

**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE H₂S PARA UN CRUDO PESADO
CANDIDATO A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE
CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA Y ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE
COMPUESTOS AZUFRADOS**

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS

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

2017

**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE H₂S PARA UN CRUDO PESADO
CANDIDATO A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE
CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA Y ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE
COMPUESTOS AZUFRADOS**

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero
de Petróleos**

Director:

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

Co-Directores:

**M.Sc. HERNANDO BOTTIA RAMIREZ
M.Sc. en Ingeniería Química**

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

2017

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 Melissa Rey, mis amigos y demás familiares que me acompañaron y brindaron su incondicional apoyo en la consecución de este objetivo.

Angel Mauricio Castillo Cubillos

AGRADECIMIENTOS

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 personal y profesional.

A Jorge Orrego y Fernando Rojas, líderes del Laboratorio de Resonancia y Espectrometría de Masas de Alta Resolución (FT-ICR-MS) del Instituto Colombiano del Petróleo, debido a sus enseñanzas y aportes en el desarrollo de la presente investigación.

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

Angel Mauricio Castillo Cubillos

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1. SELECCIÓN DE UN CAMPO PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECOBRO TÉRMICO EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO	19
1.1. ETAPAS EN EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS	20
1.1.1. Recobro Primario.....	21
1.1.2. Recobro Secundario	22
1.1.3. Recobro Terciario	22
1.2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO	23
1.2.1. Métodos Térmicos	26
1.2.2. Métodos Miscibles	27
1.2.3. Métodos Químicos.....	28
1.3. TECNOLOGÍAS DERIVADAS DE LA INYECCIÓN DE VAPOR APLICADAS AL RECOBRO TÉRMICO DE CRUDOS PESADOS	31
1.3.1. Drenaje gravitacional asistido con vapor.....	34
1.3.2. Inyección cíclica de vapor.....	35
1.3.3. Inyección continua de vapor.....	37
1.4. SELECCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECOBRO TÉRMICO.....	42
1.4.1. Campo Rubiales	43
1.4.2. Campo Chichimene	44
1.4.3. Campo La Cira - Infantas.....	45
1.4.4. Campo Teca	46

1.4.5. Proceso de Screening	47
2. DETERMINACIÓN CUANTITATIVA DEL AZUFRE REACTIVO A TRAVÉS DE PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE AZUFRADOS.....	50
2.1. PRUEBA DE ESPECIACIÓN DE AZUFRADOS.	55
3. ANÁLISIS TERMODINÁMICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO.....	68
3.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.	70
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.	78
5. CONCLUSIONES	84
6. RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fases en el desarrollo de un yacimiento de petróleo y gas convencional.	19
Figura 2. Clasificación de procesos IOR y EOR.....	20
Figura 3. Mecanismos de recuperación primaria de hidrocarburos y su relación con el factor de <i>recobro</i>	22
Figura 4. Número de campos vs Petróleo Original en Sitio en Colombia.	24
Figura 5. Número de campos vs Petróleo Original en Sitio en Colombia.	25
Figura 6. Eficiencia de los mecanismos presentes en el recobro térmico.....	26
Figura 7. Diagrama ternario de mezcla para compuestos hidrocarburos.....	28
Figura 8. Efecto de la razón de movilidad en el barrido macroscópico de petróleo.	29
Figura 9. Relación de saturación de aceite vs Número capilar.	30
Figura 10. Eficiencias en procesos de recobro térmico.....	31
Figura 11. Madurez tecnológica de procesos EOR aplicada a crudos pesados. ...	32
Figura 12. Contribución en el factor de recobro de los mecanismos asociado a los procesos de recobro térmico de hidrocarburos.	33
Figura 13. Esquema de un proceso SAGD.	34
Figura 14. Esquema de un proceso SAGD.	35
Figura 15. Esquema del proceso de inyección cíclica de vapor.....	36
Figura 16. Esquema del proceso de inyección continua de vapor.	37
Figura 17. Perfil de temperatura y saturación de aceite vs distancia entre pozos inyector y productor.	38
Figura 18. Diagrama de presión vs entalpía para el agua.....	40
Figura 19. Efecto de la saturación de aceite*porosidad ($S_o*\phi$) y espesor, sobre la relación SOR.	41
Figura 20. Diagrama de presión vs entalpía para el agua.....	42
Figura 21. Esquema de desulfuración presente en reacciones de acuatermolisis	51
Figura 22. Clasificación de las familias azufradas presentes en el hidrocarburo. .	54

Figura 23. Procedimiento experimental para llevar a cabo la especiación de azufrados.....	56
Figura 24. Solución de acetonitrilo y nitrato de plata (AgNO_3) empleado en el acondicionamiento de soporte para la especiación de azufrados.....	57
Figura 25. Análisis visual para establecer la remoción del exceso de plata en el material de soporte.....	58
Figura 26. Solución 90:10 de DCN y ACE para el lavado del soporte en la etapa de acondicionamiento.	58
Figura 27. Etapas de adecuación del soporte químico para emplearlo en la separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.	59
Figura 28. Muestra de crudo diluida con DCN para su posterior incorporación al soporte de separación de componentes azufrados.	60
Figura 29. Recolección de la fracción 1 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.	60
Figura 30. Muestras de la fracción 1 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.	61
Figura 31. Recolección de la fracción 2 correspondiente a compuestos azufrados refractarios.	61
Figura 32. Muestras de la fracción 2 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.	62
Figura 33. Etapas de separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.	62
Figura 34. Etapas de separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.	63
Figura 35. Cabina de extracción empleada en proceso de secado.	63
Figura 36. Proceso de secado de las fracciones 1 y 2 de compuestos azufrados, empleando nitrógeno.....	64
Figura 37. Viales con las muestras de las fracciones 1 y 2 posterior al proceso de sacado con nitrógeno.	64

Figura 38. Modelo estático para el análisis conceptual del efecto de las variables operacionales y de diseño en la generación de H ₂ S.....	70
Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa.....	71
Figura 40. Sector del yacimiento para evaluación de la inyección de vapor.....	71
Figura 41. Comportamiento de la producción debido a la inyección de vapor.....	73
Figura 42. Conectividad entre pozo inyector p1-w1 y productor p1-w4, observada a través de simulación streamline.....	74
Figura 43. Curvas de nivel para la temperatura lograda en el sector del piloto de inyección continua.....	74
Figura 44. Producción de H ₂ S en el periodo comprendido entre los años 2007 y 2030	75
Figura 45. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2020.....	76
Figura 46. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2024.....	76
Figura 47. Distribución de permeabilidades en el área de aplicación del proceso de inyección de vapor.....	77
Figura 48. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2026 y streamlines de comunicación entre los pozos p1-w1 y p1-w4.....	77
Figura 49. Producción de H ₂ S evaluando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 barriles de agua por día.....	78
Figura 50. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 250 barriles de agua por día (BWPD).....	79
Figura 51. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 500 barriles de agua por día (BWPD).....	80
Figura 52. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 1000 barriles de agua por día (BWPD).....	80
Figura 53. Influencia de la temperatura en el yacimiento sobre la producción acumulada de ácido sulfhídrico.....	81

Figura 54. Influencia de la presión en el yacimiento sobre la producción de ácido sulfhídrico. 82

Figura 55. Influencia de la presión en el yacimiento en la producción acumulada de ácido sulfhídrico. 82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a la gravedad API.	17
Tabla 2. Factores de recobro logrados a través de la inyección de vapor como método de recobro mejorado en campos petroleros del mundo.	18
Tabla 3. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Rubiales.	43
Tabla 4. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Chichimene.	44
Tabla 5. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo La Cira-Infantas.	45
Tabla 6. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Teca.	46
Tabla 7. Guía de selección para la implementación de la inyección continua de vapor.	48
Tabla 8. Información integrada de los parámetros de screening para la aplicación de la inyección continua de vapor y las propiedades de los yacimientos correspondientes a los campos candidatos de aplicación de la tecnología.	49
Tabla 9. Viales con las muestras de las fracciones 1 y 2 posterior al proceso de sacado con nitrógeno.	65
Tabla 10. Escenarios de evaluación en la producción de H ₂ S.	69
Tabla 11. Propiedades petrofísicas y de los fluidos.	70

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE H₂S PARA UN CRUDO PESADO CANDIDATO A INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA Y ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE COMPUESTOS AZUFRADOS *

AUTOR: ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS **

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

DESCRIPCION:

La prevalencia de las reservas de crudo pesado en el mundo ha conllevado al estudio e implementación de tecnologías orientadas en lograr incrementar la producción de esta clase de hidrocarburos. La inyección de vapor es el método de recobro térmico más efectivo en la recuperación de crudos pesados, al contribuir en la disminución de la viscosidad del aceite en el yacimiento, favorece así el flujo del crudo a través del medio poroso y por ende logra incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro. Sin embargo, como resultado de su implementación se desarrollan en el yacimiento una serie de reacciones denominadas acuatermólisis, que se presentan por el contacto a altas temperaturas entre el vapor de agua y las fracciones organosulfurosas del petróleo, las cuales inducen la generación de ácido sulfhídrico, un gas indeseado debido a los efectos adversos que ocasiona en los sistemas de producción. Pero no todos los compuestos azufrados presentes en el crudo reaccionarán y favorecerán en la formación del H₂S, sino tan solo el azufre no refractario correspondiente principalmente a la familia de los sulfuros. La determinación de la presencia de estos componentes se realizará a través de una prueba de especiación de azufrados como estudio preliminar para analizar la factibilidad de un crudo pesado colombiano, candidato a inyección de vapor, de producir H₂S. Así mismo, se analizará el efecto de variables termodinámicas tales como la presión y la temperatura, logradas en un proceso de inyección de vapor, en la producción de ácido sulfhídrico. Como resultado de una evaluación conceptual de un modelo de simulación de yacimientos se obtuvo que la presión fue la variable termodinámica que menor influencia sobre la producción de H₂S, caso contrario a la temperatura, que fue el parámetro de mayor incidencia sobre la variable objetivo.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniería fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Hernando Bottía Ramírez

ABSTRACT

TITLE: HYDROGEN SULFIDE PRODUCTION STUDY FOR A HEAVY OIL CANDIDATE TO STEAM FLOODING, THROUGH QUANTITATIVE CHARACTERIZATION AND THERMODYNAMIC ANALYSIS OF SULFURDED COMPOUNDS *

AUTHOR: ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS **

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

DESCRIPTION:

The prevalence of heavy oil reserves in the world has led to the study and implementation of technologies oriented to achieve the production of this class of hydrocarbons. Steam injection is the most effective thermal recovery method in the recovery of heavy oil, by contributing to the reduction of oil viscosity in the reservoir, favoring the flow of crude oil through the porous medium and therefore increasing production of oil and the recovery factor. However, as a result of its implementation is achieved in the process a series of reactions called Aquathermolysis, which are presented by contact at high temperatures between steam and organ-sulfur fractions of oil, which induce generation of hydrogen sulphide, an unwanted gas due to the adverse effects it causes in production systems. But not all the sulfur compounds present in the crude reacted and will favor the formation of H₂S, but only the non-refractory sulfur, mainly to the family of sulfides. The determination of the presence of these components was carried out through a sulfur speciation test as a preliminary study to analyze the feasibility of a Colombian heavy oil, candidate to steam injection, to produce H₂S. Likewise, the effect of thermodynamic variables is analyzed, such as pressure and temperature, achieved in a steam injection process, in the production of hydrogen sulfide. As a result of a conceptual evaluation of a reservoir simulation model, it was obtained that the pressure was the thermodynamic variable that had the least influence on H₂S production, contrary to temperature, which was the parameter with the highest incidence on the target variable.

* Degree project

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Hernando Bottía Ramírez

INTRODUCCIÓN

La crisis petrolera que inició en el segundo semestre de 2014 originó una reducción significativa de la inversión en exploración y desarrollo de nuevos pozos, que para el caso nacional representó un declive en la producción de campos maduros del 17% de acuerdo a las estadísticas presentadas por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP, 2015). Por consiguiente, este escenario desfavorable para la ejecución de inversiones en campañas de perforación de pozos de desarrollo, generan la necesidad de evaluar proyectos alternativos encaminados a incrementar los niveles de producción a través de estrategias de explotación tales como la implementación de métodos de recobro de hidrocarburos.

La creciente demanda energética, compensada con un incremento en la producción de fuentes de energía como lo son el petróleo y el gas, ha conllevado a la búsqueda continua de estos recursos debido a que los yacimientos de crudo convencional no cuentan con el potencial para satisfacer la demanda, es por ello que el desarrollo de yacimientos no convencionales como lo son los crudos pesados y extrapesados, representan una alternativa para continuar jalonando el progresivo consumo mundial.

La única reserva significativa de crudo convencional se localiza en la península arábiga, por el contrario, a lo largo y ancho del globo se sitúan en mayor proporción reservas de petróleo correspondientes a crudo pesado, situados principalmente en países como Venezuela, Canadá, Estados Unidos, África, Rusia y el suroeste asiático. Así mismo una distribución cuantitativa de las reservas de hidrocarburos en el mundo, estiman que el petróleo convencional, considerados como aquellos con gravedades API mayores a 22°, representan el 30% de las reservas, por el contrario, los crudos pesados, considerados en el estudio como

todos aquellos cuya gravedad API sea inferior a 22°, corresponden al 70% de los volúmenes de petróleo en todo el globo.¹

En la tabla 1 se presenta en detalle la clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API, así como algunas propiedades tales como la viscosidad y la gravedad específica.

Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a la gravedad API.

Tipo de Crudo	°API	Viscosidad [Cp]	Densidad [g/cm ³]
Crudo Liviano	30 - 40	0.2 @ 150°F	0.83 – 0.87
Crudo Mediano	22 – 29.9	1 – 100 @ 150°F	0.87 – 0.92
Crudo Pesado	10 – 21.9	100 – 1000 @ 150°F	0.92 – 1
Crudo Extrapesado /Bitumen	<10	> 1000 @ 150°F	>1

Fuente: LEON, R. Elaboración de una metodología para la selección de mezcladores en línea para homogenización de crudos pesados con diluyente. Universidad Industrial de Santander, 2016.

En esa tendencia, Colombia no es ajeno a esta realidad, actualmente es el país con la quinta reserva de crudos pesados más grande de Latinoamérica, superado por Venezuela, México, Brasil y Argentina. De acuerdo a las estadísticas de producción, en el año 2015 los crudos pesados representaban el 53% de la producción petrolera del país, y se prevé que en el año 2020 los crudos pesados representen el 65% de la producción nacional, provenientes principalmente de las

¹ STANFORD UNIVERSITY. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2017.

cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Caguán-Putumayo, a las cuales pertenecen campos importantes tales como Rubiales, Teca y San Fernando respectivamente.

Infortunadamente a pesar de representar el 70% de las 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, representan una alternativa para continuar supliendo la creciente demanda energética mundial.

La inyección de vapor representa en la actualidad una de las técnicas de recobro mejorado más estudiadas, implementadas y avanzadas en el mundo, así mismo contribuye significativamente a la producción mundial de petróleo (Willhite, 1998). Actualmente es reconocida gracias a los excelentes resultados en términos de recuperación de hidrocarburos en campos del mundo que han logrado factores de recobro superiores al 70% como se evidencia en la tabla 2.

Tabla 2. Factores de recobro logrados a través de la inyección de vapor como método de recobro mejorado en campos petroleros del mundo.

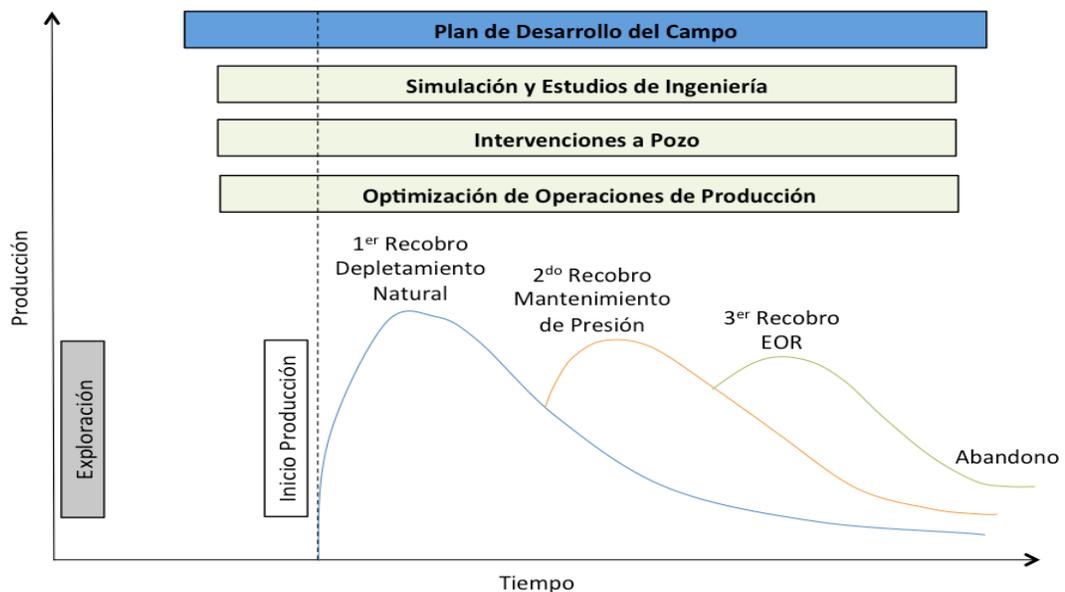
Campo	FR [%]	Ubicación	Compañía
Kern River	75	California	Chevron
Midway Sunset	65	California	Chevron
Duri	60	Indonesia	Chevron
Peace River	50	Alberta	Shell

Fuente: STEAM PRODUCTION COMPANY [En línea]. (Recuperado el 17 de Julio de 2017.)
 Disponible en <https://www.steam-oil.com/>

1. SELECCIÓN DE UN CAMPO PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECOBRO TÉRMICO EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO

Durante la explotación llevada a cabo a un yacimiento de petróleo y/o gas, ordinalmente se ha propuesto una convención que establece la metodología mediante la cual se lleva a cabo la explotación de los yacimientos convencionales de hidrocarburo en el mundo. Estas fases presentes en el plan de desarrollo de un activo se presentan a continuación en la figura 1.

Figura 1. Fases en el desarrollo de un yacimiento de petróleo y gas convencional.



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

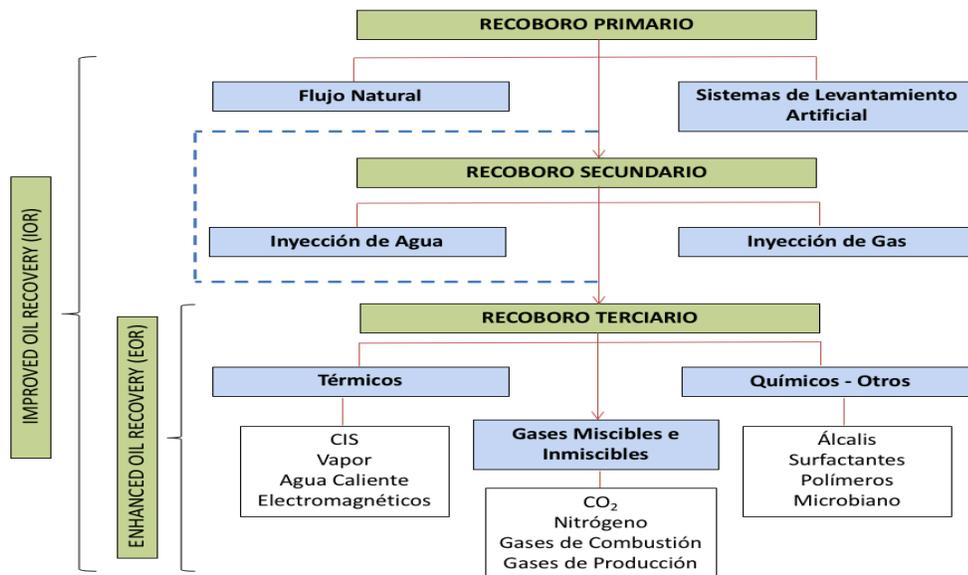
Así pues, en tiempos tempranos del inicio de la explotación de un activo hidrocarburiífero convencional, el recobro de petróleo y gas se ocasiona por motivo de la presión con la que cuenta inicialmente el yacimiento, la cual es suficiente para generar el flujo de los fluidos desde la formación hasta los pozos productores, complementada por los mecanismos de empuje presentes, pueden contribuir a lograr factores de recobro entre el 5% y el 70%.

1.1. ETAPAS EN EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS

El principal objetivo en un proyecto de explotación petrolera es la recuperación del mayor volumen de recurso posible del subsuelo, generando condiciones económicas favorables para la compañía operadora. Es por ello que los esfuerzos de las compañías son encaminados en implementar estrategias que conlleven a tal fin. Estos procesos, técnicas y tecnologías desarrollados a lo largo de la vida productiva de los yacimientos e implementadas con el objetivo de lograr un incremento en el recobro de hidrocarburos son clasificados en:

- IOR: Improved Oil Recovery. Este término hace referencia a cualquier actividad relacionada a incrementar la recuperación de hidrocarburos.
- EOR: Enhanced Oil Recovery. Implica la inyección de fluidos que conlleven a modificar las propiedades de los fluidos en la formación, así como parámetros petrofísicos con el fin de reducir la saturación de aceite residual.

Figura 2. Clasificación de procesos IOR y EOR.



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

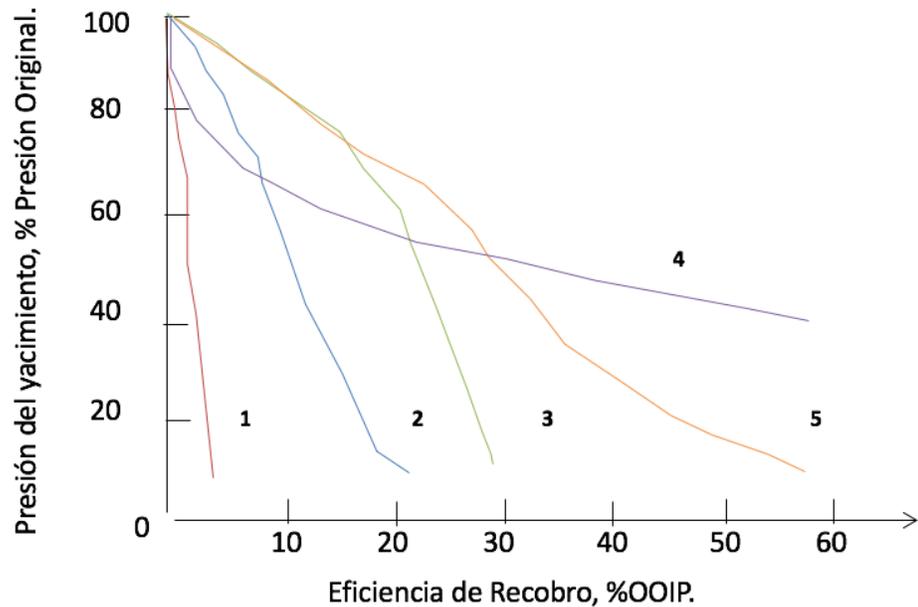
Para promover un mayor entendimiento de cada uno de los procesos aplicados a lo largo de la explotación de un yacimiento convencional, a continuación, se describen con mayor detenimiento los métodos de recobro primarios, secundarios y terciarios, definidos así de manera ordinal, pero su orden de aplicación es fluctuante y es función de las condiciones del yacimiento y de las características de los fluidos.

1.1.1. Recobro Primario. Corresponde a la primera etapa en la fase productiva de un yacimiento. Se caracteriza porque no es requerido ningún agente externo para la producción de los hidrocarburos, por el contrario, es la energía natural presente inicialmente en el yacimiento la que estimula la extracción del mismo. Pero no es solo la presión la que promueve la producción, también lo son los mecanismos de empuje presentes de forma natural u originados por causa de la explotación, tal como se presenta en la figura 3, ellos son:

1. Expansión de roca y fluidos.
2. Empuje por gas disuelto.
3. Empuje por capa de gas.
4. Empuje hidráulico.
5. Drenaje gravitacional.

En la figura 3 se presentan los mecanismos de empuje natural y su comportamiento con relación a la recuperación de hidrocarburos y a la caída de presión del yacimiento a medida que se extraen los fluidos; enumerándose en orden ascendente desde aquel que logra el menor factor de recobro (5%), empuje por expansión de roca y fluidos, hasta el mecanismo que proporciona mayor porcentaje de recuperación de hidrocarburos correspondiente al drenaje gravitacional que puede lograr un factor de recobro de hasta el 60%.

Figura 3. Mecanismos de recuperación primaria de hidrocarburos y su relación con el factor de *recobro*.



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

1.1.2. Recobro Secundario. Los procesos de recobro secundario son técnicas que se implementan comúnmente posterior a los procesos de recobro primario, y su principal fin es el de recobrar mayores volúmenes de hidrocarburos a través de la inyección de fluidos como el agua para los yacimientos de petróleo y gas pobre para los yacimientos composicionales, con el objetivo de lograr un mantenimiento en la presión en el yacimiento y contribuir al desplazamiento de los hidrocarburos.

1.1.3. Recobro Terciario. Los métodos de recobro terciario tienen como fin lograr incrementar la recuperación de recursos que no fueron posibles extraer a través de métodos de recuperación primario y secundario. Los métodos de recobro terciario al igual que los métodos de recobro secundario emplean un fluido que es inyectado a la formación, pero no solo con el objetivo de sostener la presión del

yacimiento si no con el propósito de generar modificaciones en las características de los fluidos inyectados, en los fluidos de la formación y/o en las propiedades petrofísicas. Estas variaciones conllevan a incrementar la eficiencia de barrido macroscópica o volumétrica, complementadas con otros mecanismos logran adicionalmente un incremento en la eficiencia microscópica o de desplazamiento. Los métodos de recobro terciario también son denominados métodos de recobro mejorado, los cuales se detallan a continuación.

1.2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

Una de los mayores intereses en la industria es evaluar y desarrollar tecnologías que permitan hacer más efectivos los procesos de recuperación de hidrocarburos incrementando el factor de recobro, desde optimizar los métodos de recobro secundario y la inyección de fluidos a la formación, hasta modificar las propiedades de las rocas y/o los fluidos en el yacimiento, para favorecer su movilidad hacia los pozos productores.

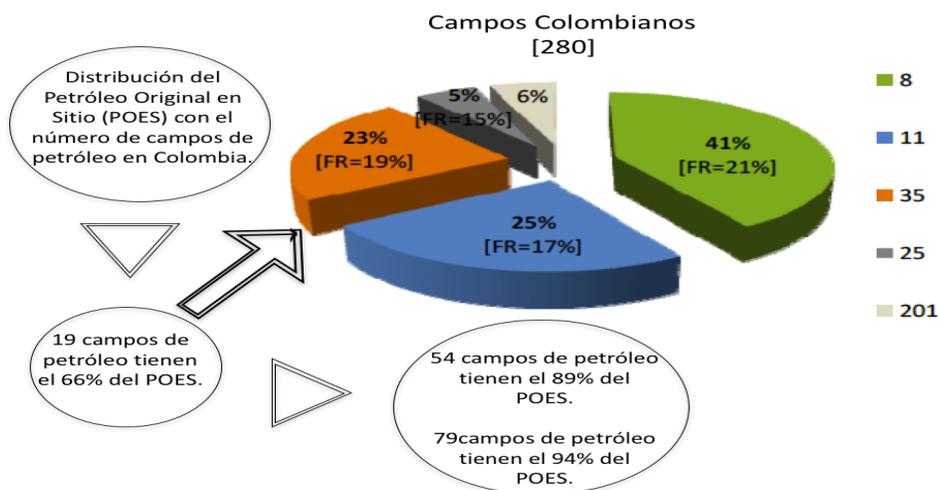
Los procesos de recobro mejorado son definidos como aquellos métodos que permiten incrementar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento a la cara del pozo o como la recuperación de aceite adicional después de los métodos de recobro primario y secundario (Alvarado, 2010). Así mismo, otros autores presentan definiciones más específicas como la definida por (Ahmed,2012), al referirse a los procesos de recobro mejorado como aquellos en los cuales se reduce la saturación de aceite a valores inferiores al de la saturación de aceite residual (Sor).

Los procesos de recobro no solo involucran la inyección de un fluido con el fin de suplementar la energía natural presente en el yacimiento, sino que los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido del yacimiento para generar condiciones favorables para el recobro. Estas interacciones pueden conllevar a la

reducción de las fuerzas de tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad del aceite, o generación térmica in-situ; estas son interacciones físico-químicas que no son atribuibles a la inyección de gas o agua para el mantenimiento de la presión o desplazamiento del hidrocarburo (Willhite, 1998).

En el caso nacional, de los aproximadamente 280 campos petroleros con los que cuenta el país alrededor del 47% de los campos tan solo han recobrado aproximadamente el 10% del petróleo original en sitio, es decir que aún cuentan con el 90% del recurso en el subsuelo², de acuerdo a la información contenida en la figura 4.

Figura 4. Número de campos vs Petróleo Original en Sitio en Colombia.

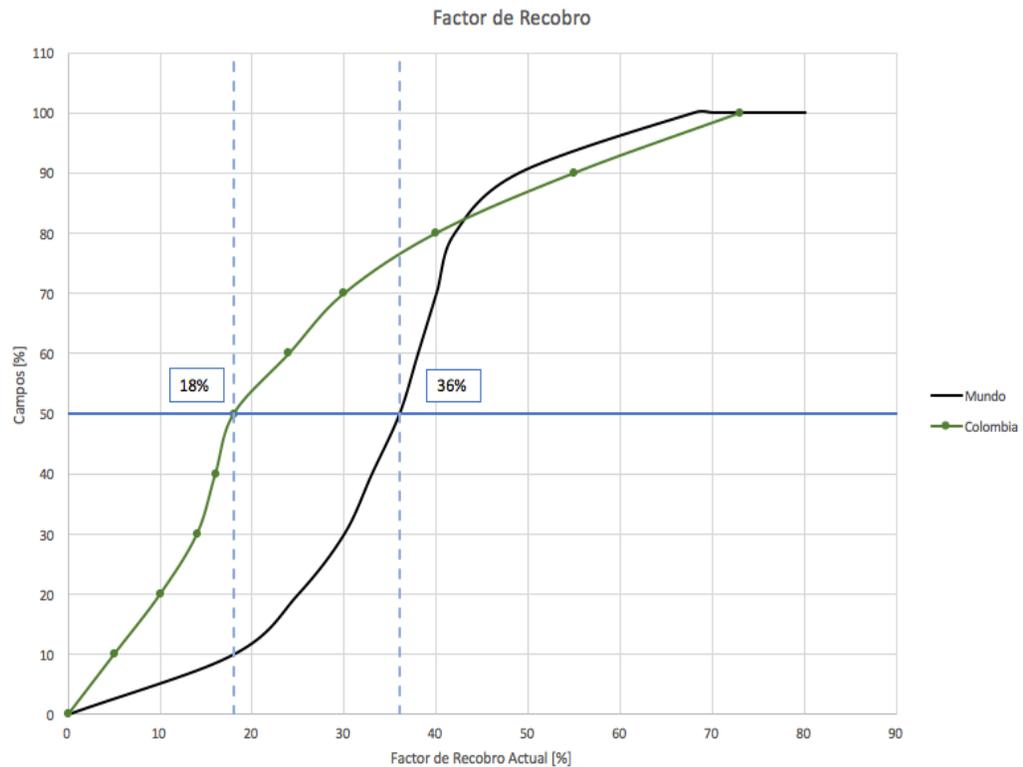


Fuente: CASTRO, R., et al. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima. Peru. Diciembre. 2010.

² 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.

Es por ello que el recobro mejorado de hidrocarburos representa hoy en un día una alternativa para incrementar la recuperación de petróleo que a nivel mundial es del 36% y que para el caso nacional tan solo representa el 18%, de acuerdo a la estadística presentada por ECOPETROL S.A.

Figura 5. Número de campos vs Petróleo Original en Sitio en Colombia.



Fuente: ECOPETROL S.A. [En línea]. (Recuperado el 8 de septiembre de 2017.)
 Disponible en <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>

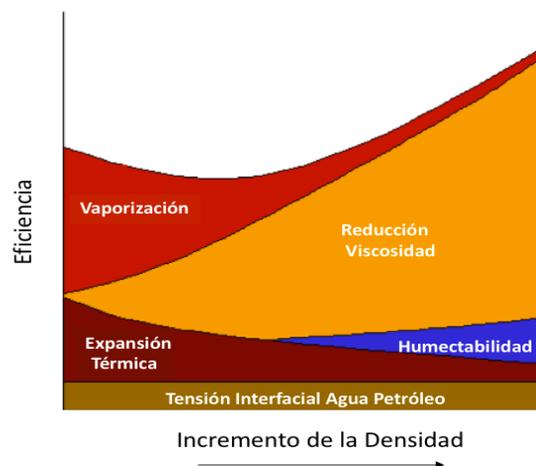
Con base en lo anterior, se presentan a continuación los métodos en el área de recobro mejorado de petróleo y gas más empleados y aplicados a escala comercial en campos de hidrocarburos del mundo.

1.2.1. Métodos Térmicos. Los métodos térmicos son empleados principalmente para yacimientos de crudo pesado, que a causa de las altas viscosidades del petróleo la recuperación alcanzada del hidrocarburo durante la aplicación de métodos primario y/o secundario son muy bajos. 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 generación de esta in situ (Ahmed, 2012). Algunas técnicas como la inyección de aire y la inyección de vapor, representan los procesos más empleados a nivel mundial en el área de recobro térmico de hidrocarburos.

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 (figura 6).

Figura 6. Eficiencia de los mecanismos presentes en el recobro térmico.

Eficiencia de Recobro Térmico



Fuente: STANFORD UNIVERSITY. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2017.

1.2.2. Métodos Miscibles. Los desplazamientos miscibles son aquellos cuyo principio físico son la formación de una fase entre un fluido inyectado a la formación y el hidrocarburo presente en el yacimiento, con el fin de mejorar la movilidad del hidrocarburo e incrementar su factor de recobro. La miscibilidad entre el fluido inyectado y el aceite in-situ se puede llevar a cabo a través de un solo contacto o mediante múltiples contactos.

Miscibilidad a primer contacto.

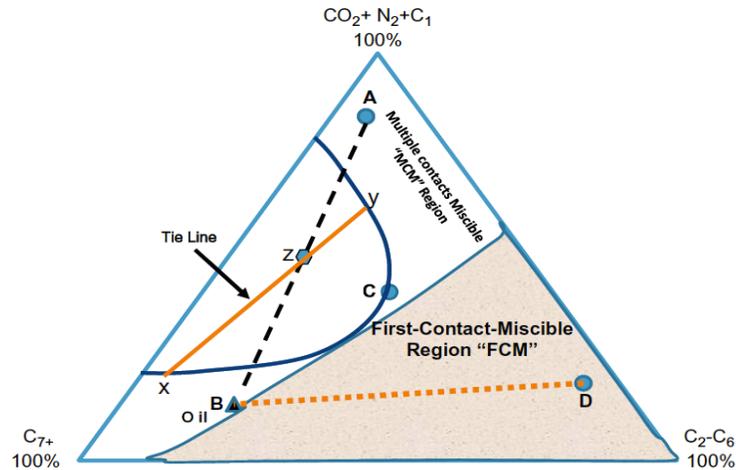
Se origina cuando el desplazamiento en el yacimiento ocurre en una sola fase bajo cualquier proporción de mezclas entre el fluido inyectado y el petróleo in situ. Este desplazamiento se origina principalmente cuando el fluido inyectado corresponde a gases licuados del petróleo compuesto por mezclas entre etanos, propanos y butanos, los cuales, a bajas condiciones de temperatura y presión, a causa de su naturaleza y afinidad química entre las moléculas del crudo y del gas, promoverán la miscibilidad bajo cualquier proporción de mezcla. Este efecto se puede visualizar en el diagrama ternario de la figura 7. En él se observan la envolvente de fases que representa el comportamiento de la mezcla variando la proporción de los componentes presentes en los vértices del diagrama, estos son los componentes pesados del crudo (C_{7+}), la fracción de hidrocarburos livianos (C_2-C_6) y el gas de arrastre ($C_1+CO_2+N_2$). Así mismo se resaltan las composiciones de un gas pobre (A), del aceite (B) y del GLP (D). De acuerdo a la definición de miscibilidad a primer contacto, este efecto se presentará bajo mezclas en cualquier proporción entre el aceite y el gas licuado de petróleo (GLP) debido que la mezcla entre los dos fluidos no ingresará a la región bifásica situada al interior de la envolvente de fases.

Miscibilidad a múltiples contactos.

Caso contrario ocurre cuando la miscibilidad entre el gas y el aceite no se presenta al primer contacto. Esto suele suceder cuando el gas a emplear en la

inyección no es rico en compuestos hidrocarburos, y visualmente en el diagrama de fases, se observa que la ruta que une los fluidos de interés atraviesa la región bifásica situada al interior de envolvente, figura 7.

Figura 7. Diagrama ternario de mezcla para compuestos hidrocarburos.



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

1.2.3. Métodos Químicos. Los métodos químicos empleados en la recuperación mejorada de hidrocarburos como lo son la inyección de polímeros y surfactantes, conllevan a incrementar respectivamente la eficiencia volumétrica y de desplazamiento a través de la disminución en la relación de movilidad entre fases, así como una reducción en la tensión interfacial. La razón de movilidad (M) como su nombre lo indica, hace mención a la relación con la cual un fluido se desplaza con respecto a otro. Matemáticamente la ecuación que representa este fenómeno se presenta a continuación:

$$M_{w/o} = \frac{M_w}{M_o} = \frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w}$$

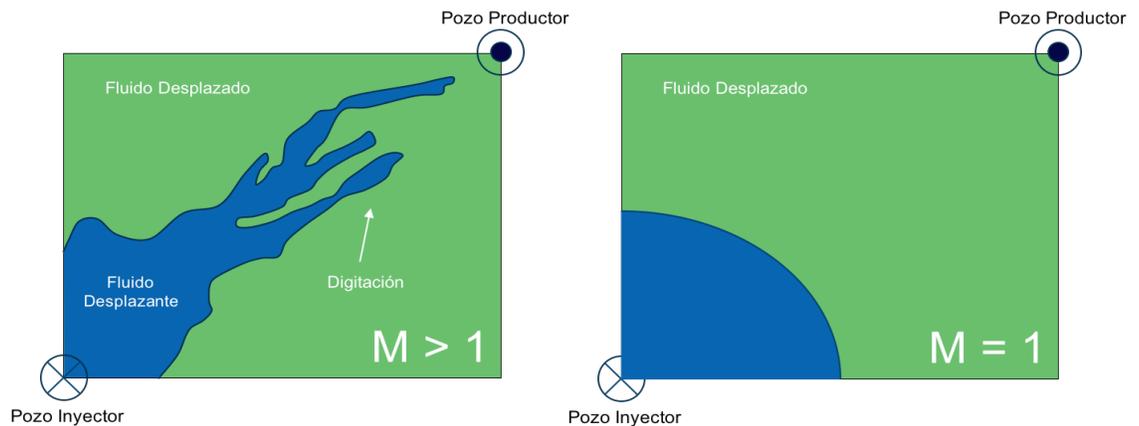
Donde:

- $M_{W/O}$: Relación movilidad agua/aceite
- M_W : Relación movilidad del agua
- M_O : Relación movilidad del petróleo

- K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua
- K_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo
- μ_w : Viscosidad del agua
- μ_o : Viscosidad del petróleo

Una reducción en la relación de movilidad, que se podría lograr con un incremento en la viscosidad de la fase desplazante que por lo general es agua, mediante la incorporación de agentes viscosificantes como lo son los polímeros, conllevaría a un incremento en la eficiencia volumétrica y por ende en el factor de recobro. En la figura 8 se observa el efecto de la razón de movilidad en la eficiencia de barrido macroscópico.

Figura 8. Efecto de la razón de movilidad en el barrido macroscópico de petróleo.



Los métodos miscibles que emplean agentes químicos como los surfactantes, tienen como propósito favorecer la formación de una sola fase entre fluidos inicialmente inmiscibles, reduciendo la tensión interfacial entre ellos con el propósito de contribuir a la disminución de la saturación de aceite en el yacimiento. Este efecto se expresa matemáticamente mediante la definición del número capilar, descrita a continuación, el cual representa una relación entre las fuerzas viscosas y capilares. Los procesos que emplean métodos miscibles como principio para disminuir el POES, buscan generar una reducción de las fuerzas capilares

con el fin de que primen las fuerzas viscosas y así la magnitud del número capilar incremente.

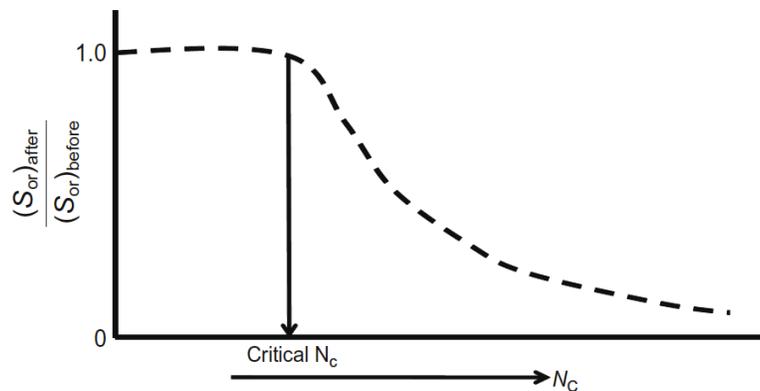
$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{v\mu}{\sigma} = \left(\frac{K_{ef}}{\phi\sigma}\right)\left(\frac{\Delta P}{L}\right)$$

Donde:

- K_{ef} : Permeabilidad efectiva
- μ : Viscosidad
- ϕ : Porosidad
- σ : Tensión interfacial
- v : Velocidad
- $\Delta P/L$: Gradiente de presión

Este incremento que se pretende alcanzar en el número capilar, favorecerá una disminución de la saturación de aceite con relación a la saturación inicial, como se evidencia en la figura 9 presentada a continuación.

Figura 9. Relación de saturación de aceite vs Número capilar.



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

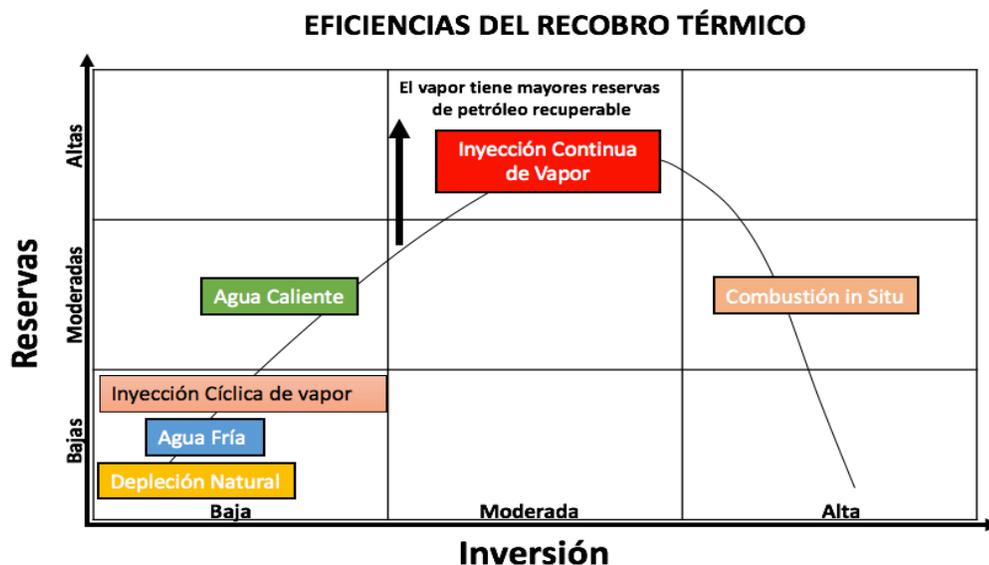
Como se evidencia en la figura 9, el número capilar crítico, corresponde a aquella magnitud en la que inicia la reducción de la saturación de aceite residual, debido a la reducción de la tensión interfacial entre las fases de los fluidos presentes, que puede ser de alrededor de tres a cinco órdenes de magnitud [2] en unidades dina/cm.

Infelizmente los procesos miscibles y químicos empleados en la recuperación de petróleo, son poco efectivos en la mayoría de yacimientos de crudo pesado, debido a la alta viscosidad del crudo que se mantiene inalterable bajo la aplicación de estos métodos y por ende el flujo del hidrocarburo a través del medio poroso se hace limitado. Es por ello que para lograr efectos significativos en la explotación de estos recursos se requieren técnicas enfocadas en atacar la principal limitante en la producción de esta clase de hidrocarburos, la viscosidad, por esta razón son los métodos térmicos la primera opción en la recuperación mejorada de crudos pesados.

1.3. TECNOLOGÍAS DERIVADAS DE LA INYECCIÓN DE VAPOR APLICADAS AL RECOBRO TÉRMICO DE CRUDOS PESADOS

Los procesos térmicos, diseñados como métodos de recobro principalmente para crudos pesados, generan un gran interés debido a la proporción que este tipo de hidrocarburos representan en la estadística de reservas en el mundo.

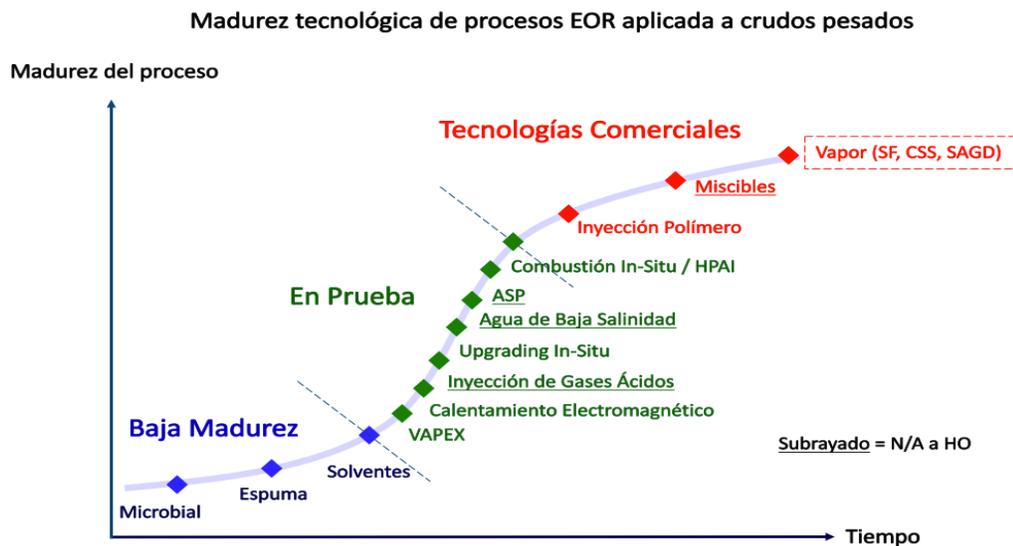
Figura 10. Eficiencias en procesos de recobro térmico.



Fuente: STANFORD UNIVERSITY. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2017.

La inyección de vapor y la inyección de aire, representan los procesos más empleados, pero es el primero, la técnica más eficiente en términos del volumen de reservas que pueden extraerse empleando esta tecnología y la moderada inversión que se requiere para su implementación (figura 10). Por otra parte, la inyección de vapor representa uno de los procesos de recobro mejorado más maduros en términos de investigación y desarrollo, por lo que es considerado entre los procesos térmicos el de mayor aplicabilidad y comerciabilidad tecnológica.

Figura 11. 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.

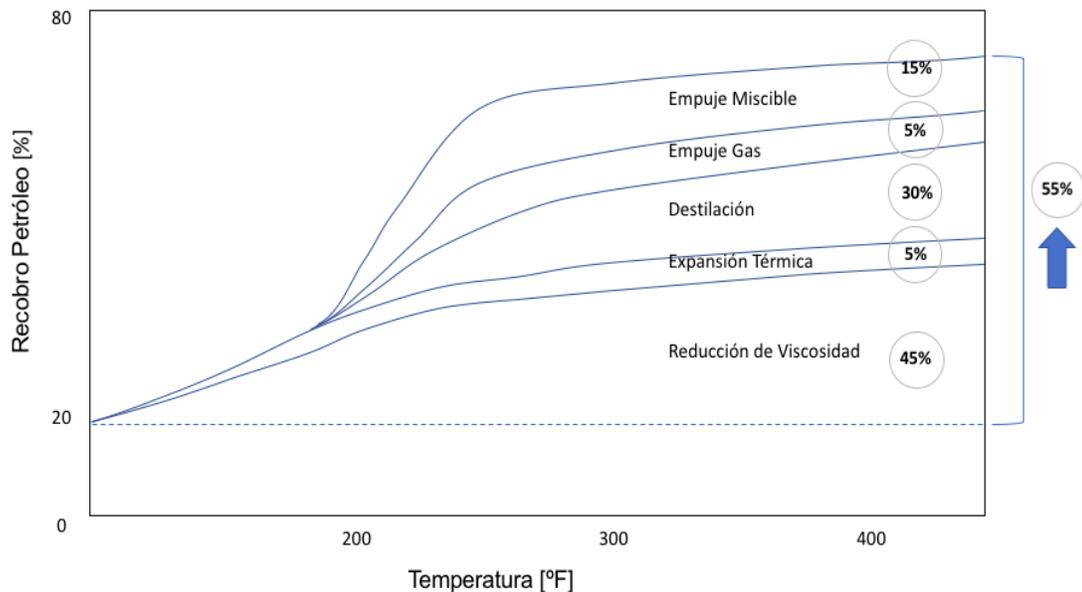
Así mismo la inyección de vapor es una técnica de recobro versátil. Presenta variantes tecnológicas como la inyección cíclica, la inyección continua, el drenaje gravitacional asistido con vapor, entre otras, cuya condición común es la producción de vapor, con el fin de inyectarlo a la formación y transmitir esta energía al yacimiento a través de calor sensible y calor latente otorgado al agua en superficie.

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
- Reducción de Viscosidad

La contribución de cada mecanismo en el factor de recobro se presenta en la figura 12, siendo la reducción de la viscosidad el mecanismo más importante en la recuperación de crudos pesados.

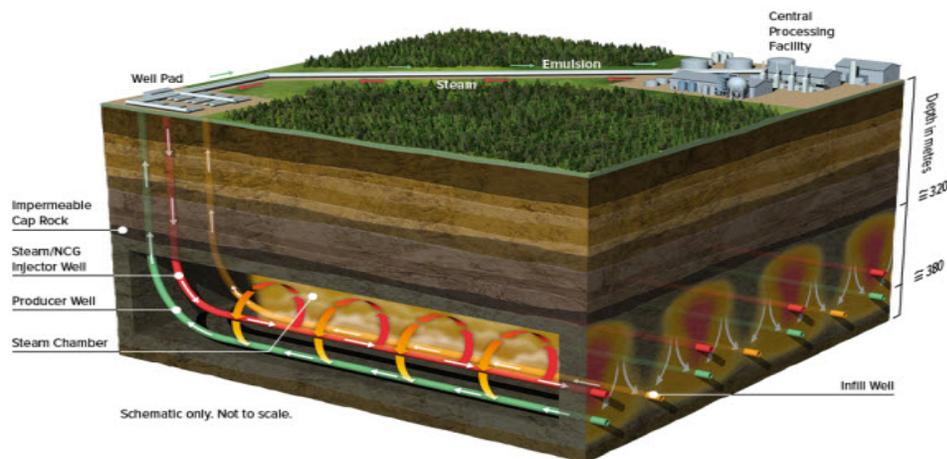
Figura 12. Contribución en el factor de recobro de los mecanismos asociado a los procesos de recobro térmico de hidrocarburos.



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

1.3.1. Drenaje gravitacional asistido con vapor. El drenaje gravitacional asistido con vapor fue desarrollado en Canadá, como una variante tecnológica de la inyección convencional de vapor para yacimientos someros de petróleo inmóvil. La tecnología SAGD, por sus siglas en inglés, fue propuesta por Butler en 1981; en este proceso dos pozos horizontales se sitúan cerca de la base de la formación, separados una distancia aproximada entre 12 y 30 pies³ uno encima del otro. El pozo situado en la parte superior representa el inyector a través del cual se suministra de manera continua el vapor, por otra parte, el pozo inferior correspondiente al pozo productor, permite extraer los fluidos que descienden por efecto de la segregación gravitacional de los fluidos generadas por la cámara de vapor, hasta las facilidades en superficie. En la figura 13, se presenta un esquema del proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor.

Figura 13. Esquema de un proceso SAGD.

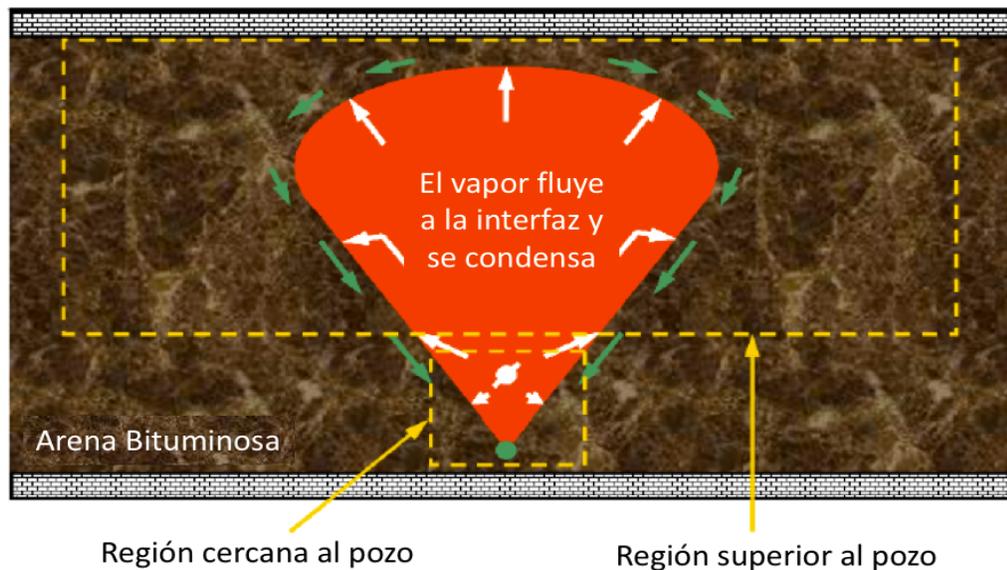


Fuente: MEG ENERGY. Steam Assisted Gravity Drainage, technology to recover bitumen from the oil sands. [En línea]. (Recuperado el 23 de agosto de 2017.) Disponible en <http://www.megenergy.com/operations/steam-assisted-gravity-drainage-sagd>

3 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.

La tecnología SAGD cuenta con importantes ventajas con relación a otros métodos térmicos, debido a que hace uso de una propiedad desfavorable en procesos de inyección de vapor convencional como lo es el overriding o ascenso natural del vapor de agua, favoreciendo la formación de una cámara de alta temperatura en el yacimiento, figura 14, calentando el hidrocarburo situado en sus alrededores y por efecto de la reducción de viscosidad del mismo apoyado en la gravedad como mecanismo de conducción de los fluidos al pozo productor situado en las proximidades de la base de la formación, contribuye a la extracción de crudos inmóviles a condiciones iniciales de yacimiento.

Figura 14. Esquema de un proceso SAGD.



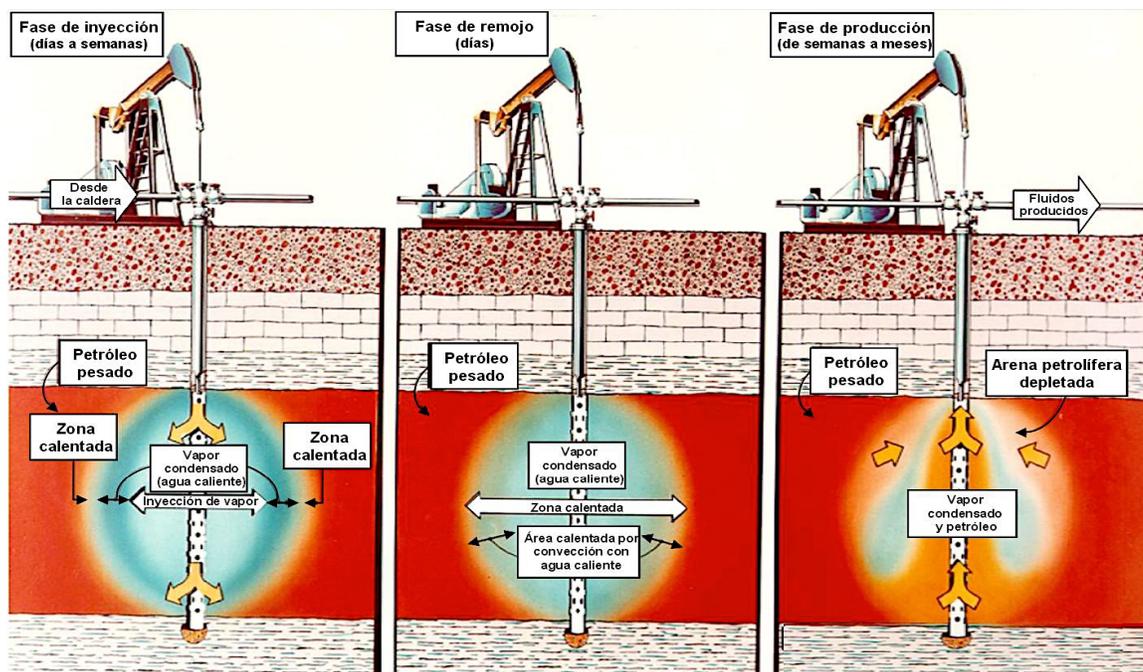
Fuente: CHENG, Q. Assesing and improving steam-assisted gravity drainage; reservoir heterogeneities, hydraulic fractures, and mobility control foams. Philosophical Doctoral Theses. Stanford University. 2009.

1.3.2. Inyección cíclica de vapor. 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 etapa de producción que se puede extender entre 6 meses y un año. En la figura 15 se esquematiza el proceso de inyección cíclica de vapor.

Figura 15. Esquema del proceso de inyección cíclica de vapor.

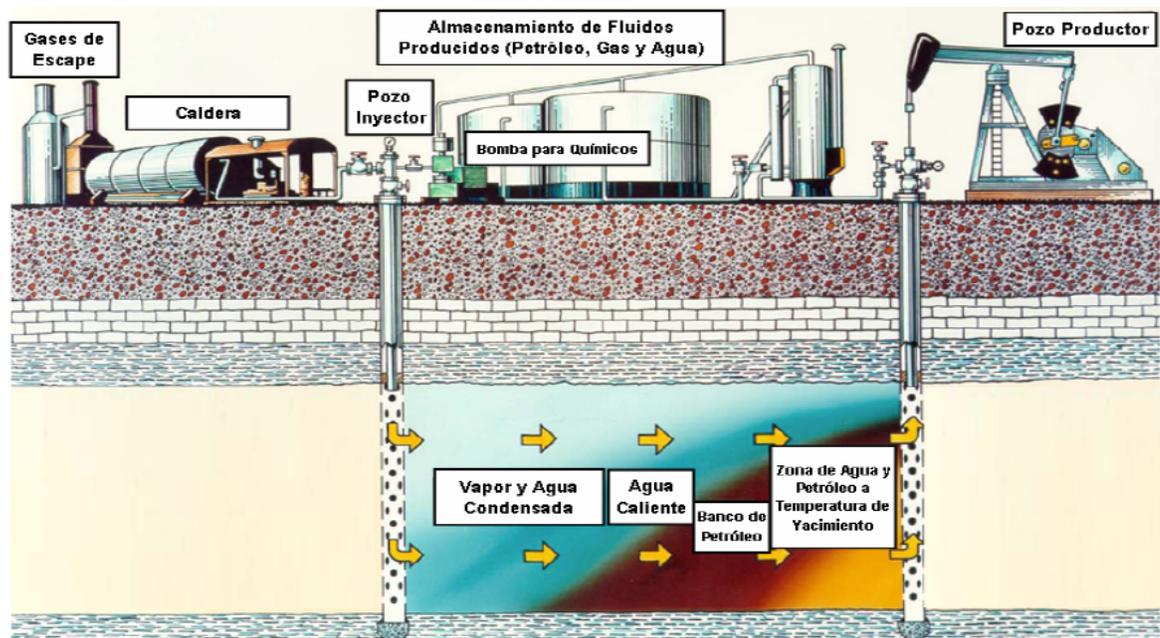


Fuente: ALVARADO, D. Recuperación térmica de petróleo. Caracas. Venezuela. 2010.

1.3.3. Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor representa un proceso térmico de desplazamiento que dispone de un pozo exclusivamente destinado a la inyección. Su aplicación se lleva a cabo a través de patrones geométricos y a diferencia de 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 16 se esquematiza el proceso de inyección continua de vapor.

Figura 16. Esquema del proceso de inyección continua de vapor.



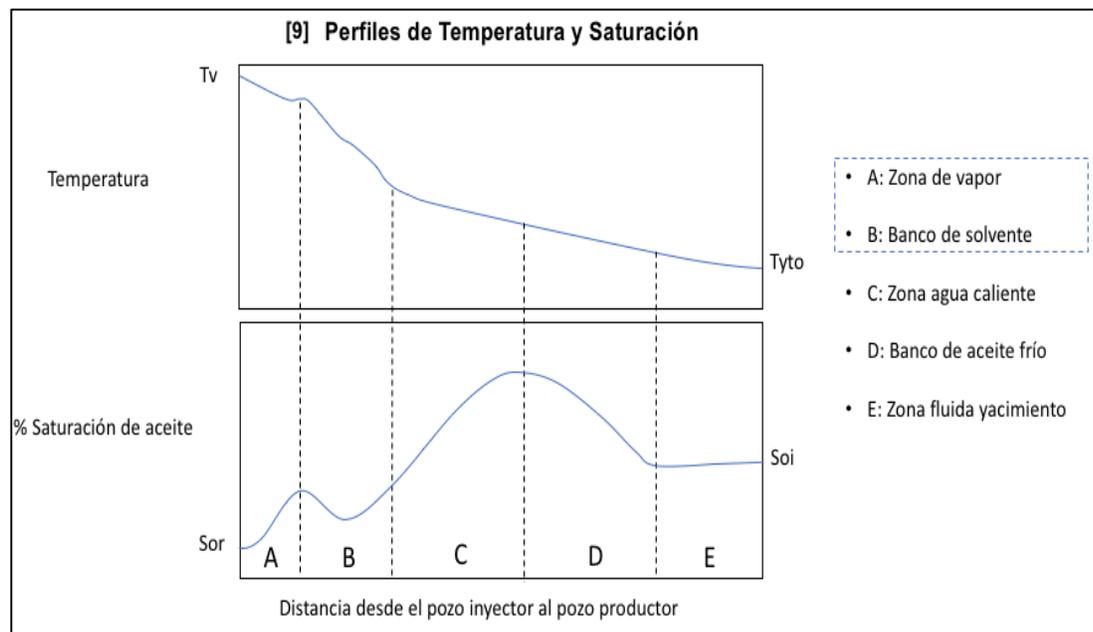
Fuente: BERRY PETROLEUM COMPANY [En línea]. (Recuperado el 26 de Julio de 2017.)
Disponible en <http://berrypetroleum.com/>

Durante un proceso de inyección continua de vapor, se presentan en el yacimiento determinadas zonas en función del tiempo de inyección y 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.

En la figura 17, se esquematizan las zonas previamente mencionadas, así como el perfil de temperatura alcanzado en cada una de ellas, evidenciándose con claridad que las mayores temperaturas en el sistema se alcanzarán en la periferia del pozo inyector.

Figura 17. Perfil de temperatura y saturación de aceite vs distancia entre pozos inyector y productor.



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

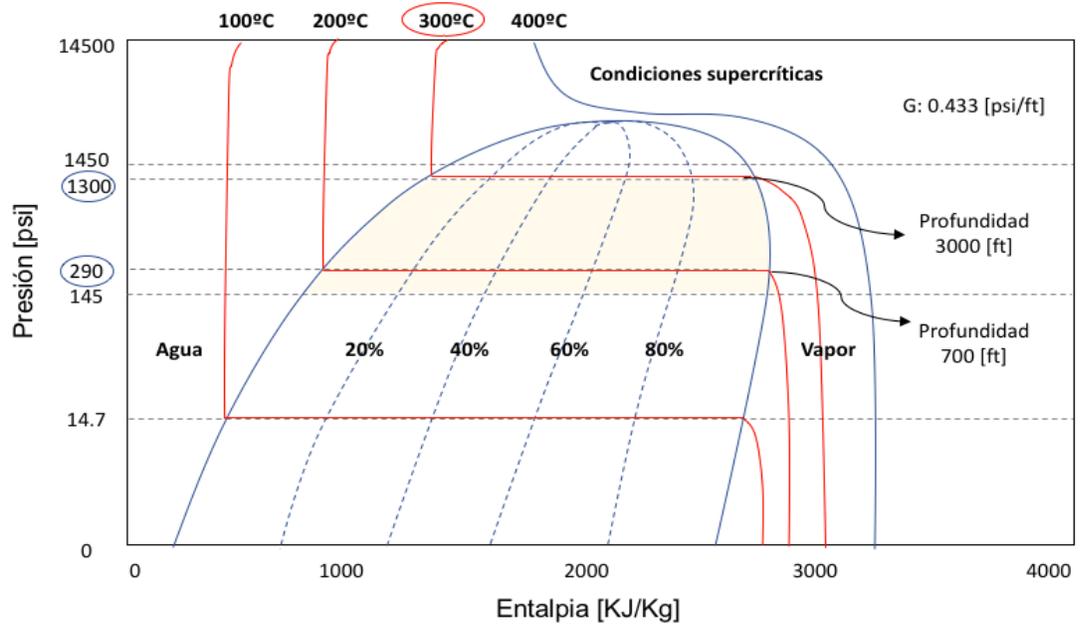
Las condiciones de presión y temperatura alcanzadas en un proceso de recobro con vapor son función de las tasas de inyección y de la profundidad de la formación de interés. Mayores profundidades, traducidas en presiones más altas a causa de la carga litostática de las formaciones suprayacentes, conllevaran a incrementos en las presiones de inyección para lograr introducir el vapor al yacimiento y calentar el fluido de interés, el petróleo.

Así mismo suministrar mayores volúmenes de fluido de inyección, restringidos por la capacidad de flujo de la formación, generará aumentos en las presiones en el wellbore que representarán de acuerdo al diagrama termodinámico P vs H, relacionado en la figura 18, incrementos en la temperatura de saturación del vapor, favorable para lograr una menor viscosidad del aceite, pero infortunadamente ese incremento en la temperatura a causa de presiones más altas, reducirá la entrega de calor latente al sistema, por lo cual presiones muy elevadas pueden ser contraproducentes para la efectividad de la técnica.

Es por ello que entre las propiedades más relevantes para la aplicación de la inyección de vapor como método de recobro térmico en primera instancia se encuentra la profundidad, ya que esta representa una limitante física debido a la relación directa entre las pérdidas de calor que se tendrían en el sistema debido a la mayor distancia que deberá recorrer el vapor a través del pozo hasta contactar finalmente la formación.

Adicionalmente, la presión a profundidades superiores a 3500 ft puede conllevar a que el fluido de inyección sobrepase el punto crítico (3200 psi), lo que repercute en un problema para la técnica debido a que en esta condición no se encuentran definidas las fases líquida ni gaseosa, por ende, no se podría calcular con claridad el calor que aportaría cada fase del fluido de inyección, como calor sensible y calor latente, a la roca y fluidos presentes en el yacimiento.

Figura 18. Diagrama de presión vs entalpía para el agua.



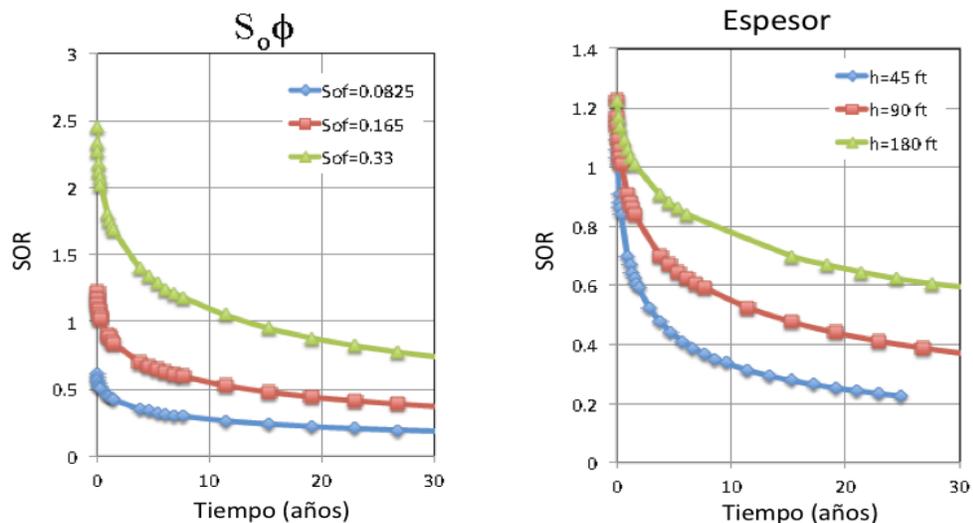
Fuente: STEAM PRODUCTION COMPANY [En línea]. (Recuperado el 17 de Julio de 2017.)
Disponible en <https://www.steam-oil.com/>

Así mismo características del yacimiento como el espesor neto de la formación y propiedades petrofísicas tales como la saturación de aceite y la porosidad, son considerados parámetros claves para la valoración de un yacimiento como candidato potencial para la implementación de la inyección de vapor como método de recobro mejorado. Con el fin de evaluar el desempeño de la técnica, un criterio de medición empleado para cuantificar la eficiencia del proceso es la relación aceite-vapor u oil steam ratio (OSR) por sus siglas en ingles. Este parámetro como su nombre lo indica relaciona volumétricamente el aceite producido y el vapor inyectado. Se considera un valor deseado, una magnitud de OSR mayor a 0.2, obtenido en proyectos exitosos como lo es el campo Kern River, situado en California, Estados Unidos⁴.

⁴ ALÍ, F. Heavy Crude Oil Recovery. NATO Advanced Study Institute on Heavy Crude Oil recovery. Turquía, 1984.

En la figura 19 a) se presenta el efecto que tiene el parámetro $S_o\phi$ en la relación aceite/vapor. Se evidencia que conforme mayor sea la saturación de aceite y/o la porosidad en el yacimiento, se lograrán magnitudes mayores de la relación aceite/vapor. Por otra parte, en la figura 19 b) se evalúa el efecto que tiene sobre el OSR, el espesor neto (h_n) de la formación y se observa que conforme mayor sea el NTG, se obtendrán en el proceso magnitudes mayores de OSR, lo que representa una condición favorable para el proceso.

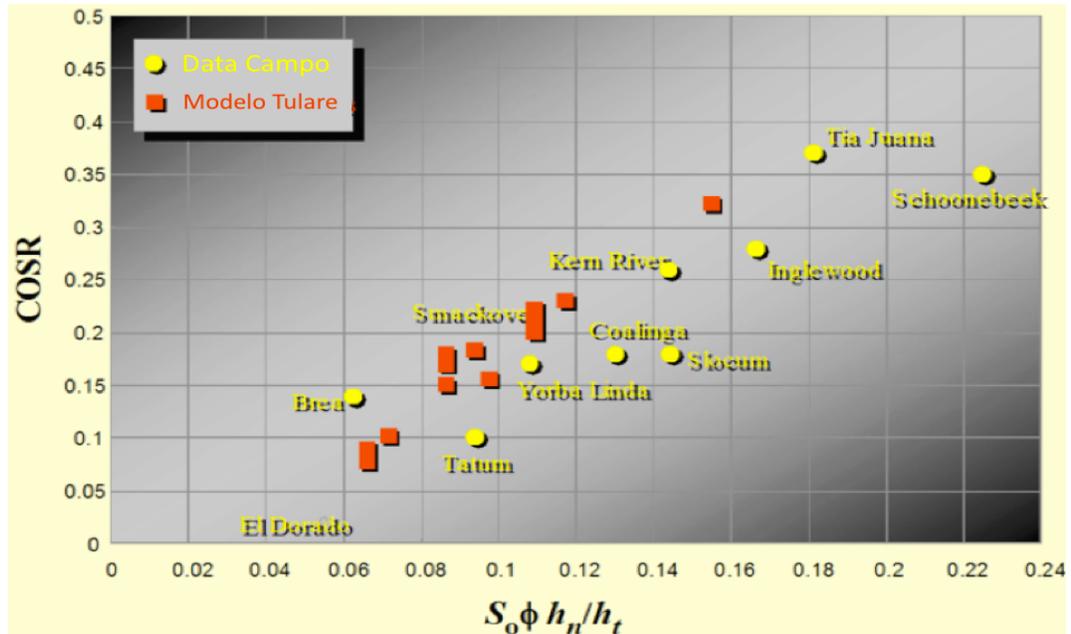
Figura 19. Efecto de la saturación de aceite*porosidad ($S_o\phi$) y espesor, sobre la relación SOR.



Fuente: STANFORD UNIVERSITY. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2017.

Finalmente, la figura 20 presenta una gráfica que relaciona los parámetros, relación aceite/vapor acumulada vs $S_o\phi * h_n/h_t$, donde (h_t) representa el espesor total; la cual incorpora los proyectos de inyección de vapor llevados a cabo exitosamente en diversos campos del mundo. De allí se pueden extraer condiciones propicias para una posible implementación de la técnica como lo son magnitudes de $S_o\phi * h_n/h_t$ superior a 0.14 y relaciones OSR superiores a 0.2.

Figura 20. Diagrama de presión vs entalpía para el agua.



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

1.4. SELECCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECOBRO TÉRMICO

Con base en las aplicaciones para las cuales las técnicas de recobro mejorado mencionadas han sido desarrolladas, es posible a partir de información petrofísica, propiedades de los fluidos y características del yacimiento, evaluar de forma teórica para cuatro campos de crudo pesado colombianos, la viabilidad de la implementación de la inyección de vapor como método EOR.

A continuación, se presentan las generalidades de los campos de crudo propuestos, correspondientes al campo Rubiales, Chichimene, La Cira-Infantas y Teca; así como una síntesis de las propiedades y características más relevantes de cada uno de ellos.

1.4.1. Campo Rubiales⁵. El campo Rubiales se encuentra situado en el departamento del Meta y al sureste de la cuenca de los Llanos Orientales. Fue descubierto en 1981 por la compañía Exxon a través de la perforación del pozo Rubiales-1. En el año 2008 la operación del campo es asumida por Pacific Rubiales Energy Corporation con una producción de 17.000 barriles de petróleo por día y logra su pico de producción en el año 2013 al producir 210.000 barriles de petróleo por día. En la actualidad, a partir del primero de julio de 2016, debido a la culminación de los contratos de participación subsidiaria entre la Empresa Colombiana de Petróleos y Pacific Rubiales, Ecopetrol asumió la operación directa del Campo Rubiales.

En la tabla 3 se presentan las propiedades petrofísicas, de los fluidos y características del yacimiento más relevantes, sobre el cual se extrae la producción del campo Rubiales.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Rubiales.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	18 – 30	%
Permeabilidad	3 - 20	mD
Saturación de aceite	75 - 42	%
Presión de burbuja	80	Psi
Profundidad	2700	Ft
Espesor neto	140 - 200	Ft
Presión yacimiento	1170	Psi
Temperatura inicial	145	°F
Bo	1.013	RB/STB
GOR	5	SCF/STB
Gravedad API	12.5	°API
Viscosidad @150°F	375	cp
Espesor neto	140 - 200	Ft

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

⁵ PACIFIC RUBIALES ENERGY METAPETROLEUM CORP. Files o historias de pozo campo Rubiales. 2009.

1.4.2. Campo Chichimene⁶. El campo Chichimene descubierto en 1969 y operado en la actualidad por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A., está localizado en el departamento del meta, situado sobre la cuenca de los Llanos Orientales y se extiende en un área de 19 millas cuadradas. El petróleo original en sitio es de aproximadamente 250 millones de barriles y su producción proveniente de las formaciones Guadalupe y San Fernando es cercana a los 80.000 barriles de petróleo por día.

En la tabla 4 se presentan las propiedades petrofísicas, de los fluidos y características del yacimiento más relevantes, sobre el cual se extrae la producción del campo Chichimene.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Chichimene.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	8 - 23	%
Permeabilidad	30 – 12000	mD
Saturación de aceite	72	%
Presión de burbuja	600	Psi
Profundidad	6000	Ft
Espesor neto	251	Ft
Presión yacimiento	2600	Psi
Temperatura yacimiento	180	°F
Bo	1.07	RB/STB
Rs	300	SCF/STB
Gravedad API	7 - 10	°API
Viscosidad @150°F	150 - 7000	cp

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

⁶ LOPEZ, J., CHAUSTRE, A., MARIN, C. Producing extra heavy oil from Llanos basin, Colombia, through progressive cavity pumps and electric submersible pumps: Case study in the Chichimene field. Heavy and extra heavy oil conference. Society of Petroleum Engineers. Colombia. 2014.

1.4.3. Campo La Cira – Infantas. La Cira-Infantas es un campo situado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en la jurisdicción del municipio de Barrancabermeja. Es el campo más antiguo del país y fue descubierto por la Tropical Oil Company, filial en Colombia de la Standard Oil, a través de la perforación del pozo Infantas 2 en 1918. El pico de producción se obtuvo en el año de 1939 con un flujo diario de aproximadamente 60.000 barriles de petróleo. En la actualidad La Cira-Infantas es operado conjuntamente por Ecopetrol S.A. y Occidental Andina y se desarrollan en el campo proyectos de recobro secundario que a la fecha permiten una producción de 40.000 barriles de petróleo por día (Ecopetrol,2017).

En la tabla 5 se presentan las propiedades petrofísicas, de los fluidos y características del yacimiento más relevantes, sobre el cual se extrae la producción del campo La Cira-Infantas.

Tabla 5. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo La Cira-Infantas.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	22	%
Permeabilidad	95	mD
Saturación de aceite	55	%
Presión de burbuja	1570	Psi
Profundidad	3070	Ft
Espesor neto	290	Ft
Presión yacimiento	1150	Psi
Temperatura yacimiento	105	°F
Bo	1.08	RB/STB
Rs	181	SCF/STB
Gravedad API	16 - 25	°API
Viscosidad @100°F	58	cp

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

1.4.4. Campo Teca. Teca es un campo situado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena localizado entre los límites de los departamentos de Antioquia y Boyacá. Descubierta en 1967⁷ por la Texas Petroleum Company, Teca es declarado comercial solo 20 años después. En 1986 se realiza el primer ciclo de inyección de vapor y se obtuvo una producción de 18.000 barriles de petróleo por día (BOPD). En el año de 1999 nuevos proyectos de inyección cíclica permitieron incrementar la producción a 22.000 (BOPD). En la actualidad el campo es operado por la firma Occidental Petroleum y su producción es de 1500 (BOPD). El factor de recobro a la fecha es del 15%.

En la tabla 6 se presentan las propiedades petrofísicas, de los fluidos y características del yacimiento más relevantes, sobre el cual se extrae la producción del campo Teca.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas, de los fluidos y características generales del yacimiento del campo Teca.

Propiedad	Magnitud	Unidad
Porosidad	28	%
Permeabilidad	800	mD
Saturación de aceite	65	%
Profundidad	1400 - 2200	Ft
Espesor neto	215	Ft
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. Universidad Industrial de Santander. 2006.

⁷ TRIGOS, M., et al. Feasibility study of applying steamflooding in a reservoir with high shale/sand: Teca field. Trinidad y Tobago energy resources conference. Society of Petroleum Engineers. Trinidad. 2010.

1.4.5. Proceso de Screening. Con base en la información presentada en las tablas 3, 4, 5, y 6, que recopilan propiedades correspondientes a los campos Rubiales, Chichimene, La Cira y Teca respectivamente; se evaluará teóricamente cuál de ellos cumple con las condiciones requeridas para la aplicación de la inyección continua de vapor como método térmico en el recobro mejorado de hidrocarburos.

Para ello es necesario realizar un cotejo entre las propiedades descritas para los yacimientos correspondientes a cada campo, y las sugeridas de acuerdo a la guía de selección referida en la tabla 7, presentada por (Qadir,2014)⁸, el cual recopila información provista por diversos autores tales como Geffen (1973) quien reporta estudios llevados a campo y en laboratorio; Farouq Alí (1974) y sus criterio de selección para procesos de inyección continua de vapor basada en correlaciones de 16 campos reportados en la literatura; Lewin (1976) y sus aportes para selección de métodos de recobro basados en consultorías en proyectos EOR; lyoho (1978) quien reportó para diferentes procesos EOR, rangos de aplicación de diversos parámetros con base en 200 campos petroleros.

Brashear (1985), quién recopiló información proveniente de aproximadamente 200 proyectos de recobro mejorado en Estados Unidos y evaluó la data desde perspectivas técnicas y económicas; Taber (1997) propuso un criterio de screening basado en información de campo considerando el Worldwide EOR Survey del año de 1996; Dickson (2010) presenta un criterio con base en experiencias e información descrita en la literatura y finalmente Aladasani (2010) actualiza la información provista por Taber en 1997, empleando las estadísticas

⁸ QADIR, M. Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects data. Masters Theses, Missouri University of Science and Technology. 2014.

presentadas por la Oil & Gas Journal en publicaciones bianuales del Worldwide EOR Survey emitidas entre los años de 1998 y 2008.

Tabla 7. Guía de selección para la implementación de la inyección continua de vapor.

Author	Year	°API	μ cp	ϕ %	S_o start, %	K md	T °F	D ft.	h ft.
Geffen	1973	>10				**	**	<4000	>20
Farouq Ali	1974	12-25	<1000	≥ 30	1200-1700 bbl/ac-ft	~1000		<3000	≥ 30
Lewin & Assocs	1976	>10	NC		>50	NC	NC	<5000	>20
Iyoho	1978	10-20	200-1000	≥ 30	>50	>1000		2500-5000	30-400
Chu	1985	<36		>20	>40			>400	>10
Brashear & Kuuskraa	1978	>10	NC		42	NC	NC	<5000	>20
Taber & Martin	1997	8-25	<100,000		>40	>200	NC	<5000	>20
Dickson	2010	8-20	1,000-10,000		>40	>250		400-4500	15-150
Aladasani & Bai	2010	8-30	5E6-3	12-65	35-90	1-15000	10-350	200-9000	>20

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

Con el fin de visualizar y cotejar de mejor forma la información provista en la tabla 7 y las propiedades correspondientes a cada campo candidato, se presenta de manera integrada esta información en la tabla 8.

De la tabla 8 se señala con color rojo los parámetros que para cada campo se encuentran fuera del intervalo propuesto por la guía de selección para la implementación de la inyección continua de vapor. Por otra parte, se resalta de color verde el campo cuyos parámetros se ajustan a todos los intervalos provistos como referentes para la aplicación de la tecnología, este campo corresponde a Teca.

Tabla 8. Información integrada de los parámetros de screening para la aplicación de la inyección continua de vapor y las propiedades de los yacimientos correspondientes a los campos candidatos de aplicación de la tecnología.

Propiedad	Rubiales	Chichimene	Cira Infantas	Teca	Screening	Unidad
Porosidad	18 – 30	8 - 23	22	28	> 20	%
Permeabilidad	30 - 2000	30 – 12000	40 - 111	800	> 250	mD
Saturación aceite	50 - 40	72	55	65	> 50	%
So.φ	0.10	0.11	0.12	0.18	> 0.10	Fracción
Profundidad	2700	6000	3070	1400 - 2200	< 3000	Ft
Espesor neto	140 - 200	251	290	215	> 20	Ft
Presión	1170	1200	1150	300	-	Psi
Temperatura	145	180	105	105	-	°F
Bo	1.013	1.07	1.08	1.04	-	RB/STB
Gravedad API	12.5	7 - 10	16 - 25	12.5	> 10	°API
Viscosidad	375@150°F	7000@150°F	58@100	12163@105	< 100.000	Cp

Un parámetro importante sobre el cual este campo prevale es el $So \cdot \phi$. Esta propiedad que se encuentra graficada en la figura 20, representa cuantitativamente el contenido de hidrocarburo dispuesto en el espacio poroso del yacimiento. En ella se puede evidenciar que el 80% de los proyectos de vapor se sitúan sobre 0.1, en el caso del campo Teca, este obtuvo el valor más alto correspondiente a 0.18.

Así mismo el campo seleccionado cuenta con una ventaja operativa en relación con los campos de crudo pesado propuestos, esta ventaja obedece a que desde el

año de 1999⁹ se lleva a cabo la inyección cíclica de vapor, lo que representa un avance significativo en infraestructura y adicionalmente los ciclos llevados a cabo promueven condiciones favorables en el yacimiento para una posterior implementación de la inyección continua.

2. DETERMINACIÓN CUANTITATIVA DEL AZUFRE REACTIVO A TRAVÉS DE PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE AZUFRADOS

La implementación de la técnica de vapor como método de recobro térmico en yacimientos de crudo pesado y su relación con el incremento gradual en la generación de gases ácidos, conllevó a Hyne en 1982 a introducir el término de acuatermólisis [15]. La acuatermólisis hace referencia a aquellas interacciones químicas llevadas a cabo en un ambiente anaeróbico entre el agua y el petróleo en presencia de calor. 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 (Kapadia,2015).

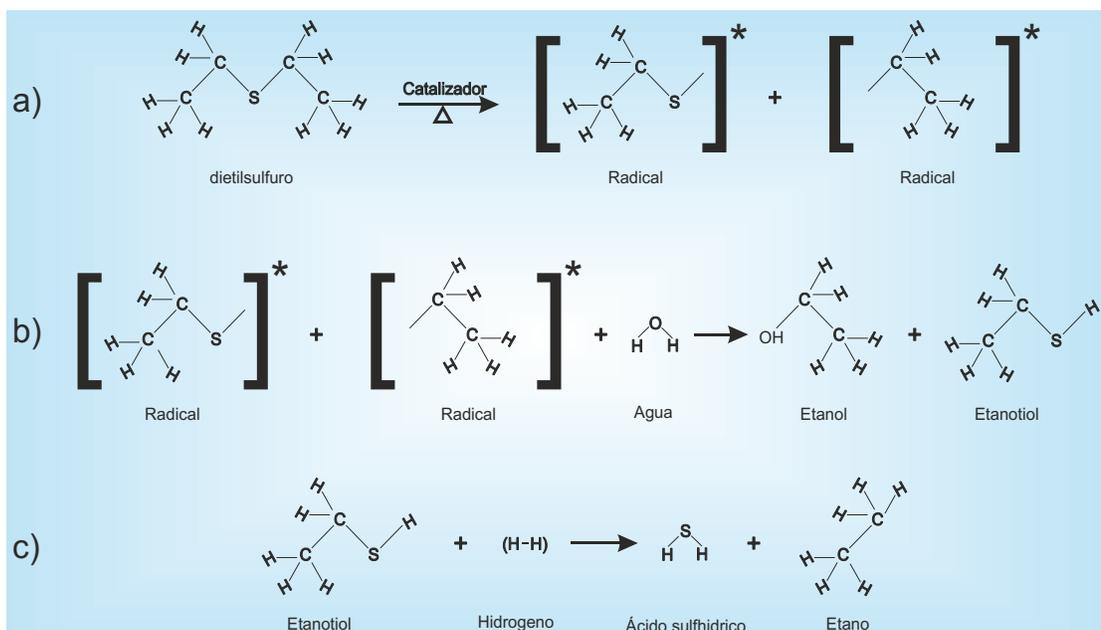
Infortunadamente las bondades que brinda la técnica para la explotación de estos recursos se ven disminuidas a causa del incremento gradual en la generación de gases ácidos como los óxidos de carbono y el ácido sulfhídrico. Esto conllevó a (Hyne,1986) a presentar una recopilación de los estudios desarrollados entorno a las reacciones químicas presentes entre el agua y el crudo durante procesos de estimulación de vapor. Como resultado definió una ventana de temperaturas donde predominan las reacciones de acuatermólisis.

⁹ 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.

Hyne identifica que cuando las temperaturas son inferiores a 350°C la generación de gas es reducida, así como la conversión de aceite en coque, definiendo que bajo esta condición las reacciones de acuatermólisis prevalecen. Por el contrario, cuando las temperaturas superan los 350°C predominan reacciones de craqueo y ruptura molecular reflejada en un aumento significativo en la producción de gas y la generación de coque.

Entre las reacciones presentes asociadas a las de acuatermólisis, se encuentran las de desulfuración, las cuales producen ácido sulfhídrico (H₂S) al favorecer el rompimiento cadenas organosulfurosas presentes en el crudo, promoviendo la liberación de iones azufre en el yacimiento, que en presencia de hidrógeno generarán ácido sulfhídrico, como se observa esquemáticamente en la Figura 21.

Figura 21. Esquema de desulfuración presente en reacciones de acuatermólisis



Fuente: ARBOLEDA, A. CASTILLO, A. Estudio de la acuatermólisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. 2017.

Este azufre presente en el hidrocarburo puede clasificarse en dos categorías, reactivo y no reactivo, correspondientes a las familias de sulfuros y tiofenos respectivamente¹⁰. Los sulfuros corresponden a estructuras bencénicas que presentan heteroátomos de azufre en las cadenas lineales de grupos alquilo unidas al anillo aromático, por el contrario, los tiofenos contienen este elemento al interior del anillo aromático. Esta característica le provee mayor estabilidad a la molécula, limitando la liberación de este heteroátomo a condiciones de temperatura mayores con relación a los sulfuros, que, al presentar este elemento en una estructura lineal, es más propenso a liberar el átomo de azufre a condiciones menores de temperatura con respecto a los tiofenos. Es por esta razón que se procederá a determinar la fracción de azufre reactivo en un hidrocarburo con el fin de establecer su propensión a producir ácido sulfhídrico.

El azufre es la especie heteroatómica más abundante presente en la estructura molecular del petróleo¹¹. Su presencia en los crudos es considerado un indicador de la tendencia que tienen los hidrocarburos para formar compuestos azufrados, los cuales representan un factor crítico en los procesos de refinación por motivo de los problemas operacionales que este genera, así como los sobrecostos ocasionados en los procesos para cumplir con la exigente normativa ambiental que castiga el contenido de este elemento en los combustibles.

Así mismo esta característica representa un parámetro que impacta a los hidrocarburos en términos de valor y calidad. Los crudos agrios correspondientes

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

¹¹ 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.

a aquellos con un contenido de azufre superior al 1%, cuentan con un valor menor en el mercado con relación a los crudos dulces cuyo contenido sea inferior al 1%, debido a que los primeros generan problemas como la desactivación de catalizadores en procesos de refinación y adicionalmente tienen un efecto negativo en el medio ambiente ya que producen combustibles que generan mayores emisiones contaminantes¹².

La presencia de azufre en el petróleo es función de la madurez y de la calidad del hidrocarburo, en crudos livianos el porcentaje en peso del elemento en mención puede ser de 0,1%, por el contrario, en crudos pesados y arenas bituminosas pueden representar hasta el 10%¹³. Los componentes azufrados presentes en el hidrocarburo cuentan con una variedad de estructuras, clasificadas químicamente en clases, entre las que se encuentran los sulfuros, disulfuros y tiofenos; siendo estos últimos los compuestos organosulfurosos prevalecientes en el petróleo¹⁴. Los sulfuros aromáticos o tiofénicos representan en promedio las 2/3 partes del azufre presente en el crudo y corresponden a la familia de azufrados refractaria o más estable.

Por otra parte, los sulfuros y los disulfuros representan los componentes menos estables y por ende son los compuestos más propensos a reaccionar bajo las condiciones termodinámicas alcanzadas en procesos de recobro térmico como la inyección de vapor. Es por esta razón que se hace conveniente discretizar la

¹² WANG, M., et al. Approach for selective separation of thiophenic and sulfidic sulfur compounds from petroleum by methylation/demethylation. *Analytical chemistry*, 87(2), 1083-1088. 2015.

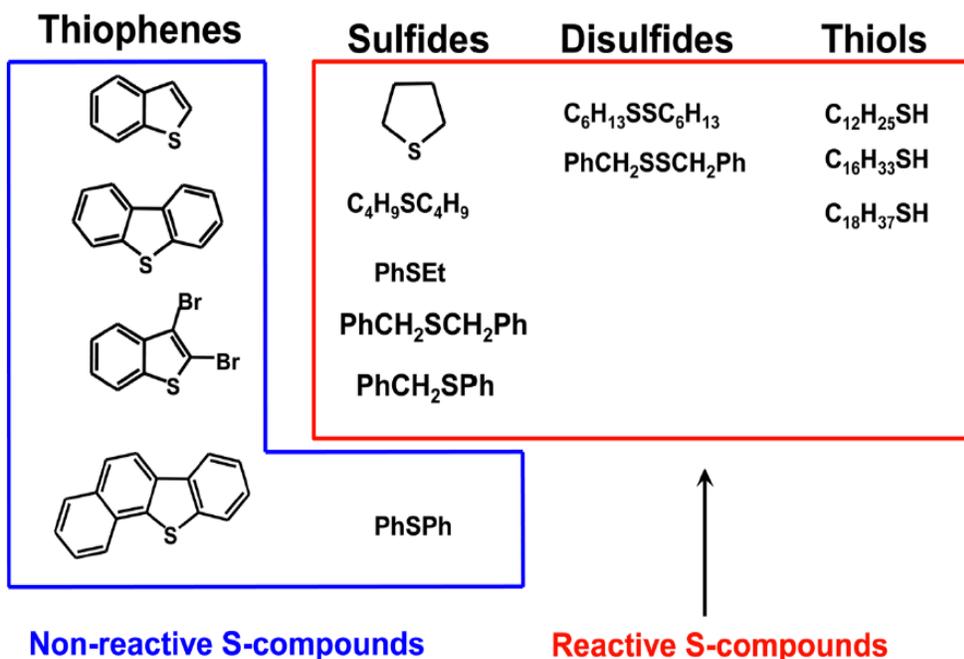
¹³ DE PEINDER, P., et al. Sulfur speciation of crude oils by partial least squares regression modeling of their infrared spectra. *Energy & Fuels*, 24(1), 557-562. 2009.

¹⁴ Lobodin, V. et al. Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. *Energy & Fuels*, 29(10), 6177-6186. 2015.

fracción azufrada presente en el petróleo, ya que la presencia de estas familias en baja o en gran medida, proveen información relacionada desde la madurez del hidrocarburo, hasta la tendencia de producir compuestos indeseados como el H₂S. En la figura 22, se presenta un esquema de la clasificación de los compuestos azufrados presentes en el petróleo.

La caracterización de las familias azufradas puede llevarse a cabo a través de diversas metodologías entre las cuales se encuentran la cromatografía de gases, la espectrometría de masas, los análisis de fluorescencia de rayos X, así como métodos fisicoquímicos de separación que permite determinar cuantitativamente el porcentaje de familias reactivas y no reactivas presentes en el petróleo.

Figura 22. Clasificación de las familias azufradas presentes en el hidrocarburo.



Fuente: LOBODIN, V., et al. Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. Energy & Fuels, 29(10), 6177-6186. 2015.

La determinación cuantitativa de las familias de azufre a través de un análisis de distribución de azufrados, es un parámetro importante para establecer la abundancia de una familia el interior de la composición del petróleo, pero de igual forma se hace importante analizar su sensibilidad a las condiciones termodinámicas logradas en la inyección de vapor, con el fin de evaluar su factibilidad para la producción de H₂S, debido al potencial que tiene la técnica para la formación de ácido sulfhídrico a causa de las reacciones que ocurren por motivo de la implementación de estos procesos de recobro térmico de hidrocarburos^{15,16}.

A continuación, se detallará el procedimiento experimental para la determinación de la fracción de azufre reactivo de un hidrocarburo, a través de la especiación de azufrados propuesta por Lobodin (2015).

2.1. PRUEBA DE ESPECIACIÓN DE AZUFRADOS.

Generalmente el azufre tiofénico, aquel situado en la estructura de anillos aromáticos, es el más abundante de los compuestos organosulfurosos presentes en el petróleo¹⁷ y corresponde al azufre no reactivo. Por otra parte, los sulfuros y disulfuros son azufres térmicamente reactivos y corrosivos.

¹⁵ THIMM, H. F. Aquathermolysis and Sources of Produced Gases in SAGD. In *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Society of Petroleum Engineers. Junio. 2014.

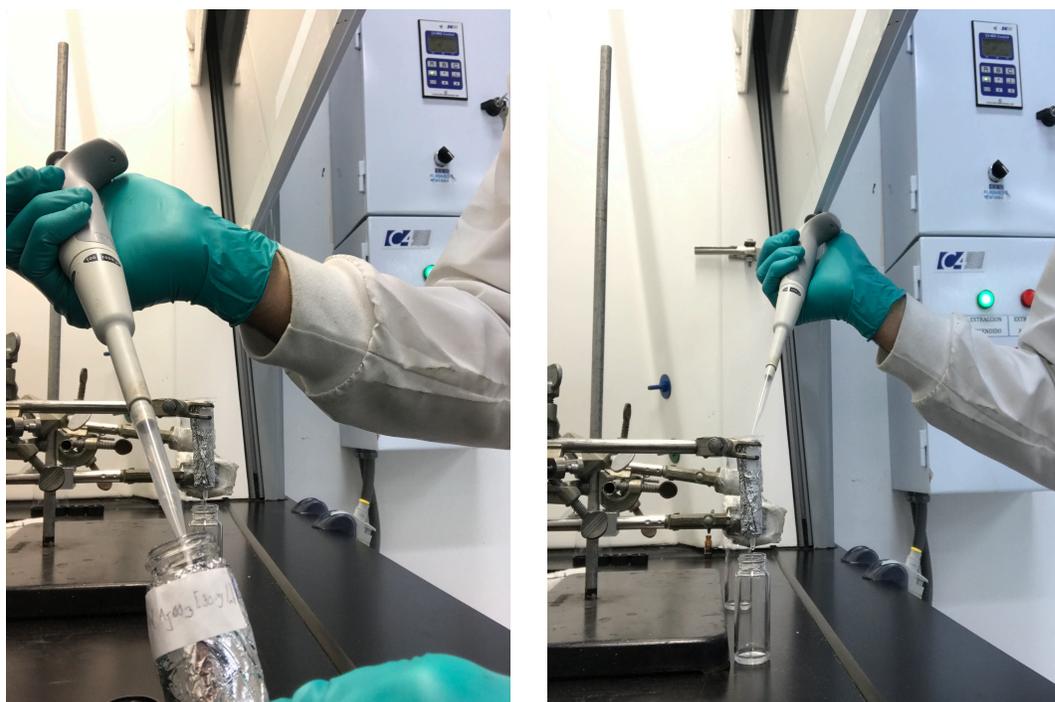
¹⁶ KOWALEWSKI, I., et al. Formation of H₂S and sulfur-rich bitumen from a reservoir heavy oil in the presence of elemental sulfur. *Organic Geochemistry*, 41(9), 951-958. 2010.

¹⁷ LOBODIN, V., ROBBINS, W., LU, J., & RODGERS, R. P. (2015). Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. *Energy & Fuels*, 29(10), 6177-6186. 2015.

Con el fin de establecer la distribución de estas dos clases de familias azufradas presentes en el hidrocarburo, se procede experimentalmente a realizar el proceso de especiación de azufrados al crudo de interés.

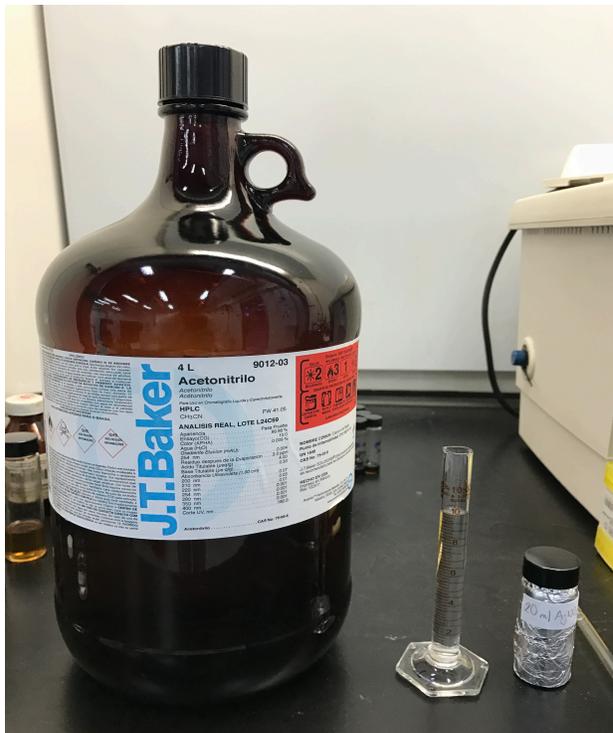
1. **Prelavado:** El protocolo experimental inicia pre lavando con Acetonitrilo un soporte químico de trióxido de azufre y sodio, con el fin de humectarlo y facilitar la difusión del crudo que se incorporará posteriormente.

Figura 23. Procedimiento experimental para llevar a cabo la especiación de azufrados.



2. **Lavado con Nitrito de Plata (AgNO_3):** En esta etapa se añade al soporte una solución de acetonitrilo y nitrato de plata con el fin de sustituir el ion sodio presente en el soporte químico por la plata de la solución de AgNO_3 . La plata retendrá del hidrocarburo el azufre reactivo correspondiente a los sulfuros y permitirá el paso del azufre no reactivo correspondiente a los tiofenos.

Figura 24. Solución de acetonitrilo y nitrato de plata (AgNO_3) empleado en el acondicionamiento de soporte para la especiación de azufrados.



3. Lavado con Acetonitrilo (ACN): Posterior a la adición de la solución de Nitrato de Plata al filtro de soporte, se realiza nuevamente un lavado del cartucho con Acetonitrilo (ACN), para remover el exceso de plata que pudiese incorporar a la muestra y contaminarla para análisis posteriores mediante el equipo de espectrometría de masas presente en el laboratorio.

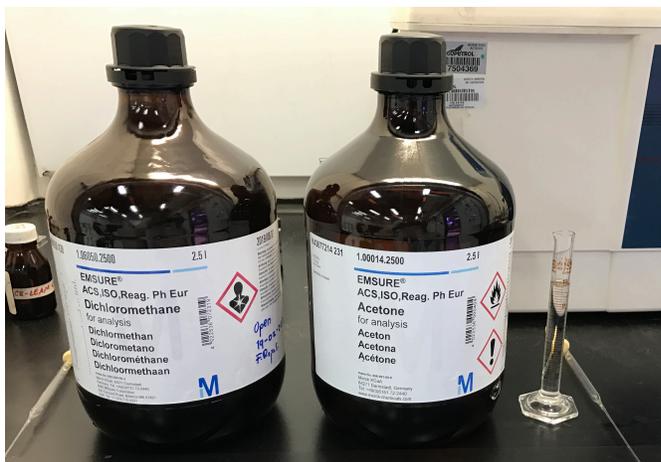
El lavado con la solución de ACN se realizará hasta tanto no se haya removido por completo el exceso de plata, y esto podrá determinarse visualmente mediante la incorporación de una solución de cloruro de sodio al fluido de lavado y no se debe presentar precipitación en la muestra. La turbidez en el fluido obedece a la precipitación de la sal por la presencia de plata en la solución.

Figura 25. Análisis visual para establecer la remoción del exceso de plata en el material de soporte.



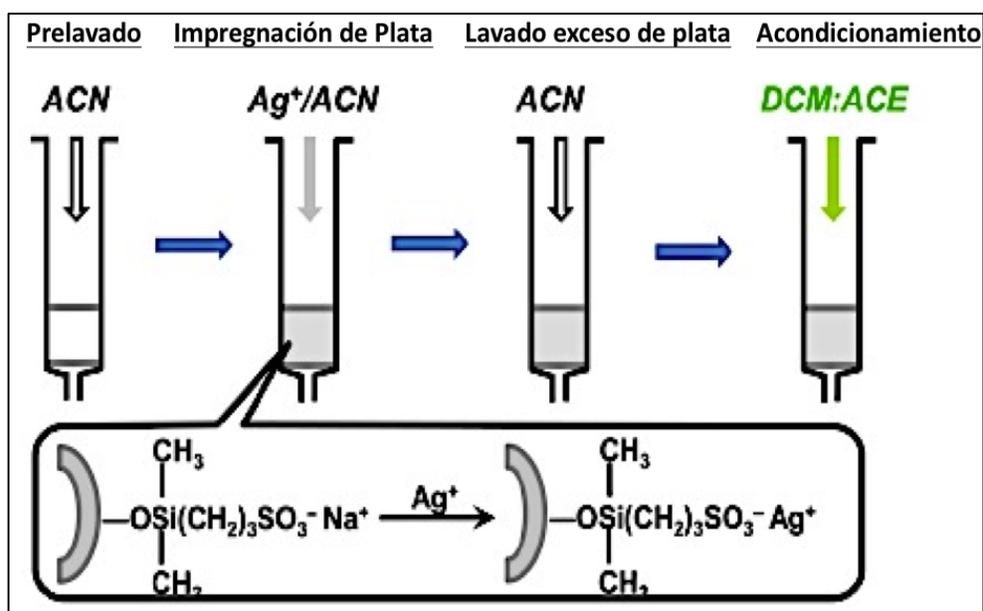
4. Acondicionamiento: El acondicionamiento final del soporte que se empleará en el desarrollo de las pruebas de especiación de azufrados, concluye con un lavado final empleando una solución 90:10 de Diclorometano (DCM) – Acetona (ACE). En este momento finaliza el proceso de adecuación del sustrato que permitirá llevar a cabo la filtración química de los compuestos organosulfurosos presentes en el hidrocarburo.

Figura 26. Solución 90:10 de DCN y ACE para el lavado del soporte en la etapa de acondicionamiento.



En la figura 27, se presentan las 4 etapas llevadas a cabo en el proceso de adecuación del soporte químico para emplear como agente filtrante en la separación del azufre refractario y el azufre reactivo.

Figura 27. Etapas de adecuación del soporte químico para emplearlo en la separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.



Fuente: LOBODIN, V., et al. Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. Energy & Fuels, 29(10), 6177-6186. 2015.

Posterior al acondicionamiento del soporte, a continuación, se procede con las etapas de separación.

5. Carga de la muestra: En esta etapa se toma la muestra de crudo a analizar, se adiciona Diclorometano para disolverlo y posteriormente se incorpora al cartucho que contiene el material de soporte que filtrará retendrá los compuestos azufrados reactivos del hidrocarburo.

Figura 28. Muestra de crudo diluida con DCN para su posterior incorporación al soporte de separación de componentes azufrados.



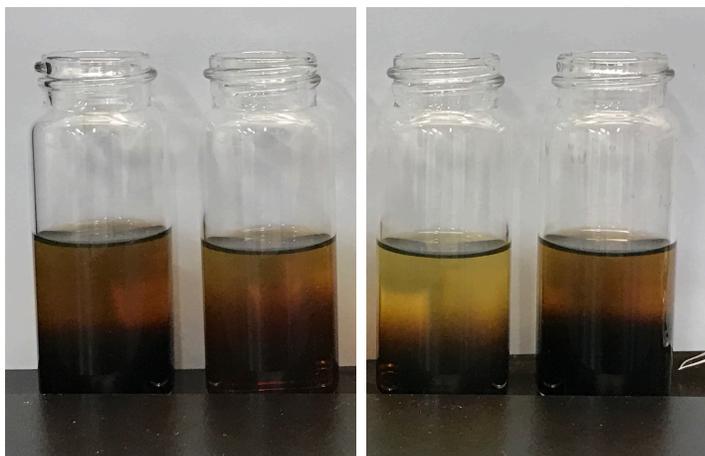
6. Lavado Diclorometano - Acetonitrilo (DCM - ACE): Posterior a la incorporación de la muestra de crudo al soporte de filtración, se añade como solución de lavado para la extracción de la fracción de compuestos no reactivos correspondiente a los tiofenos, 20 ml de solución 90:10 Diclorometano – Acetona. La extracción de la fracción 1 rica en tiofenos obtenida en esta etapa, se recolecta en viales previamente pesados.

Figura 29. Recolectación de la fracción 1 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.



Finalmente, las muestras recolectadas correspondientes a la fracción 1, se presentan a continuación en la figura 30.

Figura 30. Muestras de la fracción 1 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.



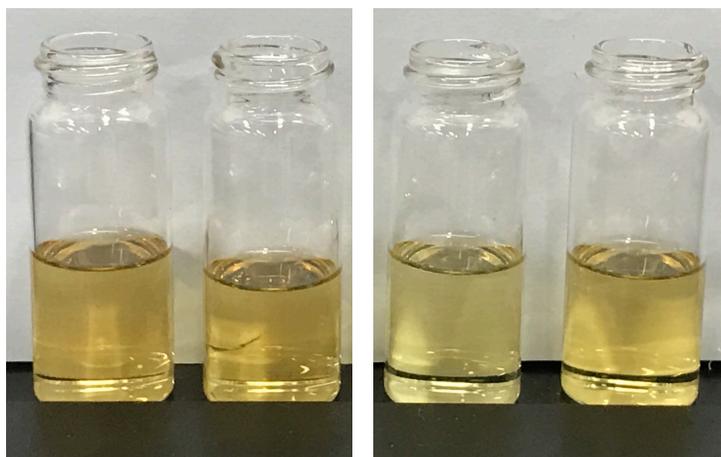
7. Lavado DCM - ACN: En esta etapa se añade como solución de lavado para la extracción de la fracción de compuestos reactivos correspondiente a los sulfuros, 20 ml de solución 50:50 Diclorometano – Acetonitrilo. La extracción de la fracción 2 rica en sulfuros obtenida en esta etapa, se recolecta en viales previamente pesados.

Figura 31. Recolección de la fracción 2 correspondiente a compuestos azufrados refractarios.



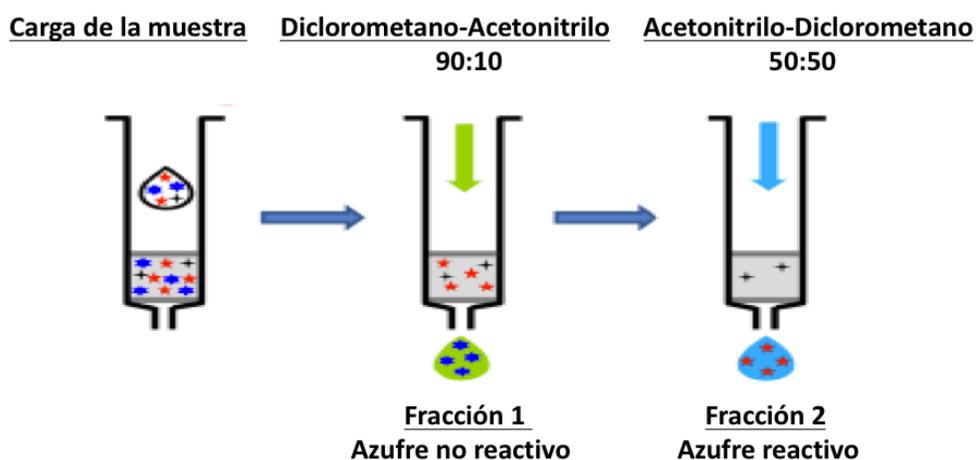
Finalmente, las muestras recolectadas correspondientes a la fracción 2, se presentan a continuación en la figura 32.

Figura 32. Muestras de la fracción 2 correspondiente a compuestos azufrados reactivos.



En la figura 33, se presentan las 3 etapas llevadas a cabo en el proceso de separación del azufre refractario y el azufre reactivo presentes en el hidrocarburo.

Figura 33. Etapas de separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.



Fuente: LOBODIN, V., et al. Separation and characterization of reactive and non-reactive sulfur in petroleum and its fractions. Energy & Fuels, 29(10), 6177-6186. 2015.

En la imagen presentada a continuación, figura 34, se observa el estado del soporte empleado previo y posterior a la prueba de extracción de compuestos azufrados.

Figura 34. Etapas de separación de los compuestos azufrados presentes en el crudo.



Una vez recolectadas las muestras, estas son trasladadas a una cabina de extracción de gases como se observa en la figura 35, con el fin de ser sometidas a un proceso de secado con nitrógeno por un periodo aproximado de 24 horas, figura 36. Esto, con el fin de remover en su totalidad los solventes empleados en la extracción y solo contener en los viales, la muestra efectiva correspondiente a los compuestos azufrados presentes en el hidrocarburo, figura 37.

Figura 35. Cabina de extracción empleada en proceso de secado.



Figura 36. Proceso de secado de las fracciones 1 y 2 de compuestos azufrados, empleando nitrógeno.



Figura 37. Viales con las muestras de las fracciones 1 y 2 posterior al proceso de sacado con nitrógeno.



Por último, los viales eran llevados a una balanza y sus pesos eran comparados con los registrados inicialmente, para estimar el porcentaje en peso de cada fracción con relación al de la muestra de crudo de interés. Finalmente, se construirá una tabla con información detallada de la prueba, que permite resaltar el contenido de azufre refractario y azufre reactivo presente en el hidrocarburo.

Tabla 9. Viales con las muestras de las fracciones 1 y 2 posterior al proceso de sacado con nitrógeno.

Muestra	Masa (mg)	W1	W2	Wf1	Wf2	F1	F2	Rec Masa (mg)	% Rec
Crudo Piloto	102,1	16175,6	16210,9	16268,9	16216,7	93,3	5,8	99,1	97,06
Crudo Piloto	100,5	16221,5	16213,7	16314,7	16219,6	93,2	5,9	99,1	98,61
Crudo Piloto	101,1	16199,1	16212,4	16291,1	16218,1	92	5,7	97,7	96,64
Crudo Piloto	101,4	16193,6	16211,6	16285	16217,6	91,4	6	97,4	96,06

Fecha	Muestra	% Tiofenos	% Sulfuros
24/05/17	Crudo Piloto	91,4	5,7
	Crudo Piloto	92,7	5,9
	Crudo Piloto	91,0	5,6
	Crudo Piloto	90,1	5,9

A continuación, a partir del contenido de azufre reactivo, determinado experimentalmente a través de la prueba de especiación de azufrados, se procederá a estimar para unas condiciones definidas, correspondientes a características propias de un piloto de aplicación de inyección de vapor a un yacimiento de crudo pesado, cuanto sería la producción de ácido sulfhídrico, del cual el precursor serían los sulfuros y disulfuros presentes en el hidrocarburo. Conforme los resultados presentados en la tabla 9, el porcentaje en peso de sulfuros obtenido para el crudo de interés es de 5,8%. A partir de este valor, se estimará cuanto podría ser la relación volumétrica de sulfuro de hidrógeno que se presentaría en la corriente de gas por cada barril de aceite producido. Empleando un petróleo agrio, aquel cuya composición de azufre sea superior a 10.000 ppm, con un contenido de azufre del 1.5%; el porcentaje de azufre reactivo correspondientes a compuestos sulfurosos en el crudo es de 0.087%p/p.

Considerando un proyecto aplicado a un campo con reservas del orden de 100 millones de barriles, que contempla a través de la aplicación de la inyección de vapor, incrementar en un 20% el factor de recobro (FR); el contenido de azufre que potencialmente se transformaría en H₂S sería:

$$POES [MMBls] * FR = \text{Petróleo recuperado en millones de barriles} [MMBls]$$

$$100 [MMBls] * 20 [\%] = 20 [MMBls]$$

A partir de un petróleo de densidad 61 lb/ft³, correspondiente a un crudo pesado de 13.2°API, se procede a realizar la conversión de volumen a masa del hidrocarburo recuperable, con el fin de estimar el peso del azufre reactivo presente en el hidrocarburo.

$$20 [MMBls] * 0.087\% * 61 \frac{lb}{ft^3} * \frac{1 ft^3}{5.615 Bls} = 0.189 [MMlbs]$$

Al estimar la masa de sulfuros contenido en el hidrocarburo en 189.000 [lbs], se procede a calcular el volumen de ácido sulfhídrico que este representaría en la corriente gaseosa, empleando la ecuación 1 de los gases reales.

$$P * V = z * n * R * T \tag{1}$$

P: Presión [psi]

T: Temperatura [R]

V: Volumen [ft³]

z: Factor de compresibilidad

n: moles [lbmol]

$$R: \text{Constante de los gases } 10.73 \left[\frac{psi * ft^3}{lbmol * R} \right]$$

Inicialmente se calculan las moles que representarían las 189.000 [lbs] de H₂S.

$$n = \frac{\text{masa}}{P. \text{Molecular}} = \frac{189000 \text{ [lbs]}}{34.08 \frac{\text{[lbs]}}{\text{[lbmol]}}} = 5545 \text{ [lbmo]} = 0.0055 \text{ [MMlbmo]}$$

Igualmente, es necesario determinar para las condiciones particulares de presión y temperatura, de un campo situado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, 14.7 psi y 95°F, el factor de compresibilidad del H₂S para establecer su volumen a esas condiciones. Para ello se hace necesario determinar las condiciones reducidas, a partir de las ecuaciones 2 y 3.

$$Pr = \frac{P}{Pc} = \frac{14.7 \text{ [psi]}}{1296 \text{ [psi]}} = 0.01 \quad (2)$$

$$Tr = \frac{T}{Tc} = \frac{95 + 460 \text{ [R]}}{212 + 460 \text{ [R]}} = 0.83 \quad (3)$$

A partir de las condiciones reducidas, es posible determinar a partir de las gráficas provistas por la GPSA, el factor de compresibilidad (Z) de un gas a unas condiciones termodinámicas dadas, que para este caso en particular es de aproximadamente 1.

Conociendo el factor de compresibilidad, es posible calcular el volumen del gas a partir de la ecuación 1 de los gases reales.

$$V = \frac{0.0055 \text{ [MMlbmol]} * 10.73 \frac{\text{psia} * \text{ft}^3}{\text{lbmol} * \text{R}} * 555 \text{ [R]}}{14.7 \text{ psia}} = 2.22 \text{ [MMft}^3\text{]} \quad (4)$$

Ahora se procede a establecer una relación volumétrica entre el H₂S producido, por cada barril de petróleo extraído.

$$\frac{2.22 [MMft^3]}{20 [MMBlS]} = 0.111 \frac{[ft^3 H_2S]}{[Bl Aceite]} \quad (5)$$

Considerando una relación gas – aceite de 100 ft³/Bl a condiciones estándar, característica de un yacimiento de crudo pesado, la concentración de ácido sulfhídrico en la corriente de gas sería:

$$\frac{0.111 \frac{[ft^3]}{[Bl]}}{100 \frac{[ft^3]}{[Bl]}} * 100\% = 0.111\% = 1110 [ppm H_2S] \quad (6)$$

La concentración estimada de 1110 [ppm] de ácido sulfhídrico en la corriente de gas, será una referencia para las estimaciones en la simulación numérica de yacimientos que se llevará a cabo en la herramienta STARS de la compañía Computer Modelling Group, evaluando la sensibilidad de las variaciones en las condiciones termodinámicas logradas en un proceso de inyección de vapor.

3. ANÁLISIS TERMODINÁMICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ÁCIDO SULFHÍDRICO.

De acuerdo al análisis de distribución de azufrados, el crudo de estudio es propenso a producir H₂S debido a la presencia de azufre reactivo, que para este caso en particular es de aproximadamente el 6%. Es por ello que se procederá a evaluar bajo las condiciones de operación de un proyecto de inyección de vapor, el comportamiento que sobre la producción de ácido sulfhídrico ejercen variaciones en las condiciones termodinámicas en el yacimiento.

El proceso de evaluación de las condiciones termodinámicas que inciden en la producción de H₂S, se efectuará empleando un modelo cinético obtenido experimentalmente para un crudo pesado colombiano, perteneciente a un campo situado en la cuenca del valle medio del Magdalena y candidato a inyección de vapor como método térmico de recobro mejorado.

Las variables termodinámicas a estudiar serán la presión y la temperatura. En la tabla 10 se relacionarán los escenarios de evaluación.

Tabla 10. Escenarios de evaluación en la producción de H₂S.

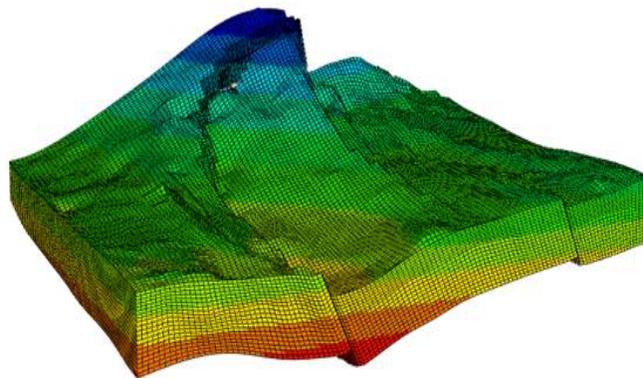
Parámetro	Escenarios de evaluación
Configuración geométrica patrón inyección	5 puntos invertidos
Calidad del vapor	70 [%]
Tasa de inyección en barriles de agua por día [BWPD]	250 500 1000
Presión [psi]	500 1000 1500

Es importante mencionar que la modificación en la temperatura del área de influencia del patrón de inyección de vapor, se realizará manipulando como variable de control, tasa de inyección. Conforme mayor sea el volumen por unidad de tiempo de vapor que se suministre a la formación, mayor será la temperatura lograda en el yacimiento, debido a que el calor suministrado superará las pérdidas que se presentan hacia formaciones suprayacentes y subyacentes, así como hacia zonas más frías en el subsuelo.

3.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

La herramienta computacional que se empleará para realizar la construcción y evaluación de los escenarios propuestos en la tabla 10, será el software de yacimiento STARS, desarrollado por la compañía CMG, diseñado particularmente para simular procesos térmicos empleados en EOR. A continuación, se presenta la información del modelo estático empleado en el modelo de simulación.

Figura 38. Modelo estático para el análisis conceptual del efecto de las variables operacionales y de diseño en la generación de H₂S.



Fuente: Computer Modelling Group.

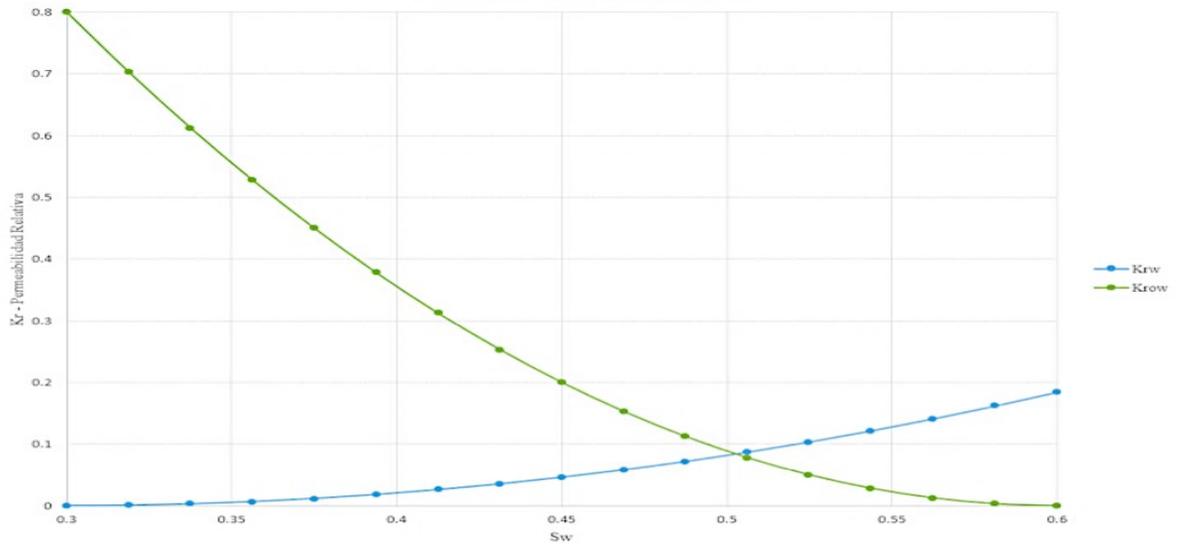
En la tabla 11 se presentan características petrofísicas, condiciones generales del yacimiento y propiedades del hidrocarburo del modelo de simulación empleado.

Tabla 11. 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	%
Presión de burbuja	1200	Psi
Profundidad	1800-2100	Ft
Presión inicial	840	Psi
Temperatura inicial	108	°F
Bo	1.05	RB/STB
Gravedad API	13	°API

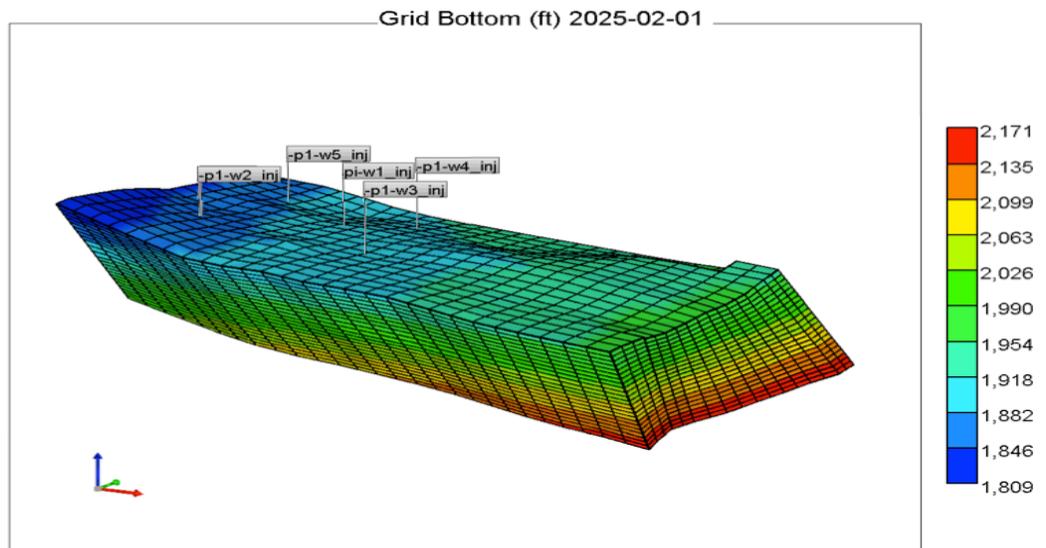
Las curvas de permeabilidad relativa que evidencian el carácter preferencial de mojabilidad por parte de la roca, se presentan en la figura 39.

Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa.



A continuación, en la figura 40, se presenta el área donde se evaluará el sector en el que se llevará a cabo el análisis del efecto de la inyección continua de vapor sobre la formación de H₂S.

Figura 40. Sector del yacimiento para evaluación de la inyección de vapor.



La evaluación del proyecto se desarrollará desde el inicio de la producción primaria, hasta 5 años después desde la implementación del piloto de inyección continua, tiempo en el que se evidencia el declive en la producción.

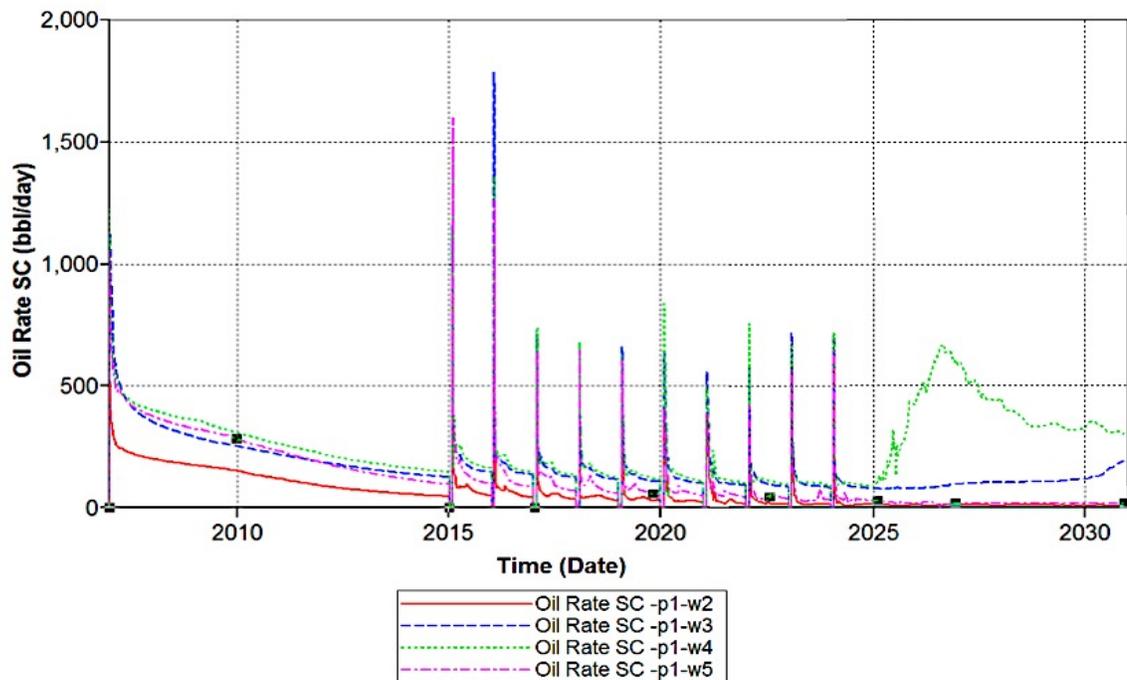
Inicialmente el recobro primario se contempló por un periodo de 8 años, iniciando en el 2007 y concluyendo hacia finales del año 2014. Al iniciar el año 2015 se da inicio a la etapa de recobro mejorado mediante la implementación de la inyección cíclica debido al descenso vertiginoso en un 90 % de la producción en la etapa de recuperación primaria; 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 de un patrón geométrico de inyección.

En el proceso de inyección cíclica, los pozos productores también son empleados como pozos inyectores 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 la cuenca de evaluación. En la figura 41 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 10 acres e inyectando a una tasa de 1000 barriles equivalentes de agua por día.

Figura 41. Comportamiento de la producción debido a la inyección de vapor.



Las convenciones situadas en la parte inferior de la figura, que corresponden a las curvas presentes en el gráfico, representan la producción de aceite para cada uno de los 4 pozos productores del patrón, los cuales son p1-w2, p1-w3, p1-w4 y p1-w5. Al iniciar la inyección continua se observa una respuesta temprana en el pozo p1-w4, debido a la conexión geológica, hidráulica y térmica con el pozo inyector p1-w1. Esta conectividad se puede corroborar en la figura 42 a través de simulación streamline, que proporciona rutas de flujo de los fluidos en el yacimiento, así como de curvas de nivel, figura 43, que relaciona las zonas en el sector donde se está generando el mayor incremento en la temperatura, asociada a las zonas de la formación contactadas por el vapor. Del diagrama ternario, figura

42, se observa que en las proximidades del pozo inyector existe una mayor saturación de gas debido a la volatilización de las fracciones más livianas del hidrocarburo, así como de los compuestos gaseosos formados a causa de las altas temperaturas logradas en el radio calentado por parte del pozo p1-w1.

Figura 42. Conectividad entre pozo inyector p1-w1 y productor p1-w4, observada a través de simulación streamline.

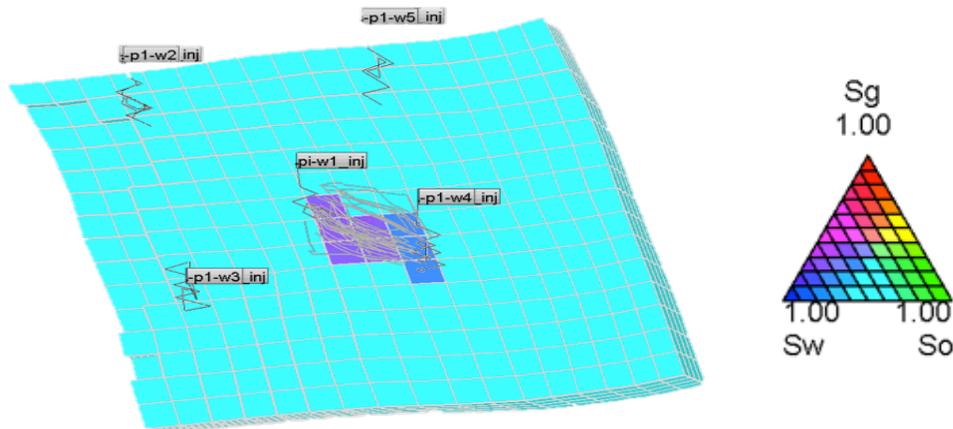
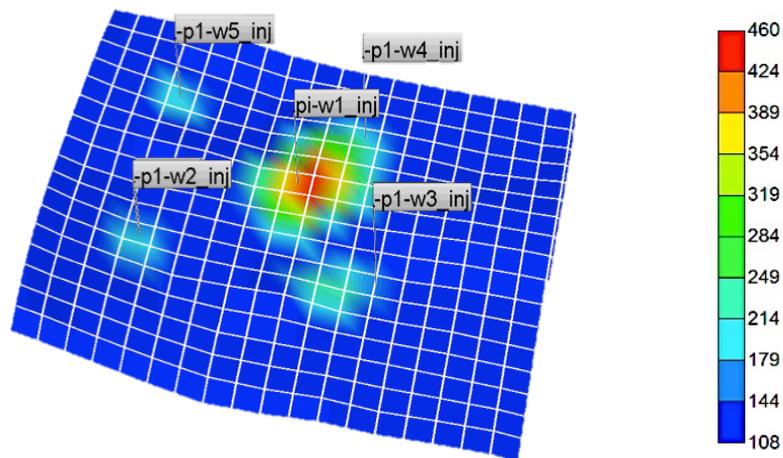


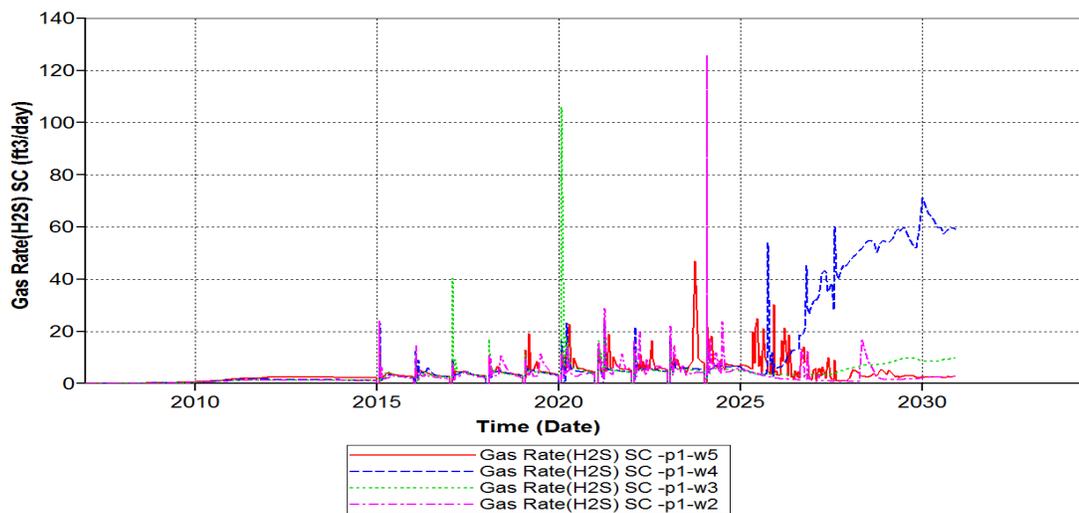
Figura 43. Curvas de nivel para la temperatura lograda en el sector del piloto de inyección continua.



Las reacciones de acuatermólisis son aquellas que se presentan por la interacción entre el agua y el hidrocarburo a condiciones de temperatura inferiores a los 350°C o 660°F (Hyne, 1986). En función de las condiciones de profundidad alcanzadas (1800-2100 ft), las temperaturas que logra alcanzar el vapor en el

yacimiento se sitúan entre 520 y 540°F. Entre los compuestos indeseados que pueden producirse por efecto de este fenómeno se encuentra el ácido sulfhídrico. Con el fin de establecer el efecto de las condiciones termodinámicas logradas por implementación de la inyección de vapor en la producción de este gas, se hace necesario incorporar al modelo de simulación, el modelo cinético. Mediante esta sinergia del modelo dinámico y cinético, se presenta a continuación la producción de ácido sulfhídrico en cada uno de los pozos productores asociados al patrón de inyección. Durante los 10 años de aplicación de la estimulación con inyección cíclica de vapor, se observó una producción aislada de ácido sulfhídrico en el pozo p1-w3 y p1-w2 en los años 2020 y 2024 respectivamente, figura 44.

Figura 44. Producción de H₂S en el periodo comprendido entre los años 2007 y 2030



Con relación al pozo p1-w3, la causa obedece a la temperatura alcanzada de 423°F durante el periodo de estimulación cíclica, figura 45. En lo que respecta al pico de producción del pozo p1-w2, es debido a los cerca de 400°F logrados en las proximidades del wellbore, figura 46, a causa de la baja permeabilidad de la zona como se observa en la figura 47, lo que se traduce en mayores presiones de inyección y por ende mayores temperaturas del vapor en las proximidades del pozo.

Figura 45. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2020.

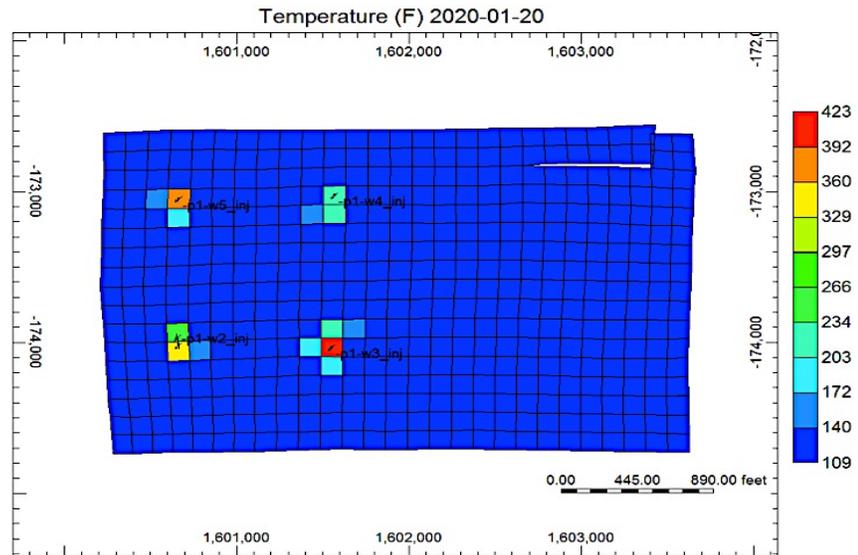
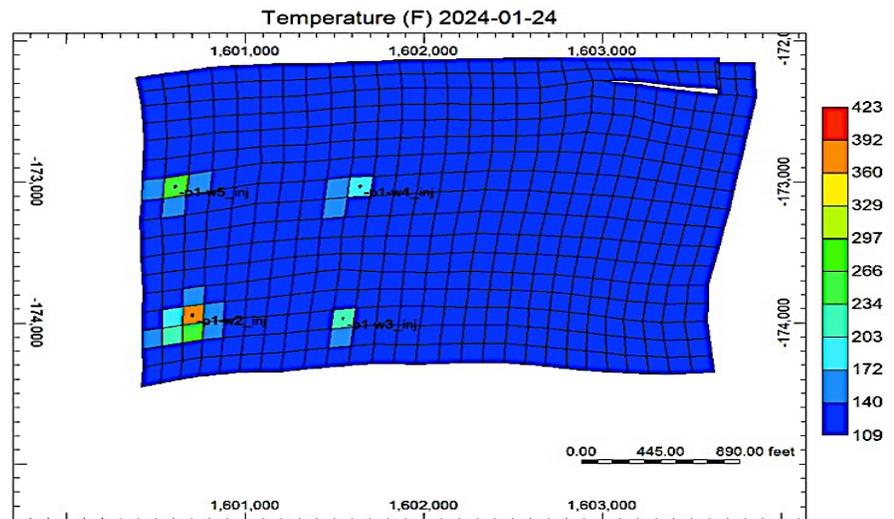


Figura 46. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2024.



En la figura 47 se observa las bajas permeabilidades en el área donde se sitúa el pozo p1-w3 con relación a otras zonas en el yacimiento, lo cual justifica mayores temperaturas debido al aumento en las presiones de inyección.

Un año después de dar inicio a la inyección continua a través del pozo p1-w1, se presenta un pico acompañado de una creciente producción de ácido sulfhídrico durante el periodo de evaluación. El motivo son las altas temperaturas situadas

entre los 360°F y 390°F como consecuencia de la inyección, así como mayores áreas de contacto entre el vapor y el hidrocarburo debido al incremento en el radio calentado. Adicionalmente, dada la comunicación entre los pozos p1-w1 y p1-w4 como se evidencia en la figura 48, se presenta un desplazamiento del H₂S por parte de la corriente de gas desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

Figura 47. Distribución de permeabilidades en el área de aplicación del proceso de inyección de vapor.

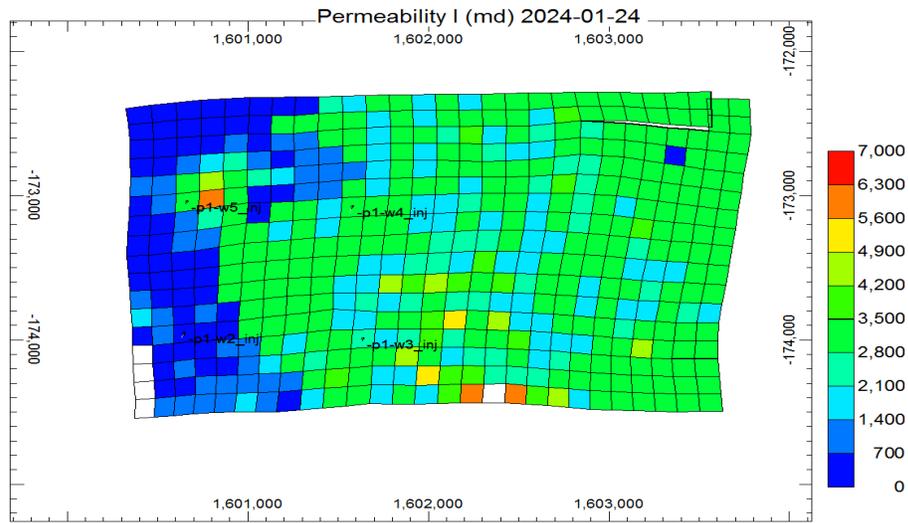
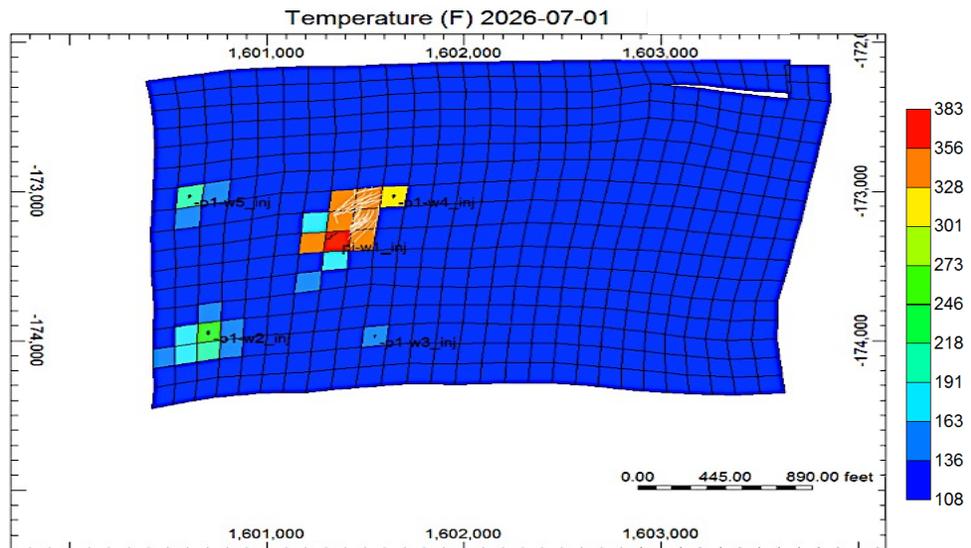


Figura 48. Temperatura en los pozos estimulados con vapor en el año 2026 y streamlines de comunicación entre los pozos p1-w1 y p1-w4.



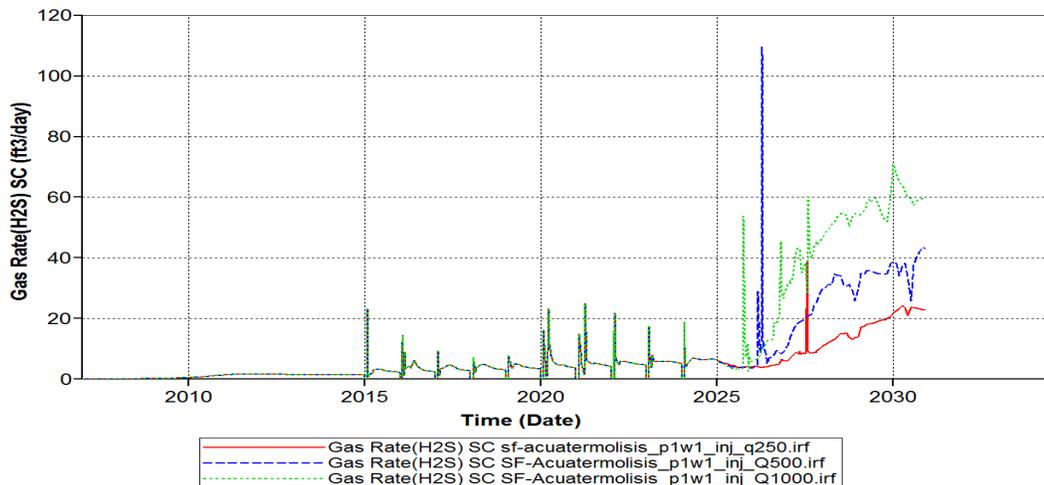
Con el fin de conocer el efecto que tiene la temperatura en la producción de H₂S, se plantea bajo un esquema de inyección que se extiende en un área de 10 acres, cuya configuración geométrica corresponde a un patrón de 5 puntos invertidos, efectuar inyección a tasas de 250, 500 y 1000 barriles de agua al día, generando indirectamente cambios en la temperatura del área de influencia del patrón.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

En este capítulo se presentan los resultados sobre los escenarios de simulación planteados para evaluar el efecto de la presión y la temperatura sobre la producción de ácido sulfhídrico. Cabe resaltar que, para el caso de la temperatura, esta se analizará efectuando modificaciones en las tasas de inyección, lo cual ocasionará cambios en la temperatura que se obtiene en la formación.

Tasas 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 10 acres. En la figura 49 se presentan los resultados.

Figura 49. Producción de H₂S evaluando tasas de inyección de 250, 500 y 1000 barriles de agua por día.



De la figura 49 se puede 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 y adicionalmente que se obtengan en un menor tiempo. 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. Estos incrementos en las temperaturas alcanzadas en el subsuelo inciden directamente sobre la cinética de las reacciones de acuatermolisis 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. Así mismo en las figuras 50, 51 y 52 se presentará como se llevó a cabo la distribución de temperatura en el área de influencia del patrón de inyección en función de la tasa de vapor en barriles de agua equivalentes suministrados al yacimiento.

Figura 50. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 250 barriles de agua por día (BWPD).

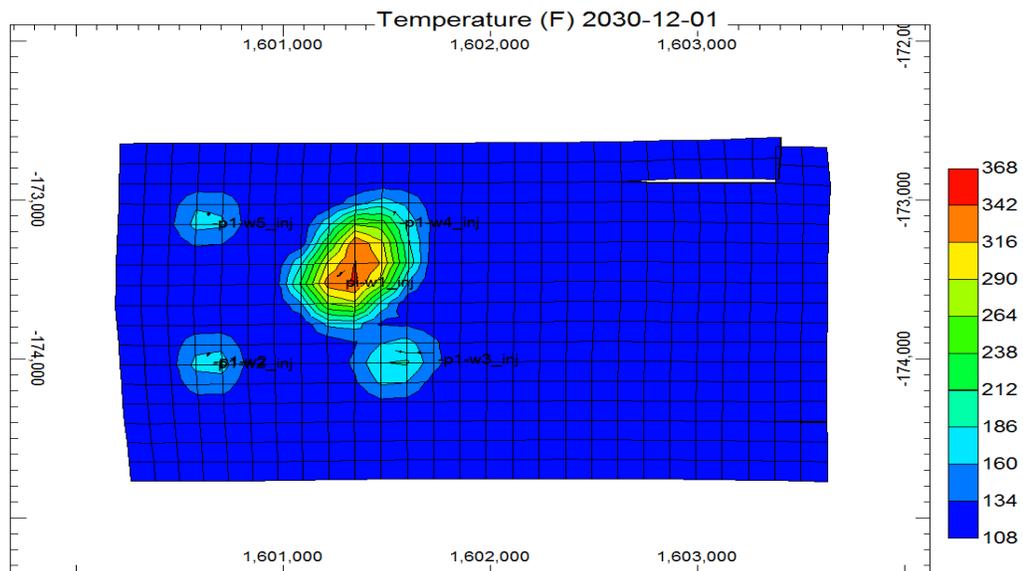


Figura 51. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 500 barriles de agua por día (BWPD).

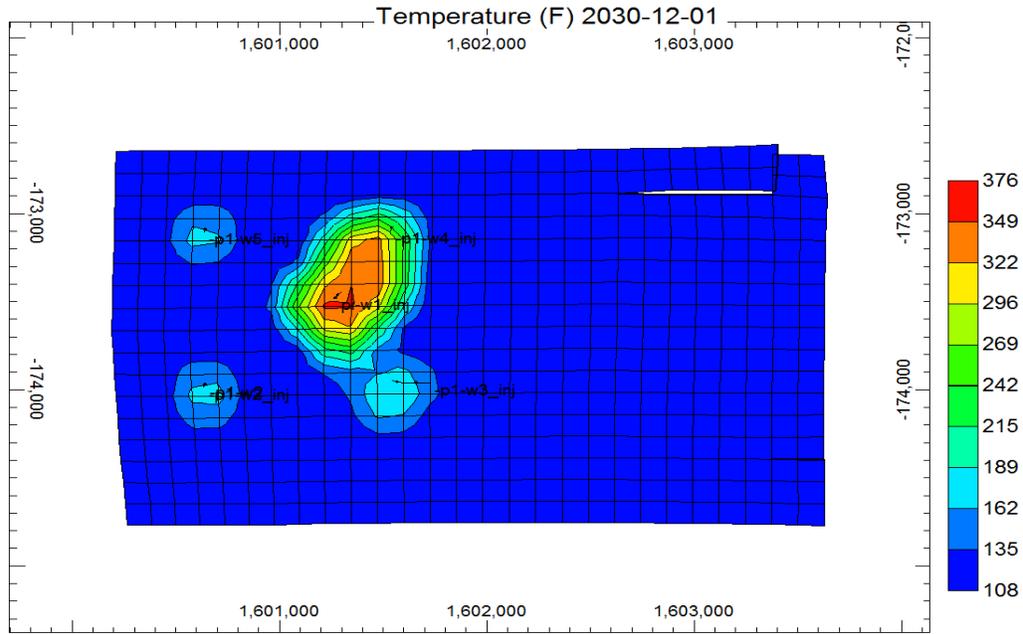
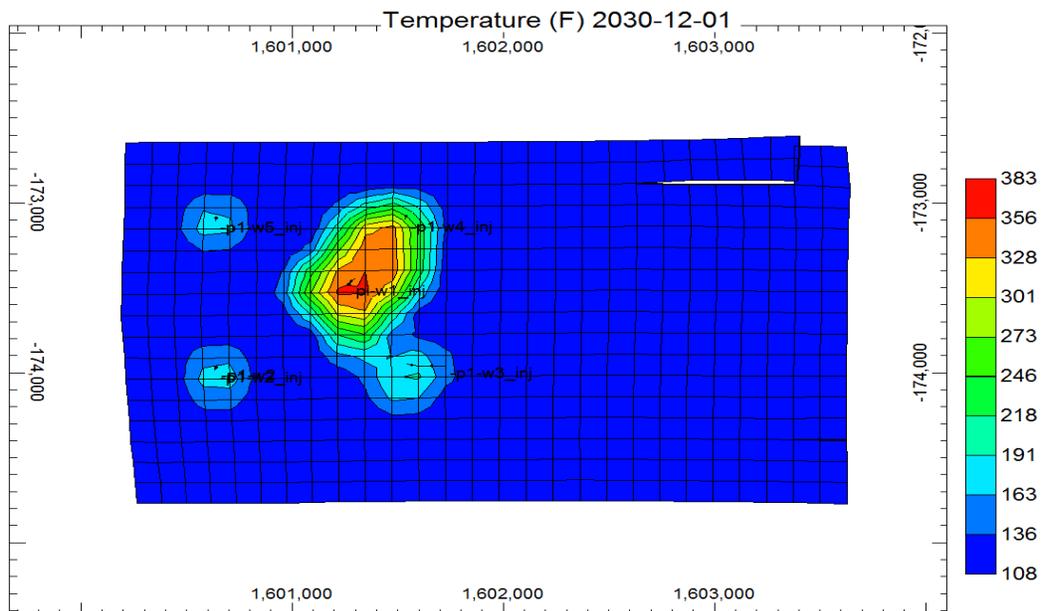
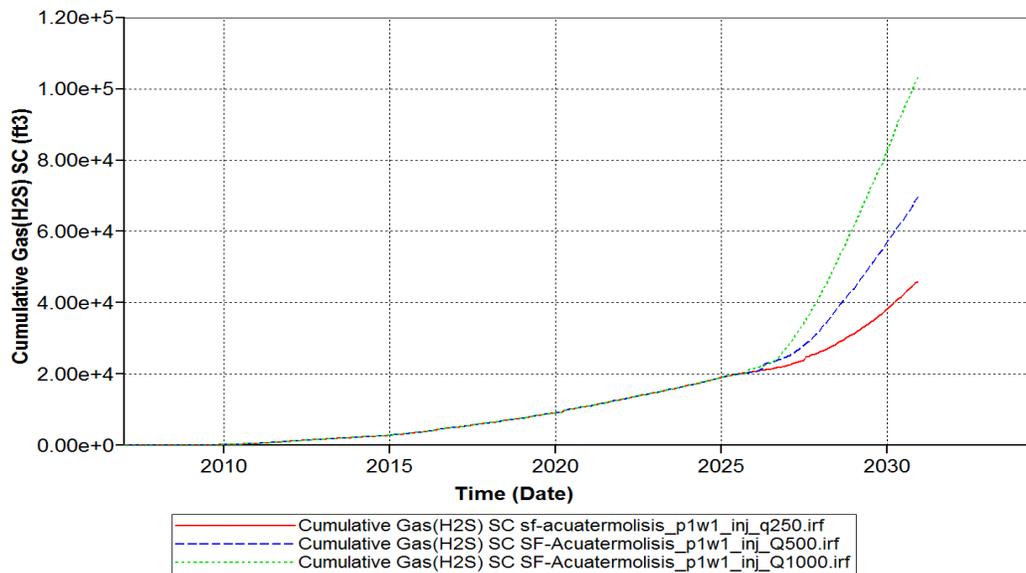


Figura 52. Distribución de temperaturas en los pozos del patrón de cinco puntos invertido correspondientes al piloto de inyección empleando una tasa de 1000 barriles de agua por día (BWPD).



Finalmente, en la figura 53 se evidencia el efecto que sobre la producción de ácido sulfhídrico tienen las tasas de inyección y por ende la temperatura en el yacimiento.

Figura 53. Influencia de la temperatura en el yacimiento sobre la producción acumulada de ácido sulfhídrico.

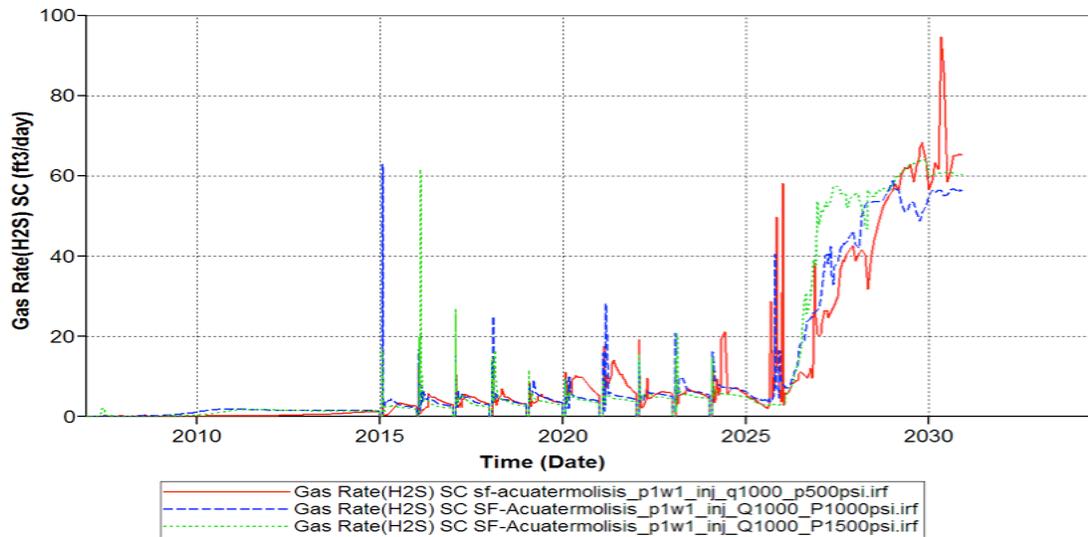


Variación en presión. A continuación, se evaluarán tres escenarios correspondientes presiones de 500, 1000 y 1500 psi, empleando una tasa de inyección de 1000 barriles de agua por día, una calidad del vapor del 70% y una configuración geométrica de inyección de 5 puntos invertidos distribuida en un área de 10 acres. En la figura 54 se presentan los resultados.

De la figura 54 se puede observar que, en los inicios de la inyección continua de vapor en el año 2025, el escenario del yacimiento con mayor presión correspondiente al de 1500 psi, cuenta con una producción de ácido sulfhídrico ligeramente superior que el escenario definido a 1000 psi, y este a su vez conservando esta misma relación, presenta una producción mayor de H₂S con relación al escenario de menor presión fijado a 500 psi. Esta razón obedece a que las temperaturas de saturación alcanzadas por el vapor en fondo son superiores

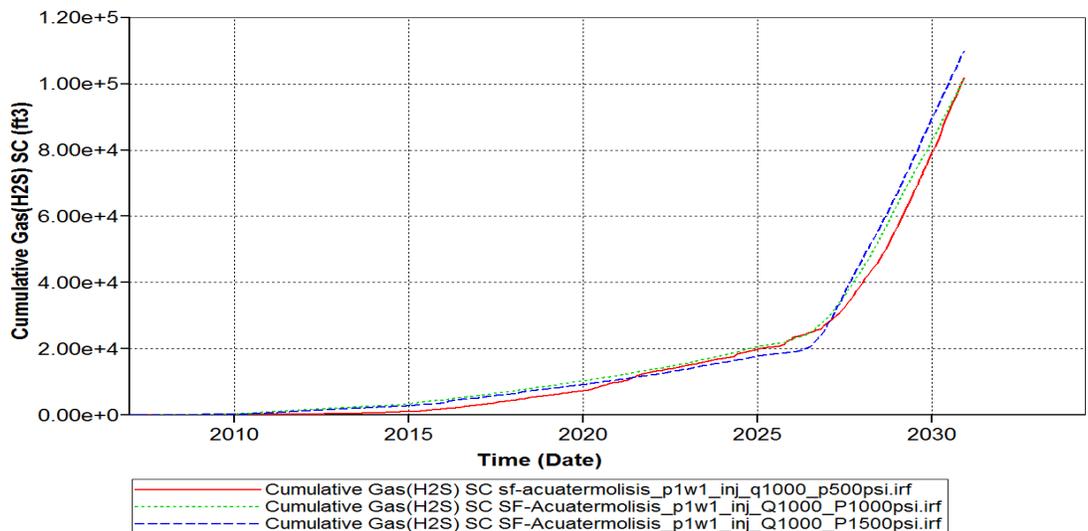
cuando se tienen mayores presiones, esto debido al vínculo termodinámico presente entre las dos variables.

Figura 54. Influencia de la presión en el yacimiento sobre la producción de ácido sulfhídrico.



En la figura 55 se evidencia el efecto que tiene la presión del yacimiento sobre la producción acumulada de ácido sulfhídrico.

Figura 55. Influencia de la presión en el yacimiento en la producción acumulada de ácido sulfhídrico.



De este comportamiento presentado en la figura 55, es posible inferir que a pesar que la presión pueda tener un efecto sobre la producción de H₂S en el yacimiento, esta variable no incide significativamente en la producción de ácido sulfhídrico, debido a que la presión, a diferencia de la temperatura, no produce una incidencia considerable en el comportamiento cinético de las reacciones que conllevan a la formación del H₂S en la formación.

5. CONCLUSIONES

La profundidad como una limitante de la implementación de la técnica y el producto $S_o^*\phi$ como indicador del potencial de hidrocarburo presente en el yacimiento, representan los parámetros más importantes en un proceso de screening para la implementación de la inyección de vapor como método térmico en la recuperación de crudos pesados.

La distribución de azufrados representa un procedimiento para la determinación de la fracción de azufre reactivo, como un análisis preliminar para evaluar la factibilidad de generación de ácido sulfhídrico en un crudo candidato a ser sometido a un proceso de recobro térmico.

La cinética de la reacción que esquematiza el fenómeno de acuatermolisis se encuentra fuertemente influenciada por la temperatura y por ende por aquellas variables que conlleven a generar fluctuaciones en este parámetro.

La tasa de inyección de vapor, vinculada directamente con la temperatura que se puede lograr en el subsuelo, 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 la inyección representa una alteración directa en el calor suministrado a la formación; es por ello que la temperatura que se logre en el subsuelo es dependiente de los volúmenes de vapor inyectados al yacimiento.

La presión del yacimiento fue un parámetro que no tuvo una incidencia significativa en la variable objetivo correspondiente a la producción de H_2S . Esto es debido a que su efecto en la cinética de las reacciones no es considerable con relación al que ejercen los cambios en la temperatura, vinculada directamente con las tasas de inyección de vapor a la formación.

6. RECOMENDACIONES

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.

Determinar para los compuestos azufrados detectados en el crudo, las condiciones termodinámicas bajo las cuales son reactivos, con el fin de establecer si son compuestos sensibles a reaccionar bajo las condiciones de presión y temperatura que se logran en un proceso de inyección de vapor.

Evaluar el efecto que parámetros de diseño y control tales como el espaciado del patrón, la configuración geométrica de la inyección, los volúmenes de vapor inyectados y la calidad del mismo, generan sobre la producción de H_2S .

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 acuatermólisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. 2017.

BERRY PETROLEUM COMPANY [En línea]. (Recuperado el 26 de Julio de 2017.) Disponible en <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]. (Recuperado el 8 de septiembre de 2017.) Disponible en <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.

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 H₂S 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]. (Recuperado el 23 de agosto de 2017.) Disponible en <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.

PACIFIC RUBIALES ENERGY METAPETROLEUM CORP. Files o historias de pozo campo Rubiales. 2009.

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.

REVISTA PORTAFOLIO [En línea]. (Recuperado el 05 de junio de 2017.) Disponible en <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/mansarovar-triplicara-produccion-colombia-2020-39082>.

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.

STANFORD UNIVERSITY. Thermal Oil Recovery, Stanford Program in Energy Resources Engineering, Agosto, 2015.

STEAM PRODUCTION COMPANY [En línea]. (Recuperado el 17 de Julio de 2017.) Disponible en <https://www.steam-oil.com>.

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

LAMOUREUX-VAR, V., LORANT F. Experimental evaluation of H₂S yields in reservoir rocks submitted to steam injection. 13th European Symposium on Improved Oil Recovery, EAGE, Budapest, Hungary, 25-27 Abril, 2005.

WANG, M., ZHAO, S., CHUNG, K., 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.