

Evaluación de Trazadores Químicos Empleados en Procesos de Inyección de Vapor Usando
Simulación Numérica

Juan Sebastián Llano Carvajal, Jose David Massa Manrique

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

Hugo Alejandro García Duarte

M. Sc., M.E en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Romel Antonio Pérez Romero

M. Sc, M.E en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios por darme la vida y todos los recursos para poder cumplir mis metas.

A mis padres, Patricia y Eduardo por su amor, esfuerzo y apoyo incondicional.

A mis abuelos Teresa, Juan y Amalia, por todo el soporte que me han brindado a lo largo de mi vida y ser la muestra de bondad, coraje y fe.

A mis hermanos Luisa y Pipe y mis tíos Claudia, Juan Carlos y Ady, por estar siempre ahí con una palabra de aliento en los momentos difíciles que se presentaron a lo largo de este camino y por estar durante todo el proceso y ahora ser parte del resultado.

A mi compañero de tesis por su esfuerzo y trabajo a lo largo de esta investigación.

A mis amigos, Angie, Carlos, Daniela, Jennifer, Ximena, Yeyson y Juan Carlos, por hacer la universidad una de las mejores etapas de mi vida.

Juan Llano.

Dedicatoria

A Dios por que siempre me acompañó durante estos años en la universidad

A mis los mejores padres del mundo, Elber y Eva quienes día a día han estado siempre para mí y han sido mi motivación para buscar mis sueños, los amo.

A Ever y Milenis de la Hoz y sus hijos por brindarme una familia acá en Bucaramanga, siempre les estaré agradecido.

A mi compañero de tesis por su esfuerzo y dedicación en la realización del presente proyecto.

A las personas que siempre me han apoyado y con los cuales he compartido muchos momentos estos años Rubén, Felipe, Leidy, Gustavo, Daniela, Juan Diego, Germán, Cesar y demás personas.

A Doris Doria y Miguel Ángel Franco que ayudaron a familia y a mí en momentos de dificultad.

Jose David

Agradecimientos

Agradecemos de manera especial cada una de las personas que contribuyeron a la realización de este trabajo entre ellas el ingeniero Hugo García por toda la ayuda brindada en el desarrollo del proyecto y los consejos recibidos tanto como director del proyecto como en las aulas de recobro.

Al ingeniero Romel Pérez, nuestro codirector, por siempre estar dispuesto a ayudarnos y brindarnos su tiempo.

Al ingeniero Carlos Espinosa por su la amplia voluntad de colaborar durante estos últimos meses. También expresamos nuestro agradecimiento al Instituto Colombiano del Petróleo y a su alianza con la Universidad Industrial de Santander que permitieron el desarrollo de esta investigación.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	21
1. Objetivos.....	24
1.1. Objetivo General	24
1.2. Objetivos Específicos.....	24
2. Métodos térmicos de recobro mejorado.....	25
2.1. Recuperación térmica.....	25
2.2. Antecedentes de la Inyección de Vapor	25
2.3. Inyección Cíclica de Vapor.....	26
2.3.1. Descripción del Proceso.....	27
2.3.2. Mecanismos de Producción.	29
2.3.3. Criterios de Diseño.	30
2.4. Inyección Continua de Vapor.....	30
2.4.1. Descripción del proceso.....	31
2.4.2. Mecanismos de Producción.	34
2.4.3. Criterios de Diseño.	38
3. Trazadores usados en procesos de inyección de vapor.....	39
3.1. Trazador	39

3.2.	Características de los trazadores.	40
3.3.	Caracterización de trazadores.....	41
3.3.1.	Estabilidad química y térmica.....	42
3.3.2.	Estabilidad microbiana.....	42
3.3.3.	Adsorción de la roca.	42
3.3.4.	Propiedades dinámicas de inyección.	43
3.4.	Clasificación de Trazadores	43
3.4.1.	Trazadores Pasivos o Conservativos	43
3.4.2.	Trazadores Activos	44
3.4.3.	Trazadores naturales.	44
3.4.4.	Especies químicas radioactivas.....	45
3.4.5.	Trazadores químicos.	46
3.5.	Trazadores en Colombia.....	48
3.6.	Tipos de Pruebas con Trazadores.....	48
3.6.1.	Pruebas de un solo pozo.....	48
3.6.2.	Pruebas entre pozos.....	49
3.6.3.	Aplicación de las pruebas de trazadores.	51
3.7.	Tipos de Análisis para las pruebas con Trazadores.....	54
3.7.1.	Método cualitativo.	54
3.7.2.	Método Analítico.	56

3.7.3. Métodos numéricos.....	58
3.8. Transporte del trazador en el medio.....	59
3.8.1. Advección.....	59
3.8.2. Difusión.....	59
3.8.3. Dispersión.....	61
3.8.4. Dispersión Mecánica.....	62
3.8.5. Partición.....	63
3.8.6. Adsorción.....	63
3.9. Métodos de detección para trazadores.....	64
3.9.1. Espectroscopia de fluorescencia.....	64
3.9.2. Cromatografía líquida de alta eficacia (HPLC).....	65
3.10. Trazadores para Inyección de Vapor.....	66
3.10.1. Evolución de los trazadores aplicados en yacimientos de altas temperaturas.....	68
3.10.2. Sulfonatos Poliaromáticos como trazadores en yacimientos de alta temperatura...	70
3.10.3. Prueba de Laboratorio aplicada para comprobar la estabilidad térmica de los trazadores.....	71
3.10.4. Aplicación de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores en yacimientos. .	76
3.10.5. Otros casos de aplicación de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores.	79
3.11. Uso de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores en inyección de vapor.....	80

4.	Modelo conceptual de simulación	81
4.1.	Selección del enmallado.....	81
4.2.	Dimensiones del grid.....	82
4.3.	Propiedades térmicas y de la roca.	83
4.4.	Modelo de fluidos.....	85
4.5.	Interacción roca fluidos.....	88
4.6.	Condiciones Iniciales	90
4.7.	Sensibilidad al tamaño de celda	90
5.	Desarrollo del modelo.....	93
5.1.	Producción primaria.	94
5.2.	Inyección cíclica de vapor.....	96
5.2.1.	Inclusión de confinamiento.....	96
5.2.2.	Sensibilidad a la Tasa de inyección.	98
5.2.3.	Desarrollo de la inyección cíclica.	98
5.3.	Inyección continua de vapor.	102
5.3.1.	Resultados del proceso.....	104
6.	Inyección de trazador.....	106
6.1.	Definición del componente	107
6.2.	Desarrollo de la prueba.	108
6.2.1.	Caso 1. Trazador al principio de la inyección continua.....	108

6.2.2. Caso 2. Trazador a 2 años de la inyección continua.	110
7. Análisis de resultados de la inyección del trazador	114
7.1. Ventajas de simular la inyección de trazadores en un proceso de inyección continua de vapor	122
7.2. Evaluación de la conectividad entre pozos.	123
7.3. Cálculo del volumen de barrido.	124
8. Conclusiones	128
9. Recomendaciones	129
Referencias Bibliográficas	130

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Criterios de screening para un proceso de inyección cíclica de vapor	30
Tabla 2. Criterios de screening para un proceso térmico por inyección continua de vapor.	38
Tabla 3. Trazadores radioactivos más usados en la industria del petróleo	45
Tabla 4. Decaimiento térmico de los sulfonatos poliaromáticos	72
Tabla 5. Datos usados para la determinación del factor de decaimiento térmico.....	75
Tabla 6. Parámetros del Grid de simulación.....	82
Tabla 7. Espesores para cada capa.....	82
Tabla 8. Propiedades de la Arena productora	83
Tabla 9. Propiedades térmicas de la arcilla.....	85
Tabla 10. Propiedades de los fluidos	85
Tabla 11. End points para las curvas de permeabilidad relativa.....	88
Tabla 12. Dependencia de la temperatura para las curvas de permeabilidad relativa	89
Tabla 13. Condiciones de inicialización del modelo	90
Tabla 14. Variación de tamaño de celda.....	91
Tabla 15. Evaluación del efecto de un anillo de confinamiento	97
Tabla 16. Características de la inyección cíclica de vapor.	99
Tabla 17. Condiciones de operación para la inyección continua de vapor.	103
Tabla 18. Características del trazador.....	107
Tabla 19. Análisis de la irrupción de los trazadores	119
Tabla 20. Volumen poroso del modelo.....	125

Tabla 21. Volumen de barrido en cada patrón del modelo	127
--	-----

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema de inyección cíclica de vapor.....	28
Figura 2. Comportamiento típico en un proceso de inyección de vapor. (2019).....	29
Figura 3. Esquema de inyección continua de vapor.	32
Figura 4. Perfiles de temperatura y saturación en procesos de inyección continua de vapor.....	33
Figura 5. Contribución de los mecanismos de la inyección continua de vapor al recobro de aceite.	34
Figura 6. Proceso de experimento con la inyección de trazadores.	40
Figura 7. Representación del proceso de difusión	60
Figura 8. Proceso de dispersión mecánica a escala microscopia.	62
Figura 9. Equipo usado en pruebas de HPLC.....	66
Figura 10. Estructura química de la amina G y la Piranina	68
Figura 11. Nombres químicos, estructura y excitación y emisión de los trazadores usados en yacimientos térmicos.	71
Figura 12. Curva de Arrhenius para los sulfonatos poliaromáticos.....	74
Figura 13. Curvas de vida media para los poliaromáticos sulfonatados.....	75
Figura 14. Gráfica de retorno del 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley.	77
Figura 15. Gráfica de retorno del 1,5 disulfonato naftaleno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley.....	78

Figura 16. Gráfica de retorno del 1,3,6 trisulfonato naftaleno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley.	78
Figura 17. Gráfica de retorno del poliaromático sulfonatado	80
Figura 18. Vista 3D de las profundidades del modelo base de simulación.	83
Figura 19. Distribución de las porosidades.	84
Figura 20. Distribución de las permeabilidades.	84
Figura 21. Factor volumétrico del aceite Bo.	86
Figura 22. Relación Gas-Petróleo.	87
Figura 23. Viscosidad del aceite respecto a la presión a 112°F.	87
Figura 24. Viscosidad del aceite respecto a la temperatura a 112°F.	88
Figura 25. Curvas de permeabilidad relativa al agua.	89
Figura 26. Curvas de permeabilidad relativa al líquido.	90
Figura 27. Producción de crudo.	92
Figura 28. Factor de recobro.	92
Figura 29. Presión promedio del yacimiento.	93
Figura 30. Vista 3D -Producción en frío.	94
Figura 31. Tasa de aceite producción primaria.	95
Figura 32. Factor de recobro vs t.	95
Figura 33. Presión promedio - producción primaria.	96
Figura 34. Vista 3D de cada uno de los casos de confinamiento.	97
Figura 35. Evaluación del confinamiento.	98
Figura 36. Tasa de inyección de vapor.	99
Figura 37. Línea de tiempo de la producción primaria y la inyección cíclica.	100

Figura 38. Patrón inicial de 10 acres.....	101
Figura 39. 4 patrones de 2.5 al final de la inyección cíclica.	101
Figura 40. Distribución de viscosidades final inyección cíclica.	102
Figura 41. Distribución de productores/inyectores para la Iny. continua.	103
Figura 42. Factor de recobro Iny. continua de vapor.	104
Figura 43. Producción de aceite Iny. continua de vapor.	105
Figura 44. Fracción molar de vapor al final de la inyección continua.	105
Figura 45. Fracción molar Tracer1- 60 días.....	109
Figura 46. Fracción molar Tracer1- 120 días.....	109
Figura 47. Fracción molar Tracer1- 180 días.....	110
Figura 48. Fracción molar Tracer1- 10 días.....	111
Figura 49. Fracción molar Tracer1- 20 días.....	111
Figura 50. Fracción molar Tracer1- 30 días.....	112
Figura 51. Porosidad. Caso Heterogéneo.....	113
Figura 52. Permeabilidad. Caso heterogéneo.	113
Figura 53. Producción de Tracer1 y aceite.	114
Figura 54. Producción de Tracer2 y aceite.	115
Figura 55. Producción de Tracer3 y aceite.	115
Figura 56. Producción de Tracer4 y aceite.	116
Figura 57. Masa de trazador inyectado y recuperado.	116
Figura 58. Producción de trazadores Caso B.	118
Figura 59. Trazador inyectado y recuperado Caso B.....	118
Figura 60. Producción de trazador en un modelo de simulación heterogéneo.	120

Figura 61. Comunicación entre pozos a partir de los resultados de la simulación.	124
Figura 62. Concentración en fracción másica de los trazadores.	126
Figura 63. Concentración de trazador después de tb.	127

Resumen

Título: Evaluación de trazadores químicos empleados en inyección de vapor usando simulación numérica*

Autores: Juan Sebastián Llano Carvajal**

Jose David Massa Manrique**

Palabra claves: Inyección de vapor, trazadores químicos, modelo de simulación, pruebas con trazadores, métodos de recobro.

Descripción:

En la actualidad uno de los mayores retos de la industria de los hidrocarburos es lograr un incremento en las reservas, y en este sentido la implementación de métodos *EOR* adquieren gran relevancia.

La inyección continua de vapor es un método de recobro térmico aplicable principalmente a campos de crudo pesado que permite aumentar significativamente la recuperación final, lo que implica enormes utilidades para las empresas. Sin embargo, muchas veces no se conoce con cierto nivel de detalle el yacimiento respecto a sus heterogeneidades, direcciones preferenciales de flujo, posibles canalizaciones, fracturas y comunicaciones entre pozos. La implementación de estos procesos lejos de ser exitosas podría resultar en un fracaso y en este contexto la aplicación de las pruebas con trazadores constituye una herramienta muy útil para obtener información directa del yacimiento y poder minimizar la incertidumbre asociada.

En esta investigación se realizó una revisión bibliográfica que logró determinar la predominancia de trazadores radiactivos en las pruebas de campo relacionadas a inyección de vapor y se propuso por término ambientales la implementación de los sulfonatos poliaromáticos, ya aplicados en yacimientos geotérmicos, como posibles trazadores para ser usados en este método de recobro debido a su poca degradación a altas temperaturas.

Para evaluar los trazadores se construyó un modelo de simulación conceptual donde se desarrolló una prueba interwell en un proceso de inyección continua de vapor, y se logró determinar conectividad entre pozos, evidenciar por cuál arena se movía el vapor, calcular el volumen barrido y dar un primer paso en lo que respecta al escalamiento de este tipo de pruebas a campo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc., Hugo Alejandro García Duarte. Codirector: M. Sc., Romel Antonio Pérez Romero.

Abstract

Title: Evaluation of chemical tracers in steamflooding by numerical simulation*

Authors: Juan Sebastián Llano Carvajal**

Jose David Massa Manrique**

Keywords: Steamflood, chemical tracers, numerical simulation, tracer test, Enhanced Oil Recovery

Description:

At present, one of the biggest challenges of the hydrocarbon industry is to achieve an increase in reserves, and in this sense the implementation of Enhanced Oil Recovery methods acquires great relevance.

Steamflooding is thermal recovery method mainly applicable to heavy crude oil fields that significantly increases the final recovery, which implies huge profits for companies. However, many times the reservoir is not known with some level of detail regarding its heterogeneities, preferential flow directions, possible channeling, fractures and communications between wells. The implementation of these processes far from being successful could result in a failure and in this context the application of tracer tests constitutes a very useful tool to obtain direct information of the reservoir and thus manage to reduce the associated uncertainty.

In this research, a bibliographic review was carried out that managed to determine the predominance of radioactive tracers in the field tests related to steam injection. The implementation of polyaromatic sulfonates, already applied in geothermal reservoirs, was proposed as possible tracers to be used in this recovery method due to their low degradation at high temperatures and for being friendly to the environment.

To evaluate the tracers, a conceptual simulation model was constructed where an interwell test was developed in a steamflood process, and it was possible to determine the wells connectivity, highlight the most productive sandstone, calculate the swept volume and take a first step in regarding the scaling of this type of test to a real field.

* Bachelor Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc., Hugo Alejandro García Duarte. Codirector: M. Sc., Romel Antonio Pérez Romero.

Introducción

A pesar de ubicarse entre los cinco mayores productores de América Latina, después de México, Argentina, Venezuela y Brasil (U.S Energy Information Administration, 2018), Colombia experimenta una reducción en su total de reservas probadas. Luego de alcanzar para 2015 un total de 2002 millones de barriles, en el año siguiente, este valor se vio reducido en un 17% (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017); ratificándose la inminente necesidad no solo de explorar nuevas áreas para aumentar las reservas, sino también, de mejorar el nivel de aprovechamiento del crudo, es decir, de incrementar el factor de recobro.

En Colombia el porcentaje de recuperación se encuentra muy por debajo del promedio a nivel mundial (Velandia, 2017), a raíz de eso los métodos de recobro constituyen un enfoque que va más allá de las estrategias convencionales de exploración y producción, abarcando una serie de técnicas bastantes prometedoras, entre ellas la inyección de vapor, un método térmico capaz de incrementar el factor de recobro a valores considerables de hasta un 50% (Alvarado & Banzer, 2002) (Curtis y otros, 2003), lo que incentiva su uso y permite que se consolide como un proyecto de gran viabilidad en la industria petrolera.

La efectividad de la inyección de vapor radica en el momento en que la energía en forma de calor se transfiere a la formación productora, calienta el petróleo in situ y reduce su viscosidad, lo que impacta directamente en la movilidad del hidrocarburo hacia los pozos productores (Zhao, Wang & Gates 2013), mejorando consecuentemente las eficiencias de desplazamiento y barrido areal (Ahmed & Meehan, 2012).

Ahora bien, Colombia posee una cantidad considerable de reservas de crudo pesado y gran parte de la producción nacional es atribuida a este tipo de hidrocarburo, catalogando a la inyección de

vapor como uno de los principales métodos de extracción, que si bien es reconocida gracias a excelentes resultados en términos de recuperación de hidrocarburo, como se mencionó, representa enormes desafíos de implementación asociados a la complejidad e incertidumbre, altos costos, largos periodos de aplicación y de retorno de la inversión, que junto a la volatilidad del entorno de negocio, obstaculizan su desarrollo y amenazan su óptimo desempeño.

El fracaso prematuro de los proyectos de inyección de vapor, en muchas ocasiones obedece a la falta de información del yacimiento y el comportamiento que tendrá el fluido inyectado en la formación, razón por la cual para el éxito de este tipo de proyectos es vital conocer con cierto nivel de detalle las heterogeneidades, direcciones preferenciales de flujo, posible canalizaciones y comunicación entre pozos. En este contexto la aplicación de trazadores es una herramienta muy útil para obtener esta información.

La aplicación de los trazadores en procesos de recobro ayuda a resolver las complejas problemáticas inherentes a la inyección de fluidos, al control del vapor, la caracterización dinámica y el modelado numérico de yacimientos, estos factores a su vez impactan de manera directa en el resultado de un proceso de inyección de vapor.

De acuerdo con lo anterior, con el propósito de contribuir al estudio de la viabilidad de la aplicación de trazadores en procesos de inyección de vapor, se desarrolla un modelo de simulación conceptual en el cual se realizará una prueba de trazadores para evaluar conexión entre pozos y de esta forma obtener información que permita mejorar el desempeño de la inyección continua de vapor.

Este documento consta de seis capítulos; en el primero de ellos se anuncian los objetivos del proyecto. En el segundo se estudian las tecnologías de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor a través de revisión bibliográfica y haciendo énfasis en sus

características de funcionamiento y criterios de diseño. En el capítulo 3, se presenta lo concerniente a la teoría de trazadores aplicados en la industria de los hidrocarburos, destacando sus usos, características, métodos de análisis y definiendo el tipo de trazador que se usara en la simulación del modelo de yacimiento homogéneo con inyección continua de vapor.

En los capítulos 4 y 5, se presenta desarrollo de un modelo de simulación numérica de un proceso de inyección de vapor en un campo de crudo pesado colombiano. El modelo conceptual comprende la evaluación de diferentes tasas de inyección y condiciones operacionales a fin de recrear distintos escenarios que permitieran estimar las mejores condiciones para aplicar la inyección del trazador. En el sexto capítulo, se aplica la inyección del trazador al modelo de yacimiento homogéneo con inyección continua de vapor, se presentan dos casos; inyección del trazador al inicio de la inyección continua e inyección del trazador a la mitad del proceso de la inyección continua de vapor.

Finalmente, en el capítulo 7 se procede a realizar el análisis de los resultados obtenidos en el modelo de simulación cuando se le aplican trazadores, se describen los resultados y se denota la conexión entre pozos y el volumen de barrido del proceso de inyección continua de vapor de acuerdo con la información obtenida por la inyección de trazadores.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar el uso de un trazador químico en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar mediante revisión bibliográfica los trazadores a utilizar en la evaluación del proceso de inyección continua de vapor.
- Diseñar la inyección de trazadores para procesos de inyección de vapor que será incorporada al modelo de simulación.
- Construir un modelo en el cual se represente el comportamiento del trazador químico en un proceso de inyección de vapor.
- Interpretar los resultados del comportamiento del trazador en la simulación numérica y la influencia sobre el proceso de inyección de vapor.

2. Métodos térmicos de recobro mejorado

2.1. Recuperación térmica

La recuperación térmica son todos aquellos procesos de inyección que introducen calor en un yacimiento (Prats, 1982). Los métodos de recobro térmico se utilizan en crudos pesados y viscosos, con gravedades API menores que 20, estos crudos no pueden fluir a menos que se les caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para permitirles fluir hacia pozos productores. Durante la recuperación térmica, el crudo sufre variaciones en sus propiedades físicas y químicas por efecto del calor suministrado. Las propiedades físicas tales como viscosidad, gravedad específica y tensión interfacial son alteradas. Entre los cambios químicos que se presentan está el craqueo. La recuperación térmica es uno de los métodos de recobro mejorado más importantes y puede subdividirse en dos tipos: inyección de fluidos calientes (inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de agua caliente, etc.) y combustión en sitio.

2.2. Antecedentes de la Inyección de Vapor

La inyección de vapor inicia en 1932, cuando en el campo Woodson en Texas (USA) por 235 días se inyecta vapor de manera continua (Stoval, 1934) en una arena de 18 pies de espesor a 380 pies de profundidad con un rango de presión entre 150 – 200 psi, el cual generó un aumento de ocho veces en la producción. En 1952 se registra por segunda vez el uso de inyección de vapor, esta vez en Yorba-Linda, California (Matthews, 1963), siete años después en Venezuela en el campo Mene Grande, operado por Shell, se descubre de manera accidental la inyección cíclica de vapor durante una prueba piloto de inyección continua, en ella, el vapor de la formación irrumpe en superficie por lo que la prueba es detenida, cuando los pozos inyectoros se abren para liberar la presión y

producen petróleo (Gusti, 1974), lo que dirige el descubrimiento de los beneficios de inyectar vapor de forma alterna en las formaciones.

A principios de la década de los sesentas inicia la inyección cíclica de vapor en el campo Kern River, California (Brelh y Kodl, 1990), donde el vapor inyectado de manera cíclica alcanzo a representar el 75% de la producción para el año 1973 (Curtis, 2003). Para finales de los sesenta se estaban realizando a gran escala exitosos proyectos de inyección de vapor en Schoonebeek, Holanda (Van Dijik, 1968) y en Tia Juana, Venezuela (Hann y Schenk, 1969). En 1975 se logra uno de los proyectos pilotos a gran escala más rentables del mundo en campo Duri, Sumatra (Pearce y Megginson, 1991) con un recobro mejorado alrededor del 70% en algunas áreas del campo (Waite y Bee, 1997). Actualmente la inyección de vapor es uno de los métodos de recobro más usados alrededor del mundo.

2.3. Inyección Cíclica de Vapor

La inyección cíclica de vapor es el método de recuperación térmica en el que se inyecta vapor en un pozo y luego se vuelve a poner en producción. Un proceso de inyección cíclica de vapor incluye tres etapas. La primera etapa es la inyección, durante la cual se introduce un bache de vapor en el yacimiento. La segunda etapa, es la fase de impregnación, la cual requiere cerrar el pozo durante varios días para permitir la distribución uniforme de calor para diluir el crudo. La tercera etapa, es en donde se produce el crudo diluido a través del mismo pozo. Se repite el ciclo tanto como sea rentable la producción de petróleo. La inyección cíclica de vapor se utiliza en yacimientos de crudo pesado, arenas bituminosas y para mejorar la inyectividad antes de operaciones de inyección continua de vapor o combustión en sitio (Schlumberger, 2019). Es uno de los métodos de recuperación más ampliamente utilizados en la actualidad, su popularidad deriva de una fácil aplicación, de la baja inversión inicial y de un rápido retorno.

2.3.1. Descripción del Proceso. La inyección de vapor se lleva a cabo en un solo pozo que opera como inyector y productor al mismo tiempo. Fundamentalmente, se desarrolla en tres etapas (ver figura 1).

2.3.1.1. Etapa de inyección. Por un periodo de tiempo se inyecta vapor húmedo a la formación productora de manera continua, el tiempo de inyección se define basado en los requerimientos estimados, generalmente es un mes (Ahmed y Meehan, 2012), sin embargo, esta variable depende de la cantidad de vapor a inyectar, capacidad de los equipos destinados al proyecto y las facilidades que posea la locación.

2.3.1.2. Etapa de remojo. El pozo es cerrado durante un corto intervalo de tiempo, comúnmente de tres a cinco días (Ahmed y Meehan, 2012). Esta fase es necesaria para estabilizar la presión del sistema y que el calor inyectado se transfiera y distribuya de manera uniforme. En el lapso de la fase de inyección y de remojo, la viscosidad del crudo disminuye dentro de la zona de vapor, ocurriendo una expansión de este y del agua. El grado de disminución de la viscosidad depende de la viscosidad original del crudo.

Cabe señalar que parte del vapor inyectado se condensa cerca de la cara del pozo, dejando la zona con agua saturada, por lo cual la producción de agua a inicio de la etapa de producción es considerable (Gozde, China y Best, 1989). La presión capilar y las permeabilidades relativas al agua y al aceite también sufren cambios debido a la condensación de vapor y la alta temperatura, lográndose de este modo un aumento de la permeabilidad relativa al aceite que junto con la reducción de la viscosidad del crudo permite incrementar la movilidad.

2.3.1.3. Etapa de producción. Cuando el pozo es abierto para iniciar fase de producción, inicialmente se observa un aumento en la producción de agua, esto debido a la condensación del vapor inyectado, sin embargo, la tasa de agua disminuye poco a poco, originándose un incremento en la tasa de producción de aceite y por consiguiente su permeabilidad relativa. La respuesta a la estimulación del pozo depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, el radio calentado, la presión inicial del yacimiento y del daño removido con el calor.

La duración del periodo de producción depende de la rapidez con la que los fluidos producidos enfrían la formación productora, de la proporción de energía que se transmite a las formaciones vecinas en sentido vertical y radial y del tiempo. Estos factores originan un descenso en la producción lo que genera que, pasados de cuatro a seis meses de la inyección, la tasa de producción vuelva a ser la original, momento en el cual se puede emplear otro ciclo de inyección. Esta operación se debe repetir hasta que sea económicamente factible.

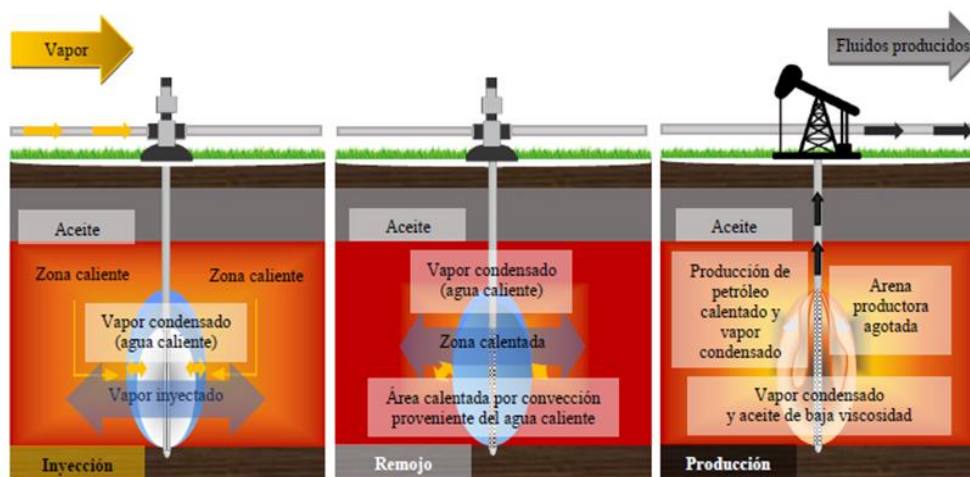


Figura 1. Esquema de inyección cíclica de vapor. Tomado de Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México D.F.: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La vida útil de un proyecto de inyección cíclica debe poseer ocho ciclos de inyección (Liu, 1997), donde la eficiencia del proceso y el incremento del aceite se reduce durante los ciclos

sucesivos. A continuación, se presenta las respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

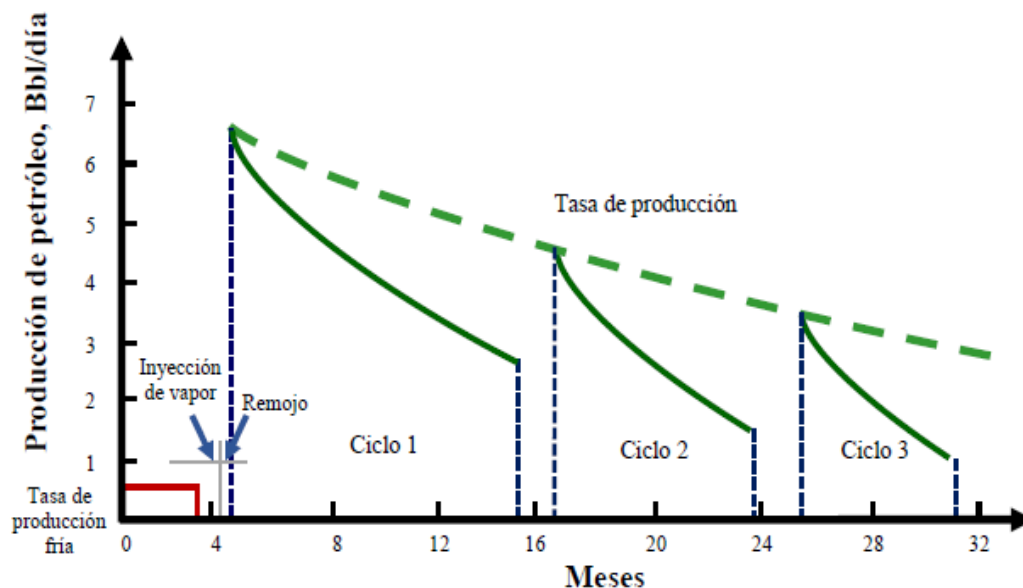


Figura 2. Comportamiento típico en un proceso de inyección de vapor. (2019). Tomado de Leon & Padilla (2019) Evaluación Financiera de Proyectos EOR.: Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander.

2.3.2. Mecanismos de Producción. Cuando se realiza inyección cíclica de vapor el yacimiento presenta las siguientes formas de energía: (1) expansión del fluido por el gas en solución, (2) empuje por agua, (3) drenaje por gravedad, (4) compactación y subsidencia.

Ejemplos de cada una de estas fuentes de energía en yacimiento pueden encontrarse en la literatura, donde se describen proyectos exitosos de inyección cíclica de vapor (Burns, Babson & Burns, 1967), (Green & Willhite, 1998).

2.3.3. Criterios de Diseño. No existe una ley que defina los criterios de diseño que reproduzca los yacimientos candidatos que son viables a un proceso de inyección cíclica de vapor, este tipo de tablas son una compilación entre valores reportados por expertos en la literatura y documentación de experiencia en campo. Basado en esto se presenta en la tabla 1 el resumen de los criterios de aplicabilidad de este método de recobro.

Tabla 1.

Criterios de screening para un proceso de inyección cíclica de vapor

Parámetro	Valores Criterio
Gravedad del crudo, API	8- 35
Viscosidad del crudo in situ, cP	50 – 350.000
Saturación de aceite, fracción	>0,4
Espesor neto, ft	>20
Porosidad, fracción	>0,18
Permeabilidad, mD	>50
Profundidad, ft	≤5.000
Calidad de vapor, %	-
Presión de inyección, psig	-
Tiempo de inyección, días	-
Tiempo de remojo, días	-
Numero de ciclos	-
Duración de ciclos, meses	-
Capa de gas	No deseable
Acuífero	No deseable
Arcillas	Baja

Nota: Adaptado de Dickson, J. L. Leahy-Dios, A., & Wylie, P. (2010). Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.

2.4. Inyección Continua de Vapor

La inyección continua de vapor es un método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo.

El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el crudo hacia los pozos de producción. (Oilfield Glossary. Schlumberger 2019)

Otro factor contribuyente que aumenta la producción de petróleo durante la inyección de vapor se relaciona con la limpieza cercana al pozo. En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfáltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de las fracciones ligeras del petróleo crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el petróleo atrapado. La inundación con vapor también se denomina inyección continua de vapor o empuje de vapor.

2.4.1. Descripción del proceso. La mayoría de los proyectos de inyección continua de vapor se desarrollan tradicionalmente con espaciamientos de ± 5 acres; sin embargo, tal valor, dependerá de las propiedades del fluido y del yacimiento (Ahmed & Meehan, 2012).

La técnica consiste en inyectar a la formación vapor generado en superficie de manera continua, a fin de desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores, ver figura 3.

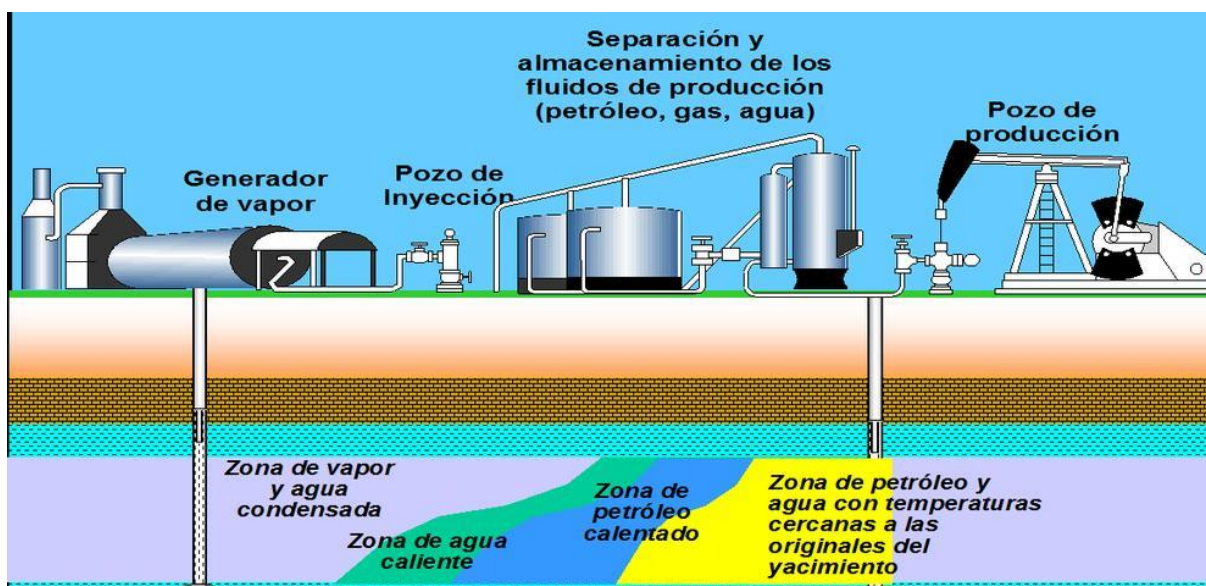


Figura 3. Esquema de inyección continua de vapor. Adaptado de Enhanced Oil Recovery National Petroleum Council IOR-EOR. USA. Journal of Petroleum Institute

En el interior de la formación, el vapor circula a través del espacio poroso donde se vaporizan ciertos compuestos livianos del crudo durante un periodo de tiempo previo a la temperatura de condensación. El frente de vapor avanza conjunto al frente de crudo y se condensa eventualmente gracias a las pérdidas de calor que ocurren hacia las formaciones vecinas, por ende, a medida que el vapor se mueve en el yacimiento, entre el pozo inyector y el productor, crea varias regiones de diferentes temperaturas y saturaciones de aceite, ver figura

2.4.1.1. Zona de vapor “región A”. A medida que el vapor entra en la zona de interés, forma alrededor una zona saturada de vapor, con una temperatura que es casi igual a la del vapor inyectado. Un perfil de temperatura típico para la inyección de vapor se muestra por la curva superior de la figura 4. Dicho perfil muestra la transición gradual de la temperatura del vapor en el pozo de inyección a la temperatura del yacimiento en el pozo productor.

Debido a la alta temperatura en la región A, la saturación de petróleo se reduce a su saturación más baja, esta drástica reducción en la saturación de petróleo es atribuida a:

- La significativa mejora en la movilidad del aceite cuando se reduce su viscosidad.

- La destilación del vapor y vaporización de los componentes más livianos del crudo. En la zona de vapor la recuperación de hidrocarburos es mayor para los aceites más livianos debido a que contienen una mayor fracción de componentes vaporizables

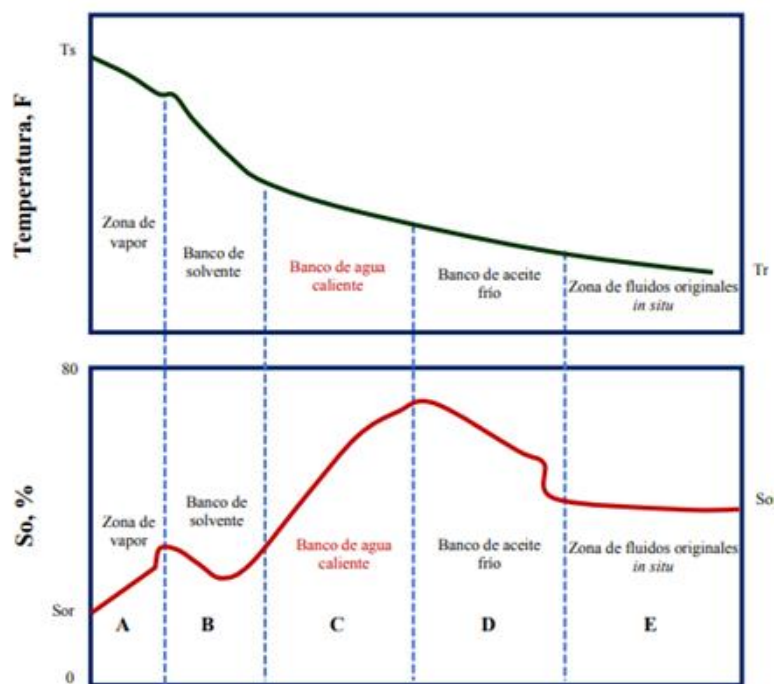


Figura 4. Perfiles de temperatura y saturación en procesos de inyección continua de vapor. Adaptado de Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012).

2.4.1.2. Zona de condensación caliente “región B y C”. A medida que la zona de vapor se aleja del pozo inyector, su temperatura disminuye debido a la pérdida de calor hacia formaciones adyacentes, y a cierta distancia del pozo inyector, el vapor y parte del hidrocarburo vaporizado se condensan para formar la zona de condensación caliente.

Esta zona puede describirse como una mezcla de un banco de solventes (banco de hidrocarburos condensados) y un banco de agua caliente. Aquí, el banco de solventes extrae aceite adicional de la formación para formar un bache miscible con el aceite original in situ. Este desplazamiento miscible contribuye significativamente al último proceso de recuperación de petróleo mediante la inyección de vapor.

2.4.1.3. Banco de petróleo “región D”. A medida que el petróleo móvil es desplazado por el frente de vapor y agua caliente, se forma un banco de petróleo con una saturación superior a la saturación inicial en la región D. La zona se caracteriza por un perfil de temperatura que varía desde la temperatura de la zona de condensación a la temperatura inicial del yacimiento.

2.4.1.4. Zona de fluidos originales del yacimiento “región E”. La región E representa esencialmente la parte del depósito que no ha sido afectada o contactada por el vapor, contiene el fluido de yacimiento las condiciones iniciales en términos de saturación de fluidos y temperatura original del yacimiento.

2.4.2. Mecanismos de Producción. Bajo la inyección continua de vapor, el aceite es recuperado bajo combinaciones de diversos mecanismos de recuperación, todos con diferentes grados de contribución e importancia. Básicamente, hay cinco mecanismos que se han identificado como las principales fuerzas de empuje (Ahmed & Meehan, 2012), ver figura 5.

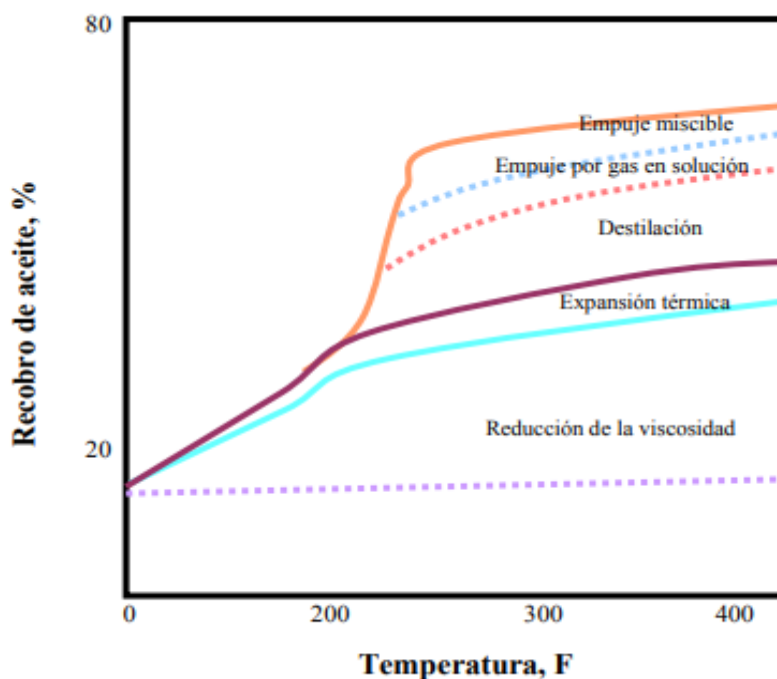


Figura 5. Contribución de los mecanismos de la inyección continua de vapor al recobro de aceite. Adaptado de Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012).

2.4.2.1. Reducción de la viscosidad. La disminución de la viscosidad del aceite con el aumento de la temperatura es, quizá, el mecanismo más importante para la recuperación de aceites pesados. El resultado neto, del aumento de la temperatura, es la mejora en la relación de movilidad "M", definida por:

$$M = \left(\frac{K_w}{K_o} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)$$

Entendiéndose: K_w , como la permeabilidad efectiva al agua; K_o , la permeabilidad efectiva al aceite; μ_o , la viscosidad del aceite; y, μ_w , la viscosidad del agua.

En ese sentido, con una menor viscosidad del crudo, las eficiencias de desplazamiento y barrido areal mejoran considerablemente. A medida que el aceite se desplaza desde la región de alta temperatura a un área donde la temperatura puede ser menor, la viscosidad del aceite aumenta nuevamente y, como resultado, se reduce la tasa de flujo de aceite. En consecuencia, una gran cantidad de petróleo se acumula para formar un banco de petróleo. Este banco, que a menudo se observa cuando el vapor inunda el aceite, es responsable de las altas tasas de producción de petróleo y las bajas proporciones de agua-aceite antes de que el calor irrumpa en el pozo productor.

2.4.2.2. Expansión térmica. La expansión térmica es un importante mecanismo de recuperación en la región de condensado caliente, con una recuperación de aceite que depende en gran medida de:

- La saturación de aceite inicial.
- El tipo de crudo.
- La temperatura de la zona calentada.

A medida que el aceite se expande al aumentar la temperatura, la saturación aumenta y se vuelve más móvil. La cantidad de expansión depende de la composición del aceite, pues la capacidad del aceite para expandirse es mayor para aceites ligeros que para aceites pesados.

2.4.2.3. Destilación de componentes livianos. La destilación es el principal mecanismo de recuperación en la zona de vapor. El proceso de destilación implica la vaporización de los componentes relativamente livianos del crudo para formar una mezcla de vapor y vapores de hidrocarburos condensables.

Algunos de los vapores de hidrocarburo se condensarán junto con el vapor y entrarán en contacto con el aceite residual atrapado por la región de condensado caliente que avanza delante de la zona de vapor; esta mezcla crea un banco de solventes detrás del frente de condensación caliente. La destilación del crudo por la zona de condensación que avanza puede dar lugar a saturaciones de aceite residuales muy bajas en la zona barrida por vapor.

2.4.2.4. Empuje por gas en solución. Con el aumento de la temperatura, el gas que se encuentra en solución se libera del aceite. El gas liberado se expande proporcionalmente con el gradiente de disminución de presión entre el pozo inyector y el pozo productor.

Esta expansión en la fase de gas proporciona fuerzas de empuje adicionales que contribuyen al proceso de recuperación. Adicionalmente, CO₂ puede ser generado durante el proceso de inyección, ya sea a partir de reacciones a alta temperatura con la formación que contiene CO₂ o con el aceite que contiene este mismo compuesto. Si se liberan grandes cantidades de dióxido de carbono, existiría una contribución a una recuperación adicional del petróleo debido a su capacidad de reducir la viscosidad del crudo a medida que el gas liberado se expande y entra en contacto con más aceite original *in situ*.

2.4.2.5. Desplazamiento miscible. Durante la inyección de vapor existe un efecto adicional, que se presenta por la presencia de la fase vapor, la cual provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportadas como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.

Una vez que el vapor inyectado haya transferido su calor al aceite en el yacimiento, la condensación del vapor junto con los componentes livianos hace que ocurra un proceso de desplazamiento más eficaz y mejora la eficiencia de barrido. Basándose en el desarrollo de este frente de condensación podría decirse que el proceso tiene el comportamiento de desplazamiento miscible (Muñoz, Palacio & Trigos. Procesos de desplazamiento miscible y su incidencia en el comportamiento de la inyección de vapor. 2008).

En sentido macroscópico, la inyección continua de vapor depende de los siguientes parámetros (Goyal & Kumar, 1989):

2.4.2.6. Alteración de las propiedades de los fluidos in situ. Esto comprende cambios en el comportamiento de fases, densidad, viscosidad, composición, compresibilidad y relaciones PVT.

2.4.2.7. Propiedades de la roca. Tales como permeabilidad absoluta, porosidad, compresibilidad de la roca y los cambios que se van presentando en estas propiedades a medida que el vapor es inyectado al yacimiento.

2.4.2.8. Propiedades relacionadas a la interacción roca-fluido. Entre estas se encuentran las saturaciones residuales, permeabilidades relativas, presiones capilares y su dependencia con la temperatura.

2.4.2.9. Propiedades térmicas de la formación y de los fluidos contenidos. Tales como calores específicos, conductividades y coeficientes térmicos de expansión.

2.4.2.10. El ambiente del yacimiento. Espesor neto y bruto, heterogeneidad, propiedades de las formaciones adyacentes, la saturación inicial de aceite, temperatura y presión.

2.4.2.11. La geometría de flujo. Forma del patrón y espaciamiento, completamiento de los pozos inyectoros y productores y el espesor de la formación.

2.4.2.12. Factores operacionales. Tasa de inyección y calidad del vapor, presión de inyección, entre otros.

2.4.3. Criterios de Diseño. Hama, Wei, Saleh y Bai (2014), investigadores de la Universidad de Ciencia y Tecnología de Missouri, realizaron una recolección de datos en criterios de screening a partir de la experiencia en campo y laboratorio de varios expertos en inyección continua de vapor desde el año 1973 a 2010; lo anterior, a fin de efectuar un ajuste, empleando métodos gráficos y estadísticos, que permita tener en cuenta todos los criterios de selección publicados hasta el momento y elimine aquellos datos duplicados, inconsistentes y faltantes.

La tabla 2, proporciona las estadísticas estándar utilizadas (media, mediana, desviación estándar y valores mínimo y máximo) para cada uno de los criterios evaluados.

Tabla 2.

Criterios de screening para un proceso térmico por inyección continua de vapor.

Estadística	°API	Viscosidad cP	Profundidad Ft	Porosidad %	Permeabilidad mD	So, %
Media	13,7	24.766,2	1.511,3	32,1	2.529,2	67,7
Mediana	13,0	2.100,0	1.372,5	32,0	2.000,0	65,0
Desviación estándar	3,7	224.773,5	754,5	4,3	2.457,2	14,9
Valor mínimo	5,8	6,0	100,0	7,5	1,0	31,8
Valor máximo	34,0	5.000.000,0	5,410	40,3	20.000,0	100,0

Nota: Adaptado de Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). Updated Screening Criteria for Steamflooding base on Oil Fields Project Data. Calary: Society of Petroleum Engineers

3. Trazadores usados en procesos de inyección de vapor

3.1. Trazador

Un trazador se define de manera general, como una sustancia que se incorpora a un proceso, por medio de alguna técnica de inyección o marcación, y que permite conocer la evolución dinámica de ese proceso a través del estudio y seguimiento del comportamiento del trazador.

En la industria petrolera se define como trazador a aquella sustancia química o radioactiva, que se agrega a los fluidos inyectados, o que está naturalmente presente en estos fluidos, con el propósito de identificar la trayectoria de flujo entre los pozos.

Si bien esta definición señala como objetivo principal el identificar la dirección del flujo entre pozos, el uso de estas pruebas puede ser de mucha utilidad para mejorar la caracterización dinámica y estática del yacimiento.

El proceso de una prueba de trazadores inicia con la inyección continua o en forma de baches del trazador desde un punto, y la medición de la respuesta del trazador en forma de concentración desde otro punto de salida. El resultado de esto se expresa en forma de una curva de concentración con respecto al tiempo denominada curva de residencia [$C(t)$ vs t] (Figura 6).

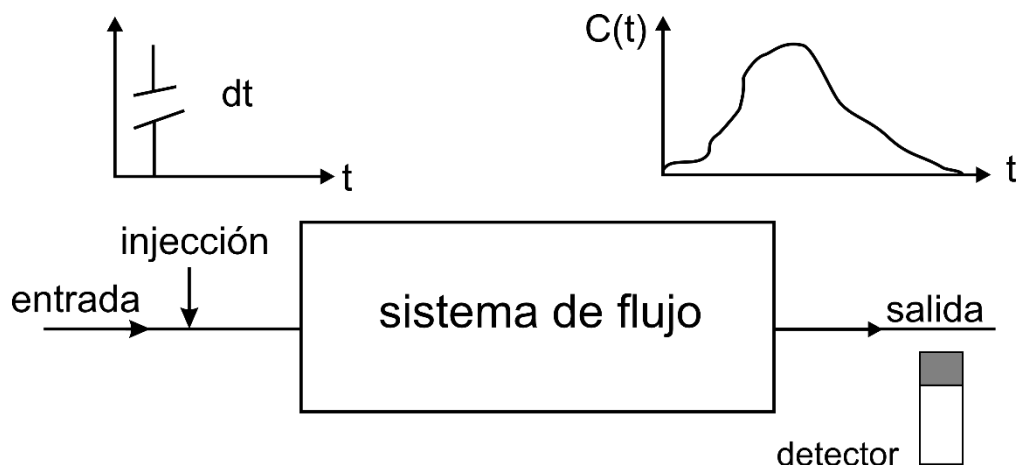


Figura 6. Proceso de experimento con la inyección de trazadores. Adaptado de Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad de medios porosos

3.2. Características de los trazadores.

Con el fin de seleccionar apropiadamente un trazador, se debe verificar que cumpla las siguientes características:

- Su comportamiento debe ser idéntico al del medio en el que viaje el trazador, es decir, que se desplace a la misma velocidad, no exista intercambio iónico, ni adsorción química o física. Cuando existe pérdida de trazador en el yacimiento, se alterarán los resultados, con respuestas que no representan el fenómeno físico que se desea estudiar.
- El trazador debe adicionarse artificialmente al medio de transporte, no deberá estar presente naturalmente en el medio en el cual viaje y tampoco en el sistema del cual se requiera obtener información.
- Si se aprovecha alguna sustancia existente naturalmente en el yacimiento, la concentración inicial de dicha sustancia no deberá ser modificada dentro del medio poroso.
- Soluble en la fase que viaje (que no precipite) e insoluble en los demás fluidos del yacimiento (para el caso de un trazador activo es todo lo contrario).

- Debe ser térmica, química y microbiológicamente estable, manteniendo su identidad en el flujo a través del medio poroso.
- Poseer un límite bajo de detección, de esta manera se podrá detectar cantidades de masa muy pequeñas del trazador en el pozo.
- No debe contaminar el medio ambiente, ni cualquier organismo viviente en el sistema de estudio, y la concentración residual del trazador al finalizar prueba, debe ser mínima.
- Bajo costo de adquisición o de síntesis del producto químico.

Estas características solo son cumplidas simultáneamente por un trazador ideal, llevado a la práctica, no existe algún trazador que cumpla totalmente con todas las condiciones descritas anteriormente, en consecuencia, no existe un trazador universal que pueda aplicarse a todos los casos (Pemex, 2015).

3.3. Caracterización de trazadores.

Para implementar una prueba de inyección de trazadores entre pozos es necesario tener bien caracterizado al trazador en cuestión, para ello se deben realizar las siguientes pruebas:

- Estabilidad química y térmica: no exista pérdida de masa debido a la transferencia de calor de la sustancia con el sistema.
- Estabilidad microbiana: el trazador no deberá perder masa significativa debido a la interacción con bacterias u organismos presentes en el medio poroso.
- Adsorción del trazador: determinar la cantidad de masa que será adsorbida por el medio poroso.
- Propiedades dinámicas de la inyección: tener pruebas de desplazamiento del trazador en empaquetamientos de roca representativa del medio poroso.

La correcta caracterización del trazador nos permitirá reproducir la realidad del fenómeno que se pretende estudiar.

3.3.1. Estabilidad química y térmica. La estabilidad química y térmica del trazador se caracteriza mediante experimentos tipo *batch*, donde se toma una muestra del trazador (alícuota líquida) y se sella en cilindros de vidrio, exponiéndolos a diversas temperaturas. Las muestras se analizan con respecto a las concentraciones remanentes y las concentraciones originales del trazador en función del tiempo y a diferentes temperaturas.

Las pruebas se llevan a cabo con el "Espectrómetro de Centelleo Líquido" o con el "Espectrómetro de rayos gamma". La fracción no degradable o sobreviviente del trazador (Y%) se expresa habitualmente como:

$$Y(\%) = \frac{R(T)_t}{R(T)_0} 100$$

Donde $R(T)_0$ es el volumen original del trazador para un $t=0$ al inicio del experimento y $R(T)_t$ es el volumen específico del trazador después de un tiempo t .

3.3.2. Estabilidad microbiana. Esta prueba se realiza mediante la degradación de la sustancia a temperaturas cercanas a 70 °C, el trazador debe perdurar a temperaturas más altas. Un ejemplo de esto es la formación del ion $H_{14}COO^-$, el cual se degrada a $14CO_2$.

También es posible adherir diferentes especies bacterianas al flujo para ver su efecto, sin embargo, el experimento es difícil de controlar.

3.3.3. Adsorción de la roca. Si se implementará un trazador en una prueba de campo, es necesario determinar su adsorción con la roca.

Para ello, los candidatos a ser inyectados son analizados mediante experimentos estáticos de tipo *batch*, utilizando empaquetamientos de roca (areniscas, carbonatos) para representar correctamente la litología del yacimiento.

3.3.4. Propiedades dinámicas de inyección. Todos los trazadores que pasen las pruebas anteriores se envían a las pruebas dinámicas de inyección, las cuales se llevan a cabo en núcleos. Existen diferentes equipos para llevar a cabo estos experimentos, por ejemplo:

- Núcleos con rocas consolidadas.
- Núcleos con empaques de arena.
- Núcleos con manojos capilares.

Las dimensiones de estos núcleos con respecto a su “diámetro x longitud” van desde 3.8 x 7.6 cm hasta 5.1 x 51.2 cm respectivamente. Comúnmente estas pruebas se llevan a cabo mediante la inyección de pulsos en el núcleo.

Otros equipos se basan en el análisis cromatográfico de roca molida en una columna de dimensiones variables. El trazador candidato es inyectado junto a un trazador de referencia, para pruebas con agua se utiliza agua tritiada (HTO) y para gas, el más usado es el metano tritiado (CH_3T).

3.4. Clasificación de Trazadores

Existen diferentes maneras de clasificar a los trazadores, en un principio se dividen en dos grandes categorías, de acuerdo con su interacción con los fluidos o la roca (Somaruga, 2015):

3.4.1. Trazadores Pasivos o Conservativos (también llamados ideales). En este grupo se clasifican todos los trazadores que durante su inyección y transporte en el medio poroso no presentan cambios físicos o químicos diferentes a los que experimenta la fracción o fase en la que han sido inyectados.

Dicho en otras palabras; el trazador no debe perturbar el comportamiento de la fase en la que fue inyectada, ni la fase o sus componentes deben perturbar el comportamiento del trazador durante

su proceso. En la industria petrolera se ha extendido el uso de este tipo de trazadores, principalmente para diagnosticar el alcance en proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

3.4.2. Trazadores Activos (también llamados no ideales): Los trazadores activos son aquellos en los cuales se experimentan cambios debido a procesos químicos, físicos, biológicos, etcétera, en una manera activa y predecible, por lo tanto, estos trazadores son adecuados para evaluar alguna propiedad del sistema roca-fluido en el medio poroso. Los trazadores activos son útiles para determinar las siguientes propiedades:

- Saturación residual de aceite.
- Capacidad de intercambio iónico en el medio poroso.
- Saturación de agua.
- Temperatura de yacimiento en las vecindades del pozo.
- Actividad microbiana.

Otra clasificación de los trazadores es con base a su producción, tratamiento y análisis, en otras palabras, de acuerdo con sus características:

3.4.3. Trazadores naturales. Estos trazadores se encuentran de manera natural en el sistema de estudio, en este contexto, se encuentran los trazadores naturales disueltos y formando parte de la estructura molecular del agua del yacimiento.

Lo que se busca con este tipo de trazadores es utilizar la característica propia de los fluidos de producción e inyección, es decir, su composición química o la relación de ciertos isótopos estables presentes tanto en el agua inyectada como en el agua congénita, con la finalidad de definir un patrón típico para el fluido, posterior a la inyección, y otro para el fluido producido previo a la inyección.

3.4.4. Especies químicas radioactivas. Los trazadores radioactivos son los más utilizados en la industria petrolera, sin embargo, el uso de estos está limitado por dos factores; los trazadores deben tener propiedades químicas específicas para sobrevivir en el yacimiento y deben tener propiedades nucleares que faciliten su medición. Dicho esto, los trazadores deben tener las siguientes características:

- Estables a condiciones de yacimiento.
- Comportamiento similar al fluido marcado.
- Mínima o ninguna reacción con roca y fluido del yacimiento.
- Detectable a baja concentraciones.
- Ambientalmente seguros.
- Disponibilidad comercial a un costo razonable

Tabla 3.

Trazadores radioactivos más usados en la industria del petróleo

Componente	Tiempo de vida media	Tipo de emisión	Comentarios
HTO	12.32 años	Beta (18 KeV)	Trazador más común particionable en la fase gaseosa a temperaturas mayores a 100°C
CH ₃ CHTOH ^b	12.32 años	Beta (18 KeV)	Trazador particionable en la fase gaseosa, se degrada a temperaturas entre 70-80°C
S ¹⁴ CN ⁻	5730 años	Beta (156 KeV)	Particionable en aceite a temperaturas entre 90-100 °C
¹³¹ I ⁻	8 días	Beta (606 KeV)	Reduce las condiciones químicas, experimentos de corto plazo y detección de fracturas
²² Na ⁺	2.6 años	Beta (156 KeV)	Trazador de alta temperatura, aplicable a yacimientos con alta

			salinidad y efectos reversibles de desorción
CH ₃ T	12.32 años	Beta (18KeV)	Primer trazador elegido para pruebas en yacimiento
CH ₂ TCH ₃	12.32 años	Beta (18 KeV)	Aplicable a experimentos de largo plazo
⁸⁵ Kr	10.76 años	Beta (687 KeV)	Útil en yacimientos de alta temperatura
¹⁴ CO ₂	5730 años	Beta (156 KeV)	Aplicable en yacimientos con inyección de CO ₂
¹³³ Xe	6 días	Beta (364 KeV)	Ideal para detectar zonas de alta permeabilidad

Nota: Adaptado de: Angulo, L. (2016). Implementación en Stars y validación a escala de un trazador químico no reactivo para la determinación de heterogeneidad de medios porosos. UNAM.

3.4.5. Trazadores químicos. Los trazadores químicos son compuestos que se agregan a los fluidos inyectados para seguir su trayectoria en la formación productora y presentan las siguientes características:

- Estables a condiciones de yacimiento.
- Su comportamiento debe ser similar al fluido marcado.
- Su reacción con la roca y/o fluidos del yacimiento debe ser muy pequeña o casi nula.
- Detectables a muy bajas concentraciones.
- No deben ser contaminantes.
- Disponibles comercialmente a un bajo costo.

Su clasificación proviene de la metodología utilizada para su medición. Por ello es importante mencionar que muchas de las moléculas que se mencionaran, pueden “marcarse” reemplazando un átomo con un radioisótopo, y con base a esto se podría clasificar como una especie radioactiva. Los trazadores químicos se agrupan en las siguientes categorías:

3.4.5.1. Colorantes. En esta categoría se incluyen a las tintas fluorescentes tales como: Fluoresceína, Rodamina B, Tinopal CBS y otras. En general estas especies sufren retención en el medio poroso, en pocas palabras retardos y disminución de concentración, además sus límites de detección son bajos. Comúnmente estos trazadores se usan en situaciones donde se sospechan canalizaciones muy pronunciadas con tiempos de tránsito cortos.

3.4.5.2. Iónicos. En esta categoría se encuentran los Haluros, Nitratos y Tiocianatos.

- Haluros: estos se encuentran naturalmente en el agua de formación. Por este motivo no son apropiados para la inyección al yacimiento. Sin embargo, las variaciones de cloruro (ión dominante en el agua de formación) provocadas por la llegada y mezcla con aguas pobres en cloruros, permiten detectar el arribo del agua de inyección. En este esquema, los haluros se utilizan como “trazador inverso” durante la recuperación secundaria.
- Nitratos: su principal limitación es que favorecen al crecimiento de bacterias que reducen la permeabilidad en el yacimiento.
- Tiocianatos: Su adsorción con la roca es baja, son de costo accesible y tienen un comportamiento similar al de los haluros. Estos trazadores pueden ser detectados por cromatografía o colorimetría.
- Poliaromáticos sulfonatados: los cuales se caracterizan por ser térmicamente estables.

3.4.5.3. Moléculas neutras. En esta categoría se han reportado mayoritariamente las siguientes moléculas:

- Compuestos perfluorocarbonados tales como el CF_4 , C_2F_{10} , PMCP y el hexafluoruro de azufre SF_6 .
- Alcoholes y esterres, particularmente el metanol (MeOH), etanol (EtOH), isopropanol (IPA) y terbutanol (TBA).

3.5. Trazadores en Colombia

La aplicación de trazadores en la industria de los hidrocarburos Colombia ha sido limitada, en comparación a la aplicabilidad que ha tenido esta tecnología en otros países como México, Venezuela, Estados Unidos, entre otros. Sin embargo, desde la primera década del siglo XXI se vienen adelantando estudios de caracterización de yacimientos mediante la inyección de trazadores en los campos Cusiana y Cupiagua con el objetivo de monitorear el movimiento y la distribución de los fluidos inyectados mientras se mantiene la presión del yacimiento (Perez Lopez, Op.cit).

La normatividad en base al uso de trazadores químicos para la industria del petróleo en Colombia es escasa, a su vez no se obtienen documentos precisos que hagan referencia al uso, monitoreo y transporte de estas sustancias, pero al ser compuestos químicos se podría utilizar esta normatividad como analogía para reglamentar su uso.

3.6. Tipos de Pruebas con Trazadores

Existen dos tipos de pruebas con inyección de trazadores, esto de acuerdo con la escala que se pretende estudiar el yacimiento. Se clasifica en:

- Inyección de un solo pozo (*Single Well*)
- Inyección entre varios pozos (*Inter Well*)

3.6.1. Pruebas de un solo pozo. Para este tipo de pruebas generalmente se inyecta en un solo pozo (comúnmente un pozo invadido por agua) dos tipos de trazadores.

Un trazador disuelto en el agua se inyecta al mismo tiempo que un segundo trazador, ambos trazadores cuentan con diferentes coeficientes de partición en el aceite y gas. De acuerdo con los tiempos diferenciales de residencia observados en el pozo monitor se estima la saturación residual de aceite en el área de drenaje del pozo.

Otros objetivos en las pruebas *Single Well* son evaluar las fracturas, detectar zonas de alta transmisibilidad, calcular saturación de aceite residual, entre otras.

3.6.2. Pruebas entre pozos. Este tipo de prueba será la simulada en este trabajo de investigación; se caracteriza por la inyección de uno o más trazadores en fase gaseosa o acuosa al yacimiento desde el pozo inyector. El trazador inyectado se monitorea en los pozos productores seleccionados (esto de acuerdo con el patrón de inyección).

El análisis e interpretación de esta prueba entre pozos se realiza tomando como base los tiempos de irrupción del trazador, y de la curva de respuesta (variación en la concentración del trazador en los fluidos producidos), de esta manera es posible determinar la siguiente información:

- Detectar la presencia de anisotropías tales como barreras y canales de flujo.
- Detectar la comunicación preferencial del fluido inyectado.
- Identificar comportamientos en los yacimientos con múltiples bloques.
- Cálculo de la saturación residual de aceite en el yacimiento.

Si el monitoreo de los pozos es adecuado y con suficiente tiempo durante del proceso de inyección, se puede obtener información detallada como:

- Comunicación entre pozos inyectores y productores de la prueba.
- Identificación de la fuente del inyector (en el supuesto de haber inyectado más de un trazador al yacimiento).
- Velocidades relativas de flujo de trazadores de acuerdo con los tiempos de irrupción, las cuales son proporcionales a la permeabilidad del medio poroso.
- Calcular la eficiencia de barrido y la magnitud del volumen poroso del yacimiento comprendido entre el pozo inyector y los pozos productores del arreglo de inyección.

En general, para el diseño de cualquier tipo de prueba con trazadores se consideran los siguientes aspectos:

- Definir el esquema óptimo para la inyección del trazador en el yacimiento.
- Tener bien caracterizado el modelo estático y dinámico del yacimiento, es decir que previamente se debió haber identificado en el modelo de yacimiento los rasgos estructurales y estratigráficos.
- Poseer con suficiente información del campo, validada y bien establecida, tales como históricos de producción, registros de presión, análisis PVT, información de núcleos, pruebas petrofísicas, análisis químicos de agua de formación, etc.
- Realizar predicciones del movimiento del trazador mediante modelos analíticos, semi analíticos y simuladores de yacimiento.
- Disponer de los estados mecánicos bien definidos para los pozos inyector.

Para la selección de los pozos productores que fungirán como pozos observadores en la prueba, es necesario considerar los siguientes factores:

- Composición del trazador y su movimiento en el yacimiento.
- Registros de presión de los pozos observadores.
- Ubicación estructural de las terminaciones.
- Intervalos disparados en los pozos.
- Distancias al pozo inyector
- Profundidades
- Estados mecánicos de los pozos observadores.
- Históricos de producción de cada pozo candidato.

3.6.3. Aplicación de las pruebas de trazadores.

3.6.3.1. Trazadores en fracturación hidráulica. Los ensayos con trazadores se pueden aplicar en casi todas las etapas de tratamiento del pozo. El pozo se diseña para alcanzar el reservorio, interceptando la mayor proporción de fracturas naturales.

Una vez finalizada la perforación e instalación de las tuberías con su correspondiente cementación, se realizan disparos que generan numerosos túneles que brindan la comunicación hidráulica necesaria entre el pozo y el reservorio para luego realizar el tratamiento de estimulación. Luego, la zona perforada es aislada mediante un tapón o *packer*, para llevar a cabo la etapa de fracturación. Estos tratamientos se repiten tantas veces como fracturas se hayan considerado en el diseño del pozo. Finalmente, se extraen los *packers* y se produce en conjunto desde las sucesivas etapas realizadas. Una vez concluido el tratamiento, la viscosidad se reduce lo suficiente como para favorecer la evacuación rápida y eficiente del fluido de fractura del pozo, en lo que se denomina *cleanup* o limpieza de la fractura. El retorno de fluidos de fracturación, comúnmente se denomina *flowback*. Es en esta instancia cuando por medio de un ensayo con algún trazador artificial conservativo se puede hacer una evaluación de las tuberías y si hay alguna rotura en la cementación, así como también evaluar el *flowback* de cada etapa en fracturación hidráulica.

El ensayo consiste en inyectar el trazador o los trazadores dentro del espacio anular del pozo y desplazarlos mediante inyección de agua, si existe alguna rotura en la tubería o en la cementación entonces el trazador podría ser encontrado en el agua producida, así como también los distintos trazadores inyectados en la evaluación del *flowback* (Procak y col, 2013).

3.6.3.2. Trazadores en perforación. Durante los procesos de perforación de pozos petroleros se utilizan lodos de perforación para extraer los fragmentos de roca y contener los fluidos originales gracias a la contrapresión que generan. Pese a que los lodos deben formar un revoque sellante sobre la pared de los pozos, resulta inevitable un porcentaje de “invasión” o “filtrado” de lodos en la vecindad de cada pozo, modificando las saturaciones originales de los fluidos en esa zona.

El reemplazo de fluidos originales por lodo puede dificultar la identificación de zonas productivas y provocar errores en la evaluación de reservas. Utilizando un trazador artificial conservativo como el agua tritiada se puede ejecutar un ensayo sencillo y confiable que permite evaluar el porcentaje de invasión, realizar las correcciones necesarias en los valores de saturaciones iniciales de los fluidos, y evaluar correctamente las reservas (Somaruga, 2002).

3.6.3.3. Trazadores en registros de inyección. Muchos de los pozos inyectoros disponen de un sistema de inyección selectiva, es decir, se han aislado las distintas capas de la formación mediante *packers* y se puede distribuir el caudal inyectado en las distintas capas a través de mandriles.

Existen herramientas que permiten cerrar parcial o totalmente cada mandril, pero para conocer precisamente la distribución del caudal de inyección se puede realizar un ensayo con un trazador artificial, conservativo y radiactivo. El trazador más utilizado en estas aplicaciones es el radioisótopo artificial yodo-131, el cual emite radiación beta y gamma, y tiene un período de semidesintegración de 8 días. Del resultado del ensayo con trazadores se obtienen perfiles de inyección (Zemel, 1994).

3.6.3.4. Trazadores en métodos de recobro. Los proyectos de recuperación secundaria requieren inyectar agua por pozos expresamente acondicionados denominados pozos inyectoros. Usualmente se cuenta con varias capas productivas en la formación y con una gran cantidad de pozos inyectoros y productores. Por tal motivo y para control del desplazamiento se inoculan trazadores en los diferentes inyectoros y en los mandriles de cada inyector. Esto requiere contar con una amplia variedad de trazadores. De esta manera es posible registrar la irrupción temprana de agua en los pozos productores lo cual es habitual en reservorios muy heterogéneos. Los trazadores usados en este control son los mismos que se utilizan en la inyección de agua.

Como se mencionó anteriormente, un mismo pozo inyector puede poseer varias capas, así como un área puede recibir agua de distintos inyectoros. Para solucionar este problema, se utilizan varios trazadores, realizando un ensayo multi trazador. Para este ensayo se han utilizado los derivados fluorados del ácido benzoico (FBAs). Son trazadores hidrogeológicos, los cuales requieren un pretratamiento antes de ser determinados por GC/MS. Se han conseguido determinar concentraciones inferior a 1 ppb de 2-FBA, 4-FBA, 2,6-FBA, 3,4-FBA, 3,5-FBA, 2,4,5-FBA, 2,3,4,5-FBA en muestras de aguas petroleras (Galdiga y Greibrokk, 1998).

A partir de este ensayo se consigue principalmente detectar casos de canalización de agua entre pozos y realizar una evaluación de dichas canalizaciones, obteniendo el volumen de las mismas y su capacidad conductiva (Somaruga, 2002).

El ensayo de inyección de trazadores químicos en la modalidad entre pozos (*interwell*) permite confirmar la comunicación hidráulica entre inyectoros y productores del esquema de inyección, evaluando la cantidad porcentual de agua inyectada que se dirige a cada productor y el volumen poral contactado durante el periodo de control. Este ensayo permite identificar canales de alta permeabilidad dentro de esquema de inyección, los cuales permiten la recirculación de agua de

inyección y por lo tanto ocasionan una pobre eficiencia de barrido del proceso de recuperación secundario. De existir una elevada recirculación del agua de inyección, se recomienda la aplicación de geles para obturar, con el fin de reducir la conductividad de los canales y mejorar la eficiencia de barrido en el área (Gonzales y col, 2015; Bjønstard y Maggio, 2001; Lichtenberger y Co, 1991).

3.7. Tipos de Análisis para las pruebas con Trazadores.

Existen diferentes métodos para analizar las pruebas con trazadores, no existe una clasificación exacta para el estudio de este tipo de pruebas, la mayoría de las publicaciones sobre el estudio de estas pruebas han sido publicadas a través de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* y la *Petroleum Society of the Canadian Insitute of Mining (CIM)*; en dichas publicaciones se habla sobre tres métodos para el estudio de los resultados de estas pruebas:

- Métodos cualitativos
- Métodos analíticos
- Métodos numéricos

También existe un estudio publicado por Maghsood Abbaszdeh y William Bringham (2011), donde consideran que el análisis de estas pruebas se basa solo en los siguientes métodos

- Métodos cualitativos
- Métodos cuantitativos

Aunque ellos incluyen en los métodos cuantitativos las herramientas analíticas y numéricas para el estudio de las pruebas con trazadores.

3.7.1. Método cualitativo.

La interpretación cualitativa es la primera técnica y la más usada en la industria de los hidrocarburos para el análisis de los resultados de las pruebas de inyección de trazadores, consiste en la toma de datos de los tiempos de irrupción en los pozos productores, así como las

concentraciones medidas en superficie. Esta información es analizada y de esta manera se provee la información sobre la continuidad en los estratos, barreras geológicas o canales preferenciales de flujo. Algunos ejemplos de análisis cualitativos con pruebas de trazadores se resumen a continuación:

- Strum & Johnson (1951) comprobaron la aparición de fracturas y movimientos de planos en la formación Pennsylvania Bradford mediante el análisis cualitativo de diversas pruebas con trazadores que se habían realizado en campo. Para esta prueba se usaron tres diferentes trazadores; salmuera, fluoresceína y componentes activados en superficie.
- Carpenter (1962) usó borox y ácido bórico como trazador en la fase agua para encontrar las principales características de tres formaciones productoras de aceite; concluyo que en dos formaciones había varios canales de flujo y en la tercera solo había un canal de flujo.
- Wegner (1977) estudio 20 pruebas de inyección de trazadores en yacimientos sujetos a recuperación secundaria, inyección de gas y estimulaciones. Mediante estos estudios obtuvo la siguiente información a través de análisis cualitativos: eficiencia de barrido, identificaciones de los pozos inyectores óptimos, tendencia de dirección de flujo, delineación de las barreras de flujo, velocidades relativas de los fluidos inyectados, entre otros.
- Wegner y D'Hooge (1981) inyectaron simultáneamente trazadores radioactivos en la formación Sumatra (USA) para seguir el movimiento de los fluidos en el yacimiento. La interpretación cuantitativa de los tiempos de arribo, así como las concentraciones sirvieron para conocer las discontinuidades del yacimiento, zonas de la formación con baja eficiencia de barrido y los canales preferenciales de flujo.

Pese a ser el método más usado en la industria, no necesariamente es el más preciso. El método cualitativo es el más fácil de usar, pero puede resultar engañoso cuando el sistema de recolección

de datos no está bien diseñado o no se tienen buena calidad en la información. Por ejemplo, cuando el trazador inyectado es producido en un pozo específico, se obtiene información ambigua sobre el yacimiento, pero si este mismo trazador no es producido por los demás pozos, no se tendría la certeza sobre la razón de este fenómeno.

3.7.2. Método Analítico. Los métodos analíticos consisten en modelos matemáticos que permiten calcular el comportamiento de los tiempos de irrupción, así como las concentraciones de trazadores en un cierto tiempo.

Estos métodos surgieron en 1954, mediante los trabajos de Perhaps Wallick y Jenkins; quienes son considerados los primeros investigadores que se propusieron obtener información cuantitativa acerca de las características de una formación a partir de datos de salida de trazadores, ellos diseñaron un método teórico para calcular los resultados de una prueba en los tiempos cortos, mediante la inyección de un pulso de trazadores bajo condiciones de flujo estacionario en un pozo para detectar el pulso en un segundo pozo (arreglo de dos pozos). En su análisis, el yacimiento fue considerado como homogéneo e infinito, además no consideran los fenómenos de la dispersión por lo que no se considera que el trazador se mezclara con algún fluido por delante y por detrás del frente de invasión. El primer modelo semi analítico (Bringham & Smith, 1965) fue diseñado para predecir los tiempos de ruptura y concentraciones en los pozos productores de un arreglo de 5 pozos. Primero derivaron una ecuación para calcular las curvas de respuesta para un yacimiento homogéneo, mediante la inyección de baches de trazadores en arreglo de cinco pozos (five spot).

La derivación de esta ecuación fue realizada incluyendo los efectos de dispersión en un barrido areal evaluando el flujo como radial desde el pozo inyector hasta el pozo productor. La ecuación se presenta a continuación:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \frac{r - r_{prom}}{\sqrt{\frac{4}{3} a r_{prom}}}$$

C : Concentración de trazador.

C_0 : Concentración inicial de trazador.

erfc : Función error.

r : Radio entre pozos.

r_{prom} : Radio promedio entre pozos.

a : Coeficiente de dispersividad.

Después, este modelo fue extendido para un modelo teórico de cinco pozos considerando la variación vertical de la permeabilidad.

Baldwin (1966) analizo los reportes de *Bringham y Smith*, pero extendió su modelo mediante modelación del yacimiento en 20 estratos homogéneos, no comunicados con diferentes rangos de permeabilidades, las cuales varían desde 34 hasta 4200 md. Basado en su ecuación para flujo radial convergente y divergente, se realizó el cálculo de respuesta de trazadores basado en su modelo de yacimiento estratificado. El ajuste realizado por *Baldwin* es de gran utilidad, sin embargo, mientras mayor cantidad de trazadores corran a través de las zonas de alta permeabilidad, los valores de baja permeabilidad resultan irrelevantes, limitando su ajuste a un modelo de yacimiento con menos de 20 capas.

En 1979, *Yuen* y colaboradores revisaron el modelo de *Bringham y Smith* para incluir los efectos del flujo divergente y convergente en la dispersión. Basado en esto, desarrollaron un programa de computo el cual descomponía la curva del trazador para un yacimiento de múltiples capas en un patrón de cinco pozos, con esto calcularon los parámetros porosidad, espesor y permeabilidad.

El trabajo de Yuen y colaboradores fue modificado por *Brown (1981)* para poder analizar un mayor número de capas. Este algoritmo fue usado para analizar una curva de trazadores del modelo de Bringham y Smith. Este método resultó una buena aproximación, pero requería de muchas pruebas para obtener el ajuste óptimo de las curvas de respuesta en cada uno de los estratos del yacimiento. Así mismo Bringham y sus colaboradores mejoraron el modelo dando una solución analítica a la ecuación de flujo en un tubo de corrientes, añadiendo los efectos de la dispersión longitudinal.

Tang (2003), extendió el modelo de Bringham y Smith que consideraba solo trazadores ideales a un modelo para trazadores particionales.

3.7.3. Métodos numéricos. Los métodos numéricos son la herramienta más exacta para el análisis de las pruebas de trazadores, pero también es el método que más tiempo consume. La simulación numérica es un método que se utiliza comúnmente para analizar las pruebas de trazadores en inyección de agua e inyección de polímeros.

En la industria petrolera existen diversos simuladores que nos permiten analizar numéricamente una prueba de trazadores, los más utilizados son:

- STARS
- ECLIPSE 100
- ECLIPSE 300
- UTCHEM
- GEM
- UTCOMP
- COMSOL

En cuanto al modelado numérico de trazadores, este se divide en dos grandes partes:

- Modelado con trazadores en fase agua.
- Modelado con trazadores en fase gas.

3.8. Transporte del trazador en el medio

Los trazadores se inyectan en el yacimiento en dilución con una fase (liquida o gaseosa) y para su estudio es necesario distinguir dos situaciones que suponen dos grupos de procesos:

- No existe ningún tipo de interacción con el medio poroso: en este supuesto se estudian los fenómenos de dispersión y difusión en el yacimiento.
- Se producen interacciones químicas entre el trazador y el medio poros; se abordan los conceptos de adsorción, partición, precipitación o disolución.

3.8.1. Advección. La advección se define como el arrastre del trazador por el agua, se estudia a través de la velocidad media de las partículas en el medio poroso y se comprueba que el proceso está presente en la inyección porque la fase (agua o gas) que moviliza el trazador viaja a la misma velocidad que la extensión ocupada por el trazador. En un yacimiento el flujo a través del medio poroso en una sección de unidad perpendicular al flujo es igual a:

$$J = n \times C \times V$$

Donde J es el flujo de masa por unidad de sección y unidad de tiempo, n es porosidad eficaz, C es la concentración del trazador y v es la velocidad lineal media.

3.8.2. Difusión. Es el mecanismo por el cual los constituyentes iónicos o moleculares de un soluto se mueven en la dirección decreciente del gradiente de sus concentraciones (Fick, 1855).

Este mecanismo se presenta incluso si no existe movimiento de la solución. Por ejemplo, si en un medio sin flujo se deposita una gota de trazador en un punto, se observa un tiempo después el punto se ha ampliado y difuminado (Figura 7), este esquema es una representación de la difusión ocasionada solo por el movimiento molecular del trazador.

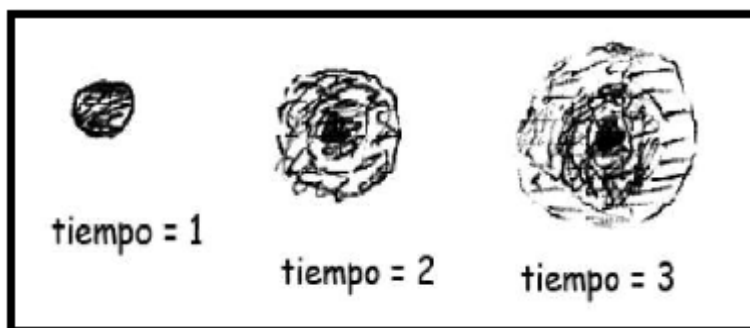


Figura 7. Representación del proceso de difusión en condiciones estáticas de flujo. Adaptado de Angulo, L. (2016). *Implementación en STARSTTM y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad*

La difusión se puede representar a través de la ley de Fick, donde se concluye que el gradiente de concentraciones es proporcional al flujo de masa, y la constante de proporcionalidad se denomina coeficiente de difusión. Se debe tener en cuenta que el proceso transcurre en un medio poroso por lo cual hay que considerar la porosidad efectiva y la tortuosidad.

Para describir este fenómeno Fetter (2011) propuso un coeficiente para considerar al medio poroso en un proceso de difusión:

$$D^* = D \times w$$

Donde D^* es el coeficiente de difusión en un medio poroso, D el coeficiente de difusión y w el coeficiente del medio poroso.

Basado en lo anterior la ley de Fick para medio poroso queda de la siguiente manera, en la cual se tiene en cuenta la porosidad efectiva del yacimiento:

$$F = D \times A \times \frac{dC}{dX}$$

Este coeficiente de difusión obtenido es típicamente una función de la concentración.

3.8.3. Dispersión. La dispersión es un fenómeno que ocurre en el medio poroso, principalmente cuando existen procesos que involucran la transferencia de masa y de calor. Como la viscosidad en la transferencia de momentum, la conductividad de calor en la transferencia de calor, y el coeficiente de difusión en transferencia de masa, el coeficiente de dispersión es una propiedad valida solo bajo supuestos de medio continuo. La dispersión causa la distribución eventual del fluido (velocidades, moléculas y temperatura), la cual es directamente análoga a la difusión de masa (Difusión Fickiana) y el esfuerzo viscoso.

La difusión de Fick causa una distribución de las moléculas, mientras que eventualmente el esfuerzo viscoso ocasiona que la velocidad de flujo se distribuya. No obstante, la dispersión es causada debido a las fluctuaciones del flujo aleatoriamente, mientras que la difusión es causa por el movimiento aleatorio de las moléculas.

Según Fried (1975), puede definirse la teoría de la dispersión en medios porosos saturados como “la descripción cualitativa y la estimación cuantitativa del comportamiento de dos o más fluidos miscibles moviéndose conjuntamente en un medio poroso”.

Según Lake (1989), se puede definir a la dispersión como la mezcla de fluidos causados por la difusión, gradientes locales de velocidad, optimización de la longitud en las heterogeneidades y mezclado debido al movimiento.

La dispersión es de gran interés para la industria petrolera debido a la gran influencia que tiene en el desplazamiento de fluidos miscibles (p.ej. Inyección de CO_2 , CH_4 , etc.). En los procesos de recuperación mejorada con fluidos miscibles, existe una posibilidad de pérdida de miscibilidad por la disipación del fluido y por la canalización o formación de dedos viscosos a través de la zona miscible. La difusión y la dispersión son dos de los mecanismos que pueden conducir al mezclado y disipación del fluido. Por otro lado, la dispersión tiende a amortiguar la formación de los dedos

viscosos que se canalizaran a través del medio poroso. Por lo tanto, la dispersión puede ser perjudicial o buena (si impide la digitación a través de la zona miscible).

Al ponerse en contacto dos fluidos miscibles se establece una zona de transición entre ambos, en la cual se produce una variación de las propiedades físicas de los fluidos. Estas tienden a desaparecer con el tiempo debido a los fenómenos fisicoquímicos como la difusión molecular o puramente físicos como la dispersión mecánica.

3.8.4. Dispersión Mecánica. La dispersión mecánica es producida como consecuencia de las variaciones microscópicas de la velocidad real de las partículas dentro de cada canal intergranular y gargantas de poro de un punto a otro.

Dichas variaciones se producen en tres formas diferentes (Figura 8): primera, en cada sección de un canal intergranular se establece una variación de las velocidades de las partículas fluidas debido a su rozamiento con las superficies solidas del medio; segunda, debido a que los diferentes canales intergranulares presentan distintos tamaños y rugosidades en sus paredes, se establecen velocidades diferenciales entre ellos y , tercera, debido a la tortuosidad, ramificación e interferencia de los canales intergranulares.

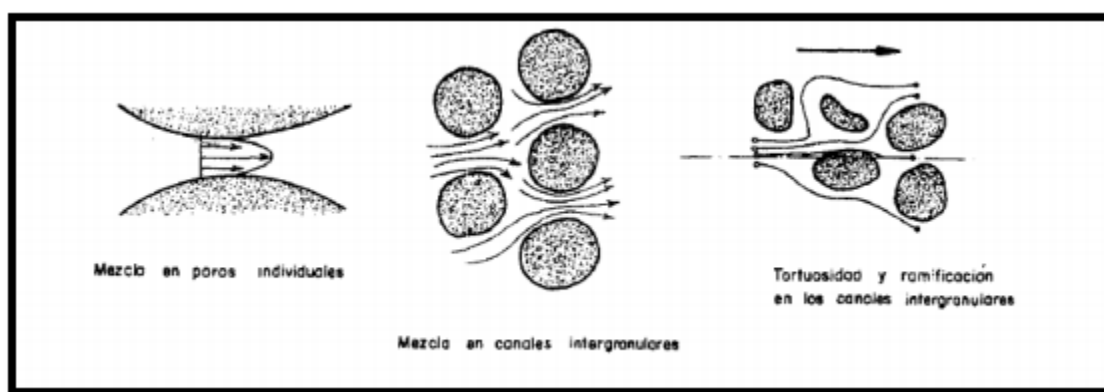


Figura 8. Proceso de dispersión mecánica a escala microscópica. Adaptado de Angulo, L. (2016). *Implementación en STARS™ y validación a escala de laboratorio de la inyección de un trazador químico no reactivo para la determinación de la heterogeneidad*

La dispersión mecánica se puede subdividir con respecto al sentido del flujo del trazador:

- Dispersión longitudinal
- Dispersión transversal

La capacidad del medio poroso para dispersar mecánicamente un fluido que circula por él se puede expresar en un coeficiente denominado dispersividad dinámica α [L] en la que influye de manera notable la porosidad, tortuosidad y otras propiedades petrofísicas. El flujo del trazador a través del medio poroso implica la suma de muchos fenómenos aleatorios que surgen de un poro a otro. Esto es generado por la geometría de los canales de poro alrededor de cada grano, por lo tanto, para el cálculo de los coeficientes de difusión y dispersión diversos autores sugieren el uso de técnicas probabilísticas.

3.8.5. Partición. Existen algunos trazadores que son solubles tanto en la fase acuosa como oleosa. Si bien son inyectados en la fase acuosa, pueden pasar a la fase oleosa al tomar contacto con ella dentro del yacimiento. Este es el caso que presentan algunos alcoholes, esta propiedad constituye un aspecto positivo de los trazadores que la poseen, ya que permite una determinación de la saturación residual de aceite a nivel global en el yacimiento.

Para el caso de estudio de este trabajo de grado no se tendrá en cuenta esta propiedad, ya que el trazador elegido para la simulación no es un trazador de partición.

3.8.6. Adsorción. La adsorción se refiere al proceso, a nivel microscópico, mediante el cual un sólido es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie, tras haber entrado en contacto con él. En lo que respecta a la inyección de trazadores, el material trazador fluyendo en la solución acuosa es adsorbido en la superficie de la roca del yacimiento. Existen dos casos limitantes:

- Adsorción instantánea
- Adsorción controlada en el tiempo.

3.9. Métodos de detección para trazadores

En la literatura se encuentran distintos métodos que se usan en la industria para detectar los trazadores en laboratorio, estos se eligen a partir de las características y tipo de trazador que se aplica en las pruebas de inyección.

Entre los métodos más usados están la espectroscopia de fluorescencia y la cromatografía líquida de alta eficacia (HPLC), estos dos métodos serán resumidos a continuación, pero no son los únicos, dependiendo del tipo de prueba y de trazador existen otros procedimientos de gran utilidad para detectar los trazadores a escala de laboratorio:

3.9.1. Espectroscopia de fluorescencia. La espectrometría de fluorescencia (también llamada fluorimetría o espectrofluorimetría) es un tipo de espectroscopia electromagnética que analiza la fluorescencia de una muestra. Se trata de utilizar un haz de luz, por lo general luz ultravioleta, que excita los electrones de las moléculas de ciertos compuestos y provoca que emitan luz de una menor energía, generalmente luz visible (aunque no necesariamente). Una técnica complementaria es la espectrometría de adsorción. Los dispositivos que miden la fluorescencia se llaman fluorómetros o fluorímetros.

Las moléculas tienen diferentes estados llamados niveles de energía. La espectrometría de fluorescencia se refiere principalmente a estados vibracionales y electrónicos. En general, las especies objeto de examen tendrán un estado electrónico basal (un estado de baja energía) de interés, y un estado electrónico excitado de mayor energía. Dentro de cada uno de estos estados electrónicos hay diferentes estados vibracionales.

En la espectroscopia de fluorescencia, primero se excita la muestra mediante la absorción de un fotón de luz, desde su estado electrónico basal a uno de los distintos estados vibracionales del estado electrónico excitado. Las colisiones con otras moléculas causan que la molécula excitada

pierda energía vibracional hasta que alcanza el estado vibracional más bajo del estado electrónico excitado.

La molécula desciende luego a uno de los distintos niveles de vibración del estado electrónico basal, emitiendo un fotón en el proceso. Como las moléculas pueden caer a cualquiera de los diferentes niveles de vibración en el estado basal, los fotones emitidos tendrán diferentes energías y, por lo tanto, frecuencias. Así pues, mediante el análisis de las diferentes frecuencias de luz emitida por espectrometría de fluorescencia, junto con sus intensidades relativas, se puede determinar la estructura de los diferentes niveles de vibración.

En un experimento típico, se miden las diferentes frecuencias de luz fluorescente emitida por una muestra, manteniendo la luz de excitación a una longitud de onda constante. A esto se le llama espectro de emisión. Un espectro de excitación se mide mediante el registro de una serie de espectros de emisión utilizando luz de diferentes longitudes de onda.

3.9.1.1. Instrumentos usados en la espectrometría por fluorescencia. En la espectrometría de fluorescencia se utilizan dos tipos generales de instrumentos:

- Fluorómetros de filtro: Utilizan filtro para aislar la luz incidente y la luz fluorescente.
- Espectrofluorómetros: Usan monocromadores de retículo de difracción para aislar la luz incidente y la luz fluorescente.

3.9.2. Cromatografía líquida de alta eficacia (HPLC). La cromatografía líquida (HPLC), es una técnica utilizada para separar los componentes de una mezcla. Consiste en una fase estacionaria no polar (columna) y una fase móvil.

La fase estacionaria es sílica que se ha tratado con RMe_2SiCl . La fase móvil actúa de portador de la muestra. La muestra en solución es inyectada en la fase móvil. Los componentes de la solución emigran de acuerdo con las interacciones no-covalentes de los compuestos con la

columna. Estas interacciones químicas, determinan la separación de los contenidos en la muestra. Esta técnica es de gran utilidad para la separación de compuestos orgánicos semi volátiles (Avella, 2010).

Instrumentos usados en HPLC: El instrumento usado para realizar pruebas de detección por HPLC es el VARIAN 920LC, el cual consta de las siguientes partes:

- Bomba gradiente cuaternaria.
- Columna termostatzada de rango de temperatura.
- Auto rastreador con jeringa de inyección.
- Detector PDA con un rango de longitudes de onda (190-900 nm) con lampara de deuterio para UV.
- Detector de fluorescencia.



Figura 9. Equipo usado en pruebas de HPLC. Tomado de cromatografía líquida HPLC. Universidad de Costa Rica. 2011.

3.10. Trazadores para Inyección de Vapor.

Los trazadores que se usan en procesos de inyección de vapor deben cumplir con las siguientes características:

- Estables térmicamente a temperatura y presión del yacimiento.
- Estables químicamente a condiciones de yacimiento.
- Fácil detección.
- Inexistencia de riesgo para el medio ambiente.

- Logística razonablemente simple para su movilización y aplicación en campo.
- Disponibilidad comercial.
- Precios accesibles.

Una consideración importante para la selección de los trazadores es la temperatura del yacimiento, ya que, al estar a condiciones de procesos de recobro térmico, la temperatura de inyección y del reservorio son bastante altas en comparación con yacimientos donde se aplica inyección de agua o de químicos.

En años recientes varios autores (Adams,1995; Adams, 2000; Rose, 2002) han investigado el comportamiento de varios trazadores en yacimientos geotérmicos, los cuales pueden ser probados en yacimientos donde se apliquen procesos de inyección de vapor, ya que estos químicos resultan estables a temperaturas por encima de los 300°C y son estables químicamente.

Entre los trazadores que presentan mejores resultados para aplicar a yacimientos con altas temperaturas se encuentran los relacionados a continuación; estos han sido probados en yacimientos geotérmicos:

- 1,3,6,8 pireno tetrasulfonato
- 1,5 naftaleno disulfonato
- 1,3,6 naftaleno trisulfonato
- 2 naftaleno sulfonato
- 2,7 naftaleno disulfonato
- Tinte de xanteno fluoresceína
- Rodamina WT

Los trazadores mencionados anteriormente son buenos candidatos para aplicar en yacimientos donde se implementen procesos de recobro térmico ya que son amigables con el medio ambiente,

se pueden detectar por espectroscopia de fluorescencia, tiene precios cómodos, disponibilidad inmediata y son térmicamente estables.

Los compuestos sulfonatos poliaromáticos fueron probados en laboratorio bajo distintos escenarios (Rose, 2002) donde se comprueba que son excelentes candidatos para el uso en yacimientos con altas temperaturas.

3.10.1. Evolución de los trazadores aplicados en yacimientos de altas temperaturas.

Adams (1992) realizó un estudio con ácidos carboxílicos y ácidos benceno sulfónicos para ser usados como trazadores en yacimientos de altas temperaturas. La estabilidad térmica de estos compuestos fue atribuida a la refracción que sufre el anillo aromático. A su vez, debido a la capacidad de los compuestos aromáticos de absorber la luz ultravioleta, fueron fáciles de detectar en laboratorio a través de la cromatografía líquida de alta eficacia (HPLC). Los resultados mostraron que estos compuestos eran estables térmicamente a temperaturas de hasta 275°C.

Smart y Laidlaw (1977) realizaron un estudio con 8 compuestos fluorescentes para ser aplicados como trazadores en yacimientos de altas temperaturas; dos de estos compuestos, amina G y piranina mostraron resultados satisfactorios para su estabilidad térmica, esta fue atribuida al anillo aromático y la larga cadena de la cual se componen sus estructuras (Figura 10).

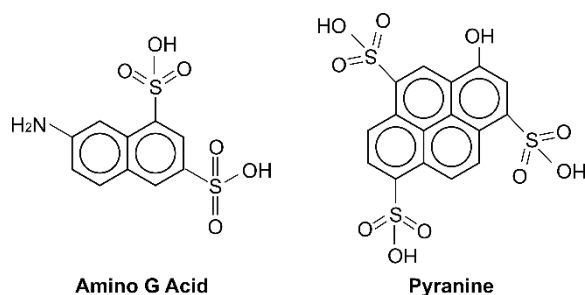


Figura 10. Estructura química de la amina G y la Piranina Tomado de The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs. Rose. (2001)

Además de poseer una buena estabilidad térmica, la amina G y la piranina al pertenecer a la familia de los sulfonatos eran fácil de detectar a concentraciones bajas de partes por billón (ppt) por medio de técnicas convencionales de espectroscopia de fluorescencia.

Adams y sus investigadores estudiaron la estabilidad térmica de la amina G (7 amino 1,3 ácido naftaleno disulfonato) a condiciones de altas temperaturas (210 -250°C) para las cuales el compuesto no sufría degradación térmica. Rose confirmó el estudio realizado por Adams y demostró que la amina G es estable térmicamente y puede ser usada en yacimientos con temperaturas máximas de 250°C.

Rose y sus investigadores en 1996 estudiaron por una semana la estabilidad térmica de la piranina a través de la simulación en laboratorio de la inyección del trazador a condiciones de yacimiento (temperatura de 215°C). Los resultados arrojaron que el compuesto tiene estabilidad química a esa temperatura y tiene una excitación y emisión máxima de 455 y 510 nm respectivamente, para lo cual se comprueba su estabilidad térmica.

La amina G fue probada con éxito en el yacimiento geotérmico de Dixie Valley (Rose, 1998), el compuesto tuvo una medida límite de aproximadamente 200 ppt usando HPLC y detección de fluorescencia UV.

A partir de la primera década de los 2000 en la universidad de Utah se han probado a escala de laboratorio distintos compuestos poliaromáticos teniendo en cuenta el buen resultado de la amina G y la piranina. De estos estudios los compuestos que presentan mejor comportamiento para ser usados en yacimientos de altas temperaturas son los sulfonatos poliaromáticos (Rose, P, 2000).

3.10.2. Sulfonatos Poliaromáticos como trazadores en yacimientos de alta temperatura. En el 2001 un estudio realizado por la universidad de Utah y dirigido por Peter Rose estudiaron cinco compuestos del grupo de los sulfonatos poliaromáticos para ser usados como trazadores en yacimientos de altas temperaturas (Rose, P. 2001. The Application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs); estos fueron seleccionados basados en la disponibilidad del mercado y costos, los elegidos fueron los siguientes:

- 2 sulfonato naftaleno
- 2,7 disulfonato naftaleno
- 1,5 disulfonato naftaleno
- 1,3,6, trisulfonato naftaleno
- 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno

La estructura de cada compuesto se muestra en la figura 11, la excitación y emisión indica que todos son fluorescentes en luz ultravioleta.

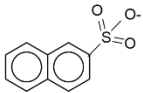
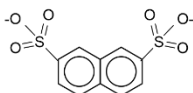
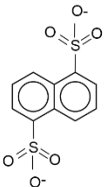
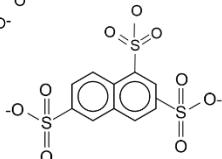
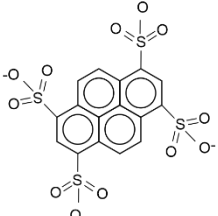
Compuesto	Estructura	Excitación / Emisión (nm)
2-naphthalene sulfonate		220/336
2,7-naphthalene sulfonate		226/339
1,5-naphthalene disulfonate		218/334
1,3,6-naphthalene trisulfonate		228/342
1,3,6,8-pyrene tetrasulfonate		346/386

Figura 11. Nombres químicos, estructura y excitación y emisión de los trazadores usados en yacimientos térmicos. Adaptado de The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs. Rose. (2001)

3.10.3. Prueba de Laboratorio aplicada para comprobar la estabilidad térmica de los trazadores. El decaimiento cinético de los cinco compuestos fue estudiado por medio de pruebas de laboratorio donde se simuló las condiciones de yacimiento. Los compuestos se disolvieron en soluciones acuosas en un buffer a concentraciones objetivo de 25 ppm en peso y ajustadas a un ph de 6.5. El buffer consistió en 0.747g/l de KH_2PO_4 y 0.403 g/l de Na_2HPO_4 .

Se transfirieron 18 mililitros de alícuotas de la solución del trazador en el buffer fueron transferidas a 30 ml de ampollas de cuarzo y purgadas con argón para eliminar el aire. Las ampollas fueron cuidadosamente selladas con una llama de oximetano. Para cada experimento se prepararon cuatro soluciones de ampolla; tres muestras y una de control. Los viales sellados fueron

transferidos a un autoclave lleno de agua (Autoclave Engineers Philadelphia, PA), los cuales fueron calentados a temperatura de yacimiento, este proceso de calentamiento duro entre 1.5 y 2 horas para todos los viales, mientras que el tiempo de enfriamiento fue de aproximadamente 4 horas. En todos los casos el interior del reactor se mantuvo dentro de 1°C durante una semana. La presión dentro del autoclave estaba en la presión de vapor en condiciones saturadas y las ampollas de control se almacenaron a 2 °C durante la duración del experimento.

La data de decaimiento térmico para el 1,5 disulfonato naftaleno, 1,3,6, trisulfonato naftaleno y 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno son mostradas en la tabla 4.

Tabla 4.

Decaimiento térmico de los sulfonatos poliaromáticos

Compuesto	Temperatura de reacción	Concentración inicial	Concentración promedio final	Desviación estándar
	°C	mg/l	mg/l	mg/l
1,5 disulfonato naftaleno	310	25	24.05	0.24
	320	25	21.62	0.40
	330	25	19.80	-
2 sulfonato naftaleno	310	25	25	-
	320	25	25	-
	330	25	25	-
1,3,6 trisulfonato naftaleno	310	25	23.62	-
	320	25	21.81	0.20
	330	25	19.56	0.89
2,7 disulfonato naftaleno	310	25	25	-
	310	25	25	-
	320	25	25	-
1,3,6,8 tetrasulfonato pireno	310	24.56	18.67	-
	320	25	4.36	0.14
	330	25	2.66	0.21

Nota: Adaptado de Rose, P.(2001). The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs.

El 1,5 disulfonato naftaleno y el 1,3,6 trisulfonato naftaleno mostraron una modesta descomposición (20%) tras la exposición a las temperatura de yacimiento simuladas durante una

semana a 330°C mientras que el 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno se descompuso casi por completo a condiciones similares.

En el estudio realizado por Peter Rose no se observó descomposición térmica para el 2 sulfonato naftaleno ni para el 2,7 disulfonato naftaleno a 330°C lo que indica que estos dos compuestos los más estable térmicamente de los cinco trazadores probados.

El decaimiento cinético de los sulfonatos poliaromáticos fue modelados por la siguiente ecuación diferencial de primer orden:

$$\frac{-dC_n}{dt} = k_n C_n$$

Donde t es el tiempo, C_n es la concentración del sulfonato poliaromáticos y K_n es la constante de primer orden de decaimiento térmico. La solución de esta ecuación resulta en un relación entre C_n y t.

$$\ln\left(\frac{C_n}{C_0}\right) = -k_n t$$

Donde C₀ es la concentración inicial del sulfonato poliaromáticos. La dependencia de la temperatura con la constante puede ser descrita a través de la relación de Arrhenius:

$$k_n = A e^{\frac{-E_a}{RT}}$$

Donde A es el factor exponencial, E_a es la energía de activación, R es la constante de los gases y T es la temperatura absoluta. A es la linealización de Arrhenius y proviene de la siguiente relación:

$$\ln A - \left(\frac{E_a}{R}\right) \left(\frac{1}{T}\right) = \ln(k_n)$$

La figura 12 muestra la gráfica de Arrhenius para los sulfonatos poliaromáticos; esta grafica es una curva del lnk_n versus el inverso de la temperatura de yacimiento (la prueba se realizó entre 300 y 330 °C). Esta grafica solo se realizó para los compuestos que presentaron decaimiento

térmico en la prueba de laboratorio. La relación lineal entre el $\ln A$ y el inverso de la temperatura indica que la ecuación de Arrhenius es un buen medio para expresar el decaimiento térmico para cada compuesto.

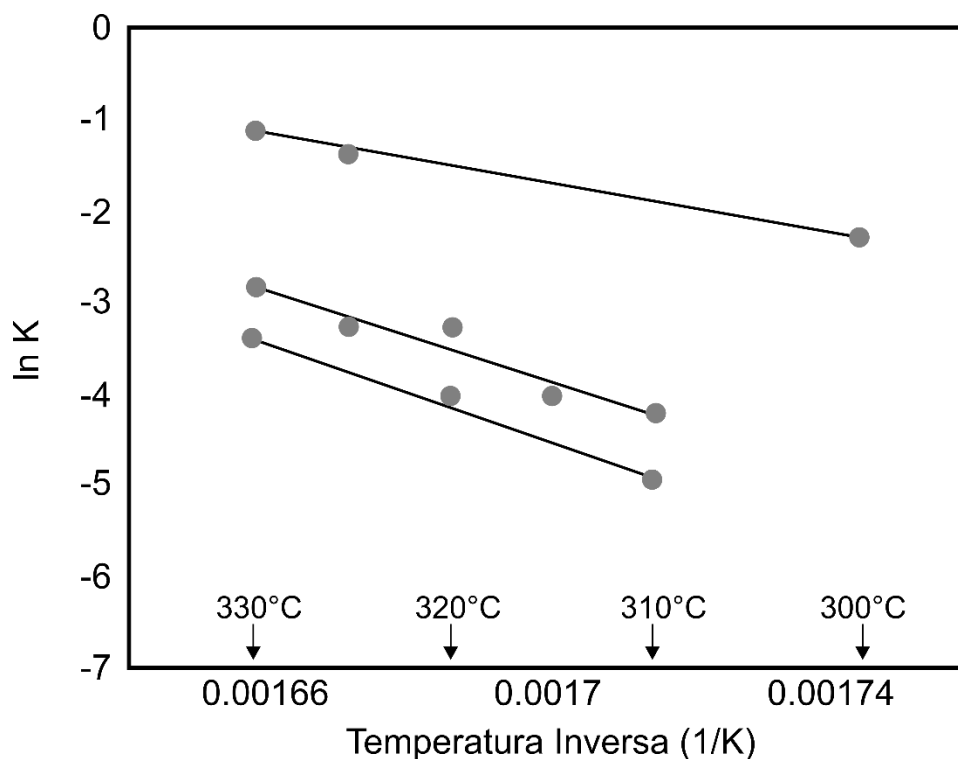


Figura 12. Curva de Arrhenius para los sulfonatos poliaromáticos. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

Las líneas rectas de la figura 12 se determinaron para cada compuesto mediante ajuste de mínimos cuadrados lineales. Los valores para el factor exponencial A y la energía de activación E_a fueron obtenidos por medio de regresión lineal. Los datos para los trazadores se presentan en la tabla 5. De esta data la constante de velocidad del decaimiento térmico puede ser determinado a cualquier temperatura que este dentro rango en el cual se hizo la prueba. Usando esta data la vida media para cada uno de los tres componentes fue graficada y los resultados se muestran en la figura 13. No se graficó la vida media para el 2 sulfonato naftaleno y para el 2,7 disulfonato naftaleno, ya que no se observó durante la prueba decaimiento térmico a condiciones de yacimiento (330°C).

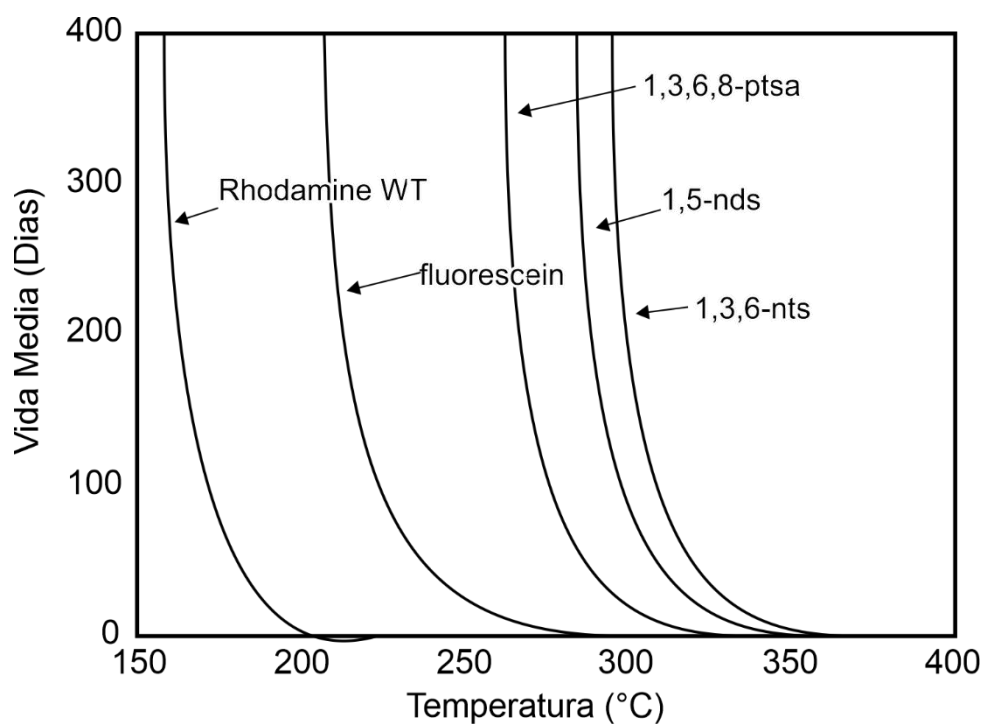


Figura 13. Curvas de vida media para los poliaromáticos sulfonados. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

Tabla 5.

Datos usados para la determinación del factor de decaimiento térmico para los compuestos sulfonatos poliaromáticos

Compuesto	Factor exponencial A 1/día	Energía de activación J/mol	Rango de temperatura °C
1,5 disulfonato naftaleno	3.49E+16	205000	310-330
1,3,6 trisulfonato naftaleno	7.12E+17	223000	310-330
1,3,6,8 tetrasulfonato pireno	1.73E+17	205000	300-330

Nota: Adaptado de Rose, P.(2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

3.10.4. Aplicación de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores en yacimientos.

Los sulfonatos poliaromáticos fueron probados como trazadores en yacimientos geotérmicos entre 1997 y el 2000 en el campo Dixie Valley en USA (Rose; 1998, 2000, 2001), teniendo en cuenta las condiciones de altas temperaturas que tienen este tipo de yacimiento se puede hacer analogía y simular estos compuestos en yacimientos de aceite en los cuales se ha implementado procesos de recobro térmico tales como la inyección continua de vapor.

3.10.4.1. “1,3,6,8 tetrasulfonato pireno” en Dixie Valley. En septiembre de 1997, 1818 kilogramos de una solución acuosa al 10% de 1,3,6,8 de tetrasulfonato pireno fue inyectado dentro del pozo 45-5 del campo Dixie Valley. La inyección duro alrededor de 20 minutos y se realizó a una rata de 300kg/s. Nueve pozos de producción fueron muestreados dos veces por semana durante un año.

La figura 14 muestra los resultados de este proceso de inyección donde se puede observar las curvas de retorno de trazador en los pozos de producción. El trazador arribo a 90 días después de la inyección y fue observado en varios pozos de producción, basado en esto el proceso de inyección fue exitoso.

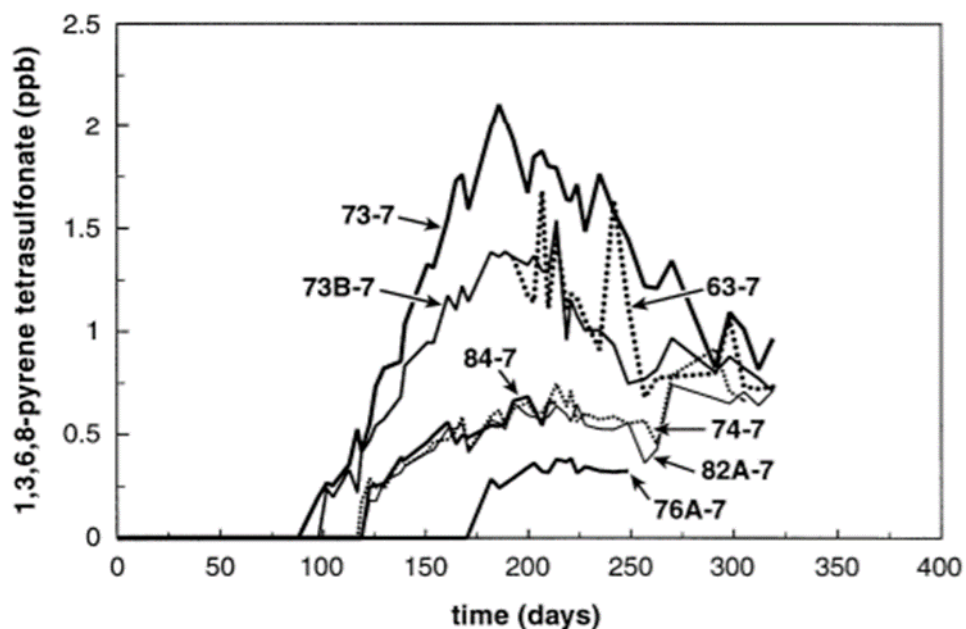


Figura 14. Gráfica de retorno del 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*. "1,5 disulfonato naftaleno" y "1,3,6 trisulfonato naftaleno" en Dixie Valley.

En julio de 1998 100 kilogramos de 1,5 disulfonato naftaleno fue disuelta en 400 litros de agua de producción. La solución fue inyectada en 15 minutos dentro del pozo 41-18. El inyector aceptó el fluido a una tasa de 40 kg/s. De manera similar se inyectaron 100 kilogramos de 1,3,6 trisulfonato naftaleno disueltos en 300 litros de agua de producción en un periodo de 20 minutos en el pozo 65-18 a una tasa de 65 kg/s. Los pozos productores fueron monitoreados por los siguientes 2.5 años.

Las curvas de retorno para el 1,5 disulfonato naftaleno se muestran en la figura 15, la irrupción tuvo lugar entre el día 40 y el día 54, se puede observar que el trazador retorno en los productores que se ubican al noroeste del pozo inyector, para los demás pozos no hubo retorno por lo cual se concluye que hay una barrera de flujo en esta zona.

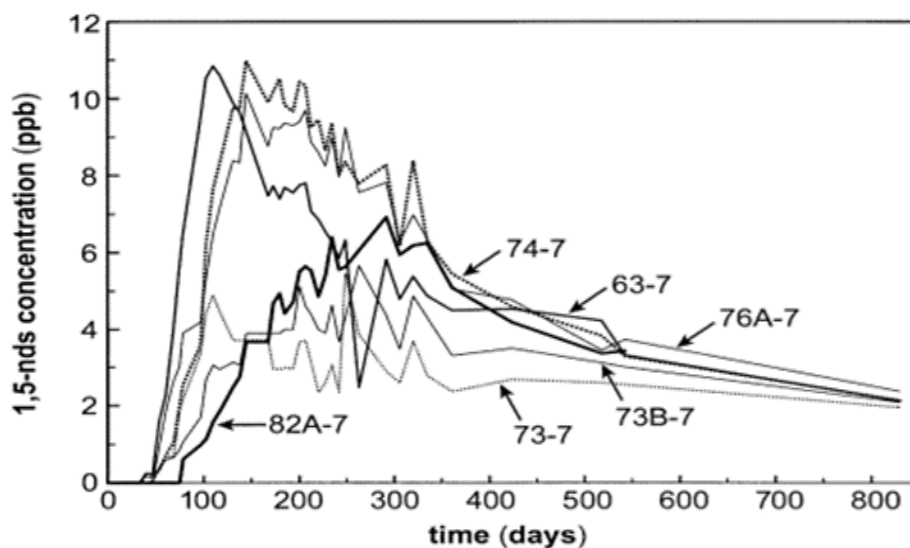


Figura 15. Gráfica de retorno del 1,5 disulfonato naftaleno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

El retorno para el 1,3,6 trisulfonato naftaleno se muestra en la figura 16, esta arroja que el trazador solo se producía en la sección 7 del campo y la irrupción se dio entre los 79 y 97 días.

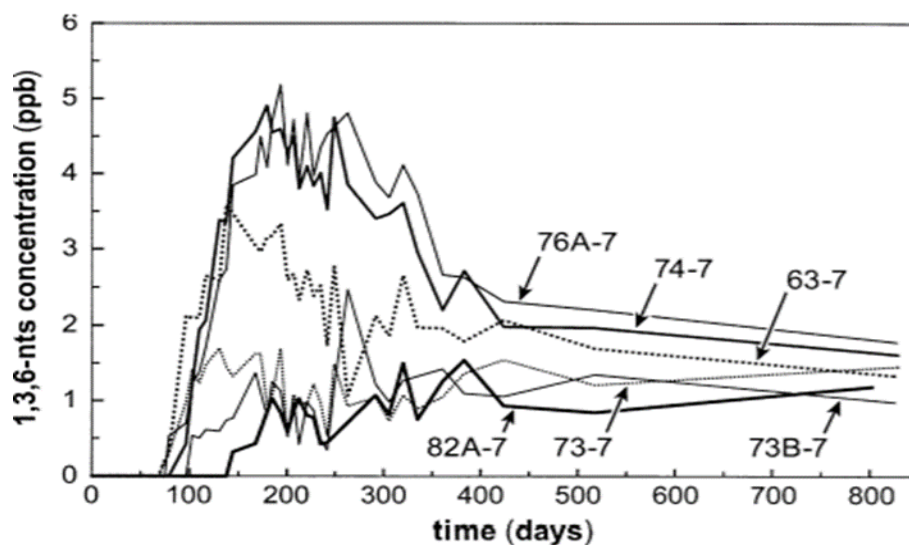


Figura 16. Gráfica de retorno del 1,3,6 trisulfonato naftaleno en el proceso de inyección de trazadores en campo Dixie Valley. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

Las curvas de retorno son similares para ambos trazadores, en ambos casos el mayor retorno de los compuestos se produce en los pozos 63-7, 74-7 y 76 A – 7. En ambos casos el trazador se

demora más tiempo en irrumpir al pozo 82 A 7. Estas similitudes sugieren que existe un mismo camino de flujo para la sección 7 del yacimiento.

3.10.5. Otros casos de aplicación de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores.

3.10.5.1. Campo Ohaaki, Nueva Zelanda. El campo Ohaki se ubica en Nueva Zelanda, el 25 de mayo de 1999, 150 kilogramos de 1,5 naftaleno disulfonato fueron inyectados en el pozo BR-40, los productores fueron analizados y muestreados por los siguientes meses. La irrupción se dio en el día 140 después de la inyección.

3.10.5.2. Campo Awibengkok. El campo Awibengkok está localizado en el sur de Indonesia a 60 kilómetros de Jakarta. La temperatura de yacimiento oscila los 300°C, se caracteriza por ser un yacimiento altamente fracturado.

En 1998, 150 kilogramos de 1,5 disulfonato naftaleno fueron inyectados en el pozo AWI-15 en una solución de 2400 litros de agua de producción en un periodo de 6 minutos, la tasa de inyección fue de 110 kg/s Y los pozos productores fueron monitoreados por 8 meses. La irrupción se dio el día 84 después de la inyección. En la figura 17 se muestran los resultados del retorno de trazador en los productores.

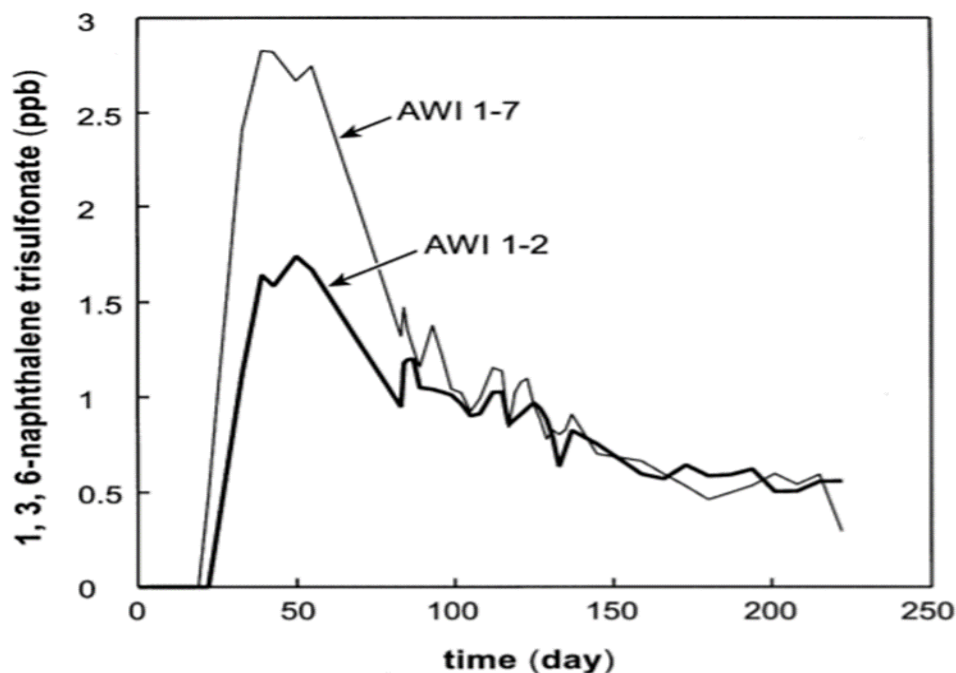


Figura 17. Gráfica de retorno del poliaromático sulfonatado en un caso de aplicación en campo. Adaptado Rose, P. (2001). *The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*.

3.11. Uso de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores en inyección de vapor

Tal como se mostró anteriormente, los sulfonatos poliaromáticos fueron probados exitosamente en laboratorio y aplicados en varios pilotos en yacimientos geotérmicos, teniendo en cuenta las altas temperaturas para los cuales estos compuestos no presentan degradación térmica y son estables químicamente se podrían simular en procesos de recobro térmico tales como la inyección continua de vapor.

Los sulfonatos poliaromáticos tienen todas las características para ser utilizados como trazadores en inyección de vapor; son amigables con el medio ambiente, son de bajo costo, fácil adquisición en el mercado, al ser compuestos fluorescentes tienen límite de detección de aproximadamente 200 ppt usando análisis convencional HPLC, son estables térmica y químicamente a altas temperaturas.

La estabilidad térmica se comprobó líneas arriba por medio de las pruebas de laboratorio realizadas por Peter Rose, esta condición los hace aptos para ser probados en yacimientos con inyección de vapor. Usando el modelo de Arrhenius se comprueba que los siguientes compuestos; 1,3,6,8 tetrasulfonato pireno, 1,5 disulfonato pireno, 1,3,6 trisulfonato pireno y 2,7 sulfonato naftaleno pueden ser usados en yacimientos con temperatura alrededor de los 350°C.

Basado en las razones anteriormente expuestas se elige los sulfonatos poliaromáticos como los trazadores a probar en nuestro modelo de simulación de inyección continua de vapor.

4. Modelo conceptual de simulación

Los modelos conceptuales son modelos simplificados de uno de campo completo y buscan, entre otras cosas, acortar los tiempos de simulación sin perder representatividad. Para lograrlo se discretiza el área del campo y se utiliza la información petrofísica, litológica y de fluidos para poder caracterizarlo.

En este proyecto se construye un modelo de un área total de 10 acres en el que se busca replicar la vida productiva común de un campo, comenzando por la producción en frío, inyección cíclica de vapor y finalmente la inyección continua, para esto se hace uso del simulador semi composicional de procesos térmicos y avanzados STARS de la compañía CMG. A continuación, se detallan cada una de las propiedades requeridas por el simulador como datos de entrada.

4.1. Selección del enmallado

Como primer paso se escoge el tipo de enmallado de acuerdo con lo que se quiera representar. En este caso en particular se desarrolla una prueba de trazadores entre pozos, por tanto, se elige un

enmallado cartesiano al ser el más conveniente para evaluar el flujo de los fluidos más allá de cara de pozo, donde su comportamiento puede considerarse lineal.

4.2. Dimensiones del grid

Se desea simular un área de 10 acres (660 pies*660 pies) con un espesor neto de 80 pies. Las tablas 6 y 7 resumen estas características y la Figura 18 proporciona una vista 3D del modelo.

Tabla 6.

Parámetros del Grid de simulación.

Grid de simulación	
Área del modelo [acres]	10
Espesor bruto [ft]	80
Espesor neto [ft]	65
Tope [ft]	1920
Base [ft]	2000

Tabla 7.

Espesores para cada capa.

N° de capa	Espesor [ft]	Tipo de roca
1-8	40	Arena 1
9	5	Arcilla
10-14	25	Arena 2
15-16	10	Arcilla

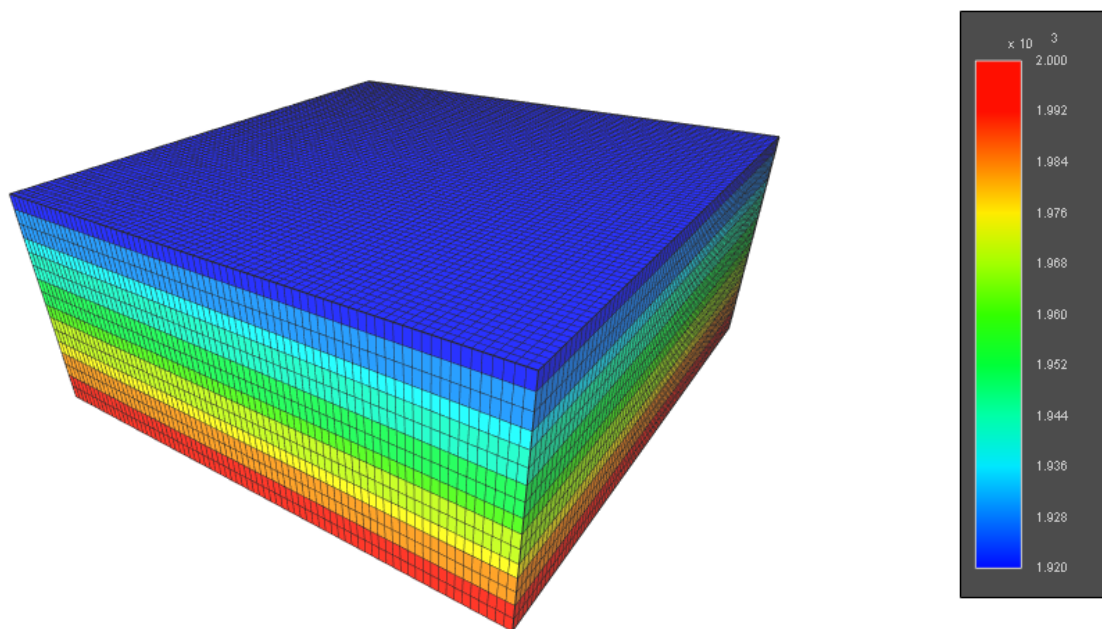


Figura 18. Vista 3D de con profundidades del modelo base de simulación. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

4.3. Propiedades térmicas y de la roca.

Después de haber construido el *grid* de simulación se ingresan las propiedades de la roca del arreglo. En la tabla 8 se recogen los datos utilizados para el modelo base, adicionalmente la figura 19 y 20 permiten ver las distribuciones de las porosidades y permeabilidades.

Tabla 8.

Propiedades de la Arena productora

Propiedades de la Arena	
Permeabilidad Horizontal, Kh [mD]	1080
Relación Kv/Kh	0.27
Porosidad	0.28
Conductividad térmica [BTU/(pie*día*°F)]	24
Capacidad calórica volumétrica [BTU/(ft ³ *°F)]	30

Compresibilidad de la formación [1/psi]

 $5.0 \cdot 10^{-4}$

Nota: Adaptado de Hidalgo, C.,(2011). Evaluación Técnico Financiera de un Proyecto de Inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

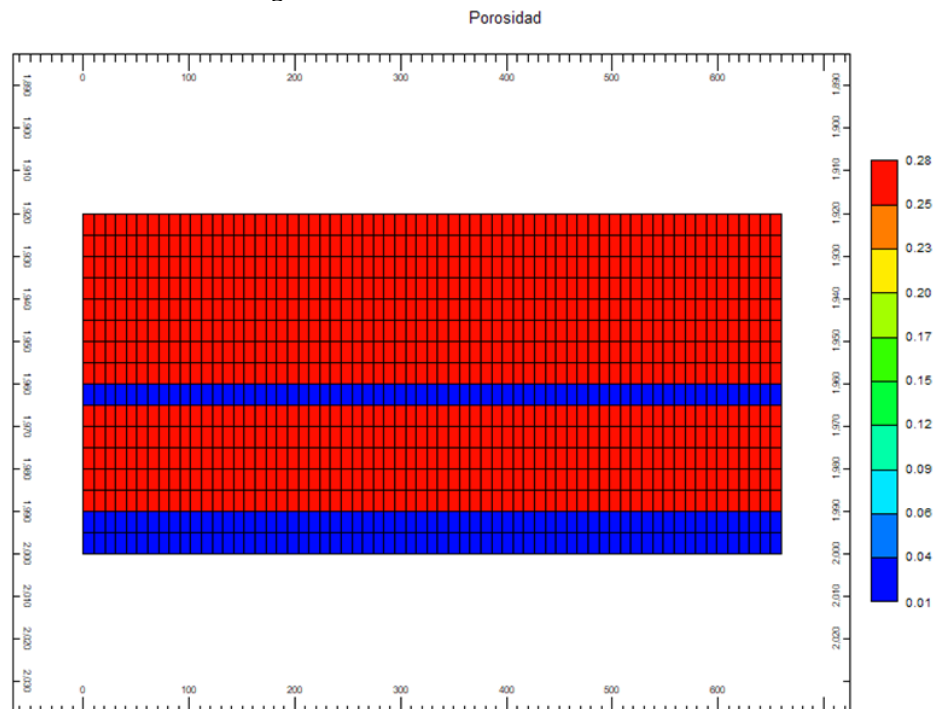


Figura 19. Distribución de las porosidades. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

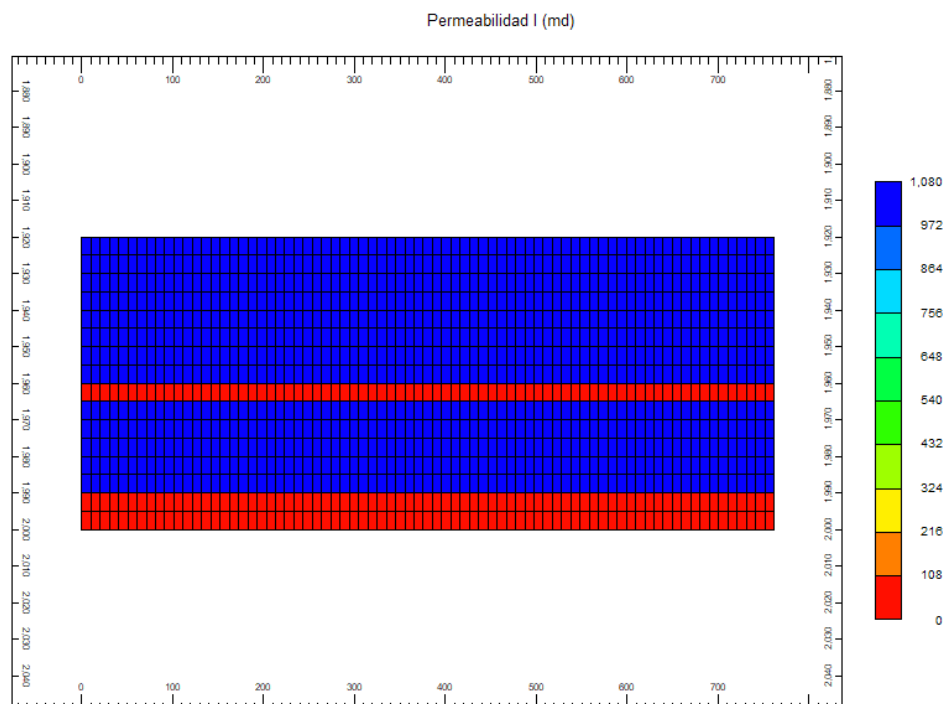


Figura 20. Distribución de las permeabilidades. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

Las arcillas en los procesos de inyección de vapor disminuyen la eficiencia térmica siendo consideradas ladronas de calor, por tanto, es necesario ingresar sus propiedades de forma diferencial (ver tabla 9). Estas fueron representadas con permeabilidades y porosidades muy bajas (0.01 y 0.001 mD respectivamente).

Tabla 9.

Propiedades térmicas de la arcilla

Propiedades de la arcilla	
Conductividad térmica [BTU/(pie*día*°F)]	30
Capacidad calórica volumétrica [BTU/(ft ³ *°F)]	40
Compresibilidad de la formación [1/psi]	34.67*10 ⁻⁶

Nota: Adaptado de Hidalgo, C.,(2011). Evaluación Técnico-Financiera de un Proyecto de Inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

4.4. Modelo de fluidos

El modelo de fluidos es una de las partes más importantes en la simulación de yacimientos. No obstante, no siempre se tienen datos PVT que permitan caracterizarlo de forma apropiada, principalmente debido a que una prueba PVT suele ser costosa. Sin embargo, haciendo uso de IMEX se puede desarrollar un modelo sintético que elimine esta limitante utilizando propiedades del fluido ya conocidas como las consignadas en la Tabla 10 para que con uso de correlaciones caracterizarlo. Las correlaciones que mejor ajustaban era la de Standing para el factor volumétrico, punto de burbuja y Rs, y la de Beal & Chew para la viscosidad del petróleo vivo y muerto.

Tabla 10.

Propiedades de los fluidos

Propiedades de los fluidos	
Aceite	
Presión de referencia	948 psi
Temperatura	112 °F

Presión de burbuja	500 psi
°API	12
Gravedad específica del gas	0.6
Viscosidad del aceite muerto	4.031 cP
Agua	
Características predeterminadas	

A continuación, entre la figuras 21 y 24 se observan todas las gráficas generadas a partir del PVT sintético.

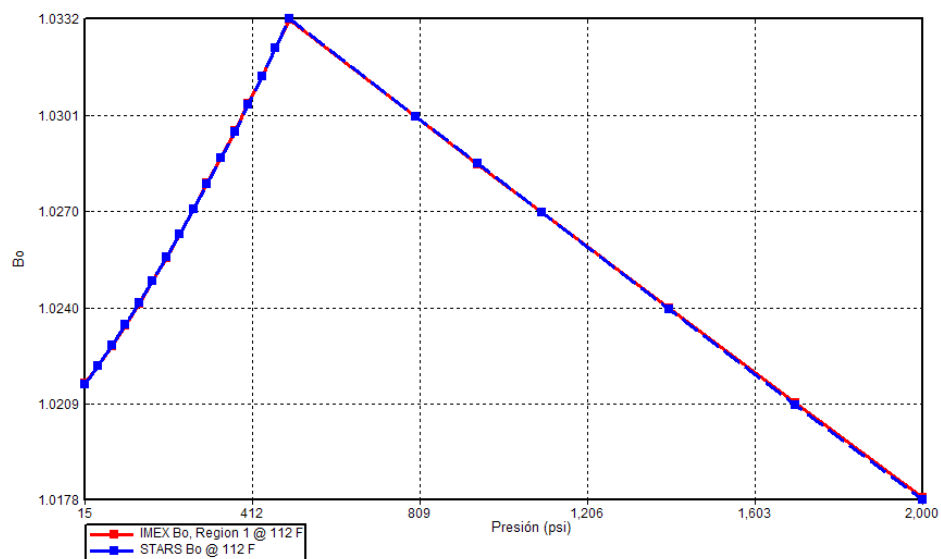


Figura 21. Factor volumétrico del aceite Bo Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

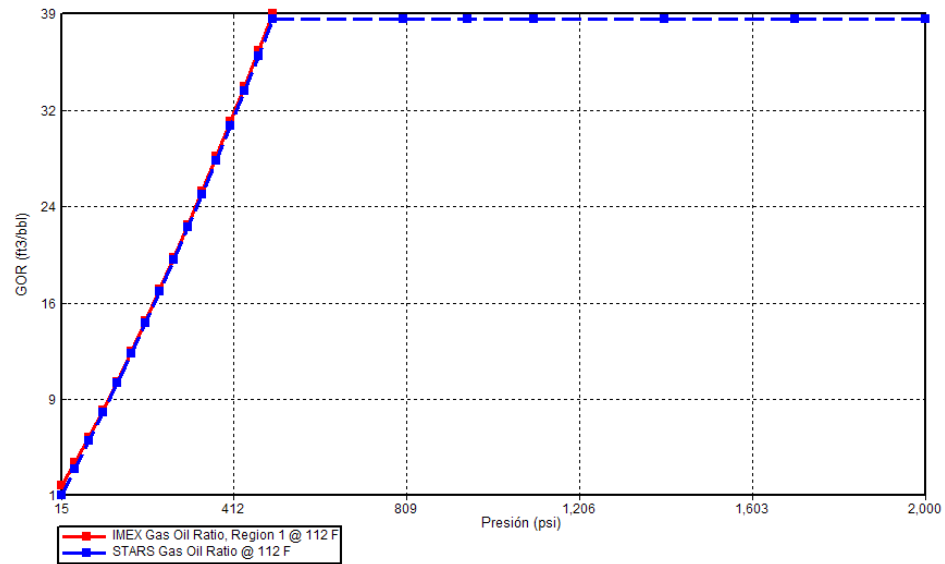


Figura 22. Relación Gas-Petróleo. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

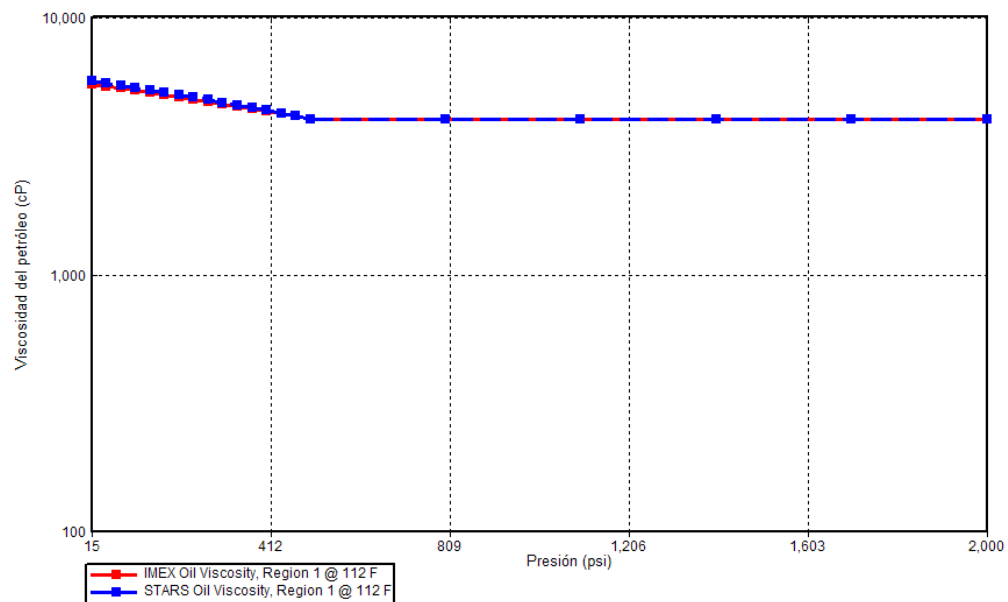


Figura 23. Viscosidad del aceite respecto a la presión a 112°F. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

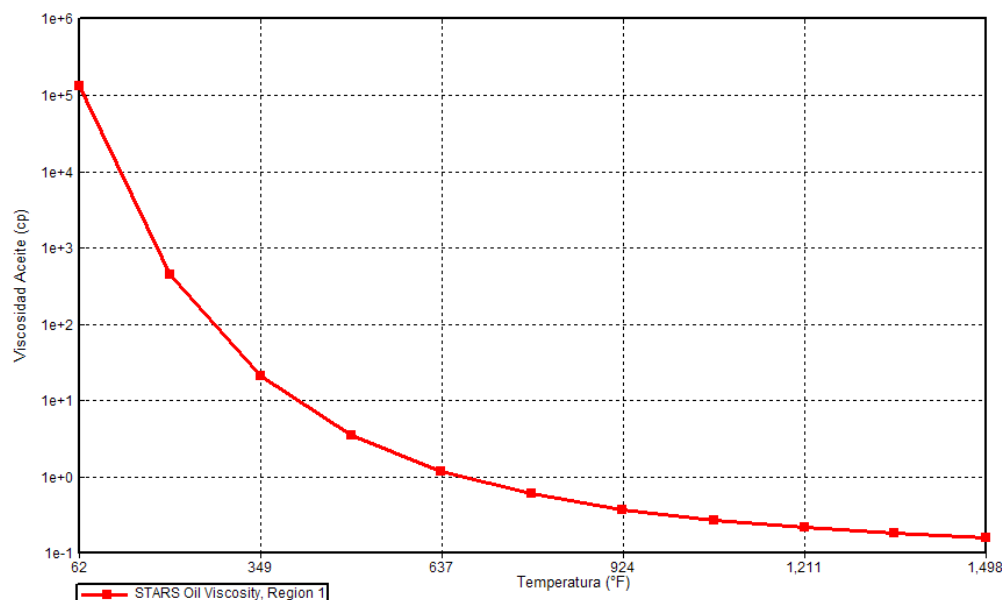


Figura 24. Viscosidad del aceite respecto a la temperatura a 112°F. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

4.5. Interacción roca fluidos

Cuando no se cuenta con información petrofísica detallada existen correlaciones que permiten crear las curvas de permeabilidad relativa a partir de unos *end points*. En *Builder* se pueden generar haciendo uso de la correlación de Hirasaki, que relaciona las permeabilidades relativas en función de las saturaciones. En la tabla 11 se muestran los *end points* para generar las curvas de permeabilidad relativa (figuras 25 y 26).

Ahora bien, la saturación de aceite residual (S_{or}) depende directamente de la temperatura, la mojabilidad y en número capilar, por lo cual las temperaturas de referencia necesitan ser agregadas.

Tabla 11.

End points para las curvas de permeabilidad relativa

End Point	Valor	End Point	Valor
S_{wcon}	0.326	S_{org}	0
S_{wcrit}	0.326	S_{gcon}	0
S_{oirw}	0.235	S_{gcrit}	0

Sorw	0.235	Krwiro	1
Soirg	0	Krocw	0.45

Tabla 12.

Dependencia de la temperatura para las curvas de permeabilidad relativa

Temperatura	Saturación de agua residual SWR	Saturación de aceite residual SORW
112 °F	0.326	0.235
587 °F	0.435	0.092

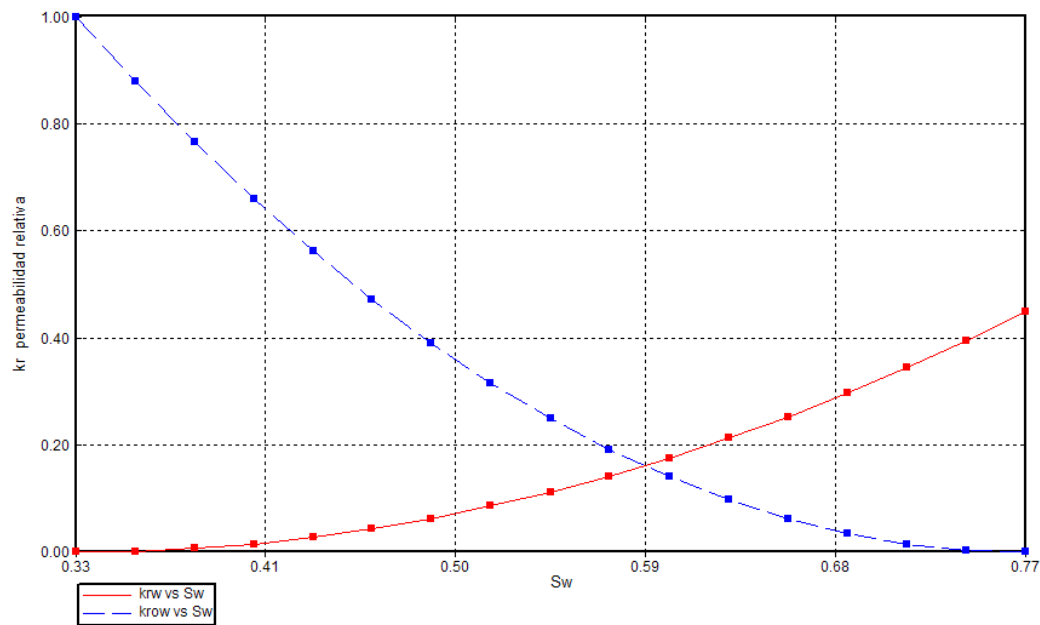


Figura 25. Curvas de permeabilidad relativa al agua. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

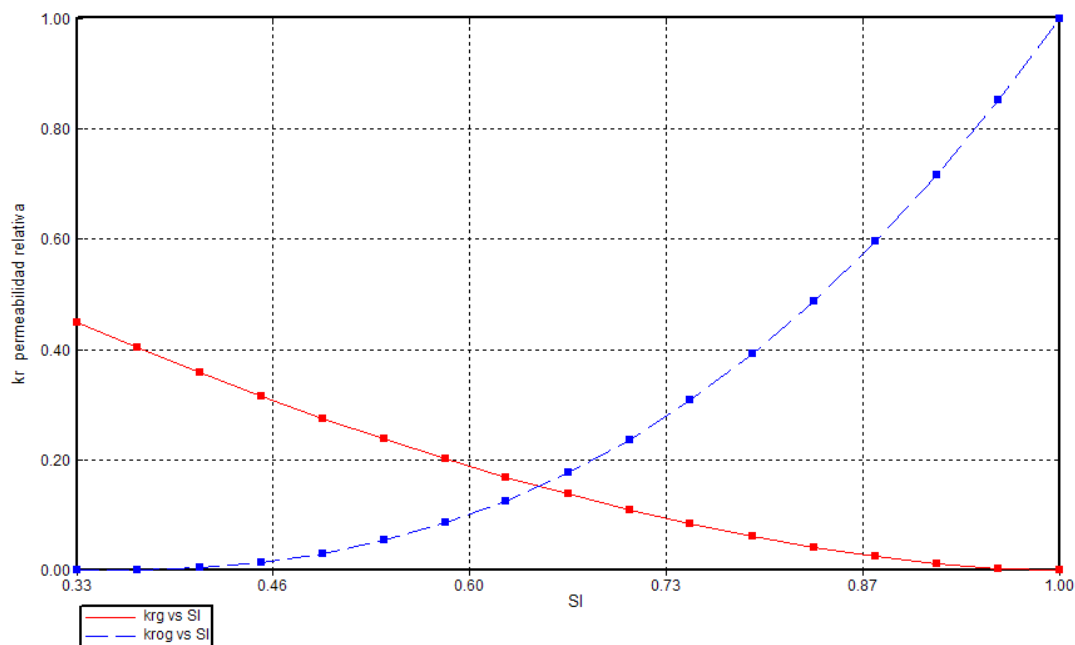


Figura 26. Curvas de permeabilidad al líquido. Adaptado de Computer Modelling Group - Builder (2015).

4.6. Condiciones Iniciales

Para calcular la presión, la saturación de cada una de las fases y estimar los fluidos originales en sitio se utilizan las condiciones iniciales del yacimiento. La tabla 13 detalla los parámetros utilizados como inicialización.

Tabla 13.
Condiciones de inicialización del modelo

Parámetro	Valor
Profundidad de referencia	1920.1 ft
Presión de referencia	948 psi
Temperatura	112 °F

4.7. Sensibilidad al tamaño de celda

Entre más refinado se encuentre un modelo habrá una mayor definición de los resultados, sin embargo, esto afectará de forma directa los tiempos de simulación.

Se evaluaron 3 tamaños de celda diferente, simulando un año de producción primaria y un ciclo de inyección de vapor. El ciclo se corrió con el propósito de evaluar los efectos de la estimulación con vapor a los tiempos de simulación y extrapolar los resultados al proceso final que es la inyección continua. La tabla 14 se observan los 3 casos de tamaños de celda utilizados con sus respectivos tiempos de corrida.

Tabla 14.

Variación de tamaño de celda

Parámetros	Numero de celdas ij	Tamaño de celda ij	Número de celdas	Tiempo de simulación
Caso 1	43 * 43	15.349 ft * 15.349 ft	29584	15.93 min
Caso 2	65 * 65	10.154 ft * 10.154 ft	67600	27.58 min
Caso 3	133 * 133	4.962 ft * 4.962 ft	283024	132.9 min

Si bien durante la producción en frío no se evidencia gran cambio en ninguna de las tres gráficas (Fig. 27 – 29), al final del ciclo de inyección de vapor se puede observar una tendencia y es que las pérdidas de presión son mayores para el Caso 1, y a pesar de que brinda factores de recobro más alto la diferencia tampoco es muy significativa. Se escoge el caso 2 (65*65) como el número óptimo de celdas para seguir con la simulación pues brinda una caída menos acelerada de la presión y un mejor factor de recobro y tiempos de simulación alrededor del 80% menores que el Caso 3.

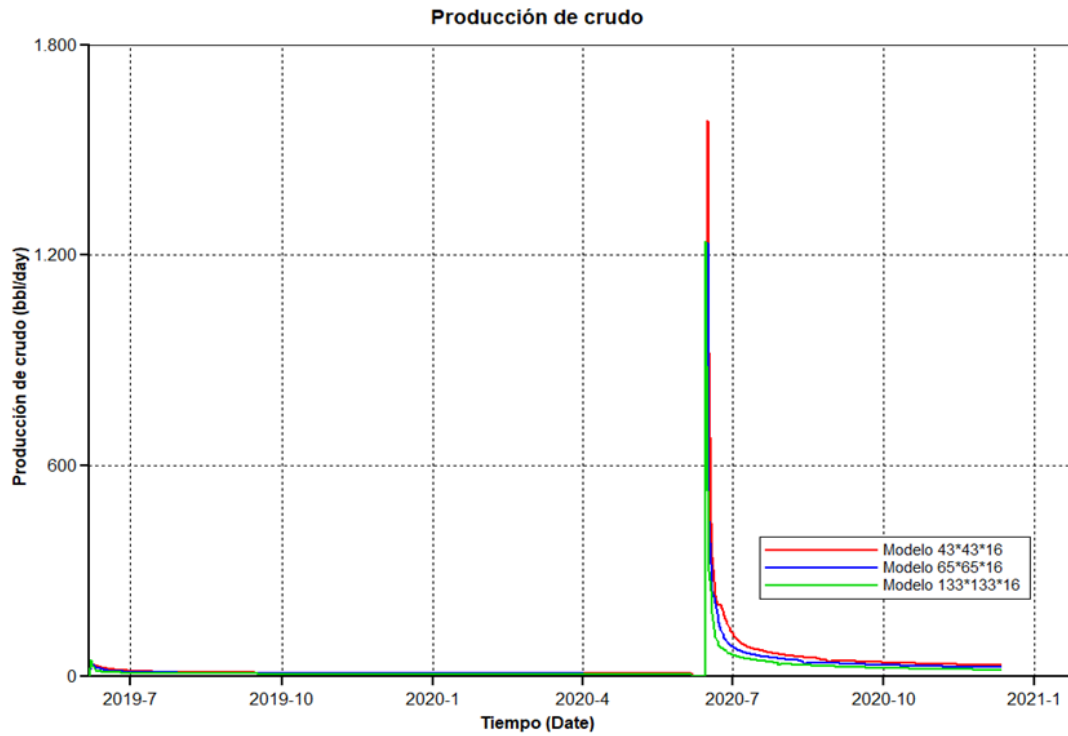


Figura 27. Producción de crudo. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

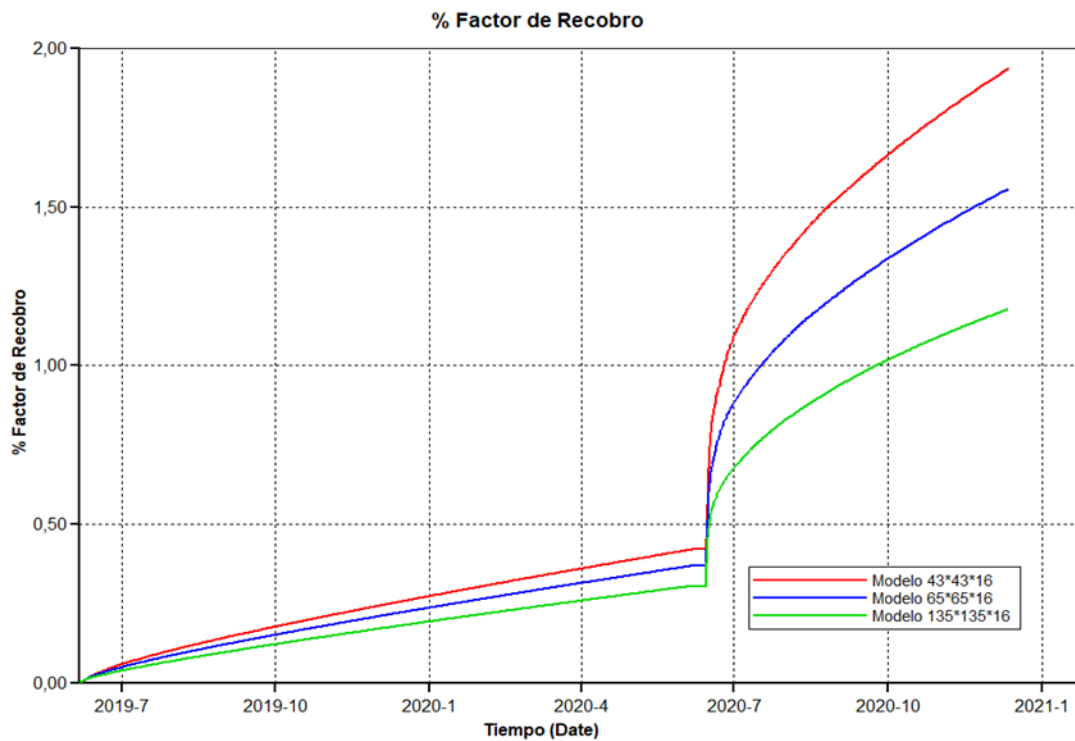


Figura 28. Factor de recobro. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

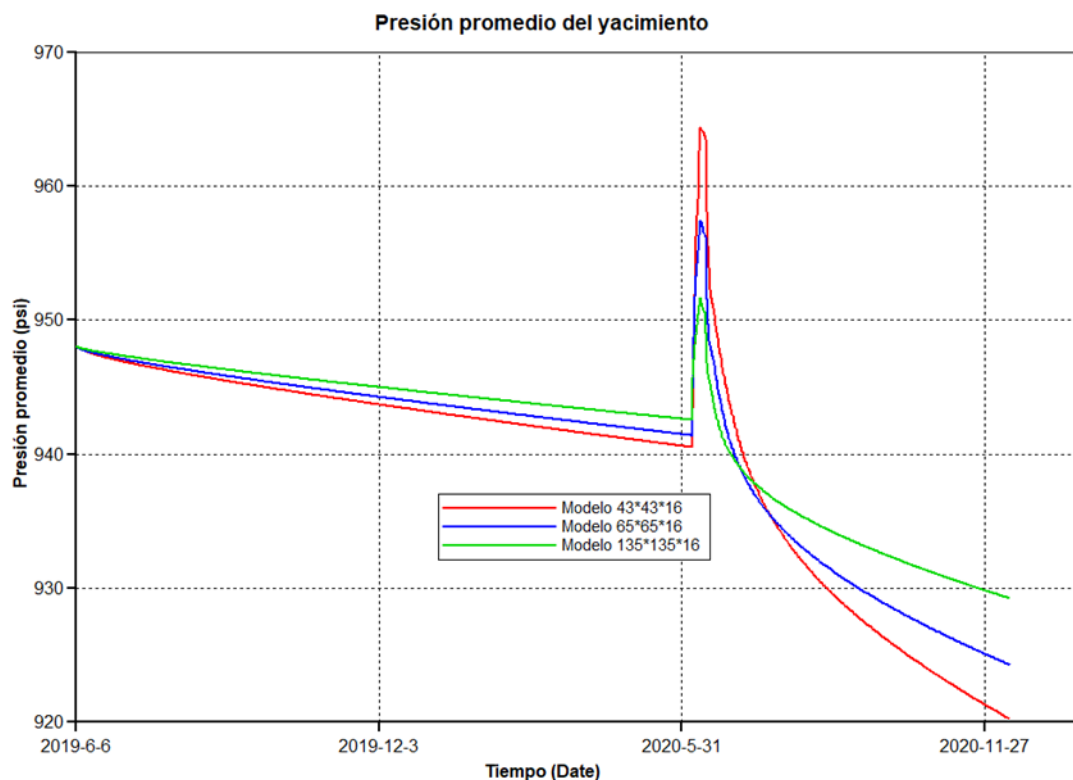


Figura 29. Presión promedio del yacimiento. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

5. Desarrollo del modelo

Como se mencionó anteriormente, se desea representar las etapas que son usualmente antecesoras a una inyección continua de vapor. En este caso se comenzó con una producción en frío por 1 año para luego pasar a la inyección cíclica de vapor y después la continua, donde se empieza la prueba de trazadores.

En cada una de las etapas del proceso se realizan sensibilidades de varios parámetros buscando resultados óptimos y que se ajusten a los conceptos.

5.1. Producción primaria.

Como primer paso se perforan 4 pozos (P-1, P-2, P-3 Y P-4) en los extremos del modelo y se abren a producción por 1 año. La figura 30 muestra la disposición de los pozos para la etapa en frío. Para definir la presión de fondo se realizan sensibilidades variándola entre 200, 400, 600 y 800 psi (Figuras 31, 32 y 33).

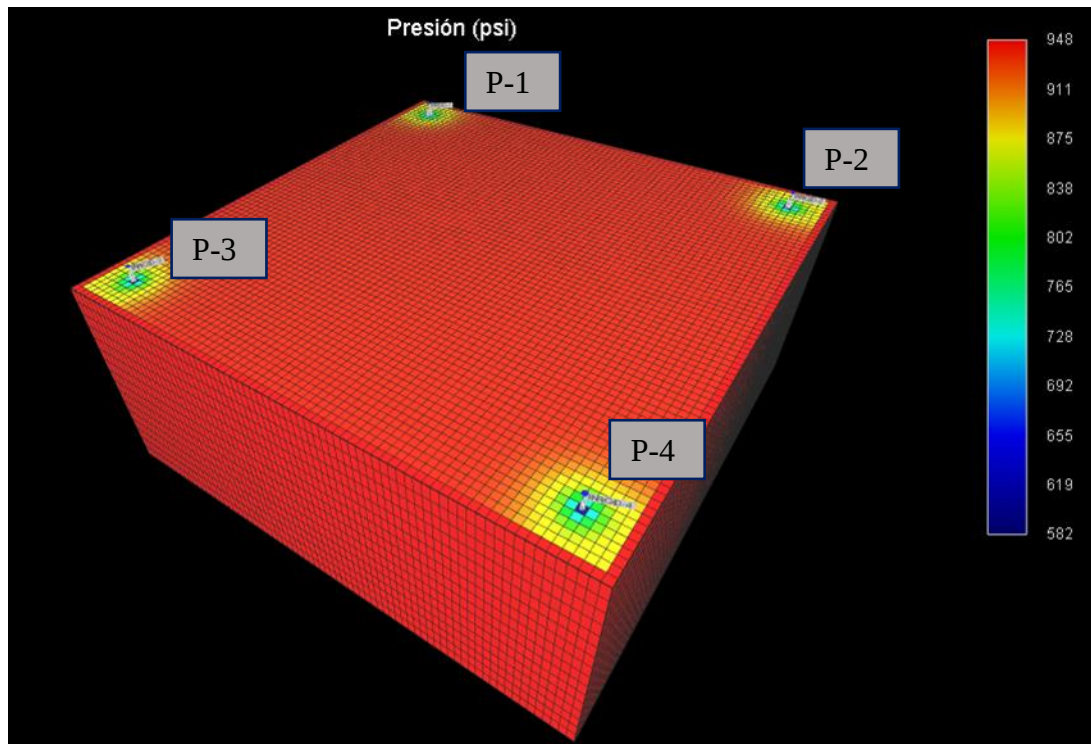


Figura 30. Vista 3D -Producción en frío. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015)

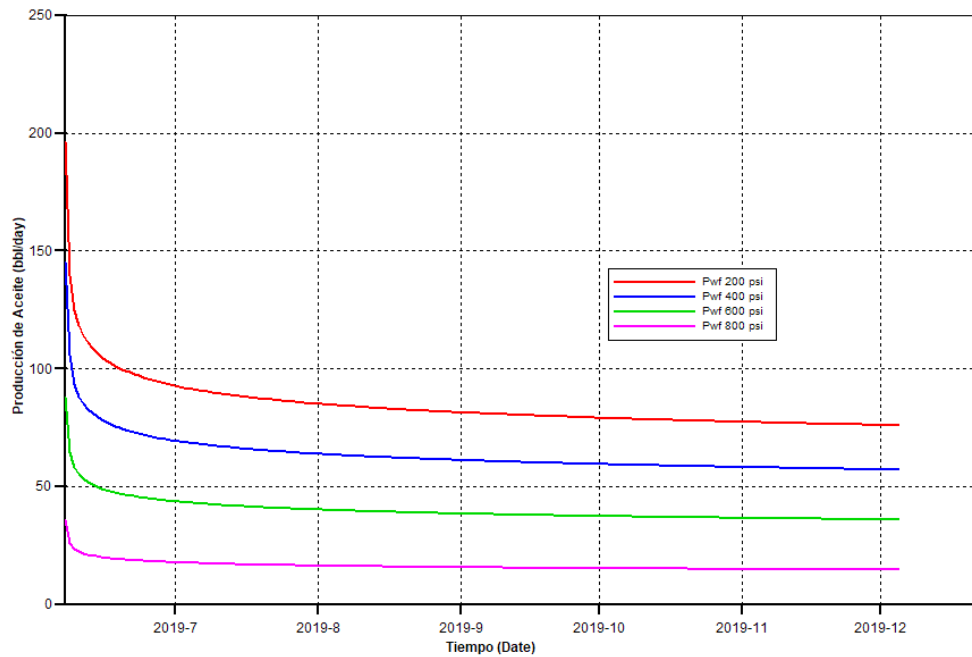


Figura 31. Tasa de aceite producción primaria. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

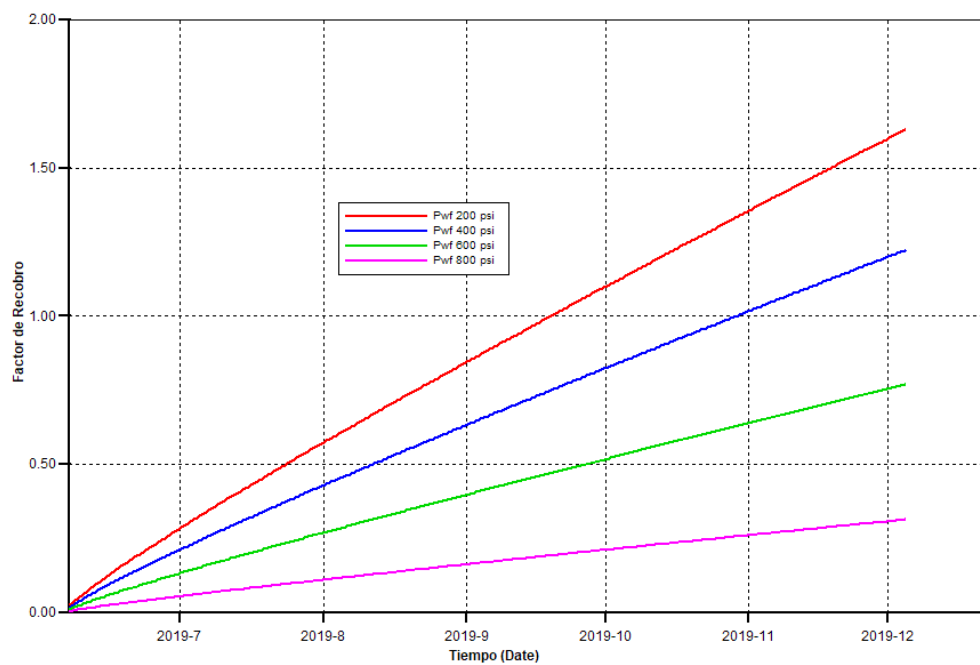


Figura 32. Factor de recobro vs t. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

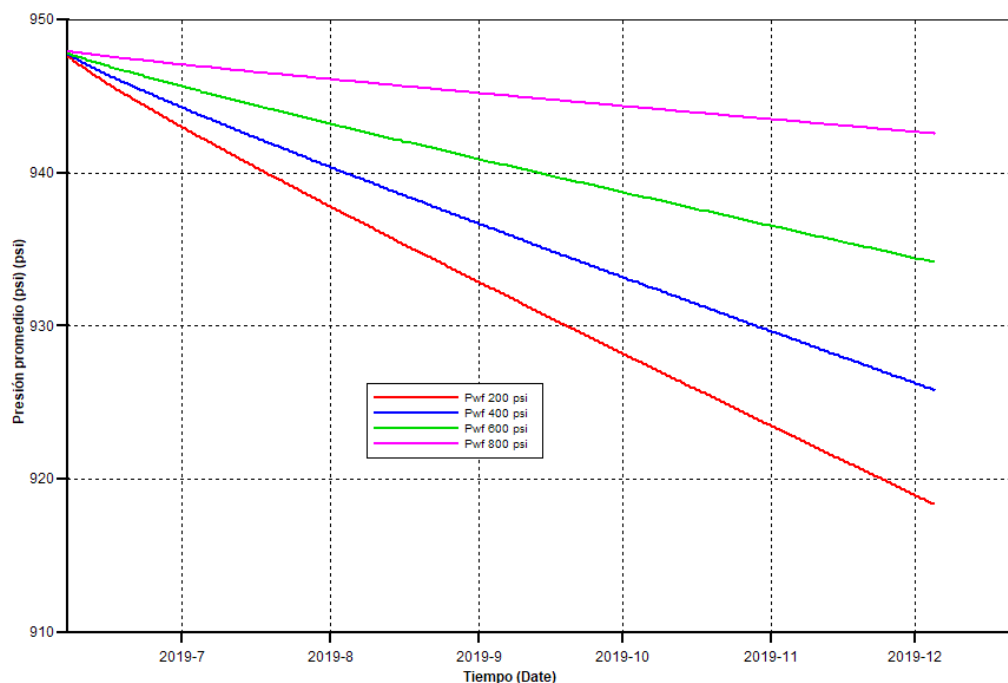


Figura 33. Presión promedio - producción primaria. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

Entre los escenarios de explotación planteados, se decide utilizar una presión de fondo de 400, porque ofrece valores del factor de recobro más altas que las demás sin comprometer demasiado el depletamiento del yacimiento como lo haría una BHP de 200 psi.

5.2. Inyección cíclica de vapor

5.2.1. Inclusión de confinamiento. Previniendo altas caídas en la presión promedio y con el propósito de evaluar el efecto de los límites del yacimiento, se estudia la inclusión o no de un anillo de confinamiento. Para ello, se deja constante el área del patrón (10 acres) y se añaden 5 celdas en i y 5 en j alrededor de este con el propósito de simular el efecto de los límites del yacimiento en el proceso, dejando correr esto durante 5 ciclos. En la tabla 15 se describen los 3 casos a ser evaluados.

Tabla 15.

Evaluación del efecto de un anillo de confinamiento

Parámetro	Detalle
Caso 1	Sin anillo
Caso 2	Anillo de 2 md
Caso 3	Anillo de 5 md

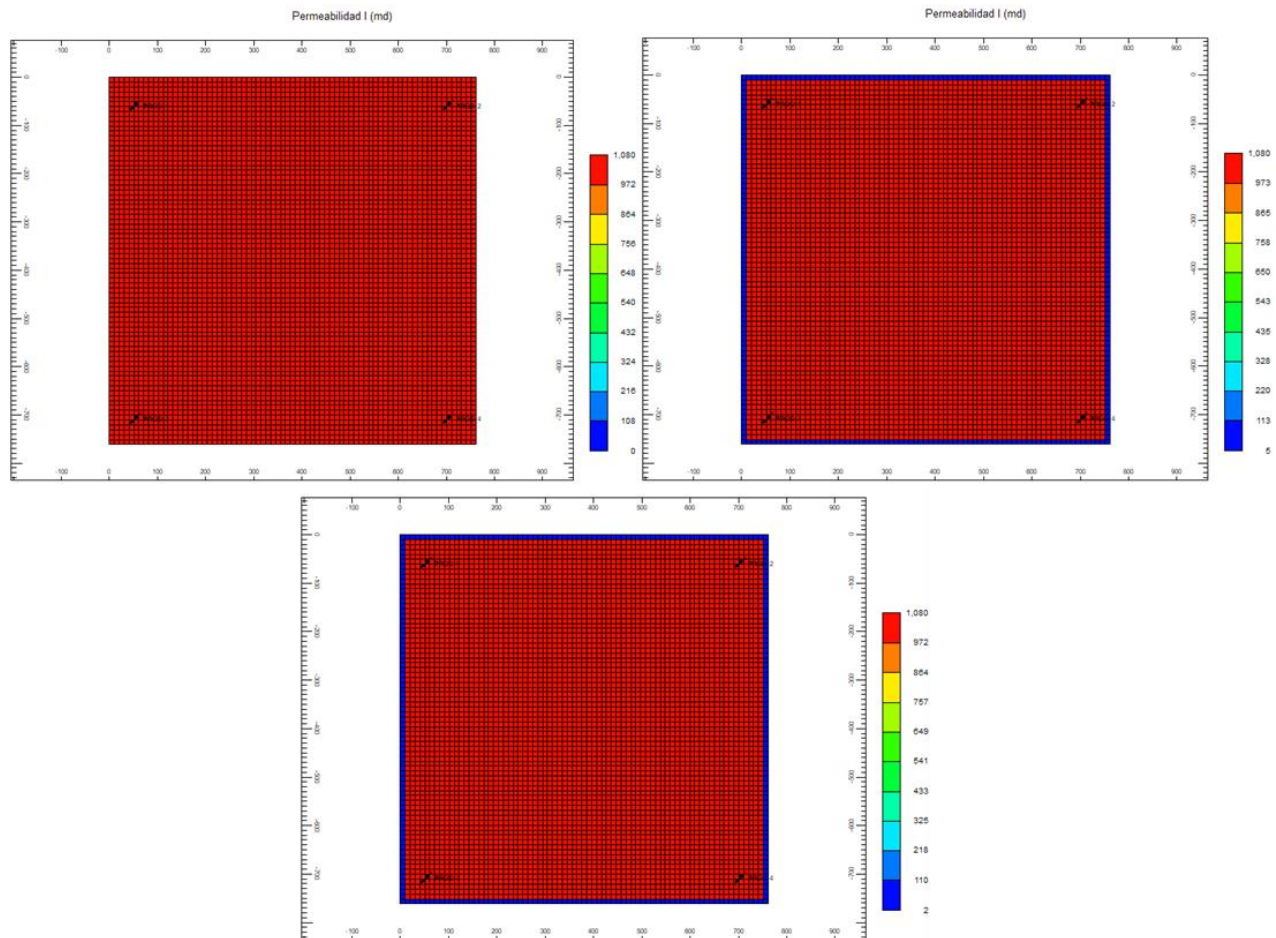


Figura 34. Vista 3D de cada uno de los casos de confinamiento. Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2015).

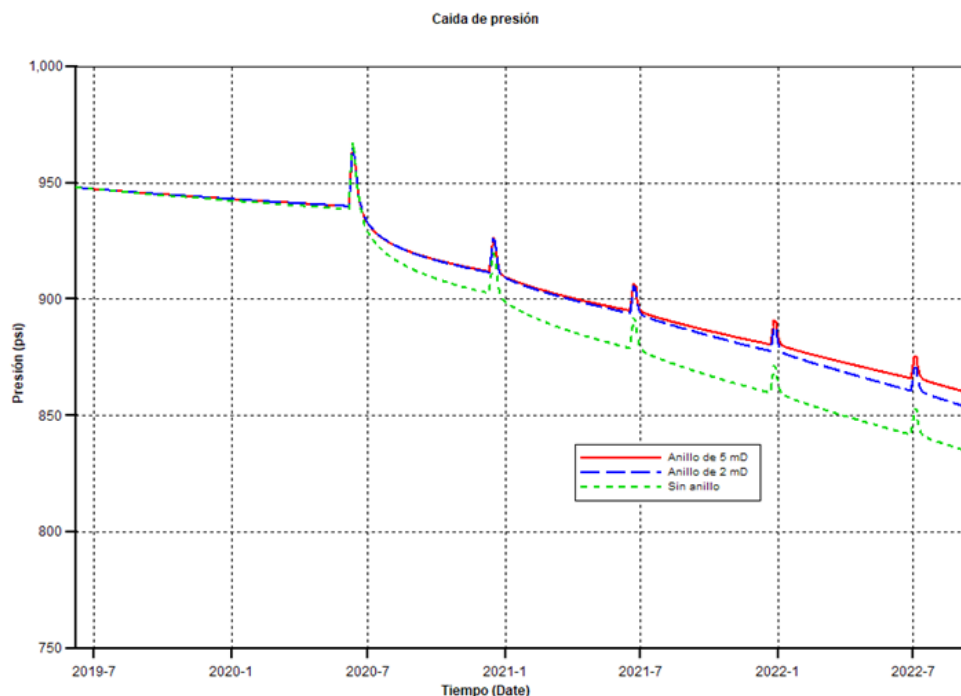


Figura 35. Evaluación del confinamiento. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

Se decide entonces utilizar un anillo de 5 mD alrededor del yacimiento para el desarrollo del modelo, justificado en la atenuación de la curva de caída de presión que presenta este caso.

5.2.2. Sensibilidad a la Tasa de inyección. Para verificar la inyectividad del yacimiento se varia la tasa de inyección entre 750 y 1500 barriles de agua inyectada por día, realizando una sensibilidad cada 250 barriles.

En la Figura 36 se ve claramente cómo a tasas superiores a 1000 barriles diarios se presentan problemas de inyectividad, por esa razón se escogen 1000 barriles como la tasa de inyección para la fase cíclica.

5.2.3. Desarrollo de la inyección cíclica. Se realizó la inyección cíclica en 3 fases, entre cada una se poblaba más el modelo para mejorar el factor de recobro y reducir el espaciamento entre pozos. Para todos los ciclos se manejaron los mismos parámetros de la Tabla 16.

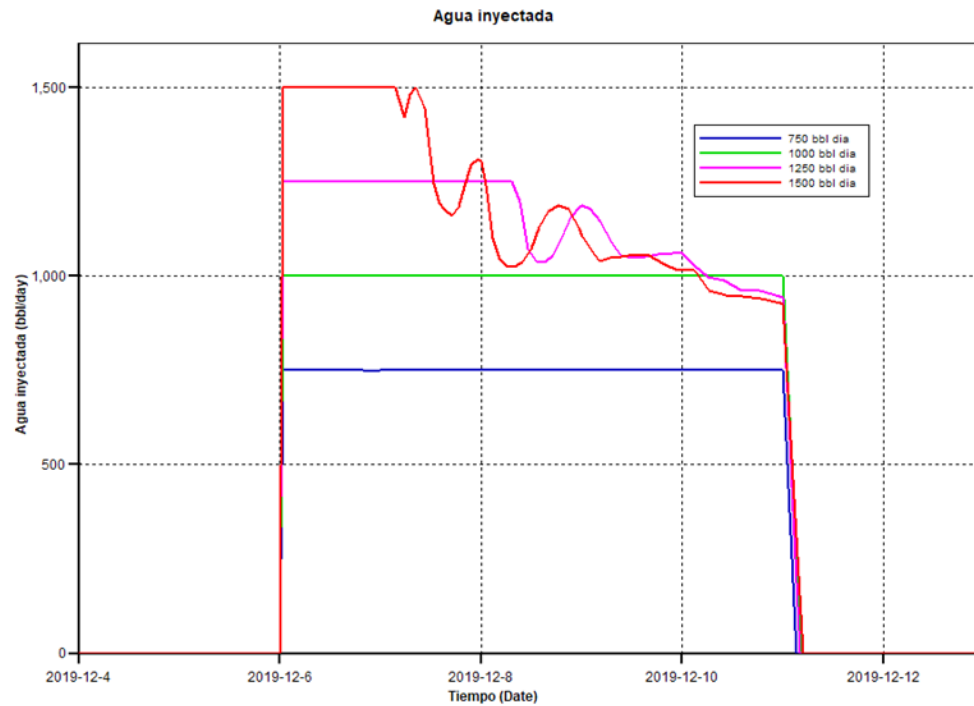


Figura 36. Tasa de inyección de vapor. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

Tabla 16.

Características de la inyección cíclica de vapor.

Parámetros Inyección cíclica de vapor	
Número de Ciclos	7
Tiempo de Inyección	5 días
Tasa de inyección	1000 bwpd
Tiempo de remojo	3 días
Calidad del vapor	0.7
Temperatura de inyección	587 °F
Tiempo entre ciclos	180 días

Como primera etapa se estimulan con vapor los pozos que estuvieron abiertos desde la producción primaria (P-1, P-2, P-3 y P-4) durante 3 ciclos. Después se perforan 3 nuevos pozos (P-5, P-6, P-7) por dos ciclos más y, por último, son perforados 6 pozos (P-8, P-9) los cuales solo serán sometidos a 2 ciclos. De esta manera los productores/inyectores de los extremos son los que más ciclos reciben con 7 en total. La figura 37 sirve como guía de la línea de tiempo del proceso. En la Figura 38 y 39 se puede observar la reducción del espaciamiento de pozos, partiendo de un patrón de 10 acres hasta llegar a 2.5 acres.

Esta estrategia de ir poblando el modelo se realizó teniendo en cuenta que las viscosidades iniciales eran de 4031 cP, valores por fuera del screening de inyección continua de vapor, de esta forma se lograba aumentar la temperatura del yacimiento y con ello una reducción en la viscosidad del aceite. Otro factor predominante para la perforación in situ de más pozos es que para *steamflooding* el espaciamiento entre pozos debe ser reducido.

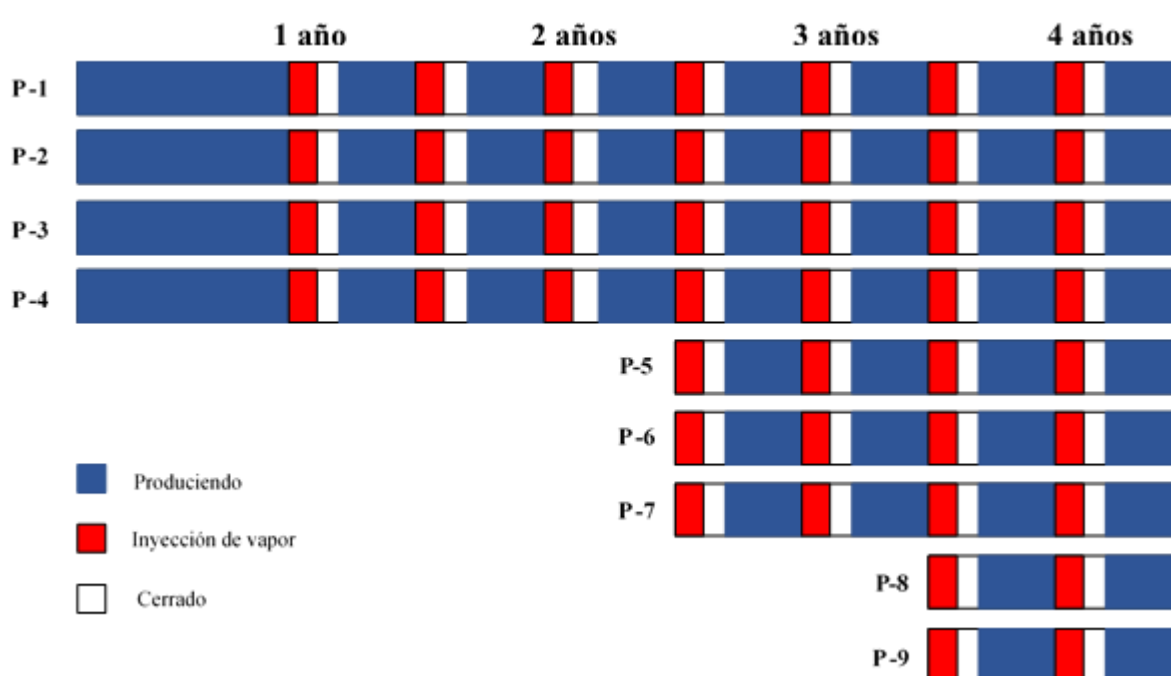


Figura 37. Línea de tiempo de la producción primaria y la inyección cíclica.

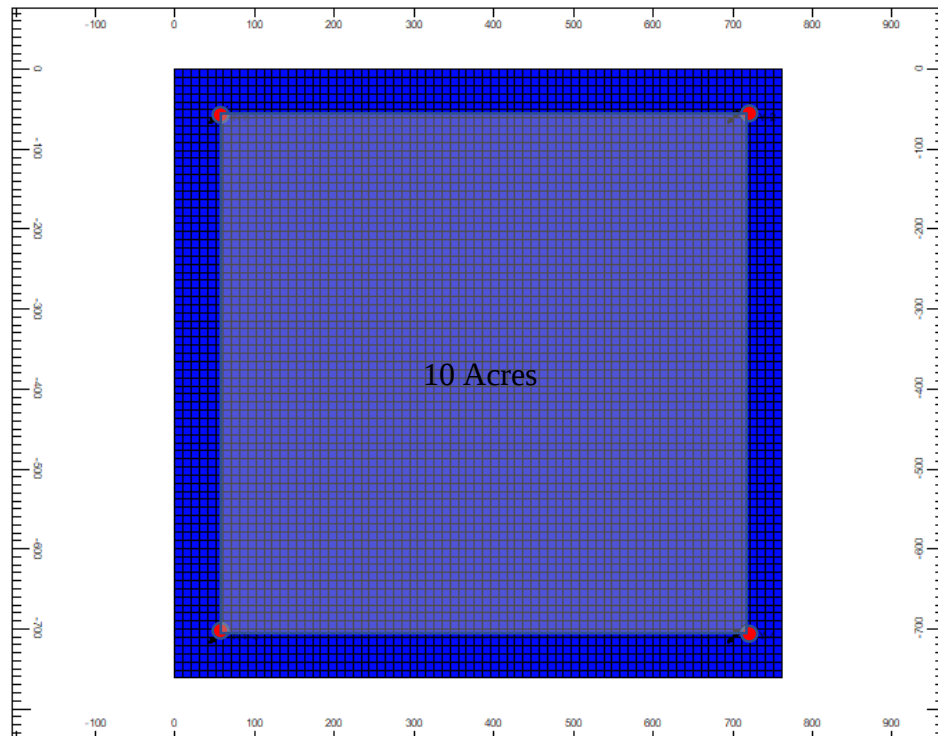


Figura 38. Patrón inicial de 10 acres.

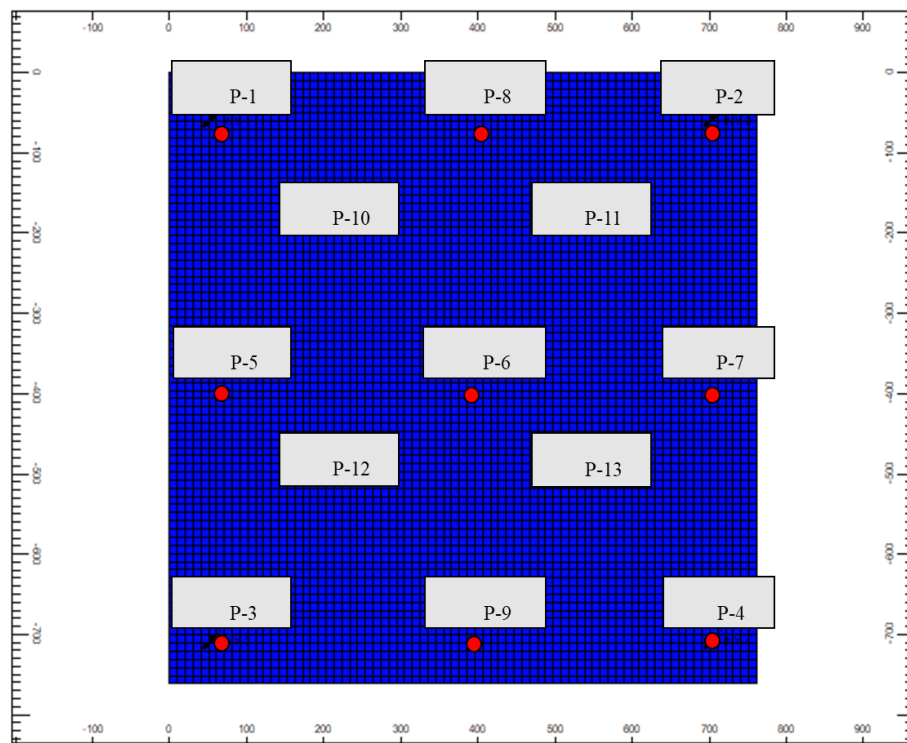


Figura 39. 4 patrones de 2.5 al final de la inyección cíclica.

La Figura 40 muestra el perfil de viscosidades luego de los 7 ciclos de vapor, logrando valores de viscosidad cercanos a los 1000 cP en radios de pozos que iban desde 30 a 50 pies.

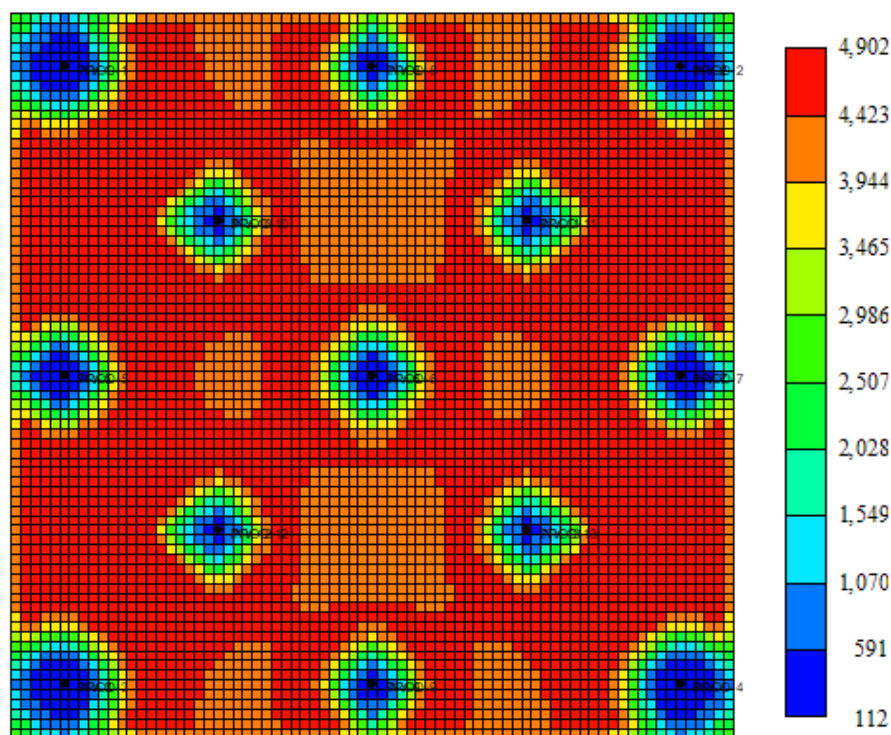


Figura 40. Distribución de viscosidades final inyección cíclica. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

5.3. Inyección continua de vapor.

Luego de haber calentado el yacimiento empieza la inyección continua de vapor. En esta fase las tasas de inyección son considerablemente menores que las usadas en la inyección cíclica, en la literatura Farouq Ali recomienda una tasa equivalente a 1.5 bbl/acre-ft. Para el desarrollo de este modelo, la tasa de inyección se estableció en 500 bbl/día.

Al inicio se utilizan los pozos P-10, P-11, P-12 y P-13, como inyectores manteniendo los otros 9 como productores, de esta forma se tienen 4 patrones de 5 puntos invertidos y un patrón normal de 5 puntos en el centro del modelo.

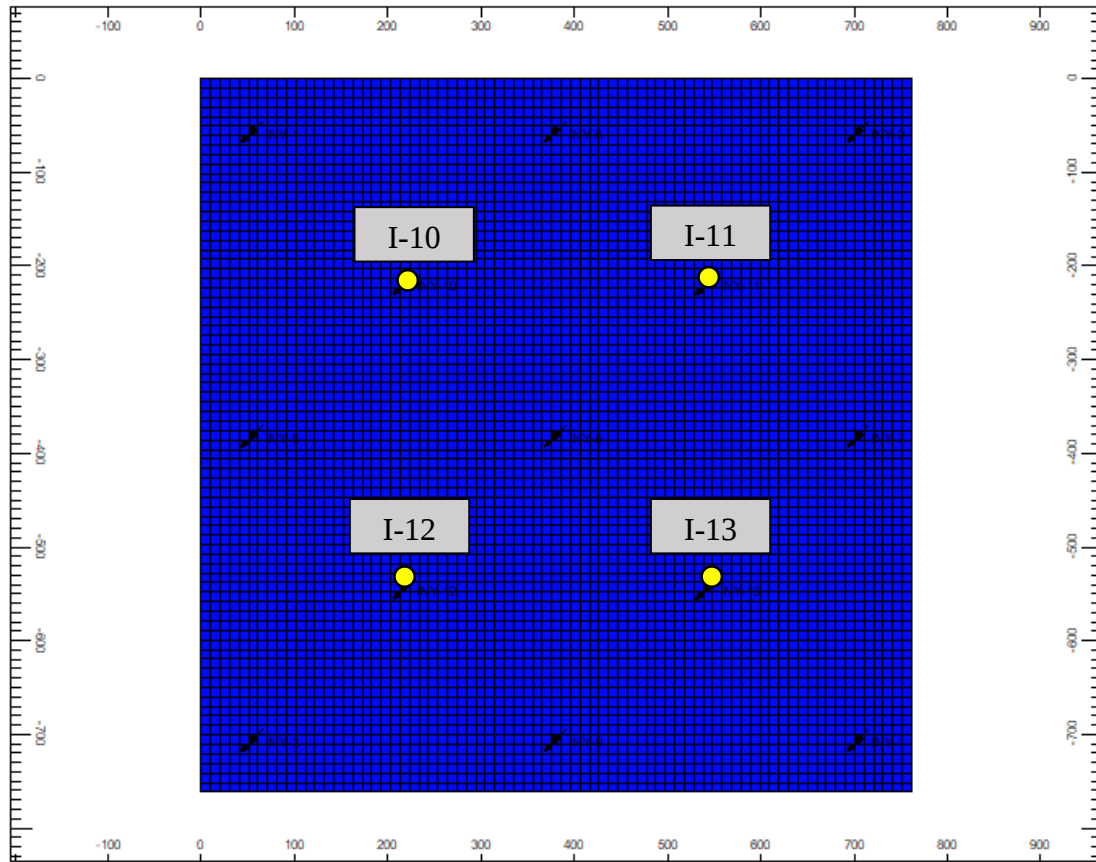


Figura 41. Distribución de productores/inyectores para la Iny. continua.

Los parámetros operacionales para la inyección continua están sintetizados en la tabla 17.

Tabla 17.

Condiciones de operación para la inyección continua de vapor.

Parámetro	Valor
Tasa de inyección	500 bbl/día
Calidad del vapor	0.7
Temperatura de inyección	587 °F
Duración del proceso	3 años

5.3.1. Resultados del proceso. Luego de tener establecidos los parámetros se simula la inyección continua de vapor. En la figura 42 vemos que el factor de recobro al final del proceso alcanza el 34%. En la Figura 43 se muestra como la producción de aceite después de aproximadamente 150 días alcanza su pico de producción.

Los resultados también evidencian un problema de canalización (Figura 44), pues todo el vapor inyectado se desplaza sólo a los pozos P-1, P-2, P-3 y P-4, justamente los que desde un principio estuvieron abiertos a producción primaria y estuvieron estimulados con 7 ciclos de vapor, más que todos los productores del modelo.

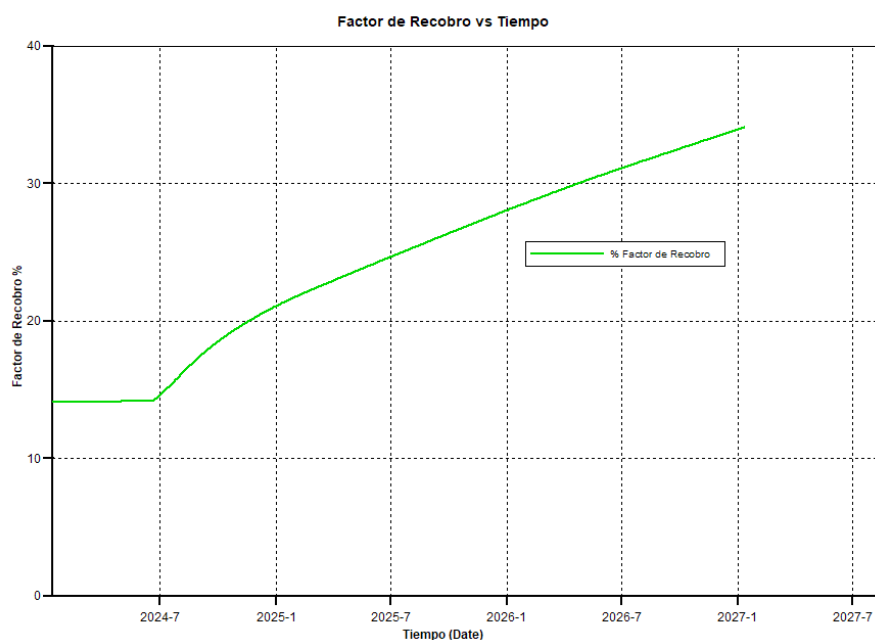


Figura 42. Factor de recobro Iny. continua de vapor. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

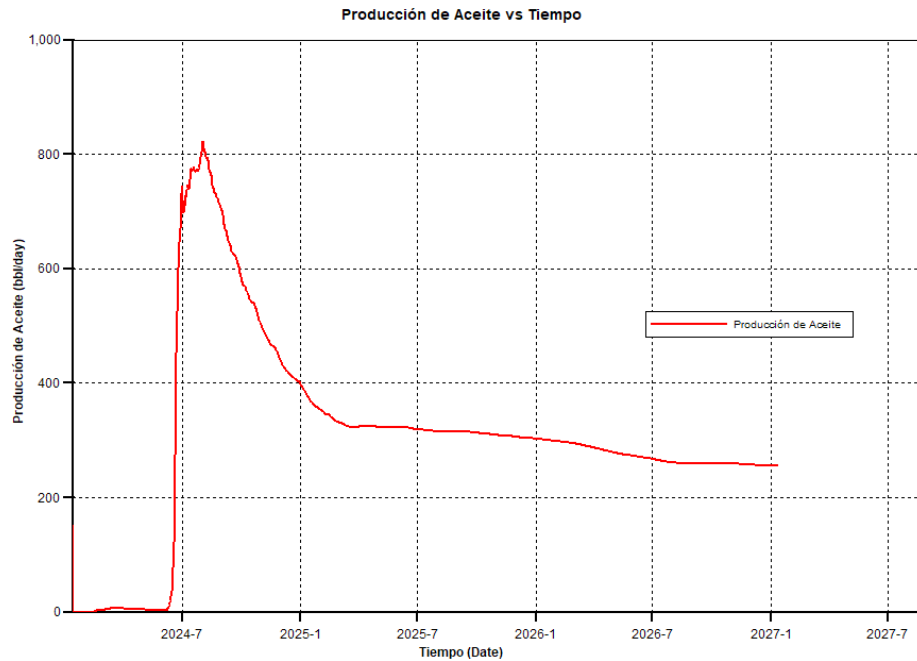


Figura 43. Producción de aceite Iny. continua de vapor. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

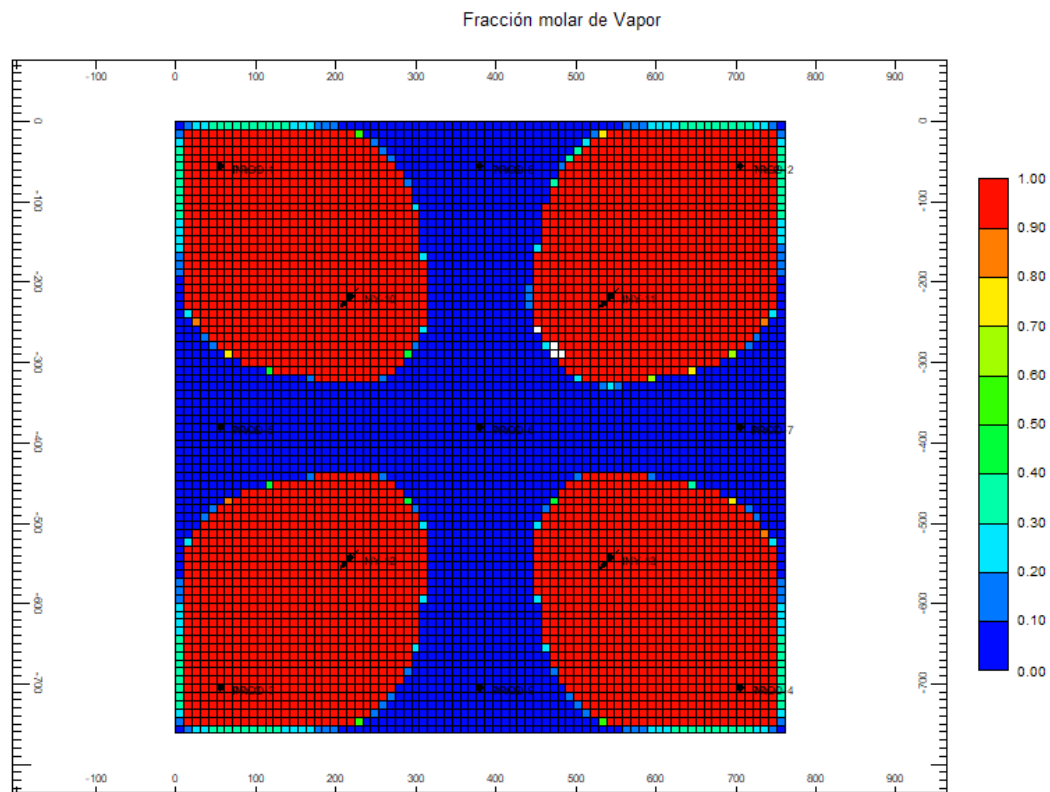


Figura 44. Fracción molar de vapor al final de la inyección continua. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

6. Inyección de trazador

Uno de los criterios más importantes para el diseño de pruebas de trazadores es la cantidad de trazador a utilizar, en donde entre otras cosas el factor económico juega un papel clave. Entre los métodos que existen para calcularlo encontramos el método de los momentos y el modelo de dilución total. El modelo de dilución total (también conocido como el método volumétrico) parte de asumir que el trazador viaja solamente en el agua y utiliza parámetros como el volumen poroso, el límite de detección de los equipos y un factor de seguridad para calcular la masa inyectada, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$m = Vp * Swi * Lmd * Fs$$

Donde m es la masa, Vp el volumen poroso, Swi la saturación de agua al inicio del proceso, Lmd el límite de detección del equipo y Fs un factor de seguridad. Para el modelo conceptual, utilizando el modelo de dilución total, se obtuvo 31.45 lbs de trazador como el valor óptimo.

En la práctica el tiempo de inyección del bache de trazador no debe ser muy prolongado, se puede realizar incluso en horas, pero para efectos de la simulación se estableció 1 día para el desarrollo de la prueba.

De la simulación se obtendrá la curva de surgencia de producción de la concentración del trazador por pozo (WTPC Vs t), así como la producción total de trazador por pozo (WTPT) y producción total del campo (FTPT). Todos estos necesarios para realizar análisis de la prueba de trazadores.

Para la aplicación del simulador numérico a prueba de trazadores es necesario realizar las siguientes actividades:

- Revisar el modelo de simulación numérica del campo.

- Actualizar el modelo de simulación de campo a las condiciones de inyección del trazador
- Incorporar los cambios necesarios en el archivo .dat para incluir el modelo de simulación numérica
- Por medio del Builder del simulador definir el componente trazador con las propiedades químicas y físicas que se requieran.

6.1. Definición del componente

Los trazadores a inyectar corresponden a los sulfonatos poliaromáticos, los cuales por sus características son aptos para inyectar en procesos de recuperación térmica, tales como la inyección continua de vapor. En el capítulo 3 se explica a detalle las características de estos compuestos y las razones por las que se eligen como trazadores en procesos de inyección de vapor. Usando *Builder* en la sección *components* se agregan los componentes Tracer1, Tracer2, Tracer3 y Tracer4. Por conveniencia se agrega el mismo trazador 4 veces con nombres diferentes pues por la configuración de pozos que se tiene es posible que a un mismo pozo irruman trazadores de diferentes inyectores. Las características para definirlo se recogen en la tabla 18.

Tabla 18.
Características del trazador.

Tipo de trazador	Químico
Fase en que se encuentra	Acuosa
Presión Crítica	587.838 psi
Temperatura Crítica	887.36 °F
Masa de trazador	31.45 lbs
Peso molecular del trazador	434.31 lb/lbmol
Concentración molar en 500 bbl de agua	7.439×10^{-6}

6.2. Desarrollo de la prueba.

Para inyectar un trazador químico en un campo sometido a inyección continua de vapor no necesariamente se necesita que el trazador sea administrado desde el primer día del proceso, en otras palabras, aún en etapas avanzadas se le puede inyectar el trazador al campo objetivo. Ahora bien, se optó por dividir la prueba en 2 etapas, la primera inyectándolo desde el primer día de la inyección continua con el propósito de constatar que tanto el trazador y el vapor llegan en conjunto a los productores y después de lo anterior se corre el trazador 2 años después del inicio de la inyección continua.

El trazador es inyectado por los pozos I-1, I-2, I-3 e I-4 en conjunto con el vapor por un solo día, luego de esto el proceso de inyección continua de vapor continua con normalidad. Las prueba de trazadores tienen un tiempo determinado y el muestreo en superficie se realiza con mayor detalle al principio del proceso, pero luego de la irrupción del trazador en los productores la frecuencia de muestreo suele disminuir y así se sigue hasta el fin de la prueba, en este caso definida en 3 años.

6.2.1. Caso 1. Trazador al principio de la inyección continua. Con la masa del trazador se establecen las concentraciones molares para ingresarlos al simulador y se inyectan los trazadores Tracer1, Tracer2, Tracer3 y Tracer4 por los pozos I-1, I-2, I-3 e I4 respectivamente, con una calidad del vapor del 70%.

Las Figuras 45, 46, y 47 se muestran el desplazamiento del trazador “Tracer1” en el yacimiento cada 60 días.

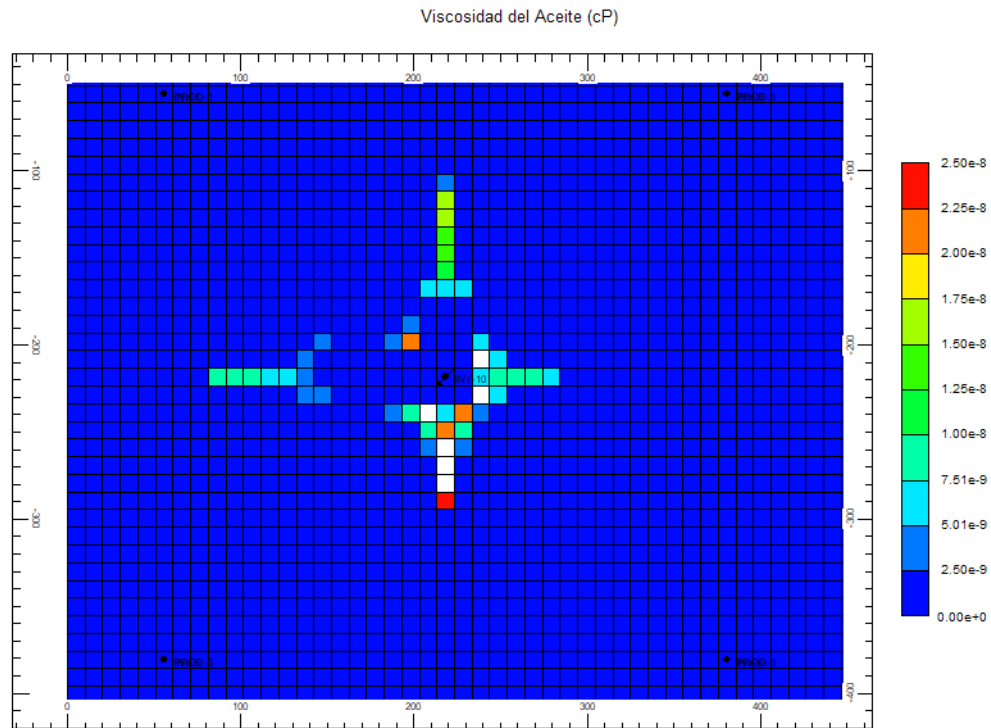


Figura 45. Fracción molar Tracer1- 60 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

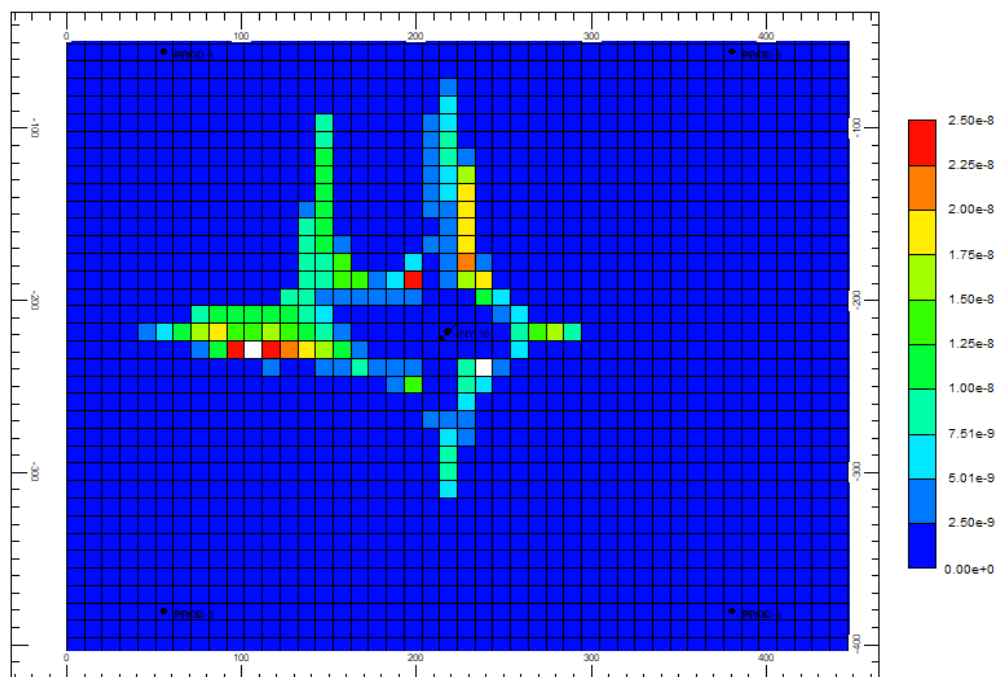


Figura 46. Fracción molar Tracer1- 120 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

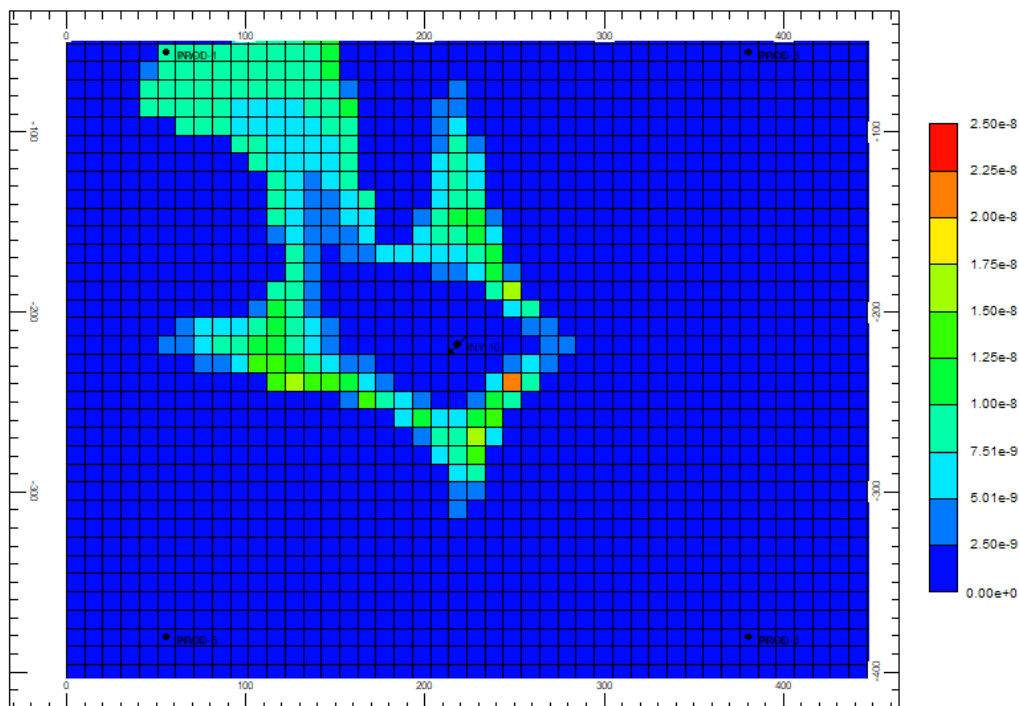


Figura 47. Fracción molar Tracer1- 180 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

6.2.2. Caso 2. Trazador a 2 años de la inyección continua. Siguiendo la misma metodología se inyectan los trazadores luego de 2 años del inicio de la inyección continua, buscando replicar la aplicabilidad en procesos maduros de recobro térmico.

Las Figuras 48, 48 y 50 brindan claridad del movimiento del flujo del trazador en el yacimiento a 10, 20 y 30 días después de ser inyectado.

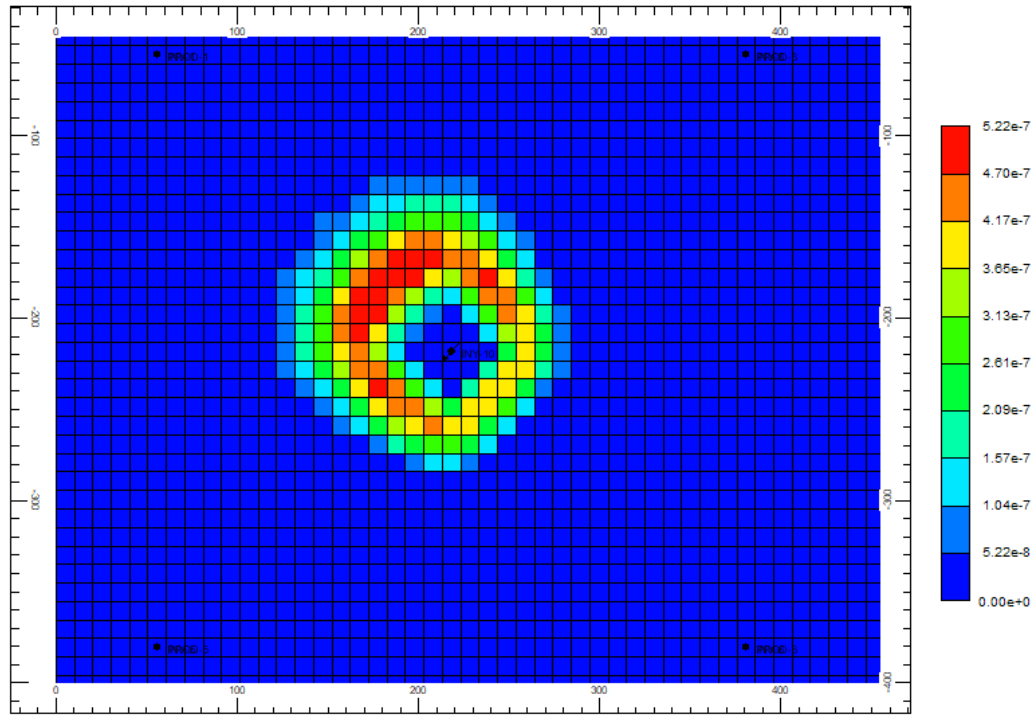


Figura 48. Fracción molar Tracer1- 10 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

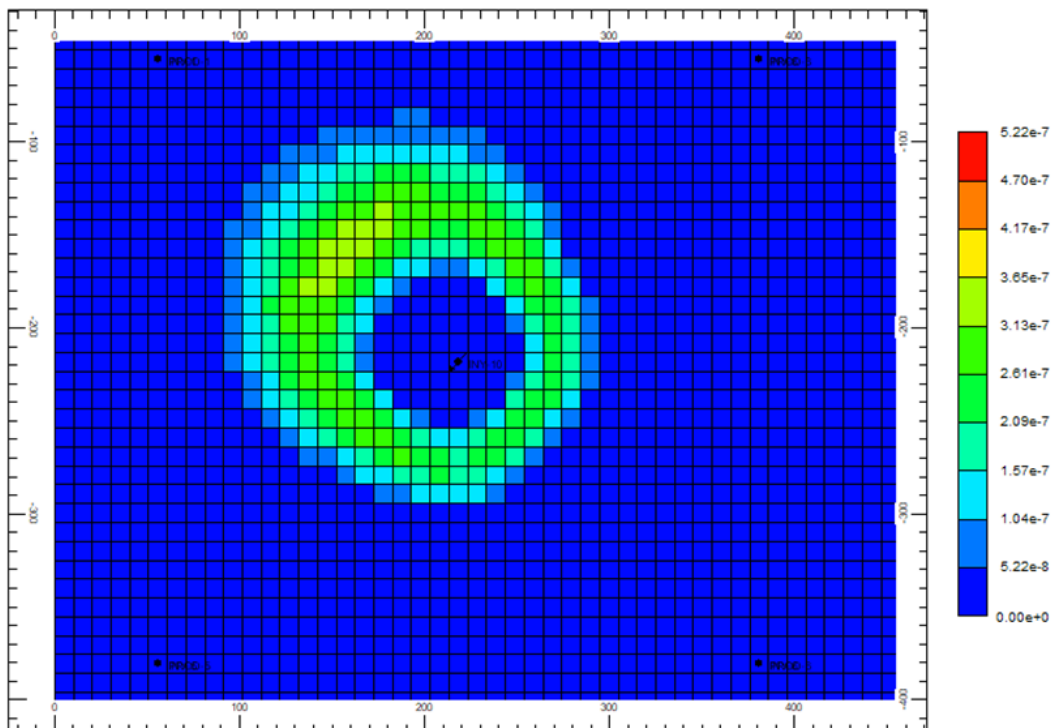


Figura 49. Fracción molar Tracer1- 20 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

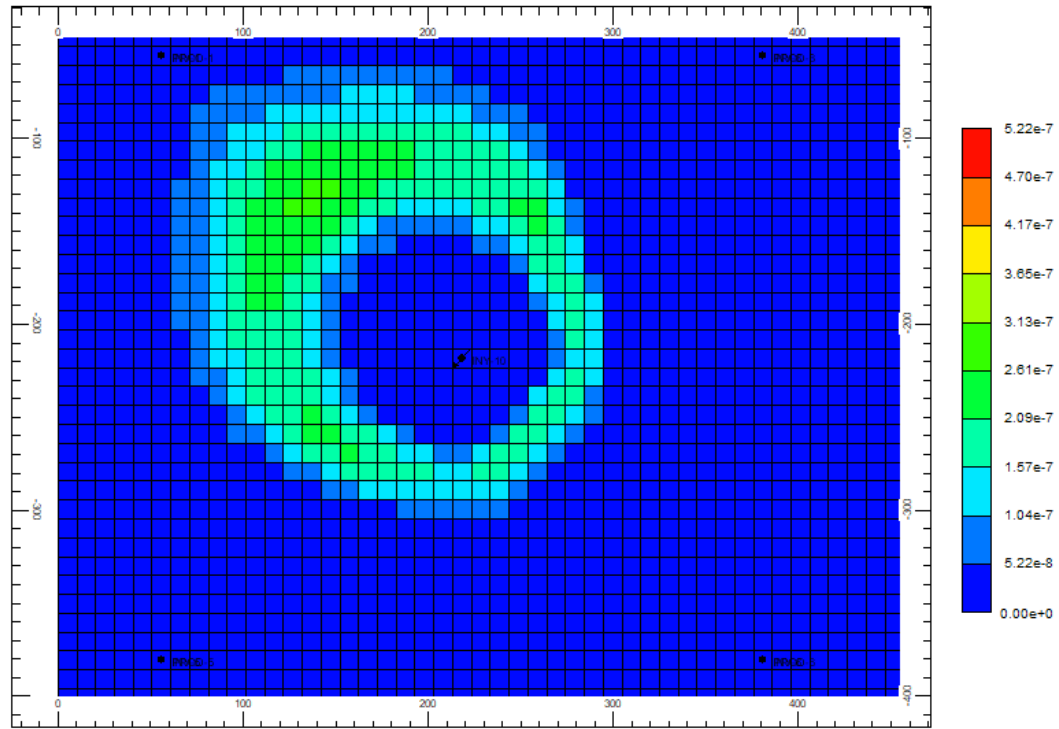


Figura 50. Fracción molar Tracer1- 30 días. Layer 1. Adaptado de Computer Modelling Group – Results 3D (2015).

Para el caso B se plantea observar el efecto de la heterogeneidad del yacimiento en las curvas de trazadores, entonces se varían las porosidades entre 0.239 y 0.299 y permeabilidades entre del modelo inicial tal como se muestran en las Figuras 51 y 52.

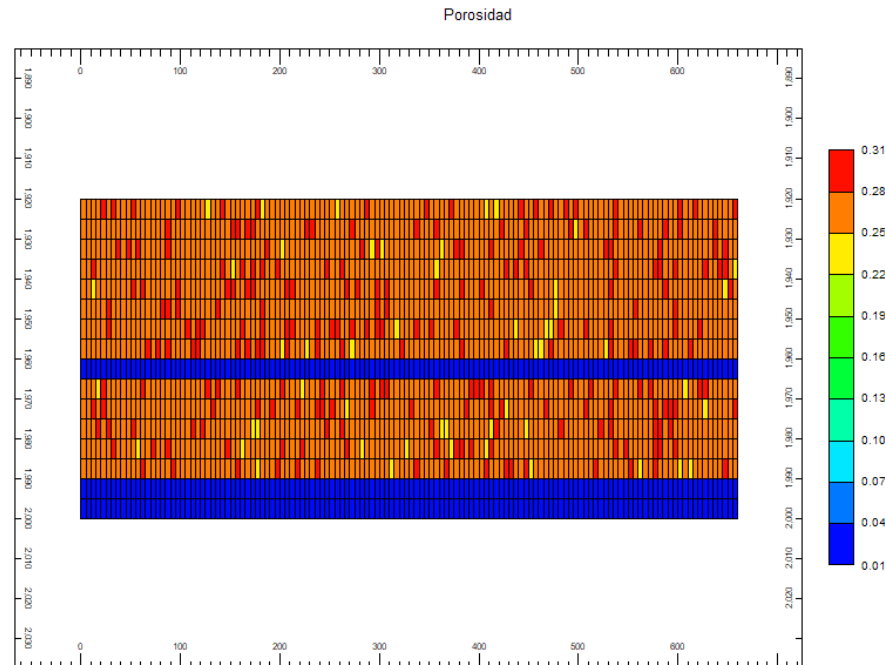


Figura 51. Porosidad. Caso Heterogéneo. Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2015).

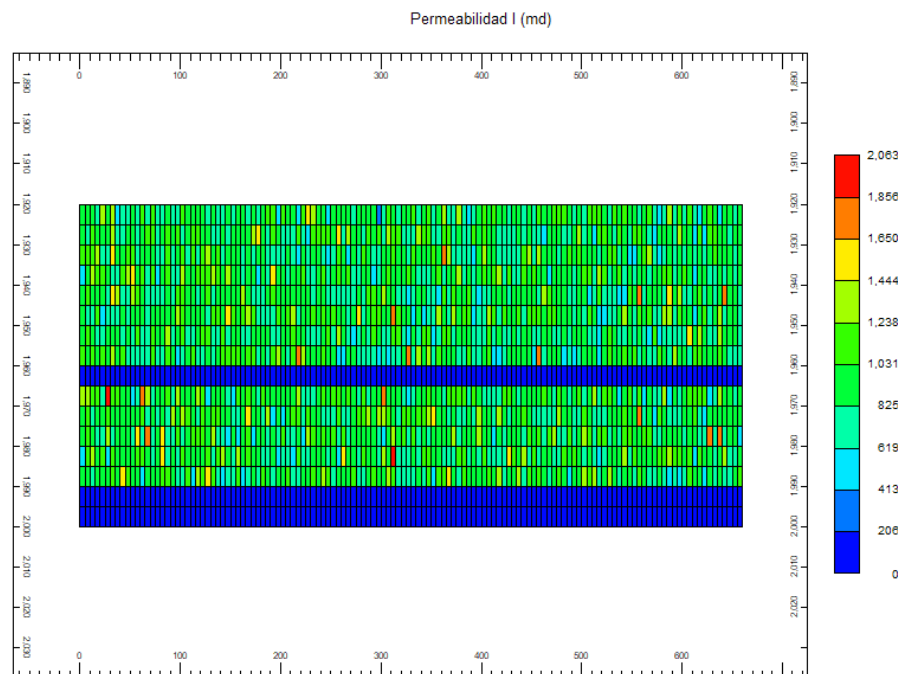


Figura 52. Permeabilidad. Caso heterogéneo. Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2015).

7. Análisis de resultados de la inyección del trazador

Entre los parámetros que ayudan a identificar que el movimiento del trazador se da junto con el vapor está su tiempo irrupción, recordando que el pico de producción de la inyección continua se logra cuando el frente de vapor alcanza cada pozo. Para el Caso 1 entre las Figuras 53 a 56 se puede constatar que el pico de producción de aceite encaja de forma precisa con el pico de producción de todos los trazadores inyectados, esto indica que la caracterización del movimiento del vapor en el yacimiento la están haciendo de manera apropiada.

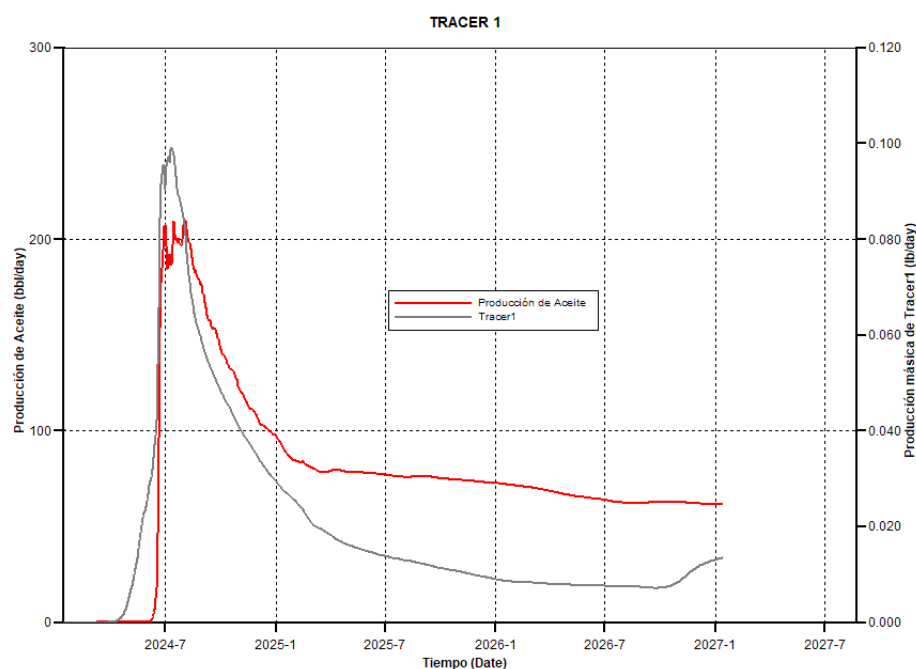


Figura 53. Producción de Tracer1 y aceite. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

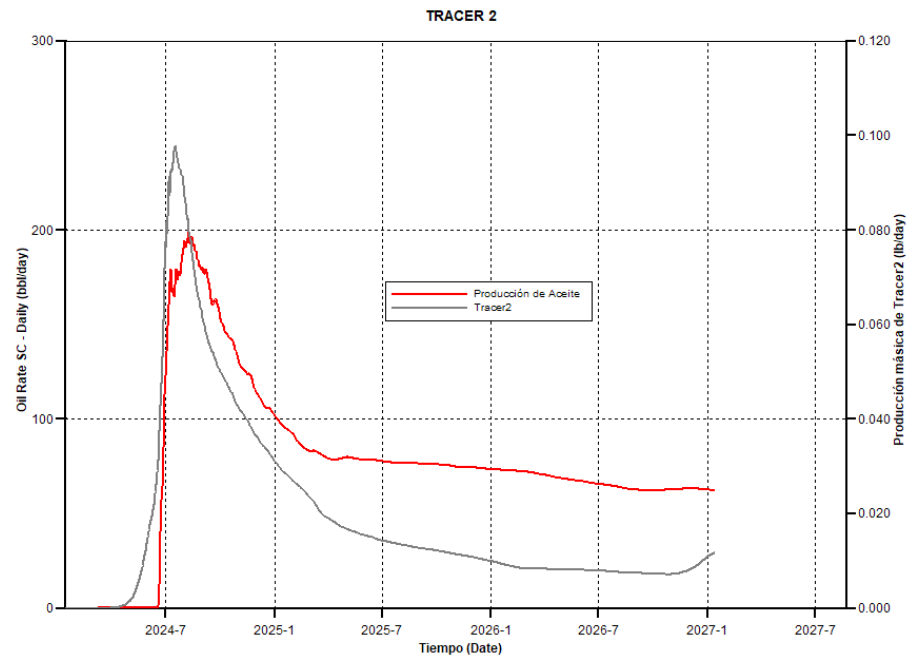


Figura 54. Producción de Tracer2 y aceite. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

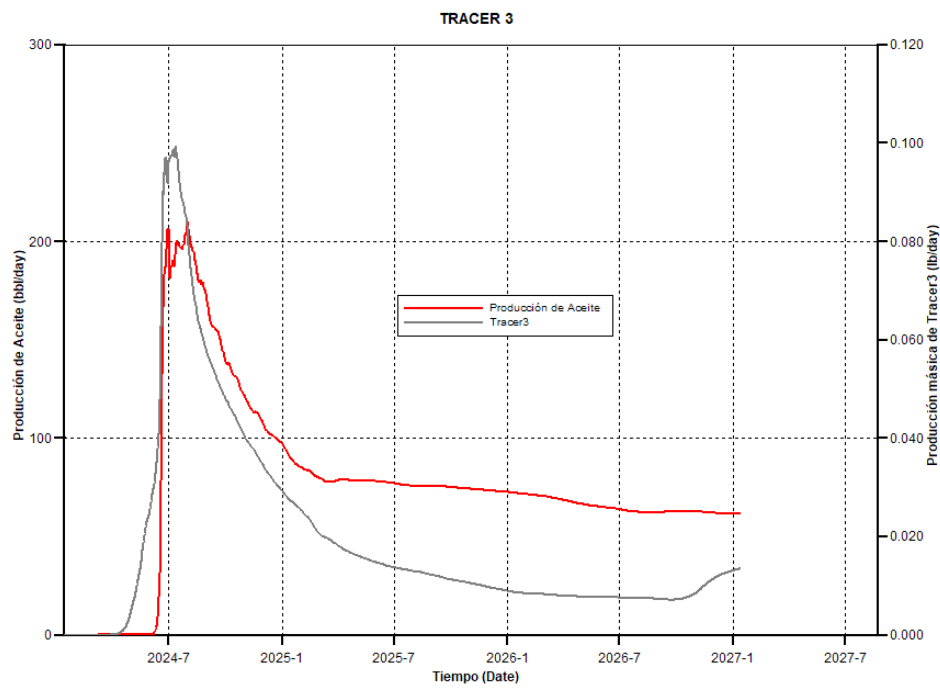


Figura 55. Producción de Tracer3 y aceite. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

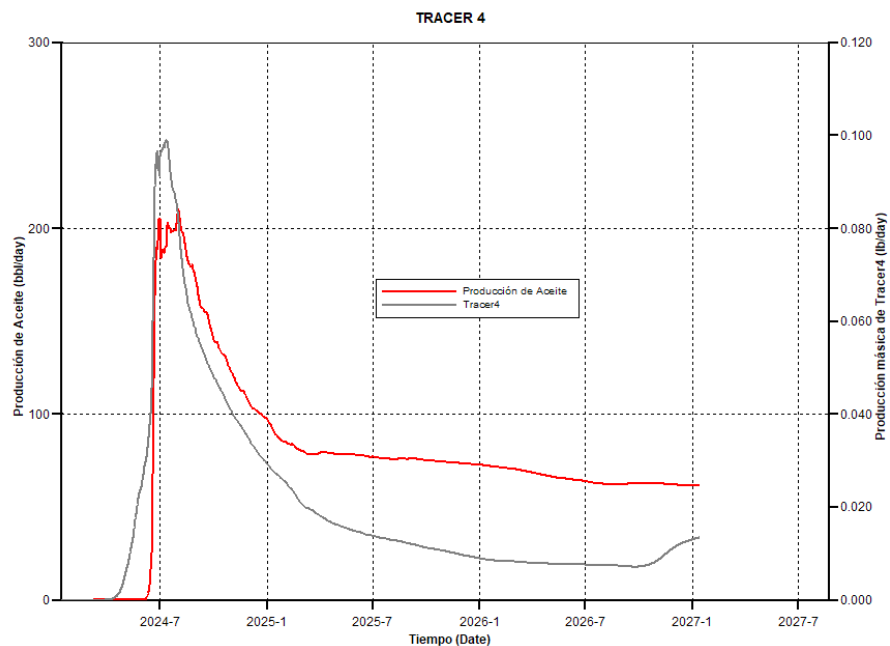


Figura 56. Producción de Tracer4 y aceite. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

Debido a la homogeneidad del modelo el porcentaje de trazador recuperado es muy similar para los 4 trazadores logrando recuperarse cerca de 67% (21 lb de trazador respecto a las 31.45 lb inyectadas). La Figura 57 describe este resultado.

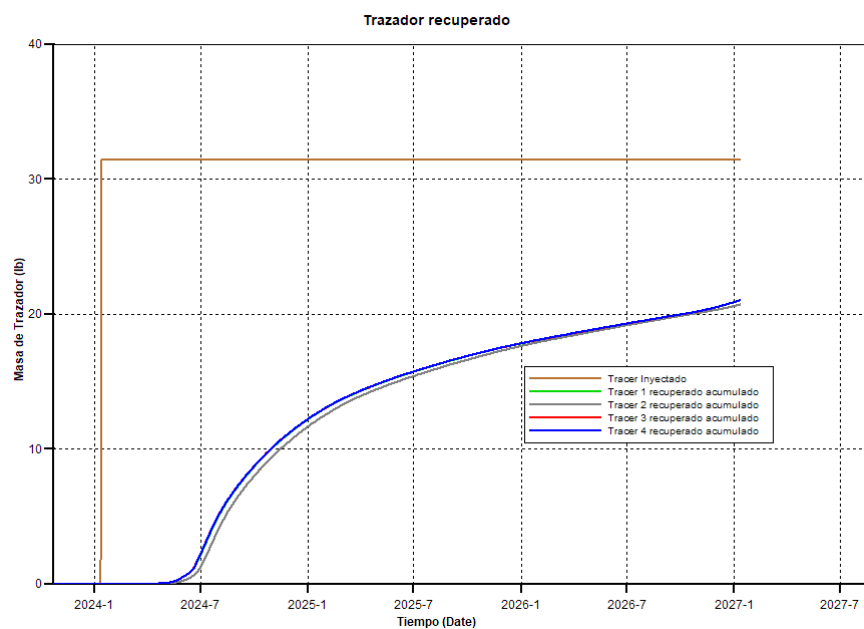


Figura 57. Masa de trazador inyectado y recuperado. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

Para el caso B las curvas de concentración de los trazadores corresponden de forma más apropiada al comportamiento teórico, que es un decaimiento exponencial de la forma Ae^{-b^*t} luego del tiempo de ruptura, como se observa en la Figura 58, donde se superponen las 4 gráficas en el modelo homogéneo.

El porcentaje recuperado en esta situación es mayor que en el Caso A lográndose acercar al 84% el trazador inyectado, 26.5 lb producidas (Figura 59). Que sea mayor en esta situación se debe en gran medida a que ya el vapor en este punto ya tiene una ruta de flujo establecida, esto también explica los menores tiempos de irrupción para el Caso B. Los resultados mostrados en *Results 3D* en las Figuras 48 a la 50 apoyan lo anterior al mostrar como la distribución del trazador en el Caso B cambia visiblemente y hay una mayor uniformidad en el flujo de este en la formación. Los trazadores empieza a observarse el día 3 después del inicio de la prueba, pero en muy pequeñas concentraciones, por debajo del límite detectable de los equipos, sin embargo, ya después del día 9 sobrepasa los 10 ppb y el pico en su producción se alcanza a los 55 días con una concentración de 1834.11 ppb.

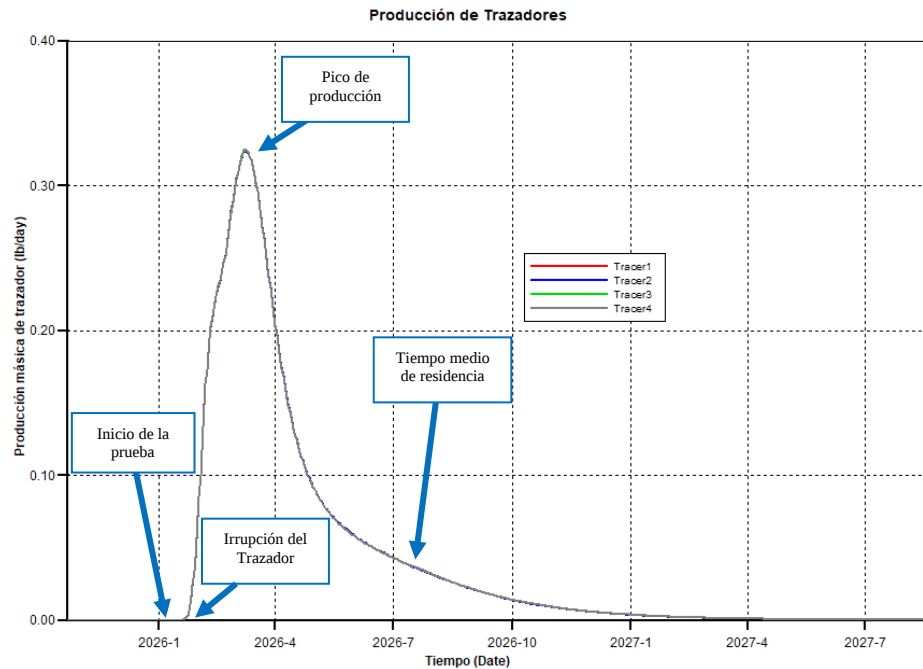


Figura 58. Producción de trazadores Caso B. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

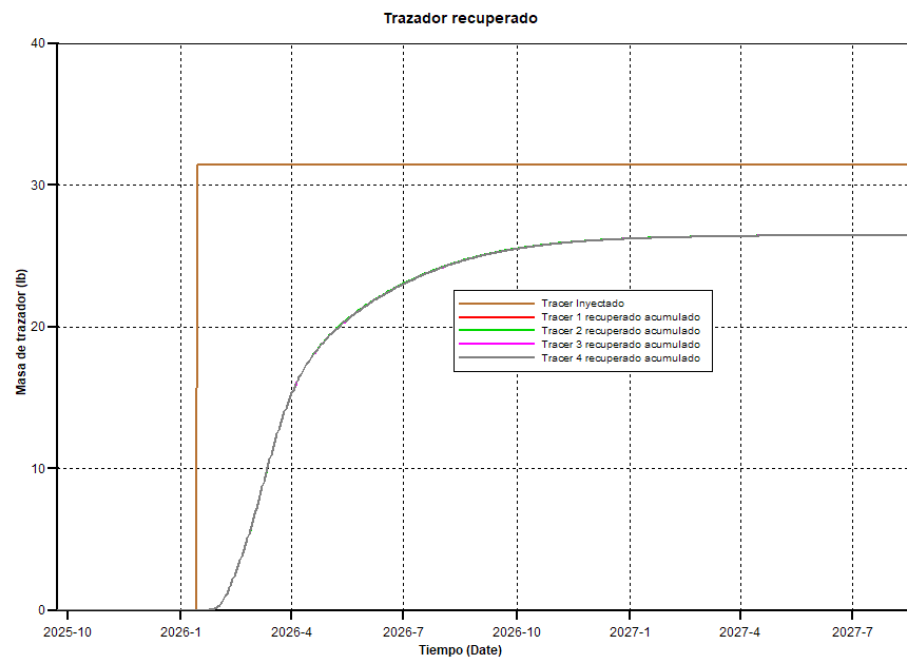


Figura 59. Trazador inyectado y recuperado Caso B. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

El tiempo medio de residencia se estima a partir de la siguiente ecuación:

$$\bar{t} = \frac{\int_0^{\infty} t \cdot C(t) dt}{\int_0^{\infty} C(t) dt}$$

Donde t es el tiempo desde el inicio de la prueba en días y $C(t)$ la concentración del trazador en unidades de masa sobre volumen, entonces para cada trazador tenemos:

Tabla 19.

Análisis de la irrupción de los trazadores

Trazador	Irrupción detectable	Tiempo medio de residencia (días)
Tracer1	A los 9 días	121.29
Tracer2	A los 9 días	120.75
Tracer3	A los 9 días	121.28
Tracer4	A los 9 días	121.26

Basado en las Figuras 53 a la 59 podemos obtener información de la inyección del trazador en el proceso de inyección continua en nuestro modelo de simulación.

Para este caso no se presenten diferencias en los tiempos de irrupción a los pozo por lo que el modelo numérico considera permeabilidades homogenizadas, en la aplicación en campo no ocurriría algo similar ya que empiezan a interferir otros factores tales como fallas, fracturas, zonas ladronas o permeabilidades diferentes en IJK. Se representó también el cambio que experimentarían las curvas de concentración en caso de que el yacimiento fuera heterogéneo como mostraban las Figuras 51 y 52.

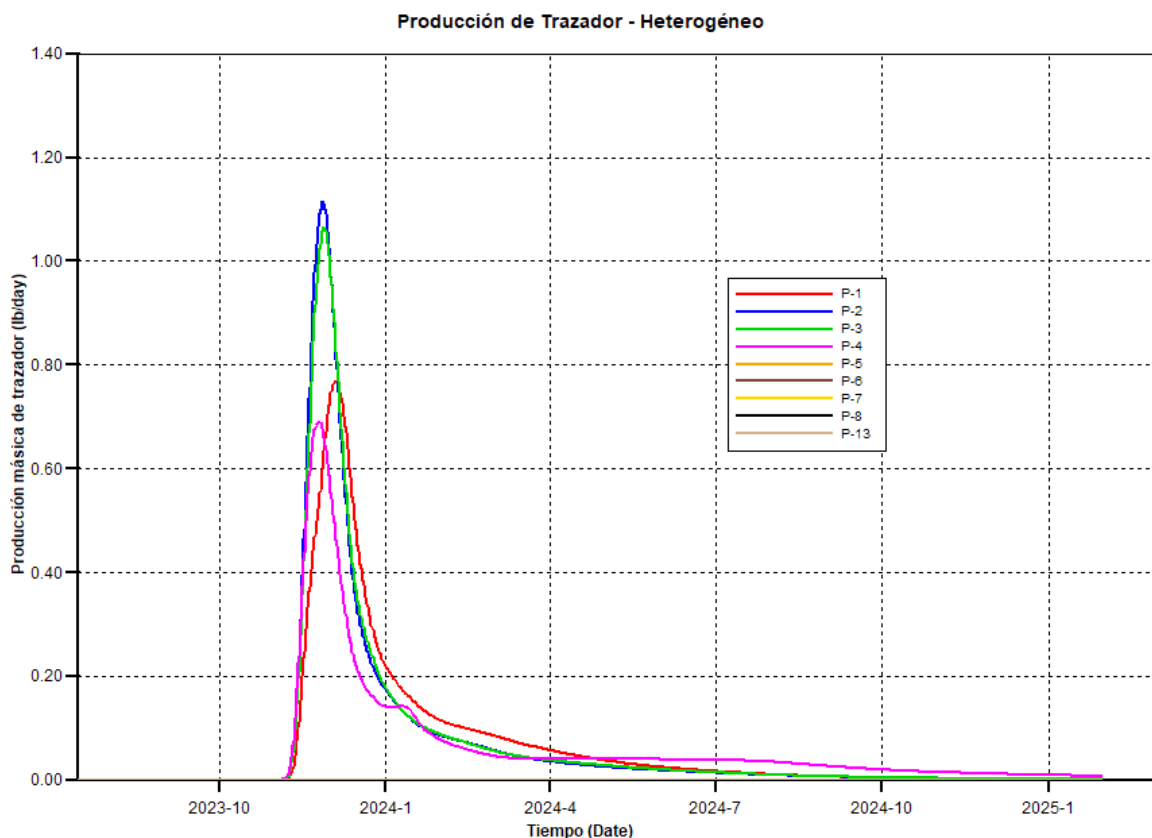


Figura 60. Producción de trazador en un modelo de simulación heterogéneo. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

A partir de la figura 60 podemos determinar que la irrupción de vapor en el modelo de yacimiento heterogéneo se da casi de manera instantánea en todos los pozos, 9 días después, pero debemos tener en cuenta que la producción de trazador si difiere considerablemente para cada pozo, esto puede explicarse a partir de la presencia de canales preferenciales de flujo. Los pozos P-2 y P-3 alcanzan los picos más altos de producción de trazador alcanzando 1.11 y 1.06 libras por día, 28 días después del inicio de la inyección. El pozo P-4 adicionalmente muestra un segundo pico en la curva después de 72 días que podría explicarse por el aporte de la segunda formación ubicada entre los layer 10 al 14.

Se debe tener en cuenta que las respuestas presentadas por el simulador son predicción del comportamiento del trazador en el yacimiento, considerando esto podemos tener menor grado de

incertidumbre en los procesos de aplicación a campos o pilotos y partir de la información que arroja el simulador considerar la aplicación de inyección de trazador en la vida real de tal forma que:

- De acuerdo con las direcciones preferenciales de flujo reportadas por la simulación del proceso, y a su vez dependientes de la información con la que se alimentó el modelo numérico del campo, y teniendo en cuenta las condiciones de operación de este, se obtienen los pozos susceptibles de producir trazador. Con esta información se puede definir con mayor grado de certidumbre la ubicación de los pozos productores e inyectores en un proceso de inyección continua de vapor.
- En este aspecto es clave tener bien definido el modelo estructural y petrofísico del yacimiento, ya que si tenemos información que caracterice realmente nuestro yacimiento vamos a obtener comportamientos cercanos a la realidad de la inyección del trazador, de lo contrario no se podrá alimentar el modelo con la suficiente información.
- Otro aspecto importante en el que la simulación numérica contribuye al diseño preliminar de la prueba de trazadores es el que se refiere al tiempo de duración de la prueba, así como al rediseño del programa de muestreo.

Otra aporte importante de la simulación numérica de la prueba de trazadores es la propia contribución de información útil para la modelación matemática del comportamiento del trazador en el medio poroso, por ejemplo, los cortes de agua, la producción de aceite y gas por pozo, necesarias para las predicciones de la concentración por día de trazador que se obtendría de cada pozo involucrado en la zona de estudio. Sobre todo, la simulación numérica permite conocer los gradientes de presión, establecidos en el yacimiento por las condiciones de inyección, producción y por las características del sistema roca-fluidos. Conocidos los gradientes de presión entre el pozo

inyector y productor, se calcula la velocidad promedio del fluido, necesaria para la determinación del coeficiente de dispersión, así como del número de Peclet, parámetros considerados en la mayoría de los modelos representativos del comportamiento del trazador en el medio poroso.

7.1. Ventajas de simular la inyección de trazadores en un proceso de inyección continua de vapor.

A partir de los resultados obtenidos en la simulación de la inyección del trazador en el modelo homogéneo o heterogéneo del yacimiento, podemos analizar la información obtenida a partir de las gráficas, la cual nos permite optimizar el método de inyección continua de vapor ya que:

- Podemos verificar que la cantidad de trazador a inyectar sea la suficiente y la necesaria, para garantizar su detección en los pozos productores. En general, este es un punto crítico, ya que al inyectar una cantidad inferior a la detectable o insuficiente para marcar el volumen necesario de fluidos, conducirá a conclusiones basadas en un comportamiento erróneo. Asimismo, cantidades excesivas de trazador no sólo representarían costos innecesarios, sino también podrían ocasionar problemas de separación del trazador de los fluidos producidos, implica también, cargas ambientales innecesarias, que podrían ser peligrosas, según las características del trazador utilizado, para este caso de estudio los sulfonatos poliaromáticos no generan ningún tipo de daño ambiental y su disposición no requiere ser considerada como producto peligroso.
- Extender el monitoreo hacia pozos que en el diseño preliminar no hayan sido considerados como pozos de observación, pero que, con base en las predicciones de la simulación numérica, serían pozos en los que se produciría el trazador. No considerarlos en el monitoreo conduciría a resultados de la prueba de campo que podrían ser incompletos, suponiendo desde luego que en efecto las predicciones de la simulación fuesen correctas. Por otro lado, si no fuesen

correctas las predicciones, éstas juntamente con los datos de la prueba podrían mejorar el modelo numérico, al menos en la zona de estudio.

- Obtener datos de campo que den lugar a curvas de comportamiento de trazador estadísticamente mejores que las tradicionales, de tal forma que éstas representen con mayor fidelidad lo que ocurre en el yacimiento y así, estar en condiciones de interpretar la prueba con base en curvas más representativas del flujo del trazador en el medio poroso. Lo anterior es de vital importancia dado que en muchas aplicaciones de trazadores no se han obtenido curvas con suficiente información, y por lo mismo, no se tiene certidumbre en la interpretación.

7.2. Evaluación de la conectividad entre pozos a partir de los datos arrojados por la simulación.

Si se analiza la producción de trazador por pozo los resultados que arroja el simulador se ajustan a los obtenidos en la sección 5.3.1. donde solo los pozos P-1, P-2, P-3 y P-4 producían. En este caso el trazador se dirige también solamente a estos pozos de su patrón, por tanto, son 5 los pozos en los cuales no arriba. Las flechas de la figura 61 indican las dirección de flujo de los trazadores de acuerdo con los resultados de la simulación y por tanto la conectividad entre los pozos I-1 y P-1, I-2 y P-2, I-3 y P-3, I-4 y P-4. Esto se repite también para el caso heterogéneo mostrado en la figura 58.

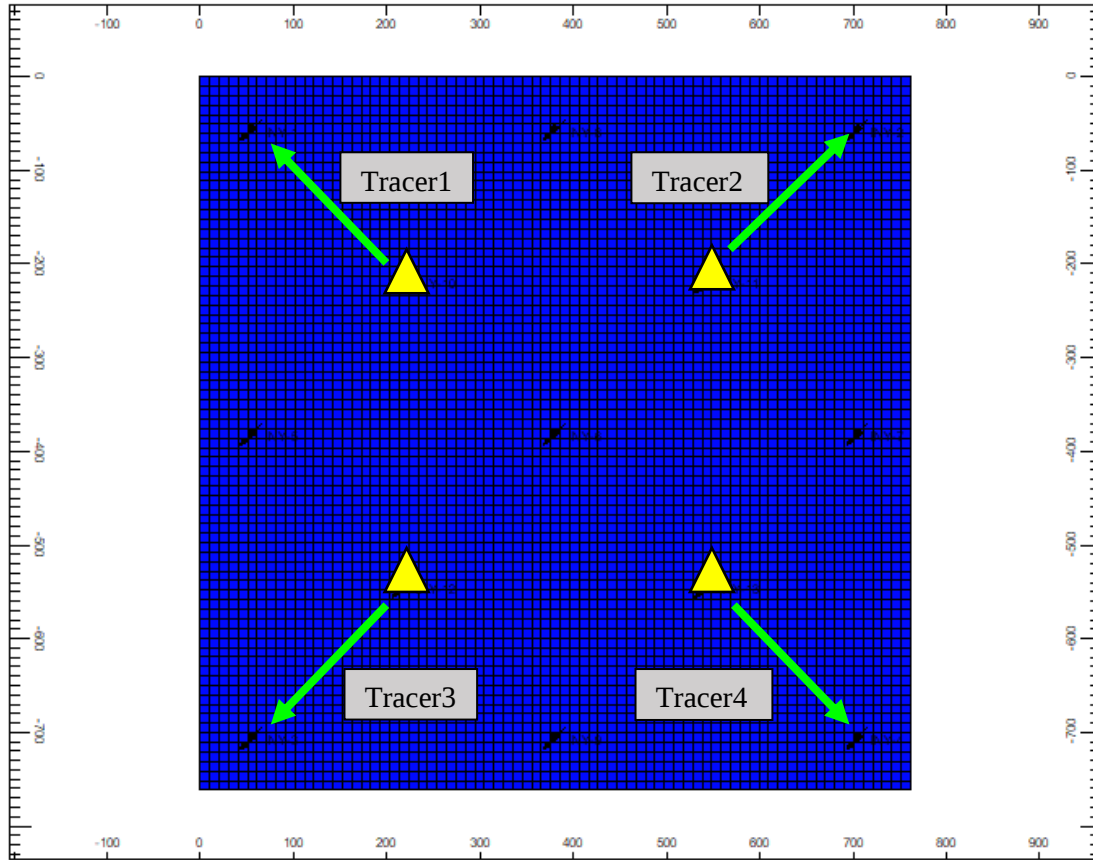


Figura 61. Comunicación entre pozos a partir de los resultados de la simulación.

7.3. Cálculo del volumen de barrido.

A partir de los datos de salida de la simulación se pueden determinar las concentraciones necesarias para calcular el volumen barrido (V_{sji}) con un trazador inyectado como un bache. La siguiente ecuación describe la forma de calcularlo (Sharma *et al.*, 2014):

$$V_{sji} = \frac{m_{ij}}{M_k} \left(\frac{\int_0^\infty q_j C_{ij} dt}{\int_0^\infty q_j C_{ij} dt} - \frac{t_{bache}}{2} \right)$$

$$m_{ij} = \int_0^\infty q_j C_{ij} dt$$

Donde m_{ij} es la masa del trazador inyectado por el pozo i y producido en j , M_k la masa de trazador inyectada en el pozo i , q_i y q_j son las tasas de inyección y producción, C_{ij} es la

concentración de trazador en unidades de masa sobre volumen y t_{bache} es el tiempo de inyección del trazador.

Ahora bien, la integral impropia puede partirse en la suma de dos integrales, una hasta el pico de producción de trazador y otra después de este. Dividir la integral permite evaluarla para datos por fuera del tiempo de finalización de la prueba. La concentración de trazador después del pico de producción (t_b) puede ajustarse a un modelo de decaimiento exponencial de la forma:

$$C(t) = be^{at}$$

Reescribiendo la ecuación se tiene:

$$V_{sji} = \frac{m_{ij}}{M_k} \left(\frac{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} t dt + \int_{t_b}^{\infty} q_j C_{ij} t dt}{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} dt + \int_{t_b}^{\infty} q_j C_{ij} dt} - \frac{t_{bache}}{2} \right)$$

$$V_{sji} = \frac{m_{ij}}{M_k} \left(\frac{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} t dt + \lim_{c \rightarrow \infty} \int_{t_b}^c q_j b e^{at} t dt}{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} dt + \lim_{c \rightarrow \infty} \int_{t_b}^c q_j b e^{at} dt} - \frac{t_{bache}}{2} \right)$$

$$V_{sji} = \frac{m_{ij}}{M_k} \left(\frac{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} t dt + q_j \frac{b}{a^2} e^{-a \cdot t_b} (1 + a \cdot t_b)}{\int_0^{t_b} q_j C_{ij} dt + q_j \frac{b}{a} e^{-a \cdot t_b}} - \frac{t_{bache}}{2} \right)$$

Para los 4 patrones de 5 puntos invertidos se calcula el volumen poroso, siendo el yacimiento homogéneo el cálculo se facilita dando los siguientes resultados

Tabla 20.

Volumen poroso del modelo.

Parámetro	Valor
Volumen poroso Patrón 1	2539994 bbl
Volumen poroso Patrón 2	2539994 bbl
Volumen poroso Patrón 3	2539994 bbl
Volumen poroso Patrón 4	2539994 bbl

Volumen del modelo
10159976 bbl

La Figura 62 muestra como las concentraciones de trazadores se superponen, por este motivo las constantes a y b de la función $C(t)$ serán las mismas. Haciendo una regresión exponencial se pueden determinar estas constantes dando como resultado $a=-0.007$ y $b=1*10^{-6}$, ver Figura 63.

Para la prueba se escogió t_b como 92 días pues solo después de este tiempo la función exponencial logra dar mejores aproximaciones.

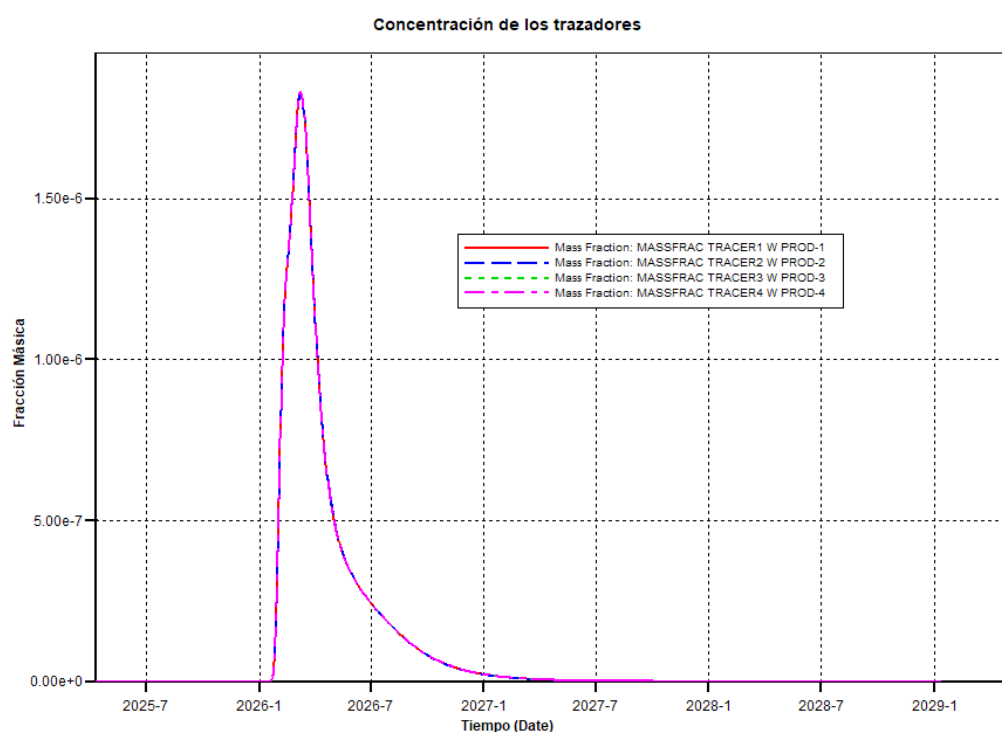


Figura 62. Concentración en fracción máfica de los trazadores. Adaptado de Computer Modelling Group – Results Graph (2015).

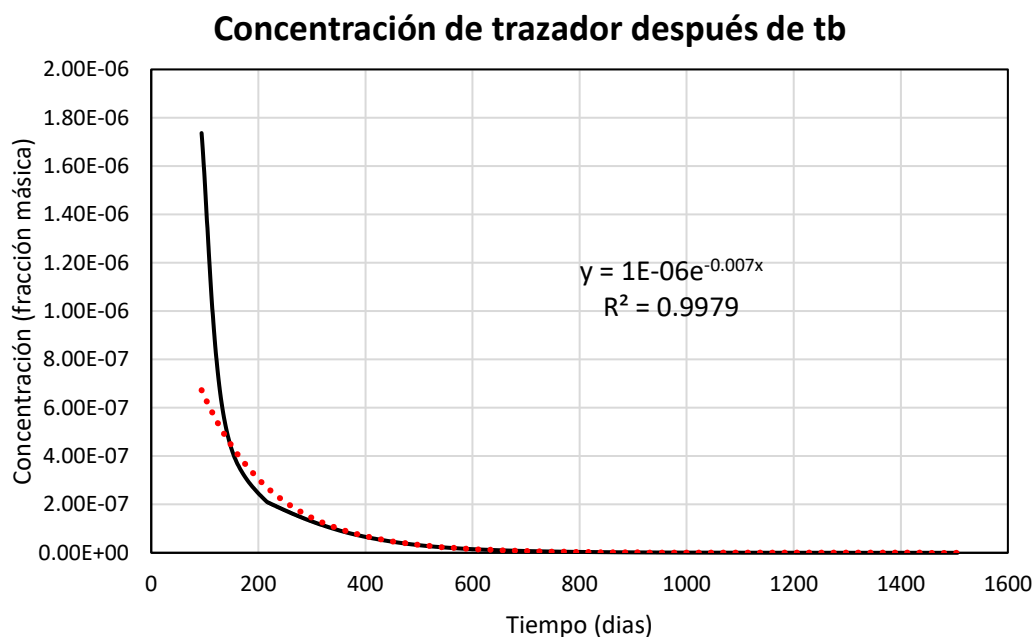


Figura 63. Concentración de trazador después de tb.

Tabla 21.

Volumen de barrido en cada patrón del modelo

Área	Dirección de flujo	Volumen de barrido [bbl]
Patrón 1	Tracer1 al pozo 1	1'113,879
	Tracer1 al pozo 8	-
	Tracer1 al pozo 5	-
	Tracer1 al pozo 6	-
	Tracer2 al pozo 8	-
Patrón 2	Tracer2 al pozo 2	1'139,188
	Tracer2 al pozo 6	-
	Tracer2 al pozo 7	-
	Tracer3 al pozo 5	-
Patrón 3	Tracer3 al pozo 6	-
	Tracer3 al pozo 3	1'125,227

Patrón 4	Tracer3 al pozo 9	-
	Tracer4 al pozo 6	-
	Tracer4 al pozo 7	-
	Tracer4 al pozo 9	-
	Tracer4 al pozo 4	1'133,428
Volumen total de barrido del modelo		4'511,722

8. Conclusiones

- Los sulfonatos poliaromáticos pueden ser usados como trazadores en procesos de inyección continua de vapor, ya que tienen estabilidad térmica y química y presentan unos tiempos de vida media alta a las condiciones en que generalmente se encuentran los yacimientos candidatos a esto método de recobro.
- A través del simulador STARS de CMG se pueden modelar las condiciones de las pruebas de trazadores químicos no particionables en procesos de inyección de vapor, a partir de la cual se puede obtener la data necesaria para evaluar conectividad entre pozos y volumen de barrido.
- De acuerdo con el caso de aplicación desarrollado se concluye que, si en la formación existen varias arenas productoras, con la información obtenida por los trazadores se puede determinar la trayectoria de la inyección de vapor en cada arena.
- La aplicación de prueba de trazadores en procesos de recobro térmico nos permite desarrollar con menos incertidumbre el modelo de aplicación del proceso de recobro térmico en campo ya

que se puede conocer con mayor detalle la caracterización del yacimiento, lo cual me permite conocer el comportamiento de flujo de los fluidos inyectados y evaluar distintas propiedades de manera directa.

9. Recomendaciones

- Realizar evaluación técnico-financiera de la aplicación de los sulfonatos poliaromáticos como trazadores químicos en procesos de inyección continua de vapor, esto con el fin de determinar la viabilidad de este tipo de proyectos.
- Investigar el uso de otro tipo de trazadores tales como los de partición para ser aplicados en yacimientos con procesos de inyección continua de vapor, con el fin de obtener información que permita definir saturaciones de aceite residual y demás propiedades que permitan optimizar los métodos de recobro.
- Evaluar a nivel de laboratorio los trazadores para garantizar la no interacción con los fluidos de yacimiento cuando entran en contacto con el trazador o evidenciar cualquier tipo de incidencia que estos puedan hacer.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2019). Obtenido de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Paginas/SistemaIntegrado-de-Reservas.aspx>
- Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. En *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. Gulf Professional Publishing
- Alvarado, D. A., & Banzér, C. S. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.
- Brelih, D., & Kodl, E. J. (1990). *Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field*. Society of Petroleum Engineers, (SPE California Regional Meeting, 4-6 April, Ventura, California), 7.
- Burns, J., Babson, & Burns. (1967). *A Review of Steam Soak Operations in California*. California: Society of Petroleum Engineers.
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., . . . Waite, M. (2003). *Yacimientos de petróleo pesado*. Oilfield Review, 14, págs. 32-55
- De Haan, H. J., & Van Lookeren, J. (1969). *Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela*. Journal of Petroleum Technology, 101-110.
- Giusti, L. E. (1974). *CSV makes steam soak work in Venezuela field*. Oil & Gas Journal (11), 88–93.
- Goyal, K. L., & Kumar, S. (1989). Chapter 11-Steamflooding for Enhanced Oil Recovery. En *Enhanced Oil Recovery, II - Processes and Operations (págs. 317-349)*. Erle C. Donaldson, George V. Chilingarian, Teh Fu Yen.

- Gozde, S., Chhina, H. S., & Best, D. A. (1989). *An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs*. Bakersfield: Society of Petroleum Engineers
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Jenkins, S. D., Waite, M. W., & Bee, M. F. (1997). *Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: A pilot and case study*. Sumatra: Society of Petroleum Engineers.
- Liu W. (1997) *Steam injection for thermal recovery of heavy oils*. Beijing, China: 1st edn., Petroleum industry press.
- Matthews, C. S. (1963). *Steamflooding*. *Journal of Petroleum Technology*, 465-471.
- Prats, M. (1982). *Thermal Recovery*. Estados Unidos: SPE Monograph.
- Pearce, J. C., & Megginson, E. A. (1991). *Current Status of the Duri Steamflood Project*. Sumatra: Society of Petroleum Engineers
- PEMEX. (2005). *Diseño y evaluación de Pruebas de Inyección de Trazadores en Proyectos de Recuperación Mejorada en Campos de PEP*. México D.F: Petróleos mexicanos, Exploración y Producción.
- Rose, P., Benoit, W., & Killbourn, P. (2001). *The Application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs*. Energy and Geoscience Institute at the Universidad de Utah.
- Rose, P., Clausen, S. (2002). *The Use of Amino Gas Thermally Reactive Tracer for Geothermal Applications*. Energy and Geoscience Institute at the Universidad de Utah.
- Sharma, A., Shook, G. M., & Pope, G. A. (2014, April 12). *Rapid Analysis of Tracers for Use in EOR Flood Optimization*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169109-MS

- Somaruga, J. (2015). *Trazadores en Campos Petroleros*. México D.F: Instituto Mexicano del Petróleo.
- Stoval, S. L. (1934). *Recovery of oil depleted sands by means of dry steam*. Oil Weekly, (8), 17–24.
- U.S. Energy Information Administration. (12 de junio de 2018). Recuperado de <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>
- Van Dijk, C. (1968). *Steam-drive project in the Schoonebeek field, the Netherlands*. Journal of Petroleum Technology, (3), 295–302.
- Velandia, O. (3 de diciembre de 2017). "Hay reservas de petróleo para 4,5 años en Colombia"
- Zhao, D. W., Wang, J., & Gates, I. D. (20 de septiembre de 2013). Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs. Fuel, págs. 1-11.
- Zemel, B (1996). *Tracers in the Oilfield*. The Austin of Texas Austin, Center of Petroleum and Geosystem Engineering.