiento se repite para calcular el aceite móvil, que corresponde al producto del volumen poroso por la diferencia entre la saturación de aceite y la saturación de aceite residual, como se presenta en la figura 49. Una vez establecida esta nueva ecuación, que incorpora parámetros relacionados con el volumen de aceite móvil; en la opción “Specify Property”, se define esta nueva propiedad denominada “Petróleo\_movil” y seguidamente se incorpora la ecuación y se define para que haga parte de todo el enmallado “Whole Grid”, tal como se ejemplifica en la figura 50.

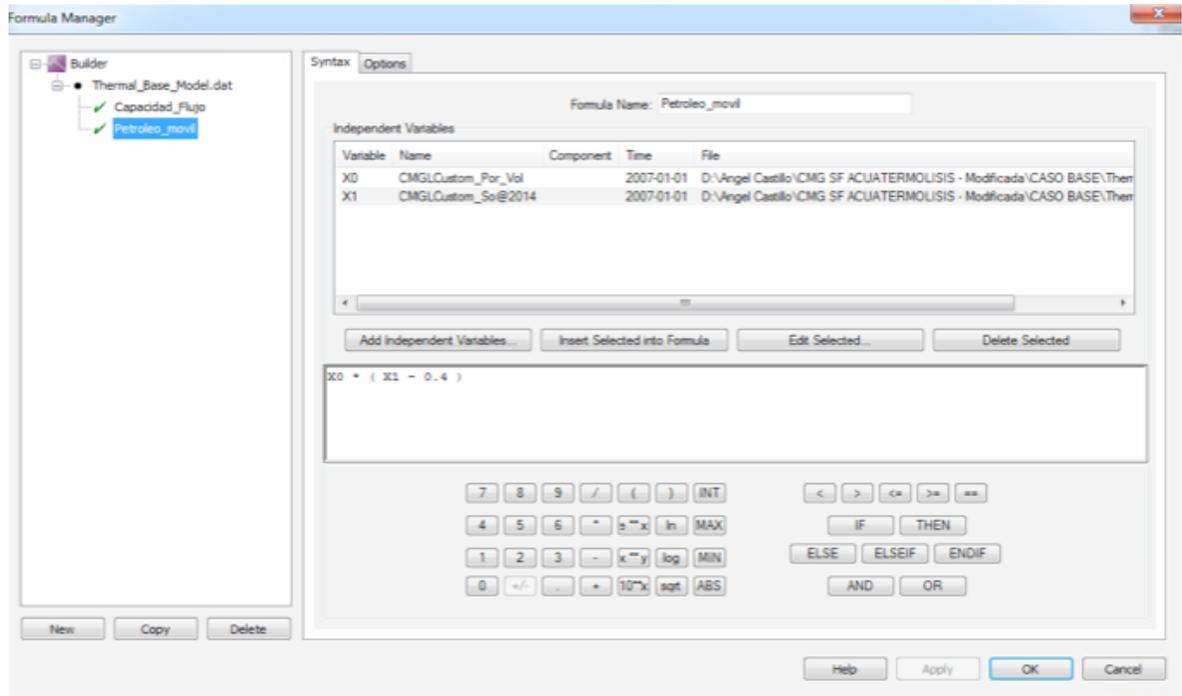
**Figura 47.** Creación de la ecuación que define la nueva propiedad denominada capacidad de flujo.



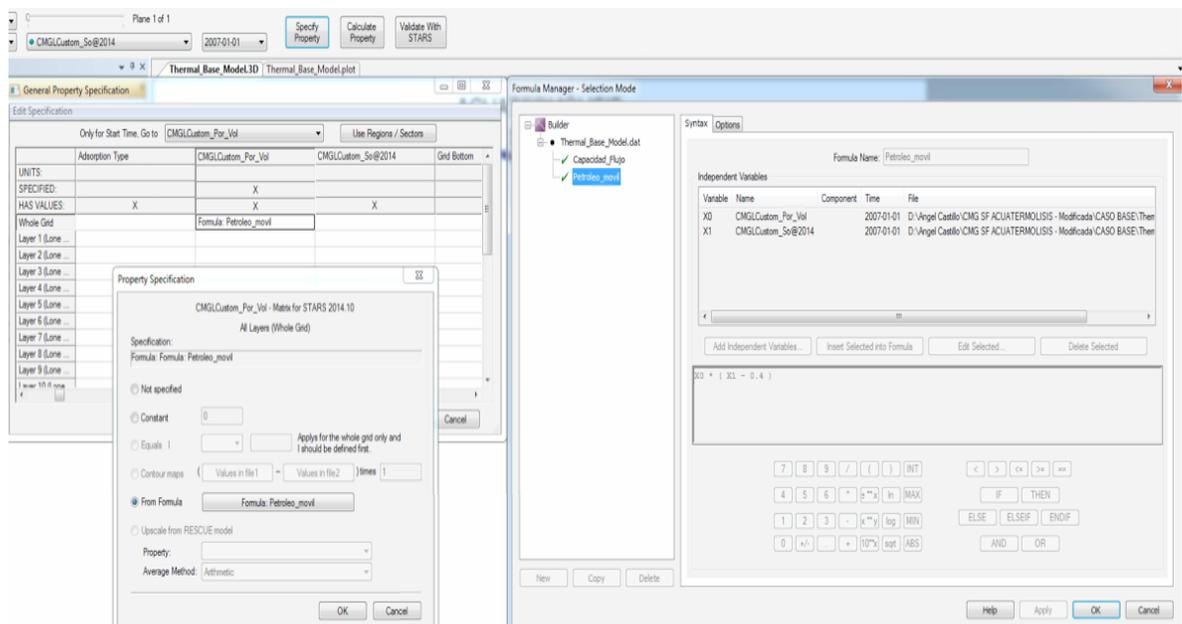
**Figura 48.** Distribución de la nueva propiedad “Capacidad\_Flujo” a todo el enmallado.



**Figura 49.** Creación de la ecuación que define la nueva propiedad denominada petróleo móvil.

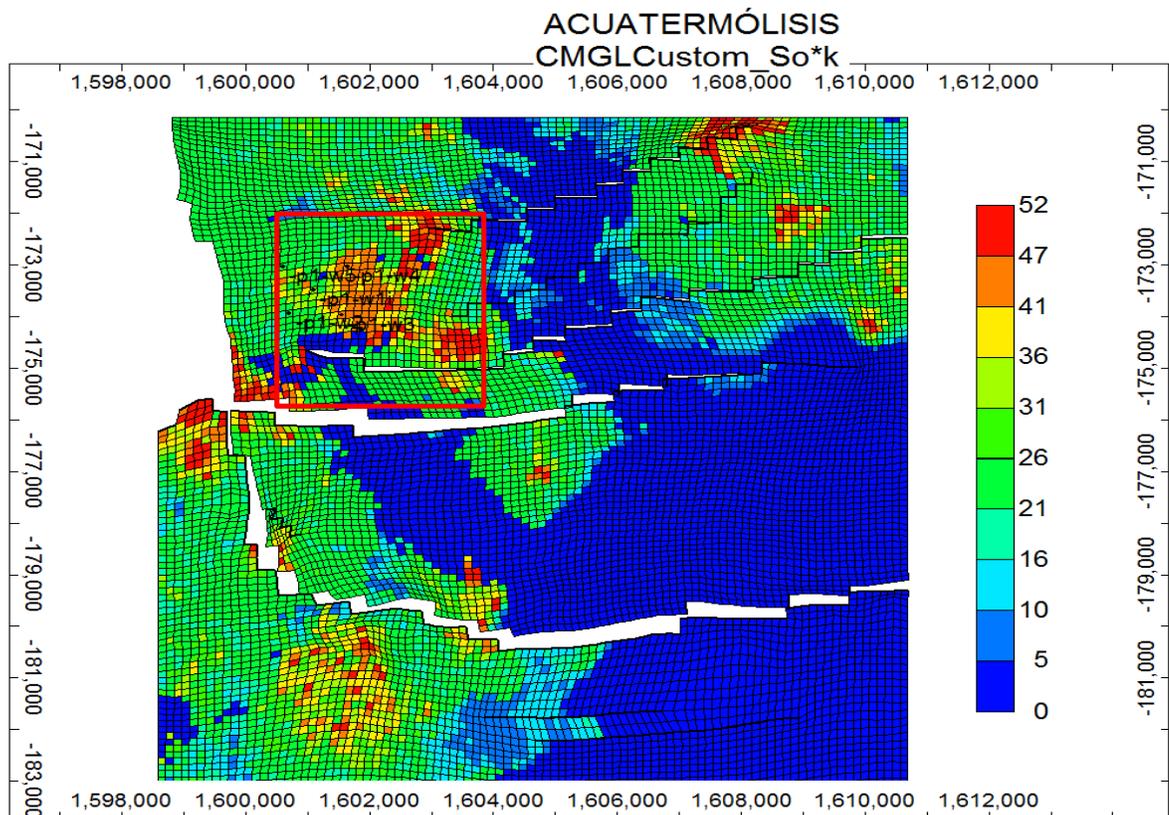


**Figura 50.** Distribución de la nueva propiedad “Petróleo\_movil” a todo el enmallado.



Posteriormente, haciendo uso de la herramienta “Formula Manager”, empleada en la conformación de las ecuaciones de petróleo móvil y capacidad de flujo, se define una nueva propiedad que se designará  $So^*K$ , denominada así precisamente porque involucra el contenido de aceite ( $So$ ) y las áreas que brindan condiciones favorables para el flujo ( $K$ ). Esta nueva propiedad, designada para efectuar la selección del yacimiento donde se perforarán los pozos para el piloto de inyección de vapor, corresponderá al promedio geométrico de las ecuaciones de petróleo móvil y capacidad de flujo. Finalmente, se define esta propiedad sobre todo el enmallado siguiendo el procedimiento presentado en las figuras 48 y 50 y se procede a visualizar y seleccionar el área donde se extraerá el sector de evaluación de la técnica, figura 51.

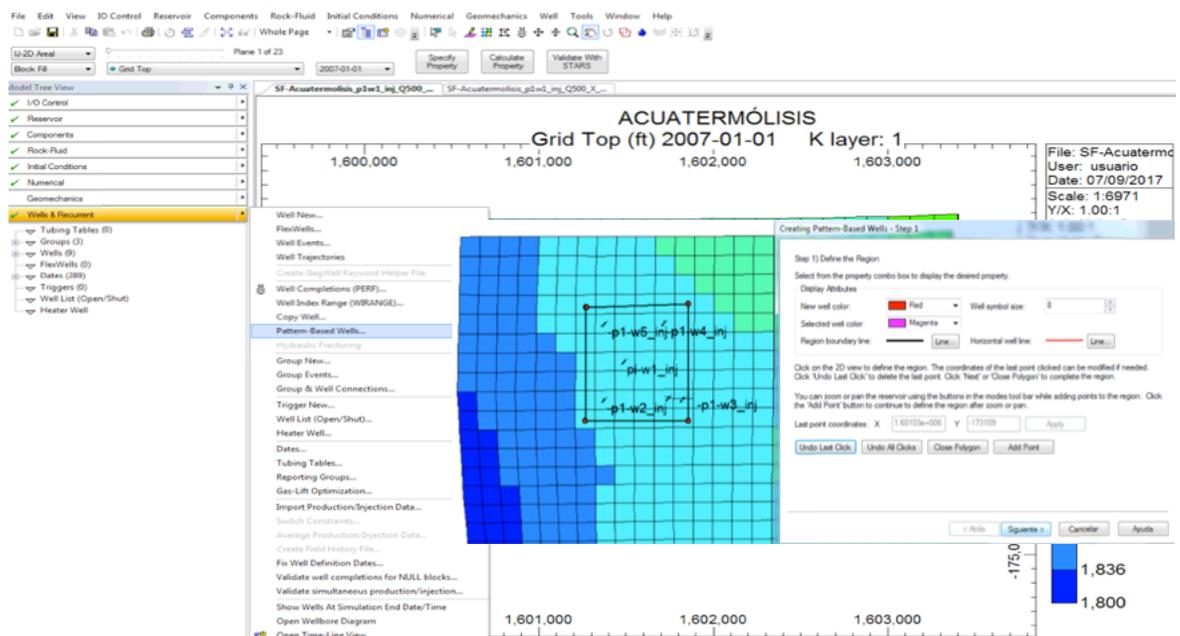
**Figura 51.** Visualización de la distribución de la propiedad  $So^*K$ , empleada para la selección del área donde se extraerá el sector de evaluación del piloto de inyección de vapor.



En la figura 51, se encuentra un recuadro de color rojo que indica el área del yacimiento donde se sitúan las condiciones de saturación y movilidad de aceite más favorables para la implementación del piloto de inyección de vapor; acto seguido a la selección de este sector del yacimiento, se procede a perforar los pozos que iniciarán con un periodo de producción en frío, posteriormente se dará inicio a la inyección cíclica de vapor y finalmente se migrará a la tecnología de inyección continua.

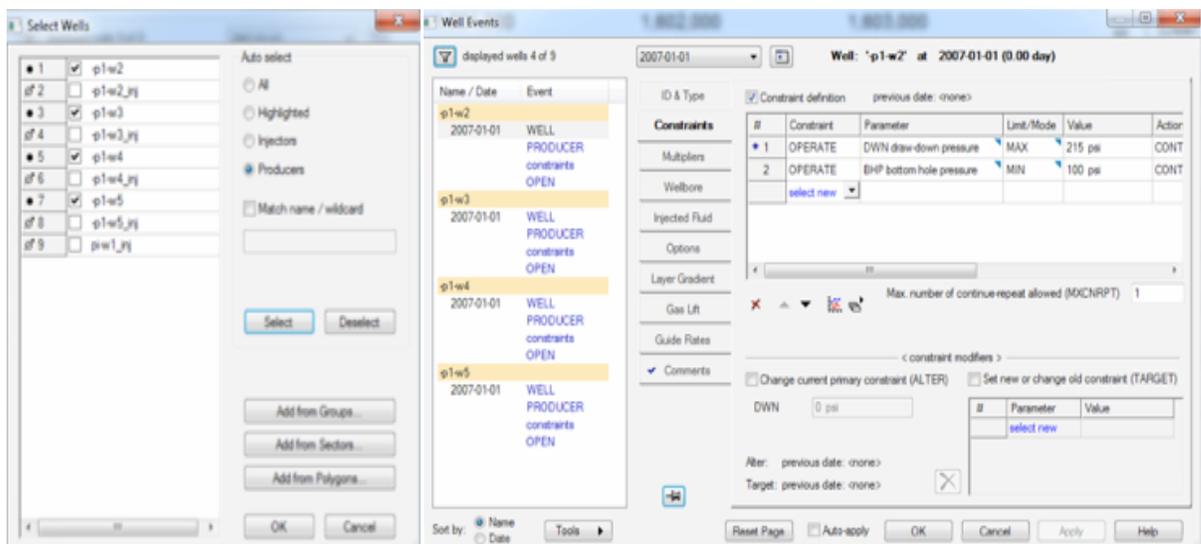
El caso base del modelo de simulación corresponderá a un patrón de 5 puntos invertidos, situado en un área de 5 acres; el procedimiento para la perforación y apertura a producción de los pozos del piloto se describe a continuación. En la figura 52, donde se observa la interfaz del software CMG, se traslada el cursor a la sección de “Wells & Recurrent”, posteriormente se selecciona la opción “Pattern - Based Wells” y se indica el sector en el cual se situarían los pozos pertenecientes al patrón que se desea definir, como se presenta en la figura 52.

**Figura 52.** Selección del área donde se situarán los pozos correspondientes al patrón de 5 puntos invertidos.



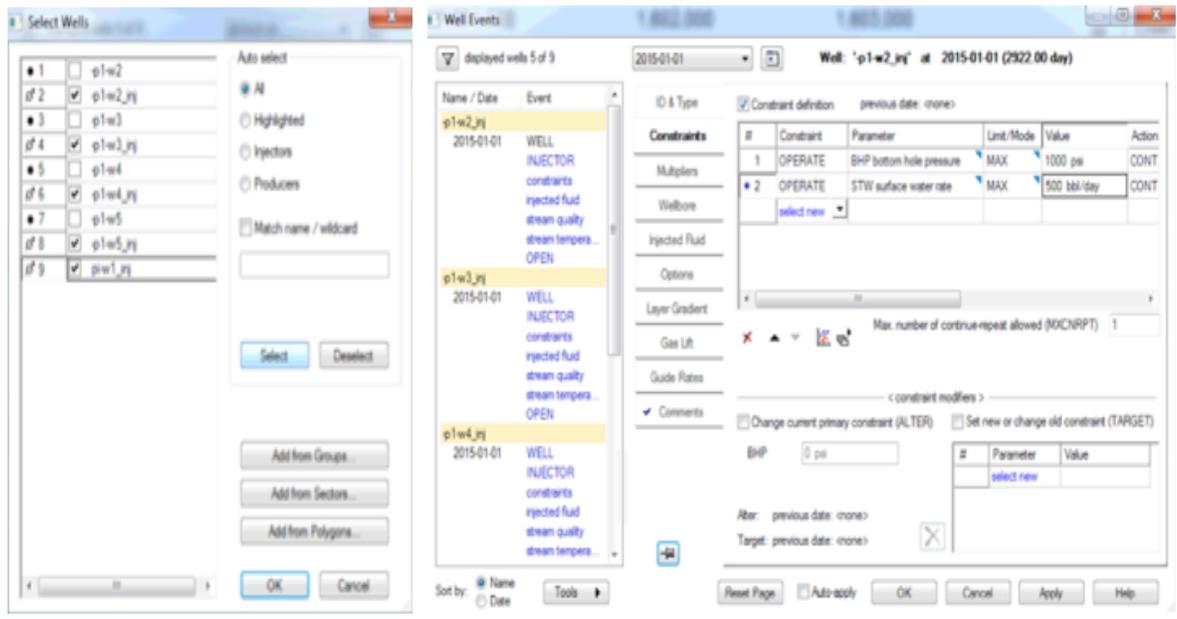
Una vez indicada la zona y el área que ocupará el patrón de inyección (5 acres), se procede con la definición de los pozos productores p1w2, p1w3, p1w4 y p1w5, como se indica en la figura 53. Así mismo, se establece la fecha de apertura que para el particular será el primero de enero de 2007 y las restricciones de operación que corresponderán a valores máximos de drawdown de 215 psi y una presión mínima de fondo fluvente de 100 psi.

**Figura 53.** Definición de los pozos productores del piloto de inyección de vapor.



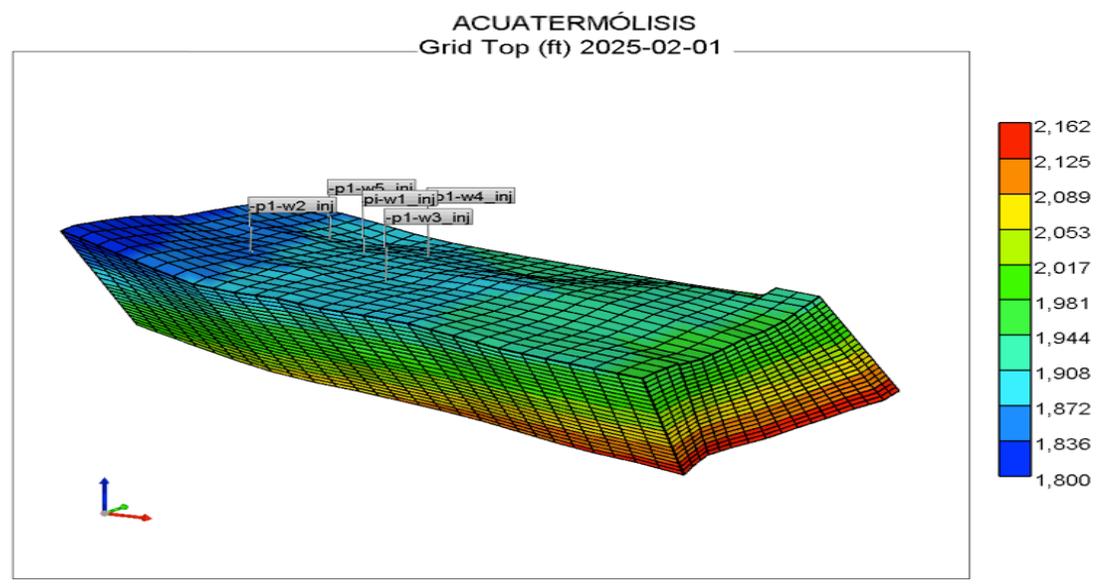
A continuación, se procede a definir los pozos inyectoros, que para el caso de la inyección cíclica corresponden a los mismos pozos productores, solo que la inyección del vapor se hará durante un corto periodo de tiempo. A pesar de ello es necesario precisarles una nomenclatura p1w2\_inj, p1w3\_inj, p1w4\_inj y p1w5\_inj, una fecha de inicio de operación, primero de enero de 2015 y las restricciones de operación, presiones máximas de inyección de 1000 psi y tasas de inyección de 500 barriles por día, figura 54. Finalmente, en la sección "Injected Fluid", se define el fluido que se desea inyectar, agua, así como la temperatura y la calidad del vapor. En dicha figura también se logra observar el pozo inyector p1w1\_inj, este pozo entrará en servicio el primero de enero de 2025 y dará inicio a la inyección continua de vapor.

**Figura 54.** Definición de los pozos inyectores del piloto de inyección de vapor.



Así pues, una vez se dé inicio a la inyección continua de vapor con la puesta en servicio del pozo piw1\_inj, el sector model en el que se llevará a cabo el análisis del efecto de la inyección continua de vapor sobre la formación de H<sub>2</sub>S, se visualizará tal como se presenta en la figura 55.

**Figura 55.** Sector del yacimiento para evaluación de la inyección de vapor.



Con relación a los tiempos de cada etapa de la explotación del yacimiento en el sector de evaluación, el recobro primario se contempló por un periodo de 8 años, iniciando en el 2007 y concluyendo hacia finales del año 2014. Al iniciar el año 2015 se da inicio a la etapa de recobro mejorado mediante la implementación de la inyección cíclica debido al descenso vertiginoso en un 90% de la producción en la etapa de recuperación primaria, figura 56; adicionalmente la estimulación cíclica es requerida como un proceso previo a la inyección continua de vapor.

Debido a la alta viscosidad del hidrocarburo y la desfavorable relación de movilidad que se lograría bajo la inyección de agua, se acude inmediatamente a la implementación de la inyección de vapor como método de recobro para este yacimiento. La técnica inicia con la estimulación de los pozos con el fin de lograr un calentamiento de la zona, así como una reducción en la presión del área para generar condiciones de inyectividad para una posterior inyección continua de vapor bajo la configuración del patrón geométrico de inyección definido previamente.

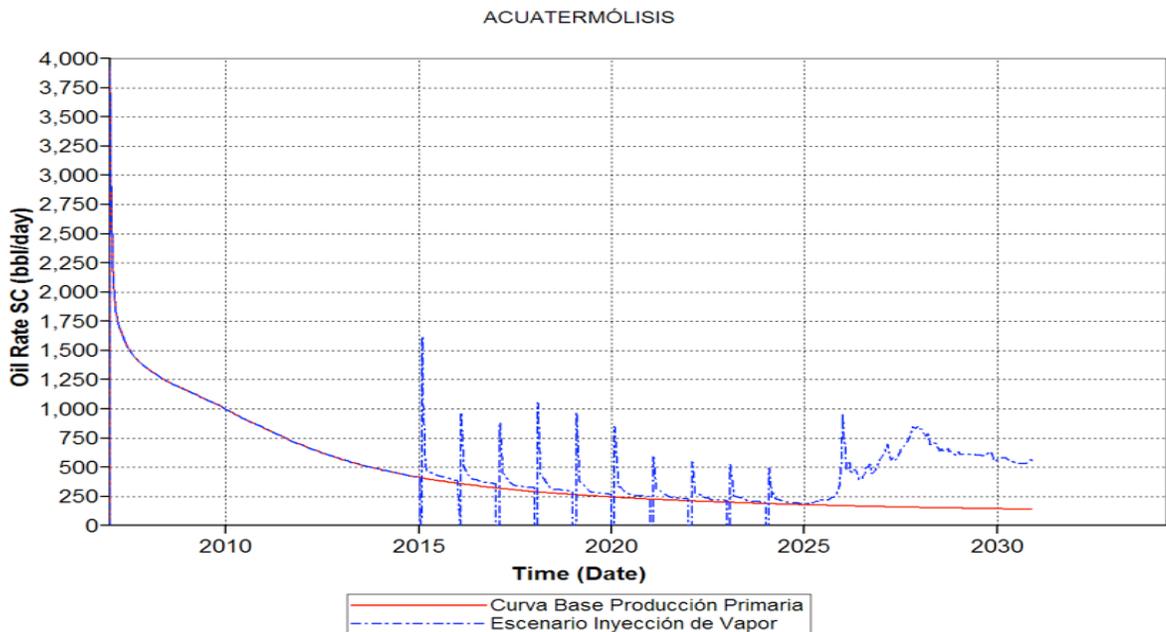
En el proceso de inyección cíclica, los pozos productores también son empleados como pozos inyectoros durante un corto periodo de tiempo, que para el caso particular fueron de 20 días de inyección de 500 BWPD, 5 días de remojo, para que se logre transferir el calor suministrado a través de vapor a la formación y lograr calentar el hidrocarburo presente en las proximidades del pozo y finalmente se define un periodo de producción de 340 días. Fueron llevados a cabo 10 ciclos de producción, los cuales representan en promedio los empleados en el yacimiento de evaluación.

En la figura 56 se observa el comportamiento de la producción lograda durante la aplicación de la estimulación cíclica y la inyección continua de vapor; evidenciándose los picos de mayor producción en los primeros días de la apertura

de los pozos a producción, una vez finalizado el tiempo de remojo, y se genera un declive en la producción de los pozos hasta la implementación del siguiente ciclo.

Concluidos los 10 ciclos de estimulación, en enero de 2025 se da inicio a la aplicación de la inyección continua de vapor, a través de un patrón de cinco puntos invertido, situado en un área de 5 acres e inyectando a una tasa de 1000 barriles equivalentes de agua por día.

**Figura 56.** Comportamiento de la producción debido a la inyección de vapor.

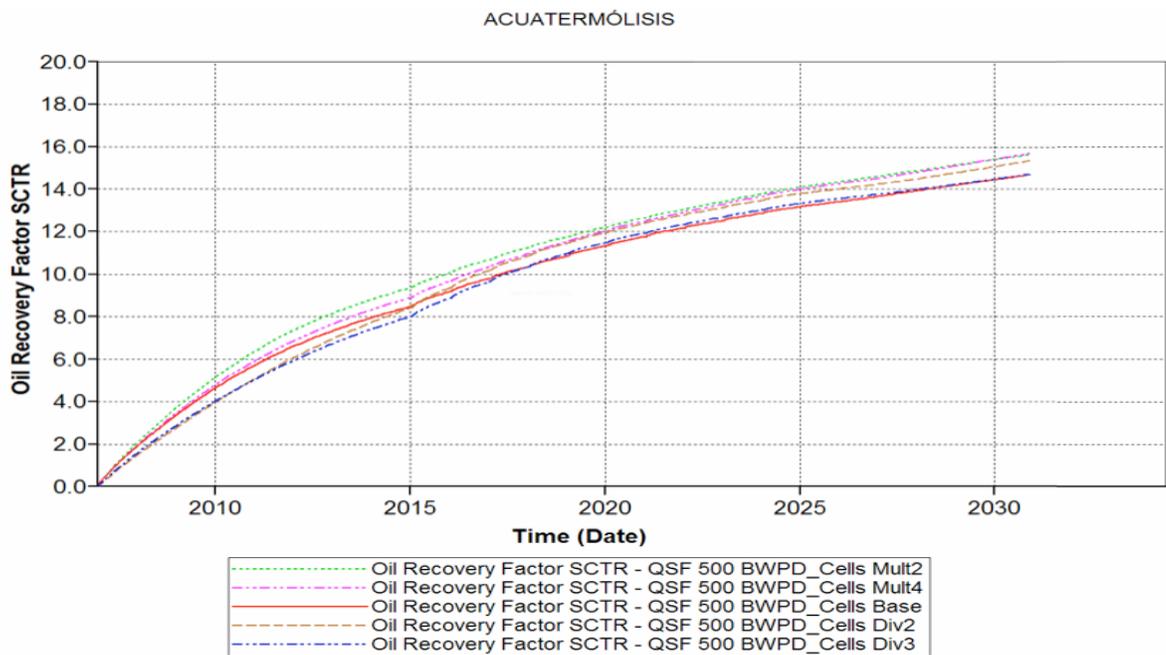


Con el objetivo de analizar si las dimensiones del grid o el enmallado es el adecuado para recrear los fenómenos asociados a la implementación de la técnica en posteriores escenarios de evaluación, se realiza una sensibilidad del mismo efectuando variaciones en el número de celdas empleadas para cubrir el área de análisis y observar el efecto que tienen dichas variaciones sobre una variable de respuesta que para este caso corresponderá al factor de recobro. En la figura 57 se presenta la gráfica del factor de recobro obtenido para el caso base y los 4 escenarios de tamaño de grid propuestos en la tabla 9.

**Tabla 9.** Escenarios y resultados del análisis de sensibilidad al tamaño de malla realizado al sector model.

Análisis de sensibilidad al tamaño de malla				
Escenarios	Número de celdas	Tiempo cómputo [min]	FR [%]	Error [%]
Celdas Amalgamadas x 4	7x5x6 = 210	3	15,66	6,53
Celdas Amalgamadas x 2	14x9x12 = 1512	7	15,60	6,12
Caso Base	27x17x23 = 10557	21	14,70	0
Celdas Divididas / 2	54x34x46 = 84456	192	15,32	4,22
Celdas Divididas / 3	81x51x69 = 285039	1229	14,72	0,14

**Figura 57.** Gráfica de Factor de recobro vs tiempo, para los escenarios de análisis de sensibilidad del tamaño de malla del modelo de simulación.



Dos de los escenarios propuestos en los que se generó amalgamamiento de las celdas, es decir, que se generó incrementos en las dimensiones de las unidades de volumen al generar uniones de 2 celdas para el caso de celdas amalgamadas

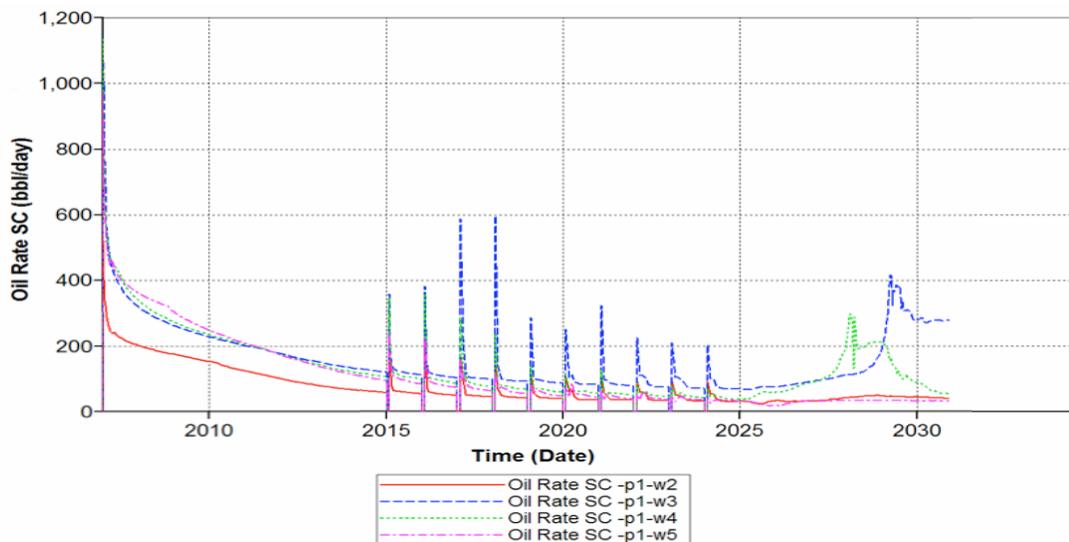
por 2 y uniones de 4 celdas para el caso de celdas amalgamadas por 4, lograron disminuciones notables en tiempos de computo entre un 85% y 67% con relación al caso base, pero por el contrario fueron los escenarios que más desviación tuvieron con relación a la variable objetivo, obteniendo errores superiores al 6% en los dos escenarios.

Por otra parte, los otros dos casos de estudio correspondieron a una división del número de celdas del caso base a la mitad y a la tercera parte, por lo que se generaría un enmallado más fino y por ende un mayor número de celdas para representar los fenómenos asociados a los procesos implementados en el sector de estudio. Este refinamiento del enmallado conlleva a disminuir el error con relación al caso base entre un 4,22% a un 0,14%, este último empleando el escenario con mayor número de celdas, las cuales en la teoría representarían mejor los procesos presentes en el yacimiento, sin embargo, los incrementos en los tiempos de cómputo entre 8 y 57 veces para los escenarios de celdas divididas por 2 y celdas divididas por 3 respectivamente, los hacen inviables. No obstante, el caso base logra un error inferior al 1% con relación al escenario que logró mayor refinamiento en la malla, invirtiendo cerca de 60 veces menos tiempo; es por esta razón que el caso base conformado por 10557 celdas, será el empleado para llevar a cabo la simulación de posteriores escenarios de estudio.

#### 4. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN Y DISEÑO DE UN PILOTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO

Una vez propuesto el modelo cinético y contando con un modelo conceptual de un yacimiento con propiedades similares a las que presenta el de estudio, será posible analizar el comportamiento en la producción de H<sub>2</sub>S asociada a la implementación de un método térmico de recobro como lo es la inyección de vapor. La evaluación del proyecto se realizará desde el inicio de la producción primaria, hasta 5 años después de la implementación de la inyección continua, tiempo en el que se evidencia el declive en la producción, de acuerdo a los resultados observados en la figura 58.

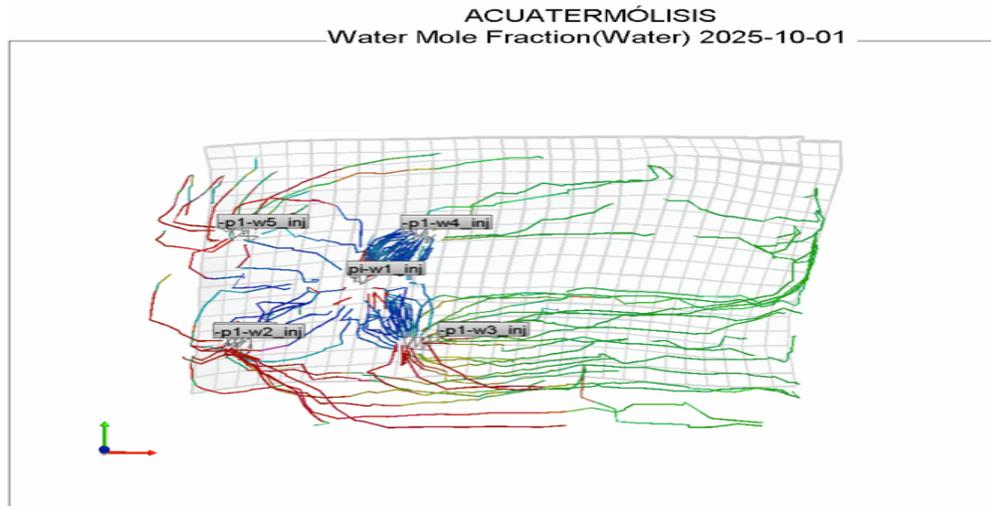
**Figura 58.** Comportamiento de la producción en los pozos asociados al piloto de inyección de vapor.



La figura 58 describe la producción de aceite de cada uno de los 4 pozos productores del patrón. De allí se logra observar que al iniciar la inyección continua se presenta una respuesta temprana en los pozos p1-w4 y p1-w3, debido a la conexión geológica, hidráulica y térmica con el pozo inyector p1-w1. Esta conectividad se puede corroborar en la figura 59 a través de simulación

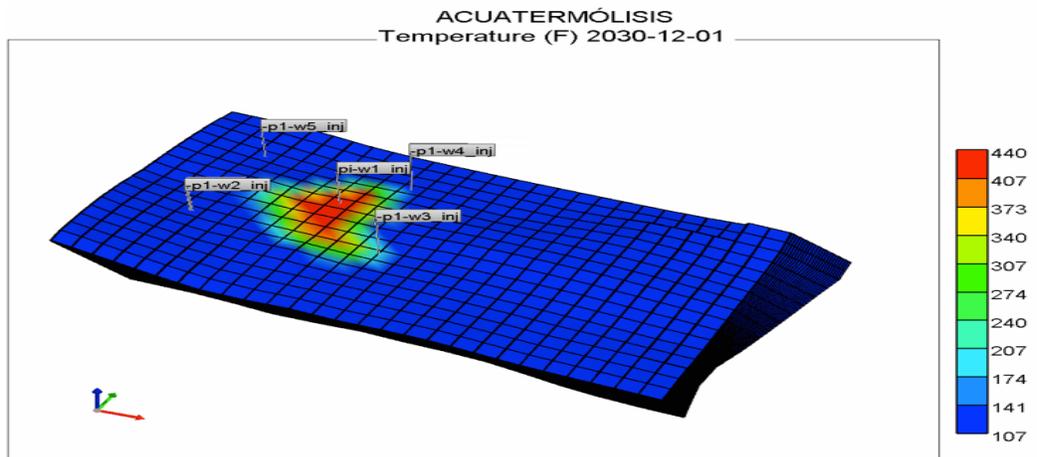
streamline, que modela las rutas de flujo de los fluidos en el yacimiento. Los colores azul, rojo y verde representan el flujo de agua, gas y aceite respectivamente.

**Figura 59.** Conectividad entre pozo inyector p1-w1 y productores p1-w4 y p1-w3, observada a través de simulación streamline.



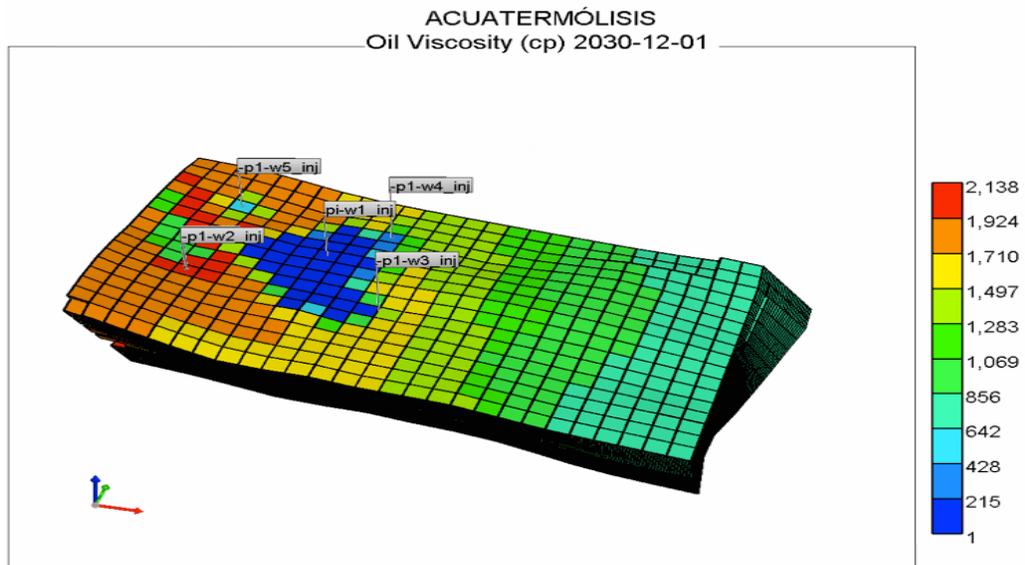
Así mismo, también es posible visualizar la conectividad térmica a través de la figura 60, que relaciona las zonas del sector model donde se está generando el mayor incremento en la temperatura, asociada a las zonas de la formación contactadas por el vapor.

**Figura 60.** Distribución de temperatura en el área del piloto de inyección continua.



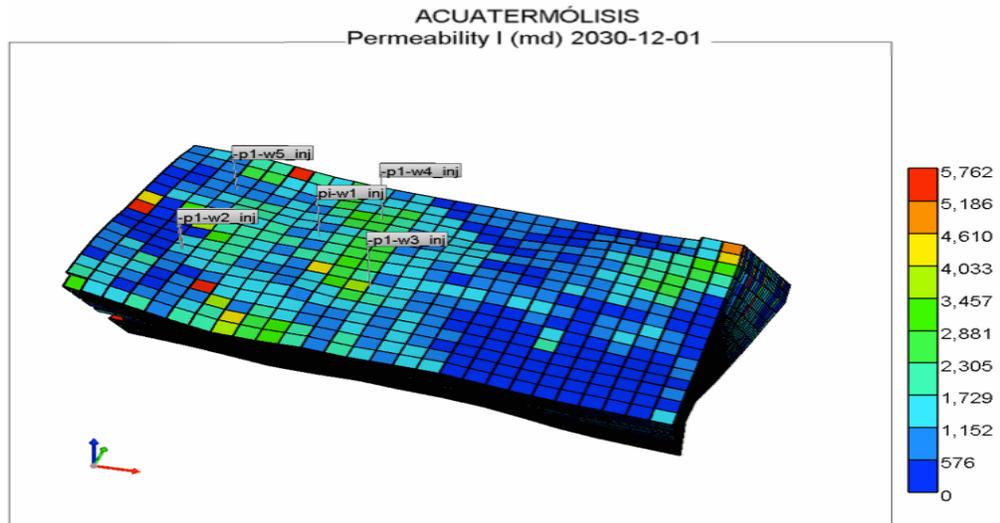
Este incremento desde la temperatura inicial del yacimiento (107°F) hasta los 440°F, contribuyó a la respuesta favorable en producción de los pozos p1-w3 y p1-w4, debido a la mejora en la movilidad del hidrocarburo ocasionada por la reducción de hasta 2 órdenes de magnitud en la viscosidad del aceite, figura 61, conduciendo a incrementos en la producción de petróleo de los pozos previamente mencionados de 438% y 749% respectivamente.

**Figura 61.** Distribución de la viscosidad en el sector del piloto de inyección continua.



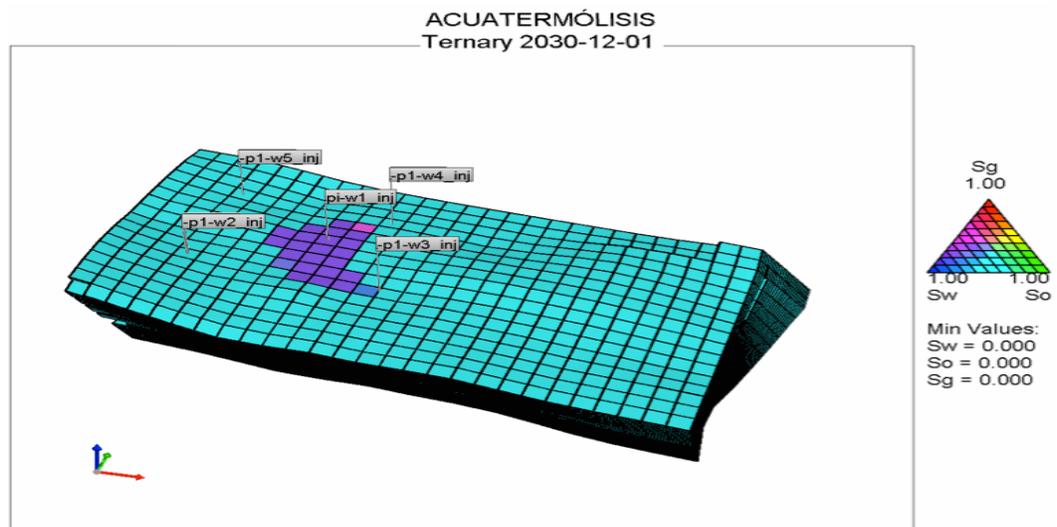
El comportamiento que describe la distribución de temperatura lograda por el área alterada con vapor, modela una tendencia lógica debido a la distribución de permeabilidades en el yacimiento, figura 62, al presentar magnitudes superiores en el área donde se sitúan los pozos productores p1-w3 y p1-w4, con relación a los pozos p1-w2 y p1-w5, cuyas condiciones de flujo ofrecen mayor restricción para el flujo del vapor y por ende las temperaturas en dichas áreas son más bajas y las viscosidades del crudo más altas, lo que se traduce en una menor producción de aceite con relación a los pozos p1-w3 y p1-w4.

**Figura 62.** Distribución de permeabilidades en el área de aplicación del proceso de inyección de vapor.



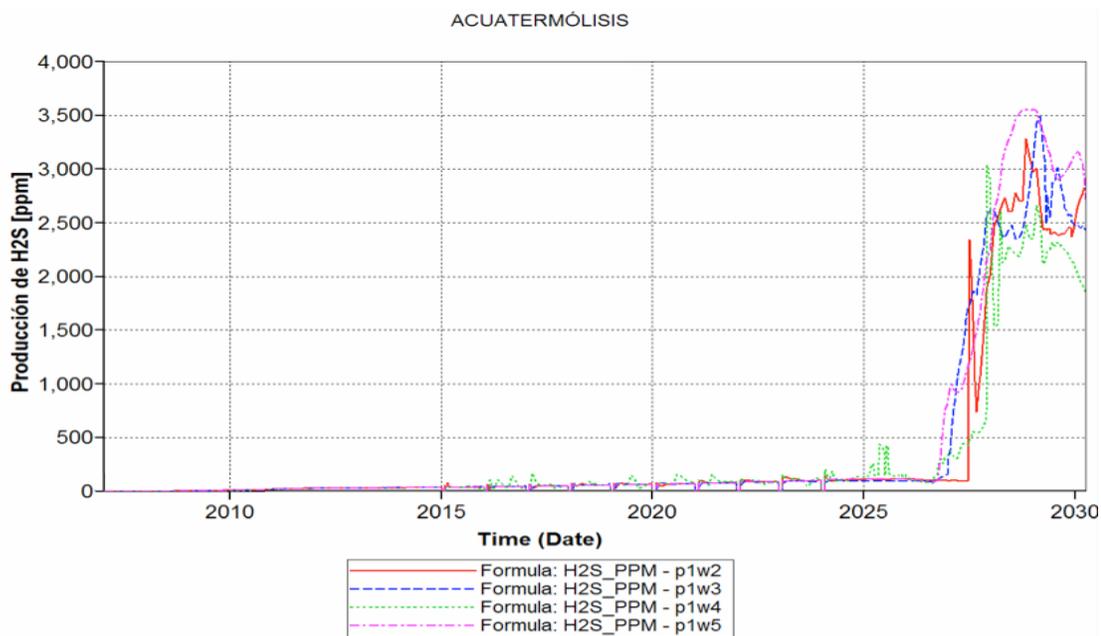
Por motivo de la inyección continua de vapor se observa que en las proximidades del pozo inyector p1-w1, se presenta un aumento en la saturación de agua y de gas a causa de la volatilización de las fracciones más livianas del hidrocarburo, por motivo de las altas temperaturas logradas en el radio alterado del pozo p1-w1, tal como se observa en el diagrama ternario presentado en la figura 63.

**Figura 63.** Distribución de saturaciones en el piloto de inyección continua de vapor.



Con relación a la producción de ácido sulfhídrico, durante los 10 años de aplicación de la estimulación con inyección cíclica de vapor, se observó una producción controlada en los pozos vinculados al patrón, inferiores a las 100 ppm, como se evidenció en mediciones llevadas a cabo en campo presentadas en la figura 10, y como se presenta en el modelo de simulación en la figura 64. Pocos meses después de la puesta en marcha del piloto de inyección continua, se observó un marcado incremento en la producción de ácido sulfhídrico en los cuatro pozos productores, debido al notable aumento en la temperatura bajo el nuevo esquema de inyección de vapor.

**Figura 64.** Producción de H<sub>2</sub>S en el periodo comprendido entre los años 2007 y 2030.



A causa de la influencia que pudiesen presentar aquellos parámetros de operación que inciden en la variable termodinámica de mayor preponderancia en el comportamiento cinético de la producción de ácido sulfhídrico, correspondiente a la temperatura, se analizará el efecto que tienen variables operacionales y de diseño tales como la tasa de inyección, la calidad del vapor, el área del patrón y la

configuración geométrica de los pozos, en la producción de H<sub>2</sub>S, de acuerdo a los escenarios de evaluación planteados en la tabla 10.

**Tabla 10.** Escenarios de evaluación en la producción de H<sub>2</sub>S.

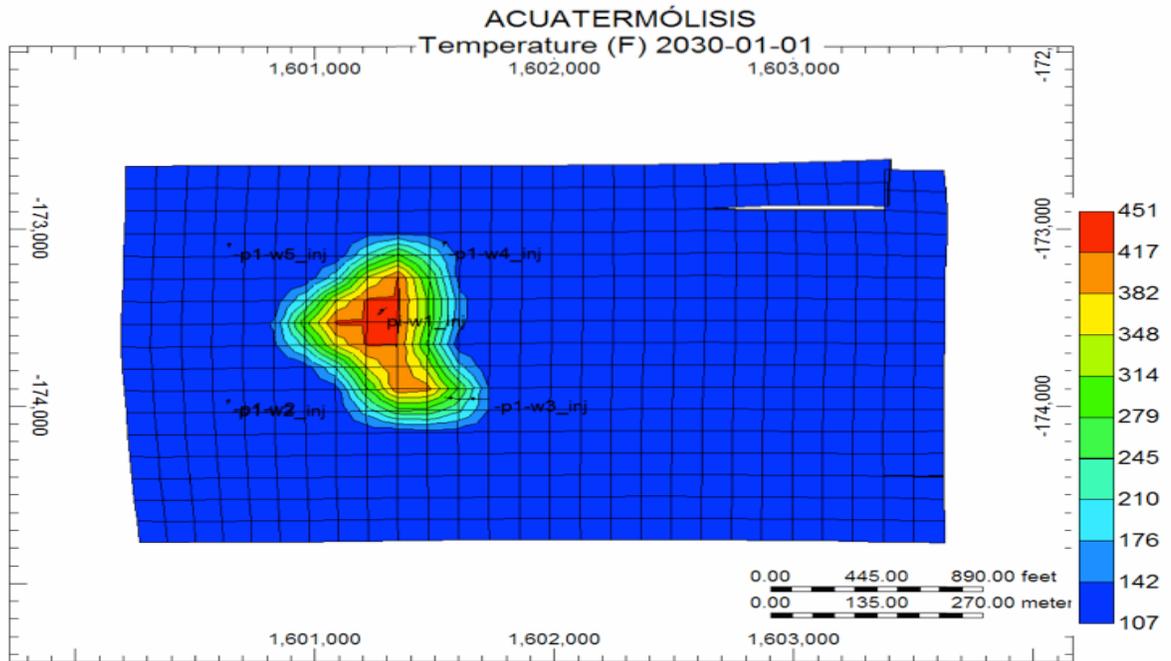
<b>Parámetro</b>	<b>Escenarios de evaluación</b>
Configuración geométrica patrón inyección	5 puntos invertidos
	7 puntos invertidos
	9 puntos invertidos
Área del patrón de inyección	3 [acres]
	5 [acres]
	10 [acres]
Tasa de inyección	250 [BWPD]
	500 [BWPD]
	1000 [BWPD]
Calidad del vapor	50 [%]
	60 [%]
	70 [%]

A continuación, se presentan los resultados de las variaciones realizadas en los parámetros relacionados en la tabla 10, con el fin de analizar la incidencia que estos presentan en la variable objetivo correspondiente a la producción de ácido sulfhídrico.

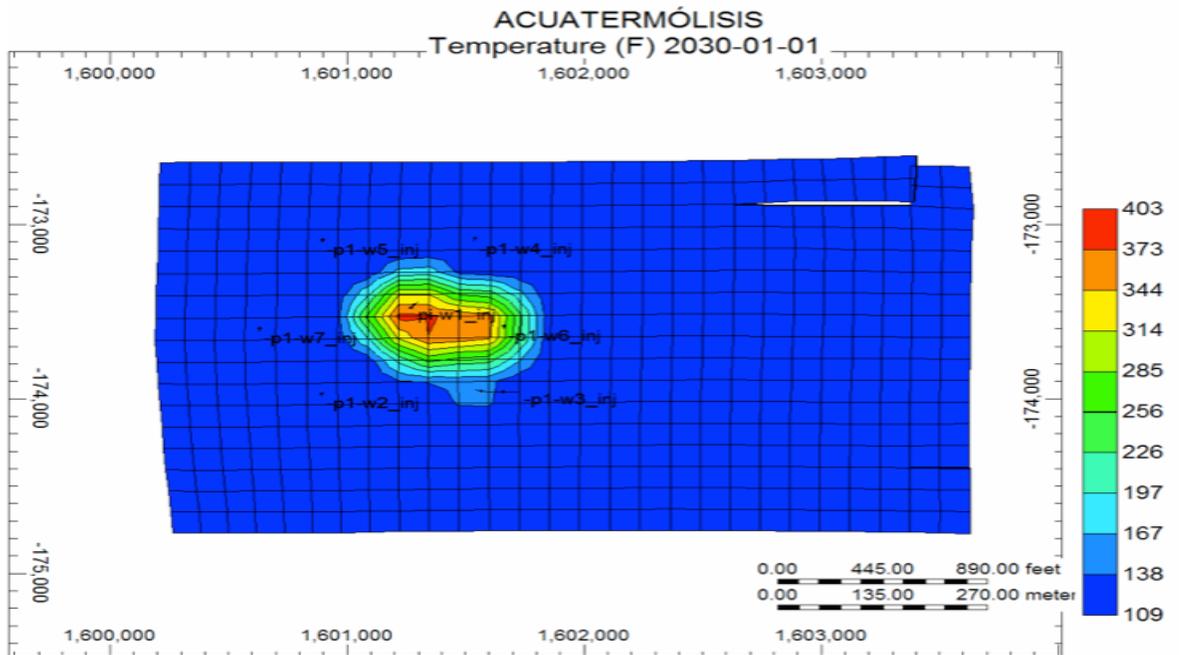
#### **4.1. CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA DEL PATRÓN DE INYECCIÓN.**

De acuerdo a los parámetros que se evaluarán conforme a la información presentada en la tabla 10, se procederá a analizar bajo condiciones definidas de inyección de 1000 BWPD, una calidad del vapor del 70% y un área del patrón de 5 acres, la influencia de la variación de la geometría de inyección en la generación de H<sub>2</sub>S. En las figuras 65, 66 y 67 se presenta la distribución de la temperatura para geometrías de inyección de 5, 7 y 9 puntos invertidos respectivamente.

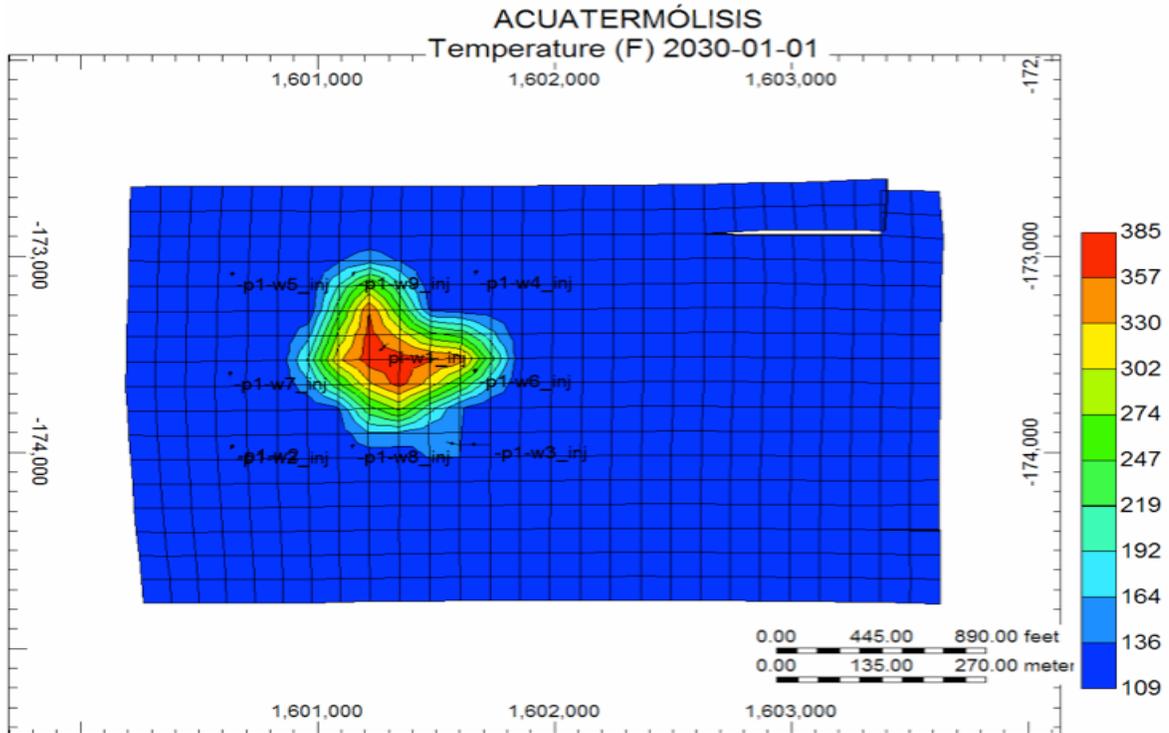
**Figura 65.** Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5 puntos invertidos.



**Figura 66.** Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 7 puntos invertidos.



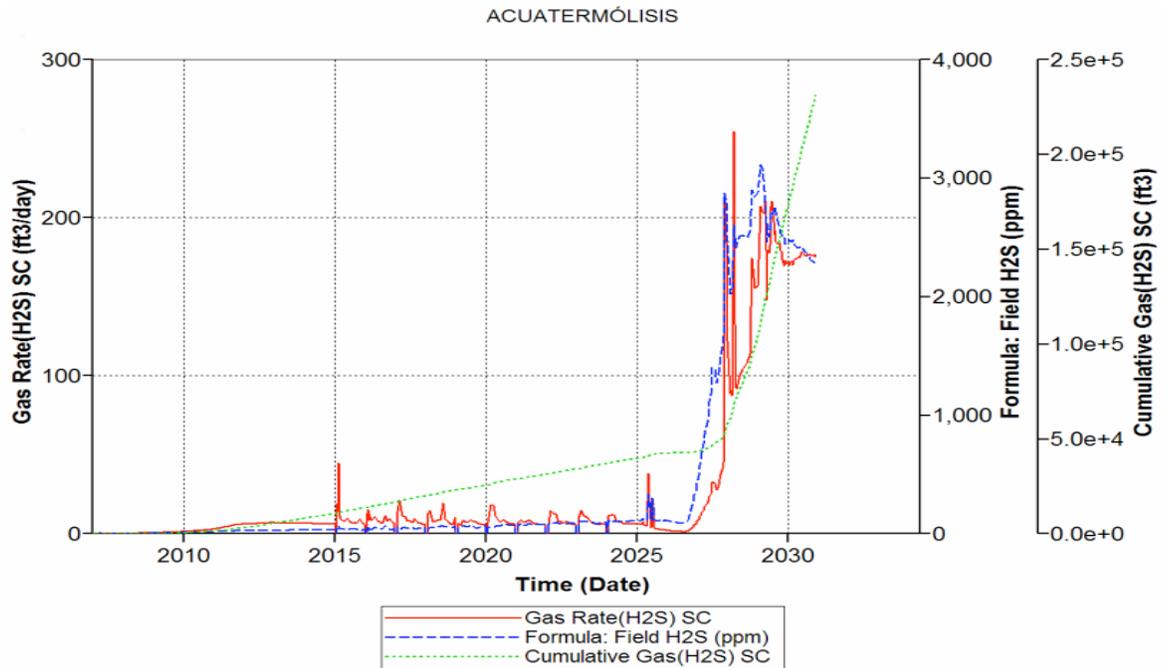
**Figura 67.** Temperatura en los pozos del piloto de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 9 puntos invertidos.



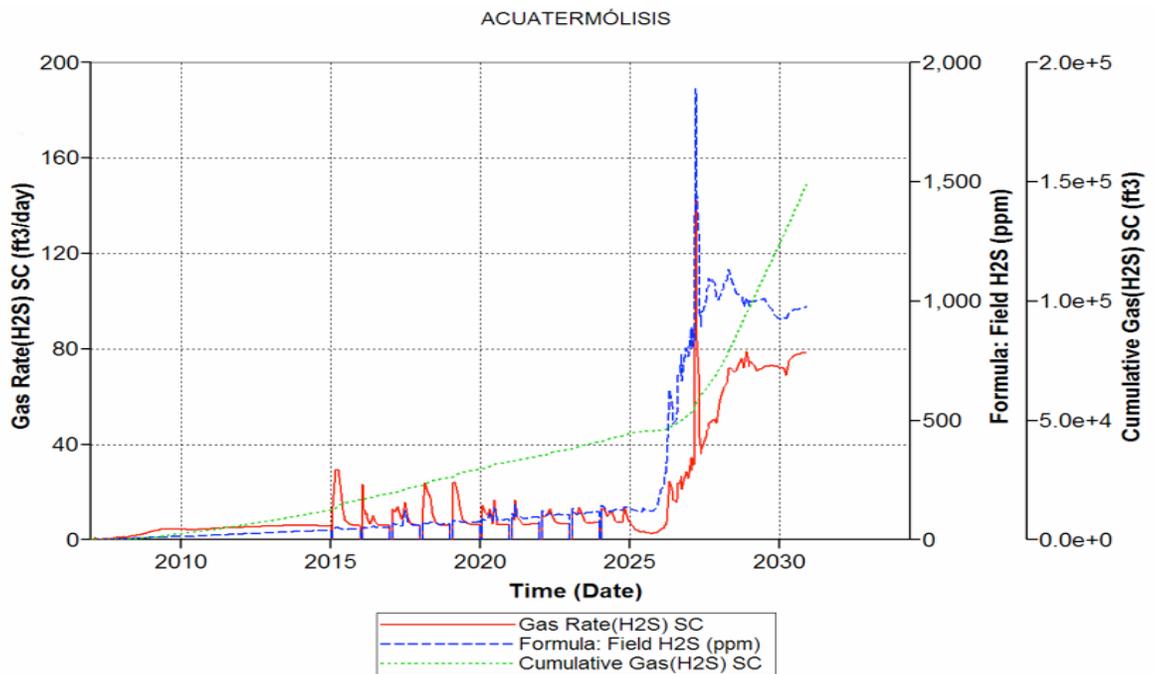
A partir de las figuras 65, 66 y 67 es posible inferir que conforme sea mayor el número de pozos presentes en la zona de influencia del inyector, se obtendrá una mejor distribución del vapor en el área del patrón. Sin embargo, una mejor distribución del vapor conlleva a que las pérdidas de calor se incrementen a causa de que es mayor el volumen de roca y fluidos a contactar y por ende la temperatura que se logrará alcanzar en el área será menor.

Este fenómeno representa un impacto positivo debido a que esta disminución en la temperatura a causa de las pérdidas que experimenta el vapor, conllevará a que la producción de  $H_2S$  disminuya hasta en un 41%, como se observa en la producción acumulada presentada en las figuras 68, 69 y 70.

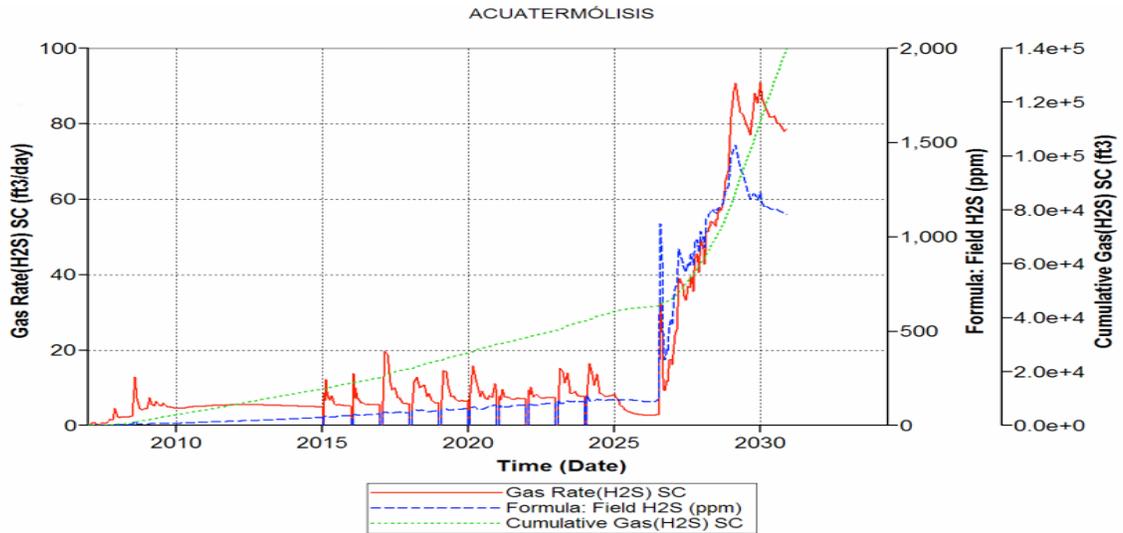
**Figura 68.** Producción acumulada y concentración de H<sub>2</sub>S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 5 puntos invertidos.



**Figura 69.** Producción acumulada y concentración de H<sub>2</sub>S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 7 puntos invertidos.

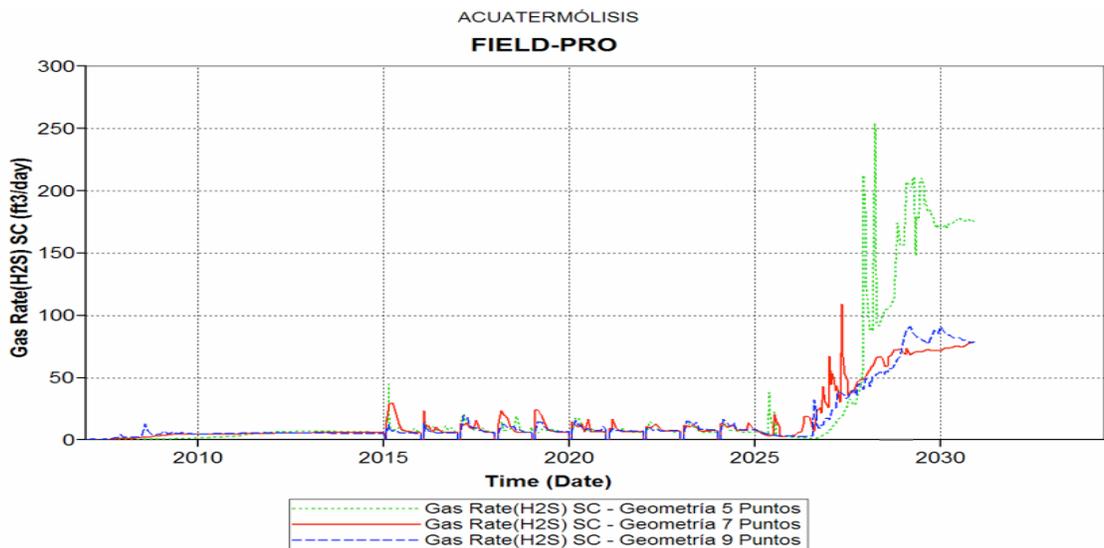


**Figura 70.** Producción acumulada y concentración de H<sub>2</sub>S en ppm en la corriente de gas, correspondiente a la configuración geométrica de 9 puntos invertidos.



La producción de H<sub>2</sub>S asociada a las configuraciones geométricas propuestas se condensan en la gráfica 71. Allí se observa que el uso de un mayor número de pozos, conlleva a que las menores temperaturas favorezcan una disminución en la producción de H<sub>2</sub>S, que para el caso particular fue de aproximadamente un 60%.

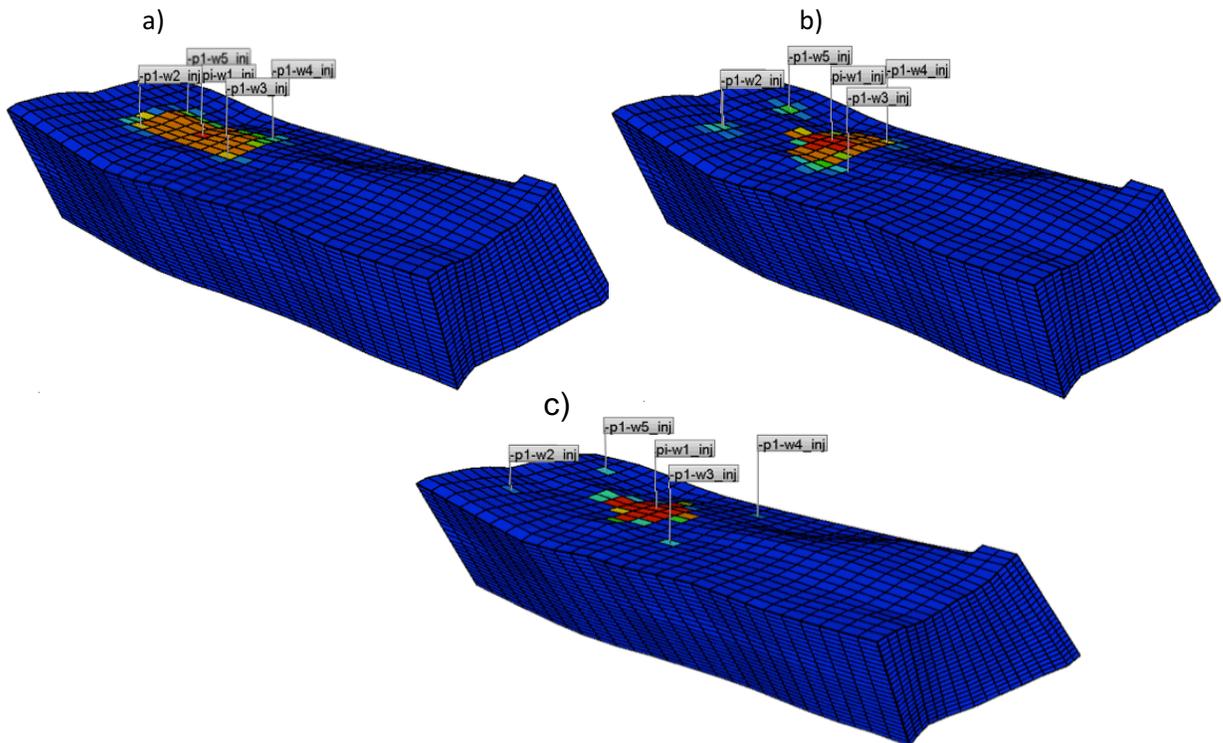
**Figura 71.** Producción de H<sub>2</sub>S para los tres escenarios de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5, 7 y 9 puntos invertidos.



## 4.2. ÁREA DEL PATRÓN DE INYECCIÓN.

En este inciso se procederá a analizar bajo condiciones definidas de inyección de 1000 barriles de agua equivalente por día, una calidad del vapor del 70% y una configuración geométrica de inyección de 5 puntos invertidos, la influencia de la variación del área del patrón en la producción de H<sub>2</sub>S. En la figura 72 en los literales a, b y c, se presentan los escenarios de evaluación correspondientes a espaciamientos de 3, 5 y 10 acres. Allí se observa, que conforme el área o el distanciamiento entre los pozos inyector y productor se incrementa, la incidencia del vapor se ve disminuida. Es por esta razón que con relación a la variable objetivo definida, conforme el área del patrón se incrementa, la producción de H<sub>2</sub>S se reduce notablemente como se evidencia en la figura 73.

**Figura 72.** Área del patrón de inyección a) 3 acres, b) 5 acres y c) 7 acres.

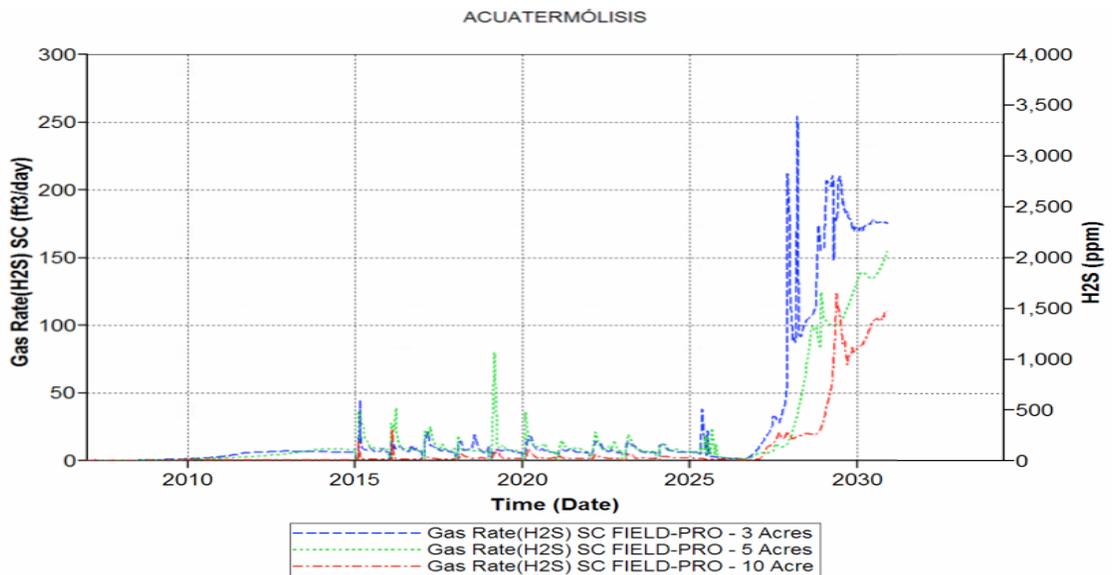


De la figura 73 se logra interpretar que, para este caso en particular, cuando el área del patrón de inyección es de 3 acres, lo que representa un distanciamiento

entre los pozos inyector y productor de 255 pies, la producción de ácido sulfhídrico puede alcanzar tasas de 200 pies<sup>3</sup>/día. Cuando el espaciamiento se incrementa en las 2/3 partes, es decir que el área es ahora de 5 acres, se presenta una disminución en la producción de H<sub>2</sub>S de un 25%.

Finalmente, al incrementar a 10 acres el área del patrón de inyección, aumentando el distanciamiento entre los pozos productores e inyector en cerca de 467 pies, la producción de H<sub>2</sub>S disminuye a tasas de 100 pies<sup>3</sup>/día, lo que representa una reducción en un 50% con relación al escenario que presenta mayor cercanía entre pozos, correspondiente al patrón de inyección de 3 acres.

**Figura 73.** Producción de H<sub>2</sub>S para un patrón de 5 puntos invertidos distribuido en áreas de 3, 5 y 10 acres.

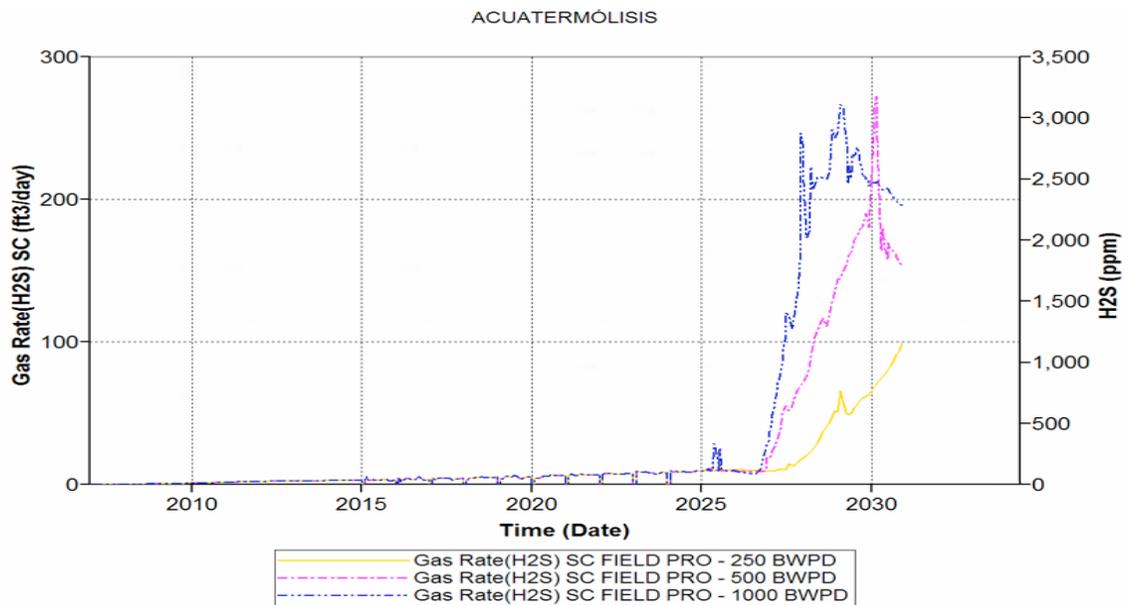


### 4.3. TASA DE INYECCIÓN.

A continuación, se evaluarán tres escenarios correspondientes a tasas de inyección de 250, 500 y 1000 barriles de agua por día, conservando una calidad del vapor del 70%, una configuración geométrica de inyección de 5 puntos invertidos distribuida en un área de 5 acres. En la figura 74 se presentan los

resultados. De allí es posible inferir que los incrementos en los volúmenes de vapor suministrados a la formación, en términos de barriles equivalentes de agua, conlleva a que las temperaturas logradas en fondo sean mayores. Esto es debido a que el aumento en la tasa de inyección es análogo a un incremento en el suministro de calor a la formación, compensando en mayor medida las pérdidas que se presentan en las formaciones subyacentes y suprayacentes, permitiendo que los aumentos en la temperatura también se obtengan en un menor tiempo.

**Figura 74.** Producción de H<sub>2</sub>S evaluando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 barriles de agua por día.



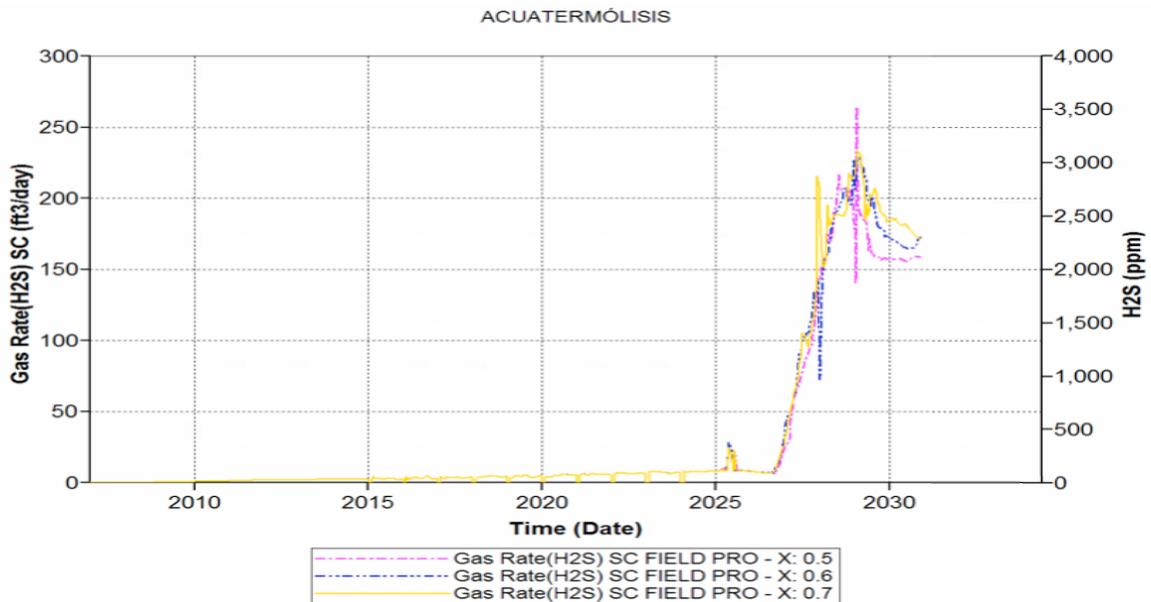
Estos incrementos en las temperaturas alcanzadas en el subsuelo inciden directamente sobre la cinética de las reacciones de acuatermólisis asociadas a la implementación de este tipo de tecnologías, por ende, la conversión del azufre reactivo presente en el hidrocarburo será mayor y se obtendrán mayores volúmenes de ácido sulfhídrico en superficie conforme mayor sea el calor suministrado, relacionado con mayores tasas de inyección. Basados en la producción de H<sub>2</sub>S extraída de la figura 74, para el escenario 1 de inyección de 250 barriles/día de agua equivalente, la concentración de H<sub>2</sub>S alcanzada en la

corriente de gas es de 1000 ppm. En el escenario 2 de inyección de 500 barriles/día de agua equivalente, la concentración de ácido sulfhídrico se situó en aproximadamente 2000 ppm. Finalmente, para el tercer escenario cuya inyección fue de 1000 BWPD, la concentración de H<sub>2</sub>S se situó cerca de las 3000 ppm.

#### 4.4. CALIDAD DEL VAPOR.

Finalmente, se evaluarán calidades del vapor del 50%, 60% y 70%, conservando estables una tasa de inyección de 1000 barriles de agua equivalente por día, una configuración geométrica de 5 puntos invertidos y el área de 5 acres en el que se situará el patrón de inyección. En la figura 75 se relacionan los resultados.

**Figura 75.** Calidad de vapor de inyección a) X:0.5, b) X:0.6, c) X:0.7.



De la figura 75 se concluye que conforme mayor sea la calidad del vapor, lo que refleja en mayor suministro de calor al yacimiento, conlleva por ende un ligero aumento en la producción de ácido sulfhídrico. Cabe resaltar que la variación para los tres escenarios no es significativa y para este particular los volúmenes de H<sub>2</sub>S se sitúan en aproximadamente 170 pies<sup>3</sup>/día.

## **5. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFHÍDRICO ASOCIADO AL ESQUEMA DE INYECCIÓN CON MAYOR FACTOR DE RECOBRO**

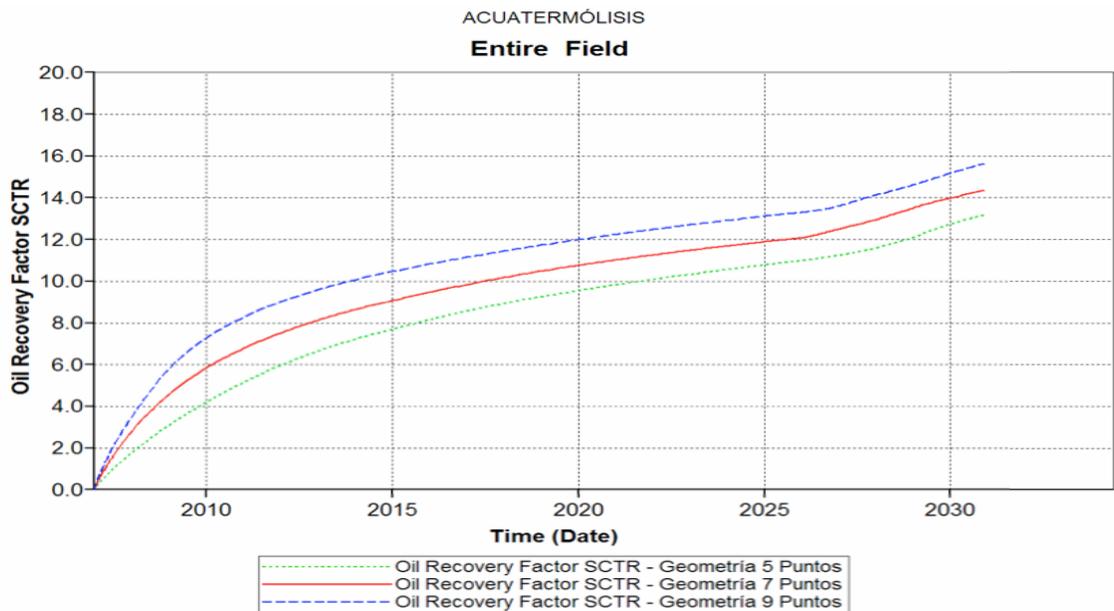
El principal objetivo en los procesos de explotación de un activo petrolero, es lograr la mayor recuperación de reservas posibles. Es por ello que la aplicación de una tecnología en el área de la recuperación mejorada de hidrocarburos, desde el punto de vista técnico, debe estar orientada en incrementar en mayor medida el índice de factor de recobro. En concordancia, se analizarán los escenarios planteados previamente, en los cuales se llevaron a cabo variaciones en parámetros tales como la tasa de inyección, la calidad del vapor, la configuración geométrica del patrón de inyección y el distanciamiento entre pozos, con el fin de establecer bajo el escenario que conlleve a lograr el mayor factor de recobro, la producción de ácido sulfhídrico que se obtendría y proponer algunas medidas desde el diseño y operación de un piloto de inyección continua, que podrían adoptarse para mitigar este problema.

A continuación, se presentará para cada parámetro de estudio, el factor de recobro obtenido en cada uno de sus tres escenarios propuestos, así será posible establecer el escenario que obtuvo el mayor factor de recobro y estimar los volúmenes de ácido sulfhídrico que este produciría.

Con respecto a la configuración geométrica del patrón de inyección, en la figura 76 se presentan los resultados en términos de factor de recobro para los escenarios de 5, 7 y 9 puntos invertidos, todos ellos con espaciamiento de 5 acres, tasa de inyección de 1000 BWPD y calidad de vapor del 70%. Desde el punto de vista de producción de hidrocarburos, emplear un mayor número de pozos conllevará a que el área de drenaje sea mayor, así mismo lo será el petróleo acumulado y por ende el factor de recobro. Es así que para los escenarios propuestos previamente los índices en términos de recobro fueron 13%, 14% y 16% respectivamente, tal como se presenta en la figura 76.

Con base en lo anterior se sugeriría emplear una configuración de inyección que involucre un mayor número de pozos, con el fin de reducir la relación volumétrica de H<sub>2</sub>S generado por unidad de volumen de aceite producido, que, para el caso del patrón de 9 puntos invertidos, logró producir 29 pies<sup>3</sup> por cada 1000 barriles, lo que representa un 53% menos con relación al escenario de 5 puntos cuya relación logró índices de 58 pies<sup>3</sup> de ácido sulfhídrico por cada 1000 barriles como se observa en la figura 77.

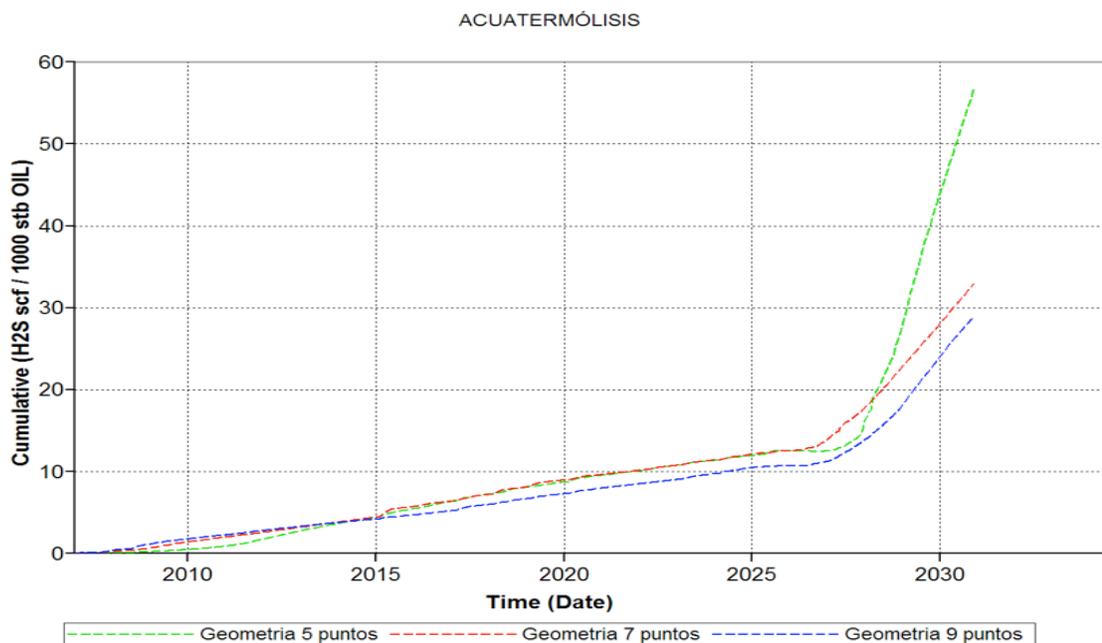
**Figura 76.** Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor bajo una configuración geométrica de 5, 7 y 9 puntos invertidos.



En lo que respecta a las áreas de distribución del patrón, donde se sitúan los escenarios de 3, 5 y 10 acres, analizados conservando constantes para los tres escenarios la tasa de inyección en 1000 BWPD, la calidad del vapor en un 70% y la configuración geométrica de 5 puntos invertidos; se observa en la figura 78, que durante el periodo de evaluación que se extendió hasta el año 2030, el escenario que obtuvo el índice de recobro más alto correspondiente a un 14% fue el de 3 acres, es decir el de menor área y mayor proximidad entre pozos. Esto fue debido

a que la cercanía entre los pozos productores, conllevaron a que durante los periodos de estimulación cíclica e inyección continua, se presentara una tasa de calentamiento mayor del sector con relación a los escenarios de mayor espaciamiento, conllevando a mejoras tempranas en las condiciones de movilidad del crudo, debido a la disminución expedita en su viscosidad, y por ende una respuesta anticipada en términos de producción de petróleo.

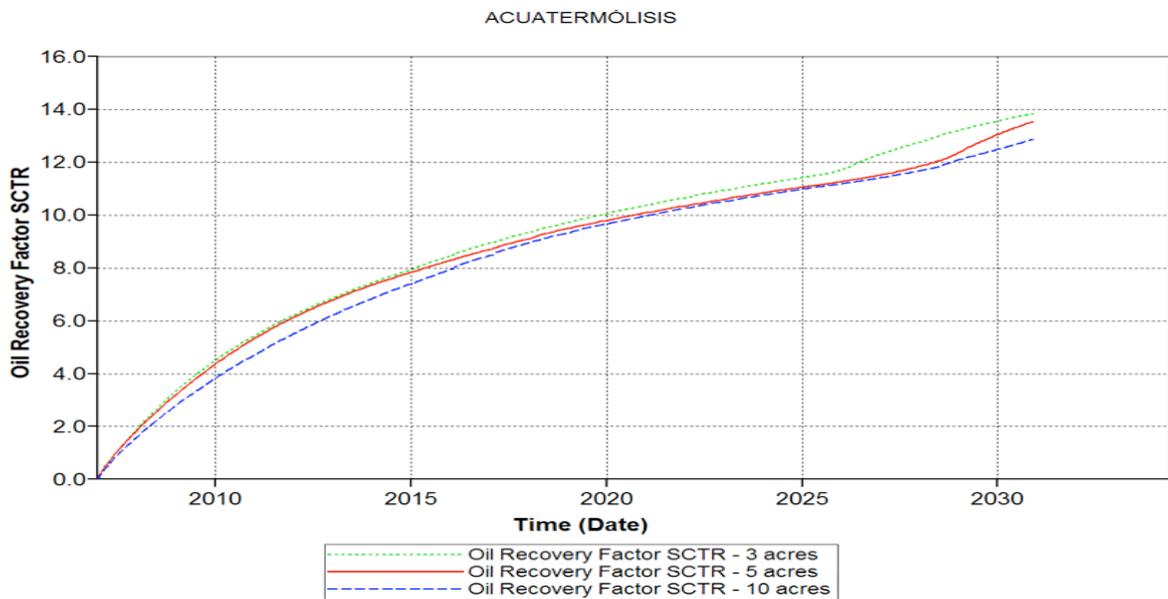
**Figura 77.** Relación volumétrica de H<sub>2</sub>S producido por cada 1000 barriles de aceite extraído.



El patrón de 5 acres, con relación al patrón de 3 acres, conserva un comportamiento análogo durante el periodo de producción primaria. A causa del mayor espaciamiento entre los pozos; en el inicio de la estimulación con vapor (2015) y posteriormente en el periodo de inyección continua (2025), se observa que la respuesta en producción se manifiesta de manera tardía, 2 años después de evidenciarse incrementos en la producción en el patrón de menor área. Cabe resaltar que cuando se logra el calentamiento del sector, se observa que la

tendencia en el factor de recobro posterior al tiempo de evaluación para este escenario (2030), superará al obtenido en el patrón de menor espaciamiento, esto debido a que el área de drenaje bajo la influencia de los pozos productores es mayor y por ende se esperaría producir un mayor volumen de hidrocarburos. Finalmente, el escenario de 10 acres, debido a que presenta el mayor espaciamiento entre pozos de los escenarios planteados en el estudio, requerirá un mayor tiempo para lograr evidenciar en términos de producción la influencia de la inyección de vapor en el área, lo que condujo a que este obtuviese el índice de recuperación más bajo, correspondiente a tan solo un 12.5%.

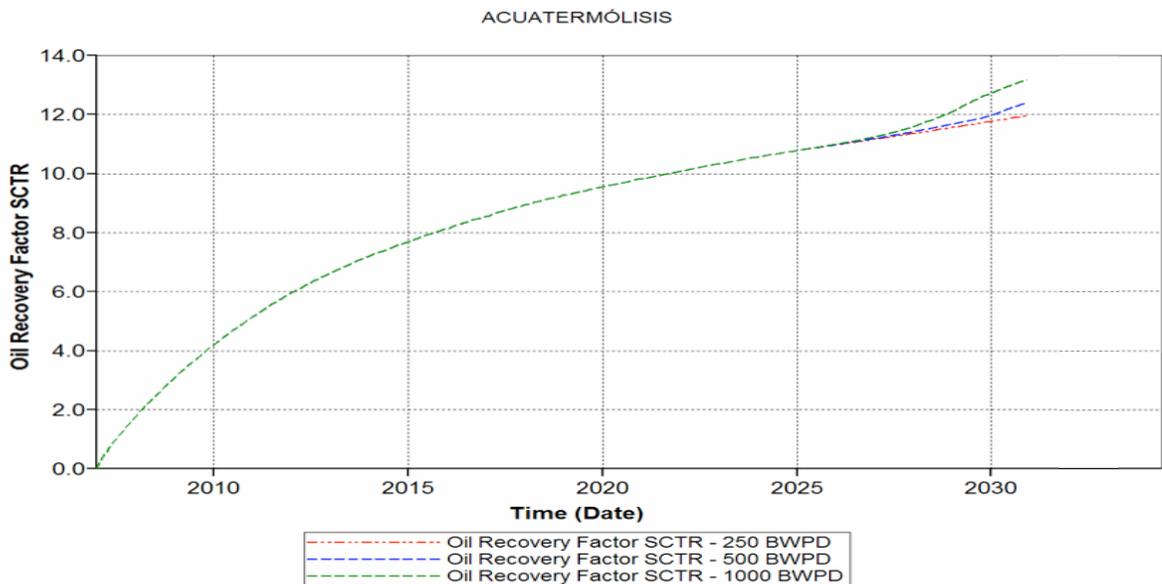
**Figura 78.** Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando distribuido en áreas de 3, 5 y 10 acres.



Una de las variables operacionales de mayor control corresponde a la tasa de inyección, en la figura 79 se presentan los resultados del factor de recobro para los escenarios de inyección de 250 BWPD, 500 BWPD y 1000 BWPD aplicados durante la etapa de inyección continua; conservando constante para los 3 casos de estudio el espaciamiento de 5 acres, la configuración geométrica de 5 puntos invertidos y la calidad del vapor en un 70%.

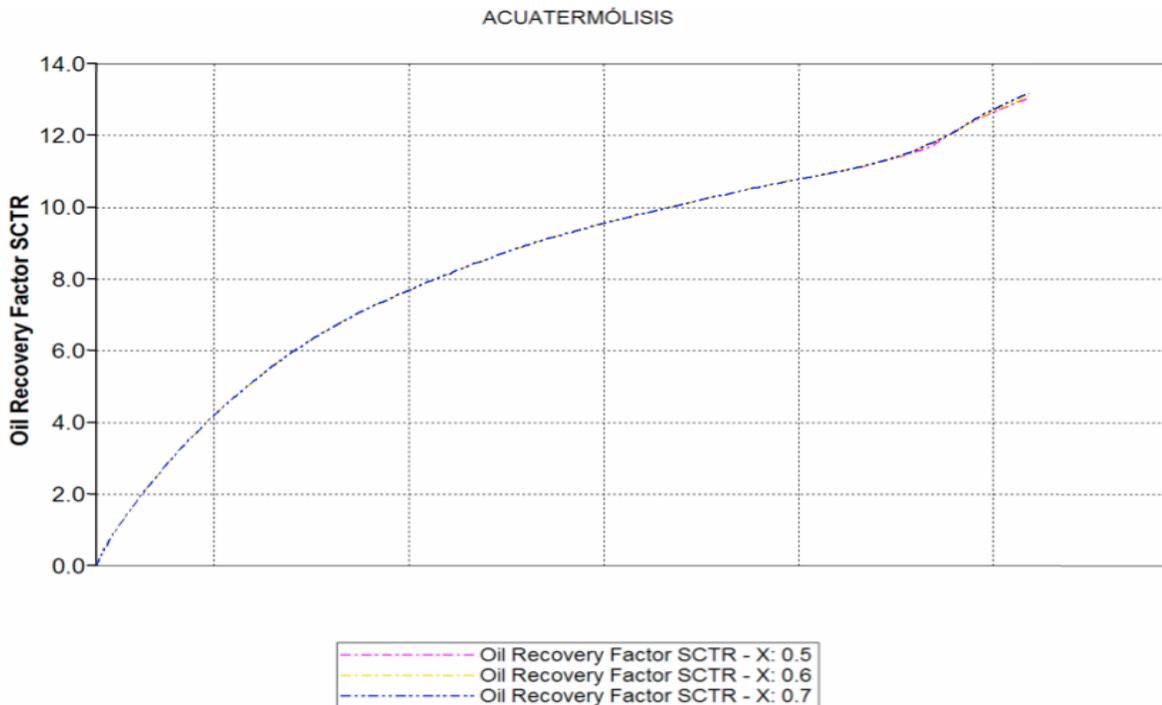
Como se observa en la figura 79, el escenario que establece la mayor tasa de inyección, logra un factor de recobro del 13%, cuya diferencia con relación al escenario que considera una menor tasa durante el tiempo de evaluación, no supera el 1%. Sin embargo, en términos de los volúmenes de H<sub>2</sub>S que se produciría de acuerdo a los resultados presentados en el capítulo anterior, la diferencia podría ser hasta del 100%, es por ello que la determinación óptima de la tasa para un proceso de inyección de vapor recobra relevancia, en términos de reducir los costos asociados a la generación de vapor, así como con el objetivo de disminuir la producción de gases ácidos nocivos al sistema de producción.

**Figura 79.** Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 BWPD.



Posteriormente, en la figura 80, se analiza el comportamiento del factor de recobro para los escenarios cuya calidad varía en 50%, 60% y 70%; conservando constante la tasa de inyección de 1000 BWPD, el área del patrón en 5 acres, así como la configuración geométrica de 5 puntos invertidos. De la figura 80 es posible extraer que no se presentan modificaciones en términos de recobro a causa de cambios en la calidad del vapor.

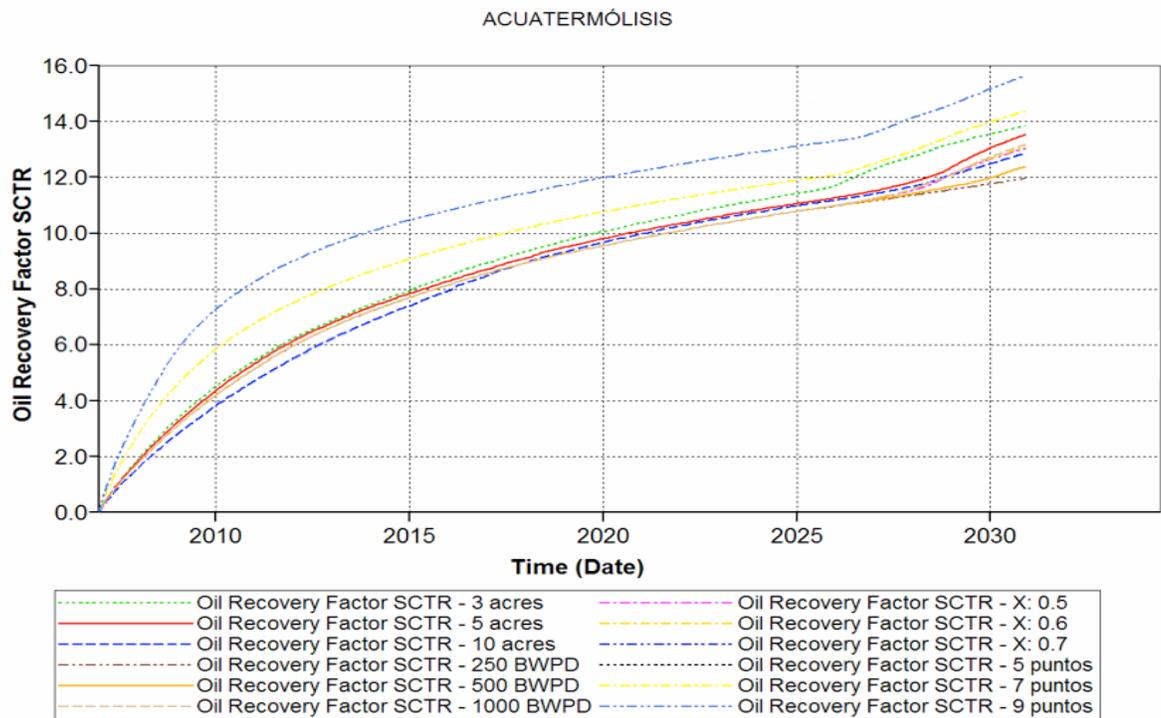
**Figura 80.** Factor de recobro para los tres escenarios de inyección continua de vapor empleando calidades de vapor del 50, 60 y 70%.



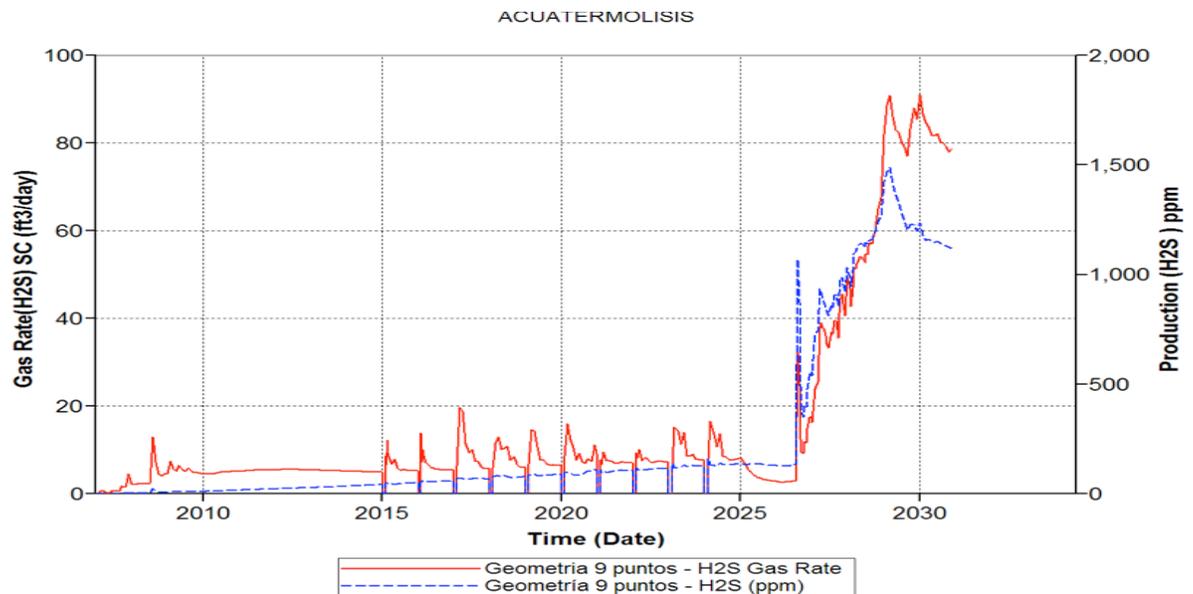
Finalmente, en el gráfico presentado en la figura 81, se condensan los 12 escenarios de evaluación, correspondientes a los 4 parámetros de estudio que representan variables importantes en el diseño y operación de un proyecto de inyección de vapor. En este gráfico se logra extraer fácilmente la curva que describe el escenario que obtiene el mayor factor de recobro y es el correspondiente a la configuración geométrica de 9 puntos invertido, resaltado con la línea discontinua de color azul.

Una vez seleccionada el modelo de 9 puntos, distribuido en un área de 5 acres, empleando una tasa de inyección de 1000 BWPD en la etapa de inyección continua y una calidad del 70%, la producción de ácido sulfhídrico correspondiente a este escenario se presenta a continuación en la figura 82.

**Figura 81.** Factor de recobro correspondiente a los 12 escenarios de evaluación.



**Figura 82.** Producción de H<sub>2</sub>S en el escenario con mayor índice de factor de recobro, correspondiente a la inyección de vapor bajo un patrón de 9 puntos invertido.



Con base en lo anterior, una estrategia direccionada a minimizar la producción de ácido sulfhídrico desde del diseño y la operación de un proyecto de inyección continua de vapor, requeriría emplear un mayor número de pozos en la configuración geométrica del patrón, incrementar el distanciamiento entre los pozos. Con respecto a la tasa de inyección, optimizar los caudales suministrados al subsuelo permitirán reducir los volúmenes de vapor inyectados al yacimiento, y por ende disminuir la producción de H<sub>2</sub>S. Con relación a la calidad del vapor, debido a que no tuvo un efecto considerable en la generación de ácido sulfhídrico, se sugiere realizar la inyección con la mayor calidad posible.

## 6. CONCLUSIONES

La cinética que modela la producción de ácido sulfhídrico, asociada a las reacciones de acuatermolisis presentes en los procesos de recobro térmico, se encuentra fuertemente influenciada por la temperatura y por ende por aquellas variables que conlleven a generar incrementos en este parámetro.

De acuerdo a las variables de diseño y operación evaluadas, es posible a través de tres de ellas, el espaciamiento entre pozos, la configuración geométrica del patrón y las tasas de inyección, infringir control sobre la producción de ácido sulfhídrico.

Con relación al área del patrón se evidenció que conforme mayor sea el distanciamiento entre los pozos, la temperatura que se logrará en el sector de influencia de los mismos será menor, debido al incremento en el área de contacto del vapor y por tanto las pérdidas con formaciones suprayacentes y subyacentes serán mayores; esta menor temperatura lograda a mayores áreas de extensión del patrón, conllevará a una menor producción de ácido sulfhídrico.

Con relación a la geometría, al vincular un mayor número de pozos al patrón de inyección, en términos de producción de petróleo se logrará un incremento en el factor de recobro debido al aumento en la eficiencia de barrido volumétrica. Así mismo, se obtendrá una mejor distribución del vapor y por ende una disminución de la temperatura a causa de las pérdidas de calor motivadas por el incremento en el área de contacto del vapor con los fluidos y otras formaciones, favoreciendo así una reducción en la producción de  $H_2S$ .

La tasa de inyección de vapor fue la condición que generó mayor fluctuación en la variable objetivo correspondiente a la producción de ácido sulfhídrico, esto debido a que un incremento o una disminución en los volúmenes de vapor inyectados al

yacimiento, representa una alteración directa en el calor suministrado a la formación y por ende en la temperatura que se logre en el subsuelo.

La calidad del vapor al igual que los caudales de inyección, inciden directamente en la tasa de calor suministrado al yacimiento, ya que, al obtenerse mayores calidades del vapor en fondo, se logra que una unidad de volumen de vapor contenga un mayor calor disponible para suministrar al yacimiento, pero de acuerdo a los resultados obtenidos, esta variable no tiene mayor influencia en la producción de H<sub>2</sub>S.

## 7. RECOMENDACIONES

Llevar a cabo análisis fisicoquímicos al petróleo obtenido como resultado de las pruebas de caracterización cinética, con el propósito de estudiar posibles cambios en el fluido a causa de las reacciones de acuatermólisis, permitiendo así establecer si se presentan cambios permanentes favorables o desfavorables en las propiedades del hidrocarburo.

Realizar estudios de termoquímica al hidrocarburo de interés, con el fin de detectar cuáles son los compuestos azufrados que se encuentran reaccionando y corresponden a los precursores en la formación de ácido sulfhídrico.

El estudio de la cinética relacionada a las reacciones presentes en procesos de recobro térmico como la inyección de vapor, se sugiere sea considerado para futuras aplicaciones de estas tecnologías en el país. Esto con el objetivo de estimar de forma anticipada los volúmenes de H<sub>2</sub>S que se producirían por motivo de la implementación de estos procesos y de esta manera plantear estrategias encaminadas a prevenir, mitigar y/o controlar la producción de ácido sulfhídrico desde la ingeniería y diseño del proyecto.

## **8. RECONOCIMIENTOS**

Al equipo de trabajo de la compañía CMG, especialmente a la ingeniera Yéssica Mateus, por su contribución en el desarrollo del modelo numérico de simulación.

Al Grupo de Investigación en Catálisis, en cabeza de su director el PhD. Víctor Baldovino, así mismo a los ingenieros Hernando Bottía Ramírez, Raúl Redondo y Wendy Mancipe, por su contribución y compromiso en el desarrollo experimental requerido en la elaboración del modelo cinético.

A la ingeniera Mabel Castañeda quien compartió su tiempo, su conocimiento y disposición para la oportuna ejecución de los análisis de gases llevados a cabo en el laboratorio de cromatografía situado en el Instituto Colombiano del Petróleo.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins, 2007.

AHMED, T., Advanced Reservoir Management and Engineering, second edition, chapter 6, Introduction to Enhanced Oil Recovery. 2012.

ALÍ, F. Heavy Crude Oil Recovery. NATO Advanced Study Institute on Heavy Crude Oil recovery. Turquía, 1984.

ALVARADO, D. Recuperación térmica de petróleo. Caracas. Venezuela. 2010.

ARBOLEDA, A. CASTILLO, A. Estudio de la acuatermolisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. UIS. Bucaramanga. Colombia. 2017.

BERRY PETROLEUM COMPANY [En línea]. Consultado el 26 de Julio de 2017. <http://berrypetroleum.com/>

BUTLER, R. M., MCNAB, G. S. AND LO, H. Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating, Canadian Journal Chemical Engineering 59(4), 455–460. 1981.

CASTRO, R., MAYA, G., MERCADO, D., TRUJILLO, M., SOTO, C., PÉREZ, H., LOBO, A., ORDOÑEZ, A., SANDOVAL, J. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima. Peru. Diciembre. 2010.

CHENG, Q. Assessing and improving steam-assisted gravity drainage; reservoir heterogeneities, hydraulic fractures, and mobility control foams. Philosophical Doctoral Theses. Stanford University. 2009.

ECOPETROL S.A. [En línea]. Consultado el 8 de septiembre de 2017 <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-mpresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>

ECOPETROL S.A. Proyección de producción de crudo en Colombia. Proyecto polar. 2015.

ESCOBAR, F. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edición. Neiva. Colombia. 2005.

GAS PROCESSOR SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book. Edición 13. Sección 23 Physical properties. Tulsa, Oklahoma. 2012.

GÓMEZ, M., Análisis y cuantificación de las incertidumbres geológicas y de ingeniería en un sector del campo Rubiales. Universidad Industrial de Santander. 2009.

HYNE, J., CLARK, P., CLARKE, R., KOO, J., GREIDANUS, J., TYRER, J., VERONA, D. Aquathermolysis of Heavy Oils, Second International Conference on Heavy Crudes and Tar Sands, UNITAR, Caracas, 7–17. Febrero, 1982.

HYNE, J. B. A Synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation. AOSTRA. Canadá. 1986.

KOOTTUNGAL, L. Oil and Gas Journey, Worldwide Enhanced Oil Recovery survey. Attributes of Successful EOR Projects Worldwide. Abril. 2014.

KOWALEWSKI, I., SCHAEFFER, P., ADAM, P., DESSORT, D., FAFET, A., & CARPENTIER, B. Formation of H<sub>2</sub>S and sulfur-rich bitumen from a reservoir heavy oil in the presence of elemental sulfur. *Organic Geochemistry*, 951-958. 2010

LIU, P., SHI, Q., CHUNG, K. H., ZHANG, Y., PAN, N., ZHAO, S., & XU, C. Molecular characterization of sulfur compounds in Venezuela crude oil and its SARA fractions by electrospray ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. *Energy & Fuels*, 24(9), 5089-5096. 2010.

LOBODIN, V. V., ROBBINS, W. K., LU, J., & RODGERS, R. P. Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. *Energy & Fuels*, 29(10), 6177-6186. 2015.

LOPEZ, J. E., Producing extra heavy oil from Llanos Basin, Colombia, through progressive cavity pumps and electric submersible pumps: case study in Chichimene field. SPE-171041-MS. SPE Heavy and extra heavy oil conference. Colombia 24 – 26 de Septiembre. 2014.

MEG ENERGY. Steam Assisted Gravity Drainage, technology to recover bitumen from the oil sands. [En línea]. Consultado el 23 de agosto de 2017. <http://www.megenergy.com/operations/steam-assisted-gravity-drainage-sagd>

MUÑOZ, L., SANTAMARÍA, S., Evaluación de los métodos de control de arena implementados en el campo la Cira Infantas. Universidad Industrial de Santander. 2016.

NIZ, E., Métodos de recobro mejorado: Inyección de vapor. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. 2017.

PEINDER, P., VISSER, T., WAGEMANS, R., BLOMBERG, J., CHAABANI, H., SOULIMANI, F., & WECKHUYSEN, B. M. Sulfur speciation of crude oils by partial least squares regression modeling of their infrared spectra. *Energy & Fuels*, 24(1), 557-562. 2009.

QADIR, M. Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects data. Masters Theses, Missouri University of Science and Technology. 2014.

RAMÍREZ, L., SANTAMARÍA, S., Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. Universidad Industrial de Santander. 2006.

SALAGER J. L., Fisico-química de los sistemas surfactante-agua-aceite: aplicaciones a la recuperación del petróleo, *Revista Instituto Mexicano del Petróleo*, 11, 59-71. 1979.

SECEN, J. IOR - EOR, chances for increase of oil production and recoveries in existing, mature reservoirs. University of Zagreb, Croatia, 2005.

STEAM PRODUCTION COMPANY [En línea]. Consultado el 17 de Julio de 2017. <https://www.steam-oil.com/>

KOVSEK, A. CASTANIER, L. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2015.

THIMM, H. F. Aquathermolysis and Sources of Produced Gases in SAGD. In SPE Heavy Oil Conference-Canada. Society of Petroleum Engineers. Junio. 2014.

TRIGOS, M., GONZALES, A., PINILLA, J., MUÑOZ, S., Mercado, D. Feasibility study of applying steamflooding in a reservpir with high shale/sand: Teca field.

Trinidad y Tobago energy resources conference. Society of Petroleum Engineers. Trinidad. 2010.

VAN DORP, J. Does heavy oil recovery need steam. Society of Petroleum Engineers. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016.

V. LAMOUREUX-VAR, F. LORANT, Experimental evaluation of H<sub>2</sub>S yields in reservoir rocks submitted to steam injection. 13th European Symposium on Improved Oil Recovery, EAGE, Budapest, Hungary, 25-27 April, 2005.

WANG, M., ZHAO, S., CHUNG, K. H., XU, C., & SHI, Q. Approach for selective separation of thiophenic and sulfidic sulfur compounds from petroleum by methylation/demethylation. Analytical chemistry, 87(2), 1083-1088. 2015.