

**DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN UN PROCESO DE  
INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FORMACIÓN PARA EL INCREMENTO DE LA  
PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE CRUDO EXTRAPESADO**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2014**

**DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN UN PROCESO DE  
INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FORMACIÓN PARA EL INCREMENTO DE LA  
PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE CRUDO EXTRAPESADO**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**

**Trabajo de Grado Para Optar el Título de Magíster en Ingeniería de  
Hidrocarburos**

**Director (a)**

**M.Sc OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2014**

## DEDICATORIA

*A DIOS por permitirme cumplir con esta gran meta y por darme la oportunidad de estudiar esta hermosa carrera “GRACIAS PADRE”.*

*A mis padres José Hermes León, Gloria Jeaneth Pabon y mi hijo Axel Andres León porque son el soporte para seguir adelante, razón de mi vida. Les doy gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos.*

*A mi hermosa mujer Erika Marcela Joya por ser mi apoyo permanente en todo momento, mi gran amor, mi compañía que me da la fortaleza de seguir esforzándome cada día más.*

*A mi hermano Fabián Andrés León y a toda mi familia porque creen en mí.*

*A mis amigos de quienes estoy orgulloso de haberlos conocido y porque confían en mí.*

JOHN LEON

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco de ante mano a la ingeniera OLGA PATRICIA ORTIZ directora del proyecto, quien con el aporte de su experiencia me guio para la culminación del proyecto, a los codirectores FLAMINIO GUARIN y ANIBAL ORDOÑEZ por su colaboración tanto técnica como investigativa en el desarrollo del proyecto, al ingeniero CARLOS ANDRES DIAZ quien con su apoyo técnico y experiencia apporto conocimiento y guía, también agradezco a los ingenieros JUAN Y JHON por su gran apoyo, al grupo de investigación que siempre me brido la mano y me vi favorecido por pertenecer al grupo y a todas las personas que estuvieron al tanto de la investigación y que de una u otra manera han aportado su granito de arena para que este proyecto obtuviera el éxito.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN. ....	20
1. MARCO REFERENCIA.....	24
1.1 ANTECEDENTES. ....	24
1.2 MARCO TEÓRICO.....	25
1.2.1 Crudo extrapesado.....	25
1.2.2 Propiedades de crudos extrapesados. ....	29
1.2.3 Desempeño de producción de pozos de crudo extrapesado.....	30
1.2.4 Miscibilidad.....	31
1.2.5 Transporte de crudo extrapesado por dilución. ....	32
1.3 PRINCIPIOS DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTES. ....	32
1.3.1 Inyección de diluyente. ....	32
1.3.2 Factores importantes de la inyección de diluyentes. ....	35
1.3.3 Ventajas de los procesos de inyección de diluyentes.....	35
1.3.4 Desventajas de los procesos de inyección de diluyentes.....	36
1.3.5 Factores que influyen sobre la eficacia de los procesos inyección de diluyentes. ....	36
1.3.6 Consideraciones de los procesos de inyección de diluyentes y los aspectos económicos. ....	38
1.3.7 Inyección de diluyentes en formación.....	38
1.3.8 Tipos de diluyentes.....	42
1.3.9 Criterios para la Selección del diluyente a Utilizar.....	43

1.3.10 Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el diluyente y el crudo. ....	43
1.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTES. ....	44
1.4.1 Factores operacionales de la inyección cíclica del diluyente. ....	48
1.4.2 Efectos de los parámetros de entrada en el proceso. ....	49
1.4.3 Sistema de inyección cíclica de diluyente. ....	50
1.5 INYECCIÓN DE DILUYENTE CON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. ....	54
1.5.1 Inyección de diluyente con ESP. ....	54
1.5.2 Inyección de diluyente con bombeo mecánico. ....	56
1.5.3 Inyección de diluyente con PCP. ....	57
1.5.4 Viabilidad económica de la inyección cíclica de diluyentes. ....	60
2. COMPORTAMIENTO ROCA – FLUIDO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE. ....	61
2.1. BASES DE DISEÑO DE PROTOCOLOS DE EVALUACIÓN. ....	62
2.1.1 Caracterización de fluidos. ....	62
2.2 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE MEZCLA CRUDO Y DILUYENTE. ....	66
2.3 PROPIEDADES DE ROCA. ....	68
2.3.1 Evaluación de muestras disponibles. ....	68
2.3.2 Propiedades de roca utilizadas para el diseño experimental. ....	69
2.4 DEFINICIÓN DEL PROTOCOLO A NIVEL EXPERIMENTAL. ....	70
2.4.1 Evaluación de interacción roca-fluido. ....	70
2.5 DEFINICIÓN DEL PROTOCOLO DE EVALUACIÓN DE INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO. ....	72

2.5.1 Estabilidad de asfaltenos.....	72
2.6 EVALUACIÓN DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO. ....	75
2.6.1 Condiciones de prueba.....	76
2.6.2 Descripción de los fluidos empleados. ....	76
2.7 RESULTADOS DE EVALUACIÓN EXPERIMENTAL.....	77
2.7.1 Evaluación de daño a la formación. ....	77
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN. ....	80
3.1 AJUSTE DE DATOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN. ....	81
3.2 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DESARROLLO DEL MODELO.....	82
3.2.1 variables de escalamiento. ....	82
3.3 INICIALIZACIÓN. ....	83
3.3.1 Modelo del medio poroso. ....	83
3.3.2 Modelo de fluidos. ....	88
3.3.3 Pseudocomponentes del crudo extrapesado. ....	90
3.3.4 Pseudocomponentes del diluyente.....	93
3.3.5 Modelo de precipitación de asfaltenos. ....	96
3.3.6 Ajuste de la densidad del crudo. ....	100
3.3.7 Ajuste de la viscosidad del crudo. ....	101
3.4 MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN. ....	104
3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS VARIABLES QUE INCIDEN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN. ....	106
3.5.1 Escenario 1 sensibilidad al número de ciclos. ....	107

3.5.2 Escenario 2, sensibilidad al tiempo de inyección de 5 ciclos.....	108
3.5.3 Escenario 3, sensibilidad a la tasa de inyección de diluyente. ....	109
3.5.4 Escenario 4, sensibilidad al tiempo de inyección de diluyente. ....	111
3.5.5 Escenario 5, sensibilidad al tiempo de remojo del diluyente. ....	113
3.5.6 escenario 6, sensibilidad a la presión de inyección. ....	114
3.5.7 Sensibilidad a la temperatura del diluyente. ....	116
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN. ....	126
4.1 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS. ....	126
4.1.1 Horizonte económico.....	126
4.1.2 Estimación del flujo de efectivo. ....	127
4.1.3 Ingresos.....	127
4.1.4 Egresos – Inversiones. ....	128
4.1.5 Costo de operación y mantenimiento. ....	128
4.1.6 Indicadores económicos.....	129
4.1.7 Valor Presente Neto (VPN). ....	129
4.1.8 Tasa interna de retorno (TIR). ....	130
4.1.9 Análisis económico.....	131
CONCLUSIONES.....	137
RECOMENDACIONES.....	138
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS. ....	140

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Disminución de la viscosidad con la inyección de diluyente en formación. .....	21
Figura 2. Inyección cíclica de diluyente.....	22
Figura 3. Reservas Mundiales de crudo.....	26
Figura 4. Países con Reservas de crudos pesados. ....	27
Figura 5. Pronósticos de Producción de crudos pesados del país (2012-2034)....	27
Figura 6. Modelo de un Sistema de Producción de un pozo petrolero. ....	30
Figura 7. Inyección de diluyente en múltiple de recolección.....	34
Figura 8. Esquema de inyección en fondo de pozo.....	34
Figura 9. Algunos diluyentes de crudo. ....	42
Figura 10. Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el diluyente y el crudo.....	44
Figura 11. Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del diluyente.....	46
Figura 12. Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del diluyente.....	47
Figura 13. Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos. ....	51
Figura 14. Esquema de almacenamiento con líneas de flujo, válvulas, bombas, sistemas de control y medición. ....	52
Figura 15. Medidor de flujo de 3 fases. ....	53
Figura 16. Esquema de sistema ESP con inyección de diluyente.....	55
Figura 17. Casos de bombeo mecánico con inyección de diluyente. ....	57

Figura 18. PCP con inyección de diluyente en cabeza de pozo a través del anular. .....	58
Figura 19. PCP con inyección de diluyente arriba de la bomba por tubo capilar... 59	
Figura 20. PCP con inyección de diluyente en fondo de pozo por tubo capilar.... 60	
Figura 21. Comportamiento de Viscosidad del crudo muerto..... 62	
Figura 22. El comportamiento de la envolvente de fases del crudo. .... 63	
Figura 23. Análisis SARA. .... 63	
Figura 24. Comportamiento de Presión de Vapor de la Nafta. .... 64	
Figura 25. Envolvente de fases de la Nafta..... 65	
Figura 26. Comportamiento de la viscosidad de la Nafta. .... 65	
Figura 27. Comportamiento de densidad de mezcla de crudo. .... 66	
Figura 28. Comportamiento reológico de Crudo + 30% de Nafta a 1889 PSI. .... 67	
Figura 29. Comportamiento reológico de Crudo + 30% de Nafta A 1896 PSI..... 67	
Figura 30. Elementos de primera etapa de Evaluación..... 71	
Figura 31. Elementos de segunda etapa de Evaluación. .... 71	
Figura 32. Montaje de evaluación de estabilidad de Asfaltenos..... 72	
Figura 33. Etapas de evaluación de interacción fluidos. .... 73	
Figura 34. El medio poroso utilizado en el experimento..... 75	
Figura 35. Procedimiento de evaluación de daño a la formación..... 77	
Figura 36. Comportamiento de la permeabilidad y la presión. .... 79	
Figura 37. Curvas de Permeabilidades relativas de los fluidos. .... 85	
Figura 38. Descripción del Grid de Simulación..... 86	
Figura 39. Tamaño del yacimiento. .... 86	

Figura 40. Ubicación del pozo arealmente. ....	87
Figura 41. Descripción del pozo 1 hasta el yacimiento. ....	87
Figura 42. Assay del crudo. ....	90
Figura 43. Cortes y número de pseudocomponentes realizados para el modelo de crudo. ....	91
Figura 44. Modelo real crudo y modelo ajustado a partir de la metodología de agrupamiento por cortes. ....	92
Figura 45. Cortes y número de pseudocomponentes realizados para el modelo de diluyente de 80 °API. ....	94
Figura 46. Modelo real diluyente y modelo ajustado a partir de la metodología de agrupamiento por cortes. ....	94
Figura 47. Procedimiento para cargar los pseudocomponentes. ....	98
Figura 48. Componentes primarios y secundarios de los fluidos. ....	99
Figura 49. Densidad Vs Presión. ....	100
Figura 50. Viscosidad Vs Presión. ....	102
Figura 51. Ajuste histórico de la producción de crudo del pozo 1. ....	103
Figura 52. Perfil de presión del modelo base. ....	103
Figura 53. Producción de Crudo acumulado del modelo ajustado. ....	104
Figura 54. Pozo Inyector. ....	105
Figura 55. Escenarios de simulación cíclica de diluyente. ....	106
Figura 56. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado del número de ciclos de inyección. ....	107
Figura 57. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado del número de tiempos de inyección de cada ciclo. ....	108
Figura 58. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la tasa de inyección de diluyente. ....	110

Figura 59. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de los tiempos de inyección de diluyente.....	112
Figura 60. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de los tiempos de remojo del diluyente.....	113
Figura 61. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la presión de inyección. ....	115
Figura 62. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la presión de inyección. ....	116
Figura 63. Sensibilización de las variables operacionales.....	118
Figura 64. Incremental de crudo Vs el No de ciclos. ....	120
Figura 65. Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado incrementos en producción.....	120
Figura 66. Incremento de producción por ciclo.....	122
Figura 67. Disminución de la viscosidad por efecto del diluyente. ....	123
Figura 68. Análisis de la permeabilidad de la roca con la inyección del diluyente. ....	125
Figura 69. Valor Presente Neto. ....	134
Figura 70. Tasa Interna de Retorno. ....	134
Figura 71. Distribución de probabilidad del caudal de crudo.....	135
Figura 72. Distribución de probabilidad del caudal de inyección. ....	136
Figura 73. Distribución de probabilidad del precio del crudo.....	136

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Antecedentes históricos en inyección de diluyentes.....	24
Tabla 2. Propiedades petrofísicas que definen el rango de aplicación para el diseño experimental. ....	68
Tabla 3. Propiedades petrofísicas definidas para el diseño experimental. ....	69
Tabla 4. Propiedades petrofísicas de empaque de arena utilizado como medio poroso. ....	75
Tabla 5. Condiciones de la prueba de desplazamiento en medio poroso. ....	76
Tabla 6. Análisis Físicoquímico del agua de producción. ....	76
Tabla 7. Condiciones de la prueba de desplazamiento en medio poroso. ....	77
Tabla 8. Valores de permeabilidad relativa en pruebas con Nafta. ....	78
Tabla 9. Parámetros requeridos para modelar el proceso. ....	81
Tabla 10. Propiedades del yacimiento. ....	83
Tabla 11. Permeabilidades relativas de los fluidos.....	84
Tabla 12. Condiciones iniciales del modelo.....	85
Tabla 13. Análisis composicional del Fluido hasta C36+.....	89
Tabla 14. Propiedades de los pseudocomponentes modelo de fluidos crudo.....	93
Tabla 15. Propiedades de los seis pseudocomponentes modelo de fluidos diluyente.....	95
Tabla 16. Composición del crudo y diluyente modelo WinProp.....	98
Tabla 18. Resumen de resultados de la sensibilidad de las variables. ....	119
Tabla 19. Análisis del incremento de la producción por ciclo. ....	122
Tabla 20. Resultados del modelo de 10 ciclos de inyección. ....	131

Tabla 21. CAPEX. ....	132
Tabla 22. OPEX adicionales.....	133
Tabla 23. Indicadores financieros.....	135

## **ANEXOS**

ANEXOS A. DIAGRAMA DESARROLLADO PARA LA SIMULACION.....	145
---	-----

## RESUMEN.

**TITULO:** DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FORMACIÓN PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE CRUDO EXTRAPESADO\*.

**AUTORES:** JOHN ALEXANDER LEON PABON\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Crudos extrapesados, diluyente, producción, Inyección cíclica de diluyente.

Se presentan los resultados del proceso de inyección cíclica de diluyente a nivel de yacimiento de crudo extrapesado, para determinar las variables que mayor influyen en dicho proceso, usando diluyente como nafta. El objetivo es incrementar la producción de crudo extrapesado en cada ciclo por el efecto de dilución construyendo un modelo geológico de un sector del campo (Piloto) con la ubicación de un pozo que se comportará inyector y productor en cada ciclo del proceso; también se realiza la caracterización fisicoquímica y termodinámica de los fluidos, para analizar las pruebas de compatibilidad crudo-diluyente, con el fin de obtener las curvas de densidad y viscosidad de la mezcla para ajustar el modelo de fluidos, la prueba de estabilidad y la prueba de recombinación. Se simuló el proceso mediante la prueba de desplazamiento con el diluyente, aplicando los factores operacionales que constituyen un ciclo de producción. La simulación numérica consistió en modelar los fluidos presentes en función de las propiedades de los componentes definidos por el agrupamiento de las fracciones y ajustar las propiedades de la mezcla entre ellos usando el simulador *WinProp* (CMG, 2012.1), y realizar las corridas del modelo de simulación con el simulador de yacimiento STARS (CMG, 2012.1).

Se realiza un análisis de sensibilidad para determinar las variables que influyen en el proceso obteniendo el valor óptimo para poder incrementar la productividad del pozo de manera efectiva, estas fueron las variables: ciclos de inyección, tiempo entre ciclos, tiempo de inyección, tiempo de remojo, tasa de inyección, presión de inyección y temperatura de inyección. Con estas variables operacionales definidas se desarrollan varios modelos con mayor número de ciclos para poder extraer mayor cantidad de crudo, llegando así a la aplicación de 10 ciclos de inyección con un incremental de crudo de 282140 barriles en 7 años.

---

\* Proyecto de grado.

\*\* Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos Maestría en ingeniería con Énfasis en Hidrocarburos. Director Ingeniero Olga Patricia Ortiz, Co Director Flaminio Guarín, Co Director Aníbal Ordoñez.

## ABSTRACT.

**TITLE:** DETERMINATION OF VARIABLES AFFECTING A DILUENT INJECTION PROCESS IN FORMATION FOR PRODUCTIVITY INCREASE OIL WELL EXTRAHEAVY OIL<sup>\*</sup>.

**AUTHORS:** JOHN ALEXANDER LEON PABON<sup>\*\*</sup>.

**WORDS KEY:** Extra heavy oil, diluent, production, cyclic injection diluent.

The results of the cyclic injection diluent level of a reservoir of heavy crude are presented in this research to determine the variables that influence the process more, using diluent such as naphtha. The objective is to increase production of extraheavy oil in each cycle by the dilution effect. The geological model of a section of the camp (Pilot) with the location of a well injector and producer in each cycle of the process will behave is constructed, the physicochemical characterization and thermodynamics of fluids is also performed to analyze the compatibility tests oil - diluent in order to obtain the curves of density and viscosity of the mixture to adjust the fluid model, the stability test and the test of recombination. The process is simulated by the shift test with the diluent, applying operational factors which constitute a production cycle. The numerical simulation was to model the fluids present in terms of the properties defined by the grouping of fractions components and adjust the properties of the mixture between them using *WinProp* simulator (CMG, 2012.1) , and perform the model runs simulation with the STARS reservoir simulator (CMG, 2012.1) .

A sensitivity analysis is performed to determine the variables that influence the process getting the optimum value in order to increase well productivity effectively, these variables were: injection cycles, time between cycles, injection time, time soaking, injection rate, injection pressure and injection temperature. With these variables defined several operational models with higher number of cycles to extract as much oil are developed, reaching application of 10 cycles with an incremental injection of 282140 barrels oil in 7 years.

---

<sup>\*</sup> Thesis

<sup>\*\*</sup> Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School M.Sc. In Engineering with emphasis in Hydrocarbons. Advisors: Olga Patricia Ortiz M.Sc in Petroleum Engineering, Flaminio Guarín M.Sc in Petroleum Engineering, Anibal Ordoñez M.Sc in Petroleum Engineering.

## INTRODUCCIÓN.

La extracción, manejo y transporte de crudo extrapesado en la industria petrolera, presenta problemas operacionales en el sistema de producción por su alta viscosidad. Las operaciones más comunes son: obstrucción de las líneas, en las bombas de superficie y la deshidratación del crudo. Para evitar este tipo de problemas, generalmente se aplica la técnica de dilución, la cual consiste en la mezcla homogénea de un crudo pesado con un crudo liviano o un derivado en iguales o distintos estados de agregación o concentración, para disminuir la viscosidad del crudo, aumentando su calidad y producción<sup>1</sup>.

El campo Chichimene es un campo de crudo extrapesado (rango entre 7–9.9 °API) proveniente de la formación (T2) llamada San Fernando, a pesar de su alta densidad, el crudo proveniente de la formación T2 es móvil a condiciones de yacimiento debido al gradiente de temperatura. La explotación de este tipo de crudo genera grandes retos adicionales en su producción; con el objetivo de superar estos desafíos de producción se propone como alternativa de solución la tecnología de inyección de diluyente (Nafta) a nivel de formación.

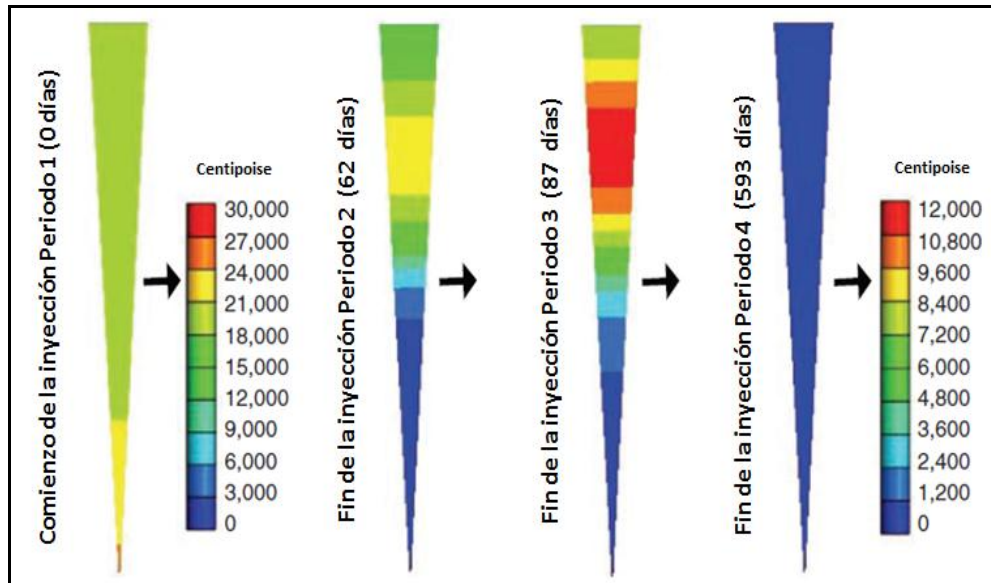
El objetivo de realizar la mezcla de un diluyente con un crudo extrapesado es la de disminuir su viscosidad para mejorar su movilidad y de esa manera pueda ser transportado hasta el punto de interés. Debido a la dificultad de un crudo extrapesado de desplazarse sobre una superficie hace que sus costos de extracción sean más elevados, por ende la viabilidad de inyectarle un diluyente al crudo es de gran utilidad, ya que, con este proceso se obtienen muchos

---

<sup>1</sup> V. Pathak, Tayfun Babadagli, N.R. Edmunds. Heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection, Elsevier. (2011) 637–645.

beneficios, el más importante es la disminución de la viscosidad, ver figura 1. Hay diferentes puntos de inyección, es decir, se puede diluir en sistemas de oleoductos, sistema de tratamiento, sistemas de recolección, en fondo de pozo y en la formación dependiendo de la necesidad que se tenga.

**Figura 1.** Disminución de la viscosidad con la inyección de diluyente en formación.

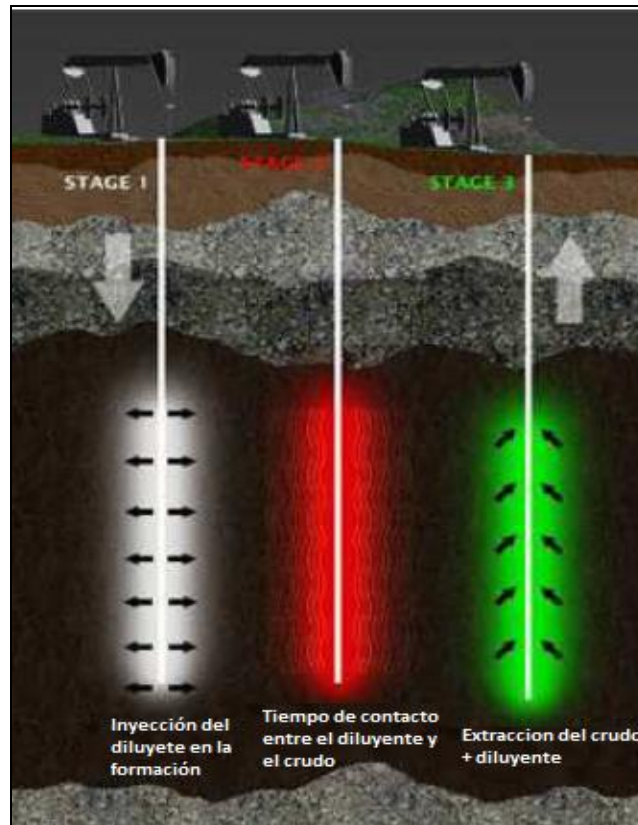


**Fuente:** J. Ivory, J. Chang, R. Coates and K. Foshner. Investigation of cyclic solvent injection process for heavy oil recovery. 2010.

En esta investigación se pretende determinar las variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente (Nafta) en la formación (figura 2) usando simulación numérica; este ajuste se obtendrá con datos de laboratorio los cuales tienen el objetivo de verificar la compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido. Uno de los fenómenos que pueden tener lugar al momento de inyectar el diluyente en la formación, es la precipitación de orgánicos (asfaltenos), lo cual puede ocasionar un aumento de la viscosidad del crudo, afectando la movilidad, pero por otra parte los depósitos de asfaltenos pueden llegar a taponar los poros, lo que afecta las

propiedades del yacimiento como porosidad y permeabilidad, generando una menor recuperación de crudo, este fenómeno será evaluado en laboratorio para determinar su aplicabilidad a nivel de campo.

**Figura 2.** Inyección cíclica de diluyente.



**Fuente:** Ian D. Gates. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam. 2007.

Los resultados obtenidos a nivel de laboratorio, son de suma importancia para representar el comportamiento del proceso a partir de la variación de ciertas variables. En este caso las variables escogidas están involucradas en el fluido y la roca con el fin de aumentar la productividad del pozo. Estas variables deben estar dentro de un rango de valores lógicos para cada una, esperando obtener una respuesta coherente entre los resultados, siendo necesario establecer el nivel de

representatividad de los datos que se obtienen a nivel de laboratorio para ser utilizados en modelos a escala de campo.

El aporte a la investigación está en determinar las variables de mayor influencia en el proceso, lo cual a su vez permitirá determinar la viabilidad técnica y económica de la aplicación en campo. Para esto se construirá un modelo de simulación que permitirá evaluar un esquema diferente de inyección de diluyente en formación y así analizar el comportamiento de cada una de las variables que intervienen en el proceso para optimizar la producción de crudo extrapesado.

## 1. MARCO REFERENCIA.

### 1.1 ANTECEDENTES.

Los trabajos que se han hecho a nivel de revisión de inyección de diluyentes y de intentos por ajustar el comportamiento de los resultados de laboratorio a escala de campo son bastantes complicados. Si bien se ha avanzado mucho, se debe tener cuidado al momento de desarrollar un ajuste de este tipo, principalmente por el tipo de variable y de fenómeno que se está estudiando. La tabla 1 muestra algunos de los trabajos que se han hecho a nivel de ajuste y estudios de laboratorio.

**Tabla 1.** Antecedentes históricos en inyección de diluyentes.

AUTOR	TÍTULO	SÍNTESIS
Al-Muatasim Al-Bahlani, Tayfun Babadagli.2012	Laboratory scale experimental analysis of steam-over-solvent injection.	Análisis de los resultados de laboratorio usando calor sobre la inyección de solvente, analizando los criterios de control del proceso.
S. A. Farzaneh, M. H. Ghazanfari, R. Kharrat S. Vossoughi. 2012.	An Experimental and Numerical Investigation of Solvent Injection to Heavy Oil in Fractured Five-Spot Micromodels.	Análisis numérico y experimental de la inyección de solvente en fracturas que almacenan crudo pesado usando micromodelos.
V. Pathak, Tayfun Babadagli, N.R. Edmunds. 2011.	Heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection.	Recobro de crudo pesado y bitumen por medio de la inyección de solvente caliente.

J.E Nenniger. S.G Dunn. 2008.	How fast is solvent based gravity drainage.	Drenaje gravitacional usando un solvente liviano para analizar la movilidad del crudo.
Ian D. Gates. 2007.	Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage.	Diseño estratégico de inyección en la expansión del drenaje gravitacional asistido en solvente caliente, verificando las variables de inyección.
Swapan K. Das. Roger M. Butler. 2007.	Extraction of heavy oil and bitumen using hydrocarbon solvents.	Extracción de crudo pesado y bitumen usando solventes.
Ian D. Gates. 2007.	Oil phase viscosity behaviour in Expanding-Solvent Steam-Assisted.	Disminución de la viscosidad de la fase aceite usando un solvente caliente.
F .B. Thomas, SPE, T. Okazawa, SPE, P. Hodgins, x. Zhou, A. Erian, D.B. Bennion. 1996.	Considerations on Solvent Compositions for Hydrocarbon Miscible Flood.	Flujo miscible de hidrocarburos considerando composiciones diferentes de solventes, para analizar la mezcla entre ambos fluidos.
W. R. Shu. 1983.	A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum.	Correlaciones de viscosidad para mezclas de crudo pesado, bitumen y petróleo, analizando las implicaciones de la temperatura en el proceso.

**Fuente.** El autor.

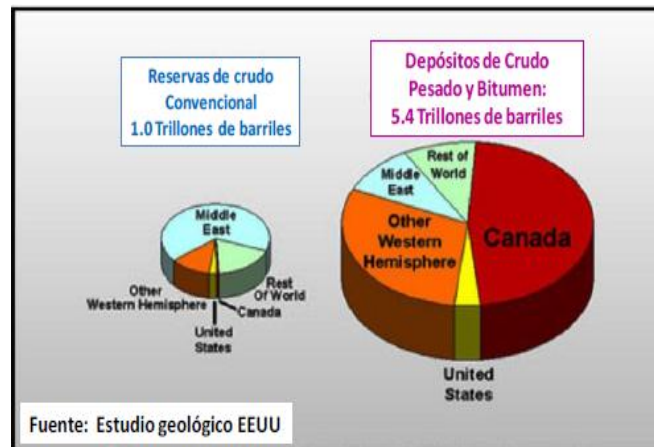
## 1.2 MARCO TEÓRICO.

### 1.2.1 Crudo extrapesado.

En los últimos años de producción de hidrocarburos, los yacimientos de crudos livianos e intermedios, han entrado en proceso de declinación en su producción, con lo cual los crudos pesados, extrapesados y las arenas bituminosas han emergido como la solución para mantener el suministro de hidrocarburos al mercado internacional. De acuerdo con el estudio geológico de hidrocarburos realizado por el departamento de energía de los Estados Unidos en el año 2005,

en el mundo habría un total de reservas de petróleo crudo convencional en una cifra cercana a 1.0 trillón de barriles, de los cuales el medio oriente es el principal productor de crudo. En el caso de crudos pesados y arenas bituminosas se estima que existan en reservas probadas una cantidad cercana a los 5.4 Trillones de barriles los cuales la mayor parte se encuentra en Canadá, ver figura 3.

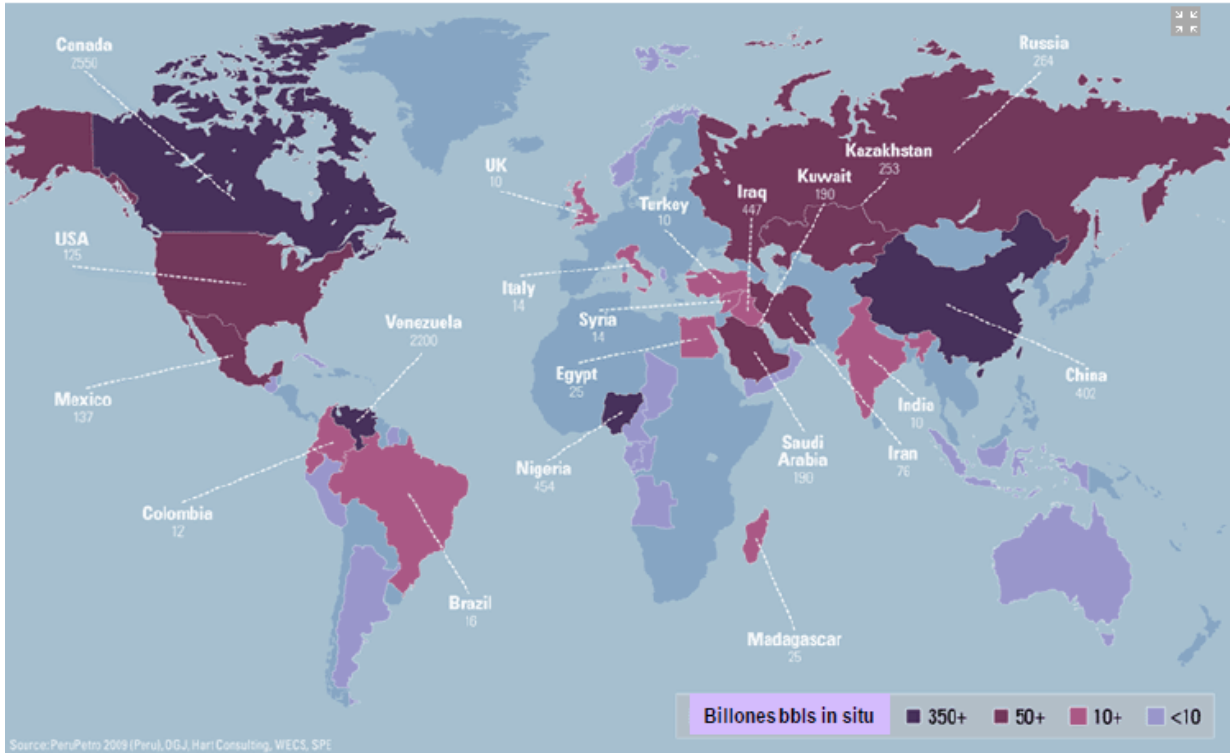
**Figura 3.** Reservas Mundiales de crudo.



**Fuente:** Documento DOE USA 2005.

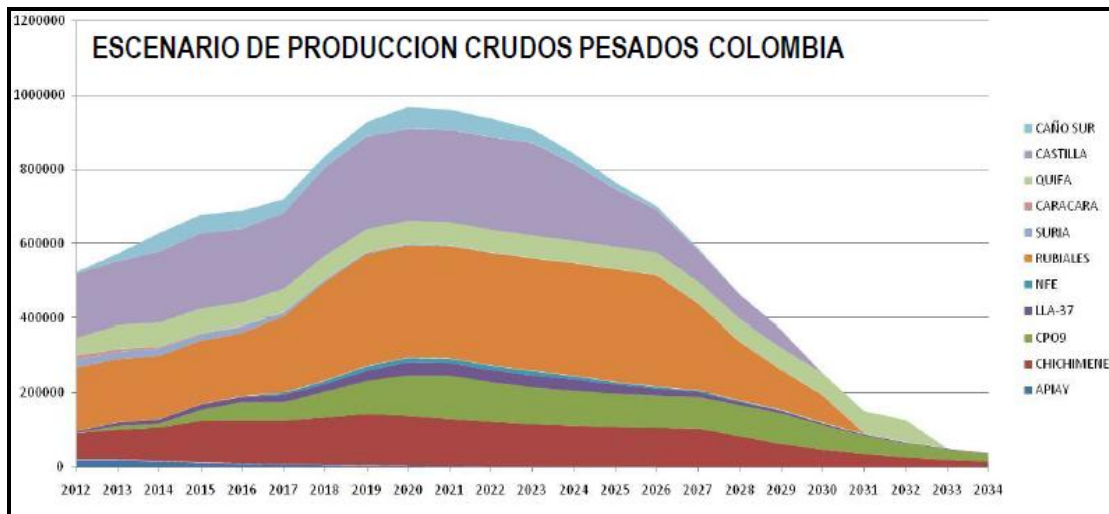
Estas cifras en las reservas aunadas al incremento en el precio de cotización del petróleo en el mercado internacional han incentivado la explotación de estos recursos. A pesar que Colombia no es uno de los países con grandes reservas de hidrocarburos pesados comparado con países tales como Venezuela, Canadá, China y Nigeria (Figura 4), la producción de crudos pesados y extrapesados proveniente de los campo Chichimene, Castilla y Rubiales se han convertido en los mayores volúmenes de producción con una participación mayor al 50 % de la producción total del país.

**Figura 4. Países con Reservas de crudos pesados.**



**Fuente:** Heavy Oil Info, 2011.

**Figura 5. Pronósticos de Producción de crudos pesados del país (2012-2034).**



**Fuente:** Plan ECOPETROL 2011.

En el plan estratégico de ECOPETROL para los años 2012 y 2034 (Figura 5) los crudos pesados conformarán el 50% de la canasta de crudos producidos. ECOPETROL en su plan de desarrollo, involucró la producción de cerca de cien mil barriles por día (100 KBOPD) de crudo extrapesado proveniente de la formación San Fernando, a los cuales le aportarán, igualmente los descubrimientos recientes de crudos pesados en los Bloques CPO9, Llanos 37 y Caño Sur, los cuales han mostrado evidencia de producción de crudos pesados en rangos entre 8 y 12 °API.

El campo Chichimene presenta una condición bastante particular, puesto que el crudo presenta una alta viscosidad y baja gravedad API (entre 7 y 9.9 °API). Adicionalmente el yacimiento presenta condiciones especiales en cuanto a alta temperatura de formación (~ 180 °F) y presión de formación entre 1800 - 3200 psia, las cuales permiten que el crudo presente buena movilidad debido al efecto de alta temperatura en el yacimiento. A nivel mundial la formación San Fernando del campo Chichimene es única en su género, constituyendo el reservorio de crudo extrapesado más profundo en explotación actual.

En términos de ingeniería, la explotación de crudos extrapesados genera desafíos adicionales al complejo mundo de producción de petróleo crudo, de tal suerte que los ingenieros de producción y de yacimientos se encuentran con un elemento adicional asociado a la incertidumbre de predecir la productividad de los pozos que sean perforados en este tipo de yacimientos. Este desafío de producción de un yacimiento único en su género implica el desarrollo de modelos matemáticos especiales que permitan entender el comportamiento de la producción de los pozos perforados en este yacimiento.

### **1.2.2 Propiedades de crudos extrapesados.**

Los crudos extrapesados por definición se establecen como aquellos hidrocarburos que tiene una densidad mayor que la del agua (gravedad API menor a 10°API). Estos crudos se encuentran compuestos de manera mayoritaria por una familia de hidrocarburos de muy alto peso molecular denominados asfaltenos. Los asfaltenos usualmente se encuentran rodeados de partículas de metales, tales como vanadio, níquel, azufre quienes ayudan a incrementar el peso molecular de estos compuestos. Como producto de su particular composición los crudos extrapesados presentan propiedades de viscosidad y densidad muy altas.

Básicamente se pueden establecer tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones del yacimiento. Clase A denominado Crudo pesado intermedio. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que a condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menor a 100 cp y una densidad API entre 15 y 23. Clase B denominada Crudo extrapesado. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 cp y una gravedad API entre 8 y 15 grados. Clase C son el Bitumen o la arena Bituminosa son denominados hidrocarburos que a condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a los 10.000 cp y densidades API menores a 8.

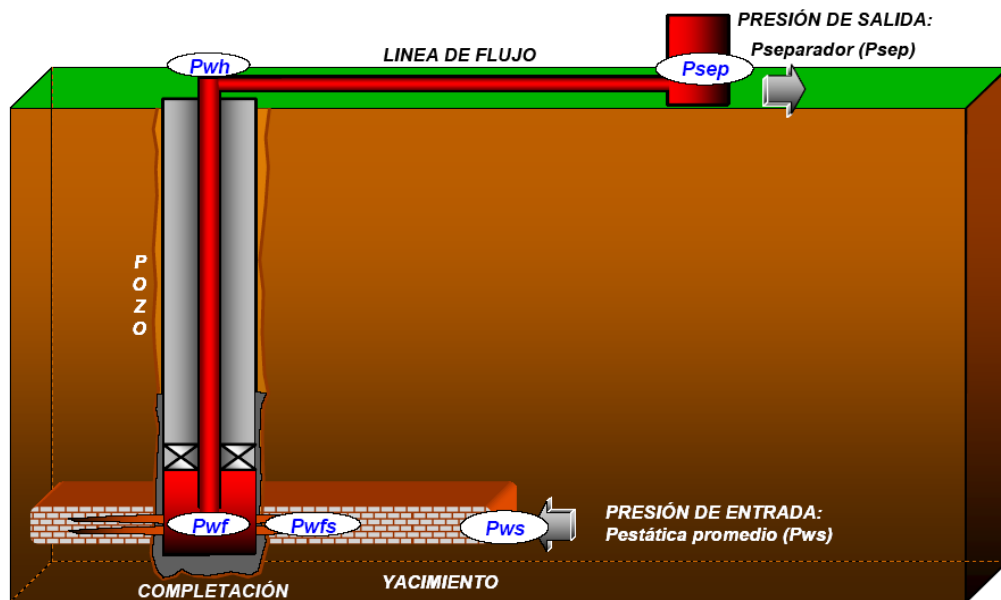
En el caso de crudos extrapesados, en la mayoría de los campos donde se explota bitumen, arenas bituminosas o crudos extrapesados, las condiciones de temperatura hacen que los hidrocarburos dentro del yacimiento no sean móviles, por lo cual se requieren métodos térmicos que permitan reducir la viscosidad de los fluidos y el flujo de fluidos hacia los pozos productores.

### 1.2.3 Desempeño de producción de pozos de crudo extrapesado.

El comportamiento de producción de un pozo petrolero, se encuentra definido por el perfil de presión que existe en el sistema que integra el yacimiento, líneas de producción, de recolección y el sistema de separación en superficie. Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes, ver figura 6:

- Medio Poroso
- Completamiento (Cañoneo o empaquetamiento con grava)
- Tubería de producción vertical u horizontal o inclinada con válvulas de seguridad y válvulas cheque.
- Líneas de Conducción horizontales con válvulas cheque y otros componentes de tubería como válvulas, codos, etc.

**Figura 6.** Modelo de un Sistema de Producción de un pozo petrolero.



**Fuente:** Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003.

#### **1.2.4 Miscibilidad.**

Se puede definir como la propensión de dos o más sustancias a mezclarse y formar una sola fase homogénea, o también como la condición física entre dos fluidos que les permita mezclarse en todas las proporciones sin formación de una interfase entre los materiales. Dos fluidos inmiscibles o que se disuelven uno en otro únicamente en limitadas proporciones en determinadas condiciones de presión y temperatura, pueden llegar a ser miscibles en diferentes condiciones. Uno de los requisitos para que se cumpla la miscibilidad es que los dos fluidos sean similares desde el punto de vista químico. Si no existieran interfases entre los fluidos, es decir, si los fluidos desplazante y desplazado fueran miscibles, las fuerzas capilares se reducirían a cero. Una manera práctica de representar y estudiar los fenómenos de miscibilidad, de una forma más cualitativa que rigurosamente termodinámica, es usando los llamados diagramas ternarios de fases.

La miscibilidad entre el crudo del yacimiento y el gas desplazante puede:

- Alcanzarse de manera inmediata (miscibilidad del gas hidrocarburo al primer contacto).
- Alcanzarse luego de un tiempo de interacción entre fluidos, ocurre después de unas series de etapas de contacto de equilibrio; miscibilidad de múltiples contactos, ya sea por condensación (inyectar un gas con alto contenido de intermedios  $CH_2 - CH_6$ ) o vaporización (un gas pobre en composición de medianos, generalmente metano  $CH_4$ ).

### **1.2.5 Transporte de crudo extrapesado por dilución.**

El método de dilución consiste en mezclar crudo extrapesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente aceptables, esto es, diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

### **1.3 PRINCIPIOS DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTES.**

El principio de los procesos de inyección de diluyentes miscibles es reducir las fuerzas de tensión interfacial entre el crudo y el fluido desplazante. Si el yacimiento es mojado por aceite las fuerzas interfaciales tienden a adherir el crudo a la roca, y si es mojado por agua, estas fuerzas pueden crear burbujas de crudo los cuales pueden bloquear los canales porosos mientras las burbujas se resisten al incremento del área de superficie asociado con el forzamiento a través de estos canales (Schumacher, 1978, p.34).

#### **1.3.1 Inyección de diluyente.**

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo o en superficie, ver figura 7 y 8. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba del sistema de levantamiento artificial. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. En el caso de la inyección en fondo, a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar que

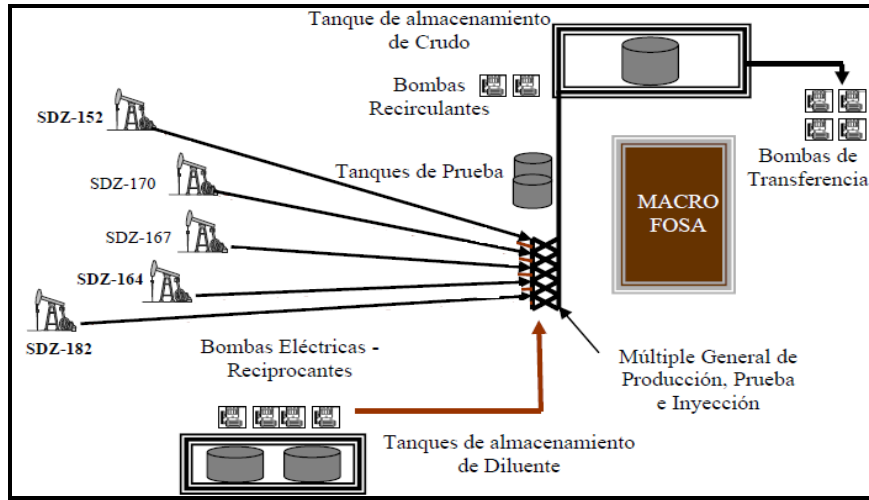
la bomba está más protegida pues no maneja el diluyente, sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata. Para evitar esto se coloca una válvula check de bola y asiento (válvula fija) a la entrada de la bomba. Esta práctica ha traído problemas, pues dificulta el espaciamento, ya que el fluido atrapado entre el sello rotor-estator y la válvula fija, impide que el rotor llegue a tocar el pin de paro, dejando gran parte del rotor fuera del estator, lo cual puede producir la rotura del rotor por fatiga debido a vibraciones excesivas o el desgarramiento del estator, ya que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento o cabeza de la bomba, se ven reducidas<sup>2</sup>.

En la figura 7 se observa que el diluyente es almacenado en los tanques de almacenamiento de donde es succionado por cuatro bombas reciprocantes y transferido al múltiple de inyección, este distribuye e inyecta el diluyente a las líneas de flujo de los pozos a una presión mayor a la presión de las líneas de flujo para la incorporación del mismo al sistema de producción de la estación. Una vez en las líneas de flujo, el diluyente se mezcla con el crudo pesado a medida que sigue la trayectoria de las líneas de flujo, disminuyendo su viscosidad y transportando la producción al tanque de almacenamiento pasando a través del múltiple general de producción, para luego ser succionado y bombeado por cuatro bombas de transferencia de crudo hasta la estación por medio de la tubería de descarga.

---

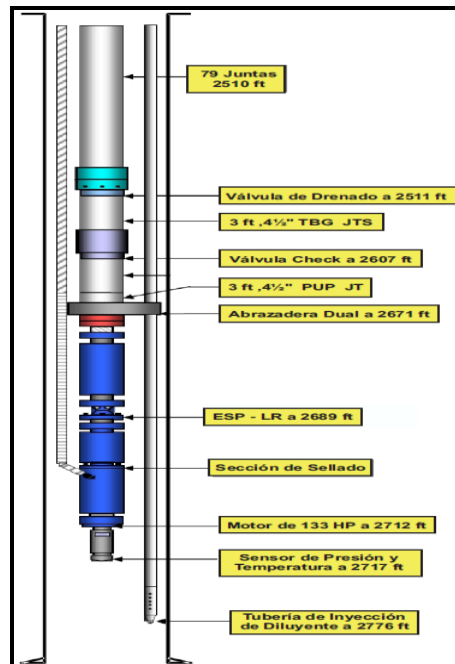
<sup>2</sup> César Gabriel Hernández Pérez. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones. Universidad del Oriente. 2006.

**Figura 7.** Inyección de diluyente en múltiple de recolección.



**Fuente:** César Gabriel Hernández Pérez. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones. 2006.

**Figura 8.** Esquema de inyección en fondo de pozo.



**Fuente:** Jorge Robles/Petrozuata. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. 2007.

### **1.3.2 Factores importantes de la inyección de diluyentes.**

En los procesos miscibles se debe tomar en cuenta las propiedades de los fluidos y del medio poroso, así como también los efectos involucrados en la física del proceso, los cuales se mencionan a continuación:

a. Viscosidad de los fluidos: El fluido desplazante es menos viscoso que el fluido desplazado. Tal condición causa el fenómeno de interdigitación viscosa, definida como el avance irregular del material desplazante en la fase desplazada, esto es, las protuberancias del material inyectado se adelantan a la masa principal del material desplazante.

b. Relación de movilidad: Si la relación es mayor a 1, la relación es desfavorable o adversa, y en esta condición se forman las protuberancias viscosas, y si es menor o igual a 1 la relación es favorable.

c. Densidad de los fluidos.

d. Características de flujo del medio poroso.

e. Coeficientes de difusión molecular de los fluidos: La difusión molecular es un proceso lento cuando se compara con la dispersión convectiva del gas a escala de campo, su efecto en la producción de crudo se puede asumir como despreciable

### **1.3.3 Ventajas de los procesos de inyección de diluyentes.**

Una de las principales razones para usar diluyente, es obtener una mezcla con una viscosidad que permita su bombeo desde la formación (yacimientos) hasta la

superficie y que también pueda ser bombeable a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos.

La reducción de viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros equipos. La disminución de la viscosidad en un crudo extrapesado es de gran importancia por que minimiza las pérdidas de presión en las tuberías de recolección garantizando que el crudo llegue hasta el sistema de tratamiento, lo cual hace que la inyección de solventes sea útil para crudos extrapesados.

#### **1.3.4 Desventajas de los procesos de inyección de diluyentes.**

Generalmente tanto los diluyentes como su transporte y almacenamiento son costosos.

Es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.

Es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición y control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.

#### **1.3.5 Factores que influyen sobre la eficacia de los procesos inyección de diluyentes.**

Existen ciertos factores que tienen influencia directa sobre la eficacia de los desplazamientos miscibles, entre ellos se tienen:

a. Eficiencia del barrido horizontal: Las relaciones de movilidades adversas o resultantes son causa del barrido pobre horizontal en las inyecciones, es decir,

solamente una fracción del área es puesta en contacto con la fase desplazante en el momento de la irrupción.

b. Eficiencia del barrido vertical: La heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la estratificación y las variaciones verticales en permeabilidad y porosidad impiden a los fluidos desarrollar el barrido uniforme y eficaz del yacimiento.

c. Efectos gravitatorios: En los yacimientos de buzamiento bajos, los efectos de la gravedad pueden resultar desfavorable para un desplazamiento miscible. Los diluyentes livianos tienden a avanzar por la parte superior del yacimiento y desplazar solamente una parte de éste. Estos efectos deben ser incluidos en la eficiencia de barrido vertical.

d. Buzamiento estructural: Para el caso de inyección de gas, ésta es la fuente de energía para el desplazamiento. Las estructuras pronunciadas con yacimientos de alto buzamiento, favorecen la segregación de gas y petróleo con el resultado de que el frente de diluyente resulta mejor definido y distribuido. Los efectos gravitatorios son evitados y mejora la eficiencia de barrido vertical.

e. Interdigitación viscosa: La interdigitación viscosa resulta en eficiencia pobre de barrido horizontal y vertical en los modelos de laboratorio, ya que en la mayoría de las pruebas de desplazamiento miscibles, el fluido desplazante (diluyente) es menos viscoso que el crudo, como resultado, el frente de desplazamiento llega a ser inestable y las protuberancias viscosas del fluido desplazante penetran en el crudo. Debido al fenómeno de Interdigitación viscosa se encuentran la irrupción temprana del diluyente y pobres eficiencias de barrido, pero todavía no está aclarado hasta qué punto estas protuberancias pueden afectar los proyectos a gran escala. Páez y otros (1963) expresan que la interdigitación viscosa se puede reducir o eliminar por medio de la introducción de una graduación progresiva de la

viscosidad entre los fluidos miscibles. También, el diluyente puede ser atrapado y no recuperado y el costo directo más grande es el volumen que se deja en el yacimiento.

### **1.3.6 Consideraciones de los procesos de inyección de diluyentes y los aspectos económicos.**

La aplicación de los procesos miscibles depende del volumen del frente miscible entre el crudo y el fluido desplazante, y sí puede competir con los procesos de inyección de agua y gas. El frente miscible depende a su vez de la intensidad de mezcla de los fluidos existentes en el yacimiento, la cual comprende las relaciones de movilidad (viscosidad) existente entre el crudo y el frente, y entre el diluyente y el frente miscible, estratificación, espaciado de los pozos, velocidad de avance de la inyección, saturación de gas, en el caso de que el diluyente sea gaseoso. Las pruebas de laboratorio deben demostrar un volumen razonable del frente. El aspecto económico se basará en la disponibilidad y el costo de los fluidos miscibles, los cuales deben ser lo más económico posible para evitar los altos costos de inversión inicial.

### **1.3.7 Inyección de diluyentes en formación.**

Dos fluidos que se mezclen juntos en todas las proporciones en una sola fase son miscibles. Los agentes miscibles podrían mezclarse en todas las proporciones en el petróleo que será desplazado, pero la mayoría de ellos solo exhiben una miscibilidad parcial con el petróleo y por eso se le denomina diluyentes. Muchos de ellos pueden ser miscibles con el crudo en las condiciones adecuadas, pero la mayoría de los diluyentes comerciales son inmiscibles con una fase acuosa. Principalmente el líder de los diluyentes utilizados fue el dióxido de carbono cuando comenzó el uso de esta técnica en la década de los 60, pero luego se fueron estudiando y experimentando con otros fluidos logrando algunos resultados

exitosos, entre los diluyentes utilizados se tienen: Alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LGP), dióxido de carbono o nitrógeno a altas presiones. En el método de inyección de diluyente se tienen como principales funciones de recobro: La extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación y otros mecanismos de recobro muy importantes como la reducción de la tensión interfacial, reducción de la viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución.

Como se mencionó anteriormente la producción del crudo depende de la temperatura, ya que a medida que fluye desde la formación productora hacia el pozo genera un aumento significativo de la viscosidad, ocasionando problemas de flujo y por ende dificultades para la producción de crudos extrapesados, razón por la cual, desde hace décadas se han venido planteando diferentes soluciones para esta problemática, una de ellas es la implementación de un método para disminuir la viscosidad del crudo en el pozo, con la mayor eficiencia posible y económicamente viable. Este método o tecnología es conocido como inyección de diluyentes, la cual surgió como una alternativa para disminuir la viscosidad del crudo pesado, permitiendo aumentar la producción.

La inyección de diluyentes consiste generalmente en inyectar un hidrocarburo o derivado de alta gravedad API en el pozo, para que entre en contacto con el hidrocarburo de baja gravedad API que está en el yacimiento. El objetivo más importante de la inyección de diluyente es disminuir la viscosidad, para mejorar el flujo del crudo producido.

En los inicios de la inyección de diluyente, éste era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en las líneas de producción, provocando una reducción en la presión en la cabeza del pozo y en muchos casos incrementos en los niveles de producción de crudo, luego a mediados de los años 90 en los

campos de la faja del Orinoco al este de Venezuela, se inició la inyección de diluyentes en el fondo del pozo, lo que permitió la reducción de la viscosidad y/o el incremento de la presión, además de la perforación de pozos horizontales y multilaterales que combinados con la inyección de diluyente, aumentó significativamente la producción de crudos pesados y extrapesados. Como resultado de la inyección cíclica de un diluyente en fondo, se alcanzaron incrementos en producción de crudo pesado por pozo “en un promedio de 100 [bl/d] a un máximo que puede llegar a sobrepasar los 5000 [bl/d]”<sup>3</sup>, esto debido a que al reducir la viscosidad del crudo se puede mejorar la relación de viscosidades aceite/agua, disminuir los problemas de flujo y el corte de agua.

Adicionalmente, debido a la inyección de diluyente, una nueva viscosidad debe ser considerada y el índice de productividad debe ser evaluado nuevamente tomando en cuenta un nuevo total de crudo en la superficie, el cual es resultado de la suma del crudo producido por el pozo, más el diluyente inyectado.

La inyección de diluyente en el pozo, puede realizarse a través de un tubo capilar que se instala en cabeza de pozo y se extiende hasta fondo del mismo o hasta el punto seleccionado para la inyección, la otra forma es inyectando el diluyente en el espacio anular. Ya sea que la inyección se realice por medio de un capilar o por el anular, en ambos casos se utiliza conjuntamente con un sistema de levantamiento artificial.

La inyección por el espacio anular es recomendada para la producción de crudos pesados o extrapesados, cuando se tienen altas relaciones gas/petróleo (GOR)

---

<sup>3</sup> GARCIA GOMEZ, Christian y OLVERA MATINEZ, Oswaldo. Sistemas y Dispositivos Especiales Para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Universidad Autónoma de México. México D.F., 2010. Pag. 122.

y/o bajos niveles de fluido en el pozo. Generalmente se implementa cuando ya se encuentra en producción un pozo y se busca mejorar su nivel dinámico. La inyección se realiza de manera conjunta con la instalación de una bomba de fondo, donde la inyección de diluyente ayuda a una mejor eficiencia de flujo, reduciendo la presencia de gas en la bomba debido al incremento de la presión. Este tipo de inyección es adecuada cuando se tienen problemas operacionales con las bombas en fondo debido a un mal diseño.

Por otra parte la inyección de diluyente por medio de un tubo capilar, está basada en la inyección través de una pequeña tubería de generalmente  $\frac{3}{4}$  [pulg] llamada tubería o tubo capilar, la cual conduce el diluyente desde la cabeza hacia el punto seleccionado del pozo. Al igual que la inyección a través del anular se recomienda en caso de crudo pesado y extrapesado con baja relación gas/petróleo (GOR).

La viscosidad se reduce si el diluyente se inyecta a una tasa adecuada, la cual es normalmente de entre el 20% y 30% de la producción de crudo. Por supuesto, si el sistema opera con una menor viscosidad, el tamaño de los equipos y los requisitos de potencia se verán reducidos, así como un incremento en la vida útil de la bomba en fondo. Por ejemplo, “en algunos campos en Venezuela la inyección de diluyentes por medio de tubos capilares ha llevado a la reducción del tamaño de la bomba de entre un 25% y 40%, además de un aumento en el volumen de crudo producido de alrededor del 40%”<sup>4</sup>. En general, para cualquiera de estos dos métodos de inyección de diluyente, se recomienda que sea diseñado al mismo tiempo que el sistema de levantamiento artificial, donde el diseño del equipo varía en gran medida de acuerdo a la viscosidad de los fluidos presentes en el pozo.

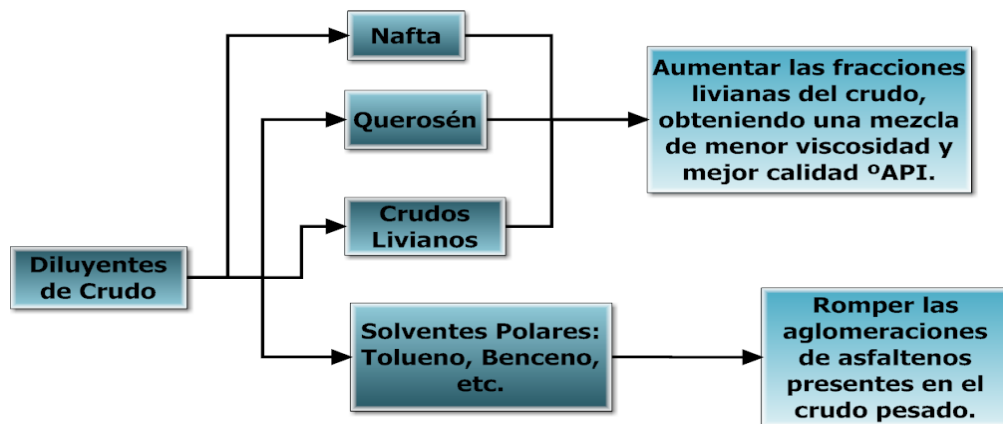
---

<sup>4</sup> APONTE, H. et al. Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields/ PDVSA Oil & Gas. Paper SPE 69708, 2001. Pag. 3.

### 1.3.8 Tipos de diluyentes.

Los diluyentes pueden ser crudos livianos, derivados del petróleo e inclusive algunos diluyentes sintéticos, como es el caso de Wellflux de la empresa canadiense Oilflow Solutions, ver figura 9.

**Figura 9.** Algunos diluyentes de crudo.



**Fuente:** Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. PEMEX, 2011.

Los diluyentes deben ser compatibles con los crudos, por lo cual se busca que sean preferiblemente de alto contenido aromático, ya que son más efectivos para debilitar los enlaces intermoleculares y disminuir la viscosidad. Para la selección del diluyente se deben tener en cuenta factores como:

- ❖ Propiedades del crudo extrapesado y del yacimiento.
- ❖ Compatibilidad del diluyente con la formación productora y los fluidos presentes.
- ❖ Calidad (°API) que se busca de la mezcla resultante diluyente-crudo.
- ❖ Disponibilidad, volumen y costos del diluyente.

### **1.3.9 Criterios para la Selección del diluyente a Utilizar.**

En la aplicación de una técnica de inyección de diluyente se deben seguir una serie de criterios en la selección del tipo de diluyente de acuerdo a las características que hacen que el proceso sea más factible:

a) Selectividad:

Esta mide la afinidad del diluyente con el soluto en el solvente. En la medida que tenga más afinidad por el soluto y menos por el solvente, la selectividad será mayor y la separación más efectiva.

b) Coeficiente de distribución:

Es la relación entre la fracción de soluto presente en el refino y la fracción de soluto presente en el extracto, durante el equilibrio.

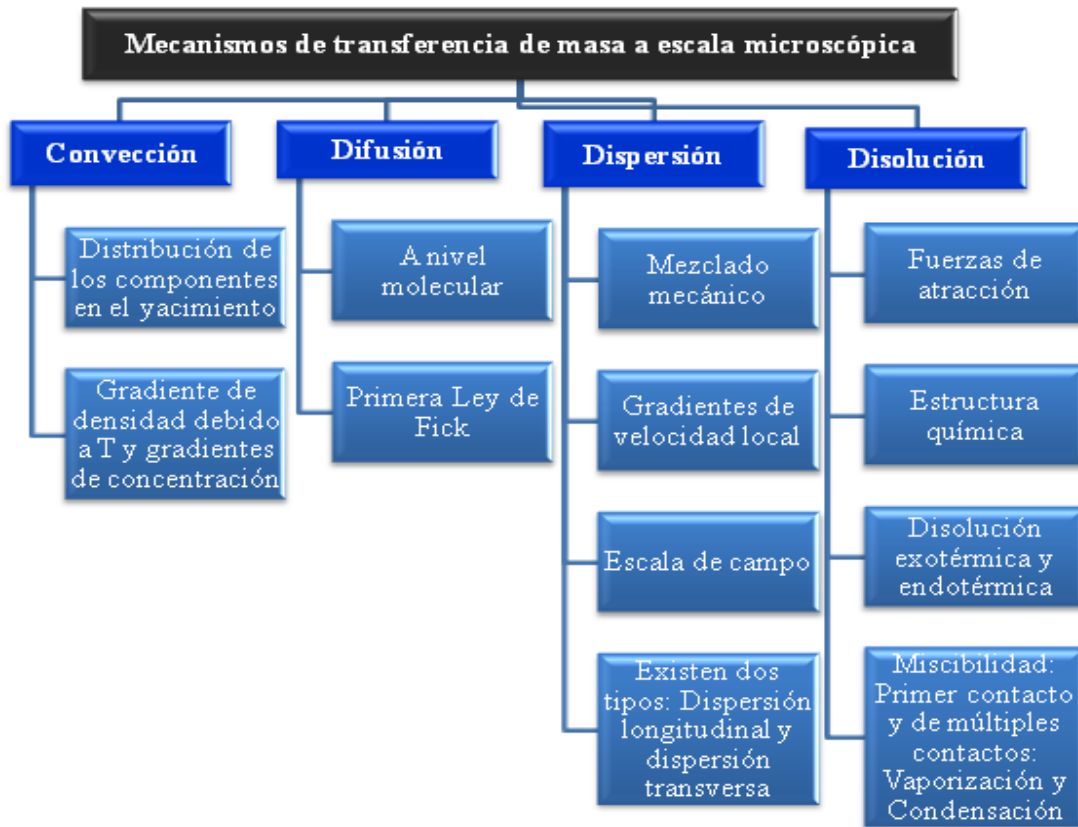
c) Recuperabilidad:

Siempre es necesario recuperar el diluyente para volverlo a utilizar.

### **1.3.10 Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el diluyente y el crudo.**

El diluyente y el crudo se mezclan en un yacimiento como resultado de cuatro (4) mecanismos principales, los cuales son: convección, difusión, dispersión y disolución (Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009). El mezclado de los componentes de la mezcla se produce en una escala microscópica y los resultados de la difusión molecular y las variaciones de velocidad del fluido en el medio poroso a escala del tamaño de los poros. Estos fenómenos se resumen en la figura 10.

**Figura 10.** Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el diluyente y el crudo.



**Fuente:** Autor.

#### 1.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTES.

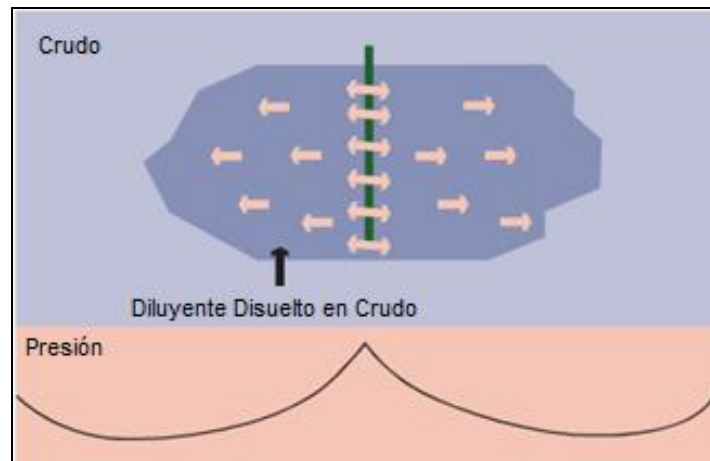
La inyección cíclica de diluyentes, es un proceso de estimulación no-térmico para yacimientos delgados con canales de alta conductividad, y por supuesto este método se puede aplicar en otros yacimientos donde la inyectividad es suficientemente alta. En el proceso el diluyente se inyecta en el yacimiento a través de un pozo vertical hasta que la presión alcanza la presión inicial del yacimiento, tal como se muestra en la figura 11. Después de la inyección, al

diluyente se le permite remojar en el yacimiento por un periodo de tiempo específico.

McMillen (1985) en su invención plantea que “el método de estimulación cíclica con diluyentes en yacimientos de crudos extrapesados consiste en inyectar en el yacimiento un diluyente líquido que tenga una relación de viscosidad de crudo a la viscosidad del diluyente ( $\mu_o/\mu_d$ ) de al menos 10, preferiblemente 100 o más, y en una cantidad entre 5 barriles y cerca de 25 barriles por cada pie de formación que contiene petróleo y después de eso producir una mezcla de diluyente-crudo. Para proveer la interdigitación viscosa adecuada del diluyente cerca del hueco y reducir significativamente la viscosidad del petróleo original en sitio por difusión y mezclado”.

De acuerdo con McMillen (1985) debería haber poco o ningún tiempo de remojo, es decir, el tiempo entre el final de la inyección del diluyente y el comienzo de la producción. Generalmente, el tiempo de remojo debe estar alrededor de 1 hora o menos y cerca de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas; hay pocas ventajas, si las hubiese, en un tiempo apreciable de remojo de efectuar la mezcla disuelta del diluyente con el crudo extrapesado. Asimismo, destaca que el tiempo de remojo prolongado de varios días o más, aísla el diluyente por la gravedad de mezcla y destruye las rutas de alta movilidad cerca del pozo, por lo que habría poco aumento de la producción sobre el obtenido de la producción estimulada. Sin embargo, a causa de que la inyección de diluyente convencional es un proceso lento, el cual involucra la difusión molecular y la dispersión convectiva dentro del medio poroso, se propone que se aplique el remojo del diluyente, como una alternativa para promover una mayor dilución efectiva (Polikar, 2005).

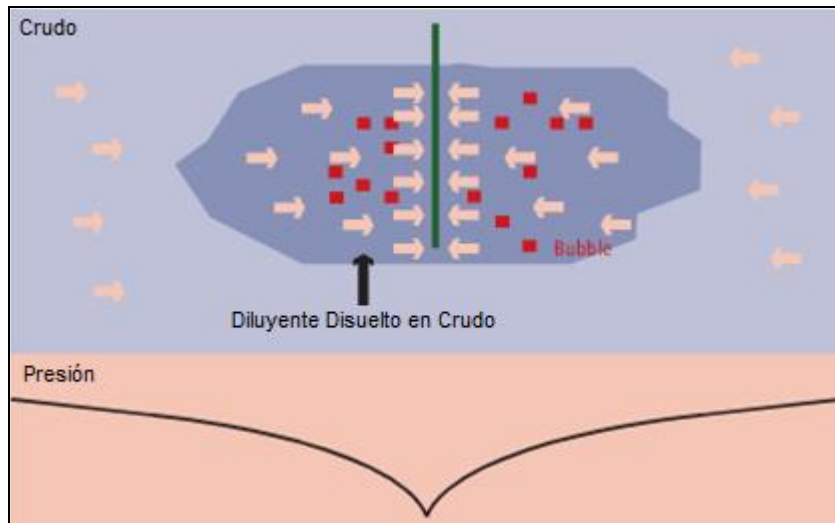
**Figura 11.** Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del diluyente.



**Fuente:** Juannine Chang. Field – Scale Simulation of Cyclic Solvent Injection (CSI). 2008.

Durante la producción, como se muestra en la figura 12, que comienza después de que la inyección del diluyente se ha completado, debería mantenerse continuamente con una caída de presión de aproximadamente 30-72.5 Psi antes del periodo de inyección del próximo ciclo. McMillen (1985) propone que “cualquier cierre se debería mantener menos de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas”. La producción se debería continuar hasta que la fracción de diluyente en el crudo producido, se ha reducido a alrededor del 12 % o menos, sin tener en cuenta la tasa de producción. En este punto, el diluyente adicional o la producción rica en diluyente se puede inyectar en el yacimiento seguido por la producción reanudada.

**Figura 12.** Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del diluyente.



**Fuente:** Juannine Chang. Field – Scale Simulation of Cyclic Solvent Injection (CSI). 2008.

Se descubrió mediante este nuevo método que la producción de crudo extrapesado puede ser mucho mayor por la dilución del diluyente en el crudo solamente, este fenómeno resulta en una viscosidad reducida de la mezcla diluyente-crudo. El incremento de la producción es el resultado de los criterios adecuados del diseño de la estimulación con diluyentes, que involucra el volumen de diluyente usado y el período de remojo antes de la reanudación de la producción. La continuidad de la producción, una vez que comienza, es también importante en el proceso. También, se ha encontrado que el mismo pozo se puede estimular con diluyentes muchas veces exitosamente, lo cual depende de la selección de los intervalos apropiados entre las inyecciones de los diluyentes. Además, se ha determinado que los hidrocarburos relativamente económicos sin aditivos, tales como los crudos livianos, se pueden usar como diluyentes.

La disolución del diluyente en el crudo reduce su viscosidad y puede proveer un empuje por gas en solución cuando la presión del yacimiento se reduce durante la producción (Chang e Ivory, 2011). Esencialmente todo el diluyente inyectado (cerca del 97 %) dentro de la formación en una estimulación de múltiples ciclos de diluyente es recobrado con el crudo producido.

#### **1.4.1 Factores operacionales de la inyección cíclica del diluyente.**

Los principios principales de la estrategia de inyección cíclica de vapor aplican a la inyección cíclica del diluyente. Por consiguiente, los periodos de inyección, remojo, y de producción para cada ciclo tienen que ser diseñados propiamente a fin de maximizar la producción de crudo, al igual que la tasa de inyección de diluyente.

Tasa de inyección del diluyente: Generalmente, la tasa de inyección del diluyente debe ser diseñada en base a los resultados finales de un análisis económico. Para ello se toma como referencia la función razón crudo-diluyente acumulada, es uno de los principales criterios de evaluación económica. Por el otro lado, el proceso de inyección del diluyente es un proceso extremadamente de alta presión, a fin de prevenir que el yacimiento sea fracturado, el perfil de distribución de la presión en cada parte del yacimiento durante todo el proceso necesita ser monitoreado, el cual a su vez limita la tasa de inyección del diluyente. Por estudios de simulación se ha comprobado que a mayor tasa de inyección de diluyente, la tasa de producción de crudo acumulado mejora (Polikar, 2005). En contraste, Behrouz, Kharrat y Ghazanfari (2007) concluyen que las tasas de inyección de diluyente bajas pueden resultar en recobro de crudo más eficiente. Tales tasas de inyección resultan en un frente de desplazamiento mucho más estable.

Tiempo de remojo: El tiempo de remojo no puede ser ni muy largo ni muy corto. Si el tiempo es demasiado largo, la producción se retrasa, y si el tiempo es demasiado corto, el diluyente no disolverá completamente en el crudo extrapesado. Para procesos de inyección de diluyentes gaseosos el tiempo óptimo resultará en la reducción más efectiva de la viscosidad y en la RGP más baja. A mayor tiempo de remojo, la producción acumulada de crudo es mayor.

Tiempo de producción: El tiempo de producción que sigue después de cada ciclo se puede determinar al analizar las curvas de declinación de producción.

Número de ciclos: El periodo de inyección-remojo-producción es repetido un número de veces y se puede continuar hasta que el yacimiento quede exhausto (Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009).

#### **1.4.2 Efectos de los parámetros de entrada en el proceso.**

Ivory y Chang (2011) destacan que los efectos considerados en el proceso de inyección cíclica de diluyentes son:

a. Efecto del coeficiente de difusión: Para el caso de la inyección de diluyentes gaseosos es relativamente insensitivo a los coeficientes de difusión de la fase crudo, pero es sensitivo a los coeficientes de la fase gaseosa. Por lo que se esperaría, que para los diluyentes líquidos los coeficientes de difusión de la fase crudo sean considerados.

b. Efecto de las densidades molares de la fase crudo: Tienen un impacto significativo en el volumen de diluyente inyectado. Una densidad molar más

grande para el diluyente disuelto reduce el volumen de la fase crudo y más grande es el espacio para el gas lo que permite la inyección de diluyente adicional.

c. Efecto de la presión capilar: La presión capilar tiene un impacto significativo sobre el diluyente inyectado, el crudo producido y el gas producido en los ciclos del diluyente. Se ha observado que al aumentar la presión capilar por un factor de 10 incrementa la inyección de gas ((Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009).

d. Efecto de la presión: Las solubilidades de los diluyentes hidrocarburos vaporizados en el crudo extrapesado y el bitumen aumenta con el incremento de la presión, la cual es máxima a la presión de saturación del diluyente. Esto corresponde a la más alta concentración de diluyente en el crudo y la viscosidad más baja (Das, 1995).

e. Efecto de la temperatura: El incremento en la temperatura decrece la solubilidad del diluyente y reduce una parte de la viscosidad alcanzada debido a la presencia del diluyente. De este modo, un proceso que usa una combinación de temperatura más alta y un diluyente puede no ser efectivo (Das, 1995).

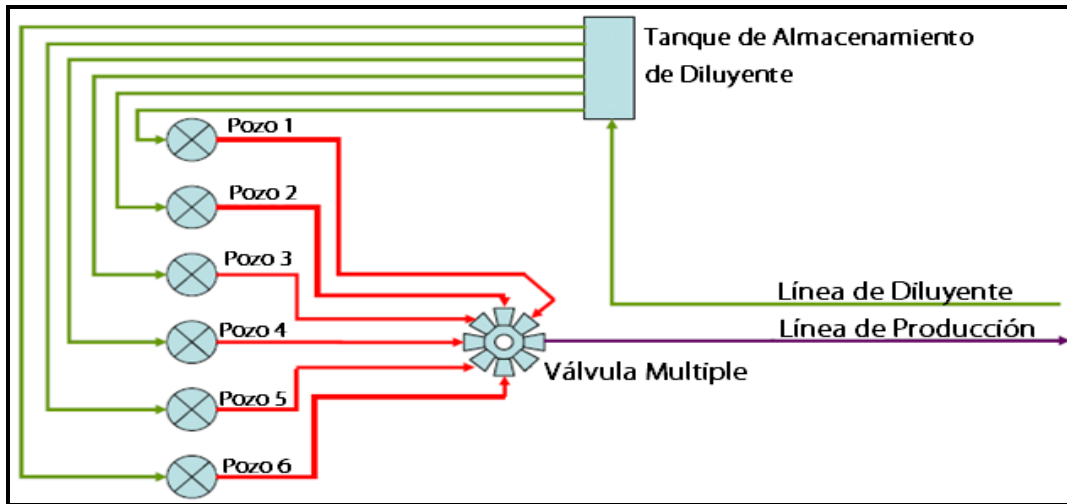
#### **1.4.3 Sistema de inyección cíclica de diluyente.**

Un sistema de inyección de diluyente, ver figura 13, está conformado por una serie de equipos y accesorios, que se implementan con el fin de conducir el diluyente desde superficie hasta fondo de pozo o hasta el punto de inyección seleccionado.

Entre los componentes del sistema de inyección, se encuentran tanques de almacenamiento, bombas, líneas de flujo, múltiples, equipos de medición y control, el sistema de levantamiento artificial y demás accesorios de completamiento y facilidades de superficie. La demanda de todo este equipamiento se traduce en un

gasto inicial apreciable, aunque en comparación con otros sistemas de producción de crudos pesados y extrapesados, la tecnología de inyección de diluyentes es una de las más económicas. Además, el sistema de inyección de diluyente puede ser diseñado para su implementación en uno o múltiples pozos.

**Figura 13.** Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos.



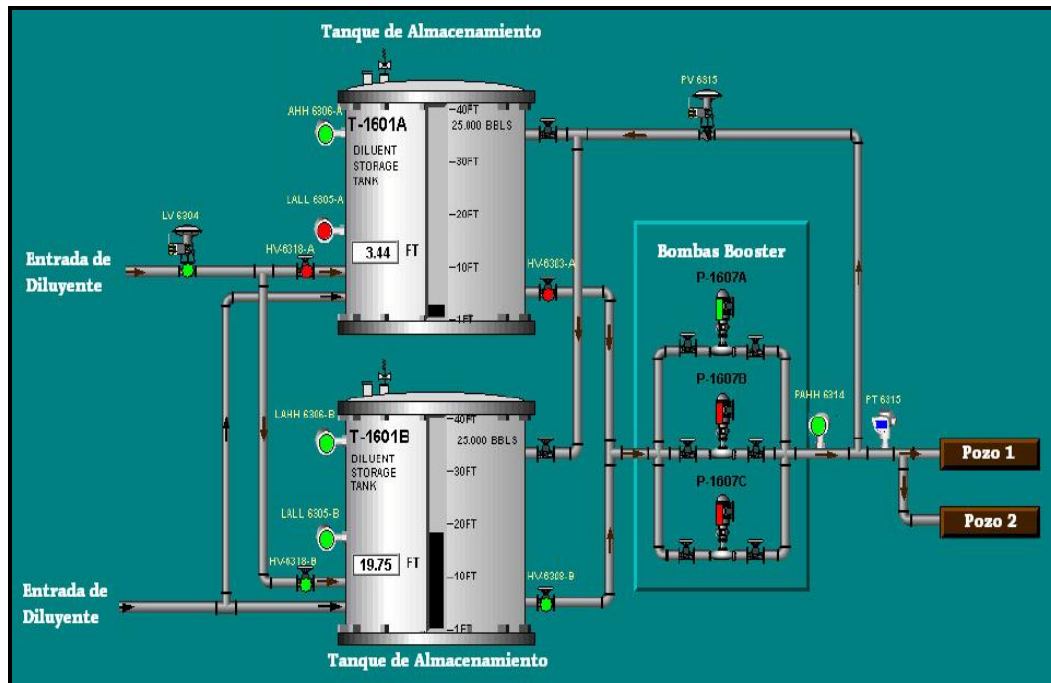
**Fuente:** Rafael Bastardo, Asher Imam. Field Testing of an automated well tester in extra-heavy and diluted oil application. 2008.

Una vez se ha seleccionado el diluyente, teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente, este debe ser transportado desde su punto de origen hasta campo, en donde es monitoreado constantemente y se realizan pruebas de control de calidad como “contenido de agua y sedimentos de acuerdo a la Norma ASTM 4006 y °API de acuerdo a la norma ASTM 1298 – 85, con el fin de que cumpla las normas exigidas para su inyección.

El diluyente es almacenado en tanques, los cuales están sujetos a especificaciones y normas de calidad, además de tener integrados sistemas de control y medición, que permiten la verificación constante de la cantidad y calidad

del diluyente. Luego es transportado por medio de tuberías, hacia un sistema de válvulas y bombas, que generan la presión necesaria para la inyección del diluyente en la formación, como se puede observar en la figura 14.

**Figura 14.** Esquema de almacenamiento con líneas de flujo, válvulas, bombas, sistemas de control y medición.



**Fuente:** LARA Fabian, Incremento de Flujo de Transferencia en Oleoducto de Crudos Pesados Mediante Mezcla con Diluyente en la Estación Shushufindi. Ecuador, 2002.

Antes de ser inyectado en el pozo, el diluyente circula a través de un sistema de dosificación y/o de medición de flujo, localizado en cabeza de pozo, que garantiza una tasa adecuada de inyección, como el presentado en la figura 15.

**Figura 15.** Medidor de flujo de 3 fases.



**Fuente:** César Gabriel Hernández Pérez. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones. 2006.

Una vez se ha generado la presión y la tasa adecuada de inyección, el diluyente es inyectado en la formación ya sea por el anular o por tubería capilar hasta el sector seleccionado, donde la reducción de la viscosidad del crudo permite que el sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo aumente su eficiencia, traduciéndose esto en un incremento de la producción.

La inyección de diluyentes puede generar incrementos en la producción de hasta 50%, adicionalmente se disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub>, debido a que el consumo de energía se ve reducido hasta un 40% y el torque de la bomba en fondo se reduce en un 50%, por lo que son requeridas menos intervenciones de pozo, convirtiendo a la tecnología de inyección de diluyentes en una posible solución a la baja producción de crudos pesados y extrapesados.

## **1.5 INYECCIÓN DE DILUYENTE CON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

La inyección de diluyente en el pozo puede realizarse por medio de un tubo capilar o del espacio anular, donde se emplea conjuntamente con sistemas de levantamiento artificial como bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo electrosumergible (ESP) y bombeo mecánico (SRP).

La selección de cualquiera de estos tres sistemas de levantamiento, depende de las condiciones presentes en cada pozo, donde se deben tener en cuenta factores como la temperatura, la presencia de sólidos, la presión, entre otros. Cada sistema de levantamiento posee ciertas limitaciones que impiden su aplicación en ciertos escenarios, por ejemplo, si se tiene un pozo profundo con una alta producción de arenas, el sistema PCP sería el de correcta aplicación.

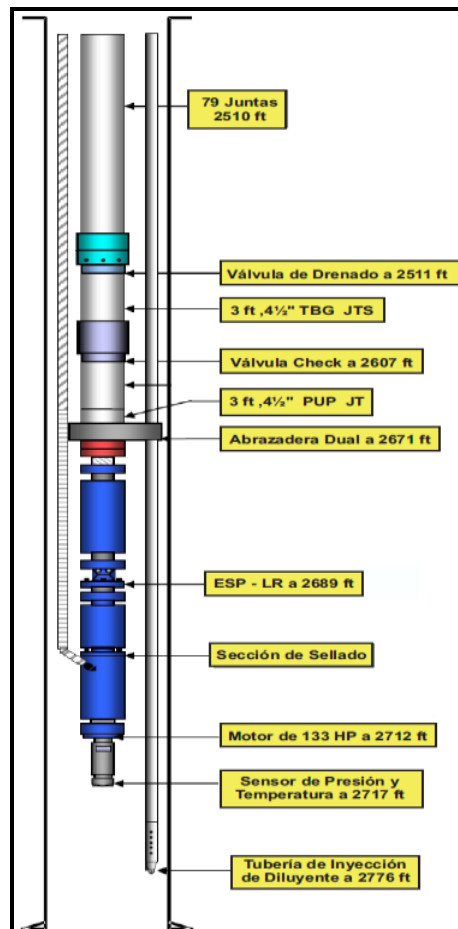
La combinación de sistemas de levantamiento artificial e inyección de diluyente, ha sido aplicada ampliamente en Venezuela en campos de la faja del Orinoco, donde se cuenta con pozos con sistema PCP, ESP y SRP, asistidos con inyección de diluyentes.

### **1.5.1 Inyección de diluyente con ESP.**

El uso del sistema ESP asistido con inyección de diluyente, es un método utilizado para producir crudos pesados y extrapesados, en el cual la inyección del diluyente puede ser realizada a través del anular o por un tubo capilar. En el caso de inyección por tubo capilar, este puede estar dentro de la configuración del cable de potencia (cable de alimentación del motor en fondo) o puede ser un capilar independiente al cable de potencia.

La inyección del diluyente se hace a una profundidad mayor a la que se encuentra la bomba, como se observa en la figura 16. Este sistema puede ser implementado tanto en pozos verticales como horizontales, obteniendo incrementos en la producción, así como ahorro en consumo de energía.

**Figura 16.** Esquema de sistema ESP con inyección de diluyente.



**Fuente:** ROBLES, Jorge - Paper SPE 69848, 2001.

Para garantizar una adecuada succión de crudo por parte de la bomba, se puede anclar un tubo capilar junto con el cable de potencia a la tubería de producción, donde en general, las modificaciones que sufre el sistema ESP son mínimas para

su implementación con inyección de diluyente. A través del tubo capilar, pueden ser inyectados hasta de 200 [bpd] de diluyente en el pozo. Recientemente, para facilitar la manipulación de los cables utilizados en esta combinación de ESP-Diluyente, se desarrolló un cable eléctrico para tubos capilares de  $\frac{3}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  pulgada, lo que ha contribuido a reducir los tiempos de operación.

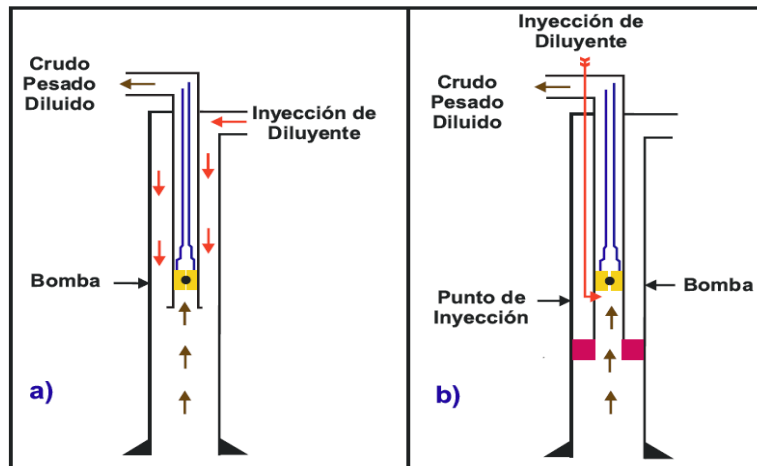
### **1.5.2 Inyección de diluyente con bombeo mecánico.**

La combinación de bombeo mecánico y la inyección de diluyente, tiene una configuración muy similar a la utilizada para el ESP, pero en este caso no se cuenta con cable de potencia, por lo que es más común tener solo dos configuraciones: inyección por anular e inyección por medio de tubo capilar (figura 17).

Para el caso a) la inyección es realizada directamente en el espacio anular, generando una zona en la que se encuentra una mezcla de fluidos, los inyectados y los producidos por el pozo, la bomba debe encontrarse cerca de esta zona para que el fluido que entre sea precisamente la mezcla.

En el caso b) el diluyente es inyectado por medio de un capilar a través de la tubería de producción, la cual lo descarga en un punto antes de que el crudo producido entre a la bomba, generando una zona de menor densidad, favoreciendo el flujo hacia la bomba, incrementando de esta forma el nivel de producción.

**Figura 17.** Casos de bombeo mecánico con inyección de diluyente.



**Fuente:** GARCIA Christian y OLVERA Oswaldo. Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Mexico, 2010.

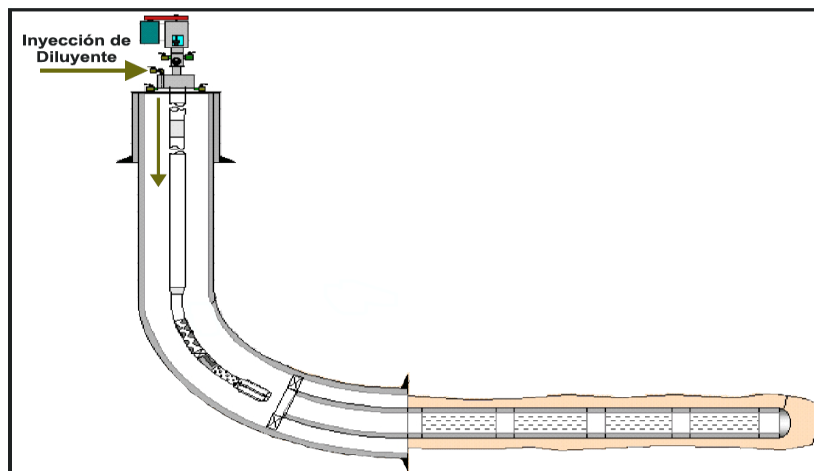
### 1.5.3 Inyección de diluyente con PCP.

En este sistema el diluyente es inyectado por el espacio anular, por medio de un tubo capilar o a través de la bomba de cavidades progresivas. La única variante con respecto a los sistemas de bombeo mecánico y ESP, es que se encuentran comercialmente disponibles bombas de cavidades progresivas con varillas huecas, que permiten la inyección de diluyente en una zona por encima de la bomba, lo cual se hace para evitar que el elastómero entre en contacto con el diluyente inyectado. Frecuentemente se realizan estudios para determinar el efecto de los diluyentes en el elastómero de la bomba, para determinar la vida útil de la bomba en presencia de ciertos compuestos. Estos estudios han llevado a que las empresas consigan aumentar la vida útil de la bomba y los niveles de producción hasta en un 20%. En un sistema PCP con diluyente los puntos de inyección pueden estar localizados en:

➤ Cabeza de pozo donde se inyecta través del anular (ver figura 18). El diluyente se agrega a presión o por gravedad al pozo. En algunos casos se emplea un dosificador, para tratar de controlar la inyección y permitir que la mezcla crudo-diluyente se genere uniformemente.

Este tipo de inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, según el completamiento que se tenga en el fondo del pozo, con o sin revestimiento. Este tipo de inyección reduce las pérdidas de presión por fricción en la tubería y optimiza el desempeño del sistema de levantamiento artificial implementado. Sin embargo, no garantiza que se genere la mezcla crudo-diluyente en las proporciones adecuadas, en algunos casos no se puede controlar la tasa de inyección de diluyente y el gas puede ocasionar fallas en el sistema.

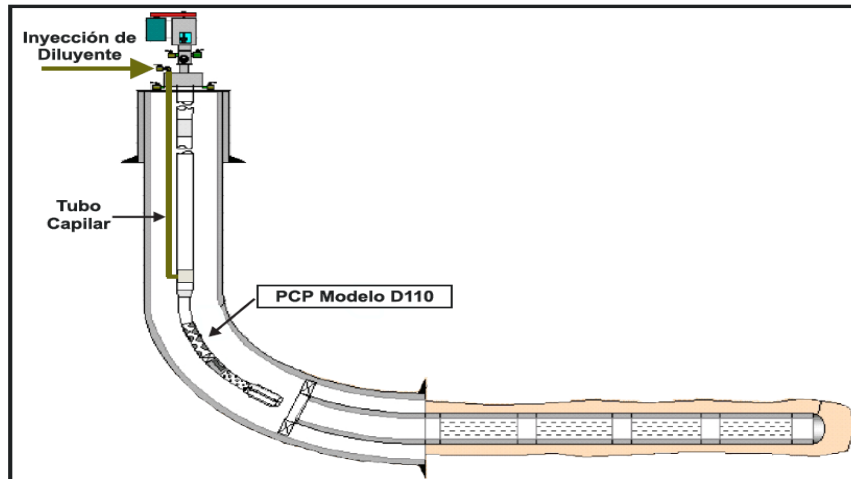
**Figura 18.** PCP con inyección de diluyente en cabeza de pozo a través del anular.



**Fuente:** RAMIREZ R., et al. - SINCOR. Paper SPE 86947, 2004.

➤ Arriba de la bomba por medio de un tubo capilar o varilla hueca según sea el caso (ver figura 19). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un índice de productividad "J" comprendido entre 4 [bl/d/lpc] y 7 [bl/d/lpc].

**Figura 19.** PCP con inyección de diluyente arriba de la bomba por tubo capilar.



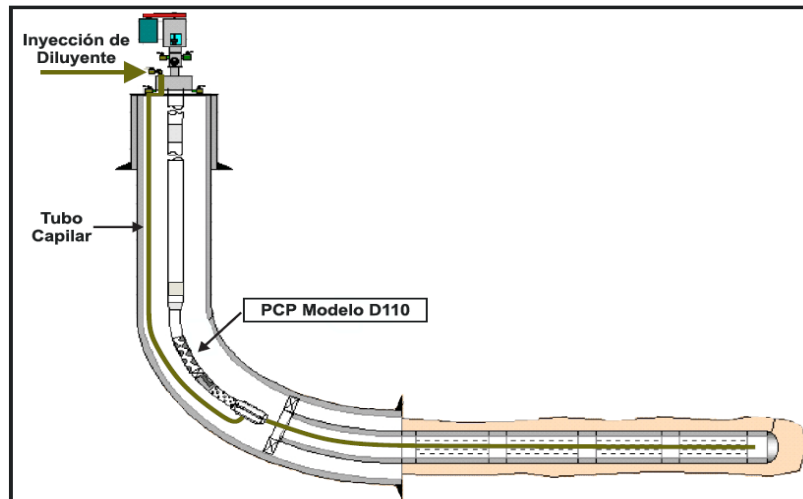
**Fuente:** RAMIREZ R., et al. - SINCOR. Paper SPE 86947, 2004.

Para este caso, la vida útil de la bomba se extiende, ya que el elastómero no entra en contacto con el diluyente, además se reducen las pérdidas por fricción en la tubería. Sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente inunda la bomba, provocando la suspensión del bombeo de crudo. Para evitar esto se han instalado válvulas a la entrada de la bomba, sin embargo, esta solución no ha sido satisfactoria, ya que provoca rupturas internas debido a las vibraciones excesivas, puesto que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento (cabeza de la bomba), se ven reducidas drásticamente. La principal desventaja que se presenta es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección de diluyente.

➤ En formación instalando un tubo capilar (ver figura 20). La ventaja de hacerlo en este punto, es que se crea una zona de contacto con el crudo, debido a la turbulencia generada por la inyección, provocando que la viscosidad del crudo a la entrada de la bomba disminuya, logrando un menor torque, menores pérdidas por fricción y en consecuencia una menor presión de fondo fluyendo, lo cual aumenta

la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo el crudo proveniente de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, disminuyendo la eficiencia global del sistema.

**Figura 20.** PCP con inyección de diluyente en fondo de pozo por tubo capilar.



**Fuente:** Tomado y modificado de RAMIEREZ R., et al. - SINCOR. Paper SPE 86947, 2004.

#### 1.5.4 Viabilidad económica de la inyección cíclica de diluyentes.

La economía del proceso es fuertemente dependiente de la cantidad de diluyente retenido en el yacimiento y la tasa de producción de petróleo. Se considera que el diluyente neto es el diluyente inyectado menos el diluyente recuperado, es decir el diluyente remanente en el yacimiento. Dependiendo de las facilidades de separación de superficie, algunos diluyentes pueden permanecer en la fase líquida y ser transportados con el crudo a la refinería. Por otro lado, aunque la inversión inicial puede ser significativa, se tiene previsto que los factores de recuperación son bastantes aceptables.

## **2. COMPORTAMIENTO ROCA – FLUIDO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE.**

Ahora bien, el uso de la tecnología en una etapa anterior corresponde a la inyección de diluyente a nivel de formación en un esquema cíclico, lo cual permitirá determinar la posibilidad de incrementar la productividad debido al efecto sobre la movilidad del crudo. El presente capítulo corresponde a la etapa de evaluación a nivel experimental de la tecnología a condiciones de yacimiento atendiendo a dos fenómenos fundamentales: la interacción entre el diluyente y el crudo, determinando la estabilidad de la mezcla a las condiciones de yacimiento, y la interacción entre la mezcla de fluidos y la roca, para determinar el efecto sobre la movilidad del crudo. También contiene el desarrollo de los protocolos de la evaluación de estos fenómenos a nivel experimental y constituye la primera etapa de investigación de la tecnología, lo cual permitirá evaluar la factibilidad de escalamiento a nivel de piloto. La tecnología de dilución a nivel de formación puede ser implementado para todos los campos productores de crudos pesados y extrapesados, sin embargo, para esta etapa de evaluación se define su aplicabilidad en campo.

Los criterios para la definición de las condiciones de evaluación a nivel experimental de la tecnología son los siguientes:

- Propiedades Petrofísicas.
- Propiedades de fluidos de producción.
- Propiedades de fluidos de inyección.
- Condiciones de operación.

## 2.1. BASES DE DISEÑO DE PROTOCOLOS DE EVALUACIÓN.

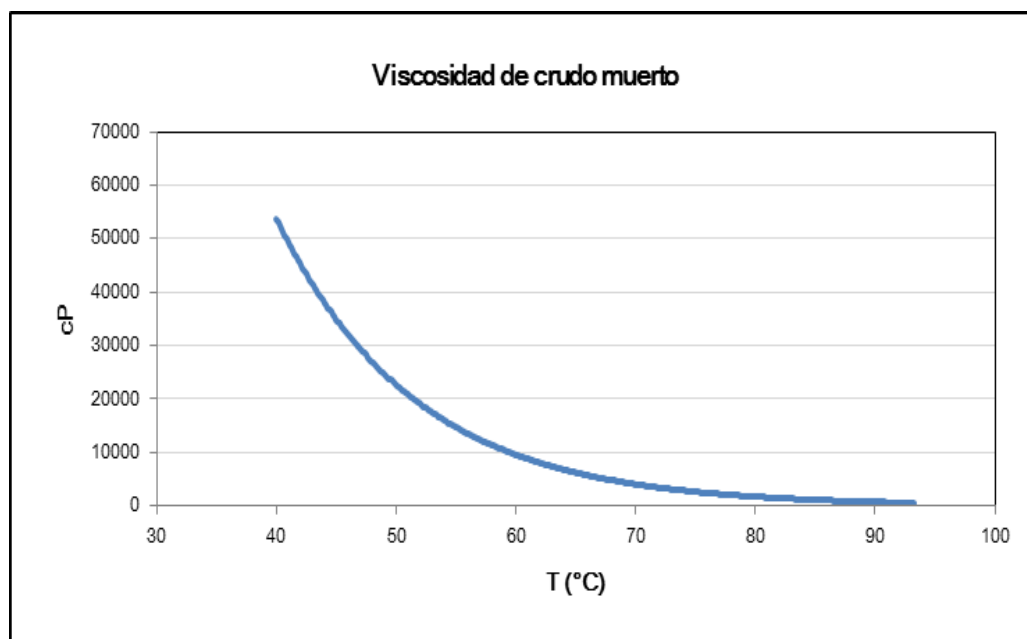
### 2.1.1 Caracterización de fluidos.

La caracterización de fluidos es base fundamental para una simulación de yacimientos, debido a que se debe tener un buen conocimiento del comportamiento del fluido desde el fondo de yacimiento hasta superficie, ya que los parámetros de presión, temperatura y composición van variando a medida que el fluido se va produciendo. Por lo tanto es de gran importancia una caracterización representativa para tomar buenas decisiones en los procesos que se utilizan en los campos petroleros.

- **Propiedades del crudo.**

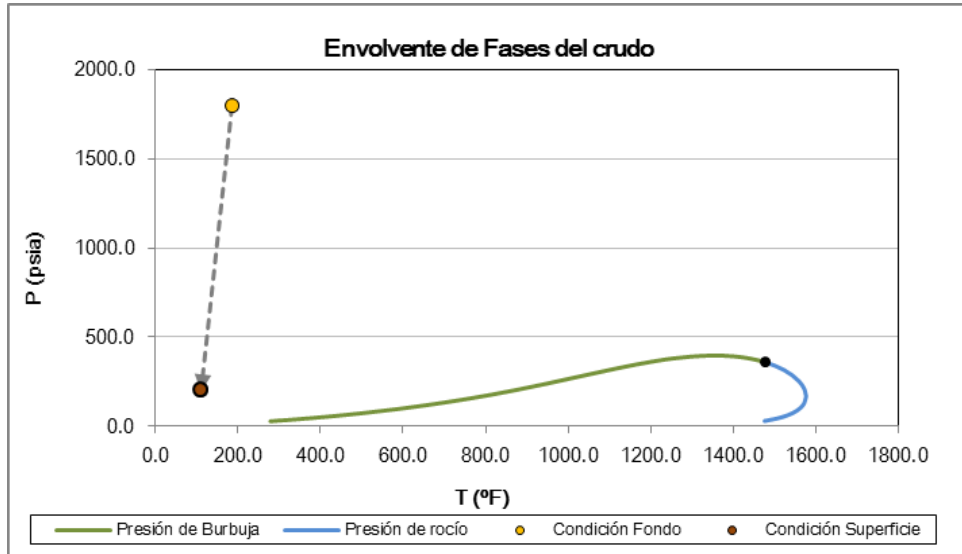
En la figura 21 y 22 se muestra la caracterización del crudo extrapesado.

**Figura 21.** Comportamiento de Viscosidad del crudo muerto.



**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

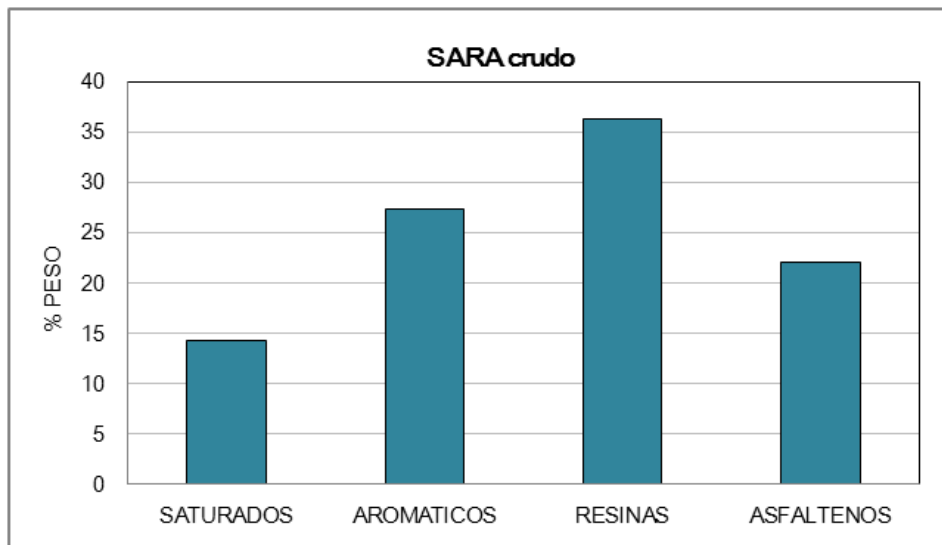
**Figura 22.** El comportamiento de la envolvente de fases del crudo.



**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

El análisis SARA para este crudo tiene la distribución definida en la figura 23.

**Figura 23.** Análisis SARA.



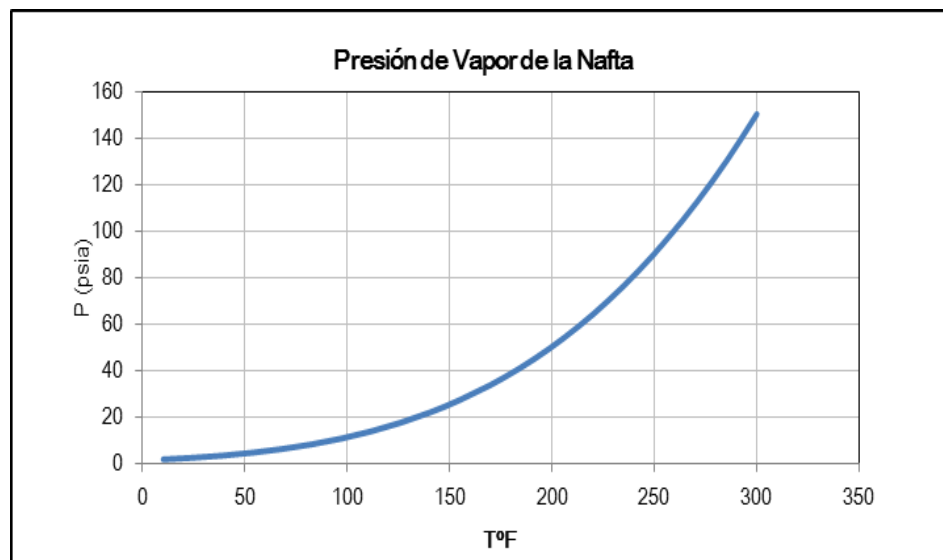
**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

Las condiciones de estabilidad de este fluido se definen a partir de la evaluación de la distribución de estos porcentajes.

- **Propiedades de la nafta.**

La curva de presión de vapor de la nafta utilizada para el diseño experimental se muestra en la figura 24.

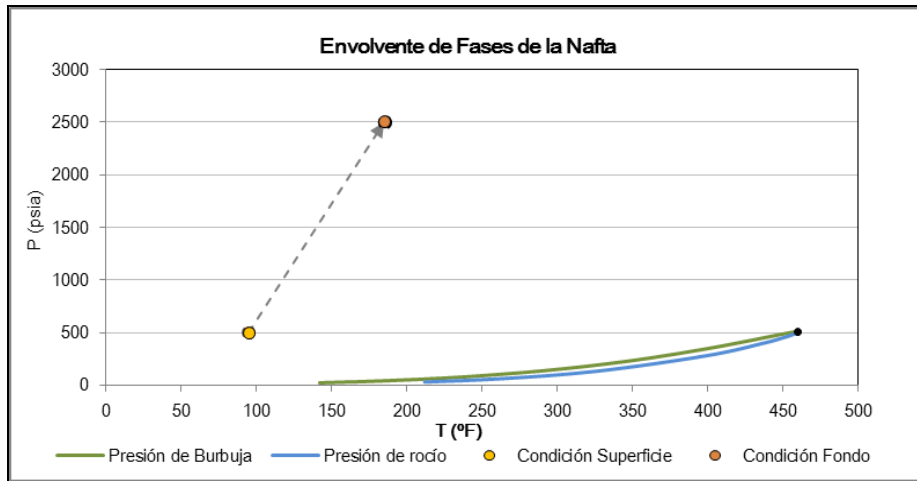
**Figura 24.** Comportamiento de Presión de Vapor de la Nafta.



**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

La condición de operación del sistema permite establecer que durante todo el proceso de inyección del solvente no se alcanzará la presión de vapor. El comportamiento de fases que permite determinar la fase a la que se mantendrá el diluyente durante el proceso de inyección se muestra en la figura 25.

**Figura 25.** Envolvente de fases de la Nafta.

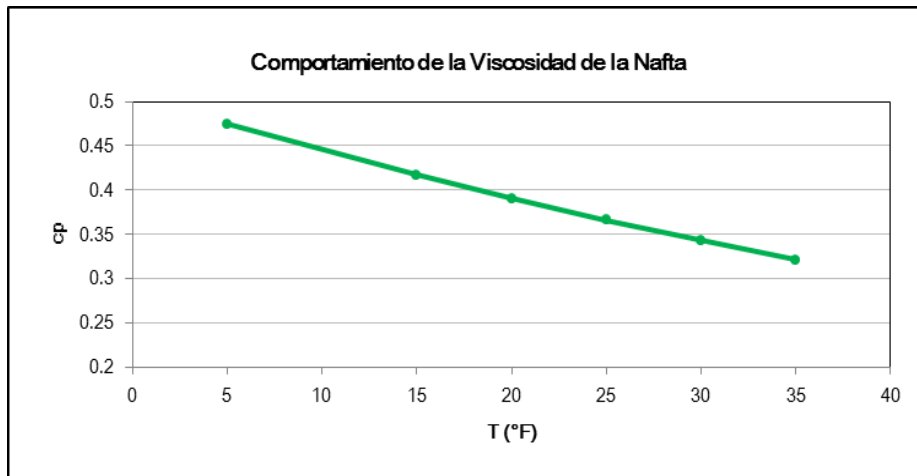


**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

Se analiza la envolvente de fases del diluyente (Nafta) encontrándose que a las condiciones de yacimiento de presión y temperatura el diluyente siempre se encuentra en estado líquido.

Por su parte, el comportamiento de la viscosidad se muestra en la figura 26.

**Figura 26.** Comportamiento de la viscosidad de la Nafta.

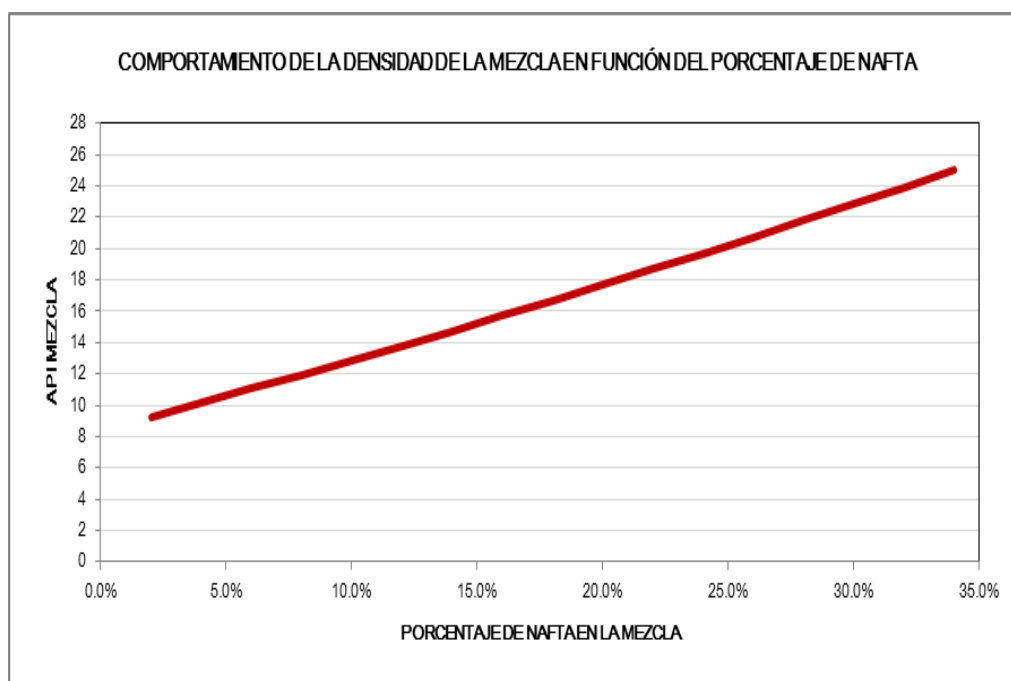


**Fuente:** PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

## 2.2 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE MEZCLA CRUDO Y DILUYENTE.

El comportamiento de la densidad en función de los porcentajes de dilución que se pueden considerar para la evaluación de la tecnología se muestra en la figura 27.

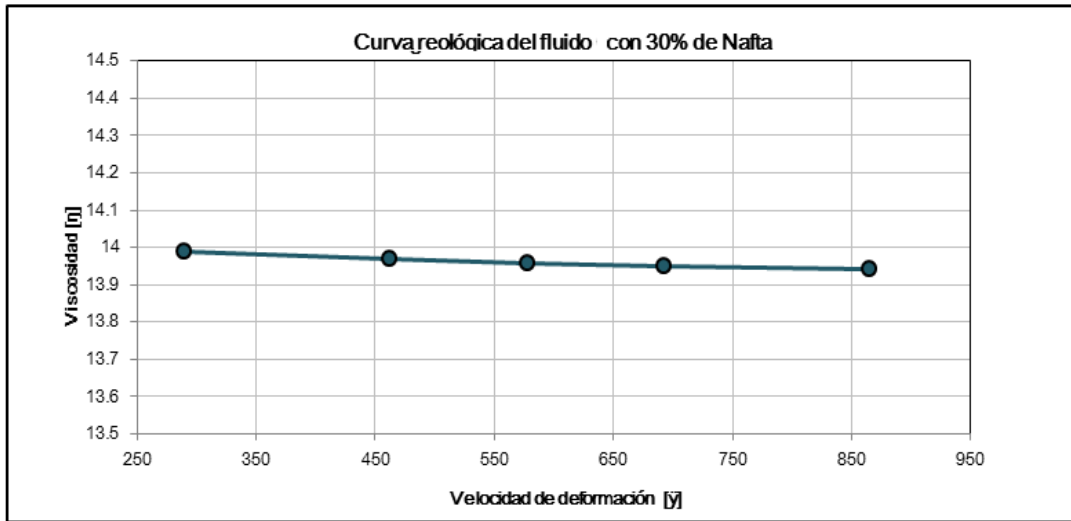
**Figura 27.** Comportamiento de densidad de mezcla de crudo.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

El comportamiento reológico de la mezcla de crudo y diluyente se determinó a una temperatura de 184 °F y a dos valores de presión. El comportamiento de la viscosidad a 1889 PSI se muestra en la figura 28.

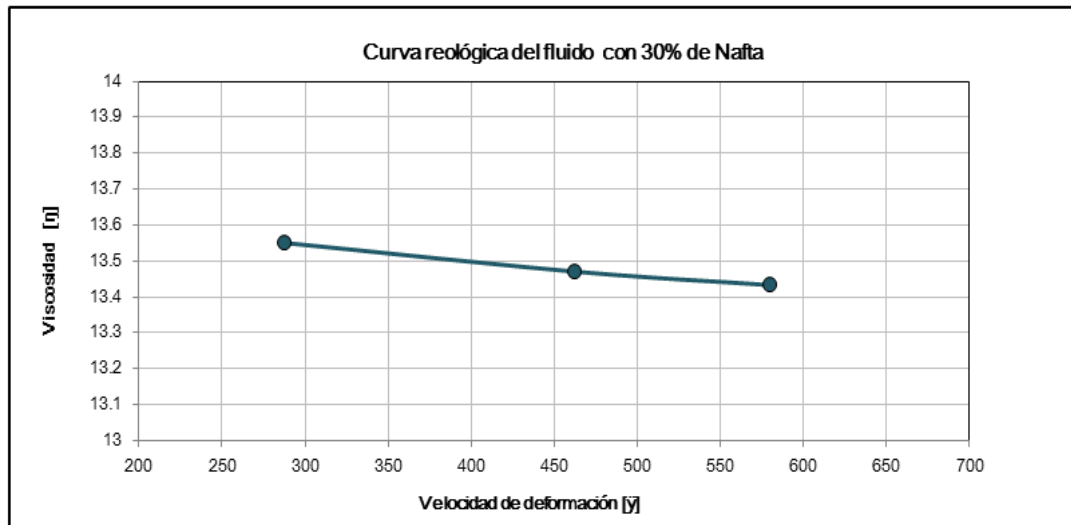
**Figura 28.** Comportamiento reológico de Crudo + 30% de Nafta a 1889 PSI.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

Por su parte, el comportamiento a 1896 PSI se muestra en la figura 29.

**Figura 29.** Comportamiento reológico de Crudo + 30% de Nafta A 1896 PSI.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

Este comportamiento definió la variable de control del proceso a condiciones de fondo, ya que el comportamiento de esta mezcla define las propiedades del fluido que manejará el sistema de levantamiento, lo que redundará en un cambio de las condiciones de operación de la bomba.

## 2.3 PROPIEDADES DE ROCA.

### 2.3.1 Evaluación de muestras disponibles.

La evaluación de las propiedades petrofísicas de las muestras permite definir, los valores de referencia de las propiedades de la roca, los cuales quedan consignados en la tabla 2.

**Tabla 2.** Propiedades petrofísicas que definen el rango de aplicación para el diseño experimental.

Identificación	Profundidad	Vol. Total	Vol. Poroso	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg	Permeabilidad al Aire	Saturacion de Aceite	Saturacion de Agua
	(ft)	(cm <sup>3</sup> )	(cm <sup>3</sup> )	(%)	(md)	(md)	(%)	(%)
Pozo 1	7982,83	83,806	12,637	15,4	1101	1114	52,1	13,7
Pozo 1	7982,83	83,806	12,222	15,0	1013	1038		
Pozo 1	7987,83	75,944	11,839	15,8	1031	1065	51,2	7,7
Pozo 1	7987,83	75,944	11,701	15,7	990	1038		
Pozo 1	7987,83	75,944	11,498	15,5	978	1018		
Pozo 1	8094,63	75,251	11,743	16,1	1465	2208	47,8	14,3
Pozo 1	8094,63	75,251	11,269	15,6	1439	2094		
Pozo 1	8126,71	74,322	13,103	18,0	1010	1020	57,3	0,0
Pozo 1	8126,71	74,322	12,884	17,7	974	986		
Pozo 1	8144,75	65,042	13,379	20,8	1486	1502	45,5	6,4
Pozo 1	8144,75	65,042	13,051	20,4	1441	1459		
Pozo 1	8147,46	84,683	17,045	20,5	1461	1486	52,1	9,1
Pozo 1	8147,46	84,683	16,704	20,2	1417	1437		
Pozo 1	8175,5	84,818	15,932	19,2	1315	1353	50,4	10,8
Pozo 1	8175,5	84,818	15,701	18,9	1303	1330		
Pozo 1	8178,5	84,606	16,323	19,6	1601	1619	51,4	11,3

Pozo 1	8178,5	84,606	16,119	19,4	1560	1577		
Pozo 1	8180,71	77,003	14,345	18,7	1334	1347	50,6	8,8
Pozo 1	8180,71	77,003	14,073	18,5	1297	1310		
Pozo 1	8183,58	79,623	14,431	18,3	1486	1501	53,0	7,8
Pozo 1	8183,58	79,623	14,036	17,9	1423	1443		

**Fuente:** Tomado laboratorio de petrofísica básicos, Ecopetrol S.A.

### 2.3.2 Propiedades de roca utilizadas para el diseño experimental.

En esta investigación se definieron las propiedades petrofísicas para el diseño experimental corresponden a los rangos que se pueden determinar de los datos de la tabla 3.

**Tabla 3.** Propiedades petrofísicas definidas para el diseño experimental.

	<b>Porosidad</b>	<b>Permeabilidad Klinkenberg</b>	<b>Saturación de Aceite</b>	<b>Saturación de Agua</b>
	<b>(%)</b>	<b>(md)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>
<b>VALOR MÍNIMO</b>	15,0	974,3	45,5	6,4
<b>VALOR PROMEDIO</b>	17,8	1265,6	51,1	10,0
<b>VALOR MÁXIMO</b>	20,8	1601,3	57,3	14,3

**Fuente:** Autor.

Para la implementación a nivel experimental se definió el uso de un empaquetamiento de arena que represente estas propiedades. Se utiliza arena Silicea y malla en forma de media sección cilíndrica para dar una geometría definida al empaque.

El uso de un valor mayor de permeabilidad representa una condición que debe escalarse en términos de la movilidad de las fases propias de cada tipo de roca para definir la posibilidad de evaluar el comportamiento en muestras de roca real.

## **2.4 DEFINICIÓN DEL PROTOCOLO A NIVEL EXPERIMENTAL.**

### **2.4.1 Evaluación de interacción roca-fluido.**

Para evaluar la interacción de los fluidos de producción e inyección con la roca se propone un plan de evaluación que se muestra en la figura 30.

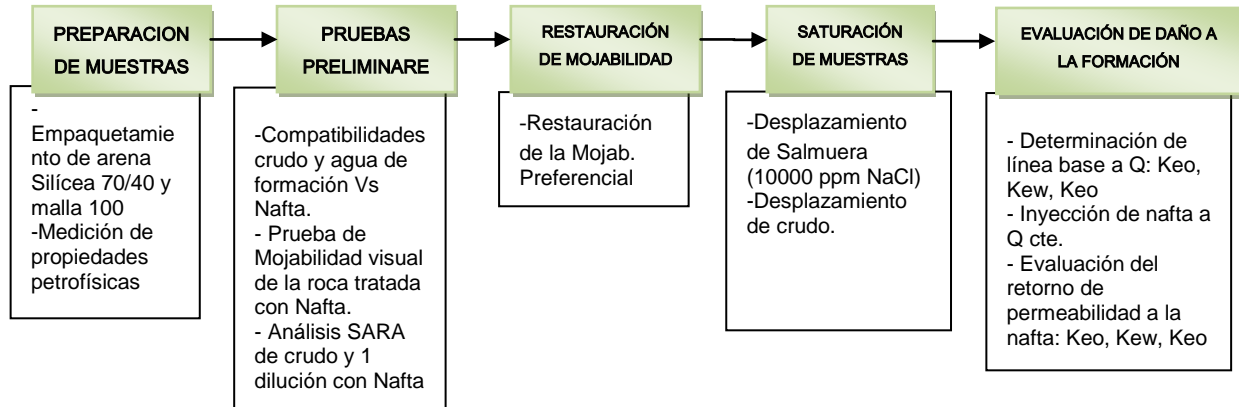
Las pruebas preliminares corresponden a la evaluación de la interacción fluido – fluido y fluido – roca. La estabilidad del crudo se define a partir de análisis SARA, a partir de las cuales se determina la posibilidad de favorecer la precipitación de los Asfaltenos por la adición de la Nafta.

La evaluación del daño en la formación consiste en valorar los cambios de permeabilidad efectiva al agua y al aceite que se presentan antes y después de la inyección de solvente a la matriz definida como representativa del medio poroso de la formación. El comportamiento de las permeabilidades efectivas al aceite permite determinar un posible daño sobre la formación y el efecto del cambio de las permeabilidades al aceite y al agua permite evidenciar cambios en la mojabilidad de la roca debido a la presencia del solvente.

Al determinar que no se presenta daño en la formación, causado por la inyección de solvente, se procede a realizar desplazamientos de fluidos a presión constante para medir el cambio sobre la movilidad del aceite. El seguimiento a estos cambios en la movilidad permite definir el balance del sistema, ya que los efluentes determinan la efectividad de la inyección de solvente a esas condiciones mediante la medición de los volúmenes recuperados. El uso de un aditivo reductor de fricción en la Nafta, para evaluar la posibilidad de utilizar menos hidrocarburo en la inyección y alcanzar un efecto similar, constituye la última fase de esta etapa

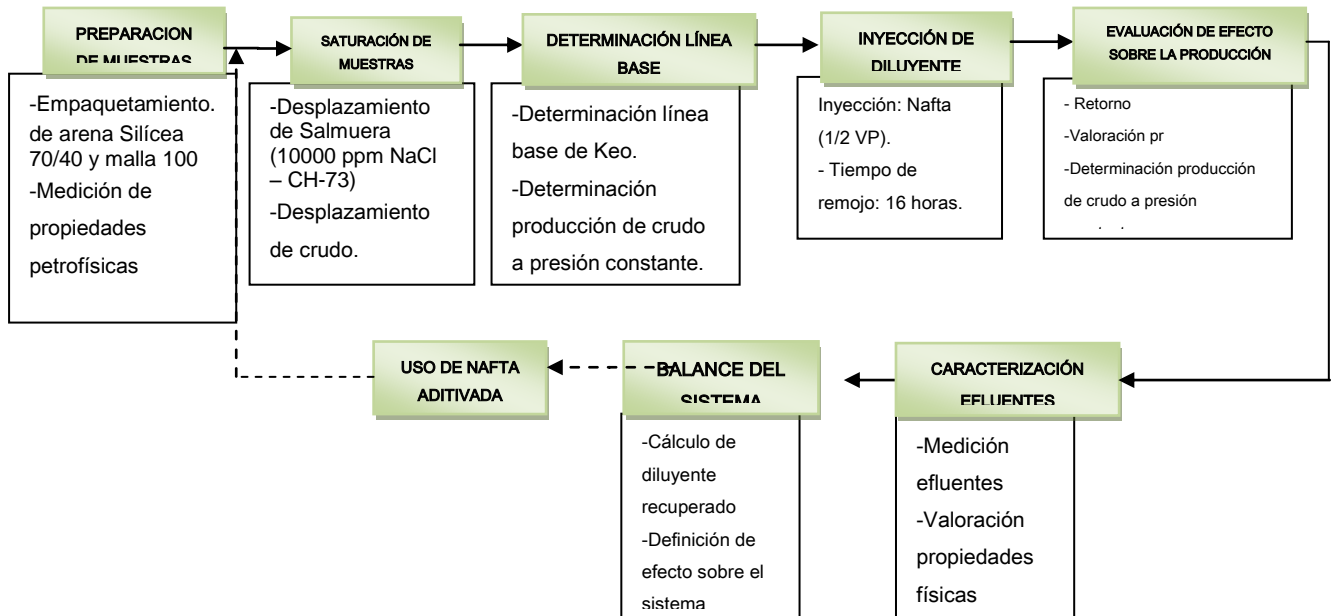
de evaluación. El balance del sistema permite evaluar las alternativas de fluido de inyección, ver figura 31.

**Figura 30.** Elementos de primera etapa de Evaluación.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

**Figura 31.** Elementos de segunda etapa de Evaluación.



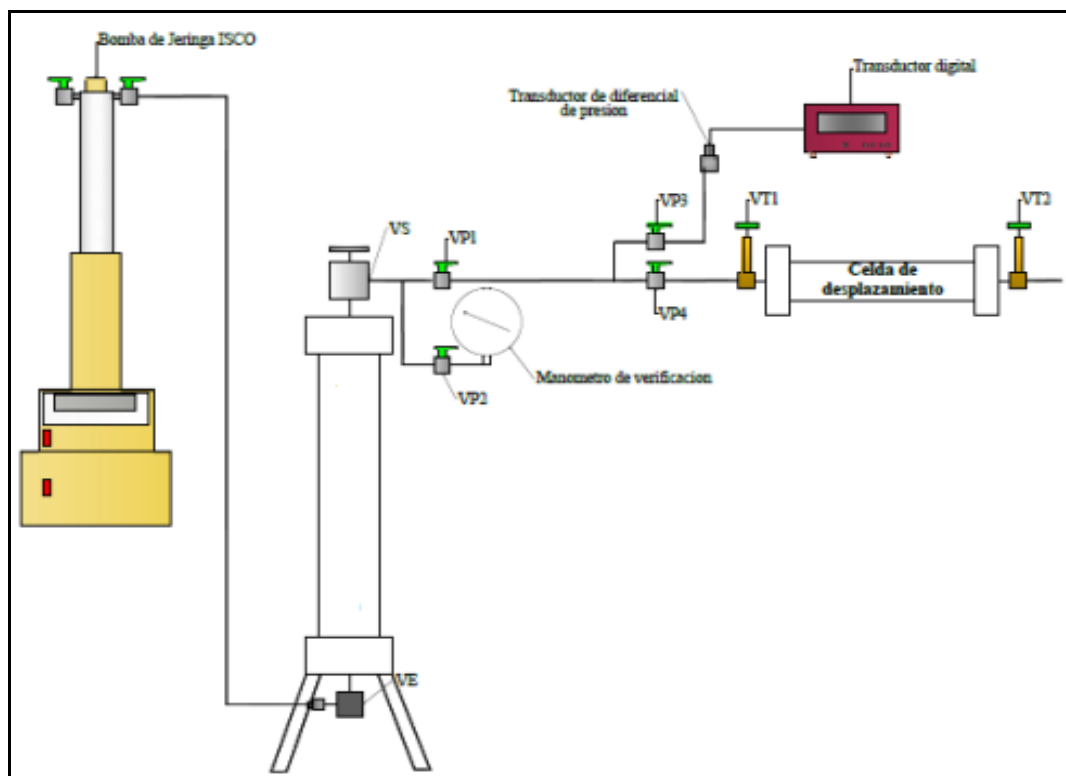
**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

## 2.5 DEFINICIÓN DEL PROTOCOLO DE EVALUACIÓN DE INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO.

### 2.5.1 Estabilidad de asfaltenos.

Para evaluar la interacción de los fluidos de producción e inyección se define el montaje que se muestra en la figura 32.

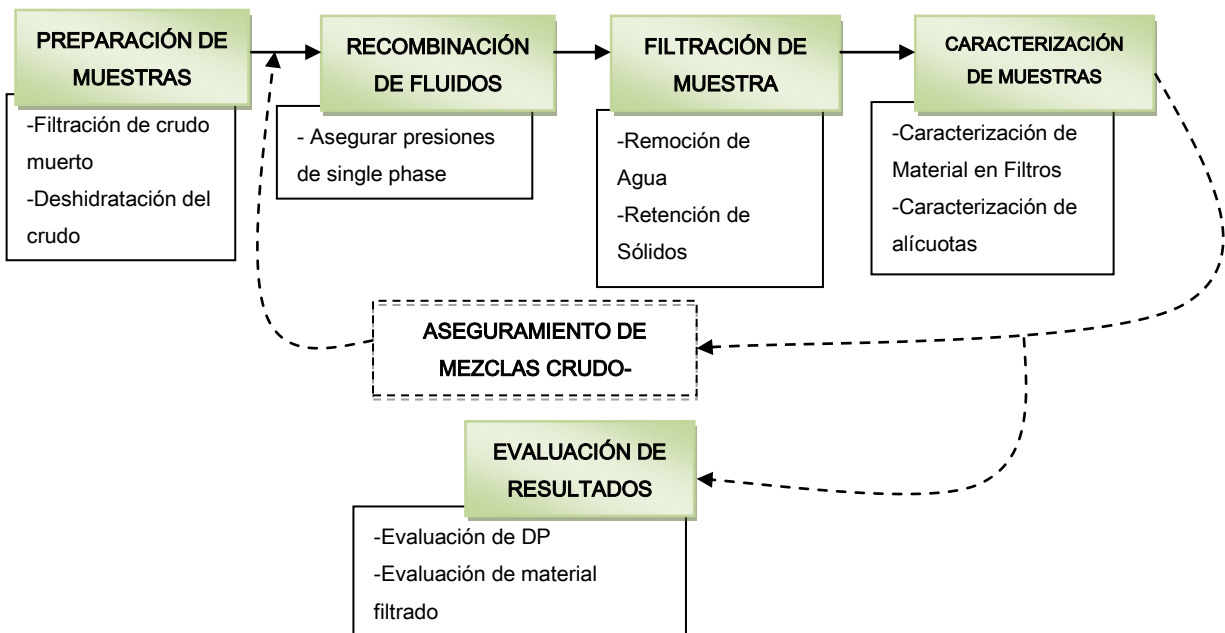
**Figura 32.** Montaje de evaluación de estabilidad de Asfaltenos.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

El procedimiento de evaluación de la estabilidad de fluidos mediante este montaje se define mediante las etapas que se muestran en la figura 33.

**Figura 33.** Etapas de evaluación de interacción fluidos.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

El montaje define el siguiente procedimiento para la evaluación del fenómeno:

- Filtrar hasta 0.5 micras el fluido atmosférico y deshidratar el crudo muerto.
- Desplazar 40 cc por el montaje del filtro, el Filtro 1 permite retener el contenido de agua presente en la muestra y el Filtro 2 permite determinar el diferencial que puede producir una precipitación de sólidos presente en la muestra contenida en la celda.
- Tomar la alícuota No 1 para hacer SARA y contenido de asfaltenos por duplicado.

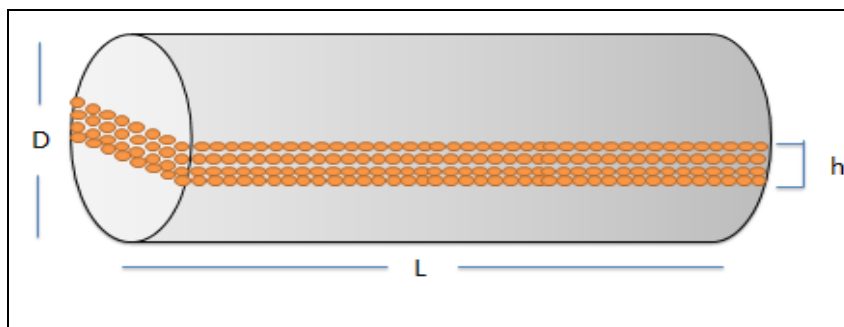
- Recombinar en cilindro el fluido atmosférico del pozo con el gas especificado a un GOR de 70 SCF/STB para tener una mezcla de 500 cc a condiciones de yacimiento.
- Verificar con una expansión flash la recombinación y determinar composición molecular del fluido recombinado. Determinar también composición molecular de la nafta.
- Desplazar 40 cc de la muestra recombinada por el sistema de filtros a condiciones de trabajo y tomar la alícuota No 2 para hacer SARA y contenido de asfaltenos por duplicado.
- Mezclar en cilindro 30% de nafta con fluido recombinado, vol/vol y llevar a una presión suficientemente alta que asegure un sistema inicial en single phase.
- Hacer una expansión para verificar composicionalmente el % real de mezcla realizado.
- Desplazar por filtro y tomar alícuota 3 para hacer SARA y contenido de asfaltenos por duplicado.

En cada corrida se debe retirar el filtro para recuperar el material que pudo haberse quedado atrapado en dicho filtro y caracterizarlos con el laboratorio de Química de Producción. La idea es evitar interpretaciones erróneas con respecto a la naturaleza del posible material retenido por el filtro mediante la medición del espectro Infrarrojo en la muestra tomando como referencia la medición del Asfalteno del crudo.

## 2.6 EVALUACIÓN DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.

Los medios porosos utilizados en la presente evaluación fueron fabricados en el laboratorio de daños a la formación utilizando arena Silíceá 70/40 y malla 100 en proporciones de 95 y 5 % respectivamente; la mezcla resultante fue empacada en dos medias lunas de material impermeable que sirven como soporte y dan una geometría definida al empaque. El medio poroso fabricado se muestra en la figura 34.

**Figura 34.** El medio poroso utilizado en el experimento.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

Las propiedades petrofísicas se muestran en la tabla 4.

**Tabla 4.** Propiedades petrofísicas de empaque de arena utilizado como medio poroso.

Altura, h (cm)	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm <sup>2</sup> )	Vol. Poroso (cm <sup>3</sup> )
0,29	50	3,5	1,02	19,96

**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

### 2.6.1 Condiciones de prueba.

Las condiciones de la prueba se muestran en la tabla 5.

**Tabla 5.** Condiciones de la prueba de desplazamiento en medio poroso.

Presión de Confinamiento (PSI)	Presión de Poro (PSI)	Presión Neta (PSI)	Temperatura (°F)
4000	1000	3000	180

**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

Para la implementación del diseño se asegura un valor de presión mayor que la presión estática y un valor de temperatura que represente esta condición a nivel de yacimiento.

### 2.6.2 Descripción de los fluidos empleados.

Para la evaluación de la permeabilidad efectiva al agua (Kew) se utilizó una salmuera sintética libre de bicarbonatos y sulfatos (que pueden originar precipitación del calcio), con salinidad equivalente con NaCl de 10230 ppm como se expone en la Tabla 6, según los análisis fisicoquímicos del pozo.

**Tabla 6.** Análisis Fisicoquímico del agua de producción.

pH	Na+ (mg/L)	K+ (mg/L)	Ca++ (mg/L)	Mg++ (mg/L)	Ba++ (mg/L)
7.88	3358.4	201.9	353.1	99.95	
Sr++ (mg/L)	Cl- (mg/L)	SO4- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	Salinidad Equiv. NaCl (ppm)	
8.94	5803	140	550	10230	

**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

La Tabla 7, muestra la composición de la salmuera sintética preparada. Para determinar la permeabilidad afectiva al aceite (Keo) se utilizó crudo del pozo. Tanto la salmuera sintética como el crudo se filtraron previamente usando una malla de 0.45 micras de tamaño.

**Tabla 7.** Condiciones de la prueba de desplazamiento en medio poroso.

Aditivo	Unidad	Concentración
NaCl	gr/L	8.35
KCl	gr/L	0.38
MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	gr/L	0.84
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	gr/L	1.29

**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

## 2.7 RESULTADOS DE EVALUACIÓN EXPERIMENTAL.

### 2.7.1 Evaluación de daño a la formación.

La primera etapa del diseño consistió en determinar el daño que puede producir la inyección de solventes a la formación y se evaluó mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso. El procedimiento se muestra en la figura 35.

**Figura 35.** Procedimiento de evaluación de daño a la formación.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

El resultado obtenido para la evaluación de la Nafta como solvente se determina mediante la evaluación de la permeabilidad efectiva al crudo obtenido antes y después de la inyección de la nafta. Los resultados se muestran en la tabla 8.

**Tabla 8.** Valores de permeabilidad relativa en pruebas con Nafta.

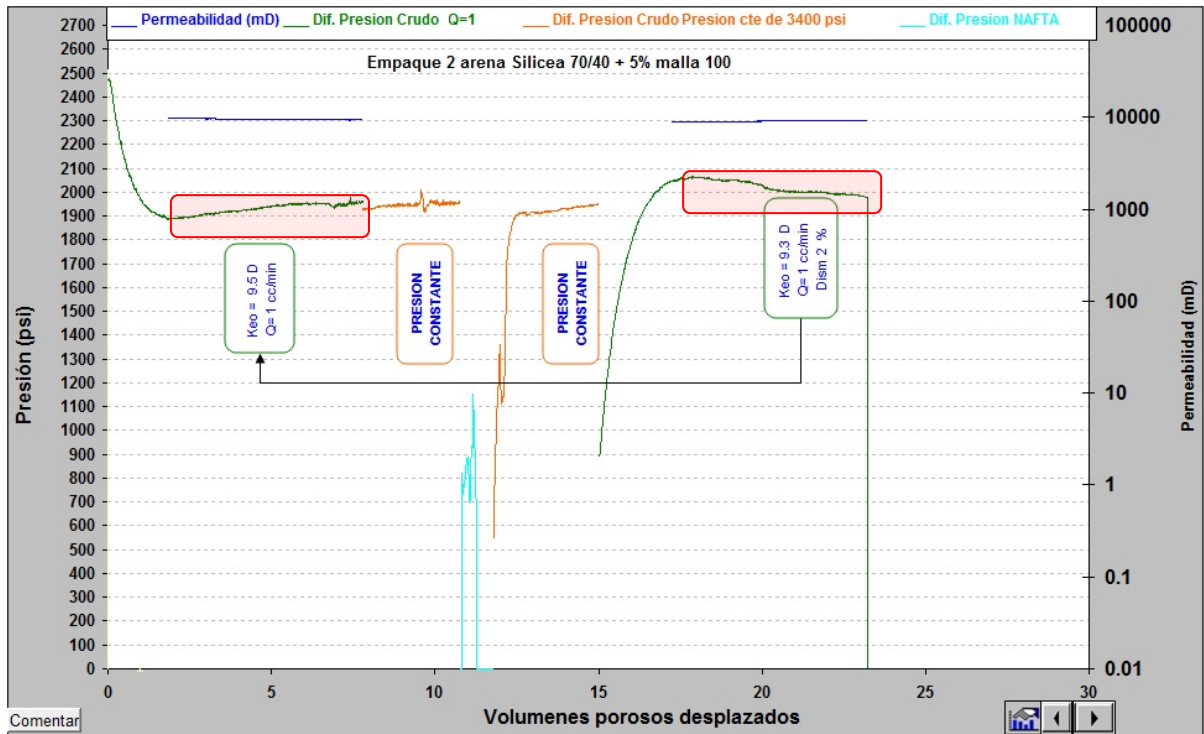
IDENTIFICACION DE LA ETAPA	Magnitud	% Aumento o Disminución
<b>K efectivas caso base</b>		
Keo Crudo Q=1 (Darcys)	9.5	
Producción (cc) a Presión cte (3050 psi) en 1 hr	40	
<b>Inyección 1 VP Tratto Orgánico</b>		
Retorno Keo Crudo Q=1 (Darcys)	9.3	2 ↓
Producción (cc) a Presión cte (3050 psi) en 1 hr	54.8	37 ↑

**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

La invasión del diluyente dentro del medio poroso ocasiona una disminución instantánea del diferencial de presión (ver figura 36) en 11 VP, debido a dos situaciones, la primera es la menor viscosidad de la nafta en comparación con el crudo y la segunda el efecto diluyente del tratamiento sobre el crudo de alta viscosidad.

La comparación entre las Keo antes y después de la inyección del diluyente demuestran que esta propiedad de la roca no se ve alterada obteniéndose una disminución de tan solo el 2%; por otra parte la producción a presión constante muestran un incremento considerable en la cantidad de fluido producido a la misma presión durante una hora de bombeo, correspondiente al 37%, con lo cual se evidencia un buen comportamiento del sistema como diluyente.

**Figura 36.** Comportamiento de la permeabilidad y la presión.



**Fuente:** Servicios de laboratorio y plantas piloto Laboratorio de daños a la formación, Ecopetrol S.A.

### **3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN.**

La simulación de yacimientos consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento a través de la construcción y operación de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones futuras al yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. Generalmente consiste en tres grandes etapas las cuales representan la descripción del yacimiento o inicialización del modelo, el cotejo histórico y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Esta técnica se basa en describir adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y derivadas parciales (ecuaciones de conservación de masa y/o energía) sujetas a diferentes suposiciones.

La técnica de simulación de yacimientos desempeña un importante papel en la industria petrolera ya que a través de ella se realizan procesos de gerencia de yacimientos con la finalidad de administrar, monitorear y evaluar el desempeño del yacimiento, de acuerdo a los diferentes esquemas de producción planteados. Igualmente a través de esta técnica se pueden establecer mecanismos de producción y de aquí su cuantificación con lo cual se estima el factor de recobro aplicable al yacimiento con el objetivo de obtener finalmente las reservas.

En la tabla 9, se muestra los parámetros requeridos para poder realizar dicho proceso, hay que tener en cuenta que los parámetros principales son las propiedades de los fluidos y de la roca respectivamente. Se debe contar con una base de datos para que el ajuste de datos sea representativo y que los resultados obtenidos sirvan para tomar excelentes decisiones a la hora de evaluar el proceso.

**Tabla 9.** Parámetros requeridos para modelar el proceso.

<b>PARAMETROS REQUERIDOS</b>	
<b>Estados Mecánicos</b>	
<b>Ubicación de pozos</b>	
<b>Caudales de producción y de inyección</b>	
<b>Presiones del Sistema</b>	Presión de cabeza de pozo
	Presión de fondo de pozo
	Presión de yacimiento
	Presión de inyección
<b>Caracterización de fluidos</b>	Propiedades del crudo
	Propiedades del diluyente
	Compatibilidad fluido-fluido
<b>Información petrofísica</b>	Porosidad
	Permeabilidad
	Compatibilidad roca-fluido
	Espesor de la formación
	Estratos de la roca

**Fuente:** Autor.

### **3.1 AJUSTE DE DATOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN.**

El desarrollar un procedimiento que permita ajustar datos obtenidos en pruebas de inyección de diluyente y se puedan utilizar a escala de campo, es de vital importancia, debido a que permite caracterizar de una forma más completa el desarrollo de este proceso. Pero lograr este ajuste no es tan fácil como puede ser en otros procesos. La gran variedad de parámetros y complejidad de los mecanismos que en él intervienen, no hace sencilla esta labor. Es de gran dificultad realizar un ajuste de los modelos físicos y de simulación, por tanto lo que se trata es lograr una similitud de los comportamientos en laboratorio y campo a partir de la variación de los parámetros, de tal forma que los parámetros obtenidos

a nivel de pruebas, puedan ser cargados a un modelo de simulación a escala de campo.

### **3.2 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DESARROLLO DEL MODELO.**

La metodología se aplica para obtener los grupos de escalamiento y dimensionamiento del modelo. Ver anexo A.

Inicialmente se debe seleccionar las correlaciones que describan el comportamiento del yacimiento y el proceso de dilución (proceso de transferencia de masa), en segundo lugar se debe ajustar los parámetros del fluido y de la roca, y se debe analizar las fuerzas que actúan en el yacimiento, los fenómenos de transporte y transferencia de masa.

Además de acuerdo a los mecanismos más importantes que se deban representar en el modelo, se deben seleccionar la mejor aproximación de escalamiento y sus suposiciones inherentes, partiendo de esto se obtienen los parámetros operacionales y se procede finalmente a escalar las principales propiedades del modelo.

#### **3.2.1 variables de escalamiento.**

Partiendo del análisis del modelado y el análisis de laboratorio se definen ciertas variables importantes que deben ser escaladas aplicando la metodología propuesta anteriormente.

- Escalamiento de la Permeabilidad del modelo de laboratorio.
- Gravedad API, viscosidad y densidad del crudo.
- Escalamiento de la Gravedad API, viscosidad y densidad del diluyente.

- Escalamiento de la tasa de inyección de diluyente.
- Escalamiento de la Presión de inyección del diluyente.

Con los resultados de laboratorio se recomienda realizar el modelado en STARS CMG para evidenciar la validez del escalado de estas variables.

### 3.3 INICIALIZACIÓN.

#### 3.3.1 Modelo del medio poroso.

Las propiedades del yacimiento, los end points de permeabilidad relativa de la matriz y su respectiva gráfica formada por end points para el modelo y las condiciones iniciales se presentan en las tablas 10 y 11.

**Tabla 10.** Propiedades del yacimiento.

Parámetro	Valor
Área promedio (acres)	15.3442
Volumen (ft <sup>3</sup> )	2.56719e8
Permeabilidad promedio de la matriz en I (md)	2019.879
Permeabilidad promedio de la matriz en J (md)	2056.797
Permeabilidad promedio de la matriz en K (md)	8815.394
Porosidad promedio de la matriz (%)	0.11
Espesor promedio (ft)	374
Profundidad (ft)	6010
Presión (Psi)	3200
Presión de referencia de la porosidad (Psi)	3100
Comprensibilidad de la formación (1/psi)	4.45e-6
<b>Propiedades térmicas</b>	
<b>Propiedades térmica de la roca</b>	
Capacidad de volumen calorífico (Btu/ft <sup>3</sup> *F)	33.9963

Temperatura dependiente de coeficiente (Btu/ft <sup>3</sup> *F*F)	0
<b>Conductividad térmica</b>	
Fase de mezcla de conductividad térmica	Complex
Roca de yacimiento (Btu/ft*day*F)	97.0686
Fase aceite (Btu/ft*day*F)	2.14899
Fase agua (Btu/ft*day*F)	9.33207
Fase gas (Btu/ft*day*F)	0.693347

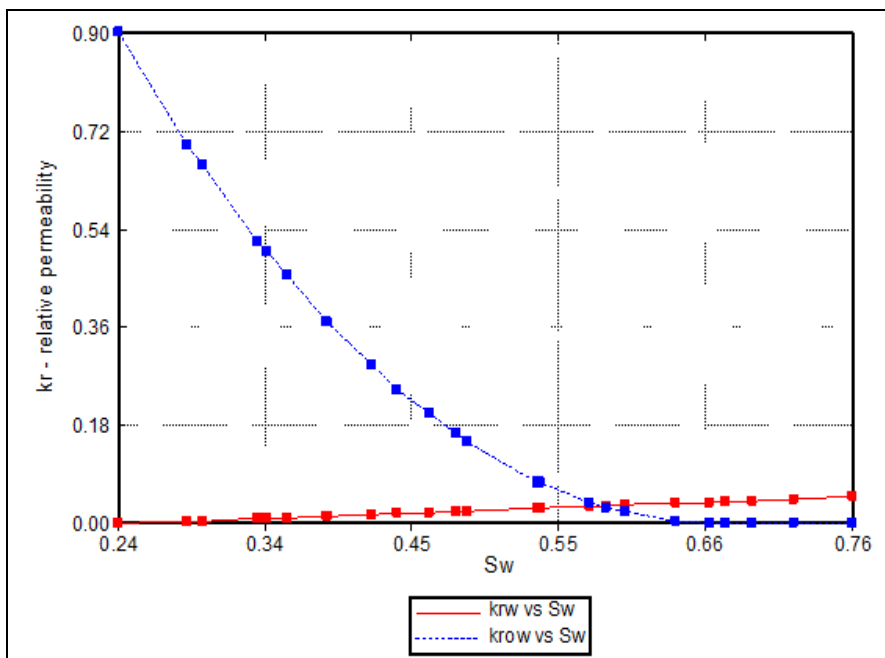
**Fuente:** Elaborado por el autor a partir de los reportes de yacimientos Ecopetrol S.A.

**Tabla 11.** Permeabilidades relativas de los fluidos.

Sw	Krw	Krow
0.24	0	0.9
0.289	0.005	0.695
0.299	0.006	0.658
0.338	0.009	0.518
0.345	0.010	0.499
0.359	0.011	0.455
0.388	0.014	0.369
0.419	0.017	0.291
0.437	0.019	0.245
0.46	0.021	0.202
0.479	0.022	0.164
0.487	0.023	0.148
0.536	0.028	0.076
0.539	0.028	0.074
0.575	0.032	0.039
0.586	0.033	0.028
0.598	0.034	0.022
0.635	0.038	0.004
0.658	0.040	0.001
0.67	0.041	0
0.69	0.043	0
0.718	0.045	0
0.76	0.05	0

**Fuente:** Reportes CoreLAB, 2009.

**Figura 37.** Curvas de Permeabilidades relativas de los fluidos.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la tabla 12, se muestran las condiciones iniciales del modelo, las cuales son muy importantes a la hora de evaluar el proceso.

**Tabla 12.** Condiciones iniciales del modelo.

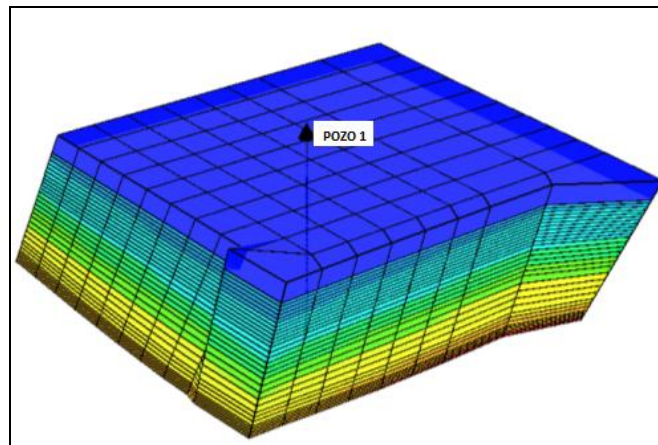
Condiciones iniciales	
Presión de referencia (Psi)	3610
Profundidad de referencia de presión (ft)	6010.89
Contacto agua aceite (ft)	6434
Contacto gas aceite (ft)	6010

Propiedades del pozo productor	
constraint	valor
STO surface oil rate (bbl/dia)	3000
BHP bottom hole pressure (Psi)	1300

**Fuente:** Autor.

En la figura 38 se muestra la descripción del grid de simulación construido para ser cargado el modelo de fluidos y poder representar el proceso de inyección cíclica de diluyente.

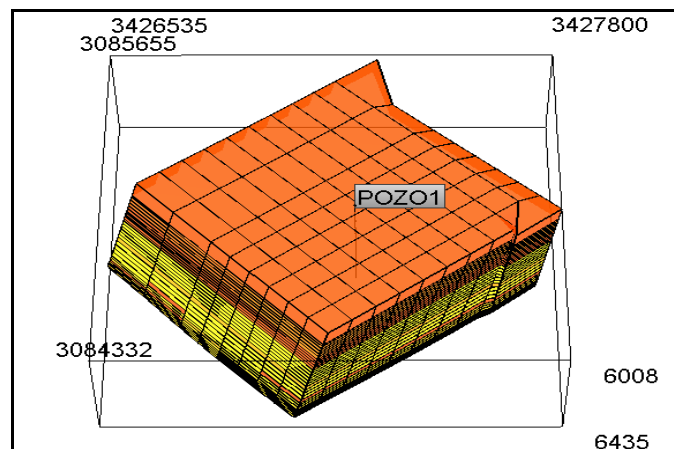
**Figura 38.** Descripción del Grid de Simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la figura 39 se muestra el tamaño del yacimiento de forma volumétrica, para evidenciar cuanto hidrocarburo puede almacenar en el grid de simulación.

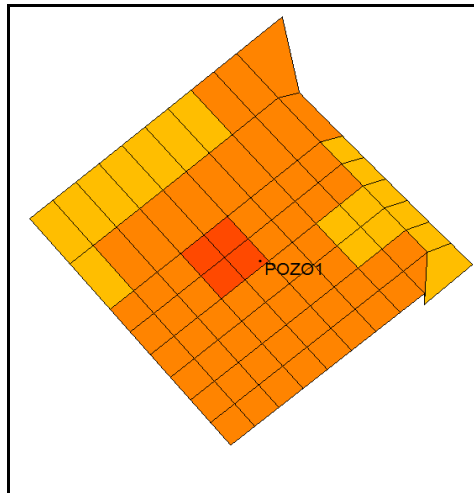
**Figura 39.** Tamaño del yacimiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la figura 40, se muestra la ubicación del pozo, el cual es un sector model de todo el campo.

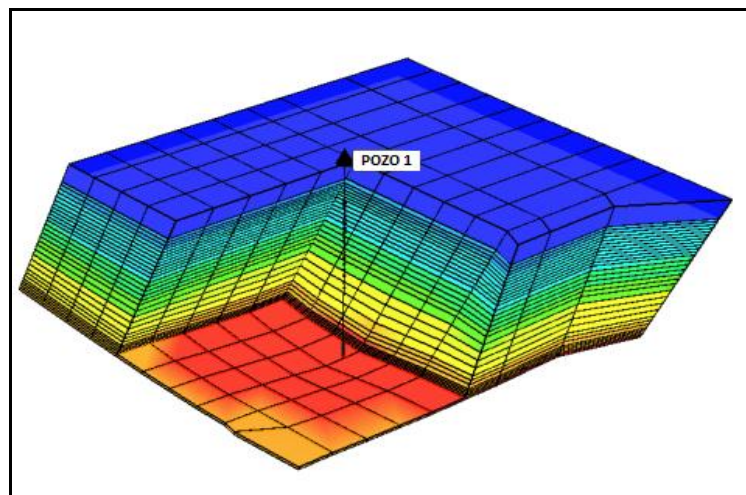
**Figura 40.** Ubicación del pozo arealmente.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la figura 41 se observa que el pozo perforado esta trazado de forma que llega al yacimiento en tres zonas.

**Figura 41.** Descripción del pozo 1 hasta el yacimiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Ya construido el modelo estático del yacimiento se completa la primera fase, el siguiente paso es introducir el modelo de fluidos dentro del yacimiento para poder realizar el ajuste histórico.

### **3.3.2 Modelo de fluidos.**

Por lo general, un modelo de fluidos entre mayor sea el número de pseudocomponentes, presenta una mejor bondad de ajuste del comportamiento PVT; sin embargo, el costo y tiempo de cálculo puede aumentar significativamente con el incremento de número de componentes en el sistema, ver tabla 13, por lo cual hay que agrupar los componentes del crudo en pseudocomponente los cuales designan un conjunto de componentes puros agrupados y representados por un solo componente con un número de carbonos simple (SCN).

Con el objetivo de construir un modelo de fluidos representativo se partió de la destilación simulada (Assay) del crudo y del diluyente, estos datos fueron cargados en el software HYSYS, donde se realizó el proceso de agrupamiento o "LUMPING" aplicando la metodología de Cut/Blen donde el objetivo principal es realizar los cortes de temperatura de tal forma que se generen el menor número de pseudo-componentes, garantizando que el comportamiento de este modelo se ajusta al comportamiento real del fluido, en este caso la destilación simulada realizada en laboratorio.

**Tabla 13.** Análisis composicional del Fluido hasta C36+.

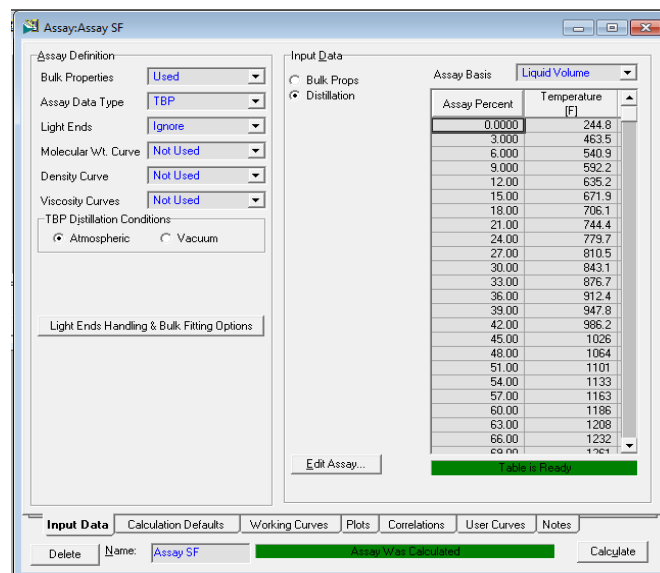
	Componentes	% molar	% peso		Componentes	% molar	% peso
Co2	Dióxido de Carbono	6.26	0.68	C12	Duodecano	1.10	0.44
N2	Nitrógeno	0.99	0.07	C13	Tridecano	2.09	0.91
C1	Metano	11.68	0.46	C14	Tetradecano	2.38	1.12
C2	Etano	1.05	0.08	C15	Pentadecano	1.86	0.95
C3	Propano	1.04	0.11	C16	Hexadecano	3.24	1.79
ic4	i-Butano	0.57	0.08	C17	Heptadecano	2.77	1.63
nC4	n-Butano	1.06	0.15	C18	Octadecano	2.62	1.63
C5	Neo-Pentano	0.10	0.02	C19	Nonadecano	2.79	1.82
iC5	i-Pentano	0.69	0.12	C20	Eicosano	2.42	1.65
nC5	n-Pentano	0.68	0.12	C21	Heneicosano	2.20	1.59
C6	Hexano	0.39	0.08	C22	Docosano	2.20	1.66
	metil-ciclopentano	0.17	0.03	C23	Tricosano	2.29	1.80
	Benceno	0.04	0.01	C24	Tetracosano	1.67	1.37
	ciclo hexano	0.21	0.04	C25	Pentacosano	1.75	1.50
C7	Heptanos	0.58	0.14	C26	Hexacosano	1.56	1.39
	metil-ciclohexano	0.26	0.06	C27	Heptacosano	1.44	1.33
	Tolueno	0.10	0.02	C28	Octacosano	1.61	1.55
C8	Octano	0.71	0.20	C29	Nonacosano	1.52	1.52
	etil-benceno	0.06	0.02	C30	triacontanos	1.46	1.51
	M/P- xileno	0.08	0.02	C31	Hentriacontanos	1.24	1.33
	o-xileno	0.10	0.03	C32	Dotriacontanos	1.35	1.48
C9	Nonanos	0.57	0.18	C33	Tritriacontanos	1.12	1.27
	trimetil-benceno	0.11	0.03	C34	Tetratriacontanos	1.14	1.34
C10	Decano	1.17	0.41	C35	Pentatriacontanos	1.08	1.31
C11	Undecano	1.51	0.55	C36+	hexatriacontanos plus	24.92	62.40
					<b>Total</b>	<b>30.18</b>	<b>3.71</b>

**Fuente:** Reportes PVT, CoreLAB, 2009.

### 3.3.3 Pseudocomponentes del crudo extrapesado.

Existen ciertos métodos sugeridos en la literatura que se pueden utilizar para escoger el esquema de agrupamiento adecuado, los más importantes son: Lee et al. (1979), Whitson (1980), Mehra, Heidemann, y Aziz (1980), Montel y Gouel (1984), Schlijper (1984), Behrens y Sandler (1986), Gonzales, Colonos y Rusinek (1986) y método Cut/Blend HYSYS, ver figura 42.

**Figura 42.** Assay del crudo.

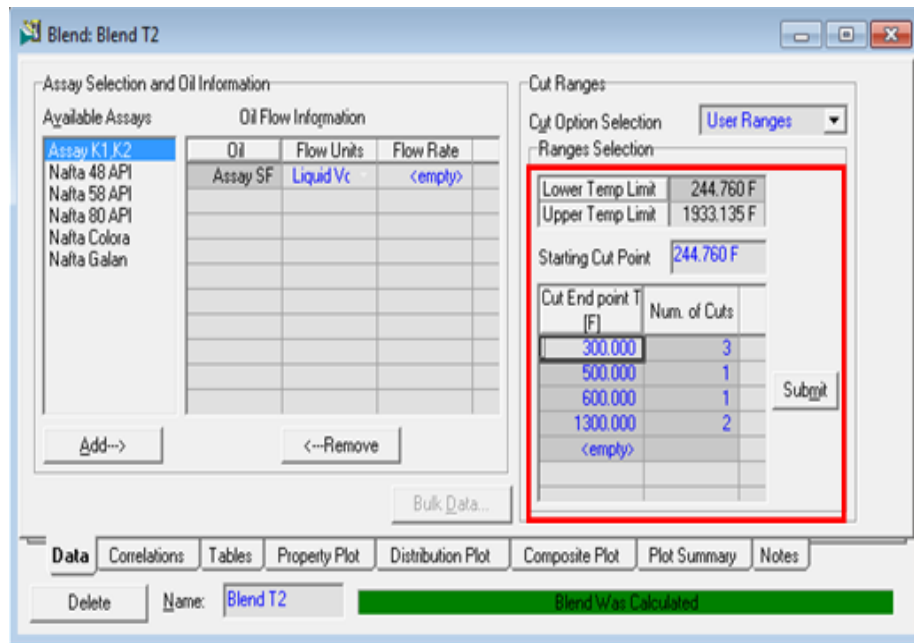


**Fuente:** Software HYSYS.

Además el agrupamiento se puede realizar según el esquema de reacción, en este método es necesario contar con un esquema donde los componentes se agrupan de acuerdo a la manera en que se dan las reacciones químicas, pero es necesario tener un esquema de reacciones que facilite la agrupación correcta de los componentes, también se puede realizar agrupamiento de componentes teniendo en cuenta sub clasificaciones como gases, livianos, medios, pesados y

extrapesados cuyos parámetros propios como coeficientes de interacción binaria, fracciones molares, entre otros permiten su respectivo agrupamiento.

**Figura 43.** Cortes y número de pseudocomponentes realizados para el modelo de crudo.

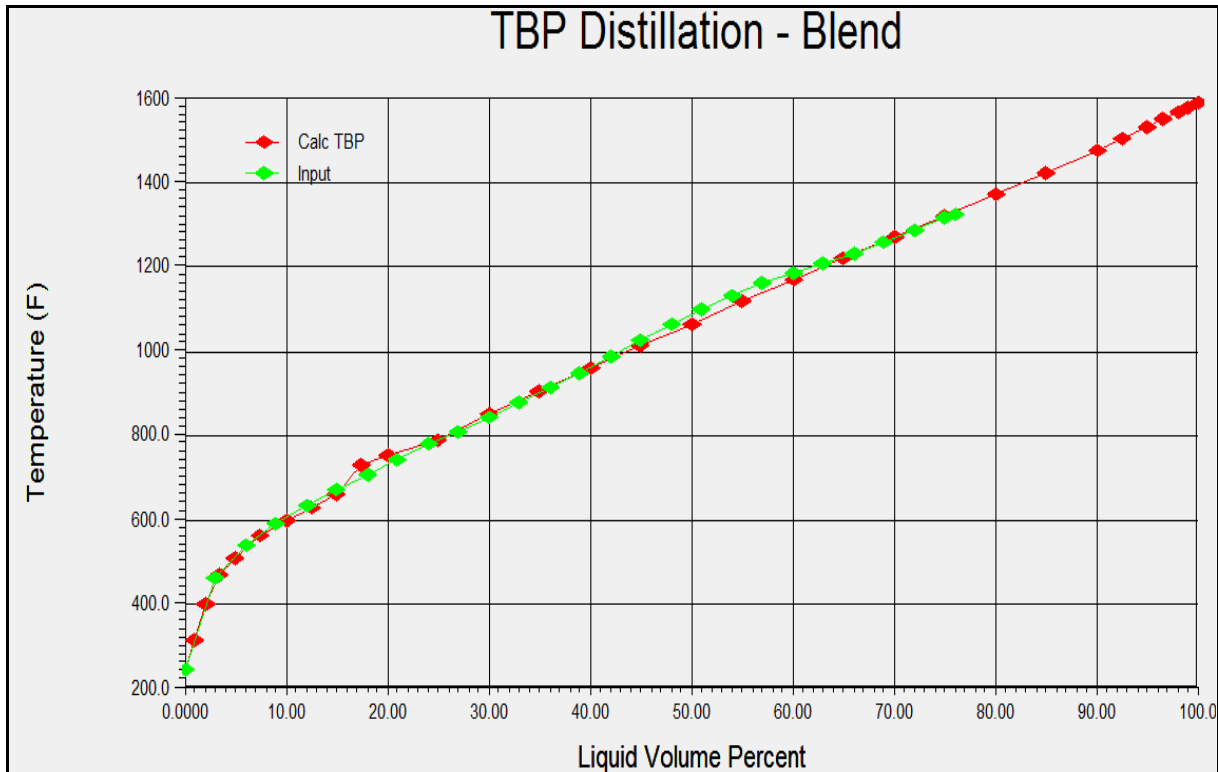


**Fuente:** Software HYSYS.

Para este caso de estudio el agrupamiento se realizó aplicando el método Cut/Blend en HYSYS. A continuación se muestran los resultados del procedimiento de Agrupamiento o “LUMPING” del crudo. El modelo de mejor ajuste se obtuvo al realizar cuatro cortes a temperaturas de 300 °F, 500 °F, 600 °F y 1300 °F, generando 3, 1, 1 y 2 pseudocomponentes respectivamente (figura 43).

El comportamiento del modelo de fluido con 7 pseudocomponentes creado para el crudo, se muestra en la figura 44 (curva roja), donde también se observa el comportamiento real del fluido (curva verde) construido a partir de los datos reales de la destilación simulada realizada en laboratorio (Assay).

**Figura 44.** Modelo real crudo y modelo ajustado a partir de la metodología de agrupamiento por cortes.



**Fuente:** Software HYSYS.

En la figura presenta el porcentaje de volumen de líquido (Eje X) con respecto a la temperatura (Eje Y). Se observa que el modelo de fluidos construido del crudo representa un buen ajuste con respecto a los datos reales. Por tal razón este modelo generado para el crudo se empleara para construir el modelo de precipitación de asfaltenos en WinProp; las propiedades termodinámicas de los siete pseudocomponentes del modelo se muestran en la tabla 14.

**Tabla 14.** Propiedades de los pseudocomponentes modelo de fluidos crudo.

Nombre del componente	Peso Molecular	Densidad del Líquido (lb/ft <sup>3</sup> )	Temperatura Crítica (F)	Presión Crítica (psia)	Volumen Crítico	Factor Acéntrico
<b>NBP[7]252</b>	105.589	49.577	597.142	478.182	6.184	0.332
<b>NBP[7]272</b>	108.094	49.783	616.504	457.341	6.542	0.352
<b>NBP[7]292</b>	110.202	49.956	636.204	435.709	6.942	0.374
<b>NBP[7]444</b>	157.357	53.077	790.941	337.173	9.743	0.528
<b>NBP[7]557</b>	215.515	55.745	905.117	289.267	11.958	0.644
<b>NBP[7]783</b>	329.430	59.545	1110.646	205.033	17.935	0.916
<b>NBP[7]1266</b>	660.137	66.525	1521.634	100.480	40.366	1.431

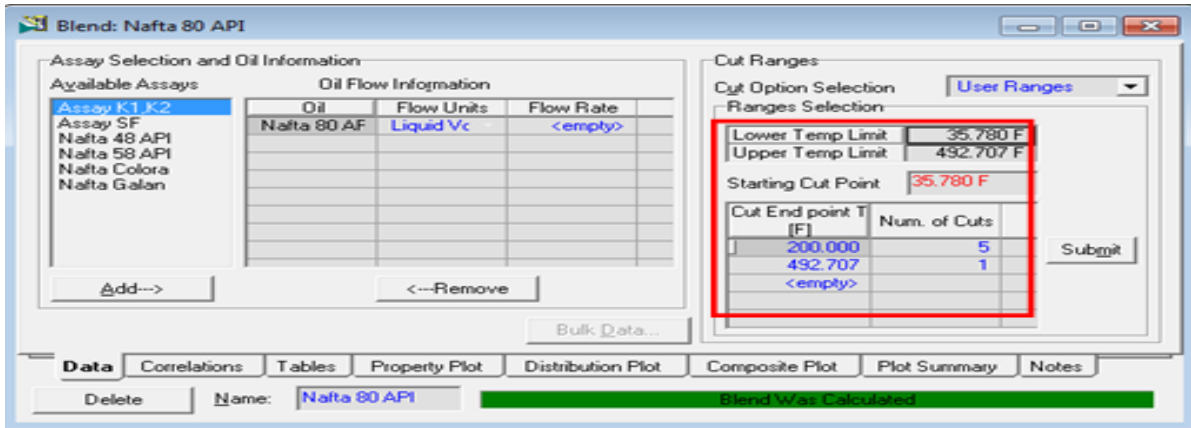
**Fuente:** Autor.

### **3.3.4 Pseudocomponentes del diluyente.**

Además se realizó el procedimiento de Agrupamiento o “LUMPING” para el diluyente (Nafta 80°API) utilizado en los análisis de laboratorio planteados inicialmente.

En la figura 45 se muestran los dos cortes realizados, el primero a 200 °F en donde se generaron 5 pseudocomponentes, el segundo corte se realizó a una temperatura de 492 °F donde se creó un pseudocomponente, este modelo presenta la mejor bondad de ajuste.

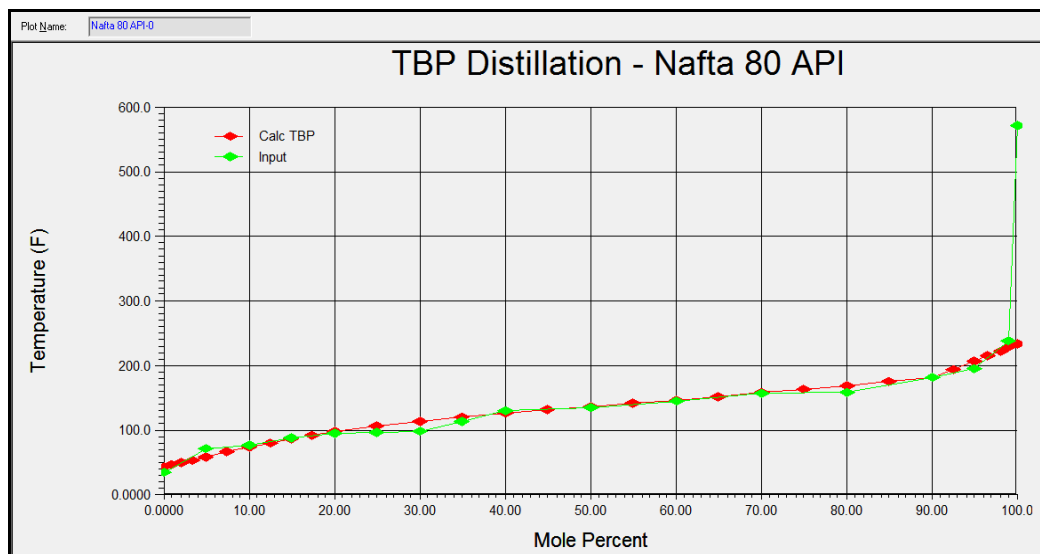
**Figura 45.** Cortes y número de pseudocomponentes realizados para el modelo de diluyente de 80 °API.



**Fuente:** Software HYSYS.

La figura 46 muestra la curva de destilación real generada a partir de los datos de laboratorio (Assay) (curva verde) y la curva de destilación para el modelo creado con 6 pseudocomponentes (curva roja).

**Figura 46.** Modelo real diluyente y modelo ajustado a partir de la metodología de agrupamiento por cortes.



**Fuente:** Software HYSYS.

Analizando curva de destilación se observa que el modelo construido con dos cortes de temperatura y seis pseudocomponentes presenta un buen ajuste, al compararlo con el modelo real.

A continuación se presentan en la tabla 15 las propiedades termodinámicas de los seis pseudocomponentes, que serán utilizadas para construir el modelo de fluidos en WinProp del diluyente.

**Tabla 15.** Propiedades de los seis pseudocomponentes modelo de fluidos diluyente.

Nombre del componente	Peso Molecular	Densidad del Líquido (lb/ft <sup>3</sup> )	Temperatura Crítica (F)	Presión Crítica (psia)	Volumen Crítico	Factor Acéntrico
<b>NBP[11]51</b>	61.274	39.262	352.466	534.974	4.552	0.132
<b>NBP[11]93</b>	70.405	40.355	392.462	494.616	5.032	0.206
<b>NBP[11]125</b>	77.364	41.059	423.437	458.441	5.538	0.252
<b>NBP[11]152</b>	84.996	41.768	452.260	432.624	6.003	0.280
<b>NBP[11]181</b>	92.331	42.403	483.041	410.346	6.479	0.309
<b>NBP[11]222</b>	102.009	43.150	525.344	375.459	7.292	0.352

**Fuente:** Autor.

Teniendo representados los dos fluidos crudo y diluyente (Nafta de 80°API) por medio de pseudocomponentes se procede a crear el modelo de fluidos en WinProp.

Se realiza la regresión de los parámetros vol. Shift del crudo y los coeficientes de interacción binaria del componente sólido.

Con el porcentaje en peso de asfaltenos precipitado (supuesto) se convierte a una fracción molar para ingresarla en WinProp para crear la nueva composición de la corriente de crudo en la cual está incluida la fase sólida que se precipita.

Por último se agrega un Asphaltene/Wax Modelling donde se dan las condiciones de presión y temperatura donde ocurre precipitación y se selecciona que la variable fugacidad sea calculada.

Cabe resaltar que el modelo se construyó realizando algunas suposiciones ya que las pruebas de laboratorio se retrasaron por lo tanto no se ha tenido un dato de presión y porcentaje de asfaltenos que se precipitó del crudo, por tal razón el modelo se corrió con datos sugeridos en la literatura porcentaje de precipitación es de 0.402 (Manual WinProp) y se estima que para el crudo la presión donde ocurre el fenómeno está en el intervalo de 586-650 psia (reporte de campo), para este caso se utilizó el valor de 600 psia.

La metodología de ajuste del modelo de fluidos para la implementación del proceso de inyección está en el anexo A, en el cual se describe el paso a paso del ajuste del modelo en Winprop.

### **3.3.5 Modelo de precipitación de asfaltenos.**

El fenómeno de precipitación de asfaltenos es modelado como un sólido puro. El sólido puro es descrito como el pseudocomponente más pesado en solución, por lo tanto este componente posee propiedades y factores acéntricos idénticos al pseudocomponente más pesado del modelo pero diferentes parámetros de interacción con los componentes livianos presentes en el sistema (Hirschberg, A. 1984).

El componente precipitado se puede considerar como moléculas de asfalteno y resinas presentes en la solución.

Teniendo en cuenta que el componente precipitado es un sólido llamado (s), la interacción entre la fase sólida y líquida es representada por medio de la ley de fugacidad por medio de la siguiente ecuación:

$$\ln f_s = \ln f^*_s + \frac{V_s(p - p_o)}{R T_o} \quad (1)$$

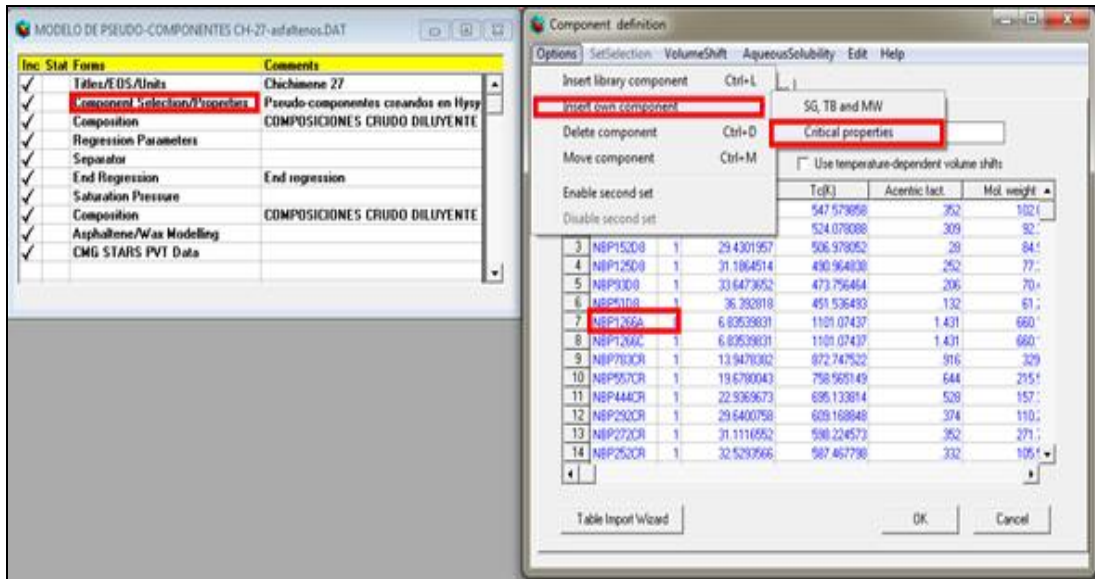
Donde  $f^*_s$  es la fugacidad de referencia a condiciones de referencia  $T_o$  y  $p_o$ . La variable  $V_s$  es el volumen molar del sólido. La fugacidad de referencia se plantea generalmente igual a la fugacidad del componente precipitante, la cual es calculada por la ecuación de estado a una presión experimental donde se observa el inicio de la precipitación de asfaltenos para una determinada temperatura.

Determinar la presión de inicio de este fenómeno con exactitud no es fácil, pero según los estudios realizados por (Hirschberg, A. 1984) se observó que la solubilidad de los asfaltenos se incrementó con el aumento de la presión hasta la presión de saturación y para presiones por encima de este punto se observó una disminución en la solubilidad de estos compuesto.

Para construir el modelo se deben cargar los pseudocomponentes correspondientes al crudo y diluyente con sus respectivas propiedades termodinámicas. Una vez cargados todos los pseudocomponentes se debe generar el componente más pesado con el objetivo de representar la fase sólida (asfaltenos), para poder modificar sus coeficientes de interacción se debe cambiar el número uno de la columna dos correspondiente a este componente por un cero. En la figura 47 se muestran en rojo los pasos que se deben realizar.

Una vez cargados los pseudocomponentes se procedió a insertar en el módulo "composition" la composición molar correspondiente al crudo y al diluyente, los valores se muestran en la tabla 16.

Figura 47. Procedimiento para cargar los pseudocomponentes.



Fuente: Software HYSYS.

Tabla 16. Composición del crudo y diluyente modelo WinProp.

COMPONENTE	CRUDO	DILUYENTE
NBP222D8	0	0.0452
NBP181D8	0	0.1187
NBP152D8	0	0.3796
NBP125D8	0	0.1528
NBP93D8	0	0.262
NBP51D8	0	0.0417
<b>NBP1266A</b>	<b>0.041593244</b>	<b>0</b>
NBP1266C	0.38357193849	0
NBP783CR	0.3724	0
NBP557CR	0.0946	0
NBP444CR	0.0802	0

Fase Sólida

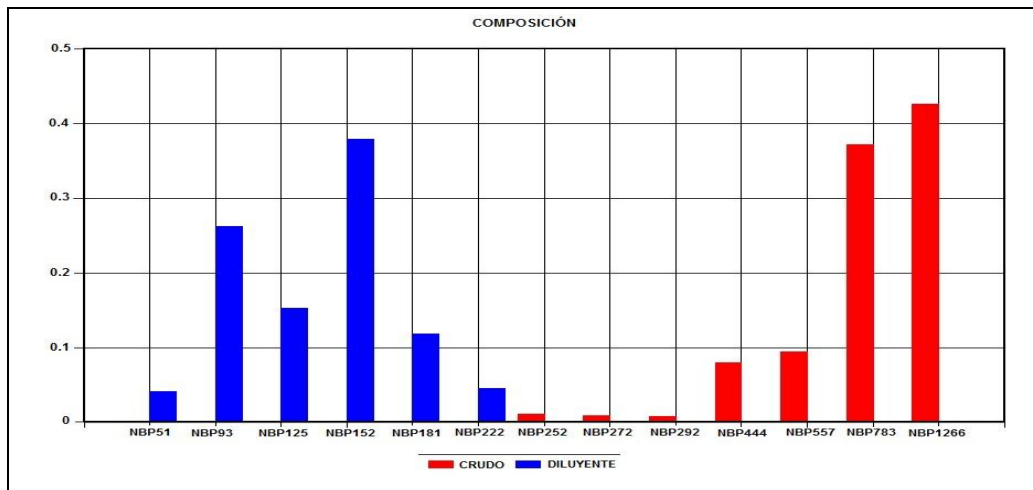
NBP292CR	0.0073	0
NBP272CR	0.0087	0
NBP252CR	0.0106	0

**Fuente:** Autor

Se puede analizar en la composición del crudo que se tiene una fase solida la cual corresponde a los asfaltenos presentes en el crudo y los cuales pueden precipitar debido al contacto con el diluyente a la hora de realizar el proceso, este parámetro se puede ver reflejado en la permeabilidad de la roca, si este disminuye es porque se está generando un daño debido a la depositación, lo cual significa que el diluyente no es totalmente compatible con el crudo, llevando a la desestabilización de los asfaltenos.

En la figura 48 se observa que el color rojo representa la cantidad de los pseudocomponentes del crudo y el color azul la cantidad de pseudocomponente del diluyente

**Figura 48.** Componentes primarios y secundarios de los fluidos.



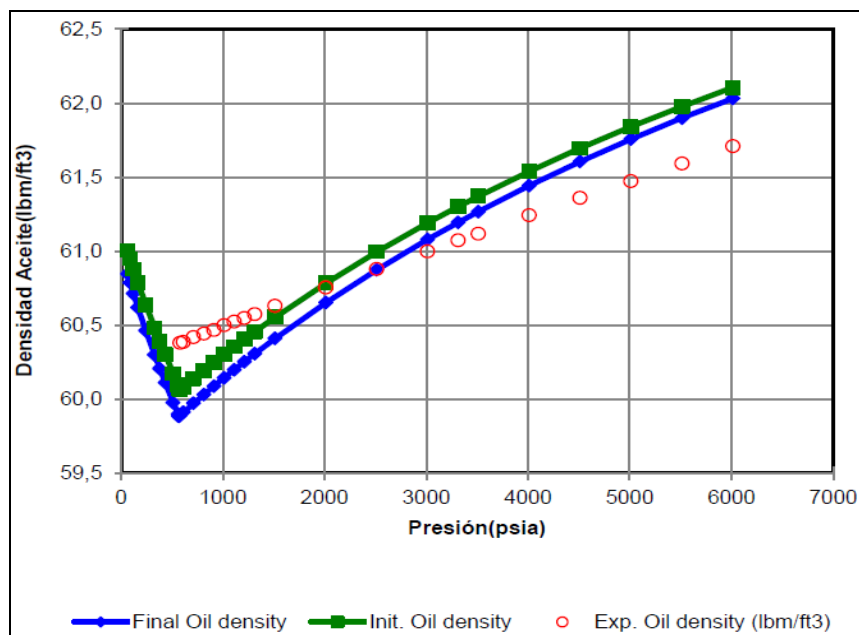
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

Después del respectivo análisis de los diferentes esquemas propuestos de agrupamiento, WinProp permite realizar una regresión numérica sobre algunas variables físicas de los pseudo-componentes para lograr realizar un ajuste que permita encontrar la mejor representatividad de los datos calculados con los encontrados experimentalmente.

### 3.3.6 Ajuste de la densidad del crudo.

La Figura 49 muestra los resultados de la regresión relacionados con la densidad del aceite de la C.C.E. a 184°F. De la imagen se infiere que no existe un buen ajuste final y que por el contrario la regresión hace que la tendencia se aleje un poco más de los datos experimentales sin perder su comportamiento típico. No obstante, éste es el mejor ajuste encontrado y es válido dado su porcentaje de error tan bajo.

**Figura 49.** Densidad Vs Presión.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

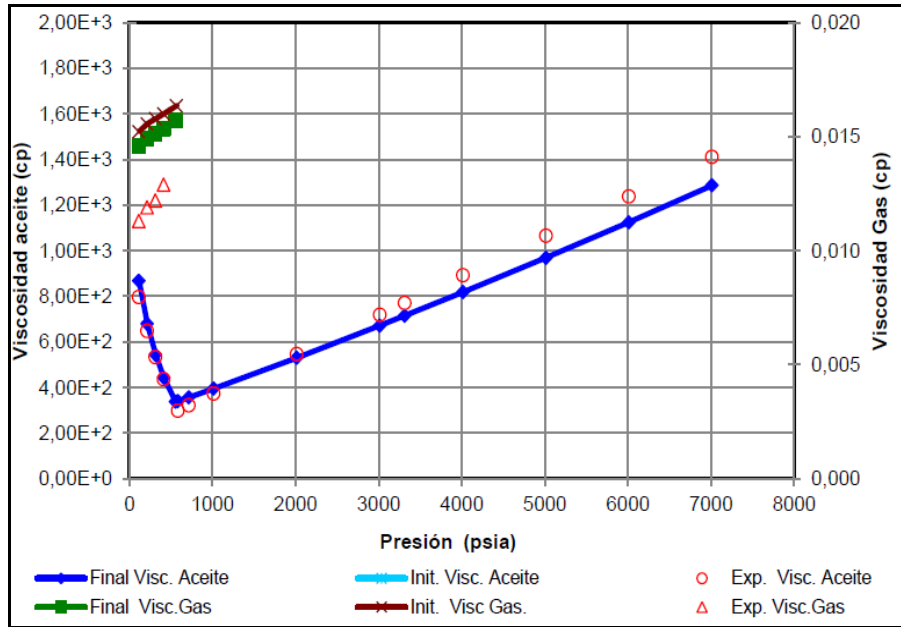
Se observa un buen ajuste de los resultados iniciales y finales que se lograron encontrar para la densidad, posteriores a la regresión planteada. No obstante, esta regresión generó un pequeño desajuste, aunque mantiene la tendencia de la densidad, se observa un error entre los datos experimentales y los calculados al final de la regresión del 1.2%. Esto permite afirmar que es posible tomar estos datos como ajustados si al modificar el modelo se encuentran ajustes completos para otra serie de parámetros tales como GOR y Bg teniendo en cuenta que la densidad tenga un error menor al 5% y mantenga la tendencia mostrada.

### **3.3.7 Ajuste de la viscosidad del crudo.**

El modelo final logra ajustar la viscosidad dejando en la prueba C.C.E. un único parámetro de regresión (Oil Viscosity =1.0) y variando los cinco parámetros existentes de la viscosidad determinados internamente por WinProp como MU1, MU2, MU3, MU4, MU5. Estos parámetros hacen parte de la correlación de Pedersen, lo cual genera un ajuste de la viscosidad lo bastante representativo dado que cuentan con un error del 0.001%, tal como se observa en la Figura 50.

Ya con el ajuste de cada prueba P-V-T y de la viscosidad se logra un modelo lo suficientemente representativo para ser cargado en STARS, y así generar un modelo de simulación que evalúe adecuadamente el proceso; se debe tener en cuenta que el modelo de fluidos es pieza clave para hacer que la simulación represente las condiciones de yacimiento de manera correcta, dado que el papel que cumple el fluido en el proceso es disminuir la viscosidad del crudo dando lugar a un buen rendimiento de la técnica.

**Figura 50.** Viscosidad Vs Presión.

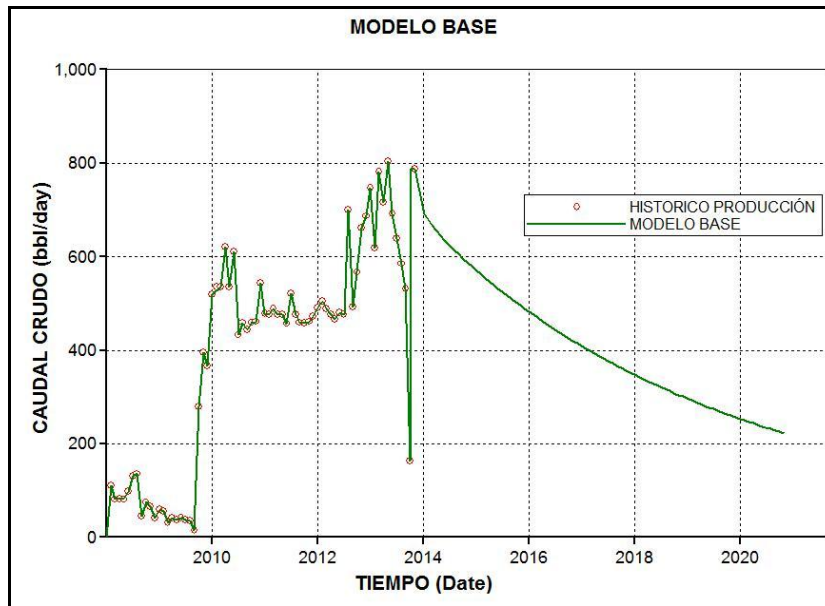


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

En la figura 51, se muestra el ajuste histórico de producción de crudo, se escoge esta variable debido a que la inyección del diluyente va afectar el crudo y por ende los aumentos en producción se van a ver enmarcados en el aporte de crudo del pozo debido a la miscibilidad que tenga el diluyente con el crudo.

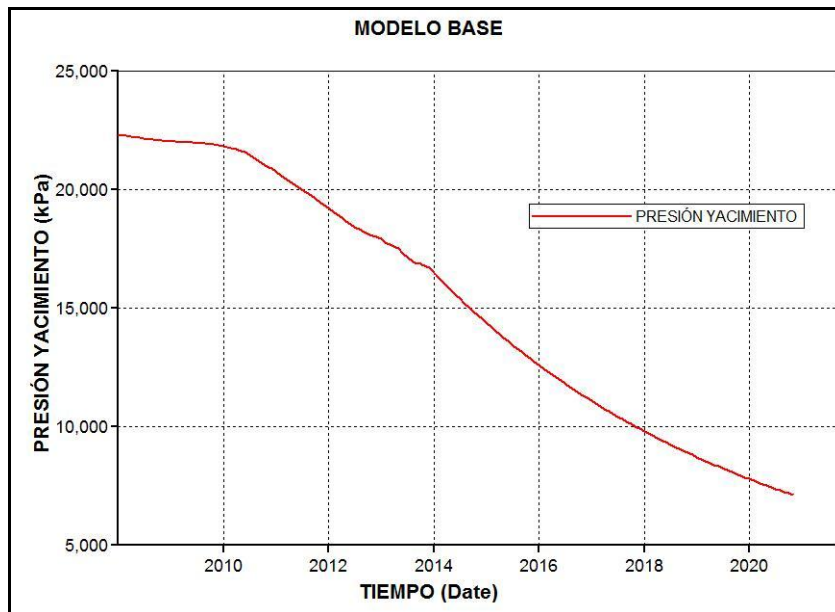
El ajuste histórico fue hasta octubre de 2013 con una producción de 787 Barriles de crudo, y luego se hizo una declinación del pozo durante 7 años para analizar cómo sería su potencial y poder determinar los tiempos donde se realizarán los ciclos de inyección de diluyente.

**Figura 51.** Ajuste histórico de la producción de crudo del pozo 1.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. STARS.

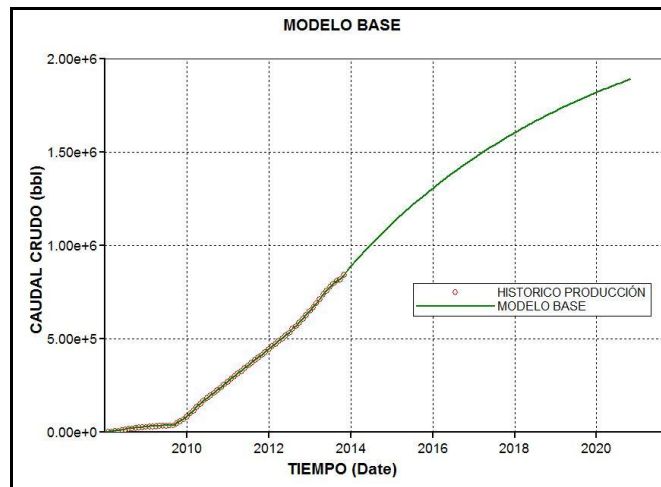
**Figura 52.** Perfil de presión del modelo base.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. STARS.

La figura 52, muestra el perfil de presión del yacimiento a través del tiempo, se analiza que la presión decae de manera representativa a un yacimiento de crudo extrapesado.

**Figura 53.** Producción de Crudo acumulado del modelo ajustado.



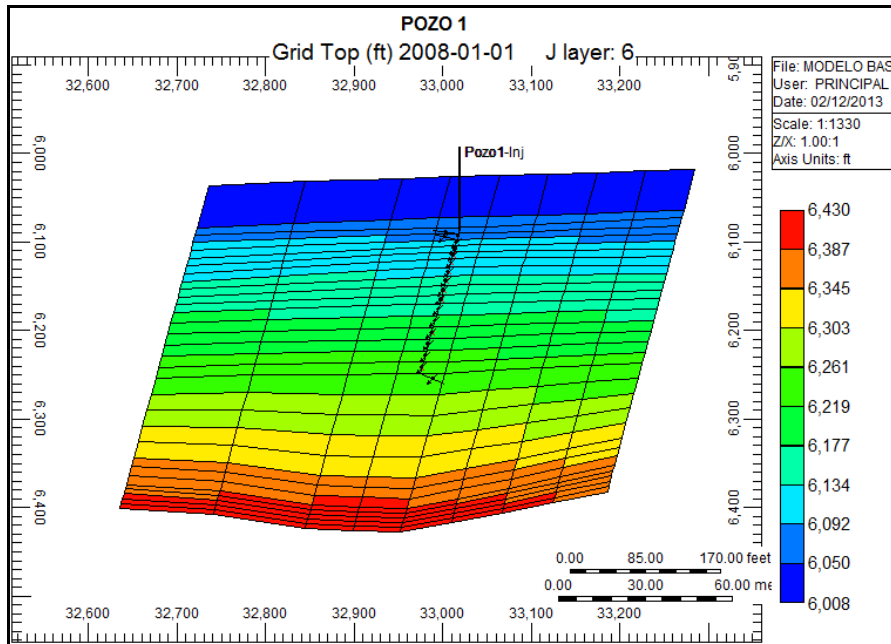
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. STARS.

En la figura 53, se muestra la producción acumulada de crudo durante el periodo ajustado y de la declinación, llegando a una producción acumulada promedio de 1.894.610 millones de barriles.

### **3.4 MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN.**

Teniendo el modelo de producción de crudo extrapesado ajustado a las condiciones históricas, se procede a realizar el proceso de inyección cíclica de diluyente en diferentes tiempos para determinar cuáles son las variables que más afectan el proceso. En primera medida se debe construir el pozo inyector, el cual está ubicado en la misma posición del pozo productor; como se ve en la figura 54.

**Figura 54. Pozo Inyector.**



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. STARS.

Se debe tener en cuenta las condiciones operacionales tanto en pozo como en superficie para poder implementar la inyección del diluyente, debido a que existen variables que afectan el desempeño del proceso, esas variables son:

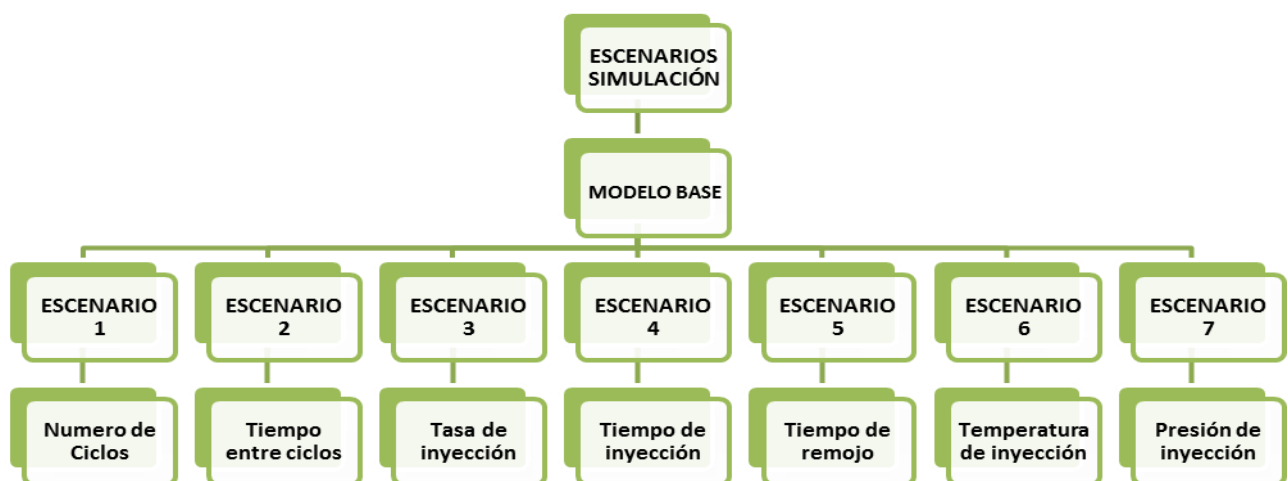
- Ciclos de inyección.
- Tiempo de inyección de cada ciclo.
- Tiempos de inyección del diluyente.
- Tiempos de remojo.
- Tasa de inyección de diluyente.
- Presión de inyección.
- Temperatura de inyección.

Cada una de estas variables afectan el desempeño del proceso, es por eso que se crea una serie de escenarios numéricos los cuales ayudarán a identificar cuál variable afecta más y cuál es el esquema o escenario que mejor resultado arroja, para así, tomar decisiones en su aplicación a nivel de un piloto en campo, dependiendo de la evaluación económica resultante del proceso.

### 3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS VARIABLES QUE INCIDEN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN.

Para cada una de las sensibilidades de cada variable se tiene como punto de partida el caso base, con el cual se evaluarán los incrementos obtenidos para seleccionar la condición de operación más adecuada que arroje resultados lo más representativos posible, este proceso se desarrolló con la herramienta CMost del simulador CMG. Ver figura 55.

**Figura 55.** Escenarios de simulación cíclica de diluyente.

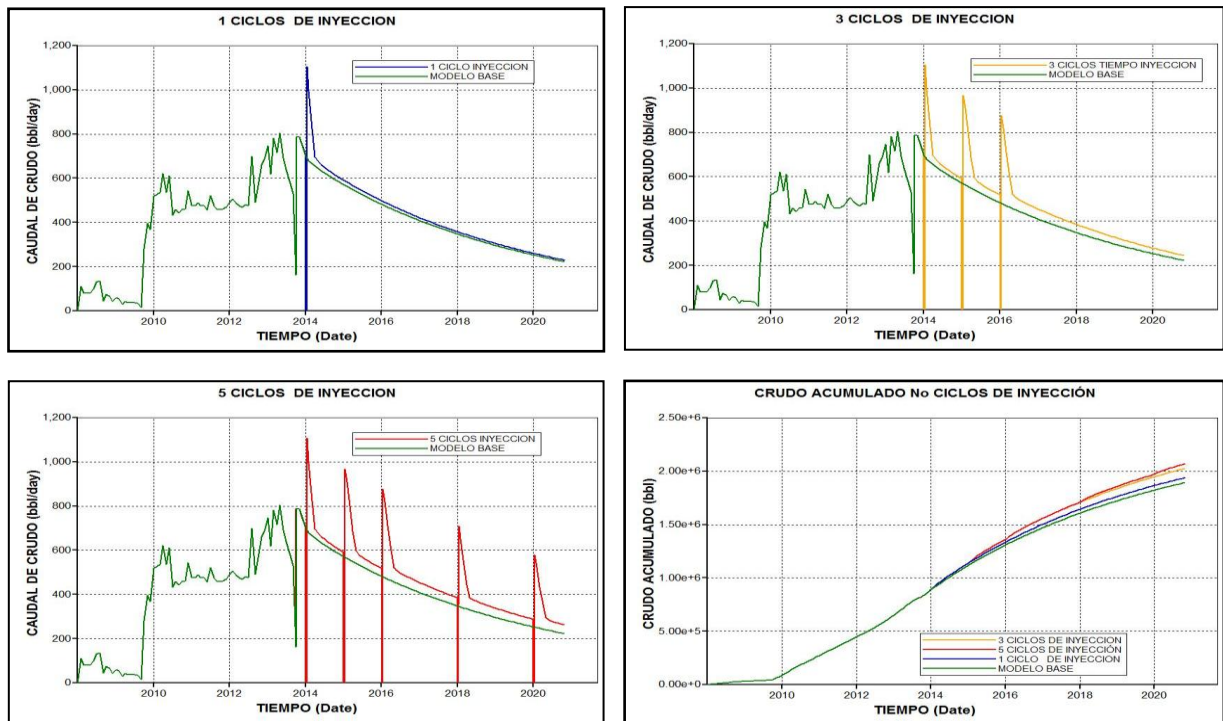


**Fuente:** Autor.

### 3.5.1 Escenario 1 sensibilidad al número de ciclos.

Para determinar el número de ciclos pertinente, se realiza un modelo con 1, 3 y 5 ciclos para determinar cómo es el comportamiento de los ciclos pues por ende entre más ciclos se realicen más crudo se podrá extraer del yacimiento, con este primer parámetro lo que se busca es analizar cómo deben ser los ciclos de inyección y en qué punto se debe empezar a inyectar. Como se puede ver en la figura 56, el primer ciclo de inyección comienza en la fecha 1 enero de 2014 y los demás ciclos se realizaran cada vez que la producción se estabilice al modelo base, es ahí cuando el pozo está listo para realizar el siguiente ciclo de inyección de diluyente.

**Figura 56.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado del número de ciclos de inyección.



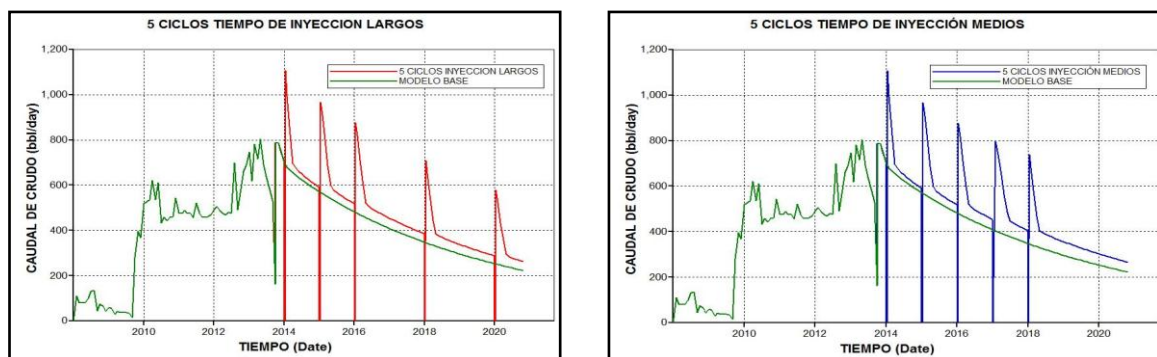
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

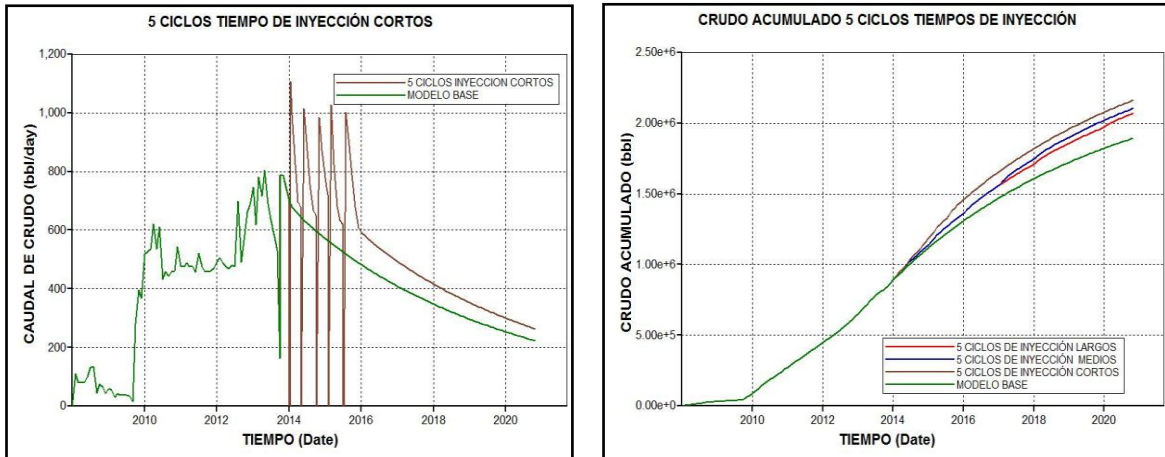
Analizando los resultados de la figura 56, se concluye que entre más ciclos de inyección se hagan se obtendrá mayor incremental de crudo por ejemplo la gráfica de 5 ciclos se obtiene un incremental de 175.670 Bbl de crudo durante los 7 años de producción del pozo.

### 3.5.2 Escenario 2, sensibilidad al tiempo de inyección de 5 ciclos.

El tiempo de inyección es de vital importancia para saber cuándo o en qué tiempo debe realizarse el siguiente ciclo. Se tiene como parámetro para realizar el siguiente ciclo cuando la producción tome de nuevo la tendencia inicial antes de comenzar la inyección, cuando ocurra esa declinación se procede a un nuevo ciclo. Por tal motivo se realiza un modelo donde varían los tiempos para dichos ciclos, ver figura 57, teniéndose ciclos de 1 año, de 8 meses y 5 meses respectivamente. Analizando los resultados se puede observar que los ciclos necesitan un tiempo aproximado de 5 meses para que la producción se estabilice, es decir que se tienen 5 ciclos distribuidos con el tiempo de 5 meses cada uno obteniéndose un incremental de 268.480 Bbl de crudo durante los 7 años restantes de producción del pozo.

**Figura 57.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado del número de tiempos de inyección de cada ciclo.



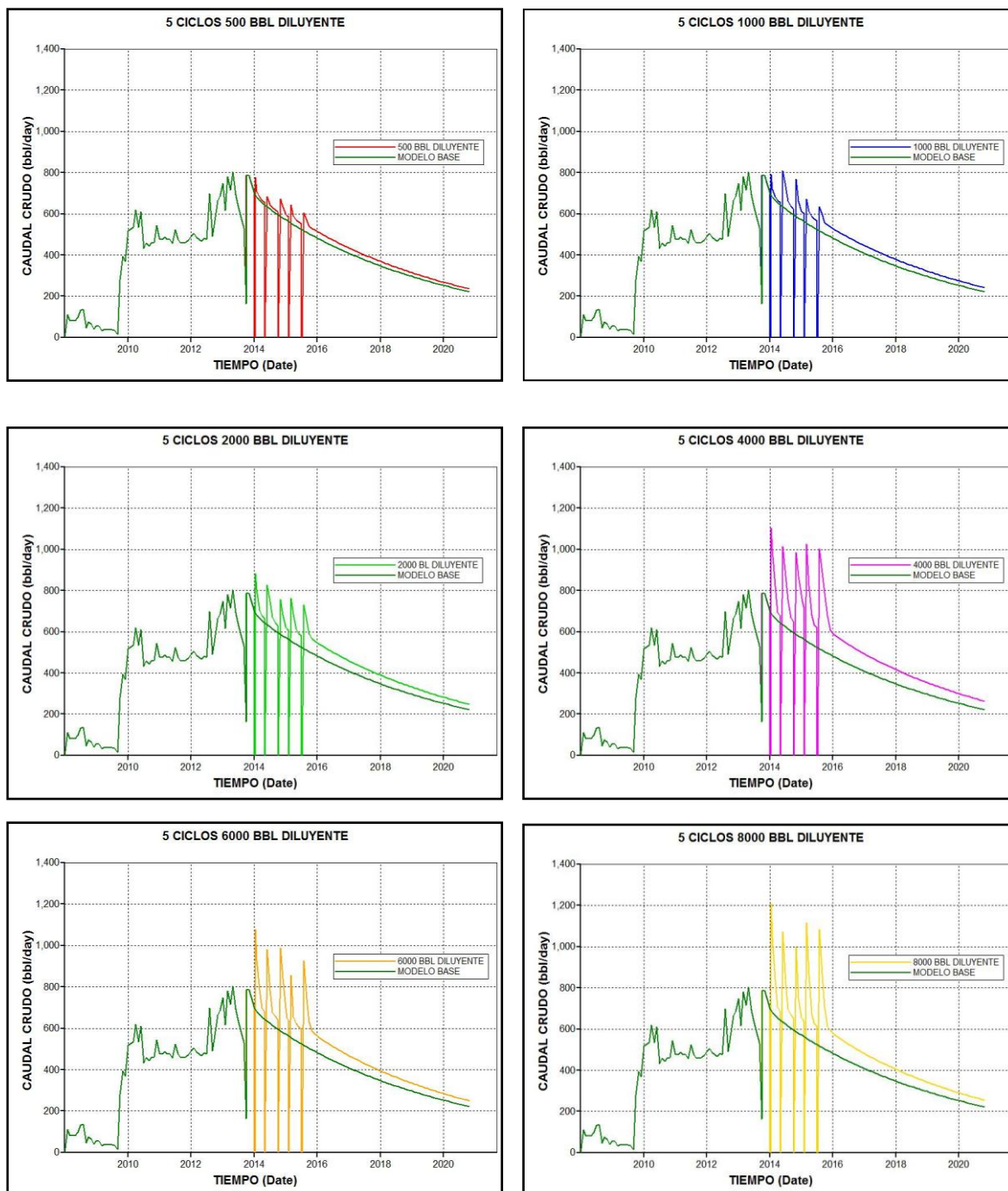


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

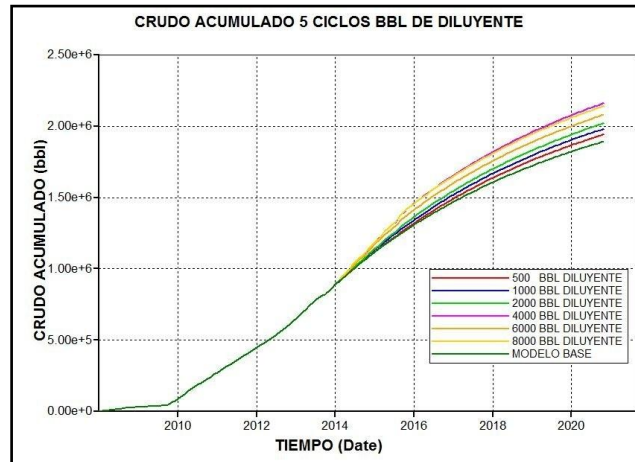
### 3.5.3 Escenario 3, sensibilidad a la tasa de inyección de diluyente.

La tasa de inyección de diluyente representa en gran medida el comportamiento del proceso ya que se debe contar con la cantidad necesaria para suplir el proceso y se presente miscibilidad al contactar el crudo. En la figura 58 se observa el análisis que se realiza inyectando 500, 1000, 2000, 4000, 6000 y 8000 barriles de diluyente. Analizando los resultados se concluye que con 4000 barriles de diluyente el proceso obtiene el mayor incremental, lo cual quiere decir, que por más diluyente se inyecte no quiere decir que mayor va a ser el incremental, esto se debe a que con 4000 barriles se contacta la mayor parte de crudo es por eso que 6000 y 8000 barriles de diluyente no hace necesario inyectar en el yacimiento ya que el restante del fluido no contacta el crudo. Con 4000 barriles inyectados de diluyente se obtiene un incremental de 268.480 Bbl de crudo durante los 7 años restantes de producción del pozo.

**Figura 58.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la tasa de inyección de diluyente.



**Figura 58. (Continuación).**

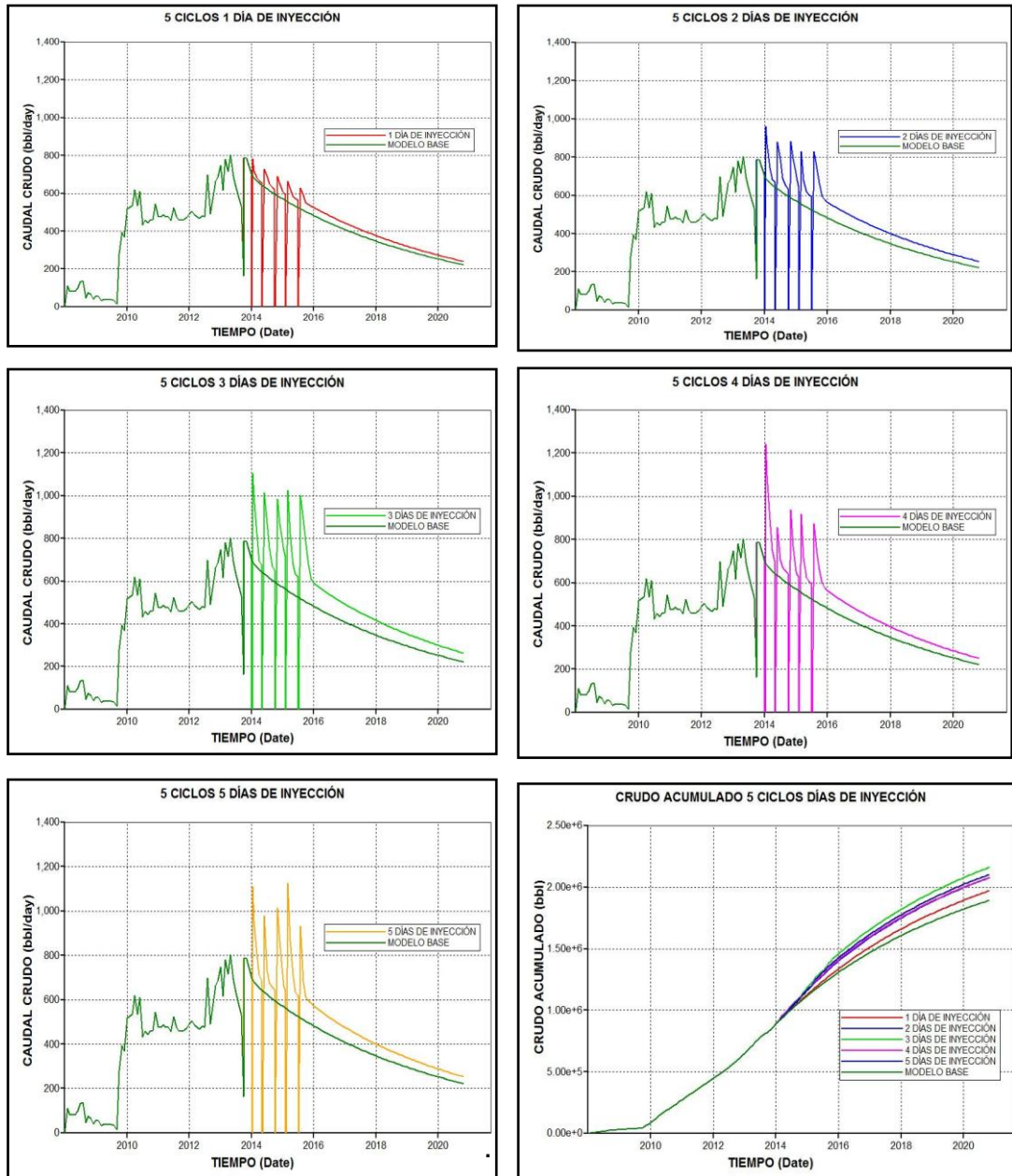


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

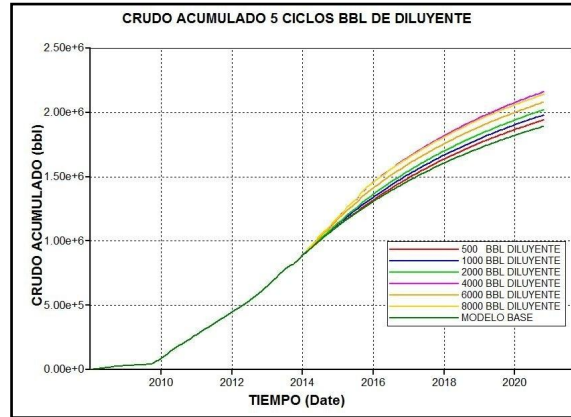
### 3.5.4 Escenario 4, sensibilidad al tiempo de inyección de diluyente.

El tiempo de inyección se debe analizar cuanto tiempo va a estar cerrado el pozo para poder calcular la diferida por dicho cierre y la cantidad de nafta que se debe inyectar en cada ciclo. En la figura 59 se observa los resultados obtenidos para cada tiempo seleccionado de 1, 2, 3, 4, y 5 días de inyección de diluyente y se concluye que el tiempo necesario para alcanzar el mayor incremental es de 3 días de inyección obteniéndose la cantidad necesaria de diluyente para que contacte la mayor cantidad de crudo y de esta forma pueda ser extraído con mayor facilidad, el incremental obtenido de dicho proceso es de 268.480 Bbl de crudo durante los 7 años restantes de producción del pozo.

**Figura 59.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de los tiempos de inyección de diluyente.



**Figura 59. (Continuación).**



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

### 3.5.5 Escenario 5, sensibilidad al tiempo de remojo del diluyente.

El tiempo de remojo, es el tiempo en el cual se deja el diluyente en contacto con el crudo para que haya miscibilidad entre los dos fluidos y así de esta forma poder disminuir la viscosidad, para luego abrir el pozo y poder incrementar la producción del pozo. Para este caso se tomaron tiempos de remojo de 1, 2, 3, 4 y 5 días, como se puede observar en la figura 60, se obtuvo como resultado de tiempo de remojo de 3 días, al alcanzándose un incremental de 268.480 Bbl de crudo durante los 7 años restantes de producción del pozo.

**Figura 60.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de los tiempos de remojo del diluyente.

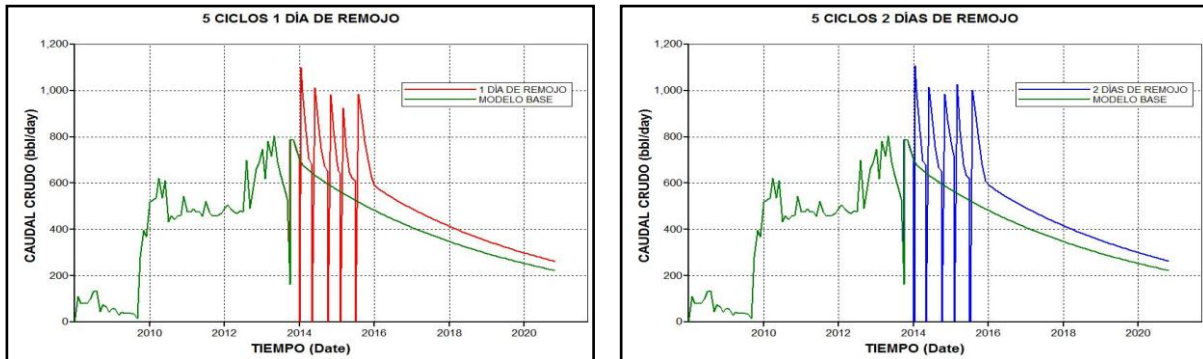
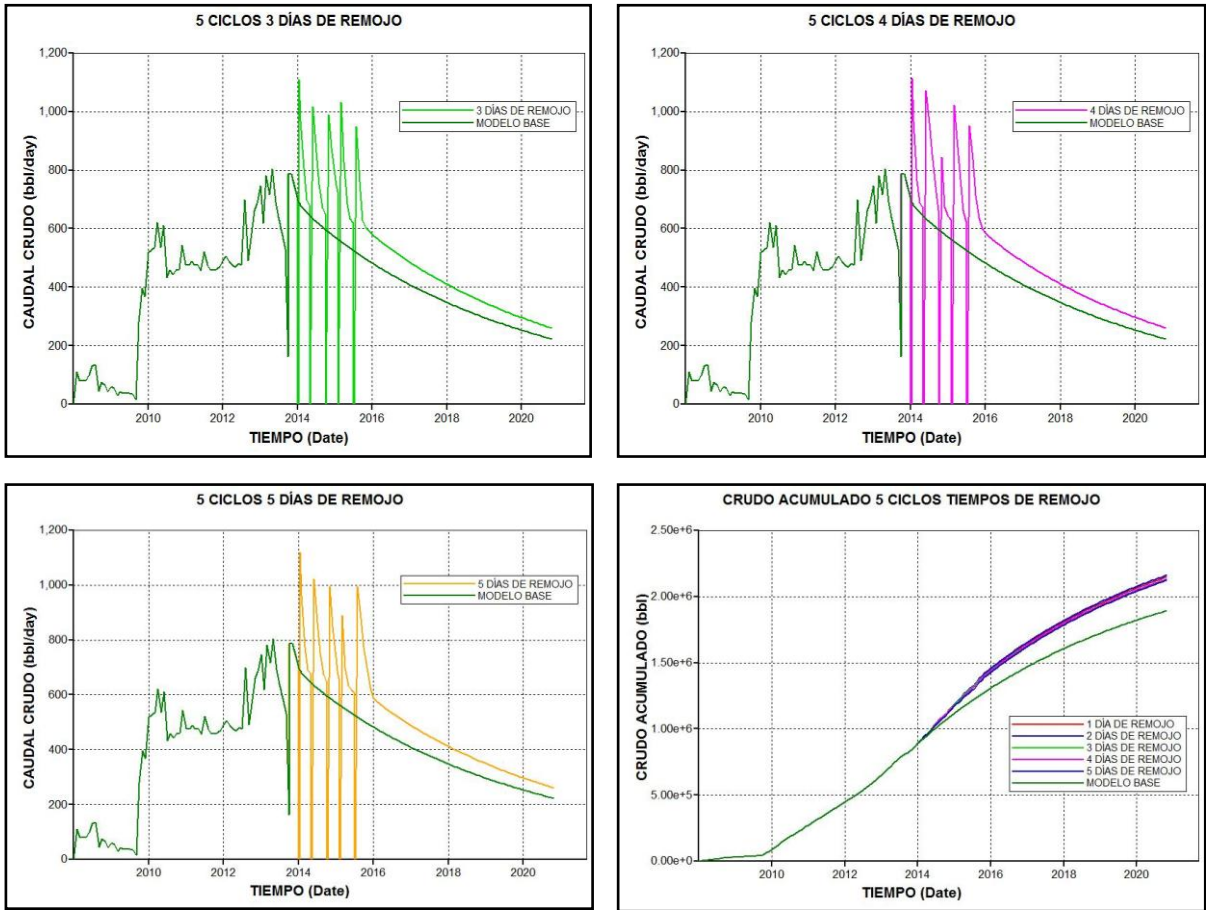


Figura 60. (Continuación).



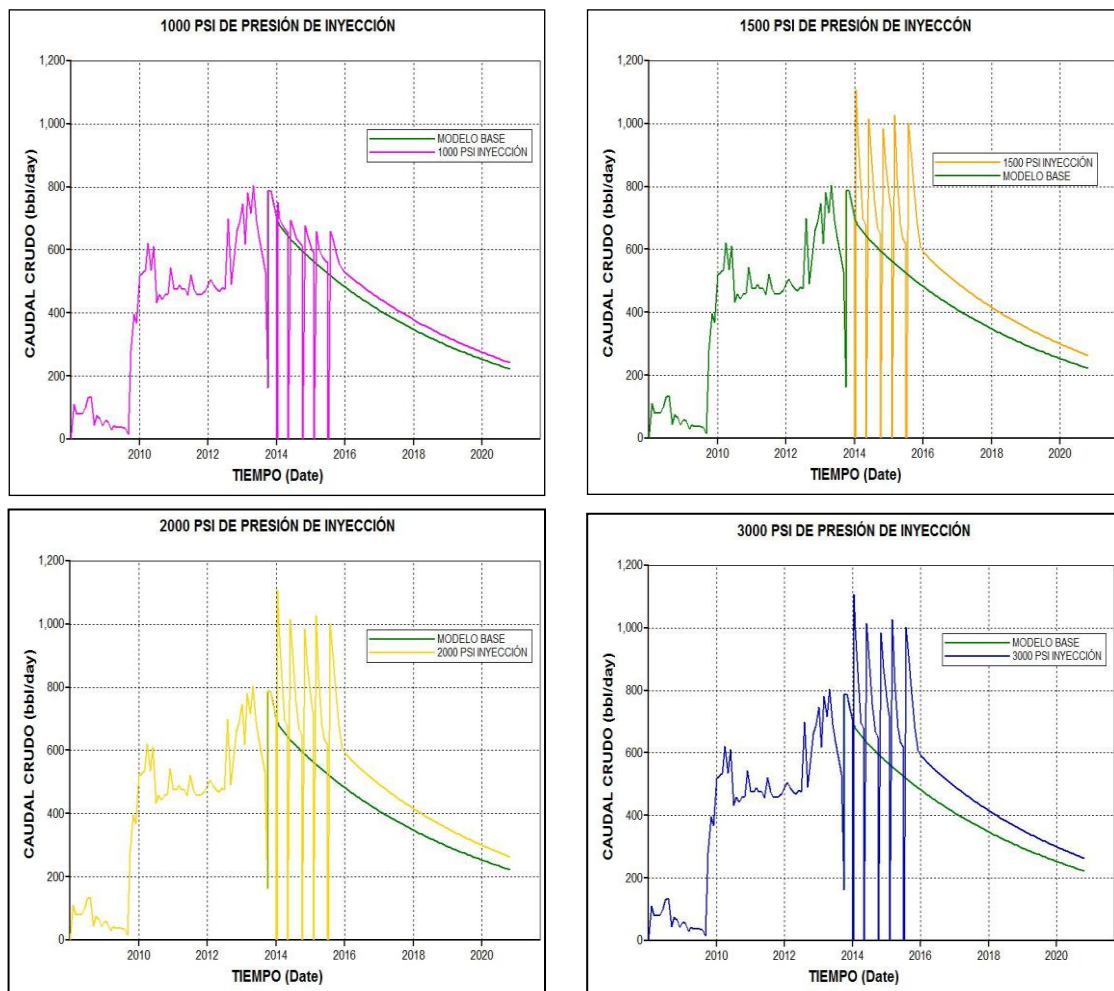
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

### 3.5.6 escenario 6, sensibilidad a la presión de inyección.

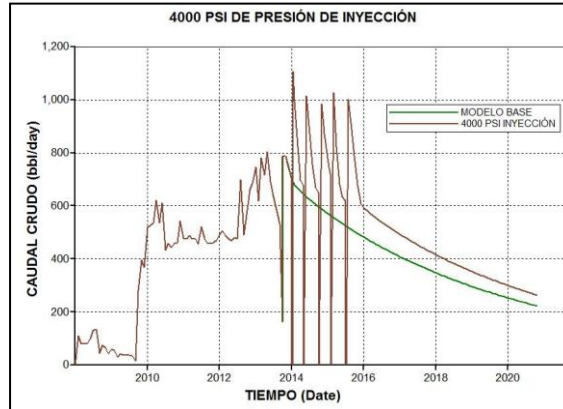
La presión de inyección es un parámetro que determina cual es la presión con la cual se debe inyectar el diluyente a la formación teniendo en cuenta que no debe afectar la formación con fracturas, ya que el fluido se canalizaría, entonces en esta sensibilidad lo que se busca es encontrar la presión de inyección necesaria para que el diluyente pueda entrar y abarcar cierto espacio dentro de la formación productora y de esta forma poder contactar gran parte del crudo. La figura 61

muestra los resultados obtenidos y se concluye que se puede inyectar a 1500 psi obteniendo un incremental de 268.480 Bbl de crudo durante los 7 años restantes de producción del pozo. Es decir que menor a 1500 psi el diluyente no entra hasta el lugar oportuno.

**Figura 61.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la presión de inyección.



**Figura 61. (Continuación).**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

### 3.5.7 Sensibilidad a la temperatura del diluyente.

La temperatura del diluyente también ayuda a la miscibilidad entre el crudo y el diluyente, por eso es necesario inyectar el diluyente a una temperatura igual o superior a la temperatura del crudo, en la figura 62, se observa que si se inyecta el diluyente con una temperatura menor a 180 F el diluyente no se mezcla eficientemente con el crudo lo cual hace que el pozo al ser abierto no produzca la cantidad de crudo esperada.

**Figura 62.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado de la presión de inyección.

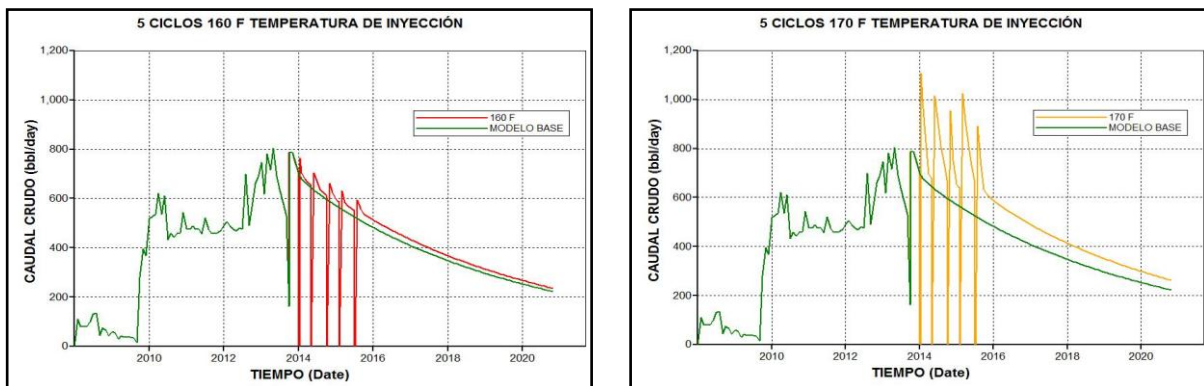
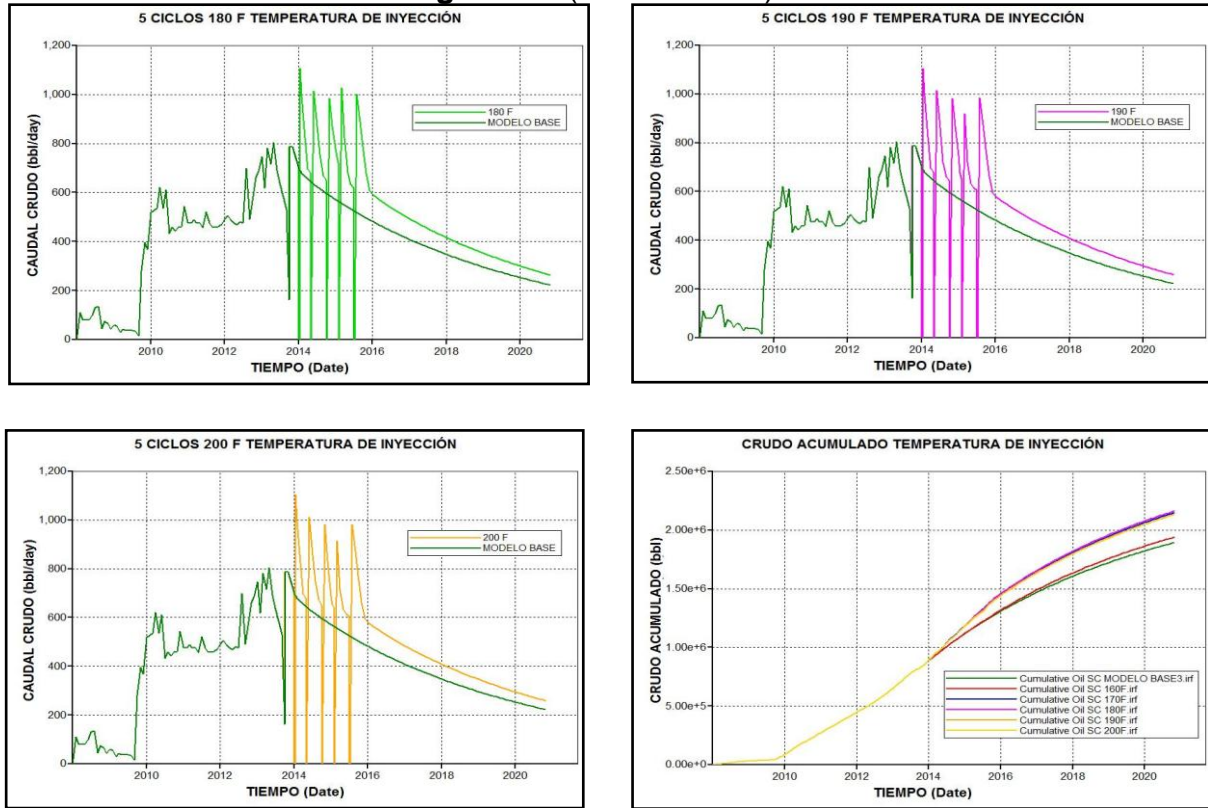


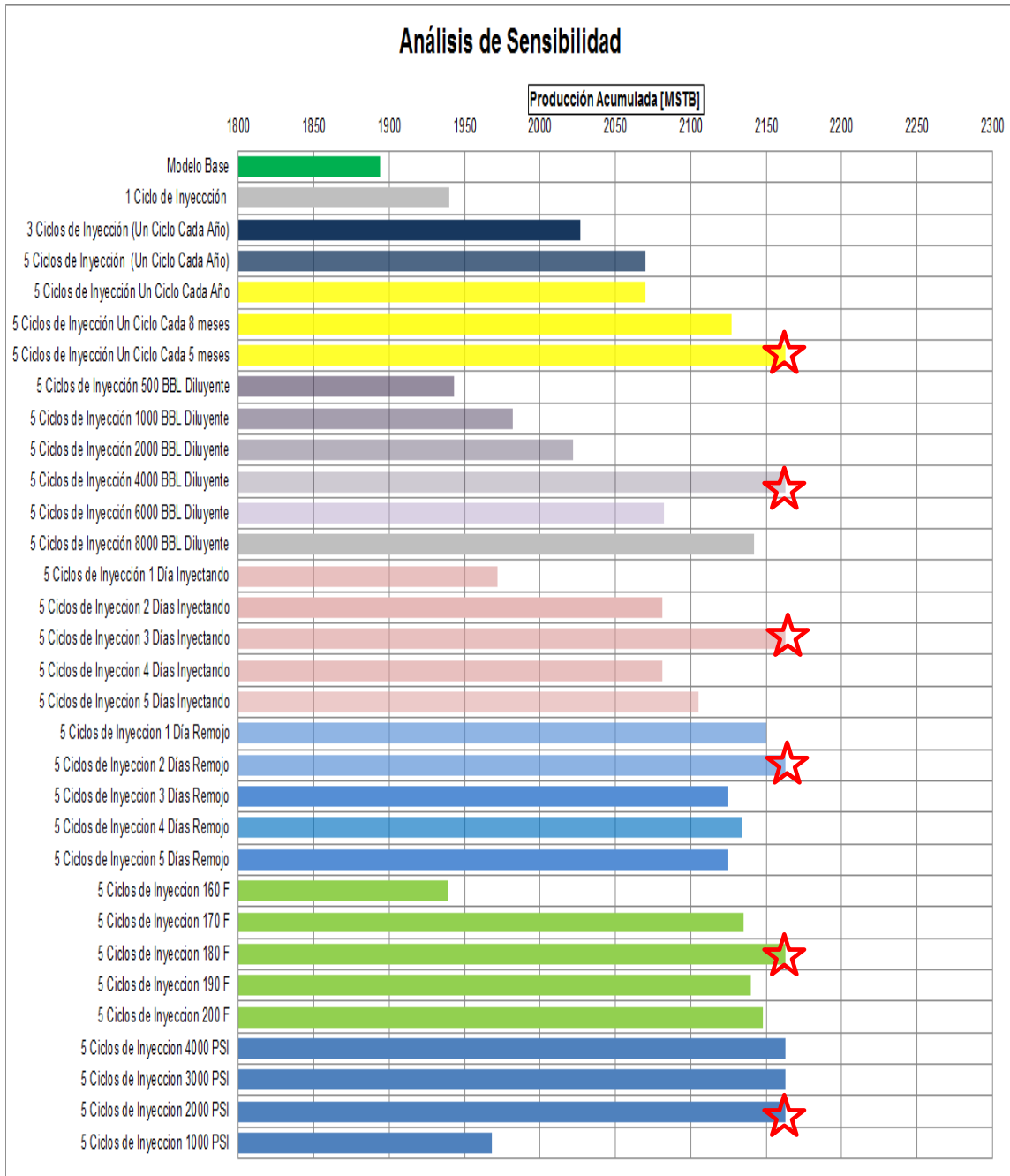
Figura 62. (Continuación).



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST.

La figura 63, muestra una sensibilidad de todas las variables operacionales dando como resultado las mejores condiciones para la implantación de la inyección de diluyente en la formación, llegando a la siguiente conclusión:

**Figura 63.** Sensibilización de las variables operacionales.



**Fuente:** Autor.

**Tabla 17.** Resumen de resultados de la sensibilidad de las variables.

VARIABLES	
CICLOS	5
TIEMPO ENTRE CICLOS	5 MESES
TASA DE DILUYENTE	4000 BARRILES
TIEMPO DE INYECCIÓN	3 DÍAS
TIEMPO DE REMOJO	2 DÍAS
PRESIÓN DE INYECCIÓN	1500 PSI
TEMPERATURA DE INYECCIÓN	180 F

**Fuente:** Autor.

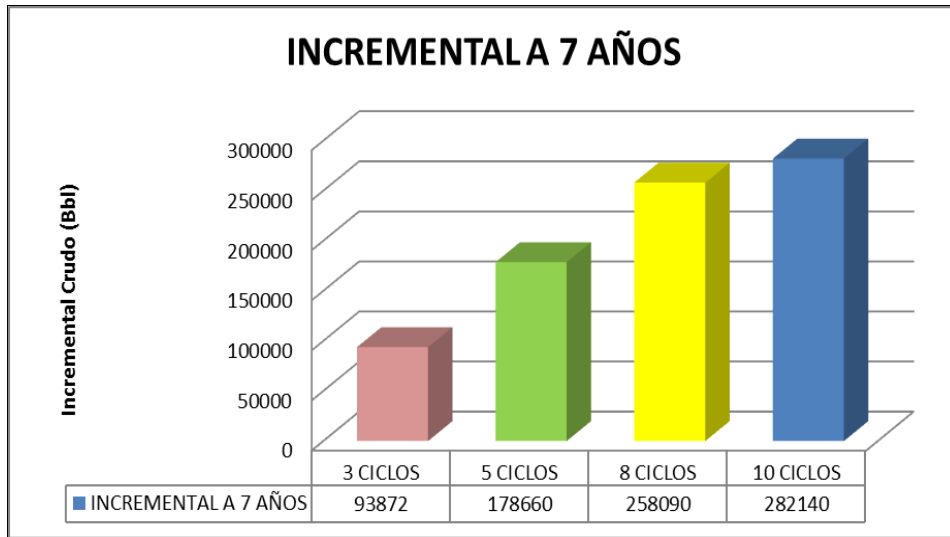
En la tabla 18, se encuentran los resultados de las sensibilidades realizadas para cada una de las variables que influyen en el proceso, es por eso que estos valores son los más favorables y con los cuales se puede evaluar el proceso a diferentes ciclos de inyección de diluyente.

### **3.5.8 Incrementos en producción.**

Encontrados los valores de las variables que influyen en el proceso de inyección de diluyente en la formación se procede a realizar modelos con mayor número de ciclos para poder determinar el verdadero incremental que podría llegar a tener esta tecnología, es por eso que se desarrollaron modelos con 3, 5, 8 y 10 ciclos de inyección con cada una de las condiciones.

En la figura 64 se observan los resultados obtenidos llegando a unos incrementales en producción de crudo muy representativos para el desarrollo de la evaluación económica para poder implementar dicha tecnología en campo.

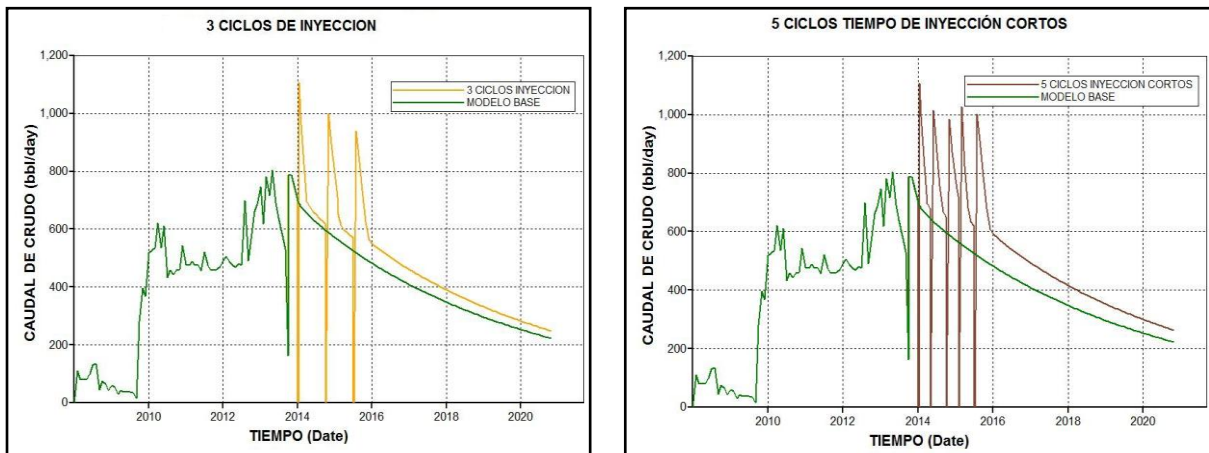
**Figura 64.** Incremental de crudo Vs el No de ciclos.

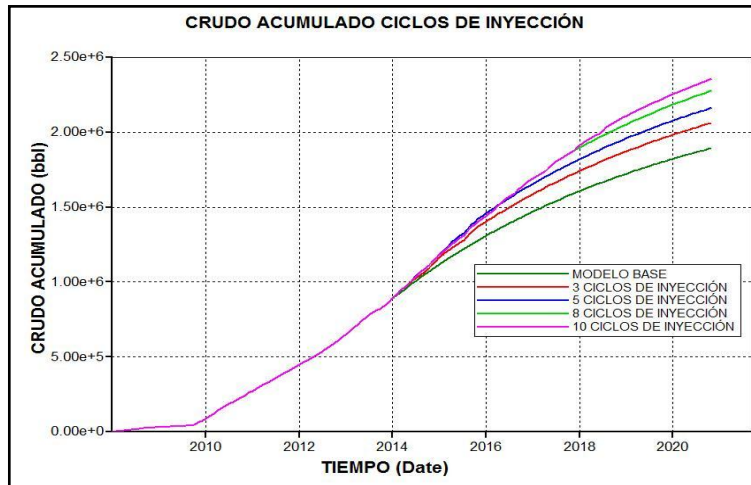
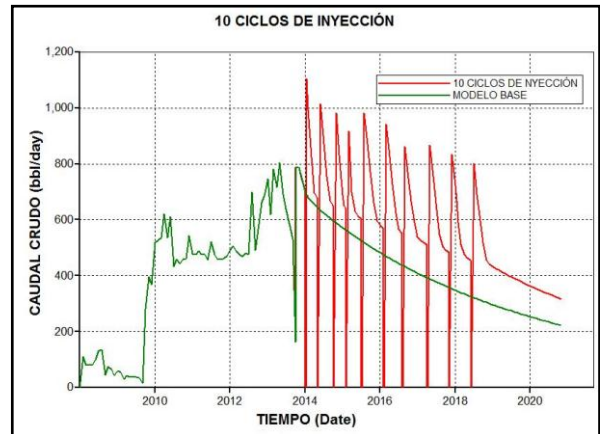
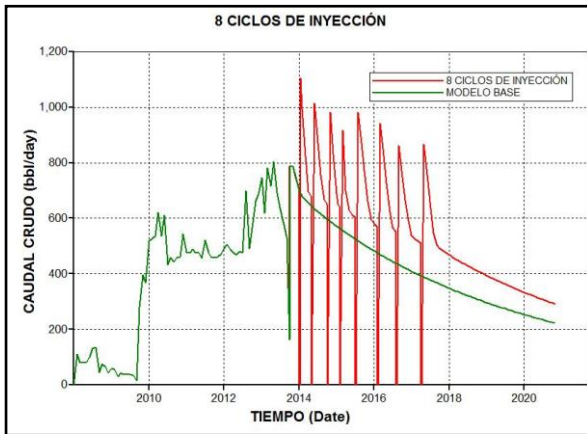


**Fuente.** Autor.

Para el desarrollo de la evaluación económica se implementa el modelo de los 10 ciclos (figura 65), ya que esta tecnología se pretende usar para poder aumentar la productividad del pozo y poder extraer la mayor cantidad de crudo posible.

**Figura 65.** Perfiles de producción de crudo por día y producción de crudo acumulado incrementos en producción.





Fuente: Computer Modeling Group, CMG. STARS.

La tabla 19 se observa los incrementos de la producción por cada ciclo de inyección de diluyente, analizando que este incremento va aumentando a medida que se van realizando más ciclos de inyección, esto se debe a que el diluyente en gran parte a contactado el crudo y ha disminuido la viscosidad del crudo que cuando se realiza el siguiente ciclo el crudo tiene una viscosidad menor es por eso que se ve el incremento de producción.

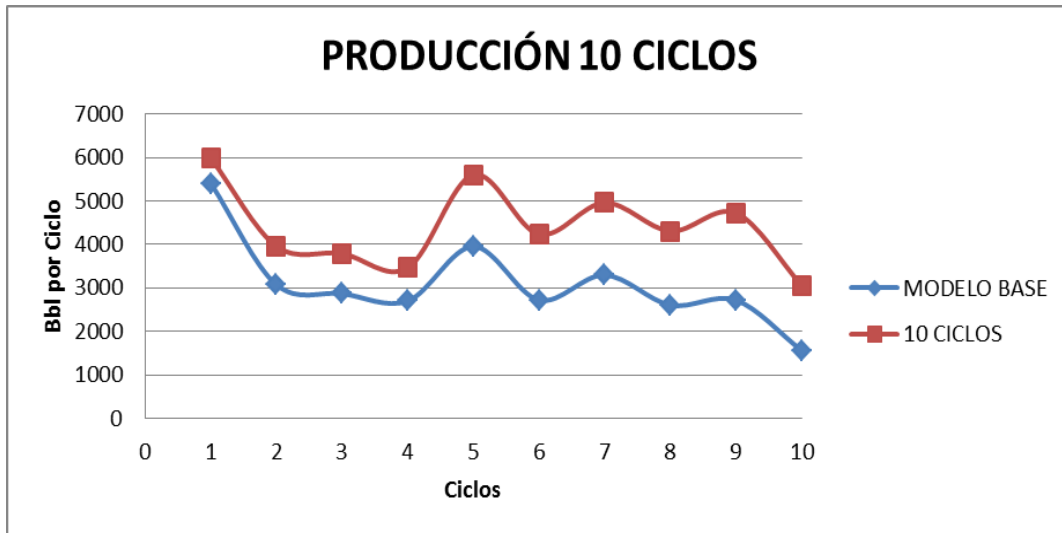
La figura 66, se observa el incremental que se obtiene al aplicar los 10 ciclos de inyección con respecto al caso base.

**Tabla 18.** Análisis del incremento de la producción por ciclo.

FECHA		PRODUCCION (Bbl) MODELO BASE	PRODUCCION (Bbl) CICLO	INCREMENTAL (Bbl)
1/7/2014 - 5/1/2014	CICLO 1	5406	5984	578
6/1/2014 - 10/1/2014	CICLO 2	3076	3960	884
11/1/2014 - 2/1/2015	CICLO 3	2870	3793	923
3/1/2015 - 7/1/2015	CICLO 4	2701	3463	762
8/1/2015 - 2/1/2016	CICLO 5	3954	5604	1650
3/1/2016 - 8/1/2016	CICLO 6	2721	4234	1513
9/1/2016 - 4/1/2017	CICLO 7	3297	4959	1662
5/1/2017 - 11/1/2017	CICLO 8	2606	4307	1701
12/1/2017 - 6/1/2018	CICLO 9	2718	4723	2005
7/1/2018 - 11/1/2018	CICLO 10	1564	3062	1498

Fuente: Autor.

**Figura 66.** Incremento de producción por ciclo.



Fuente: Autor.

Figura 67. Disminución de la viscosidad por efecto del diluyente.

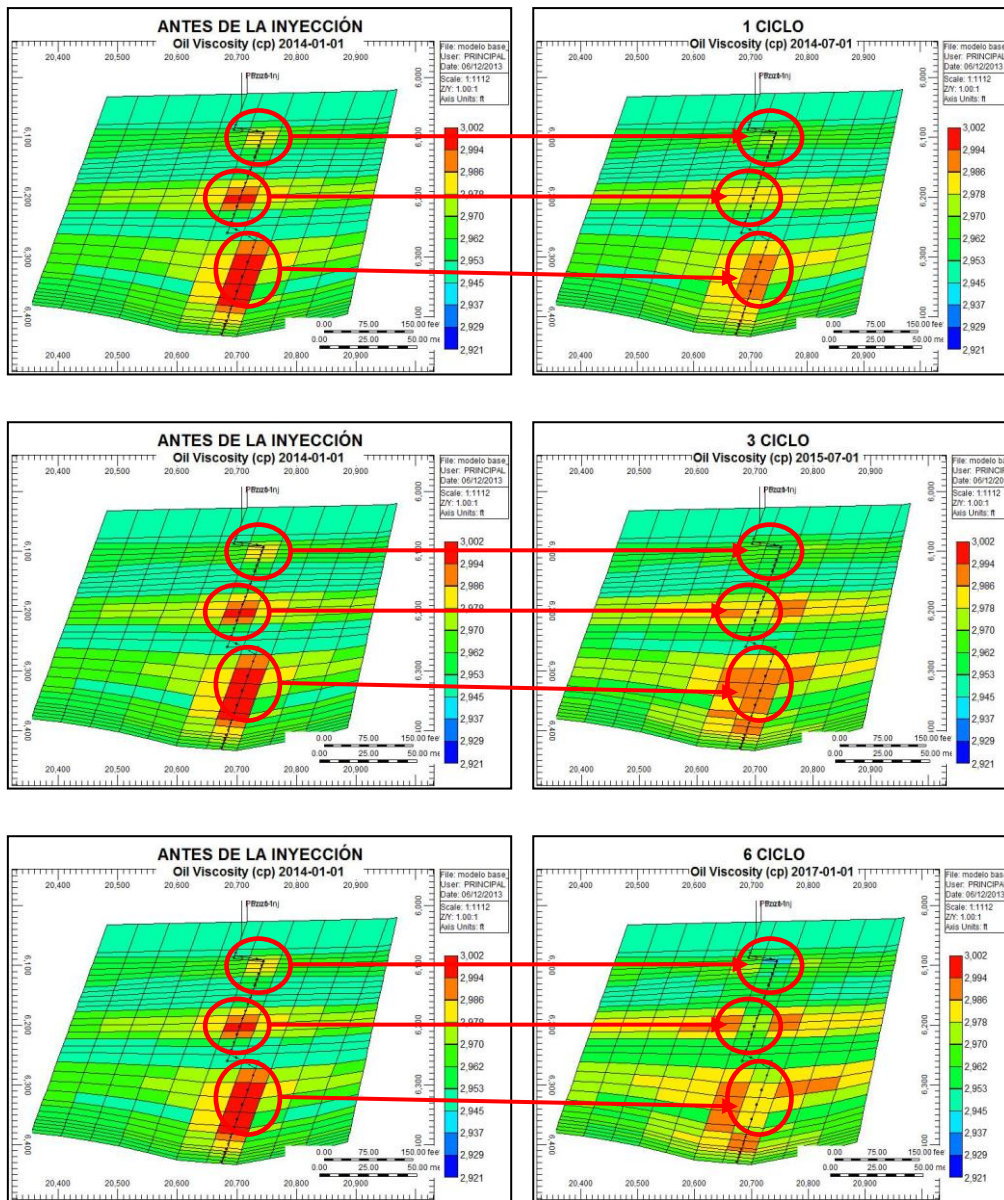
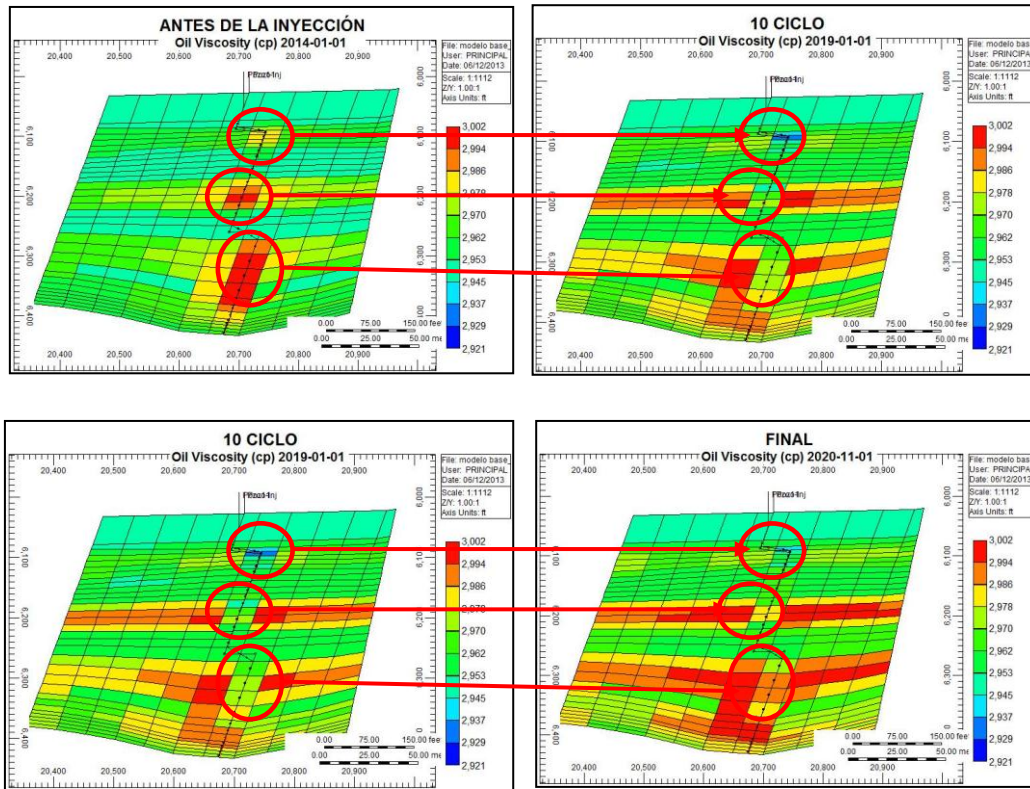


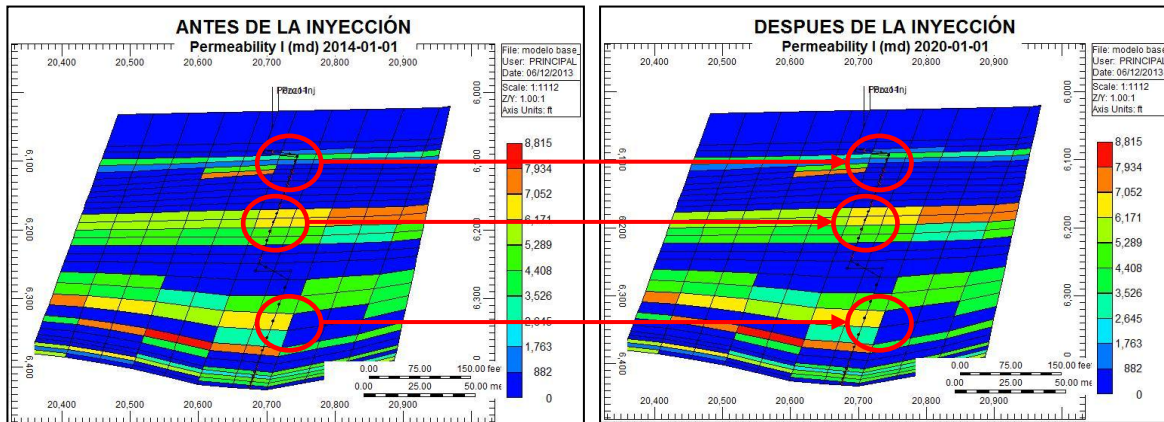
Figura 67. (Continuación).



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. STARS.

La figura 67 muestra el comportamiento de la viscosidad con los ciclos de inyección de diluyente a través del tiempo, se analiza que la viscosidad antes de los ciclos esta aproximadamente en 2994 cp y a medida que se inyecta el diluyente alcanza a disminuir hasta 2950 cp aproximadamente, lo cual quiere decir que el diluyente está teniendo un efecto en la viscosidad y se ve reflejado en los incrementales de producción de crudo.

**Figura 68.** Análisis de la permeabilidad de la roca con la inyección del diluyente.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG. STARS.

En la figura 68 se analiza la permeabilidad de la roca en la dirección “I”, encontrando como resultado favorable para el proceso, ya que no se genera daño en la formación por precipitación de asfaltenos como se evidencio en las pruebas de laboratorio con un 2% de daño, un valor mínimo. Igualmente ocurre en la dirección “Y” y en la dirección “Z”.

## **4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN.**

Para determinar la capacidad que tiene una inversión de generar dividendos a una empresa se debe hacer una evaluación económica, la cual se define como la herramienta por medio de la cual se conoce la rentabilidad de un proyecto. Para ello se utilizan una serie de conceptos como: valor presente neto, inversión, costos y otros que permitan tomar decisiones partiendo de unos esquemas predefinido.

### **4.1 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.**

La metodología universalmente aceptada para la evaluación económica de proyectos se conoce como flujo de caja descontado. Este consiste en un modelo matemático financiero, en el cual se simulan variables económicas y financieras asociadas a cada proyecto durante su operación futura. Este método relaciona los dos elementos básicos del negocio: la inversión y gastos, bajo ciertas condiciones financieras de costo de capital y expectativas de ganancias del inversionista, a fin de obtener como resultado unos indicadores del negocio bajo un entorno de riesgo determinado<sup>5</sup>.

#### **4.1.1 Horizonte económico.**

Período determinado para efectos de la evaluación económica de una propuesta de inversión y el mismo está estrechamente vinculado con la vida técnica o

---

<sup>5</sup> César Gabriel Hernández Pérez. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones. Universidad del Oriente. 2006.

comercial útil del activo objeto de la inversión. En general no es recomendable establecer un horizonte económico demasiado extenso, ya que las estimaciones del flujo efectivo se dificultan debido al desconocimiento que se tiene del comportamiento futuro de las variables económicas a ser manejadas. La vida útil del proyecto, se refiere al periodo estimado de servicio de operación de la inversión y es la base para el cálculo de la depreciación. La vida útil del proyecto puede ser igual o mayor que el horizonte económico (nunca menor).

#### **4.1.2 Estimación del flujo de efectivo.**

Se determina con los ingresos y egresos que durante el horizonte económico establecido genere la propuesta. La estimación del flujo de efectivo constituye la primera fase de la evaluación. La buena calidad de las estimaciones y el mayor conocimiento respecto a las variables a ser consideradas inciden en la obtención de resultados más reales.

#### **4.1.3 Ingresos.**

Las propuestas de inversión, para el caso general, corresponden a programas y/o proyectos que se planifican, desarrollan y ejecutan con el objeto de:

- Mantener un nivel de producción.
- Generar un potencial de producción de crudo.
- Localizar reservas de crudo que garanticen la continuidad operacional de la industria.
- Almacenar y transportar el crudo.
- Refinar el crudo.
- Almacenar y distribuir productos para el Mercado Interno.
- Desarrollar la infraestructura requeridas por las operaciones.

#### **4.1.4 Egresos – Inversiones.**

Bajo este rubro se debe incluir el costo total del programa o proyecto sujeto a evaluación. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que tradicionalmente forma parte del costo de una inversión, se encuentra: estudio de la factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalles, adquisición de material y equipos, construcción e instalaciones de propiedades, plantas y otros sistemas de operación, etc.

#### **4.1.5 Costo de operación y mantenimiento.**

Se incluye bajo este rubro todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en evaluación. Con el objeto de lograr una buena estimación de estos costos se recomienda tener presente:

- Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- La información de las normas y procedimientos existentes en la industria para determinados elementos de costos tales como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

Para los efectos de la evaluación económica, la estructura de costo de operación y mantenimiento más adecuada desde el punto de vista práctico es la de costos por elementos.

#### **4.1.6 Indicadores económicos.**

En las evaluaciones económicas de propuestas de inversión de las industrias petroleras, por Lineamientos de Petróleos de Colombia, se aplica para los efectos de la decisión económica el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno.

#### **4.1.7 Valor Presente Neto (VPN).**

Conceptualmente, el “Valor Presente Neto” corresponde al valor actual de los flujos de efectivos neto (Ingresos - Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el Valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada.

Si el VPN es  $\geq 0$  significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior también significa que la inversión (que se genera en el Flujo 0) es recuperada a la tasa establecida y en el periodo determinado como horizonte económico.

Por lo contrario, si el VPN es  $< 0$ , significa que la sumatoria de los flujos de efectivos descontados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “no invertir”.

#### **4.1.8 Tasa interna de retorno (TIR).**

Se define como aquella Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento del flujo efectivo permite recuperar la inversión.

Como se puede apreciar, en este caso se trata de calcular la “Tasa” que permite recuperar la inversión en el periodo definido como horizonte económico. En el cálculo del Valor Presente Neto, los flujos se descuentan a una Tasa mínima dada.

- $TIR > 15\%$  La decisión económica es realizar el proyecto o programa.
- $10\% < TIR < 15\%$  Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.
- $TIR < 10\%$  La decisión económica es no realizar el proyecto o programa.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos renglones básicos que son: el interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión.

El interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión conceptualmente corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se colocara en el mercado financiero (costo de oportunidad del dinero) expresado en términos de una tasa de interés real, es decir, que no incluye inflación.

Respecto al riesgo, la TIR debe incluir un porcentaje sobre el capital invertido, por concepto del riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro.

#### 4.1.9 Análisis económico.

Para el desarrollo de la evaluación económica se tuvo en cuenta los resultados obtenidos por la inyección de 10 ciclos la cual es la que más crudo acumulado representa y un incremental de crudo por día de 110 barriles. La tabla 20 contiene los valores de crudo incremental teniendo en cuenta cada uno de los ciclos y el diluyente inyectado.

**Tabla 19.** Resultados del modelo de 10 ciclos de inyección.

CICLOS	TIEMPO ENTRE CICLOS (Meses)	TASA INY (Bbl)	TIEMPOS INY (Días)	TIEMPOS REMOJO (Días)	PRESION INY (PSI)	INCREMENTAL (Bbl/D)
10	5	4000	3	2	1500	110

	CRUDO (Bbl)
CASO BASE	1894610
10 CICLOS	2356390
DILUYENTE	120000
DIFERIDA INYECCIÓN	31800
DIFERIDA REMOJO	27840
TOTAL	282140
7 AÑOS	40306
DIAS	110

**Fuente:** Autor.

Con estos datos se realiza la evaluación económica en Cristal Ball, teniendo en cuenta los años en los cuales iba a ser implementado la tecnología y poder verificar la viabilidad de aplicación en campo.

A continuación se presenta las tablas 21 y 22 en la cual se especifican los CAPEX y los OPEX.

Para la implementación de la tecnología se debe tener contemplado todo lo que conlleva el proceso, por eso el análisis desarrollado se debe incluir el capital de inversión y los costos operacionales de cada uno de los equipos y elementos que deben conformar dicha tecnología.

En el CAPEX se debe tener en cuenta los equipos que se deben instalar para poder implementar la inyección de diluyente hasta el punto donde está la formación productora.

**Tabla 20. CAPEX.**

FACILIDADES SISTEMA DE INYECCIÓN	USD 100,000
SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN	USD 80,000
LÍNEA DE INYECCIÓN	USD 150,000
COMPLETAMIENTO POZO	USD 500,000

Fuente: Autor.

**Fuente:** Autor.

En los OPEX se especifica el costo de la energía de las bombas que serán usadas para realizar la inyección, el compresor de aire y demás instrumentación, también hay que tener en cuenta el tratamiento de la emulsión por medio de químicos y tener en cuenta utilizar un inhibidor de asfaltenos para evitar la precipitación del mismo, los mantenimientos del equipo de superficie como bombas, líneas válvulas son de vital importancia para el excelente funcionamiento del proceso, el control de calidad al diluyente para que cumpla las especificaciones planteadas y el servicio a pozo.

**Tabla 21.** OPEX adicionales.

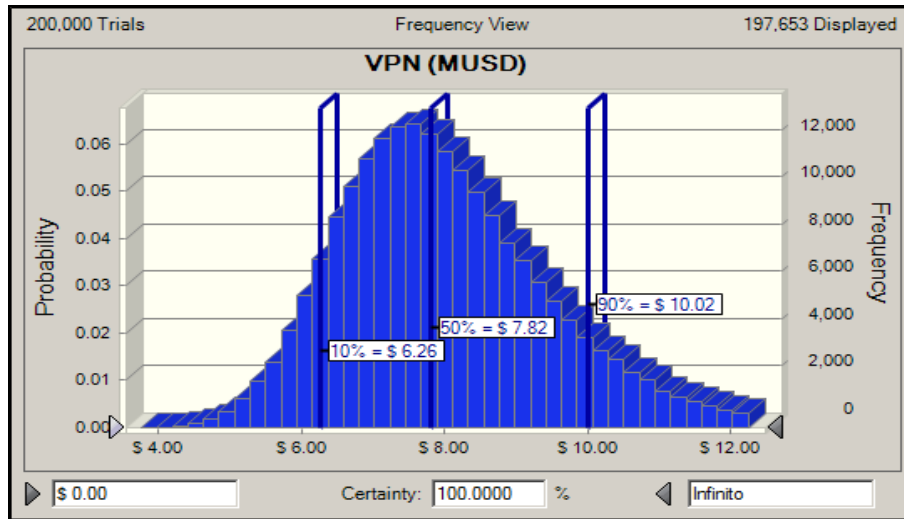
<b>USD - COSTO ENERGÍA</b>	
Costo Energía	0.12 USD/Kw-h
Bombas de inyección de Nafta	500 Kw-h/Ciclo
Compresor de Aire de Instrumentación	30 Kw-h/Ciclo
<b>USD - TTO QUÍMICO</b>	
Tto Químico_ Inhibidor Asfaltenos	0.1 USD/Bbl
<b>USD - TOTAL MANTENIMIENTO SUPERFICIE</b>	
Mantenimiento Facilidades	% CAPEX
<b>ANALÍTICA CONTROL CALIDAD DILUYENTE</b>	500 USD/día
<b>COSTO SERVICIO POZO</b>	0.3 MUSD/Bbl

**Fuente:** Autor.

Realizando la inversión el día de hoy se obtiene una tasa de descuento (WACC, *Weighted Average Cost of Capital*) del 11,1%, la inversión al día de hoy sería de 2,75 millones de USD que corresponden al OPEX Y CAPEX obteniendo una ganancia de 7,82 millones USD como valor más probable en el Valor Presente Neto, lo cual quiere decir que el proyecto es viable en primera medida. En un escenario optimista un P90 se obtendría un VPN de 10.02 millones de USD y en un escenario pesimista P10 un 6.26 millones USD de VPN. (Ver figura 69).

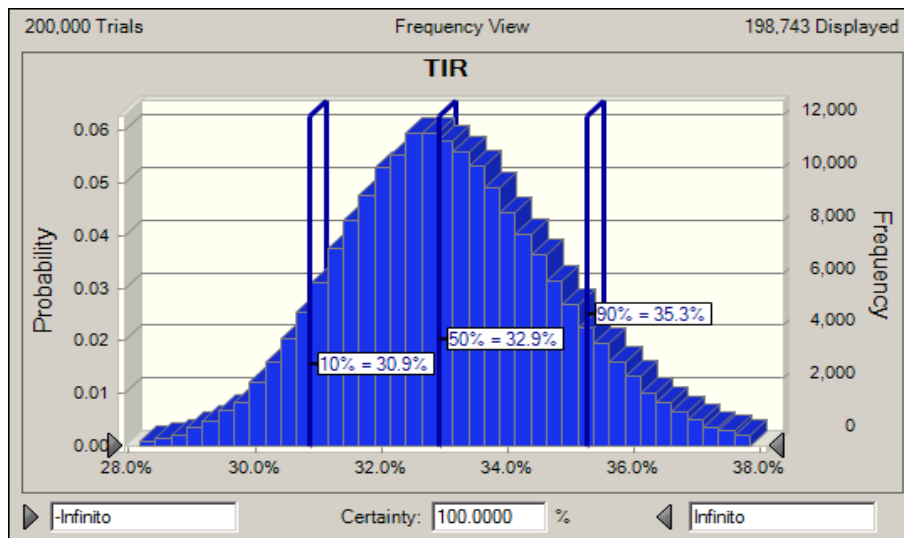
TIR es la rentabilidad del proyecto la cual dio 32,9 % manejando una tasa de oportunidad del 11,1% el retorno de esas inversiones es el margen de utilidad que se invirtió anteriormente. Aunque los escenarios optimistas y pesimistas también son rentables ya que están por encima del 11% de la tasa de oportunidad del proyecto. (Ver figura 70).

**Figura 69.** Valor Presente Neto.



**Fuente:** Evaluación Económica. Cristal ball.

**Figura 70.** Tasa Interna de Retorno.



**Fuente:** Evaluación Económica. Cristal ball.

En la tabla 23, se presentan los indicadores financieros calculados teniendo en cuenta todo lo que conlleva la implementación del proceso de inyección cíclica de diluyentes.

**Tabla 22.** Indicadores financieros.

INDICADORES FINANCIEROS	
WACC	11.10%
Valor presente neto MUSD	\$7.81
TIRM	32.90%

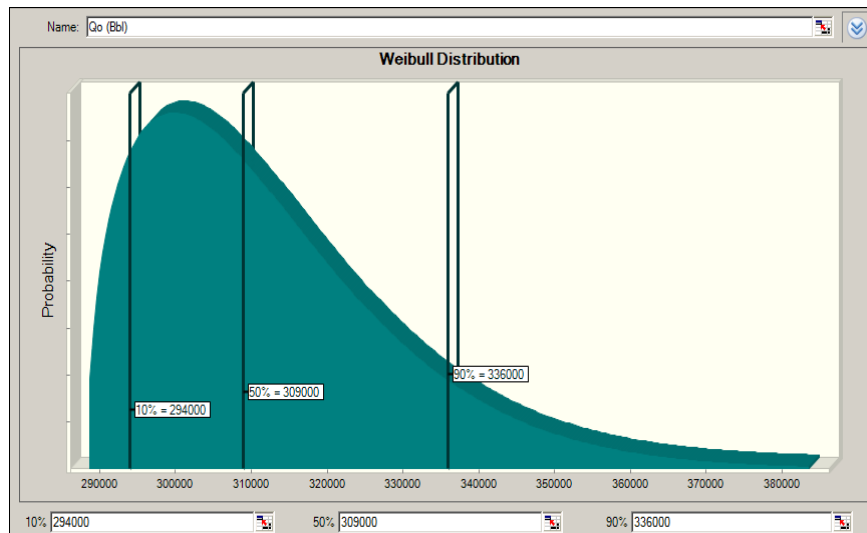
Fuente: Autor.

En la figura 71, se puede observar la distribución de probabilidad del caudal de crudo que se produciría con la implementación de la tecnología. El valor más probable es 309000 barriles de crudo.

La figura 72 se realiza una sensibilidad al caudal de inyección de diluyente con una distribución de probabilidad de 12381 con el valor más probable que se inyectaría implementando el diluyente.

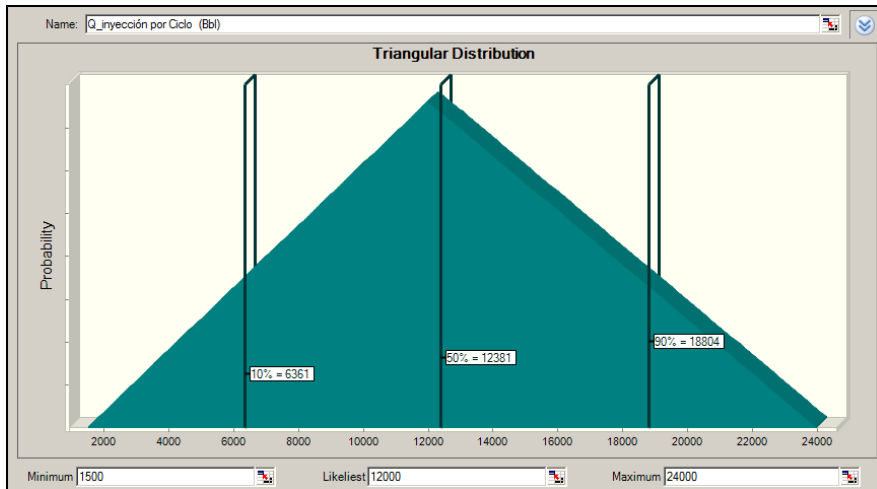
Y la figura 73 muestra la distribución de probabilidad del precio del crudo con un valor más probable de 49.36 USD por barril.

**Figura 71.** Distribución de probabilidad del caudal de crudo.



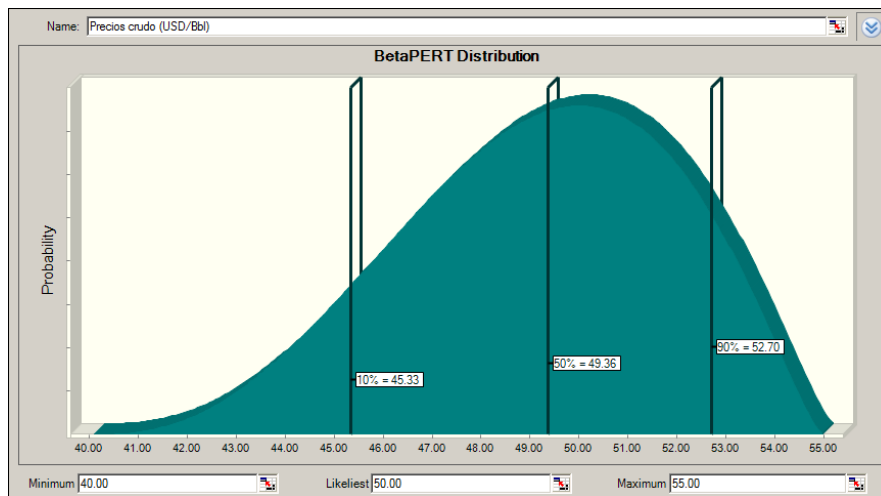
Fuente: Evaluación Económica. Cristal ball.

**Figura 72.** Distribución de probabilidad del caudal de inyección.



**Fuente:** Evaluación Económica. Cristal ball.

**Figura 73.** Distribución de probabilidad del precio del crudo.



**Fuente:** Evaluación Económica. Cristal ball.

Esta sensibilidad de probabilidad da como conclusión que la tecnología de inyección cíclica de diluyentes es viable de aplicarse a nivel de campo debido a los incrementales en producción de crudo que se obtendrá a cabo con cada ciclo de inyección.

## CONCLUSIONES

- Se desarrolló un modelo de simulación que representa el proceso de inyección cíclica de diluyente en la formación, un modelo que no ha sido implementado en un campo de forma de piloto; esta investigación arrojo resultados representativos para la aplicación en campo tanto de forma técnica como económica.
- Las pruebas de laboratorio fluido – fluido sirven para determinar la interacción fisicoquímica de la mezcla crudo - diluyente a las condiciones de yacimiento y el análisis de sus propiedades permite obtener las curvas para ajustar el modelo y determinar finalmente si es interacción puede generar alguna precipitación de algunos componentes del crudo y de esta forma causar un daño en la formación.
- Con las pruebas de laboratorio se evidenció una disminución leve cambio en la permeabilidad efectiva del crudo alrededor de 2% lo cual quiere decir que el diluyente no genera incompatibilidad considerable con el crudo.
- El análisis de sensibilidad de cada una de estas variables se realiza para encontrar cual es el valor favorable para poder incrementar la productividad del pozo de manera efectiva, estos fueron los resultados: Se toma como base 5 ciclos de inyección, obteniendo un tiempo entre ciclos de 5 meses aproximadamente, tiempo de inyección 3 días, tiempo de remojo 2 días, tasa de inyección 4000 barriles de diluyente por día, una presión de inyección de 1500 psi aproximadamente y una temperatura de 180 °F.

- Con estas variables operacionales definidas se desarrolla varios modelos con mayor número de ciclos para poder extraer mayor cantidad de crudo, llegando así a la aplicación de 10 ciclos de inyección con un incremental en crudo de 282140 barriles en 7 años.
- Los resultados obtenidos en el trabajo realizado indican que la tecnología de inyección de diluyentes de forma cíclica en la formación, como proceso de incremento en la productividad de crudo extrapesado es eficiente y rentable, debido a que ofrece un VPN: 7,82 millones USD y una TIR: 32.9% en 7 años.

## RECOMENDACIONES

- Aplicar la tecnología de inyección de diluyentes en la formación en el campo por medio de un piloto, debido a que los resultados obtenidos son bastantes satisfactorios para incrementar la productividad de pozos de crudo extrapesado.
- Evaluar el daño a la formación generado por emulsiones y por cambios de mojabilidad debido a que solo se analizó el daño debido al taponamiento de los poros por la presencia de asfaltenos en una pequeña cantidad.
- Realizar una evaluación del fenómeno de transporte a nivel de yacimiento resultante de la inyección del diluyente para identificar cual fenómeno predomina más en la transferencia de masa para que ocurra la miscibilidad.
- Realizar una evaluación del comportamiento de fases de mezclas de crudos extrapesados y diluyentes a condiciones de yacimiento, para analizar las envolventes de las fases de la mezcla y determinar cuáles son los porcentajes de mezclas que ocurren en el yacimiento.
- Emplear otro tipo de mallado como el radial para evaluar los efectos en las cercanías de los pozos ubicados en los extremos de la celda y comparar los resultados de salida con el modelo cartesiano.
- Realizar una evaluación económica del solvente más apropiado en función del volumen de inyección a escala de campo y su costo en el mercado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

1. A. Dehghan, R. Kharrat M. H. Ghazanfari. Visualization and Quantification of Co-Solvents at Different Wettability. Petroleum Science and Technology.2012.
2. Alayon, M. (2004). Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales en español. Cuaderno FIRP S369-P. Ministerio de Ciencia y Tecnología PPGEA-FONACIT. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela.
3. Alexander Rojas R.Orinoco Belt, Cerro Negro Area: Development of Downhole Diluent Injection Completions. SPE 69433. 2001.
4. Al-Muatasim Al-Bahlani, Tayfun Babadagli. Laboratory scale experimental analysis of steam-over-solvent injection. JPT. 2012.
5. ARBELAEZ de Moncaleano .Ruby. “El proceso de la Investigacion”, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005.
6. Behrouz, T., Kharrat, R. y Ghazanfari, M. (2007). Estudio experimental de los factores que afectan el recobro de crudo pesado en inyecciones de solvente. SPE 2007-006, Sociedad Petrolera, Conferencia Petrolera Internacional Canadiense.
7. Chang, J. & Ivory, J. (2011, Diciembre). Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado: Exploration & Production Publications, Volumen 9 issue II, p. 36. 9 de Enero de 2012.
8. Censi, P. (2009). Tecnología: El camino hacia la recuperación del petróleo pesado. Petroleum La Revista Petrolera de América Latina. Junio 2009, p. 27-28.

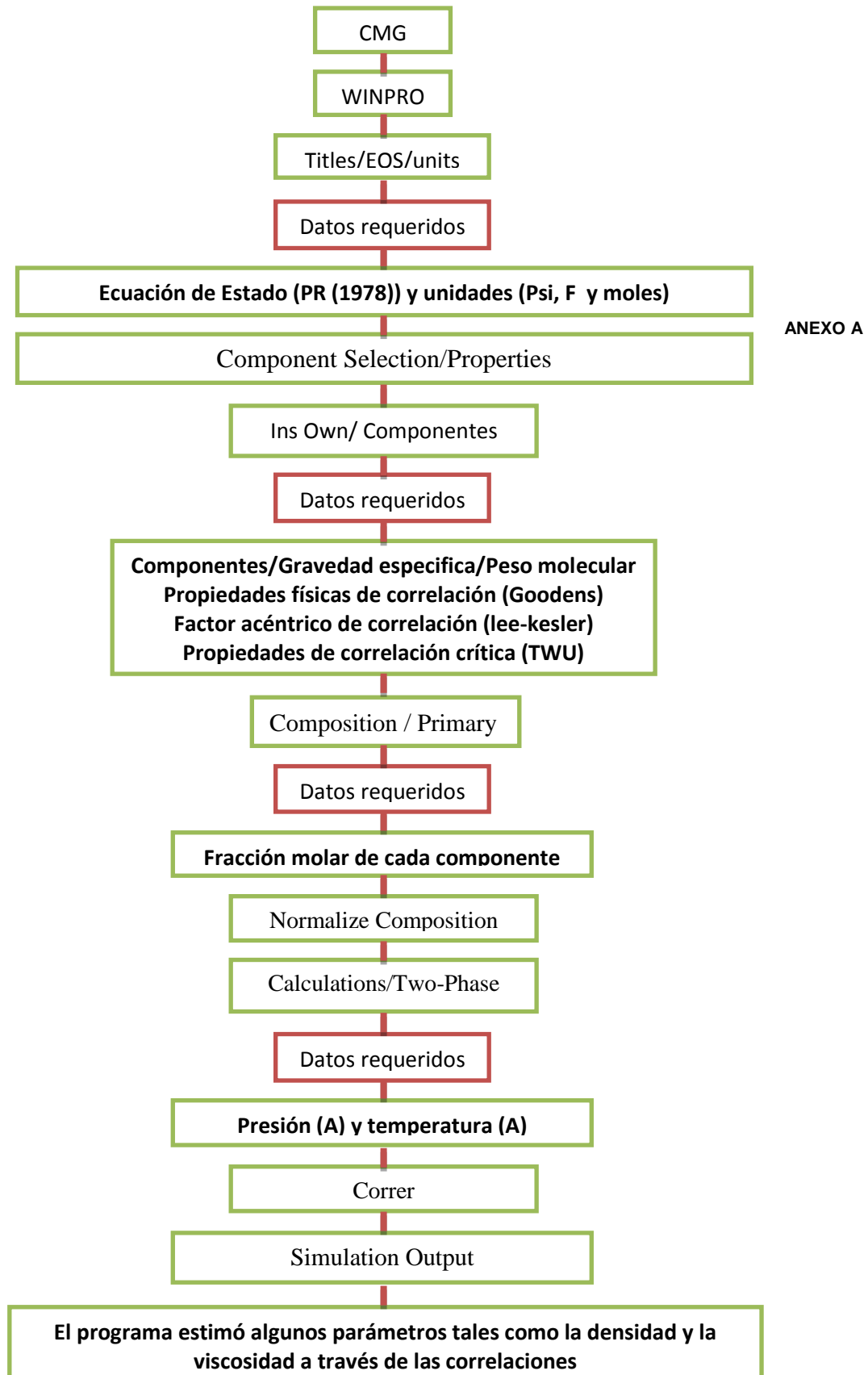
9. César Gabriel Hernández Pérez. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones. Universidad del Oriente. 2006.
10. Castro, Y., Veliz, A., Sánchez, D., Rodríguez, M., Rondón, N., Rivero, S. y Cortez, M. (2010). Inyección cíclica de vapor con solventes como Método de Recobro Térmico para crudos pesados y extrapesados: Pruebas de laboratorio. CSUG/SPE 137547, 15 p.
11. F .B. Thomas, SPE, T. Okazawa, SPE, P. Hodgins, x. Zhou, A. Erian, D.B. Bennion. Considerations on Solvent Compositions for Hydrocarbon Miscible Flood. SPE 35388. 1996.
12. Guarín Arenas Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción IPR para crudo extrapesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Proyecto de maestría. UIS. 2012.
13. GUTIÉRREZ P, Humberto, Análisis y diseño de experimentos. McGrawHill. Universidad de Guadalajara. 2003.
14. Ian D. Gates. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage. Department of Chemical and Petroleum Engineering University of Calgary. 2002.
15. Ian D. Gates. Oil phase viscosity behaviour in Expanding-Solvent Steam-Assisted. Elsevier. 2007.

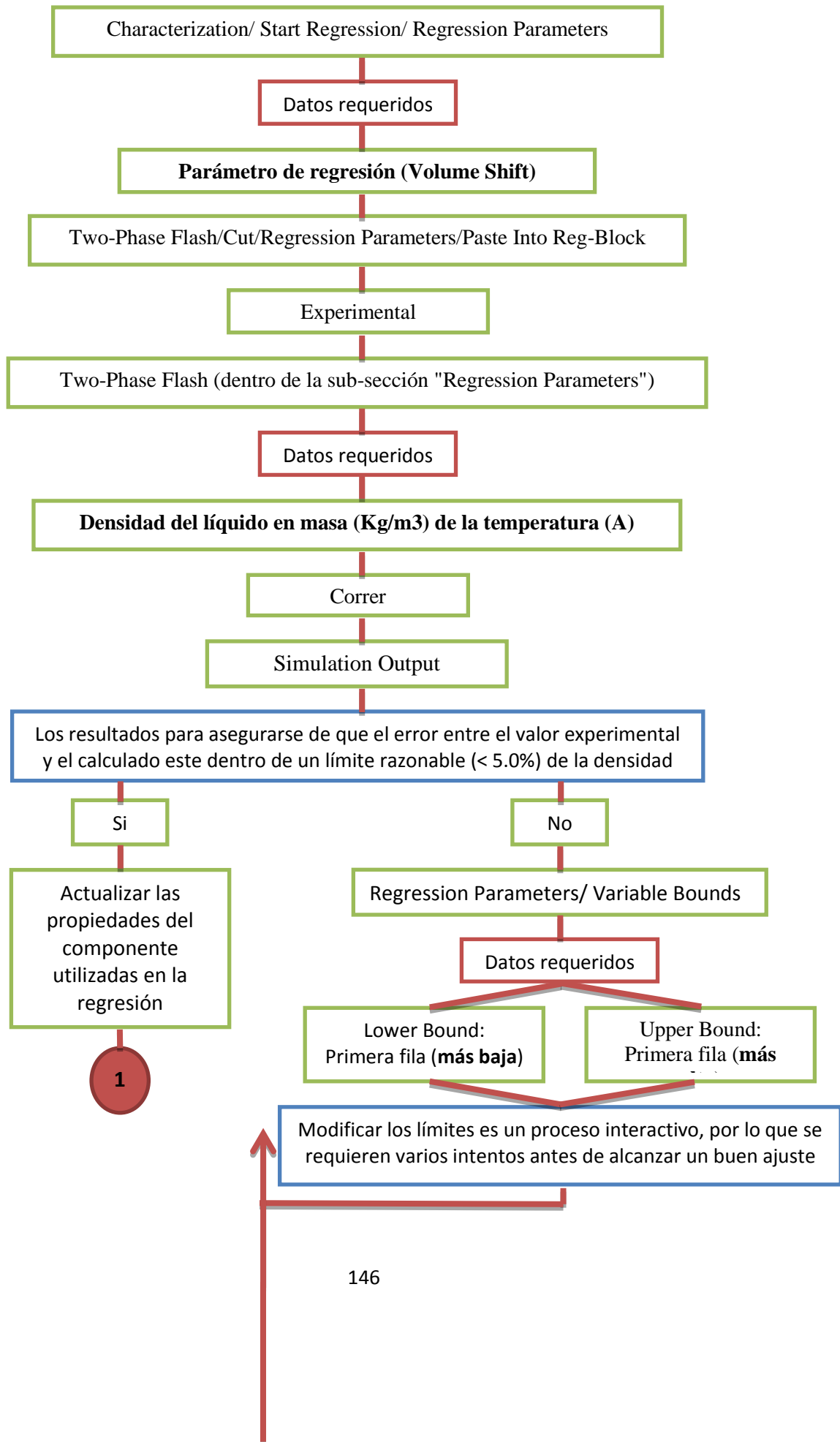
16. I. I. Habbash. Naphta Injection and Reproduction in Qatif Field. Society Petroleum Engineers. SPE 11515. 1983.
17. Ivory, J., Chang, J. Coates, R. y Forshner, K. (2010). Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado. SPE 140662-PA, Revista de Tecnología Petrolera Canadiense JPCT, p. 22, 26-27. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011.
18. J.E Nenniger. S.G Dunn. How fast is solvent based gravity drainage. Petroleum Society. Paper 2008- 139.
19. Juannine Chang. Field – Scale Simulation of Cyclic Solvent Injection (CSI). Petroleum Society. Paper 2008- 150.
20. Jorge Robles/Petrozuata. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. 2007.
21. M. Awang K. Lumper S.M Farouq Ali. Hot – Solvent Miscible Displacement. Petroleum Society of CIM. Paper 80-31-29. 2006.
22. McMillen, J. (1985, Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado. Patente de Estados Unidos N° 4.531.586, 3 p. 4 de Enero de 2012
23. N. Edmunds, b. Moini, and j. Peterson. Advanced Solvent-Additive Processes via Genetic Optimization. Petroleum Society. Paper 2009-115.

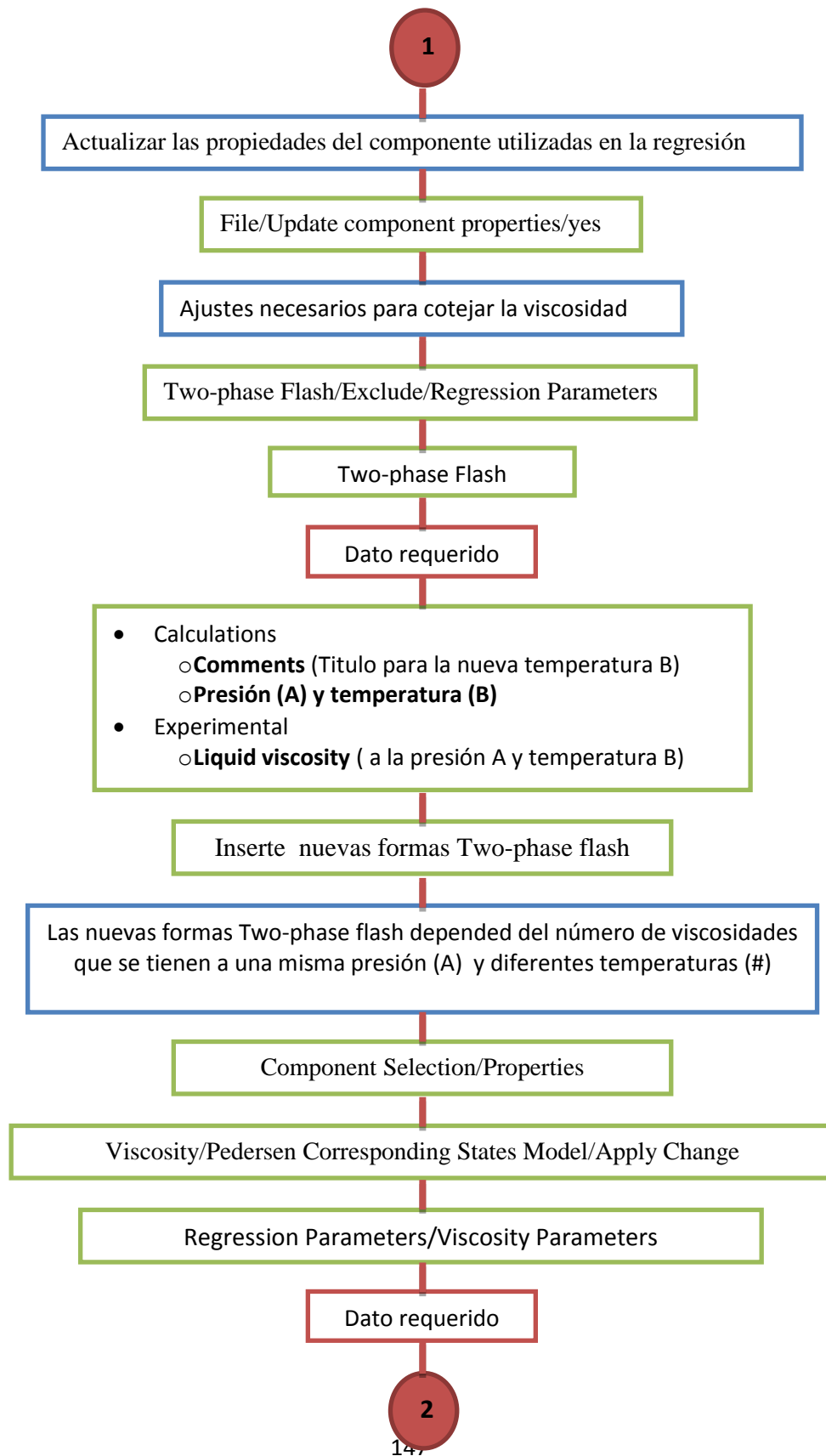
24. Ogunberu K. Asghari. Development of a Statistical Predictive Model for solvent waterflooding. *Petroleum Science and Technology*. 2007.
25. Pierre, L. Barré, A. Pina and M. Moan. Composition and Heavy Oil Rheology. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 (2004).
26. Polikar, J. (2005). Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente. Paper 2005-194, Sexta Conferencia Petrolera Internacional Canadiense de la Sociedad Petrolera (Petroleum Society), Universidad de Alberta. 12 de Diciembre de 2011.
27. Rafael Bastardo, Asher Imam. Field Testing of an automated well tester in extra-heavy and diluted oil application. *SPE* 116460. 2008.
28. Ruby Arbelaez de Moncaleano, el proceso de la investigación. I planeación.
29. S. A. Farzaneh, M. H. Ghazanfari, R. Kharrat S. Vossoughi. An Experimental and Numerical Investigation of Solvent Injection to Heavy Oil in Fractured Five-Spot Micromodels. *Petroleum Science and Technology*. 2012.
30. Salama, D. y Kantzas, A. (2005). Observaciones experimentales del desplazamiento miscible de crudos pesados con solventes hidrocarburos. *SPE/PS-CIM/CHOA* 97854. 12 de Diciembre de 2011.
31. T. M. Doscher. An Economic Evaluation of Solvent/Steam Stimulation. *Journal Of Petroleum Technology*. 2009.

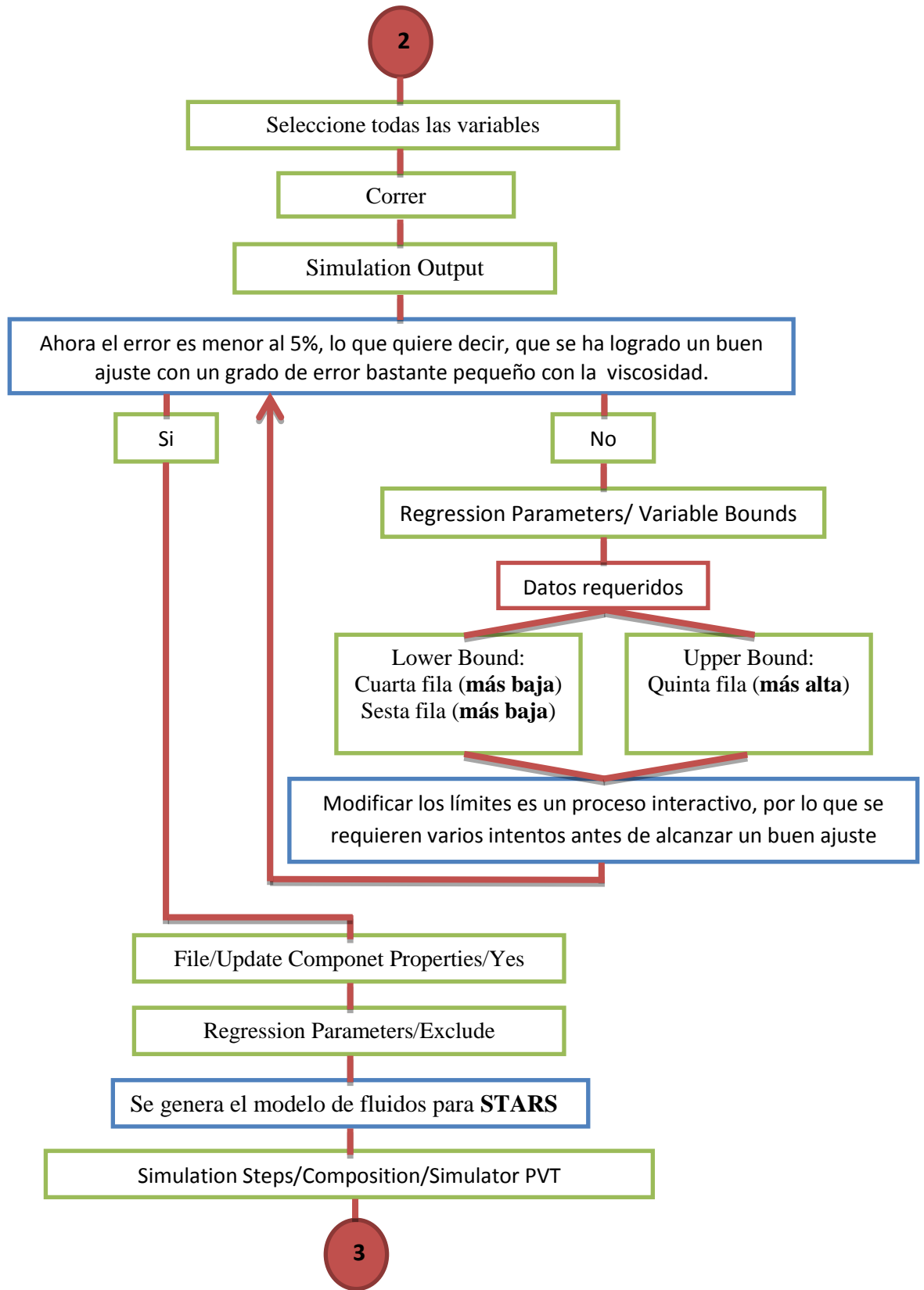
32. T. W. Frauenfeld. X Deng. C. Jossy. Economic Analysis of Thermal Solvent Processes. Petroleum Society. Paper 2008-184.
33. Swapan K. Das. Roger M. Butler. Extraction of heavy oil and bitumen using hydrocarbon solvents. Petroleum Science and Technology. 2007.
34. V. Pathak, Tayfun Babadagli, N.R. Edmunds. Heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection. Elsevier. 2011.
35. W. R. Shu. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum. SPE. 1983.

ANEXOS A. DIAGRAMA DESARROLLADO PARA LA SIMULACION









3

CMG STARS PVT Data/ Basic PVT

Dato requerido

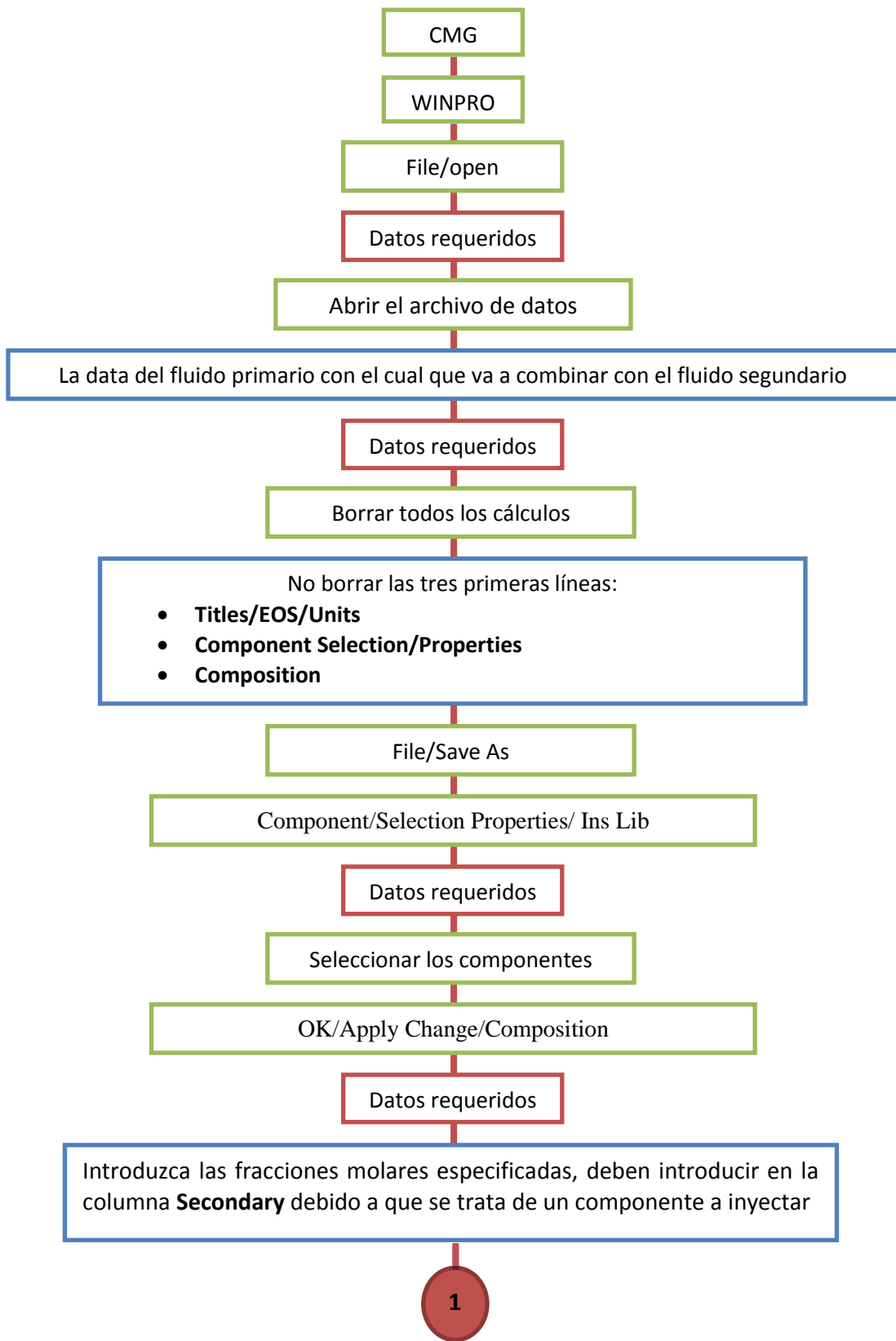
- Reference Conditions
  - **Temperatura**
  - **Presión**
- Component Viscosity Model
  - **Winprop viscosity model (match dead oil)**
- Component Viscosity Format
  - **Write liquid viscosity temperature pressure table**
  - **Lower temperature**
  - **Upper temperature**
  - **No. Of steps**
  - **Lower pressure**
  - **Upper pressure**
  - **No. Of steps**

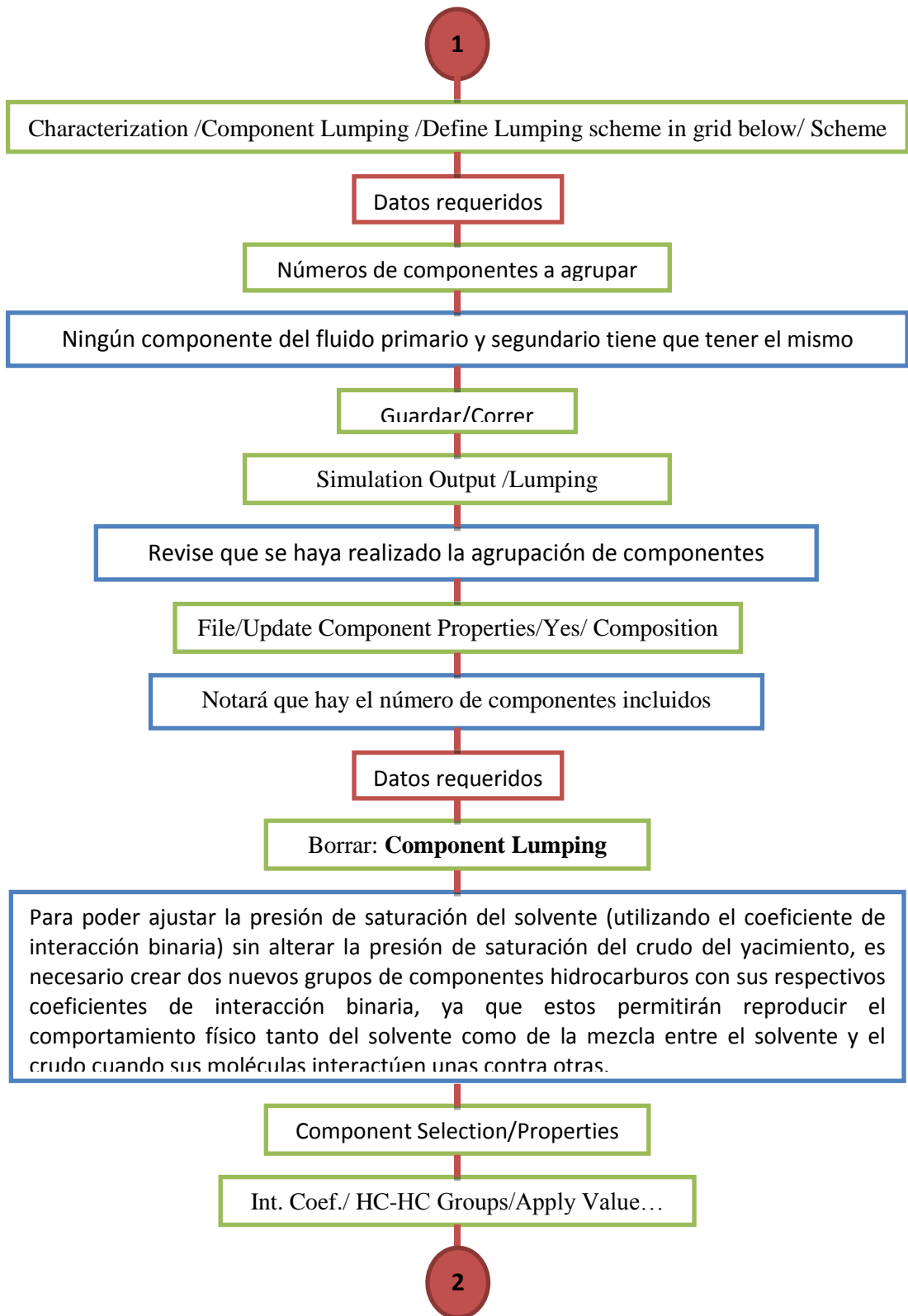
Density/Surface Control

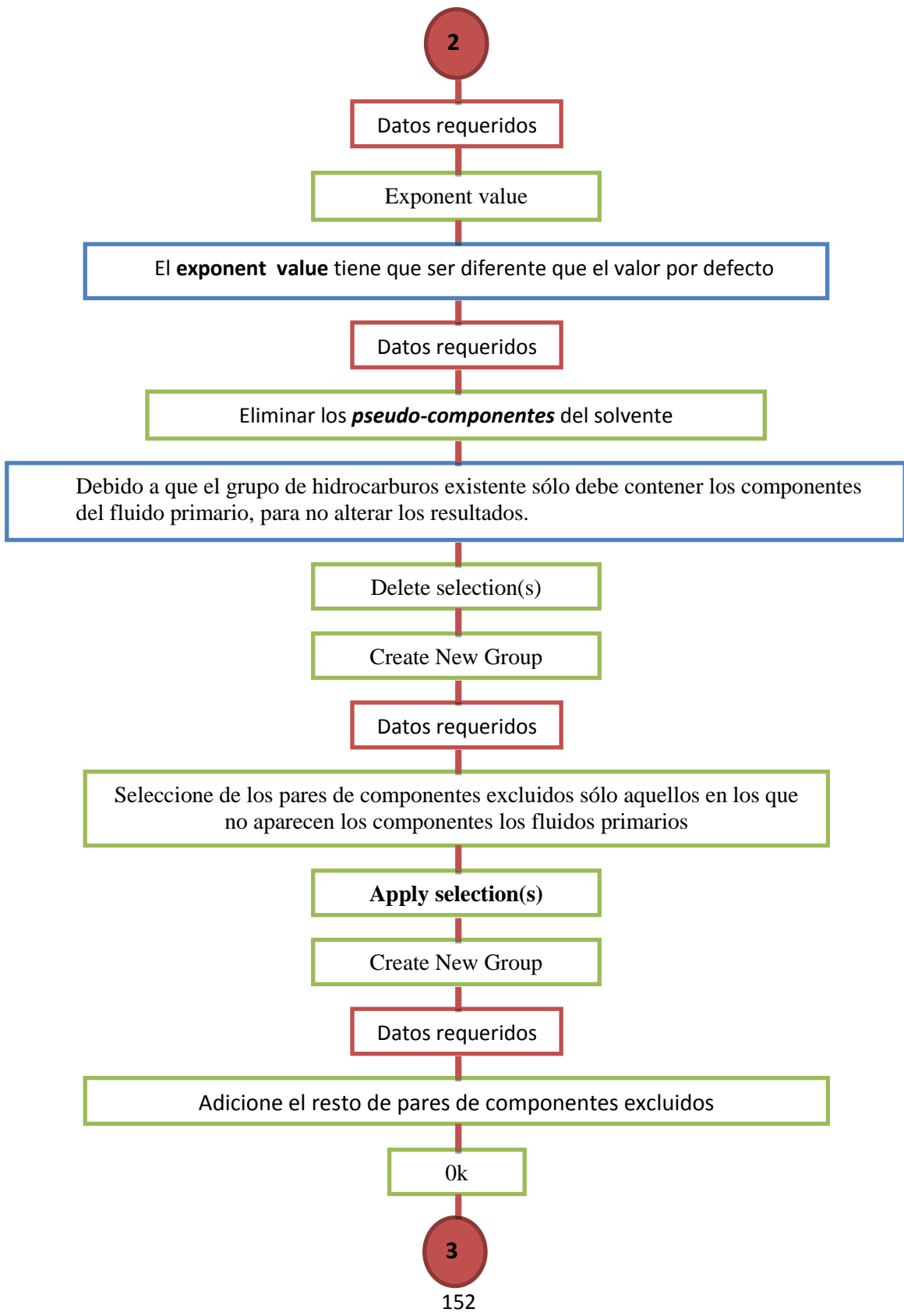
- **Surface conditions**
  - **Presión**
  - **Temperatura**
- **Density Optimization Range (P.T.)**
  - **Min. Pressure**
  - **Max. Pressure**
  - **Min. Temperatura**
  - **Max. Temperatura**

Correr

Se generado con la extensión “.str” está listo para ser suministrado al modelo de **STARS**







3

Characterization/Start Regression

Calculations/Two-phase Flash

Alternativamente

File/Open

Datos requeridos

Data

La data principal con archivos de **Regresión Parameters**

Copiar la Regresión Parameters/Cerrar

Two-Phase Flash / Calculations

Datos requeridos

- **Titulo**
- **Presión**
- **Temperatura**
- Valor de **0** en el campo "**Primary mole fraction**"

- Los datos de presión y temperatura son los introducidos en la data base para calcular la densidad
- La fracción molar principal se fija en 0 debido a que se desea ajustar sólo los datos del solvente o fluido a inyectar

Experimental

Datos requeridos

4

