

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN DE LA
REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA COMO MÉTODO DE RECOBRO EN EL
CAMPO LLANITO**

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN DE LA
REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA COMO MÉTODO DE RECOBRO EN EL
CAMPO LLANITO**

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Avalado por el comité evaluador en el marco del convenio de cooperación tecnológica número 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo.

M.Sc. ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS

DIRECTOR

M.Sc. ALBERTO FLÓREZ ANAYA

CO-DIRECTOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN	3
1.1 INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS ^{1 2 3}	4
1.1.1 Reducción de la viscosidad del petróleo	4
1.1.2 Expansión o hinchamiento del petróleo	5
1.1.3 Disminución de la saturación residual de petróleo (Sor)	5
1.1.4 Intercambio entre fases	6
1.1.5 Digitación y canalización durante la inyección de gas	6
1.1.6 Dispersión hidrodinámica	7
1.2 PROBLEMAS OPERACIONALES	8
1.2.1 Precipitación de asfáltenos	8
1.2.2 Disolución de carbonatos	10
1.2.3 Corrosión	10
1.3 MECANISMOS DE DEZPLAZAMIENTO MISCIBLE E INMISCIBLE DURANTE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN	12
1.3.1 Algunos factores que afectan la eficiencia de desplazamiento	13
1.3.1.1 Eficiencia de Conformidad	14
1.3.1.2 Tensión Interfacial	14
1.3.1.3 Presión Capilar	15
1.3.1.4 Relación de Movilidad:	16

1.3.2 Método para cuantificar el desplazamiento miscible e inmiscible	20
1.4 REVISIÓN DE EVALUACIONES EXPERIMENTALES REALIZADAS CON GAS DE COMBUSTIÓN	21
1.4.1 A Laboratory Evaluation of Suitable Operating Strategies for Enhanced Heavy Oil Recovery by Gas Injection	22
1.4.2 SPE 59343: Composicional and Phase Behavior Experimental and Theoretical Work on Hydrocarbon Mixtures and Several Solvents (Carbon Dioxide, Nitrogen and Flue Gases)	24
1.4.3 SPE 97262, Effect of Oil and Flue Gas Compositions on Oil Recovery in the Flue Gas / Light Oil Injection Process	29
1.4.4 SPE 912 G, Miscible Displacements of Reservoir Oil Using Flue Gas	37
1.5 CASOS HISTÓRICOS DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN CAMPO	43
1.5.1 SPE 20269: A flue gas Huff 'n' Puff Process for Oil Recovery from Shallow formations	43
1.5.2 SPE 2631: Flue Gas Generation Problems, solutions and Cost – Block 31 Field.	48
1.5.3 SPE 1907: Success of Flue Gas Program at Neale Field	49
2. CARACTERIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA	53
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN	56
2.2 CUANTIFICACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN	62
2.3 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN DE ESTUDIOS ANÁLOGOS	65
2.4 CÁLCULOS DE VOLUMEN DE GAS DE COMBUSTIÓN DISPONIBLE A CONDICIONES DE YACIMIENTO	68
3. GENERALIDADES CAMPO LLANITO	70

3.1	UBICACIÓN DEL CAMPO LLANITO	70
3.2	RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO LLANITO	72
3.3	GEOLOGIA DEL AREA	72
3.3.1	Estructural Llanito	72
3.3.2	Estratigrafía Llanito - Gala	73
3.3.3	Ambiente de deposición área Llanito	74
3.4	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	76
3.5	RESERVAS	77
3.5.1	Historia de presión	78
4.	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO FLUIDO – FLUIDO	79
4.1	MUESTREO EN FONDO Y CONTROL DE CALIDAD DE LA MUESTRA DEL POZO LLANITO 127	79
4.2	ANÁLISIS PVT CONVENCIONAL	81
4.3	ESTUDIO DE INTERACCIÓN CRUDO VIVO – GAS DE COMBUSTIÓN	92
4.4	DETERMINACIÓN DEL ONSET O UMBRAL DE PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS POR LA INYECCIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN	99
4.4.1	Descripción de los fluidos empleados.	100
4.4.2	Procedimiento para la determinación del “Onset de precipitación de asfáltenos”	100
4.4.2.1	Etapas de Restauración	100
4.4.2.2	Prueba de Reversibilidad para asfáltenos:	101
4.4.2.3	Prueba de Precipitación de Asfáltenos:	102
4.4.3	Análisis de resultados	103
4.4.3.1	Prueba de Reversibilidad:	103

4.4.3.2 Análisis SARA e Índice de Estabilidad Coloidal (IEC):	104
4.4.3.3 Prueba de precipitación de asfáltenos en muestra de crudo de fondo:	105
4.4.3.4 Prueba de precipitación de asfáltenos en muestra de crudo mezclado con gas de combustión:	106
5. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO ENTRE EL GAS DE COMBUSTIÓN INYECTADO Y EL MEDIO POROSO	109
5.1 PREPARACIÓN DE FLUIDOS	110
5.1.1 Preparación de salmuera sintética	110
5.1.2 Preparación del crudo muerto	110
5.1.4 Preparación del crudo vivo	111
5.1.5 Preparación del gas de combustión	111
5.2 PREPARACIÓN DEL MEDIO POROSO	111
5.2.1 Ordenamiento de cada arreglo de núcleos.	113
5.3 DETERMINACIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN	114
5.3.1 Inyección continua de gas de combustión	116
5.3.1.1 Inyección continua de gas de combustión @ tasa constante $Q = 1 \text{ cm}^3/\text{min}$:	116
5.3.1.2 Inyección continua de gas de combustión @ presión constante $P = 4700 \text{ psi}$:	118
5.3.1.3 Inyección continua de gas de combustión @ presión constante $P = 3600 \text{ psi}$:	120
5.3.2 Inyección de Slug de gas de combustión seguido de inyección continua de agua	121
5.3.2.1 Inyección Slug de gas de combustión = 0.3 VP + waterflooding @ Presión constante de 4700 psi:	121

5.3.2.2 Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 psi:	123
5.3.3 Inyección alternada gas de combustión / agua	124
5.3.3.1 Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:3 @ Presión constante de 4350 psi:	125
5.3.3.1 Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 @ Presión constante de 4350 psi:	126
6. SELECCIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN LAS ARENAS B DEL CAMPO LLANITO	132
CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	138
BIBLIOGRAFÍA	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tapón de asfáltenos recuperado de tubería de producción.....	9
Figura 2. Corrosión en una tubería.	11
Figura 3. Frentes de desplazamiento para diferentes radios de movilidad y de volúmenes porosos inyectados antes de la irrupción, un cuarto de un patrón de 5 puntos.....	17
Figura 4. Equipo de determinación de la mínima presión de miscibilidad	18
Figura 5. Equipo de desplazamiento de fluidos en medio poroso.	21
Figura 6. Recobro acumulado de hidrocarburos en el fluido HC2.....	27
Figura 7. Recobro acumulado de hidrocarburos para algunas condiciones.....	27
Figura 8. Efecto de la composición del gas de combustión sobre el recobro en la muestra de flujo con crudo A.....	35
Figura 9. Efecto de la composición del gas de combustión sobre el recobro en la muestra de flujo con crudo B.....	35
Figura 10. Efecto de la composición del crudo y del gas de combustión-1 sobre el recobro de petróleo experimental.....	36
Figura 11. Efecto de la composición del crudo y del gas de combustión-2 sobre el recobro de petróleo.	37
Figura 12. Ventaja de usar un volumen de gas de combustión como sustituto del gas natural. 1 volumen de gas de yacimiento a presión y temperatura. 150° F.	40
Figura 13. Petróleo producido a condiciones de tanque mas el gas inyectado como una función de la presión de yacimiento y la composición del gas de inyección, columna de arenas no consolidadas a 123 ft.- Fluido de yacimiento A.....	41
Figura 14. Proyecto de gas de combustión en un área de 225 acres, Linn County, Kansas.	44
Figura 15. Prueba piloto planeada para expandir el proceso en el yacimiento, 1964.	51

Figura 16. Ubicación de Barrancabermeja.....	53
Figura 17. Ubicación refinería de Barrancabermeja.....	54
Figura 18. Refinería de Barrancabermeja.....	55
Figura 19. Relación de volúmenes de acuerdo a la composición de los gases de combustión.....	64
Figura 20. Fracciones molares de los compuestos del gas de combustión de la Tabla 16	65
Figura 21. Ubicación geográfica del campo Llanito.....	71
Figura 22. Columna estratigráfica del área.....	75
Figura 23. Liberación diferencial. Factor Volumétrico del Aceite. Bod	85
Figura 24. Liberación diferencial. Densidad del Aceite, pozo Llanito 127.	85
Figura 25. Liberación diferencial. Viscosidad del Gas liberado, pozo Llanito 127.....	86
Figura 26. Liberación diferencial. Viscosidad del Gas liberado, pozo Llanito 127.	88
Figura 27. Diagrama de fases del fluido de yacimiento.....	91
Figura 28. % Molar de inyección Vs Presión de burbuja.....	93
Figura 29. Factor de hinchamiento (SwF)	94
Figura 30. Densidad del fluido a presión de burbuja	95
Figura 31. Viscosidad del fluido a presión de burbuja.....	96
Figura 32. EDA para una muestra de fondo del pozo Llanito 127, recibida en el Laboratorio de Daños a la Formación el 30 de abril de 2009.....	106
Figura 33. Onset de precipitación de asfaltenos en crudo Llanito 127 de fondo + gas sintético al 13.3%.	107
Figura 34. Espectro IR tomado a la muestra de asfaltenos en el Onset de precipitación del crudo Llanito 127 de fondo + gas sintético al 13.3%	108
Figura 35. Inyección de agua (WF) @ tasa constante de 0.48 cm ³ /min.	115
Figura 36. Inyección continua de gas de combustión @ Q cte= 1 cm ³ /min vs Inyección continua de agua (WF) @ Q=0.48 cm ³ /min.....	118
Figura 37. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 4700 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ Q= 0.48 cm ³ /min.	119

Figura 38. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 3600 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.	121
Figura 39. Inyección Slug de gas de combustión=0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 4700 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.	122
Figura 40. Inyección Slug de gas de combustión=0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 PSI vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.	124
Figura 41. Inyección alternada gas / agua, relación 1:3 hasta completar 0.3 VP @ Presión constante de 4350 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.	126
Figura 42. Inyección alternada gas/agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP @ Presión constante de 4350 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.	128
Figura 43. Resumen de la Inyección continúa gas de combustión vs Inyección de agua (WF).	130
Figura 44. Resumen inyección Slug de gas de combustión (0.3 VP) + inyección de agua vs Inyección de agua (WF).	130
Figura 45. Resumen inyección alternada gas/agua vs inyección continua de agua (WF).	131
Figura 46. Mejores procesos de inyección de gas vs inyección continua de agua (WF).	133

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Presión de Miscibilidad (MPM) Vs Gravedad API.....	19
Tabla 2. Composiciones de las mezclas de fluido de yacimiento (% molar)	25
Tabla 3. Resumen de los experimentos con fluidos bases y solventes.....	26
Tabla 4. Distribución de parafinas, naftenos y aromáticos de las muestras de crudo de tanque	32
Tabla 5. Propiedades de las muestras de crudo de tanque	32
Tabla 6. Composición del gas de combustión.	33
Tabla 7. Composición del gas de combustión y el gas hidrocarburo (seco) usado en las pruebas de inyección.	42
Tabla 8. Promedio mensual de la composición de las corrientes de gases de combustión por planta de la refinería de Barrancabermeja.	57
Tabla 9. Promedio global de las composiciones de los gases de combustión.	58
Tabla 10. Composición del gas de combustión de la planta de Cracking Orthoflow, año 2009.	59
Tabla 11. Composición del gas de combustión de la planta UOP I, año 2009.	60
Tabla 12. Composición del gas de combustión de la planta UOP II, año 2009.	60
Tabla 13. Composición del gas de combustión de la planta Cracking Modelo-IV, año 2009.	61
Tabla 14. Composición del gas de combustión de la URC.....	61
Tabla 15. Volúmenes de emisión de gases de combustión de chimenea de la refinería de Barrancabermeja, promedio año 2009.	63
Tabla 16. Cuantificación de las corrientes de gases de combustión de las principales plantas de la refinería de Barrancabermeja.	63
Tabla 17. Datos de caracterización del gas de combustión obtenidos de la literatura.	66
Tabla 18. Componentes, pesos moleculares y fracciones molares del gas de combustión.	68

Tabla 19. Volumen del gas de combustión en superficie y su equivalente a condiciones de yacimiento (Sensibilidad según la presión de fondo).....	69
Tabla 20. Propiedades petrofísicas Campo Llanito.	76
Tabla 21. Propiedades del fluido del Campo Llanito.	77
Tabla 22. Historial de presión Campo Llanito.	78
Tabla 23. Información del muestreo de fondo en el pozo Llanito 127.	80
Tabla 24. Resumen de los datos de la prueba de Liberación Instantánea @ Condiciones de Yacimiento	81
Tabla 25. Composición total del fluido de yacimiento pozo Llanito 127, arenas B.	82
Tabla 26. Resumen de los datos de la prueba de Relaciones Presión Volumen @ 144.5 °F	83
Tabla 27. Prueba de Liberación Diferencial pozo Llanito 127@ 144,5 °F	84
Tabla 28. Prueba liberación diferencial, Viscosidad y Factor Z del gas liberado @ 144,5 °F.....	86
Tabla 29. Viscosidad y Densidad del Aceite Saturado @ 144,5 °F.	87
Tabla 30. Prueba de Separador @ Temperatura de Separador = 100 °F	89
Tabla 31. Datos de la liberación diferencial ajustados a las condiciones de separación.....	89
Tabla 32. Composición del gas de combustión sintético.	92
Tabla 33. Presiones de saturación para cada fracción molar de gas inyectado.	93
Tabla 34. Factor de hinchamiento (SwF) para cada fracción molar de gas de combustión	94
Tabla 35. Densidad del fluido @ Pb para cada mezcla con gas de combustión ...	95
Tabla 36. Viscosidad del fluido @ Pb para cada gas mezclado con gas de combustión.	96
Tabla 37. GOR del fluido obtenido después de cada inyección.	97
Tabla 38. °API del aceite residual obtenido después de cada inyección.....	97
Tabla 39. Composición total del fluido después de cada inyección de gas.	98
Tabla 40. Prueba de Reversibilidad (sin Gas Sintético)	102
Tabla 41. Prueba de Reversibilidad.....	104

Tabla 42. Análisis SARA (Muestra recibida el 30 de abril)	104
Tabla 43. Análisis de Asfaltenos a condiciones atmosféricas (Muestra recibida el 02 de septiembre)	105
Tabla 44. Propiedades petrofísicas del primer arreglo de núcleos o composite.	112
Tabla 45. Propiedades petrofísicas del segundo arreglo de núcleos o composite	112
Tabla 46. Inyección de agua (WF) @ tasa constante de 0.48 cm ³ /min.	114
Tabla 47. Resumen de las pruebas de desplazamiento realizadas.....	115
Tabla 48. Inyección continua de gas de combustión @ Q= 1cm ³ /min.....	116
Tabla 49. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 4700 psi seguido por depleción.....	118
Tabla 50. Inyección continua gas de combustión @ Presión constante de 3600 psi seguido por depleción.	120
Tabla 51. Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 4700 psi.	122
Tabla 52. Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 psi.	123
Tabla 53. Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:3 @ Presión constante de 4350 psi.	125
Tabla 54. Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 @ Presión constante de 4350 psi.	127
Tabla 56. Resumen de los recobros de crudo obtenidos en los mejores métodos	132

TITULO: EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA COMO MÉTODO DE RECOBRO EN EL CAMPO LLANITO *

AUTOR: JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA **

PALABRAS CLAVES: Inyección de gas, gas de combustión, recobro mejorado de petróleo, estudios de hinchamiento de petróleo, desplazamientos en núcleos, incremento factor de recobro, inyección alternada gas – agua, precipitación de asfáltenos, caracterización de gas de combustión.

RESUMEN

El campo Llanito tiene un volumen de petróleo original de 314 MBls y el producido a diciembre del 2009 fué 37,9 MBls, lo cual representa un factor de recobro del 12 %, que es bajo en 50 años de explotación del campo. Teniendo en cuenta lo anterior es necesario aplicar un proceso de recobro mejorado que incremente el factor de recobro final del campo.

La factibilidad del uso de las técnicas de recobro mejorado depende de la disponibilidad de las fuentes (Agua, gases, químicos, vapor, etc.) y a las características propias de cada yacimiento. Un subproducto no deseable ambientalmente, resultante de los procesos de refinación como es el caso del gas de combustión (Nitrógeno y CO_2), cobra importancia cuando son usados como materia prima en el recobro terciario de petróleo, incidiendo directamente en el aumento de la producción y del recobro final de petróleo.

El objetivo de este trabajo fue evaluar experimentalmente el efecto de la inyección del gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro para las arenas B del Campo Llanito. Para lo cual se caracterizaron y calcularon los volúmenes de gas de combustión emitidos en la refinería, se realizó un estudio de interacción fluido – fluido entre el gas de combustión con petróleo representativo del yacimiento, la evaluación de la interacción fluido – medio poroso y se determinó el mejor mecanismo de inyección de gas de combustión que permita un incremento en el factor de recobro final en las arenas B del campo Llanito.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens.

TITLE: EVALUATION OF FLUE GAS INJECTION OF THE BARRANCABERMEJA'S REFINERY AS A METHOD OF RECOVERY IN THE LLANITO FIELD*

AUTHOR: JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA**

KEYWORDS: Gas injection, flue gas, enhanced oil recovery, swelling oil studies, core displacements, recovery factor increment, water alternating gas, asphaltens precipitation, flue gas characterization.

ABSTRACT

Llanito field has a volume of 314 MBLs of original oil and the oil produced at December 2009 is 37.9 MBLs, and this volume represents a 12% of recovery factor that is low in 50 years of the field's exploitation. Given the above is necessary to apply an improved recovery process to increase the final recovery factor in the field.

The feasibility of using enhanced recovery techniques depends on the availability of sources (water, gas, chemical, steam, etc.) and characteristics of each reservoir. A subproduct environmentally undesirable resulting from the refining processes such as flue gas (nitrogen and CO₂), becomes important when used as feedstock in the methods of tertiary oil recovery by dealing directly with the increase of production and final oil recovery.

The target of this study was to evaluate experimentally the effect of flue gas injection of the Barrancabermeja's refinery as a method of recovery for sands B of Llanito Field. To which were characterized and estimated the volume of flue gas emitted at the refinery, a study of interaction fluid - fluid between the flue gas representative of the oil reservoir, the evaluation of the interaction fluid - porous medium and it determined the best mechanism of flue gas injection that allow an increase in the final recovery factor in the sands B of the Llanito Field.

* Research work.

** Faculty of Engineering's Physical - Chemical, School of Petroleum Engineering. M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens.

INTRODUCCIÓN

A nivel global existe la preocupación de disminuir los efectos adversos de los gases de combustión industriales sobre el ambiente. Como consecuencia, se ha hecho mucho énfasis en inyectar los gases de combustión que contienen altas concentraciones de CO_2 y atraparlos en formaciones geológicas aptas. Un medio factible es inyectarlo en yacimientos de petróleo, por medio del cual se logra la recuperación mejorada de hidrocarburos.

El gas de combustión es relativamente un gas económico y ampliamente disponible para mejorar la eficiencia de desplazamiento de yacimientos agotados de crudo livianos o donde el petróleo no ha sido contactado, especialmente a niveles actuales de oferta y demanda mundial. El potencial de rentabilidad del crudo recuperado por la inyección de gas de combustión desde yacimientos actualmente productores de crudo liviano, así como, de yacimientos agotados o maduros es más importante, especialmente para yacimientos con poca o nula producción de agua y aquellos con baja porosidad y permeabilidad donde la inyección de agua como método de recobro secundario, no sea posible.

El objetivo del presente trabajo fue el de evaluar experimentalmente el efecto de la inyección del gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro para las arenas B del Campo Llanito y para cumplir este objetivo se realizaron las siguientes evaluaciones y estudios con fluidos y medio poroso representativos del yacimiento:

Se realizó muestreo de fluidos a condiciones de yacimiento y superficie, logrando “capturar” una muestra de crudo de fondo de una zona que no había sido drenada en las arenas B del campo Llanito y esto se realizó en un pozo recién perforado, en otras palabras, dicha muestra se considera que tuvo en el momento de muestreo las condiciones originales del yacimiento. Posteriormente se caracterizaron los fluidos y se hizo el estudio de caracterización de las emisiones de refinería para constatar que dichas corrientes tuvieran las composiciones

promedios o característicos de un gas de combustión. Lo anterior fue corroborado al revisar estudios que se encontraron en la literatura técnica. Otro de los objetivos importantes fue el de cuantificar las emisiones y verificar el volumen de gas de combustión a condiciones de yacimiento.

Se realizó un estudio de interacción fluido – fluido en el cual se pudo realizar un análisis PVT convencional y de la mezcla del crudo de fondo con el gas de combustión a diferentes presiones de saturación, siendo este el primer análisis PVT para un fluido muestreado en fondo de las arenas B del campo Llanito. Paralelamente se realizó la evaluación de Eficiencias de Desplazamiento para diferentes procesos de inyección de gas de combustión y sus posibles mezclas del proceso con la inyección continua de agua, logrando desarrollar las siguientes pruebas a nivel de medio poroso: Inyección continua de agua a presión y caudal constante, inyección de un “Slug” de gas de combustión seguido por inyección continua de agua y la inyección alternada gas – agua.

El propósito de estas evaluaciones fue el de optimizar el gas de combustión a inyectar y obtener el máximo recobro para cada proceso aplicado a condiciones de yacimiento, obteniendo unas Eficiencias de Desplazamiento favorables para los procesos de “Slug” seguido por inyección continua de agua y de inyección alternada gas – agua utilizando menos volúmenes de gas de combustión.

Se demostró que la inyección del gas de combustión es viable técnicamente y que la aplicación en las arenas B del campo Llanito es posible, lo cual permitirá disponer de unas emisiones de un gas contaminante y reducir así el efecto de éste gas sobre el medio ambiente. Adicionalmente, se puede lograr una ganancia al dejar de emitir el CO₂ al ambiente y hacer uso de los “Bonos de Carbono”, los cuales en el 2009 pagaron en promedio 15 Euros por tonelada de CO₂ dejada de emitirse a la atmósfera.

1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN^{1 2 3}

Como la mayoría de los gases que se utilizan en proyectos de inyección de gas, el gas de combustión tiene las siguientes características importantes en la recuperación de hidrocarburos:

- Es altamente soluble en agua y petróleo.
- Reduce la viscosidad del petróleo, siendo mayor la disminución en petróleos de alta viscosidad.
- Produce expansión o hinchamiento del petróleo disminuyendo la saturación residual de este en el medio poroso.
- Extrae y vaporiza componentes del petróleo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, debido a este mecanismo se desarrolla la miscibilidad.
- Si no se obtiene la miscibilidad completamente el gas de combustión actuará como en un empuje por gas en solución.
- Disponibilidad del gas de combustión en diferentes procesos de la industria.

Los puntos anteriormente citados proporcionan considerables ventajas para el aumento del recobro en un yacimiento petrolífero. La disminución de la viscosidad del crudo significa una reducción de movilidad entre el fluido desplazante y el desplazado con un consiguiente aumento de la eficiencia de barrido areal.

¹ RIVERA, J.; ROBLEDO, G. Estudio de Factibilidad de la inyección de CO₂ en la Formación Caballos del Campo Orito, Putumayo. Universidad de América. Bogotá. 1988.

² SHOKOYA, O.S., et al. "The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery", Journal of Energy Resources Technology, 2004.

³ SHOKOYA, O.S., et al, "Effect of Oil and Flue-Gas Compositions on Oil Recovery in the Flue-Gas-Light-Oil Injection Process" SPE No 97262. 2005.

El hinchamiento del crudo debido a la alta solubilidad del gas causa la disminución de la saturación residual de petróleo; esto indica, que el gas de combustión no solo actúa sobre el petróleo móvil sino que puede recuperar parte del petróleo residual. Normalmente los beneficios en la recuperación de petróleo se incrementan cuando es mayor la concentración de CO₂ en el gas de combustión y cuando el petróleo es liviano.

1.1 INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS^{1 2 3 4}

Los principales fenómenos o efectos que ocurren en un proceso de inyección de gas de combustión y que tienen un efecto favorable en el incremento en el recobro final de hidrocarburos son:

- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Expansión o hinchamiento del petróleo.

Hay que considerar así mismo como hechos favorables la alta solubilidad en el petróleo y su capacidad de extraer los componentes livianos e intermedios del mismo. La mayoría de estos fenómenos se evaluaron a nivel de laboratorio y se tratarán en los siguientes capítulos de este estudio.

1.1.1 Reducción de la viscosidad del petróleo

La viscosidad se disminuye notablemente por la disolución del gas de combustión en el crudo. Esto tiene la evidente ventaja de mejorar la relación de movilidad y aumentar así la eficiencia del barrido. Este efecto es más notable en crudos no

⁴ ZHANG, F., FAN, Z., DING, J., "Experiment of enhancing heavy oil recovery by cyclic fuel gas injection" SPE No. 64724. 2000.

muy livianos, en los cuales pueden observar fuertes caídas en la viscosidad por efecto de la inyección del gas.

La viscosidad del crudo puede determinarse directamente en laboratorio basado en estudios de comportamiento de fases o puede estimarse mediante correlaciones y modelamiento de fluidos para lo que es necesario conocer las características del crudo y la correspondiente concentración del gas en la mezcla.

1.1.2 Expansión o hinchamiento del petróleo

Como cualquier gas de inyección, el gas de combustión disuelto en el crudo produce en general una expansión del mismo, como consecuencia, el volumen poroso (VP) ocupado es mayor y será mayor la cantidad de petróleo desplazado; dicho de otro modo, la saturación residual efectiva del petróleo disminuirá.

Este efecto puede medirse en laboratorio a través de estudios de comportamiento de fases, siendo la variación entre el factor volumétrico de formación para el petróleo (B_o) y la concentración del gas, el parámetro indicativo. También es posible estimarlo a través de correlaciones y por modelamiento de fluidos.

1.1.3 Disminución de la saturación residual de petróleo (S_{or})

En el caso de un desplazamiento miscible la saturación residual de petróleo tiene un valor muy bajo, lo cual es característico de este tipo de barrido. En cambio, en un barrido que no se haya producido un frente miscible, la saturación residual tendrá un valor superior. Este valor sin embargo es en general menor al que se obtendría con la inyección de agua, tanto por el efecto de hinchamiento ya mencionado como por variaciones en las características del crudo por efecto del gas inyectado, el cual mejora notablemente la eficiencia microscópica de barrido.

Un valor de Sor confiable debe determinarse de ensayos de laboratorio en estudios de interacción fluido - roca realizando desplazamientos en núcleos a condiciones que simulen las del yacimiento, los cuales se tratarán posteriormente en este estudio.

1.1.4 Intercambio entre fases

Cuando se pone en contacto el gas de combustión con el petróleo a alta presión ocurre casi de inmediato un intercambio de materia entre ambas fases que determina el comportamiento del sistema. En general no se logra una situación de miscibilidad entre el gas y el crudo en un primer contacto, pero existe un mutuo intercambio en el cual la fase gaseosa extrae hidrocarburos livianos e intermedios y a su vez se disuelve en el petróleo. Este proceso ocurre hasta que se crea un frente que es miscible tanto a la fase gaseosa como a la fase petróleo y gracias a la cual se produce un barrido de tipo miscible con una eficiencia microscópica muy elevada. Este proceso se denomina miscibilidad dinámica y ocurre solamente por encima de cierta presión característica del sistema.

Esto es similar a lo que ocurre en la inyección de gas enriquecido y CO_2 , pero con la diferencia fundamental de que mientras este último extrae del crudo solo componentes livianos ($\text{C}_2\text{--C}_6$) el CO_2 puede extraer componentes hasta C_{30} . Debido a la presencia del CO_2 en el gas de combustión este fenómeno se presentará.

1.1.5 Digitación y canalización durante la inyección de gas

Este fenómeno también llamado “Fingering” de consecuencias adversas para la recuperación final de hidrocarburos, tiene lugar en la mayoría de los procesos de desplazamiento, incrementándose si la relación de movilidad es desfavorable debido a la alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento o si el

yacimiento es heterogéneo. Generalmente ocurre en yacimientos de crudo pesado ocasionando que gran cantidad de petróleo no sea contactado o barrido por el fluido desplazante y consecuentemente disminuya el factor de recobro final.

Otro mecanismo es la canalización que se produce cuando el CO_2 presente en el gas de combustión contacta el agua de formación y crea un efecto acidificante sobre cierto tipo de roca, produciendo su disolución. Esto hace que se incremente cualquier heterogeneidad del reservorio favoreciendo así la canalización del gas inyectado. Se han encontrado efectos de este tipo muy pronunciados en medios porosos con matriz calcárea y calizas.

1.1.6 Dispersión hidrodinámica

El fenómeno de dispersión hidrodinámica ocurre cuando en un medio poroso hay un flujo de fluidos en los cuales la concentración de una sustancia dada no es homogénea. Por ejemplo, en el desplazamiento de un frente miscible cada componente se difunde hacia las zonas en las que tiene menor concentración.

La dispersión hidrodinámica está causada por el hecho de que cuando un fluido se mueve en un medio poroso no todas sus partículas recorren el mismo camino, haciendo unas un recorrido más tortuoso que otras. Esto ocasiona que si en un instante inicial había un frente de concentración bien definido, después de transcurrido un tiempo este se dispersa tendiendo a la homogenización del sistema.

Este fenómeno ocurre en cualquier medio poroso aún homogéneo, pero se ve favorecido por la heterogeneidad del mismo. Además la dispersión es mayor cuanto mayor sea la velocidad de flujo, puesto que en este caso es más probable que los caminos recorridos sean distintos.

La dispersión ocurre tanto en el sentido del flujo (Longitudinal) como en el sentido normal a este (Transversal). Consideramos solamente la dispersión longitudinal

por ser la que más afecta el recobro final. La dispersión en sentido transversal sin embargo tiene un efecto beneficioso por favorecer la estabilización del frente disminuyendo los efectos de digitación y canalización.

El estudio de este fenómeno tiene interés práctico en los procesos de inyección de gas de cualquier tipo, tanto para los procesos miscibles como para los inmiscibles. En efecto, cuando se inyecta gas es importante conocer en qué grado se ha dispersado este en el petróleo y cuál es la distribución de concentraciones por delante y por detrás del frente, también nos permite estimar el volumen del colchón que se debe inyectar para que sus dimensiones no sean tan grandes que resten rentabilidad al proyecto, tanto como para que su volumen no sea tan pequeño que, al dispersarse, no alcance a producir un efecto apreciable sobre el recobro final de hidrocarburos.

1.2 PROBLEMAS OPERACIONALES

Durante los proyectos de inyección del gas de combustión es posible encontrar problemas operacionales que afecten la eficiencia del proceso tales como: precipitación de asfáltenos, disolución de carbonatos y la corrosión, los cuales pueden incrementarse a medida que aumenta la concentración de CO_2 y O_2 en el gas de combustión.

1.2.1 Precipitación de asfáltenos

Se ha observado que bajo ciertas condiciones una mezcla de gas – crudo puede precipitar un residuo sólido formado por asfáltenos. Dicho precipitado representa un problema que puede disminuir la permeabilidad en forma leve u obstruir en forma severa el medio poroso. Los compuestos presentes en el gas de inyección que incrementan la precipitación de compuestos orgánicos son el CO_2 , el propano, butano y en general el gas enriquecido.

Los asfáltenos son compuestos sólidos, no volátiles, contienen compuestos aromáticos, son polares y presentan una compleja estructura química, por lo que en general se separan en fracciones según su solubilidad (Figura 1). Los asfáltenos se definen como la fracción insoluble en n-heptano y se encuentran en el petróleo en forma de micelas peptizadas por las resinas, que están constituidas por aquella fracción insoluble en propano pero soluble en n-heptano.

Figura 1. Tapón de asfáltenos recuperado de tubería de producción.



En este proyecto se hizo un estudio cuantitativo de la precipitación de asfáltenos por efecto del gas de combustión a las posibles presiones de inyección. De lo anterior se hará referencia en el estudio de interacción fluido – fluido.

1.2.2 Disolución de carbonatos

Al disolverse en el agua de formación el CO_2 presente en el gas de combustión se forma ácido carbónico (H_2CO_3), el cual puede reaccionar con los carbonatos presentes en el medio poroso (calcita, siderita, ankerita, etc.), disolviendo los mismos. En los proyectos de inyección de gas de combustión se deben tener en cuenta los aspectos positivos y negativos de este efecto, como por ejemplo, un aumento en la permeabilidad del medio poroso por la creación de vías preferenciales o una reducción del mismo por migración y/o taponamiento de los poros, aunque también puede incrementar la canalización del gas inyectado.

Se deben tener en cuenta a la vez las condiciones químicas que involucran la disolución de carbonatos, ya que se podría tener una precipitación de los mismos originada por un cambio en las condiciones del medio (pH, presión, temperatura).

1.2.3 Corrosión

Uno de los problemas potenciales en la inyección de gas de combustión es la corrosión. Se ha comprobado que el CO_2 y O_2 seco presente en el gas de combustión no es corrosivo, pero en presencia del agua el CO_2 forma ácido carbónico disminuyendo el pH del agua desde 7.0 hasta 3.2, pero manteniéndose constante en este valor aún a altas concentraciones del CO_2 en el agua. El ácido carbónico reacciona con el hierro para formar carbonato de hierro que es un producto de la corrosión.

En algunos proyectos de inyección alternada de gas – agua (WAG), se han empleado sartas separadas para cada fluido, inclusive cuando la inyección del gas se realiza en forma libre con algunos “colchones” intermedios de agua; también se tiene conocimiento de líneas separadas, esto con el fin de evitar el contacto con agua y la purga y deshidratación del sistema entre ciclos de inyección; también

para dar una mayor flexibilidad cuando se requiera la inyección de agua para el control del perfil de inyectividad.

La mejor forma de combatir la corrosión es impidiendo que esta ocurra, para ello se recomienda usar tuberías de inyección y producción recubiertas interiormente con resinas plásticas o usar tuberías de acero inoxidable. Mezclar los fluidos producidos con inhibidores de corrosión en el fondo de los pozos de producción también puede ayudar a controlar la corrosión. Un método económico de eliminar la corrosión de las líneas de flujo es el de usar tuberías de fibra de vidrio que resisten las presiones normales de los fluidos producidos. Ver Figura 2.

Figura 2. Corrosión en una tubería.



Fuente: Pagina web: www.testexndt.co.uk/pipe-inspection.

1.3 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE E INMISCIBLE DURANTE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN^{5 6 7}

La miscibilidad se produce cuando las fuerzas electroquímicas de atracción que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos que poseen cierta afinidad química son iguales o mayores a las que actúan entre las moléculas del mismo fluido. En tal situación, el petróleo residual podrá ser extraído y la eficiencia de desplazamiento será del 100%.

Se ha logrado demostrar que el CO₂ presente en el gas de combustión es muy eficiente para aumentar el recobro de crudo, cuando se consigue la miscibilidad con el petróleo, sin embargo se requieren ciertas condiciones en el crudo, ya que al primer contacto estos fluidos no son miscibles durante la inyección del gas de combustión. Este mecanismo se presenta regularmente con la inyección de gas de combustión en el petróleo liviano ya que la composición de este tipo de crudo favorece la miscibilidad.

Así mismo el CO₂ presente en el gas de combustión tiene una gran capacidad de vaporización y extracción de hidrocarburos del petróleo; puede extraer componentes en el rango del C₃ al C₃₀, lo cual significa que el gas de combustión puede ser miscible con el petróleo que contenga pocos componentes livianos (C₂ al C₃). Esta característica lo hace aplicable a la gran mayoría de yacimientos, incluyendo aquellos campos que fueran inicialmente ricos en C₂ – C₃, pero que perdieron la mayoría de sus componentes durante la etapa primaria de producción.

⁵SHOKOYA, O. S. et al, "Mechanism of Flue Gas Injection for Enhanced Light Oil Recovery", Paper Journal Energy Resources, 2004.

⁶ RIVERA, J., ORTIZ, G. "Estudio de factibilidad en la inyección de CO₂ en los campos Gala, Galán y Llanito", Universidad de América, Bogotá, Colombia, 1988

⁷ THOMAS, S., Miscible and Immiscible Gas Injection for Oil Recovery, Pág. 17, 2007.

La zona miscible entre el petróleo y el gas de combustión se forma por transferencia de componentes del petróleo al gas, la cual se realiza por contactos múltiples entre las dos fases. Durante el contacto se forma un frente desplazante que se enriquece con los hidrocarburos extraídos y evaporados del crudo; si el enriquecimiento prosigue y en un momento dado la presión es la adecuada y la composición del gas se altera, ocurrirá entonces un desplazamiento muy eficiente que tiene las características de un desplazamiento miscible.

La ventaja fundamental de este proceso es la elevada eficiencia microscópica de barrido, típica de cualquier desplazamiento miscible y además hay que considerar los efectos de reducción de la viscosidad y de expansión como beneficios del proceso.

1.3.1 Algunos factores que afectan la eficiencia de desplazamiento⁸

Bajo las condiciones del desplazamiento miscible, casi todo el petróleo que se encuentra en los canales porosos se desplazará en virtud de la eliminación de fuerzas interfaciales entre el gas y el petróleo y por la ausencia de efectos de permeabilidad relativa. Cuando el gas y el petróleo enriquecidos se acercan a su mezcla crítica, hay una reducción marcada en su tensión interfacial (IFT).

Aunque la miscibilidad (definida por $IFT=0$ y la no presencia de interfase) no ha sido alcanzada aún, ésta ha sido mejorada en este momento. Tal desplazamiento ha sido descrito como desplazamiento “casi-miscible”. El recobro en un yacimiento por inundación miscible o casi-miscible, será considerablemente menor que el obtenido en una inundación en laboratorio debido a factores que afectan el modelo y la eficacia de conformidad y la dispersión del bache miscible en el yacimiento.

⁸ BARRIOS, W., “Análisis Del Comportamiento De Fases Del Fluido De Yacimiento Del Campo Cupiagua Sur Bajo Escenario De Inyección De CO₂, Gas De Separados Y Sus Mezclas”, UIS, Bucaramanga, 2008

Entre los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento, que aplican a Todas las formas de procesos miscibles y casi-miscible, se tienen:

1.3.1.1 Eficiencia de Conformidad: Asumiendo que el desplazamiento miscible puede ser alcanzado por uno de Los procesos anteriores, el factor más importante que controla el máximo recobro de petróleo de un yacimiento es la eficiencia de conformidad. La eficiencia de conformidad es definida como el fragmento de volumen poroso total que se pone en contacto dentro del modelo del área el fluido de desplazamiento. Los factores dominantes de control de conformidad son: la heterogeneidad en el espesor de arena, y la distribución del tamaño de roca, que son definidas en términos de variación de la permeabilidad o estratificación.

Estos factores llegan a ser particularmente críticos cuando efectúan el desplazamiento en crudos de alta viscosidad. La desfavorable relación de movilidad asociada en relación con una variación en la permeabilidad, resulta En una baja conformidad. Además, la segregación gravitacional puede tomar Lugar en formaciones que poseen permeabilidad vertical. Estos efectos adversos ocurren cuando los gases livianos de la inyección o líquidos suben a la cima de La formación o zona permeable y anulan o evitan el paso del petróleo más denso del yacimiento. La combinación de estos factores en una operación de desplazamiento miscible puede dar una eficiencia de recuperación total, la cual Es mucho más baja que una inyección de agua.

1.3.1.2 Tensión Interfacial: Los valores de IFT para el agua-petróleo pueden oscilar entre 5 a 30 dinas/cm y valores para el gas-petróleo desde cerca de 0 hasta alrededor de 30 a 70 dinas/cm dependiendo de la temperatura y presión y composiciones del fluido. La IFT interviene de manera importante en el desplazamiento miscible porque Es la variable más sensible y fácil de modificar

dentro del número capilar. La velocidad de flujo, la viscosidad y la tensión interfacial definen el valor del Número de capilaridad; normalmente requieren las órdenes de cambio de Magnitud del número capilar para causar disminuciones significativas en la saturación residual del petróleo.

Con la inyección de gas se puede obtener una disminución significativa en la tensión interfacial, con una inyección de gases de componentes y presiones apropiadas dentro del yacimiento; la transferencia de masa in-situ determina el nivel de reducción de IFT. La disminución considerable en IFT es la ventaja de desplazamientos miscibles. Alcanzar un aumento de magnitud del número capilar por incremento de la velocidad o la viscosidad es mucho más difícil y costosa.

1.3.1.3 Presión Capilar: Al igual que la tensión interfacial, los efectos de la presión capilar se presentan. En cualquier sistema donde haya un medio poroso y existan dos fases. Es función de la geometría de poro y radios de garganta de poro, mojabilidad y la IFT, y por último la saturación residual que se presenta en el medio poroso. La ecuación de presión capilar puede ser simplificada a un formato más básico ilustrando que:

$$P_c \propto \frac{\sigma}{D}$$

Donde:

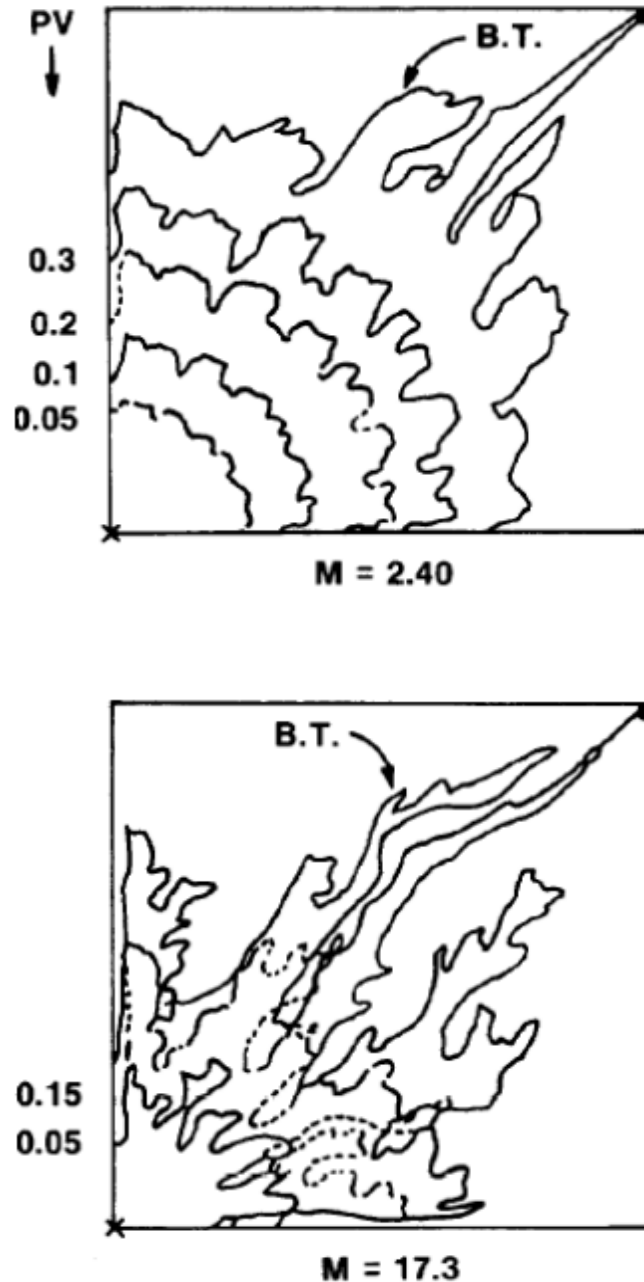
σ =Tensión Interfacial.

D= Diámetro de garganta de poro.

Se puede ver que la presión capilar (y generalmente la saturación de petróleo residual) puede ser reducida ya sea por la disminución del valor de IFT o el incremento del tamaño de los diámetros de garganta de poro, por lo tanto, se puede decir que la presión capilar es proporcional a la tensión interfacial entre los fluidos de interés e inversamente proporcional a los diámetros de garganta de poro en el cual la interacción de las dos fases ocurre. El objetivo del proceso de inyección de gas es reducir la IFT a un nivel donde la mayoría de los poros en donde contiene petróleo puede ser barrido por la inyección de gas y el entrapamiento del petróleo movilizado.

1.3.1.4 Relación de Movilidad: El volumen de un yacimiento que será contactado por el solvente dependerá Inicialmente de la relación de movilidad entre los fluidos involucrados. La relación de movilidad se define como la relación de las movilidades del fluido desplazante con el fluido desplazado. Para $M \leq 1$, el frente es radial, la cual forma una lengüeta central que se mueve al frente de la inundación. Con un aumento de la relación de movilidad, La distorsión en el frente radial se presenta continuamente y la lengüeta central crece progresivamente aumentando su grosor. Para una movilidad igual a 1, el flujo radial empieza a tomar una forma cuadrada; y para movilidades mayores a 1, empieza a formarse las lengüetas de solvente independientes de la Localización del pozo; en donde estos no presentan una forma característica, Sino se presentan en forma irregular. (Ver Figura 3). Como se dijo anteriormente, cuando la relación de movilidad (M) se incrementa, el alcance del solvente en la formación se reduce, y la interfase llega a ser progresivamente más irregular creciendo más rápidamente tanto como la cantidad de fluido desplazante es inyectado; a una baja relación de movilidad, la zona miscible, crece en forma más rápida.

Figura 3. Frentes de desplazamiento para diferentes radios de movilidad y de volúmenes porosos inyectados antes de la irrupción, un cuarto de un patrón de 5 puntos.



Fuente: HOLM, LeRoy W. Miscible Displacement. Capitulo 45. Union oil Co. of California.

El propósito de aplicar un desplazamiento miscible es prevenir que quede petróleo residual como se presenta en los procesos por empuje de agua o por empuje de gas y el tamaño o la cantidad de fluido a inyectar depende principalmente de la tasa de degradación de la zona miscible. A una relación de movilidad baja, la zona de mezcla crece lentamente al comienzo del desplazamiento hasta que es alcanzado el punto de corte del solvente; mientras que a una alta relación de movilidad la zona de mezcla empieza a crecer rápidamente desde que este empieza a inyectarse y grandes lengüetas se desarrollaran en el yacimiento. Este desplazamiento miscible es principalmente controlado por esta formación de lengüetas.

La miscibilidad no puede lograrse por debajo de cierta presión, la cual es conocida como la Mínima Presión de Miscibilidad o MPM, y con ciertos crudos es imposible lograrla. La MPM se puede determinar experimentalmente, por correlaciones, modelamiento o por software comerciales; uno de los equipos para medir la MPM en laboratorio es el “Slim Tube” que se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Equipo de determinación de la mínima presión de miscibilidad



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado (ICP).

En términos generales puede decirse que las condiciones requeridas para que este método sea aplicable son:⁹

- Que la gravedad API no sea menor de 25°.
- Que la viscosidad no supere los 12 cP.
- Que no haya una caída drástica de la presión en el yacimiento.
- Que sea lo suficientemente profundo para soportar las presiones de inyección del gas.

La Tabla 1 presenta una regla general que relaciona la MPM versus la gravedad API:

Tabla 1. Presión de Miscibilidad (MPM) Vs Gravedad API.¹⁰

Gravedad (°API)	Presión de Miscibilidad (psi)
< 27°	4000
27° a 30°	3000
30°	1200

En aquellos yacimientos que no reúnen las condiciones requeridas para producir un desplazamiento miscible existe la posibilidad de inyectar gas de combustión en forma inmiscible. Este método puede considerarse un proceso mejorado de inyección de gas, pero aprovecha las características de la acción del CO₂ presente en el gas de combustión sobre el petróleo y del N₂ como medio para mantener la presión del proceso (SPE/DOE 20269). Lo anterior produce un mejoramiento en la eficiencia del barrido final de hidrocarburos. Para que dicho efecto sea

⁹ RIVERA, J., ORTIZ, G. "Estudio de factibilidad en la inyección de CO₂ en los campos Gala, Galán y Llanito", Universidad de América, Bogotá, Colombia, 1988

¹⁰ Interstate Oil Compact Commission (IOCC), "Improved Oil Recovery", Pág. 119. Oklahoma City, Ok, USA. 1983.

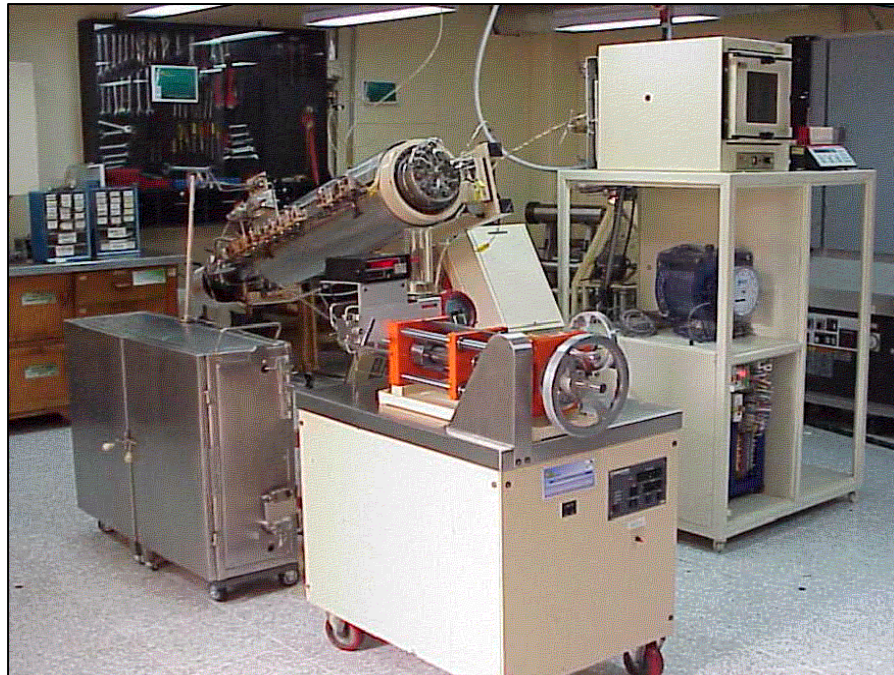
satisfactorio debe haber una buena solubilidad del gas de combustión en el petróleo y las propiedades de este deben ser afectadas por lo tanto en un grado apreciable.

Para mejorar la eficiencia de barrido areal en el proceso inmisible y reducir la cantidad total del gas de combustión a usar, es común utilizar la inyección alternada con la inyección de agua ó WAG, que es la que en definitiva produce el empuje del frente; otras alternativas son la inyección de un bache o colchón de gas de combustión seguida por la inyección continua de agua. Estas alternativas al proceso se evaluaron durante el estudio de interacción fluido – roca.

1.3.2 Método para cuantificar el desplazamiento miscible e inmisible

El mejor método para cuantificar el desplazamiento miscible e inmisible es el de efectuar desplazamientos en núcleos representativos, ya que proporciona una idea más precisa del aumento en el recobro por medio de estos mecanismos de desplazamiento. Por este medio también es posible determinar la concentración y el volumen de gas de combustión óptimo a inyectar que a su vez produzcan el mejor recobro de petróleo. En la Figura 5 se presenta un equipo de desplazamiento en el que se puede cuantificar el desplazamiento miscible o inmisible:

Figura 5. Equipo de desplazamiento de fluidos en medio poroso.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado (ICP)

En la evaluación del proceso miscible es necesario aclarar que los desplazamientos se llevan a cabo a la mínima presión de miscibilidad (MPM) obtenida de pruebas en un equipo de miscibilidad, por correlaciones, diagramas ternarios o por un simulador numérico. Mientras que para el caso inmisible lo que se busca es obtener la máxima presión que permita el recobro máximo de hidrocarburos por debajo de la MPM.

1.4 REVISIÓN DE EVALUACIONES EXPERIMENTALES REALIZADAS CON GAS DE COMBUSTIÓN

A nivel experimental se han realizado varios estudios para evaluar el efecto de la inyección del gas de combustión con el objetivo de incrementar el factor de

recobro final de hidrocarburos, algunos de estos estudios se presentan a continuación.

1.4.1 A Laboratory Evaluation of Suitable Operating Strategies for Enhanced Heavy Oil Recovery by Gas Injection

La mayoría de los yacimientos de crudo pesado de Saskatchewan son de estratos delgados y marginales, inadecuados para métodos de recobro térmico. El CO₂ inmiscible o el proceso de desplazamiento por gas de combustión parece ser una técnica de recobro mejorado muy prometedora para ese tipo de yacimientos de petróleo pesado. Este proceso, si prueba ser aplicable, contactará el 90% del petróleo inicial en el yacimiento, ya que una fuente económica de CO₂ no está disponible en Saskatchewan/Alberta, una alternativa es el uso de gases que contengan CO₂. Este documento discute los resultados de un estudio de laboratorio llevados a cabo en el SRC (Saskatchewan Research Council) para determinar la factibilidad del uso de gases de combustión con contenidos del 85% molar de N₂ y 15% molar de CO₂ y evaluar varias estrategias de operación en el recobro de crudo pesado. La evaluación con crudo pesado (14° API) fue recolectada del reservorio Senlac ubicado en el área de Lloydminster.

El estudio se enfoco en el efecto sobre la recuperación de petróleo de acuerdo al tipo de recobro (Secundario Vs Terciario), modo de inyección (Slug Test vs WAG), tipo de petróleo (Crudo vivo Senlac vs Crudo muerto) y la inyección de gas (Gas de combustión vs CO₂)

Los resultados de las pruebas de desplazamiento que fueron desarrolladas a 82,4 °F y 363 psi – 392 psi con crudo del yacimiento Senlac y gas de combustión nos conducen a 4 grandes conclusiones:

1. El método de recobro secundario de inyección de gas con petróleo vivo fue la estrategia de inyección más recomendable para el recobro de crudo pesado, entre 3 diferentes tipos de estrategias de inyección (Slug

secundario, Slug terciario y WAG terciario) investigadas, debido a que esta presentó la más alta eficiencia de desplazamiento.

2. El proceso WAG terciario recuperó más petróleo que el proceso de Slug terciario debido a que predominantemente el primero mejoró el control de movilidad.
3. Finalmente el crudo recuperado fue más alto en las corridas llevadas a cabo usando crudo vivo que en aquellas en que se usó crudo muerto, atribuido a la relativamente más favorable movilidad del petróleo vivo y la ligeramente más alta presión de operación (392 psi en vez de 363 psi) en las corridas con petróleo vivo.
4. El gas de combustión parece ser un agente efectivo de empuje debido a que el petróleo recuperado estuvo solamente de 2 a 4 puntos porcentuales inferior que aquellos obtenidos con CO₂.

Comparables recobros en corridas con gas de combustión fueron posiblemente un resultado combinado de 2 mecanismos, mecanismo de gas libre suministrado por el N₂ y un mecanismo de solubilización suministrado por CO₂, el cual predomina en las inyecciones con CO₂.

Con ninguna de las fuentes disponibles de CO₂ en las áreas de Lloydminster y Kindersley donde se encuentran los yacimientos de petróleo medio y pesado en Saskatchewan, el énfasis del trabajo de investigación ha cambiado a la investigación apropiada de una planta de gas de combustión que contiene principalmente N₂ junto con el CO₂; este gas es fácilmente disponible y menos costoso.

1.4.2 SPE 59343: Compositional and Phase Behavior Experimental and Theoretical Work on Hydrocarbon Mixtures and Several Solvents (Carbon Dioxide, Nitrogen and Flue Gases)

Investigaciones relacionadas al comportamiento composicional de fases de mezclas de hidrocarburos y solventes son de gran importancia para el entendimiento de los mecanismos que actúan en la inyección de gas y del mejoramiento del recobro de petróleo. Una serie de experimentos que se realizaron en una celda PVT para gas condensado fueron los siguientes: Expansión a Composición Constante (CCE), proceso de Contacto Múltiple (MC) y Depleción a Volumen Constante (CVD), los cuales fueron realizados empleando tres mezclas de hidrocarburo multicomponente y cuatro solventes (Dióxido de carbono, Nitrógeno y dos tipos de gas de combustión). Los resultados permitieron determinar la eficiencia del recobro de hidrocarburos para cada solvente como un proceso de gas miscible-inmiscible.

En el modelamiento de los proyectos de recobro mejorado basados en los procesos de miscibilidad e inmiscibilidad del gas son empleados modelos composicionales complejos; dichos modelos están basados en cálculos sobre las ecuaciones cúbicas de estado (EOS). Como parte del trabajo de investigación realizado, un modelo de la ecuación cúbica de estado mejorado fue desarrollado, el cual puede ser usado para cálculos más precisos del comportamiento composicional de fases y de modelos previos a este. El nuevo modelo está basado en una modificación de la función usada para calcular los parámetros de interacción a_{ij} y b_{ij} de las reglas de mezcla de las ecuaciones de estado. El nuevo modelo puede ser usado para varias aplicaciones incluyendo el mejoramiento de los actuales simuladores numéricos composicionales de yacimiento. La aplicación del conocimiento generado del trabajo experimental y teórico presentado permite responder una serie de cuestionamientos tales como “¿Puede un gas de combustión o una mezcla de dióxido de carbono más nitrógeno ser usados en vez de dióxido de carbono puro en un proyecto de inyección miscible?”

Este estudio presentó los resultados del trabajo experimental y teórico empleando tres tipos de mezclas de hidrocarburos multicomponente y cuatro tipos de solventes (Dióxido de carbono, nitrógeno y dos tipos de gas de combustión). El trabajo experimental fue parte de una investigación direccionado al estudio de la factibilidad del uso de gases de combustión como diluyentes o solventes para el mejoramiento de recobro de hidrocarburos en yacimientos de gas condensado. De hecho los resultados de la investigación tienen aplicación general a partir del trabajo experimental que fue realizado empleando tres distintos tipos de mezcla de hidrocarburos: Un gas condensado pobre (HC1), un gas condensado rico (HC2) y un petróleo volátil (HC3) cuyas composiciones son mostradas en la Tabla 2. Por consiguiente, las conclusiones deducidas de los resultados son validas para un amplio rango de composiciones y con la ayuda del modelo teórico desarrollado aquí, ellas pueden ser extendidas a un mayor rango de hidrocarburos.

Tabla 2. Composiciones de las mezclas de fluido de yacimiento (% molar)

COMPONENTE	SIMBOLO	HC1	HC2	HC3
METANO	C1	85	78,5	70
BUTANO	nC4	5	7,8	10
HEPTANO	nC7	4	4,9	7
OCTANO	nC8	3	3,9	6
DECANO	nC10	2	2,9	4
TRIDECANO	nC13	1	2	3

El trabajo experimental consistió en una serie de análisis PVT estándares o convencionales: Las tres mezclas de hidrocarburos fueron sometidas a análisis de expansión a composición constante (CCE) con medidas de la composición y el volumen de la fase líquida y gaseosa para obtener información respecto a su comportamiento composicional de fases. Una serie de análisis de contacto múltiple (MC) fueron realizados empleando algunas combinaciones de las tres mezclas de hidrocarburos y los cuatro solventes direccionando la investigación en

el comportamiento composicional de fases del proceso de mezcla. Un análisis de depleción a volumen constante (CVD) fue llevado a cabo con una mezcla de gas condensado rico (HC2) para obtener información y ser usada para simular su producción. El trabajo experimental provee toda la información requerida para la investigación del comportamiento de fases de las mezclas de los hidrocarburos con los cuatro solventes y permitió obtener una base de datos para el trabajo teórico.

Los cuatro solventes empleados en el trabajo experimental fueron: CO₂, N₂ y dos gases de combustión sintéticos FG1 con 85% molar de N₂ y 15% molar de CO₂ y el otro gas de combustión FG2 con 93,4% molar de N₂ y 6,6% molar de CO₂. En la Tabla 3 se presentan el grupo de experimentos llamados E1 a E8; excepto para la prueba E8 (Prueba de depleción a volumen constante, CVD) todos los experimentos consistieron de procesos de Contacto Múltiple, MC. Los recobros acumulados se presentan en las figuras 6 y 7 y son representados como la fracción hidrocarburos originales depletados en la celda PVT (% molar).

Tabla 3. Resumen de los experimentos con fluidos bases y solventes.

EXPERIMENTO	FLUIDO DE YACIMIENTO	SOLVENTE	PRUEBAS Y PRESIONES
E1	HC2	CO2	MC (20 MPa)
E2	HC2	N2	MC (20 MPa)
E3	HC2	FG2	MC (20 MPa)
E4	HC2	FG1	MC (20 MPa) y CCE (15, 17.5, 20, 22.5, y 25 MPa)
E5	HC2	FG1	MC (10MPa)
E6	HC1	FG1	MC (20 MPa) y CCE (10, 15, 20, 22.5, y 25 MPa)
E7	HC3	FG1	MC (20 MPa) y CCE (15, 17.5, 20, 21.5, y 25 MPa)
E8	HC2	---	CVD (20, 13.29, 8.98, 6.05, 3.97, 2.66, 1.80 y 1.25MPa)

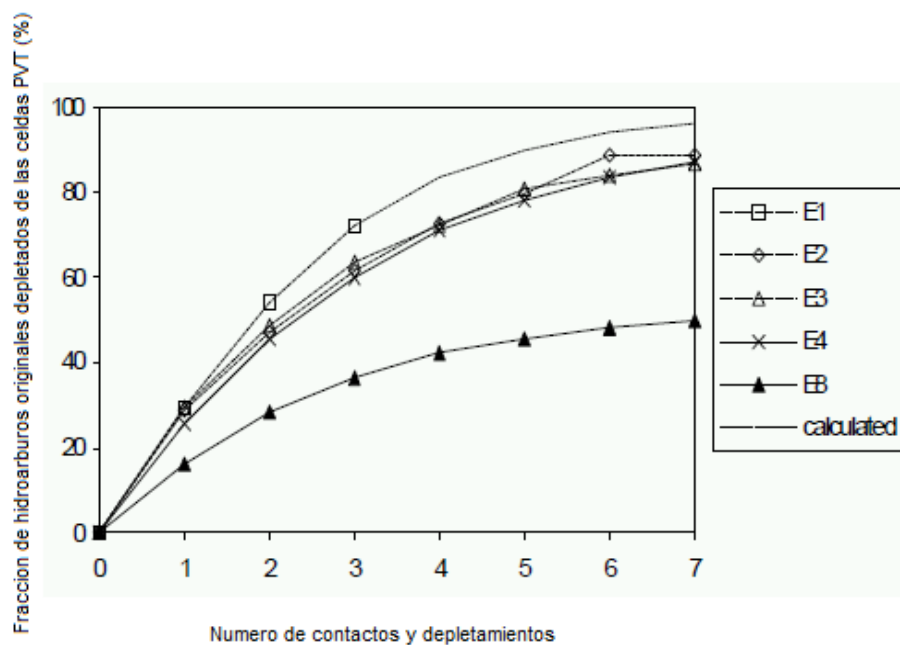


Figura 6. Recobro acumulado de hidrocarburos en el fluido HC2.

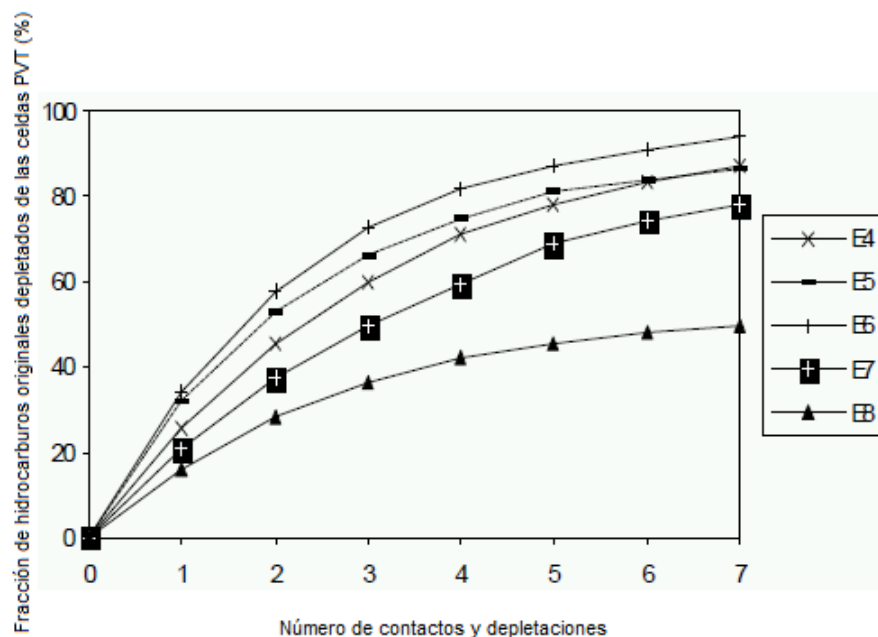


Figura 7. Recobro acumulado de hidrocarburos para algunas condiciones.

El trabajo teórico correspondió con el hallazgo de un modelo matemático único que, sin el uso de coeficientes de interacción binario, es capaz de reproducir el comportamiento composicional de fases de los procesos de contacto múltiple, siendo más preciso que los modelos que existen. Este modelo es basado en el uso de una nueva regla de mezcla y una ecuación cúbica de estado tradicional (PR-EOS). La nueva regla de mezcla emplea una función general para calcular los parámetros de interacción a_{ij} y b_{ij} . Esta función, basada en un caso particular de la expresión de la media multidimensional genérica de Holder, ha mostrado que la media geométrica asumida sugerida por Berthelot para el parámetro a_{ij} es muy precisa, mientras que la usual asumida por el parámetro b_{ij} la media aritmética es menos precisa y desestima su valor. Estas reglas de mezcla mejoradas son aplicables para otras ecuaciones cúbicas de estado (EOS). El comportamiento composicional de fases de los tres hidrocarburos sintéticos y sus mezclas con los cuatro solventes fueron reproducidos por el PR-EOS empleando la nueva regla de mezcla genérica.

De este estudio se concluyó lo siguiente:

1. El dióxido de carbono fue el único solvente que desarrolló miscibilidad por medio de un mecanismo de vaporización con el gas condensado rico HC2. Toda la fase líquida del condensado fue evaporada al tercer contacto con el CO_2 .
2. La inyección de nitrógeno y dos tipos de gas de combustión dentro del gas condensado rico HC2, aún como un proceso inmiscible, mostró ser capaz de incrementar el recobro de hidrocarburo por una cantidad significativa de la fase líquida. La cantidad remanente de hidrocarburos en la fase líquida al final de los análisis fue aproximadamente la mitad del análisis de depleción a volumen constante. Los resultados sugieren que los gases de combustión pueden ser usados en vez del nitrógeno puro y que todos los solventes inyectados pueden reducir la cantidad de hidrocarburos en la fase líquida por aproximadamente el 50%.

3. Las reglas de mezcla propuestas fueron más precisas que las tradicionales ya que ellas han producido valores más bajos para la suma de errores cuadrados.
4. Los exponentes de a_{ij} y b_{ij} , m_a y m_b , de las reglas de mezcla tradicionales son 0 y 1, respectivamente; pero este trabajo ha mostrado que mientras el valor correcto de m_a está cerca de 0, el valor correcto de m_b no está cerca a 1. Esto sugiere que las correcciones de b_{ij} son más necesarias que las de a_{ij} , mientras una práctica común fue corregir a_{ij} en vez de b_{ij} usando coeficientes de interacción binaria como se había realizado inicialmente.

1.4.3 SPE 97262, Effect of Oil and Flue Gas Compositions on Oil Recovery in the Flue Gas / Light Oil Injection Process

La inyección de gas de combustión está volviéndose más atractiva como un posible proceso ambientalmente amistoso para incrementar el recro en yacimientos de crudo liviano. La disponibilidad del gas de combustión y el alto potencial de recro de petróleo observado hacen del proceso de gas de combustión económicamente atractivo. En este trabajo la eficiencia del recro y las características del desplazamiento fueron estudiadas en el laboratorio con nitrógeno (N_2) y dos composiciones de gases de combustión con un contenido de CO_2 de 16% y 30%, y dos crudos livianos obtenidos de diferentes yacimientos. Los crudos livianos recombinaos fueron desplazados por el gas de combustión en un corazón de arenisca Berea de 2.44 m de longitud y 5.1 cm de diámetro, a una saturación irreducible de salmuera.

Los estudios fueron llevados a cabo a unas presiones de yacimiento superiores a 6030.67 psi y temperaturas de 177.08 °F y 240.8 °F correspondientes a la temperatura de yacimiento de los crudos estudiados. Se hizo un “history-matched” con los datos experimentales con un simulador composicional y los resultados mostraron que la eficiencia del recro de petróleo está directamente relacionada al contenido de parafinas y naftenos presentes en el crudo. Se encontró que en el

desplazamiento del crudo con bajo contenido parafínico (alto contenido nafténico) se produjo más petróleo que en el desplazamiento del crudo de alto contenido parafínico en un volumen poroso de gas de combustión inyectado, incluso a bajas presiones de operación.

Los métodos no-térmicos son usados generalmente para crudos livianos¹¹, los cuales involucran el desplazamiento del petróleo por medio de la inyección de un fluido en el yacimiento, para efectos de este trabajo por tres mecanismos principales: i) extracción de solvente para alcanzar o aproximarse a la miscibilidad, ii) reducción de la tensión interfacial y iii) reducción de la viscosidad del crudo.

La extracción de solvente y/o proceso “tipo miscible” incluyen la inyección de nitrógeno, gas de combustión, dióxido de carbono e inyección de hidrocarburos miscibles, entre otros¹². El uso de gases económicos tales como aire comprimido, nitrógeno, dióxido de carbono y gas de combustión hacen que el proceso de recobro sea rentable cuando se compara con el uso de solventes hidrocarburos.

El gas de combustión es relativamente un gas económico y ampliamente disponible para mejorar la eficiencia de desplazamiento de yacimientos agotados de crudo livianos o donde el petróleo no ha sido contactado, especialmente a niveles actuales de oferta y demanda mundial. El potencial de rentabilidad del crudo recuperado por la inyección de gas de combustión desde yacimientos actualmente productores de crudo liviano, así como, de yacimientos agotados o maduros es más importante, especialmente para yacimientos con poca o nula producción de agua y aquellos con baja porosidad y permeabilidad donde la inyección de agua como método de recobro secundario, no sea posible.

El gas de combustión ha sido dado para alcanzar la miscibilidad dinámica con los crudos livianos y a altas presiones. Se ha encontrado que es compatible con

¹¹ FAROUQ ALI, S. M. AND THOMAS, S.: “The promise and problem of enhanced oil recovery methods” Journal of Canadian Petroleum Technology, (1996) 35, No. 17, 57.

¹² STALKUP, F. I. JR.: “Status of miscible displacement” JPT (Abril 1983) 815.

crudos livianos con densidades menores a 6.9 PPG (Lb/Gal)^{10 11}, dado que la presión del yacimiento está por encima de la presión mínima de miscibilidad y que el yacimiento de petróleo contiene una alta concentración de componentes hidrocarburos medianos. El gas de combustión se compone de cerca del 85-88% de nitrógeno y del 15-12% de dióxido de carbono⁸. Ha sido reportado que el desplazamiento de crudo liviano por medio del gas de combustión ocurre por transferencia de masa de los componentes hidrocarburos medianos del crudo en el gas de combustión inyectado seguido por una condensación de los elementos con pesos moleculares más altos los cuales vuelven al estado líquido de la fase del gas rico, a través de un proceso de contactos múltiples donde se da el mecanismo de vaporización-condensación por empuje de gas⁹.

El nivel de reducción de la tensión interfacial y la correspondiente miscibilidad alcanzada por este proceso contribuye significativamente al recobro de petróleo en yacimientos de crudo liviano. En este artículo se discutirá el efecto de la composición que tiene el gas de combustión sobre el recobro de dos sistemas de crudo liviano. Más adelante, echaremos un vistazo a la relación entre la composición del petróleo y el recobro obtenido cuando se desplazó bajo condiciones similares con gas de combustión.

Descripción de fluidos. Las propiedades de las dos muestras de crudo de tanque usadas en este trabajo: crudo A y crudo B se presentan en las Tablas 4 y 5. Las composiciones de los tres gases de inyección que fueron usados en este estudio están reportadas en la Tabla 6; el gas de combustión-1 es una composición típica de un gas de combustión obtenida durante la combustión de los hidrocarburos.

Tabla 4. Distribución de parafinas, naftenos y aromáticos de las muestras de crudo de tanque

	Crudo A (% volumen)	Crudo B (% volumen)
Parafinas	49.3	39.9
Naftenos	22.8	31.5
Aromáticos	27.9	27.1
Pentanos insolubles	-	1.5

Tabla 5. Propiedades de las muestras de crudo de tanque

	Crudo A	Crudo B
Densidad [PPG]	6.84907 @ 73.4 °F	0.8385 @ 59 °F
	6.77146 @ 104 °F	0.8307 @ 77 °F
	6.71138 @ 122 °F	
	6.61707 @ 149 °F	
Viscosidad [cP]	4.20 @ 95 °F	9.21 @ 59 °F
	2.94 @ 104 °F	4.05 @ 77 °F
		2.94 @ 104 °F
Asfaltenos [% masa]	0.16	0.24
Gravedad especifica [@ 59 °F]	0.8265 (39.7 °API)	0.8385(37.254 °API)
CONTINUACIÓN	Crudo A	Crudo B

Peso molecular [g/mol]	200.9 (Por punto de congelamiento)	190.1 (Por punto de congelamiento)
	214.85 (por destilación simulada)	205.59 (por destilación simulada)
Temperatura de yacimiento [°F]	240.8	177.08

Tabla 6. Composición del gas de combustión.

	Nitrógeno (% molar)	Dióxido de carbono (% molar)	Monóxido de carbono (% molar)
Nitrógeno	100.0	-	-
Gas de combustión-1	83.0	16.0	1.0
Gas de combustión-2	69.0	30.0	1.0

Resultados y discusiones. Las pruebas de desplazamiento en el núcleo fueron llevadas a cabo para los crudos A y B a diferentes presiones por encima de sus respectivas presiones de punto de burbuja. Para el crudo A, cada prueba de desplazamiento fue conducida para el gas de combustión-1 y el gas de combustión-2 a 4019 psi y 4034.95 psi, respectivamente. Las dos pruebas de desplazamiento con nitrógeno se condujeron a 3984.19 psi y 6030.67 psi. Todas las corridas experimentales y de simulación fueron llevadas a cabo a 240.8 °F.

Así el objetivo principal de este trabajo es proveer cuantitativamente los datos de recro de petróleo para demostrar el efecto del gas de combustión y la composición del petróleo sobre el recro de crudo liviano a través de experimentos en el medio poroso.

Eficiencia del recro de petróleo. Los recobros totales de petróleo obtenidos durante el desplazamiento de gas de combustión en el núcleo son presentados en las Figuras 8 y 9 para los crudos A y B respectivamente. La Figura 8 muestra el recro de petróleo como una función del volumen poroso del gas de combustión inyectado para el crudo A incluyendo el efecto de la presión y del contenido de CO_2 de los gases inyectados. Los perfiles de recro de petróleo predichos experimental y simulados mostraron que el desplazamiento con gas de combustión fue mejor que con otros gases tratados, pero que para efectos de este trabajo no fueron tenidos en cuenta. Cuando el gas de combustión es inyectado para mejorar el recro de crudo liviano, es conveniente evaluar el criterio de terminación económica del proceso; uno de los criterios es el recro de petróleo a la irrupción del gas. Si es económicamente prudente, el proceso puede ser terminado cuando el gas de combustión irrumpa a través de pozo productor ya que la relación gas – petróleo se incrementa demasiado indicando un desplazamiento ineficiente por parte del gas inyectado.

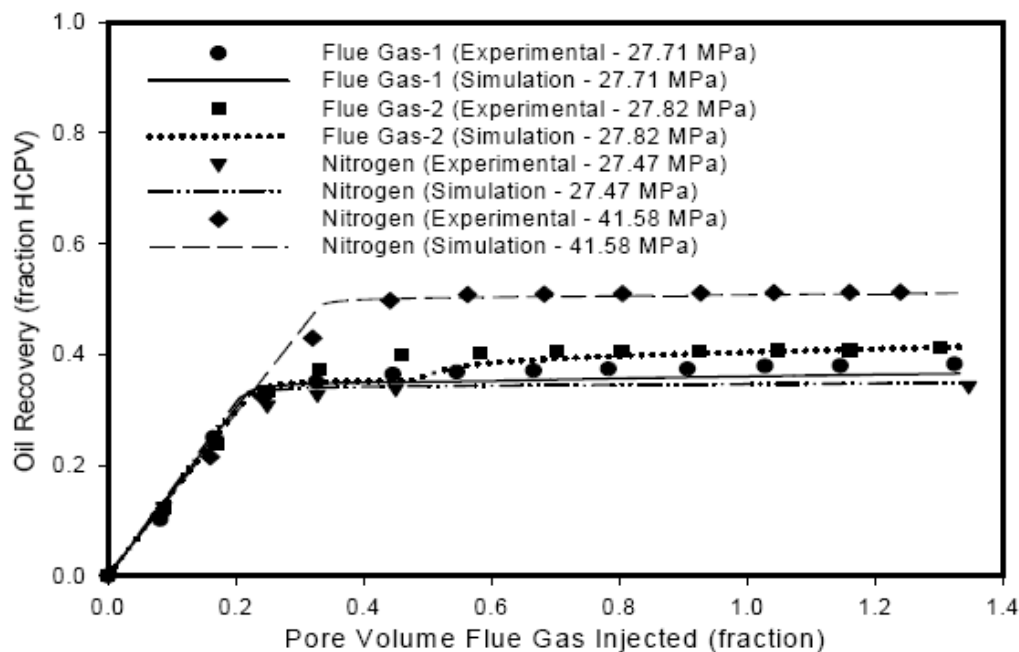


Figura 8. Efecto de la composición del gas de combustión sobre el recobro en la muestra de flujo con crudo A.

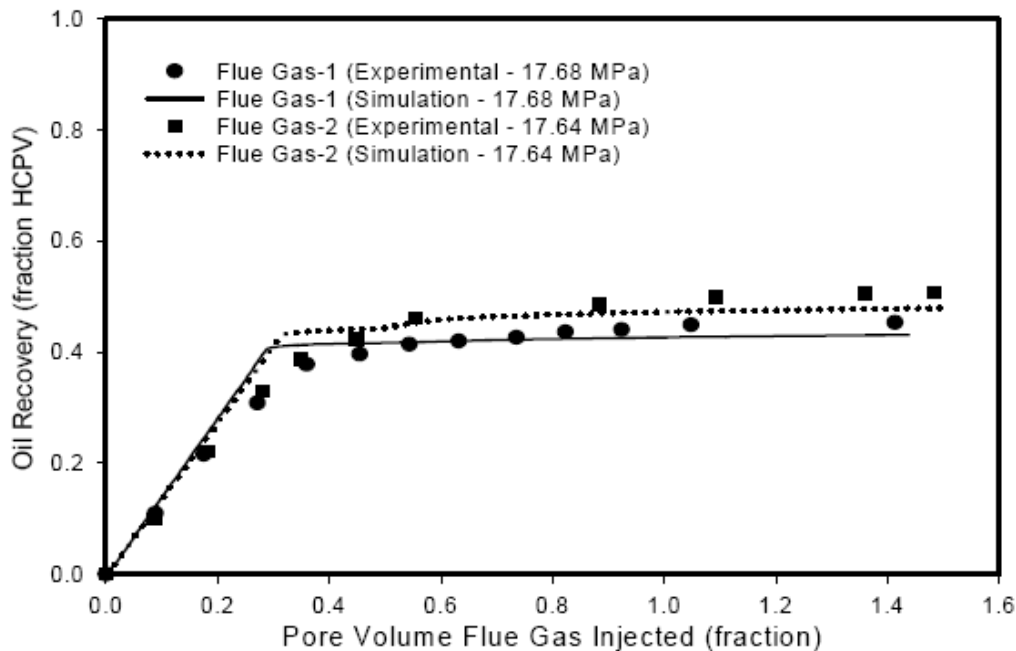


Figura 9. Efecto de la composición del gas de combustión sobre el recobro en la muestra de flujo con crudo B

Efecto de la composición del crudo y del gas de combustión. El efecto de la composición del crudo y del gas de combustión sobre el recobro de petróleo tanto de manera experimental como de forma simulada es presentado en las Figuras 10 y 11. Por simulación se concluyó que no existe un incremento apreciable en el recobro de crudo A cuando la concentración de CO_2 en el gas de combustión fue incrementada de 20% a 30%. Más sin embargo, cerca de 15% de incremento en el recobro se logró con el crudo B a 30% de CO_2 en el gas de combustión inyectado cuando se comparo con el del crudo A. Una diferencia similar en el recobro de petróleo se obtuvo cuando ambos crudos fueron desplazados con 60% de CO_2 en el gas de combustión.

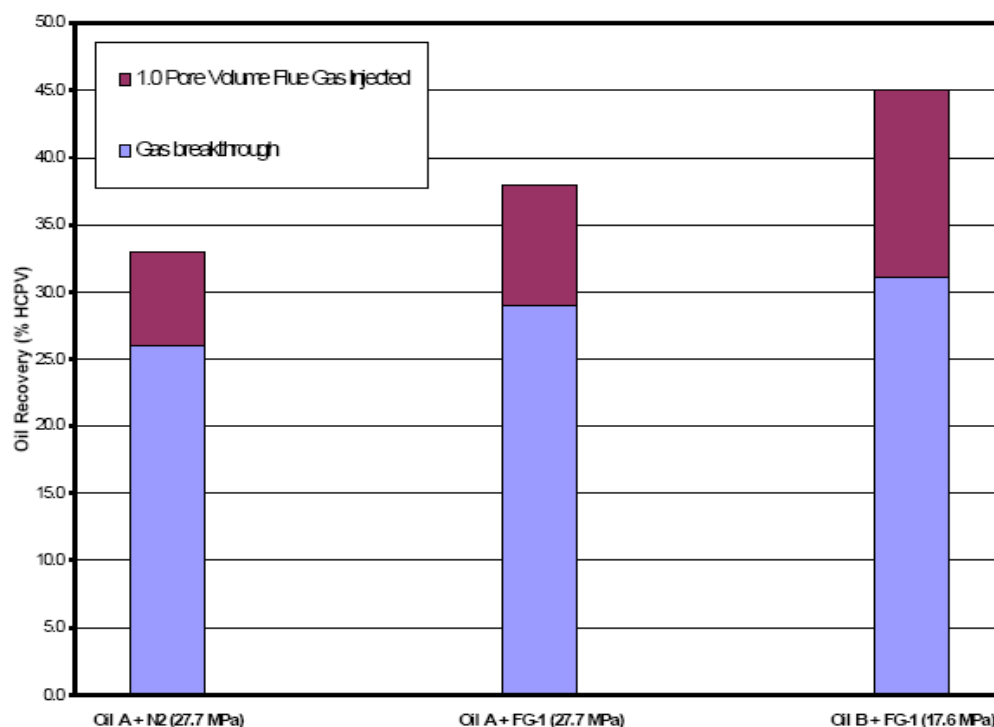


Figura 10. Efecto de la composición del crudo y del gas de combustión-1 sobre el recobro de petróleo experimental.

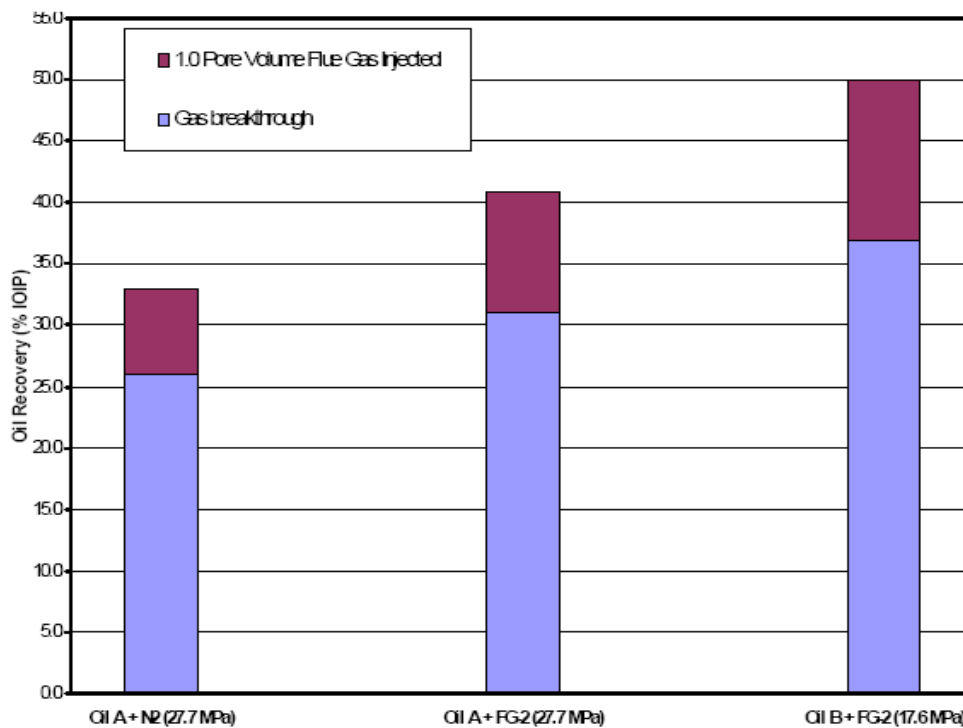


Figura 11. Efecto de la composición del crudo y del gas de combustión-2 sobre el recobro de petróleo.

Conclusiones del estudio. Los experimentos de desplazamiento experimentales y simulados llevados a lo largo de núcleos dieron evidencias cuantitativas de los potenciales de recobro de petróleo del gas de combustión cuando se inyecta para mejorar la recuperación de petróleo en crudos livianos. Las siguientes conclusiones generales pueden ser hechas de este trabajo:

- El recobro de crudo liviano se incrementa con el incremento en la presión de yacimiento durante el desplazamiento de gas de combustión.
- El recobro de petróleo se incrementa con el incremento en el contenido de CO_2 del gas de combustión inyectado, especialmente para el crudo B, crudo nafténico.
- El recobro de petróleo por medio del gas de combustión inyectado es más alto para el crudo con bajo contenido parafínico.
- El recobro de petróleo es mayor para el crudo con más alto contenido de naftenos.
- El recobro de crudo liviano podría beneficiarse de la inyección de gas de combustión enriquecido. Entre más se haga esto (Por ejemplo incrementar el contenido de CO_2), se obtendrá mayores recobros de crudo para ambos crudos probados en el laboratorio.

1.4.4 SPE 912 G, Miscible Displacements of Reservoir Oil Using Flue Gas

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que es factible usar un gas de bajo costo como el “flue gas” o gas de combustión para sustituir los gases hidrocarburos a ser usados en los procesos de inyección de gas a alta presión sin sacrificar los beneficios de un mecanismo miscible. Una re-examinación de las relaciones de fases de los procesos de inyección de gas a alta presión debería clarificar el principio detrás del uso del gas de combustión (Esencialmente N_2) como un gas de inyección.

El proceso de inyectar un “bache de gas enriquecido” es una forma de obtener un desplazamiento miscible; en este proceso un bache de GLP (Gas Licuado del Petróleo) es inyectado al yacimiento antes de la inyección continua de gas (Nitrógeno, CO₂, gas de combustión o lean gas). La idea es mantener el “bache” de GLP mojando las fases de crudo y gas lo cual conlleva a lograr un desplazamiento de fase miscible. Un segundo método para alcanzar miscibilidad es a través de la inyección de gas el cual no es miscible con el fluido de yacimiento pero que desarrolla una zona de miscibilidad a través de la transferencia de masa con el fluido de yacimiento.

Esta transferencia de masa provoca un enriquecimiento del gas pobre inyectado por los componentes intermedios desde el crudo de yacimiento, en cuyo caso la miscibilidad se logra por vaporización. Pero esta transferencia de masa también se puede dar desde un gas rico inyectado hacia el crudo de yacimiento, caso en el cual los componentes del gas rico provocan un enriquecimiento del fluido de yacimiento y generan miscibilidad. Cualquier gas de inyección puede ser enriquecido desde superficie mediante la adición de GLP.

En este trabajo se discute el proceso mediante el cual se desarrolla la miscibilidad en el frente de desplazamiento por la evaporación de los intermedios desde la fase líquida hacia la fase gaseosa. Este proceso asegura “in-situ” su propio “bache” de material miscible en el frente de desplazamiento y por esta razón no requiere la inyección de GLP para obtener miscibilidad. Los dos procesos de inyección anteriormente descritos tienen su propia área de aplicación, generalmente los procesos de inyección de gas a alta presión son aplicables solo con fluidos de yacimiento con una alta concentración de intermedios. Los procesos de inyección son técnicamente factibles a presiones menores a 4500 psi, y son económicamente más propicios que los procesos de inyección de “Baches” de GLP. Los procesos de inyección de Baches de GLP tienen una amplia aplicación

en yacimientos someros con fluidos que contienen una concentración relativamente baja de GLP o constituyentes de la gasolina natural, es decir intermedios (C2-C6).

En este proceso la composición del gas inyectado parece no tener importancia, en este trabajo se diseñó un programa experimental para evaluar la sustitución de los gases naturales secos generalmente inyectados por gas de combustión. Un segundo uso del “flue gas” es en aplicaciones de proceso de baches miscibles; en donde el gas de combustión se inyecta seguido a la inyección del bache de gas hidrocarburo en una operación de inyección de gas a alta presión o seguido a un bache de propano.

Una ventaja adicional de los gases de combustión sobre los gases hidrocarburos se deriva desde sus relaciones presión-compresibilidad. En el rango de 1000 a 4000 psig usualmente encontradas en operaciones de yacimientos el número de pies cúbicos estándar de gas de combustión requeridos para producir un volumen de gas en yacimiento es significativamente menor que el requerimiento para gas natural. La Figura 12, muestra la relación de volumen estándar de gas de combustión a volumen estándar de gas natural para formar un volumen en yacimiento de gas a alta presión. La composición del gas fue de 88% molar de N_2 y 12% molar de CO_2 y la del gas natural fue de 88% molar de C_1 y 12% molar de C_2 . Estas curvas se calcularon de correlaciones^{13 14} de factores de compresibilidad con presiones y temperaturas reducidas.

¹³ Chemical Engineering Thermodynamics-Dodge, McGraw-Hill Book Co. Inc., N.Y. Pág. 161. 1994

¹⁴ Natural Gasoline Supply Men's Association Engineering Data Book, 6th Ed. Pag. 81, 1953.

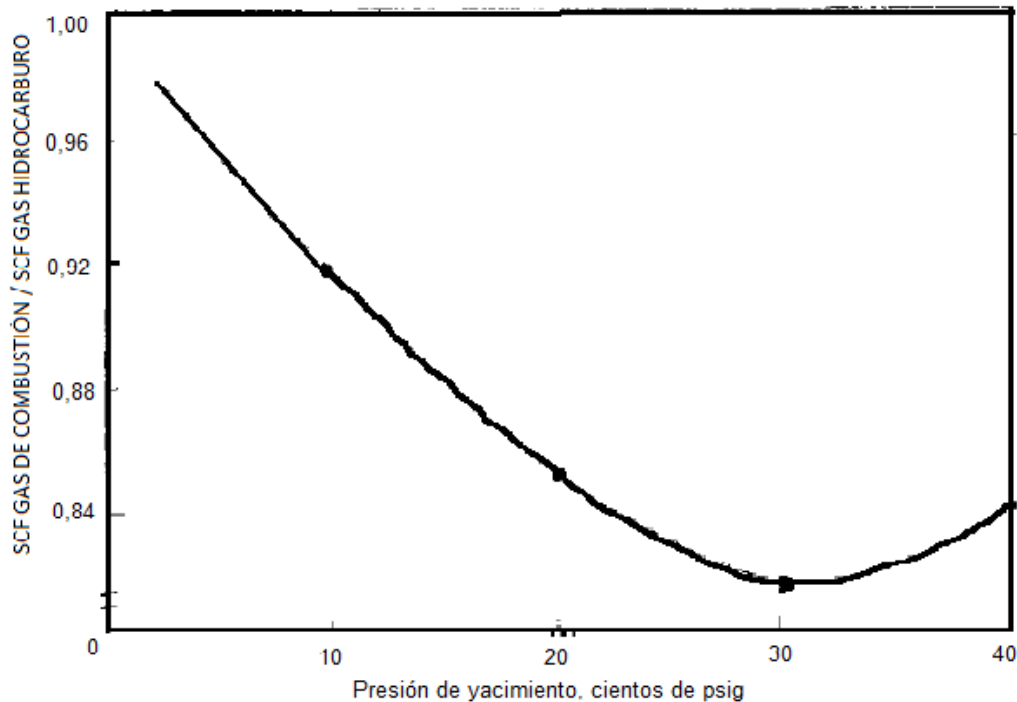


Figura 12. Ventaja de usar un volumen de gas de combustión como sustituto del gas natural. 1 volumen de gas de yacimiento a presión y temperatura. 150° F.

En las pruebas que se corrieron en una columna de 123 ft de arena no consolidada, se encontró que el nitrógeno puede sustituir los gases hidrocarburos sin un incremento serio en la presión de miscibilidad. Por ello habría un amplio rango de composiciones de gas sobre las cuales habría un cambio despreciable en la presión mínima de miscibilidad. Esto ayudaría sustancialmente al concepto de que la composición del gas inyectado no tiene una importancia relativamente alta. Para evaluar esta hipótesis se llevo a cabo un trabajo adicional acerca del efecto de la composición del fluido de yacimiento sobre la presión de miscibilidad usando nitrógeno como gas de inyección.

La Figura 13 presenta los resultados de estos desplazamientos referidos al petróleo producido a la irrupción del gas inyectado (Breakthrough) versus la presión de yacimiento. Para una composición específica del gas inyectado el recobro a la irrupción del gas es una función de la presión por encima de la presión de miscibilidad. El recobro a la irrupción incrementa con el incremento en la presión del gas inyectado. La Tabla 7 presenta las composiciones del gas de combustión y del gas hidrocarburo seco, usados en las pruebas de desplazamiento.

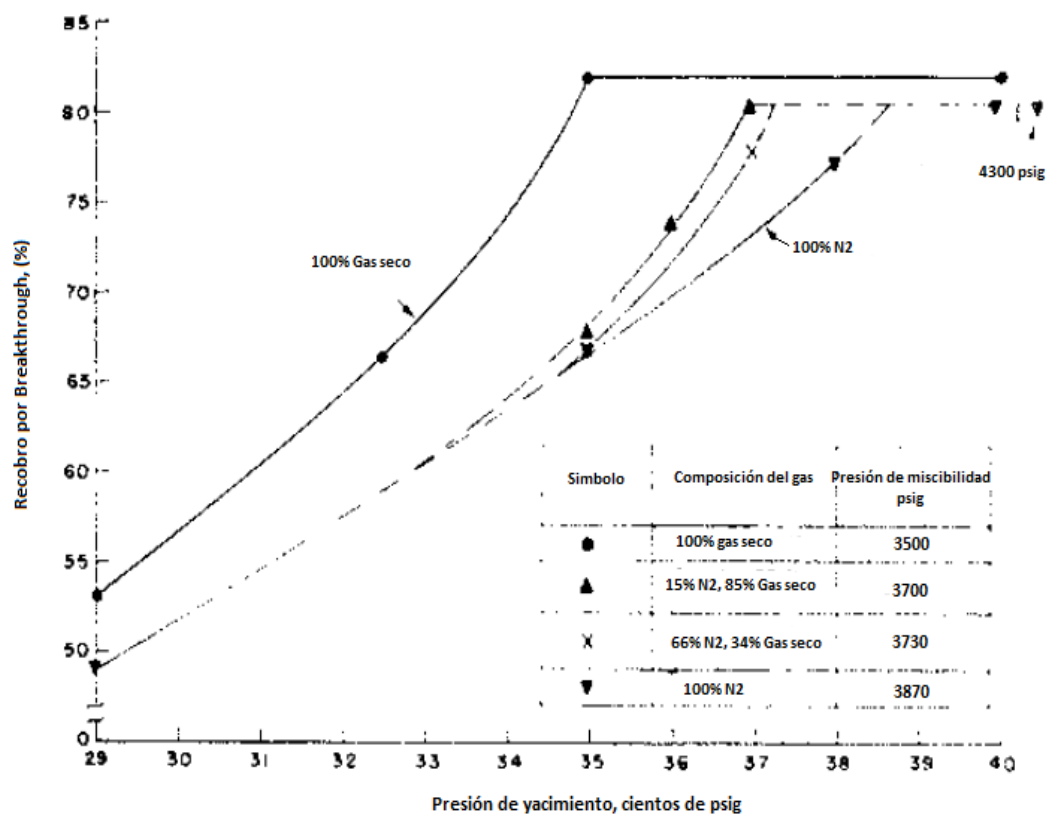


Figura 13. Petróleo producido a condiciones de tanque mas el gas inyectado como una función de la presión de yacimiento y la composición del gas de inyección, columna de arenas no consolidadas a 123 ft.- Fluido de yacimiento A.

Tabla 7. Composición del gas de combustión y el gas hidrocarburo (seco) usado en las pruebas de inyección.

Composición del Gas (% molar)		
Componente	Gas de Combustión	Gas Seco
N ₂	88	1
C ₁		88
<u>CONTINUACIÓN</u>		
Componente	Gas de Combustión	Gas Seco
C ₂		8.6
C ₃		0.3
CO ₂	12	2.1
	100	100

Uso del gas de combustión para seguir al gas seco en procesos de inyección de gas a alta presión. **A causa de que el gas de combustión es miscible con el gas hidrocarburo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, parece factible usar el gas inerte como un material de “llenado” en ciertas aplicaciones a nivel de yacimiento. Cuando solo se usa gas de combustión para alcanzar miscibilidad, la idea de usarlo como un “colchón” sería aplicable pues generalmente en estos casos el gas de combustión causa un incremento en la presión de miscibilidad. Basado en trabajos previos sobre los procesos de “baches miscibles” fue determinado que el tamaño del bache de gas hidrocarburo a inyectar previo a la inyección de gas inerte debería ser más pequeño. Baches de gas hidrocarburo menores al 5% del volumen poroso ocupado por fluido de yacimiento deberían ser suficientes.**

Uso de gas de combustión para seguir a un bache en los procesos de bache miscible. **En casos donde la miscibilidad puede ser alcanzada entre el gas de**

combustión y el bache miscible, el uso de gas de combustión debería ser considerado. Muy a menudo, la relación de fases para el sistema gas de combustión-bache miscible-fluido de yacimiento es menos favorable que para un sistema que contiene gas hidrocarburo. Un bache más grande es por ello requerido. Esto se torna en un problema de evaluación económica que definiría si definitivamente el gas de combustión debería ser sustituido completamente por gases hidrocarburos, o un incremento en los requerimientos de tamaño del “bache” o si un bache de gas hidrocarburo debería ser usado como un “buffer” o amortiguador entre el gas de combustión y el bache miscible.

1.5 CASOS HISTÓRICOS DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN CAMPO

A continuación se presentan algunas aplicaciones a nivel de campo de la inyección de gas de combustión.

1.5.1 SPE 20269: A flue gas Huff ‘n’ Puff Process for Oil Recovery from Shallow formations

La compañía Troutman Oil Co., Inc. Of LaCygne, Kansas desarrolló un proceso de bajo costo para la recuperación mejorada de petróleo en formaciones someras. El proceso (llamado “TWINCO2”) se basa en el desplazamiento inmisible de crudo a través de la inyección de gas de combustión en un programa de inyección cíclica. Este proceso inicialmente fue desarrollado en el campo LaCygne - Cadmus localizado en el Condado de Linn, Kansas. El proyecto estuvo en uso desde 1979 hasta 1988. Las tasas de producción fueron estables y el proyecto demostró ser económicamente viable dando bajos gastos de inversión y mínimos costos operativos. El gas de combustión fue generado quemando gas natural en un motor de combustión interna.

Localización del proyecto; El proyecto de inyección de gas de combustión de la compañía Troutman Oil Co, se localizó a 50 millas del sur de la Ciudad de Kansas, Kansas. 51 pozos productores son incluidos en este proyecto por parte las licitaciones Baker, North Baker y Harvey en la parte sur de la sección 5, T20S, R23E del condado Linn, Kansas (ver Figura 14). El proyecto cubre aproximadamente 225 acres con un espaciamiento promedio de 4.4 acres por pozo.

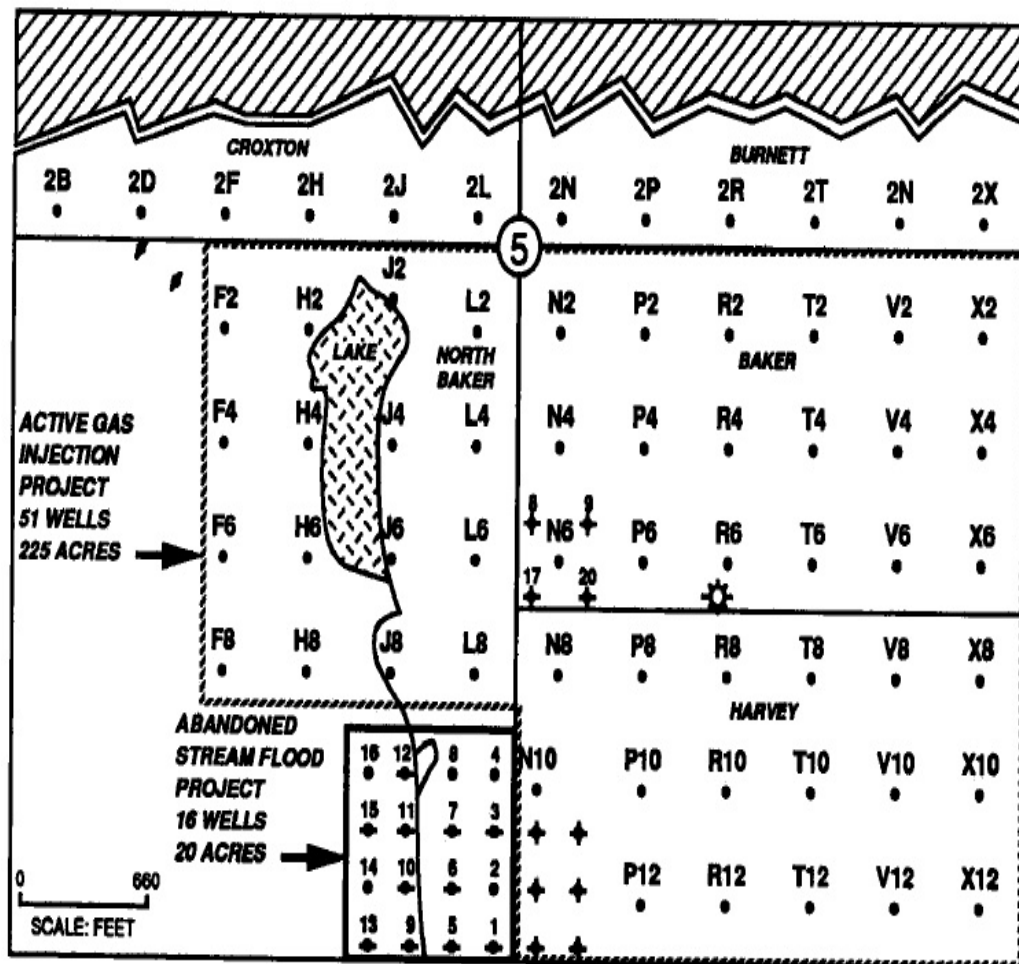


Figura 14. Proyecto de gas de combustión en un área de 225 acres, Linn County, Kansas.

Características del Yacimiento. El área de interés yace en el campo LaCygne – Cadmus. La formación objetivo son las areniscas de la formación Peru

encontradas a una profundidad cercana a los 250-300 pies. El espesor de estas arenas varían entre los 15-30 pies, con un promedio de 25 pies. La permeabilidad del yacimiento es errática y se promedia alrededor de los 35 mD en el área usada en este estudio de inyección de gas de combustión. La porosidad evaluada corresponde a un valor del 19%. El crudo producido posee una gravedad API de 29 con una viscosidad que varía de 20-30 cP. La temperatura estimada del yacimiento es de 78°F. El operador reportó que no se efectuaron trabajos remediales en los pozos en toda la vida del proyecto de inyección de gas de combustión debido a que al gas se le removieron el oxígeno y otros óxidos de nitrógeno con un tratador catalítico de platino.

Descripción del ciclo de inyección del gas de combustión. **Aproximadamente 11 MPC (Miles de pies cúbicos) diarios de gas natural son requeridos para el proceso anteriormente mencionado que genera cerca de 100 MPCD de gas de combustión, para tratar seis pozos a la vez con una tasa de inyección promedio de 17 MPCD en cada uno de los seis pozos. Durante el periodo de inyección (21 días) cada pozo recibe cerca de 350 MPC de gas de combustión. Este gas, consistió aproximadamente de un 87% de N₂ y 13% de CO₂ e inertes.**

El gas de combustión es inyectado por un periodo de tres semanas o hasta que en la cabeza de pozo se alcance una presión de 300 psi. Después de la inyección, cada pozo es cerrado por un día permitiendo que el pozo se homogenice. El pozo entonces es abierto y los fluidos producidos a la superficie son pasados por un separador agua/crudo a través de la tubería de 1" usada para la inyección del gas de combustión. Cerca de un 50% del gas inyectado es producido de nuevo con el crudo y el agua durante el periodo de producción y este gas es venteado o liberado a la superficie. El gas remanente en fondo se dispersa a través de la formación.

Un ciclo típico de inyección/producción de crudo en 48 pozos requiere la inyección de gas de combustión en 6 pozos por un periodo de 3 semanas y luego cada uno

de estos pozos es puesto en producción por un periodo de 21 semanas. A medida que estos pozos están produciendo, los 42 pozos restantes son estimulados en grupos de 6 por 3 semanas y luego se ponen en producción. Después que los 48 pozos han sido estimulados, el gas de combustión es nuevamente inyectado en los primeros 6 pozos y el ciclo es repetido. Después del inicio de la inyección, 42 pozos están en producción y los otros 6 se encuentran en inyección.

Respuesta de la producción de petróleo con la inyección cíclica de gas de combustión. **La compañía Troutman Oil adquirió las nuevas licitaciones y después de esto instaló el generador de gas de combustión para medir la respuesta de la producción. La licitación Harvey fue seleccionada para medir la respuesta a la inyección del gas de combustión. La cual promediaba menos de un barril de crudo antes de la prueba. Sin embargo, después del inicio de la inyección de gas, la respuesta de crudo se incremento rápidamente a 120 barriles por semana y luego declinó a 40 barriles por semana. La producción acumulada durante el periodo de prueba que fue de 15 semanas alcanzó una producción de 600 barriles.**

Después de la exitosa respuesta a la inyección cíclica del gas de combustión obtenida en Harvey, la compañía Troutman Oil expandió el uso del gas de combustión hasta incorporar todos los 51 pozos presentes en el área de estudio. La producción de crudo en el área se incrementó y con un proceso de inyección cíclico constante se logró estabilizar la producción de esta área en 4,300 barriles por año durante 10 años de 1979 a 1988.

Hasta 1978, las licitaciones antes de iniciar el proceso de inyección cíclica alcanzaron 57,000 barriles de crudo por recuperación primaria y secundaria de operaciones de recobro. De 1979 a 1988, la producción acumulada en ese periodo alcanzó los 43,000 barriles, que corresponde al 43% de los 100.000 barriles totales producidos hasta 1988, los cuales están relacionados con la inyección cíclica de gas de combustión. La implementación de este sistema de recobro extendió la vida productiva de estas licitaciones que probablemente hubiesen sido

abandonadas poco después de las operaciones de inyección de agua en el año de 1978.

Aplicabilidad de la inyección cíclica de gas de combustión a otras formaciones productoras. **El departamento de energía de los Estados Unidos (DOE) patrocinó un estudio de estado del arte de recuperación mejorada con nitrógeno y gas de combustión para recuperar crudo en 1980. El estudio incluyó análisis de laboratorio de estos procesos tanto como análisis efectuados en aplicaciones de campo. Diez proyectos de gas de combustión fueron estudiados, todos ellos enfocados a altas profundidades (Desde unos miles de pies hasta 12,000 pies de profundidad) usando presiones de inyección relativamente altas (Miles de psi). Aplicaciones de campo para recuperar crudo en yacimientos someros no fueron evaluadas, sin embargo el estudio concluyó que:**

“El gas de combustión puede ser una buena alternativa para recuperación mejorada en yacimientos con formaciones someras de crudos pesados”.

“...el CO₂ presente en el gas de combustión se disuelve en el petróleo reduciendo su viscosidad. El N₂ provee la energía para sostener la presión y promueve el desplazamiento del crudo. Sin embargo, la inyección de gas de combustión ocasiona problemas operacionales debido a su naturaleza corrosiva”.

El gas de combustión “TWINCO₂” para el sistema de inyección cíclica ha sido usado en una sola formación somera. Basados en 10 años de aplicación continua documentada de este sistema se determina que cantidades suficientes de este gas pueden ser inyectadas en formaciones someras (+/- 300 pies de profundidad) causando desplazamiento y producción de crudo.

Conclusiones artículo SPE / DOE 20269. **Con cerca de 10 años de operaciones continuas haciendo uso de la inyección cíclica del gas de combustión (TWINCO2) efectuado por la compañía Troutman Oil ha demostrado que:**

1. La inyección de cantidades significativas de gas de combustión es posible a una presión que ocasione que el crudo se desplace con fuerza suficiente desde una profundidad de 300 pies.
2. Este proceso en particular es relativamente simple, bajo mantenimiento y no requiere trabajos intensivos.
3. El acondicionamiento del gas y el control de la temperatura han sido efectivos para reducir el efecto de la corrosión comúnmente asociada con los procesos que hacen uso del CO₂ y O₂.

Lo expuesto anteriormente demuestra y concluye que el método de inyección cíclica del gas de combustión puede ser económicamente viable a yacimientos de profundidad somera.

1.5.2 SPE 2631: Flue Gas Generation Problems, solutions and Cost – Block 31 Field.

Este trabajo hace mención al equipamiento físico y los procesos realizados por Atlantic Richfield para generar 54 MMCF/D en la planta de gas de combustión localizada en el campo del Bloque 31, Crane County, Texas, en donde la corrosión en los procesos de la planta y el sistema de inyección y producción fue la preocupación primaria para el operador y en el cual se analizó también el resultado de un programa de evaluación de amoníaco y recubrimiento con aminas para controlar la corrosión.

En su momento fue la operación de gas de combustión más grande del mundo y fue conducida en el campo Bloque 31. Este campo multi-zona fue descubierto por la Compañía de Refinamiento del Atlántico en 1945. A comienzos de la vida de este campo se aplicó el primer programa de desplazamiento miscible por

inyección de gas natural en la industria y fue iniciada en la reserva Devonian. Posteriormente se decide construir la planta para generar 54 MMCF/D de gas de combustión que comenzó a operar en marzo 8 de 1966. El atractivo económico de tal operación fue la discontinuación de la compra de 30 a 40 MMCF/D de gas natural para el programa de inyección de gas natural miscible, el lanzamiento a la venta de 20 a 30 MMCF/D de gas producido y adicionalmente permitir el aseguramiento de una fuente continua de inyección como lo es el gas de combustión generado por la planta.

Dos de las claves del éxito de la operación con inyección de gas inerte son: el control de la corrosión y el control fallas en la planta y de equipos en campo. La corrosión por causa del oxígeno, dióxido de carbono y el óxido nitroso pueden ser severos si no son controlados. El amoníaco se usó durante el proyecto para neutralizar estos gases ácidos. Medidores de pH portátiles y papel para medir el pH son monitores adecuados y fueron usados para regular la tasa de inyección. En general, el control de la corrosión pudo ser efectiva y a un nivel de costos económica.

Más de tres años de operaciones para generar e inyectar gas de combustión permitieron concluir que el gas de combustión de pureza aceptable puede ser desarrollado en generadores sin el beneficio de la catálisis y que la corrosión puede ser controlada con amoníaco pero requiere de un control estricto de las tasas de inyección correlacionadas con las presiones y temperaturas de operación.

1.5.3 SPE 1907: Success of Flue Gas Program at Neale Field

Una planta con capacidad de generar 4 MMPCD de gas de combustión a 4500 psi de presión de descarga fue puesta en operación por la Compañía Atlantic Richfield en el campo Neale. Durante la ejecución del proyecto se encontraron algunos problemas de corrosión en los pozos inyectoros lo que requirió cambios en las técnicas de equipamiento y operación. Estos cambios resolvieron los problemas

tal como las involucradas en la operación lo que permitió reclamar el éxito de los sistemas de generación e inyección de gas de combustión tanto en planta como en el campo.

La compañía Atlantic Richfield es propietaria y operadora del campo Neale que está localizado en Beauregard Parish, Louisiana, a pocas millas al este del pueblo Merryville. El yacimiento posee 14 arenas productivas con una alta heterogeneidad; estas arenas tienen baja permeabilidad, empujes débiles por agua y bajo recobro. El campo fue descubierto en 1940 y alcanzó una producción pico de cerca de 7500 BOPD en 1944. En los primeros años la productividad fue tan baja que en zonas individuales no fue económicamente atractivo operarlo en más de la mitad de los completamientos en la formación Wilcox. El campo se cerró temporalmente en 1953 y posteriormente completamientos comunes fueron realizados en la mitad de las zonas de Wilcox con el fin de iniciar un programa de recobro secundario.

En el año de 1956 un programa de inyección de gas miscible a alta presión fue empezado en las arenas a 10400 pies y en 1962 el programa piloto de recobro por baches miscibles se extendió también a las arenas Lilliedoll usando gas propano enriquecido. Esta prueba piloto se dió con éxito y en 1964 se planeó su expansión a todo el yacimiento. Este programa en el año de 1967 estaba en su última etapa de purga (Remoción de la capa de gas) – Blowdown, ver Figura 15.

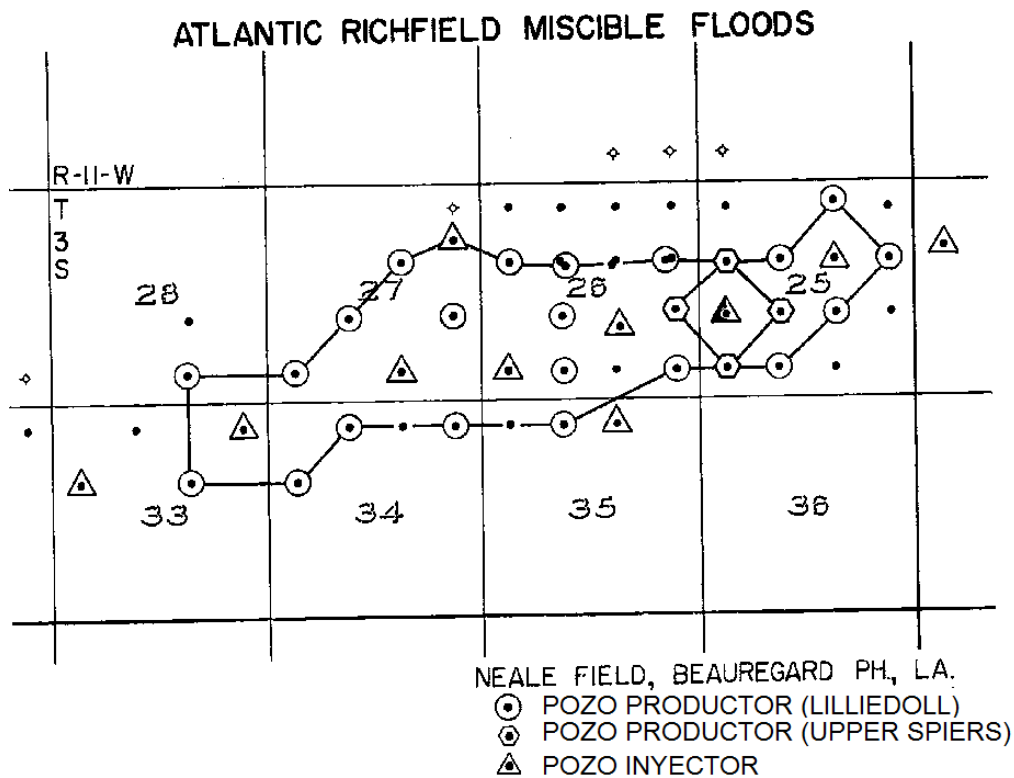


Figura 15. Prueba piloto planeada para expandir el proceso en el yacimiento, 1964.

Con el objetivo de reducir los costos de operación se decidió que el gas enriquecido podría ser sustituido por gas de combustión como medio de desplazamiento detrás de los baches de gas enriquecido. Como resultado, una planta de gas de combustión fue diseñada e instalada en la planta de gasolina del campo Neale de la compañía Atlantic Richfield. Esta planta entró en operación en enero de 1966 y el gas de combustión ha sido utilizado: (1) para desplazar gas hidrocarburo durante una purga de gas en las arenas a 10400 pies, (2) para desplazar la fase detrás de las arenas Lilliedoll ricas en baches de gas y (3) para una prueba piloto de gas de combustión miscible a alta presión en el yacimiento de petróleo Spiers superior.

Los diseños originales del proyecto de gas de combustión tuvieron como meta: (1) capacidad de generación de 4 MMPCD de gases no-corrosivos inertes a una

presión máxima de 4500 psi y (2) sistemas libres de corrosión. En el generador de gas de combustión se decidió reducir catalíticamente las trazas de oxígeno y óxidos nitrosos remanentes. En cada una de las etapas de compresión fueron usados inhibidores de corrosión química por inyección.

Inyección alternada agua gas de combustión en campo. **Con el fin de mejorar la eficiencia de barrido de la fase desplazante se decidió inyectar alternadamente agua de producción con el gas de combustión. El agua de producción se mantuvo en un sistema cerrado y se le adicionó químicos para el control de bacterias debido a la alta concentración de estas en el agua, adicionalmente se le adicionaba 20 a 25 ppm de inhibidor de corrosión en la cabeza del pozo inyector. El agua y el gas llegaban a la cabeza del pozo por líneas separadas y el gas de combustión se inyectó lo suficientemente seco que no produjo reacciones durante la inyección.**

Conclusiones del programa de inyección de gas de combustión en el campo Neale. **La inyección de gas de combustión a un campo petrolero en un programa de inyección de gas puede resultar en problemas costosos y perplejos en los sistemas de generación y compresión así como en la operación de inyección en el campo. La breve experiencia en el campo Neale ha mostrado que con un buen diseño básico y atención para controlar el sistema es posible operar y mantener una planta de gas de combustión relativamente fuera de problema. El manejo del gas de combustión en el campo crea problemas únicos pero estos pueden ser controlados con las técnicas apropiadas de operación.**

2. CARACTERIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

Uno de los principales objetivos de este proyecto es el de caracterizar y cuantificar el gas de combustión de la refinería con base en criterios técnicos y experiencia a nivel mundial. Teniendo en cuenta lo anterior, verificar si el volumen disponible es suficiente para ser inyectado a nivel de yacimiento, en nuestro caso particular en las arena B del campo Llanito, lo cual se expone a continuación. En las figuras 16, 17 y 18, se pueden apreciar las ubicaciones geográficas tanto de la ciudad de Barrancabermeja como de la Refinería de Barrancabermeja (ECOPETROL S. A.). Tomadas del software GOOGLE EARTH 5.0.

Figura 16. Ubicación de Barrancabermeja.



Figura 17 Ubicación refinería de Barrancabermeja.



Figura 18 Refinería de Barrancabermeja.



2.1 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN

Para el estudio de caracterización del gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja, se realizó un completo análisis mensual por plantas y mensual global, en el cual, se identificaron las corrientes propias del gas de combustión. Como resultado se obtuvieron los valores característicos de composición molar para las corrientes de oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono presentes en el gas de combustión.

En el procedimiento para realizar el análisis mensual de composiciones del gas de combustión se evaluaron los análisis de las emisiones de gases por plantas y por hornos, las cuales se monitorearon regularmente en un lapso de tiempo de 3 a 4 días por cada mes. El equipo utilizado en el seguimiento o monitoreo hecho desde el mes de abril del 2009 por personal del Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, fue el medidor portátil de gases de combustión MADUR GA21, el cual consta de celdas electroquímicas que determinan la composición del gas.

La composición del contenido de oxígeno se multiplicó por 0.8 para obtener los datos en base seca, esto se realizó para todos los datos de dicho gas. Cabe anotar que para la planta Cracking MODELO-IV no se obtuvieron valores para el oxígeno o estos fueron despreciables, por lo cual el valor del nitrógeno sólo se obtuvo de la diferencia con el dióxido de carbono.

Para obtener la composición del gas de combustión del análisis mensual global al igual que en el análisis mensual por plantas, se aplicó el método estadístico promedial (media aritmética). Estos resultados quedaron registrados en las corrientes de los gases antes mencionados, ordenados por meses, donde se mezclaron las corrientes de diversas plantas pero que fueran tomadas durante un mismo mes; con lo cual se construyó una tabla global de resultados para las tres corrientes de gases de combustión, dadas en fracción molar.

En las Tablas 8 y 9 se pueden observar los promedios de las composiciones de los gases de combustión obtenidos por plantas, mensual y global respectivamente, los cuales corresponden a los gases emitidos por la refinería de Barrancabermeja durante el año 2009.

Tabla 8. Promedio mensual de la composición de las corrientes de gases de combustión por planta de la refinería de Barrancabermeja.

<u>AROMÁTICOS</u>	% MOLAR PROMEDIO		
	O2	CO2	N2
Mayo	4.04	8.77	87.19
Septiembre	4.36	7.94	87.70
<u>ETILENO II</u>	O2	CO2	N2
Agosto	1.62	10.53	87.85
Junio	1.96	10.35	87.69
Julio	2.91	7.47	89.62
Noviembre	1.27	11.08	87.65
<u>TOPPING</u>	O2	CO2	N2
Abril	2.54	10.44	87.03
Mayo	3.19	9.82	86.99
Junio	4.68	8.60	86.72
Julio	2.93	9.55	87.52
Agosto	3.03	9.90	87.06
Septiembre	3.79	9.05	87.16
Noviembre	1.72	11.00	87.28
<u>CRACKING MODELO IV</u>	O2	CO2	N2
Marzo	NR	17.03	82.97
Abril	NR	15.06	84.94
<u>CRACKING UOP</u>	O2	CO2	N2
Marzo	2.30	13.40	84.30
Junio	3.11	14.71	82.18
Noviembre	2.74	14.56	82.69
<u>VISCOREDUCTORAS</u>	O2	CO2	N2
Abril	2.71	9.61	87.68
Junio	3.02	8.88	88.11
<u>DEMEX</u>	O2	CO2	N2
Julio	2.88	8.92	88.20
<u>PARAFINAS</u>	O2	CO2	N2
Junio	5.13	7.98	86.89
Noviembre	4.48	8.31	87.21
<u>UNIBON / HIDROGENO</u>	O2	CO2	N2
Mayo	4.48	8.68	86.83
Julio	1.72	9.67	88.62

NR: No Registrado

Fuente: Autor

El procedimiento llevado a cabo para realizar la caracterización de las emisiones utilizó el método estadístico promedial para hallar el total de datos de composición del gas de combustión tomados con el medidor portátil de gases de combustión MADUR GA21, con lo cual se deja constancia de la veracidad y confiabilidad de los datos, ya que fueron en total 115 datos tabulados de los monitoreos a las 9 plantas involucradas en el seguimiento descrito en la Tabla 8; dicho monitoreo se realizó en un lapso o periodo de tiempo de 8 meses, comprendido entre abril y noviembre del 2009 exceptuando el mes de Octubre, del cual no se tienen datos ni reportes en cuestión.

Tabla 9. Promedio global de las composiciones de los gases de combustión.

MES	O ₂	CO ₂	N ₂
ABRIL	2.63	11.70	85.67
MAYO	3.90	9.09	87.01
JUNIO	3.58	10.10	86.32
JULIO	2.61	8.90	88.49
AGOSTO	2.33	10.22	87.45
SEPTIEMBRE	4.07	8.49	87.43
NOVIEMBRE	2.55	11.24	86.21

Fuente: Autor

Como se mencionó el equipo utilizado para la realización de los 115 monitoreos de las emisiones fue el MADUR GA21, el cual es un equipo portátil que permite hacer un análisis rápido y económico a varios puntos de muestreo en un día. Como complemento, se realizaron 52 análisis de cromatografía de gases de combustión a las emisiones en el Laboratorio de Cromatografía del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP. En las Tablas 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 se reportan las cromatografías hechas a las emisiones de las plantas Cracking Orthoflow, UOP I y

II, Cracking Modelo-IV y Unidad de Ruptura Catalítica (URC) de la refinería de Barrancabermeja.

En la planta Cracking Orthoflow se efectuaron tomas de emisiones para cromatografía en un periodo de tiempo de 15 días, iniciando el 10 de marzo y finalizando el 25 del mismo mes, donde se determinaron las composiciones de las corrientes de dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno, metano y monóxido de carbono. Promediando los valores obtenidos, tenemos para el CO₂ el 11,57% y para el N₂ el 80,64 % molar respectivamente, (Ver Tabla 10).

Tabla 10. Composición del gas de combustión de la planta de Cracking Orthoflow, año 2009.

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
CRACKING ORTHOFLOW	10,81	7,31	80,17	0,06	1,66
	9,56	9,31	79,97	0,05	1,10
	11,48	6,06	81,47	0,04	0,95
	11,40	6,12	81,36	0,04	1,08
	14,60	5,14	80,24	NR	0,01
PROMEDIO	11,57	6,79	80,64	0,05	0,96

Fuente: Autor

Los valores obtenidos por cromatografía en las plantas UOP I y UOP II fueron similares entre sí, ya que registraron unas concentraciones en fracción molar para el CO₂ del 14,25% y para el N₂ del 80,43% para la planta UOP I y para la planta UOP II 12,24% para el CO₂ y 80,12% para el N₂. No se registraron valores para el metano. Durante los meses de marzo y julio se realizaron las mediciones para la planta UOP I, mientras que para la planta UOP II los meses en los que se tomaron las muestras fueron abril y diciembre, (Ver Tabla 11 Y 12).

Tabla 11. Composición del gas de combustión de la planta UOP I, año 2009.

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
UOP I	14,88	4,80	80,30	NR	0,01
	15,19	4,26	80,48	NR	0,08
	14,91	4,56	80,47	NR	0,06
	14,26	5,12	80,62	NR	0,00
	12,60	7,51	79,82	NR	0,07
	14,39	5,14	80,47	NR	0,00
	13,54	5,68	80,72	NR	0,06
	14,24	5,20	80,56	NR	0,01
	14,21	5,40	80,39	NR	0,01
	14,28	4,73	80,98	NR	0,01
PROMEDIO	14,25	5,30	80,43		0,03

Fuente: Autor

Tabla 12. Composición del gas de combustión de la planta UOP II, año 2009.

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
UOP II	16,94	1,28	80,42	NR	1,37
	16,86	1,48	80,59	NR	1,06
	8,93	11,11	79,57	NR	0,39
	9,30	10,46	79,79	NR	0,45
	7,38	12,61	80,00	NR	NR
	14,00	5,66	80,34	NR	NR
PROMEDIO	12,24	7,10	80,12		0,82

Fuente: Autor

Diferente a los valores proporcionados con el medidor portátil de gases de combustión MADUR GA21 de la Tabla 2.1, los valores dados por la cromatografía fueron más exactos para la planta Cracking Modelo-IV. Las fechas de mediciones por cromatografía fueron el 15 de abril y el 1 de septiembre del 2009, en las cuales se notó una ligera presencia de metano (CH₄=0.28) afectando así las fracciones molares de los compuestos mayoritarios CO₂ y N₂, ver Tabla 13.

Tabla 13. Composición del gas de combustión de la planta Cracking Modelo-IV, año 2009.

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
CRACKING M-IV	15,96	1,12	79,28	0,38	3,25
	10,66	5,04	79,67	0,18	4,45
PROMEDIO	13,31	3,08	79,48	0,28	3,85

Fuente: Autor

En la Tabla 14 se reporta la composición del gas de combustión de la Unidad de Ruptura Catalítica (URC) en el año 2009.

Tabla 14. Composición del gas de combustión de la URC.

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
URC	16,70	1,19	79,95	0,04	2,12
	16,77	1,13	79,92	0,04	2,14
	16,85	1,18	80,03	0,03	1,91
	16,80	1,20	80,06	0,03	1,91
	16,24	1,13	79,75	0,06	2,83
	16,16	1,14	79,66	0,06	2,99
	16,25	1,16	79,67	0,06	2,87
	15,96	1,15	79,56	0,07	3,26
	16,42	1,14	79,65	0,05	2,75
	16,22	1,12	79,78	0,05	2,82
	16,18	1,19	79,89	0,05	2,69
	16,36	1,14	79,70	0,05	2,76
	16,32	1,23	79,86	0,04	2,55
	16,51	1,14	79,73	0,04	2,59
	16,44	1,19	79,77	0,04	2,55
	16,47	1,15	79,65	0,04	2,70
	16,96	1,23	80,16	0,03	1,62
	16,77	1,15	80,07	0,04	1,97
	16,25	1,48	80,24	0,05	1,98
	16,61	1,16	80,13	0,05	2,05
	16,53	1,14	80,13	0,04	2,16
	16,44	1,18	80,16	0,05	2,17
	16,31	1,12	79,82	0,05	2,70
	16,06	1,16	79,82	0,06	2,90
	16,36	1,13	79,87	0,06	2,58
	CONTINUACIÓN				

	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
	17,93	1,90	79,93	0,01	0,23
	16,19	1,14	79,98	0,07	2,61
	16,32	1,13	79,85	0,07	2,63
	17,13	1,29	80,63	0,01	0,95
PROMEDIO	15,95	1,75	79,91	0,05	2,35

Fuente: Autor

El total de cromatografías analizadas para el gas de combustión fue de 52 y el promedio de las composiciones encontrado es el siguiente en fracción molar:

CO₂= 14,98 %

N₂= 80,10 %

O₂= 3,27 %

CH₄= 0,06 %

CO= 1,68 %

2.2 CUANTIFICACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN

Las principales fuentes de gases de combustión de la refinería de Barrancabermeja la constituyen los hornos, calderas, regeneradores de catalizadores de las unidades de ruptura catalítica, los subproductos de la generación de hidrógeno en las plantas de parafinas y UNIBON¹⁵. Tal y como se presenta en la Tabla 15, podemos hacer un estimativo del volumen del gas de combustión con valores correspondientes al año 2009. Para realizar este cálculo se tomaron en cuenta las chimeneas que más generan emisiones.

¹⁵ SACHICA, J.A., NIÑO, Y.A., "Factibilidad técnico económica del uso del CO₂ de la Gerencia Complejo de Barrancabermeja en el recobro terciario de petróleo de los campos Yariguí Cantagallo, y San Silvestre, Gala y Llanito", Bogotá, 2005.

Tabla 15. Volúmenes de emisión de gases de combustión de chimenea de la refinería de Barrancabermeja, promedio año 2009.

Chimeneas	m ³ /s	ft ³ /D
<i>Calderas Distral*</i>	37	112.894.992
<i>Foster wheeler*</i>	32	97.638.912
<i>Calderas unidad de balance*</i>	20	61.024.320
<i>Central del Norte*</i>	30	91.536.480
<i>Modelo IV</i>	19	57.973.104
<i>Orthoflow</i>	10	30.512.160
<i>UOP I</i>	31	94.587.696
<i>UOP II</i>	50	152.560.800
<i>Acido Sulfúrico*</i>	2,5	7.628.040
Total	231,5	706.356.504

Factor de conversión 1 m³/s = 3051216 ft³/D

Fuente: Autor

*Estas chimeneas no se reportan en la caracterización de emisiones.

En la Tabla 16 se reportan los resultados de las corrientes de los gases de combustión en fracción molar y por cada uno de los volúmenes totales de las principales plantas de la refinería de Barrancabermeja. La cual es una clara descripción de las composiciones dadas en las Tablas 8 a 14, obtenidas por cromatografía de los gases de combustión.

Tabla 16. Cuantificación de las corrientes de gases de combustión de las principales plantas de la refinería de Barrancabermeja.

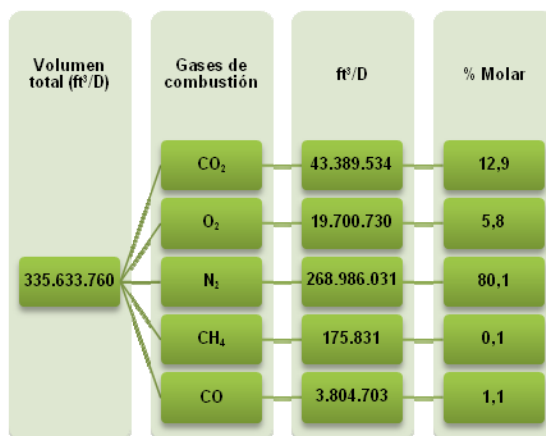
PLANTA	VOLUMEN POR PLANTA (ft ³ /D)	CO ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO
M-IV	57.973.104	7.717.843	1.786.383	46.075.139	161.368	2.232.341
C.O.	30.512.160	3.529.927	2.071.233	24.605.787	14.463	293.655
UOP I	94.587.696	13.474.806	5.009.848	76.075.808	NR	31.866
UOP II	152.560.800	18.666.958	10.833.266	122.229.297	NR	1.246.841
TOTAL	335.633.760	43.389.534	19.700.730	268.986.031	175.831	3.804.703

M-IV: Cracking Modelo-IV y C.O.: Cracking Orthoflow

Fuente: Autor

La distribución volumétrica teniendo en cuenta la composición del gas de combustión según la Tabla 16 es:

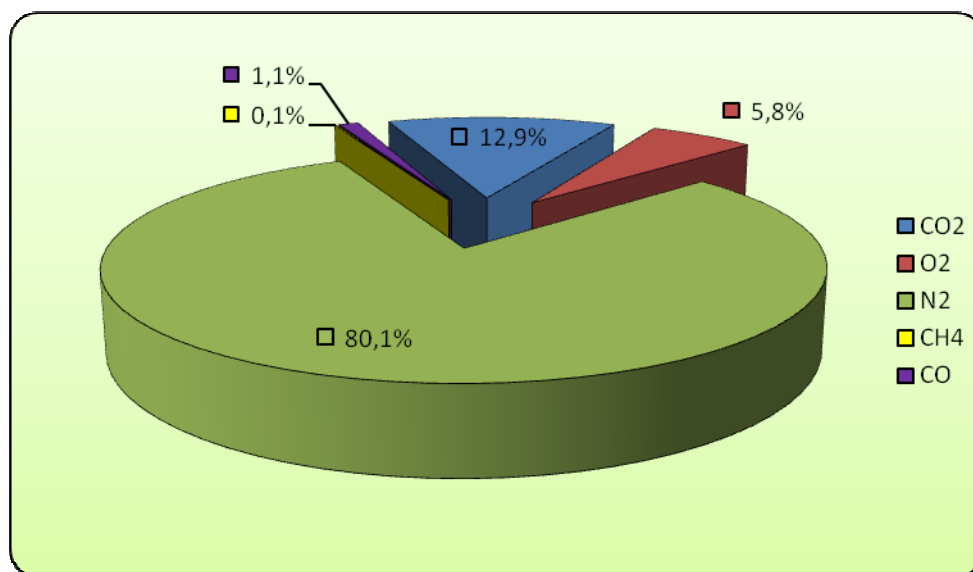
Figura 19. Relación de volúmenes de acuerdo a la composición de los gases de combustión.



Fuente: Autor

Esta distribución está representada en la Figura 20. Se observa que la constitución de los compuestos de los gases de combustión emitidos por la refinería de Barrancabermeja se encuentra en los rangos promediados en las Tablas de caracterización de las emisiones de los reportados en la sección 2.1.

Figura 20. Fracciones molares de los compuestos del gas de combustión de la Tabla 16



Fuente: Autor

2.3 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN DE ESTUDIOS ANÁLOGOS

En la Tabla 17 se presentan las caracterizaciones escogidas de referencias presentes en la literatura que están dadas en aplicaciones de laboratorio y campo, las cuales representan un punto de origen a tener en cuenta y también por su relevancia como parámetro de comparación ó analogía de proyectos a nivel internacional con este estudio. Según el promedio de las composiciones obtenidas por cromatografía, el rango que se tiene de composición para los componentes mayoritarios (CO₂ y N₂) en los gases analizados en las principales fuentes de emisiones de la refinería, son de 11,6 y 16,0% para el CO₂ y del 79,5 y 80,6 para el N₂.

Tabla 17. Datos de caracterización del gas de combustión obtenidos de la literatura.¹⁶

	Aplicación	° API	Viscosidad	Gas de Combustión (% molar)		Volumen de gas combustión inyectado
			(cP)	(N ₂)	(CO ₂)	(MMSCF)
SPE 24039	Campo	14	NR	80	20	NR
SPE 64724	Campo	NR	1470	88	12	NR
SPE 2631	Campo	NR	NR	NR	NR	54
SPE 1907	Campo	NR	NR	NR	NR	4
SPE 39637	Campo	30	NR	87	13	25
SPE 20269	Campo	29	20-30	87	13	17
SPE 59343	Laboratorio	NR	NR	85	15	NR
		NR	NR	93,4	6,6	NR
SPE 97262	Laboratorio	39,7	4,2E-3 @ 35°C	83	16	NR
			2,94E-3 @ 40°C			
		37,3	9,21E-3 @ 15°C	69	39	
			4,05E-3 @ 25°C			
			2,94E-3 @ 40°C			
Senlac	Laboratorio	NR	NR	84,4	15,6	NR
JCPT	Laboratorio	14	1860	85	15	NR

NR: No Registrado; cP: Centipoise

Fuente: Autor

¹⁶ TITTLE, R.M., KENDALL, T., "Success of flue gas program at Neale field", SPE No 1907, 1967.

CARAWAY, G.E, LOWERY, L.L., "Flue gas generation, problems, solutions and cost – Block 31 Field", SPE No 2631, 1969.

SHOKOYA, O.S., et al. "The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery", Journal of Energy Resources Technology, 2004.

FONG, W. S., et al, "EOR for California Diatomites. CO₂, Flue Gas and Water Corefloods, and Computer Simulations", SPE No 24039. 1992

GODWIN, J. et al, "A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas", SPE No 39637. 1998

JOHNSON, H. R., SCHMIDT L.D. y THRASH, L.D. "A Flue Gas Huff 'n' Puff Process for Oil Recovery From Shallow Formations" SPE No 20269. 1990

DE RIBERIO, A., "Compositional and Phase Behavior Experimental and Theoretical Work on Hydrocarbon Mixtures and Several Solvents (Carbon Dioxide, Nitrogen, and Flue Gases)" SPE No 59343. 2000

SHOKOYA, O.S., et al, "Effect of Oil and Flue-Gas Compositions on Oil Recovery in the Flue-Gas-Light-Oil Injection Process" SPE No 97262. 2005

ZHANG, F., FAN, Z., DING, J., "Experimetn of enhancing heavy oil recovery by cyclic fuel gas injection" SPE No. 64724. 2000.

Según la Tabla anterior el contenido promedio de CO_2 de las emisiones de refinería es similar al de la mayoría de las aplicaciones que se han realizado en otros estudios o proyectos de campo a nivel mundial, mientras que el contenido de N_2 es un poco menor, pero, es debido a que las fracciones de CO , CH_4 y O_2 disminuyen el contenido de este en la mezcla. De todos modos, los estudios realizados a nivel experimental reportan que se hicieron con mezclas CO_2 y N_2 como componentes mayoritarios y únicos, en otras palabras se usaron gases sintéticos en dichos estudios. A nivel de campo se usaron métodos para remover los “gases contaminantes” y sólo inyectar mezclas CO_2 - N_2 .

Debido a que los valores dados por cromatografía del gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja arrojaron valores de compuestos corrosivos como el oxígeno (Ver Tablas 10 a 14), es de suma importancia tener un control de la corrosión, esto porque las interrupciones en los procesos de inyección de gas de combustión más usuales son por dicho problema, en ese orden de ideas, la recomendación dada en el artículo de la SPE No 39637, fue la de analizar regularmente y controlar los componentes indeseados (en este caso, el oxígeno). También de igual forma, proponen la utilización de un convertidor catalítico el cual debe ser operado a una temperatura lo suficientemente óptima para garantizar la completa oxidación de los componentes indeseados o alternativamente a este método de control de corrosión, el enfriamiento del gas de combustión y la remoción completa de la fase líquida que pueda estar presente en la corriente de gas de combustión a inyectar, la cual, debe ser mantenida en todas las etapas de compresión y antes de la inyección, todo esto con el fin de reducir o mitigar la corrosión. Otra alternativa es aplicar inhibidores de corrosión en las facilidades de inyección y producción. El inhibidor de corrosión más indicado se puede obtener de estudios previos en laboratorio.

2.4 CÁLCULOS DE VOLUMEN DE GAS DE COMBUSTIÓN DISPONIBLE A CONDICIONES DE YACIMIENTO

Actualmente se cuentan con 706 MMPCD de gas de combustión en la refinería, pero, esta cantidad puede ser mayor o menor dependiendo de que todas las emisiones puedan ser recolectadas o que entren o salgan de servicio plantas en los diferentes procesos de refinación. Por lo tanto, se realizó un análisis de sensibilidad del volumen del gas de combustión disponible en superficie y su correspondiente volumen equivalente a condiciones de yacimiento. Los valores de gas disponible en superficie tenidos en cuenta fueron: 300, 700, 1000 y 1500 MMPCD y las posibles presiones de yacimiento de 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000 y 4500 psi @ 144,5 °F. Para realizar el análisis de sensibilidad del volumen de gas de combustión disponible a condiciones de yacimiento se utilizó el software PVT-PRO y la composición del gas de combustión que se tomó de referencia se presenta en la Tabla 18:

Tabla 18. Componentes, pesos moleculares y fracciones molares del gas de combustión.

Componentes	P.M. (lb/lbmol)	Gas de combustión (% molar)
N₂	28,013	80.1
CO₂	44,010	14.98
CH₄	16,043	0,06
O₂	31,999	3.27
CO	28,010	1.68

Fuente: Autor

Tabla 19. Volumen del gas de combustión en superficie y su equivalente a condiciones de yacimiento (Sensibilidad según la presión de fondo).

Tomando como referencia un volumen medido en superficie a 14.7 psi y 60°F										
Presión Fondo (psi)		500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500
Z	0.9991	0.9927	0.9921	0.9974	1.008	1.0231	1.042	1.0641	1.0888	1.1156
Vol. en superficie MMPCD	Volúmenes a la respectiva presión de fondo y 144,5 °F, (MMPCD)									
300		9.90	5.02	3.38	2.57	2.09	1.77	1.55	1.39	1.27
700		23.09	11.71	7.88	5.99	4.87	4.14	3.63	3.25	2.96
1000		32.99	16.72	11.26	8.56	6.96	5.91	5.18	4.64	4.23
1500		49.49	25.09	16.90	12.84	10.44	8.87	7.77	6.96	6.34

Fuente: Autor

3. GENERALIDADES CAMPO LLANITO¹⁷

3.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LLANITO

El Campo Llanito fue descubierto en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, en este se han identificado como mecanismos de producción: el gas en solución, empuje parcial de agua y se han implementado sistemas de levantamiento artificial por medio de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas. El campo lleva una explotación de 49 años y la calidad del crudo es de 21°API. El agua de formación tiene una alta salinidad promedio de 28.000 ppm de cloruros. El petróleo original reportado es de 314 MBOOIP, con una producción acumulada a diciembre del 2009 de 37,9 Mbls de petróleo y 19.000 MPC de gas.

El principal intervalo productivo lo constituye la Formación Mugrosa del Terciario Zona B y C, con una presión original de yacimiento estimada en 2400 psi a -5.200 pies bajo nivel del mar para la Zona B y en 2.800 psi a -6.200 pies bajo nivel del mar para la Zona C. El Campo Llanito se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander, al Norte de la concesión “De Mares”. Limita al Norte con el río Sogamoso, al Sur con la ciudad de Barrancabermeja, al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre y al Occidente con la Ciénaga El Llanito. El campo se encuentra 12 Km al Norte de la Refinería Barrancabermeja, ver Figura 21.

El área Galán-Gala-Llanito cartográficamente está comprendida dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

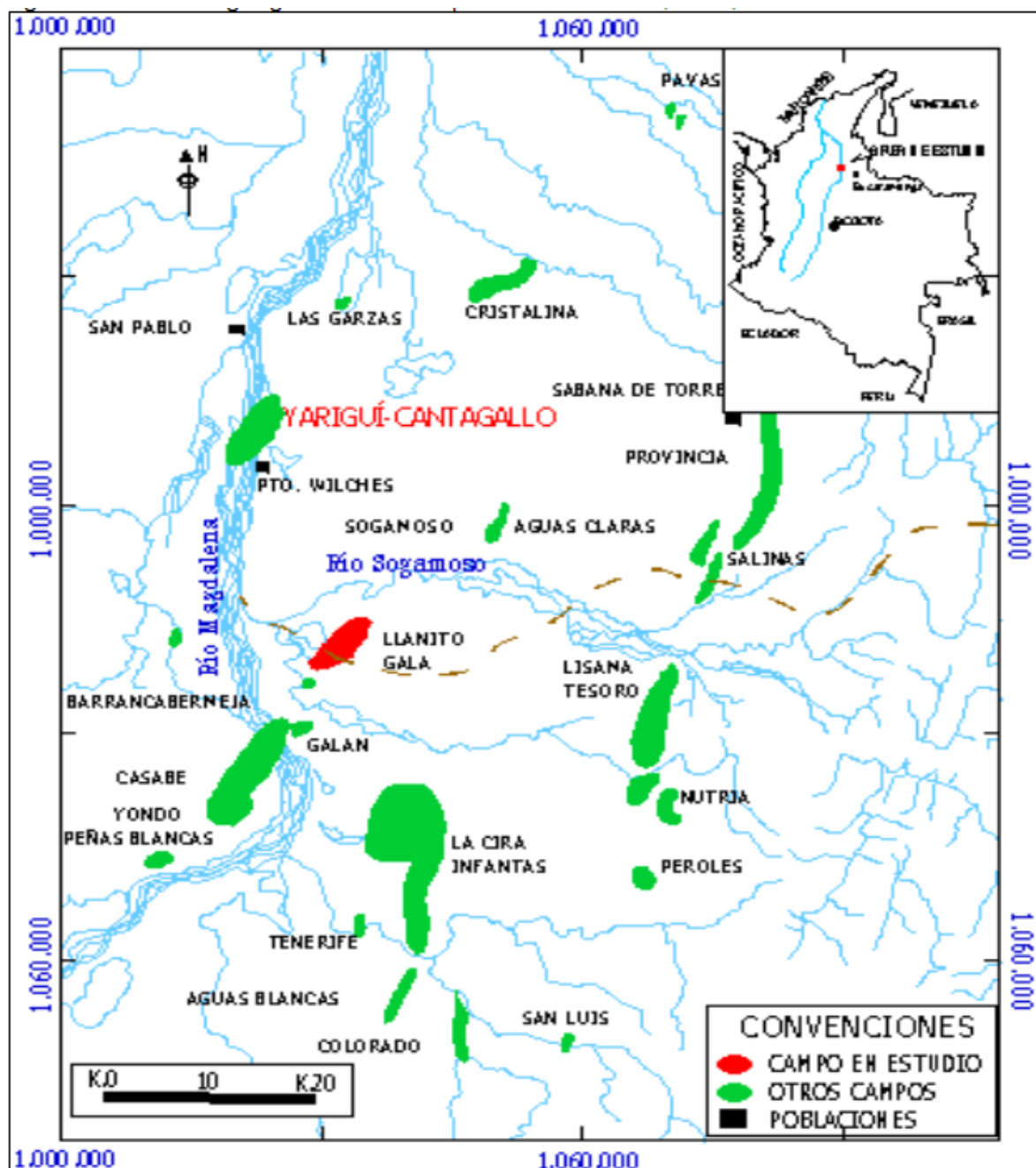
N : 1'288.000 a 1'277.000

E : 1'022.000 a 1'030.000

¹⁷ Ecopetrol S.A. Producción incremental Area Llanito. Año 2000.

El área tiene una extensión aproximada de 70 Km² donde se han perforado alrededor de 223 pozos, de los cuales 106 corresponden al campo Llanito, siendo 63 los pozos productores a enero del 2010. Actualmente cuenta con una producción de crudo de 4500 BAPD y una producción de gas de 3 MPCD.

Figura 21. Ubicación geográfica del campo Llanito.



3.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO LLANITO

La exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal hasta una profundidad de 13561', sin encontrar manifestaciones de Hidrocarburos. A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960 se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el Terciario (Zonas C y B de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. En diciembre de 1960 se terminó el pozo Llanito 9 en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BAPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte. A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores. A finales de 1985 se descubre el campo Gala ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perfora el pozo Cardales 1 ubicado en la parte sur del campo Gala.

3.3 GEOLOGIA DEL AREA

3.3.1 Estructural Llanito

En el área Llanito - Gala existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (SW-NE) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema transversal (E-W) relativamente reciente asociado al "Trend" de fallas de rumbo del Río Sogamoso. Este segundo sistema de fallamiento disloca en gran parte las estructuras generadas por el fallamiento longitudinal, para el cual se le calculó un desplazamiento vertical del orden de 150 pies para el área de Llanito disminuyendo hacia el sur en el área de Gala.

El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal que buza al este y que posiblemente está relacionado a un sistema tectónico regional de tipo “Wreching”, característico del Valle Medio del Magdalena, que según diferentes autores controló en gran parte la acumulación de hidrocarburos en los campos de esta cuenca.

El área está constituida por un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales. La identificación de estos bloques escalonados y su basculamiento sugiere posiblemente que la acumulación de hidrocarburos, en el campo, se localiza preferiblemente en el cierre de los bloques caídos con su respectiva falla normal. Los sedimentos del Cretáceo de origen marino son considerados como roca generadora del petróleo; los sedimentos terciarios, Eoceno superior - Oligoceno de carácter fluvio deltaico que constituyen la roca almacenadora del campo.

3.3.2 Estratigrafía Llanito - Gala

Las características litológicas del área corresponden a secuencias terciarias depositadas en ambientes Fluvio-Deltaicos. Se identifica la formación Mugrosa en zonas B y C como la mayor productora en el área y en menos importancia la formación Esmeraldas (zona D). La Secuencia cretácica fue atravesada parcialmente en el pozo Llanito 1.

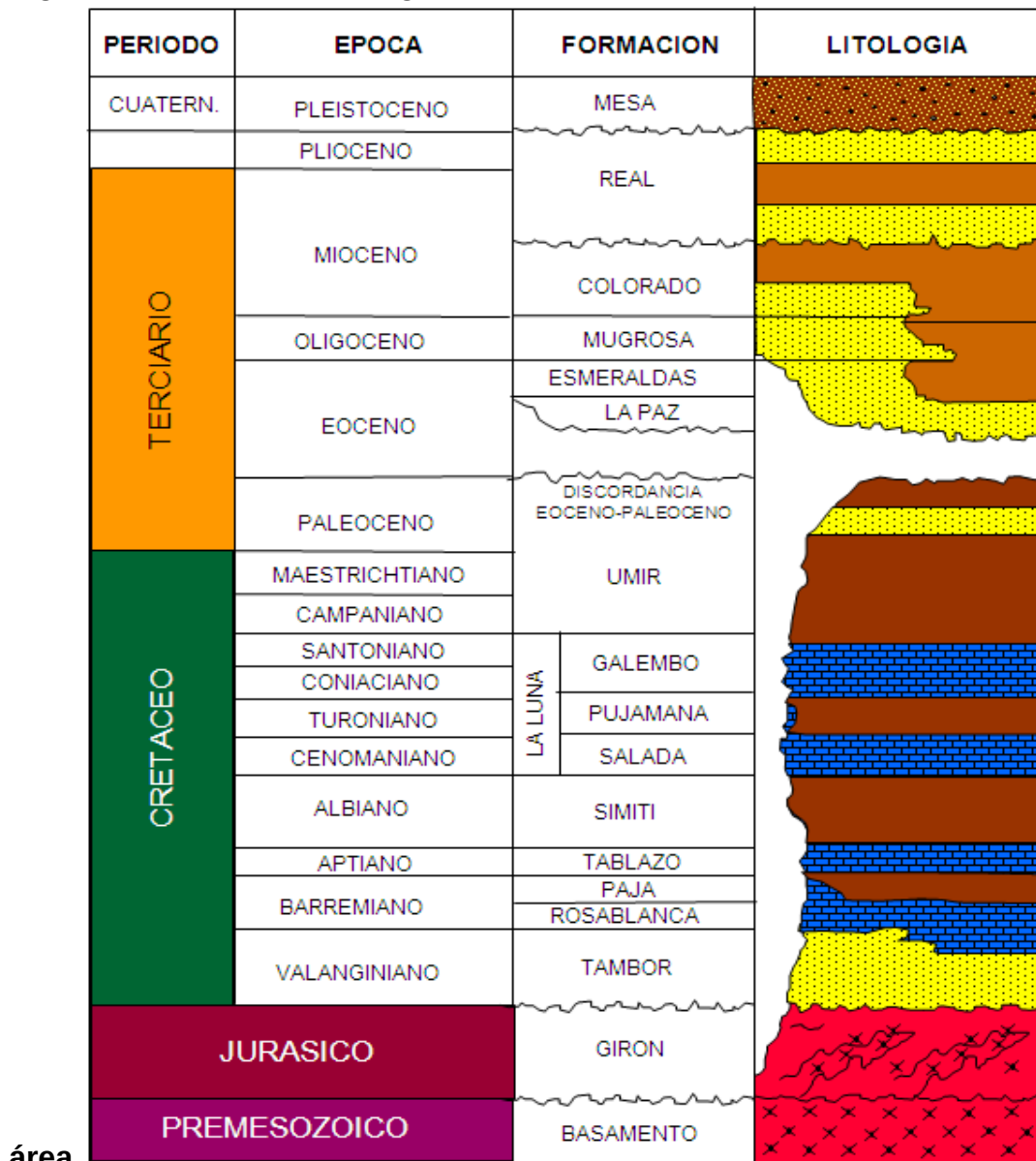
El pozo Gala 2 corazonó 110’ de sedimentos en la formación la Luna; se identificaron facies de “oil Shale” en niveles con espesores hasta de 30’. Son lutitas con abundantes impregnaciones de petróleo móvil en los planos de exfoliación y presentan altos valores de resistividad en los registros eléctricos. La existencia de “oil Shale” en los niveles de la formación la Luna permite considerar

este recurso en futuros planes exploratorios del área. La Figura 22 presenta la columna estratigráfica del área.

3.3.3 Ambiente de depositación área Llanito

El ambiente de depositación de los niveles arenosos del área es de carácter fluvio–deltaico en el cual se identifican secuencias granodecrecientes y granocrecientes (hacia el tope) tipo “point-bar”, barras entrecruzadas etc. La secuencia granodecreciente generalmente corresponde a depósitos tipo “canal”, mientras la secuencia granocreciente corresponde a depósitos tipo “deltaico”. Estos dos tipos de depósitos se diferencian básicamente en la distribución de fluidos a través del medio poroso.

Figura 22. Columna estratigráfica del



El carácter sellante de las fallas depende de los tipos de depósito que se enfrenten a través del plano de falla, por ejemplo es sellante a la migración lateral cuando a través del plano de falla se enfrentan arenas de diferentes características sedimentológicas (Tipo canal con tipo deltáico).

3.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

El área es compleja en los campos Llanito-Gala básicamente por el gran control estratigráfico observado en los registros eléctricos. Se observan zonas productoras de crudo con resistividades de 2-5 ohm-m y con saturaciones iniciales de agua de hasta el 60%. Estudios atribuyen las bajas resistividades al contenido y tipo de arcillas existente.

En el campo Llanito el 56% de la producción proviene de la zona “B” en la formación Mugrosa, mientras en el campo Gala el 59% de su producción proviene de la zona “C” de la formación Mugrosa.

La zona “A” de la formación Colorado aporta en mayor porcentaje la producción en el campo Galán, mientras en los campos Llanito y Gala existen únicamente 10’ netos aproximadamente, probados como gasíferos. La Tabla 20 presenta las propiedades petrofísicas del campo Llanito y la Tabla 21 las propiedades de los fluidos.

Tabla 20. Propiedades petrofísicas Campo Llanito.

Parámetros	Campo Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Prof. Promedio (ft)	4000	5200	6200	7000
Espesor Prom. (ft)	26	50	40	18
Porosidad Prom. (%)	24	21	20	18
Permeabilidad Prom. (mD)	480	340	240	160
Swi (%)	42	51	46	47
Mecanismo De Producción Tipo de Crudo	Empuje de Gas	Empuje de Gas+Empuje de agua Nafténico		

Tabla 21. Propiedades del fluido del Campo Llanito.

Parámetros	Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cP)	50	19.4	12.1	5
Factor Volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor Volumétrico @ Pb	1.061	1.094	1.09	1.206
GOR (SCF/STB)	150	500	400	600
Presión burbuja (psi)	1600	2175	2240	2900

En las formaciones del área la respuesta de la resistividad ha sido muy particular, presentando regularmente lecturas muy bajas en zonas potencialmente petrolíferas y gasíferas. Dicha respuesta ha sido atribuida al alto grado de arcillosidad de las arenas y a la alta salinidad del agua de formación. El problema de arcillosidad ha presentado dificultades para la interpretación de los registros eléctricos, puesto que algunas arenas potencialmente productoras presentan valores de resistividad bajos del orden de 2 ohm-m, mientras que las resistividades de las arenas limpias saturadas de agua varían entre 0,5 y 1.5 ohm.-m.

3.5 RESERVAS

Como se mencionó el volumen de petróleo original es de 314 MBIs y el producido para el área a diciembre del 2009 es de 37,9 MBIs lo cual nos representa un factor de recobro del 12% el cual es bajo en 50 años de explotación del campo.

3.5.1 Historia de presión

El comportamiento de la presión del área confirma los mecanismos de desplazamiento existentes; la alta caída en presión de zona D indica que este yacimiento posee empuje por gas en solución, mientras la formación Mugrosa (Zonas B y C) tienen un empuje de agua parcialmente activo: Tabla 3.3

Tabla 22. Historial de presión Campo Llanito.

Parámetros	Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Prof. Promedio (ft, BNM)	4000	5200	6200	7000
Presion Original (psi)	1880	2370	2780	3200
Presion Actual (psi)	1400	1300	1200	900

4. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO FLUIDO – FLUIDO¹⁸

Con el fin de analizar el comportamiento fluido – fluido entre el gas de combustión de la refinería y el crudo vivo de las arenas B del campo Llanito se realizaron las siguientes evaluaciones:

- Muestreo en fondo en las arenas B del pozo Llanito 127 y control de calidad de la muestra.
- Análisis PVT convencional.
- Estudio de interacción crudo vivo – gas de combustión.
- Estudio de asfáltenos debido a la inyección del gas.

4.1 MUESTREO EN FONDO Y CONTROL DE CALIDAD DE LA MUESTRA DEL POZO LLANITO 127

Inicialmente se realizó la adquisición de datos de presión y temperatura desde la base del intervalo de interés de las arenas B del pozo Llanito 127 recién perforado y completado hasta superficie y se pudo con esto obtener el gradiente estático de fluidos e identificar los contactos agua – petróleo y gas – petróleo presentes en el pozo, lo cual se hizo con una sonda de presión de memoria electrónica PPS25 y una unidad de “Slick-Line”. Luego de obtener el gradiente estático se tomó una muestra de fondo a 6761 pies @ 2350 psi y 144.5°F; el muestreo se realizó en una cámara tipo “Single PhaseSampler” (SPS) marca Proserv, la cual permite capturar la muestra a condiciones de fondo y mantener la muestra a una presión mayor a la obtenida en fondo con el fin de evitar de que en la cámara se formen dos fases al bajar la presión y temperatura al salir la sarta de muestreo a superficie. La información del muestreo en fondo de las arenas B del pozo Llanito 127 se reporta en la Tabla 23.

¹⁸ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, Reporte PVT-ID0157-122

Tabla 23. Información del muestreo de fondo en el pozo Llanito 127.

INFORMACION DEL MUESTREO DE FONDO		
Pozo	Llanito 127	
Formación	Mugrosa B	
Tipo de Muestra	FONDO	
Profundidad de Muestreo	6761	ft MD
Presión de muestreo	2350	Psi
Temperatura de muestreo	144,5	°F
Presión de apertura	5200	Psi
Presión de Transferencia	5500	Psi
Temperatura de Transferencia	100	°F

Antes de proceder al análisis PVT del fluido recuperado en fondo, se verificó en laboratorio la presión de apertura de la cámara de muestreo y a la muestra tomada se le realizó una densidad y una prueba de liberación instantánea de gas con el fin de determinar la relación gas-petróleo y la gravedad API del petróleo residual. Mediante la prueba se encontró que el fluido tiene una densidad de **0.8643** g/cc a 5000 psi y 144.5 °F, contiene **307.3** pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo residual a 60 °F y que el petróleo residual tiene una gravedad API de **22.7°**.Adicionalmente se hizo una prueba de relaciones presión-volumen, que permitió establecer la presión de burbuja en **2260**psia a una temperatura de 144.5°F. Los anteriores análisis se hacen como control de calidad de la muestra antes del análisis PVT convencional el cual se ilustrará a continuación:

4.2 ANÁLISIS PVT CONVENCIONAL

Después del control de calidad y de realizar un período de restauración a 5000 psi y 144,5 °F por espacio de 5 días, de la muestra de fondo se obtuvieron los siguientes resultados del análisis PVT convencional: Tiene una densidad de **0.8674** g/cc a 5000 psi y 144.5 °F; de la prueba de liberación instantánea de gas realizada a dicha muestra se permitió establecer que el fluido contiene **288,9** pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo residual a 60 °F, ver Tabla 24.

Tabla 24. Resumen de los datos de la prueba de Liberación Instantánea @ Condiciones de Yacimiento *

G.O.R.	288,9 SCF/STB
Bo	1,0904 BI Res/STB
Densidad del Petróleo (Sat)	0,8674 g/cc
Densidad del Petróleo muerto	0,9170 g/cc
Gravedad Especifica del gas	0,7079
Peso Molecular C30+ Utilizado	580 gr/mol

* Propiedades determinadas a 5000 psig y 144.5°F

El gas y petróleo obtenidos en la liberación instantánea fueron recogidos y se les determinó su composición mediante técnica de cromatografía. A partir de las composiciones de gas y líquido y su relación másica se obtuvo mediante recombinación matemática la composición total del fluido de yacimiento. En la Tabla 25 se muestra la composición molar y en peso del fluido de yacimiento así como las propiedades de las fracciones pesadas. Los cálculos se realizaron utilizando la distribución de pesos moleculares de Katz-Firoozabadi. El peso

molecular del fluido fue de 194,51 Lb/Lbmol, la densidad del petróleo residual a 60°F fue de 0,917 g/cc y la gravedad API del petróleo residual fue de 22,65°.

Tabla 25. Composición total del fluido de yacimiento pozo Llanito 127, arenas B.

Componentes	Gas	Líquido	Recombinado		MW g/mol
	Mol %	Wt %	Wt %	Mol %	
Nitrógeno	2,0082	0,0000	0,1287	0,8937	28,01
Dióxido de Carbono	0,1580	0,0000	0,0159	0,0703	44,01
Metano	83,6869	0,0000	3,0712	37,2433	16,04
Etano	6,3933	0,0000	0,4398	2,8452	30,07
Propano	3,1142	0,0143	0,3278	1,4460	44,1
Isobutano	1,4725	0,0291	0,2235	0,7481	58,12
Normal Butano	1,1188	0,0323	0,1796	0,6009	58,12
Isopentano	0,7695	0,0894	0,2122	0,5722	72,15
Normal Pentano	0,3867	0,0661	0,1268	0,3419	72,15
Hexanos	0,5086	0,2625	0,3479	0,8057	84
Heptanos	0,2327	0,7533	0,7691	1,5583	96
Octanos	0,0979	1,0801	1,0534	1,9150	107
Nonanos	0,0229	1,3496	1,2926	2,0780	121
Decanos	0,0029	1,3805	1,3166	1,9112	134
Undecanos	0,0004	1,5869	1,5126	2,0015	147
Dodecanos	0,0003	1,5813	1,5072	1,8210	161
Tridecanos	0,0001	1,9213	1,8312	2,0354	175
Tetradecanos	0,0000	2,0559	1,9595	2,0060	190
Pentadecanos	0,0000	2,1397	2,0393	1,9256	206
Hexadecanos	0,0000	2,1113	2,0123	1,7631	222
Heptadecanos	0,0000	2,2211	2,1169	1,7374	237
Octadecanos	0,0000	2,5021	2,3847	1,8481	251
Nonadecanos	0,0000	2,6819	2,5561	1,8905	263
Eicosanos	0,0000	2,5787	2,4577	1,7384	275
Henicosanos	0,0000	2,4399	2,3255	1,5544	291
Docosanos	0,0000	2,4851	2,3685	1,5105	305
Tricosanos	0,0000	2,4619	2,3464	1,4353	318
Tetracosanos	0,0000	2,3918	2,2796	1,3396	331
Pentacosanos	0,0000	2,2878	2,1805	1,2294	345
Hexacosanos	0,0000	1,7725	1,6894	0,9153	359
Heptacosanos	0,0000	2,3617	2,2509	1,1707	374
Octacosanos	0,0000	2,0598	1,9632	0,9842	388
Nonacosanos	0,0000	2,1666	2,0650	0,9992	402
Triacantanos plus	0,0000	53,0991	50,6085	16,9724	580
Benceno	0,0141	0,0213	0,0228	0,0568	78,1
Tolueno	0,0121	0,0149	0,0168	0,0353	92,2

Propiedades de las fracciones pesadas.

Fracción Plus	Wt %	Mol %	MW
C7 +	94,904	54,433	339,7
C10+	91,772	48,789	365,9
C20+	72,535	29,849	472,7
C30+	50,608	16,972	580,0

El fluido se sometió a expansión isobárica a 5000 psi desde la temperatura del laboratorio (68 °F) hasta la temperatura de yacimiento (144.5 °F), obteniéndose una expansión térmica de **1.037** y un coeficiente de expansión térmica isobárica de **4.870 E-04** (1/°F). Mediante un estudio de Relaciones Presión – Volumen realizado a temperatura de yacimiento (144.5°F) se pudo establecer que el fluido tiene una presión de burbuja de **2175**psia y una densidad en la presión de saturación de **0,8561** g/cc, Ver Tabla 26.

Tabla 26. Resumen de los datos de la prueba de Relaciones Presión Volumen @ 144.5 °F.

Presión de Burbuja (Pb)	2175 psia
Expansión Térmica @ 5000 Psi	1,037
Vol. @ 144.5 °F	
Vol. @ 68 °F	
Coef. de expansión térmica Isobárica	4,87E-04 1/°F
5000 psig (68°F-144.5°F)	
Densidad del Fluido de ycto @ P.bpsia y 144.5°F	0,8561 g/cc
Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pyac. a Pb)	4,41E-06 1/psi

Durante la liberación diferencial de seis etapas a temperatura de yacimiento se encontró que el fluido contiene **268,74** pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por

barril de petróleo residual a 60 °F y **1,1590** barriles de fluido saturado a la temperatura de yacimiento por barril de petróleo residual a 60 °F. La densidad del líquido y las propiedades de los gases liberados fueron medidas en cada una de las etapas realizadas. Los resultados se presentan en la Tabla 27 y en las Figuras 23 y 24 el Factor Volumétrico del petróleo (Bod) y la densidad del petróleo en la liberación diferencial respectivamente.

Tabla 27. Prueba de Liberación Diferencial pozo Llanito 127@ 144,5 °F

Presión (psia)	Densidad del Petróleo (g/cc)	FVF del Petróleo [1] Bod	FVF Total [2] (BY/BF) Btd	RGA en solución [3] Rsd	G.E. del Gas	G.E. del Gas Acumulado	Factor Z	FVF del Gas [4] (PCY/PCN) Bgd	Fac. deExp. del Gas (PCN/PCY)
2175	0,8500	1,1590	1,1590	268,74					
2009	0,8521	1,1501	1,1788	247,42	0,6153	0,6153	0,8820	0,0076	132,3301
1509	0,8604	1,1303	1,2312	191,61	0,6096	0,6112	0,8933	0,0101	98,5844
1009	0,8692	1,1105	1,2615	136,95	0,6105	0,6109	0,9132	0,0155	64,4609
509	0,8790	1,0887	1,4336	76,22	0,6217	0,6144	0,9358	0,0319	31,3656
108	0,8878	1,0697	2,3286	30,76	0,7188	0,6391	0,9750	0,1555	6,4322
9	0,8898	1,0652	3,7093	8,11	1,0860	0,6831	0,9805	1,8354	0,5448

Densidad del Petróleo Residual **0,9189** g/cc (**22,34** ° API) @ 60°F

Peso Molecular del residual **340.705** Lb/Lb-mol
 [1] Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F.

[2] Barriles de petróleo más gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F.

[3] Pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo residual @ 60 °F.

[4] Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas por pie cúbico @ 14.7 psia y 60 °F.

Figura 23. Liberación diferencial. Factor Volumétrico del Petróleo. Bod

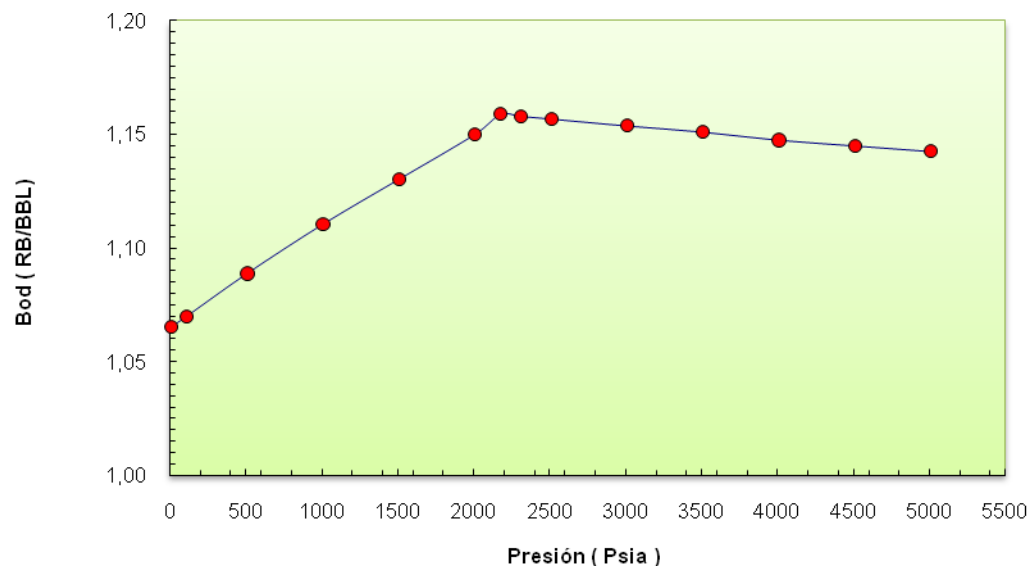
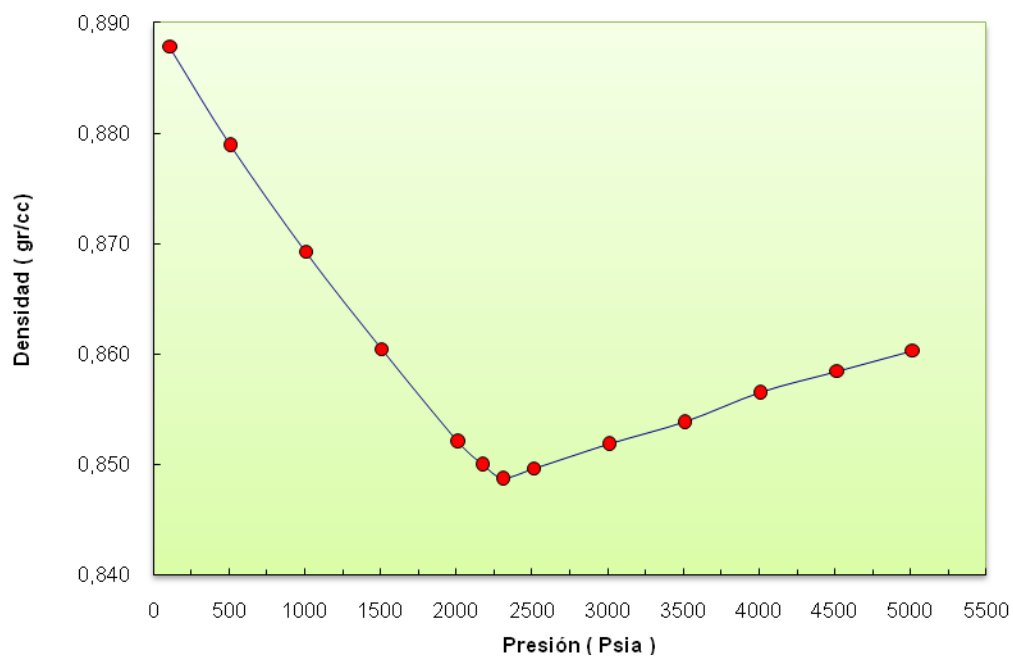


Figura 24. Liberación diferencial. Densidad del Petróleo, pozo Llanito 127.



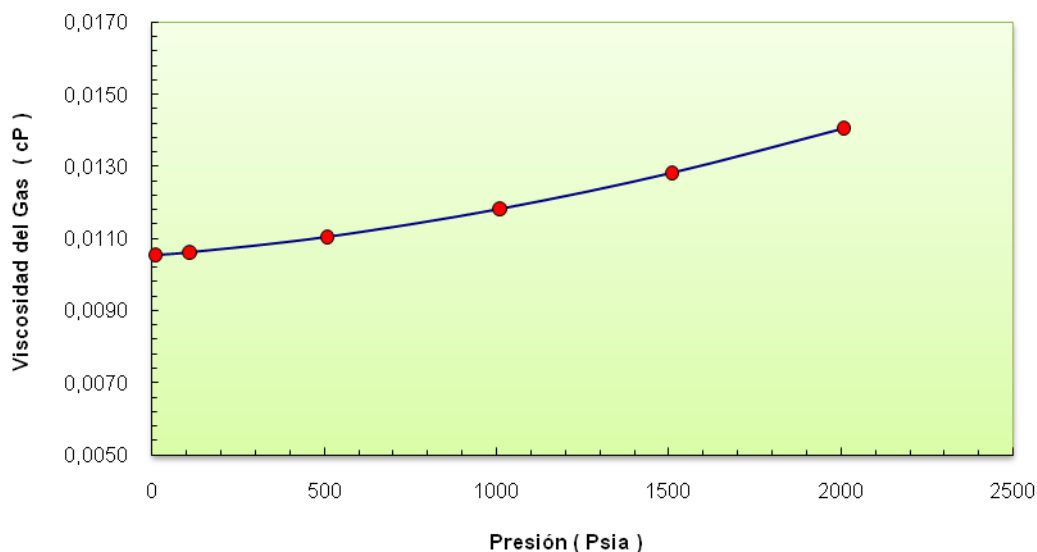
En la Tabla 28 se reportan los valores obtenidos para la viscosidad y Factor de Compresibilidad (Z) del gas liberado @ 144,5°F. La Figura 24 muestra la tendencia de la viscosidad del gas liberado en la prueba de liberación diferencial.

Tabla 28. Prueba liberación diferencial, Viscosidad y Factor Z del gas liberado @ 144,5 °F.

Pb =	PRESION	FACTOR	VISCOSIDAD
	(psia)	Z (P*Mw) / (ρ*R*T)	DEL GAS* (cP)
	2175		
	2009	0,8820	0,01406
	1509	0,8933	0,01282
	1009	0,9132	0,01182
	509	0,9358	0,01105
	108	0,9750	0,01062
	9	0,9805	0,01054

* La viscosidad del gas se calculó por el método de Lee, Gonzales y Eaki.

Figura 25. Liberación diferencial. Viscosidad del Gas liberado, pozo Llanito 127.

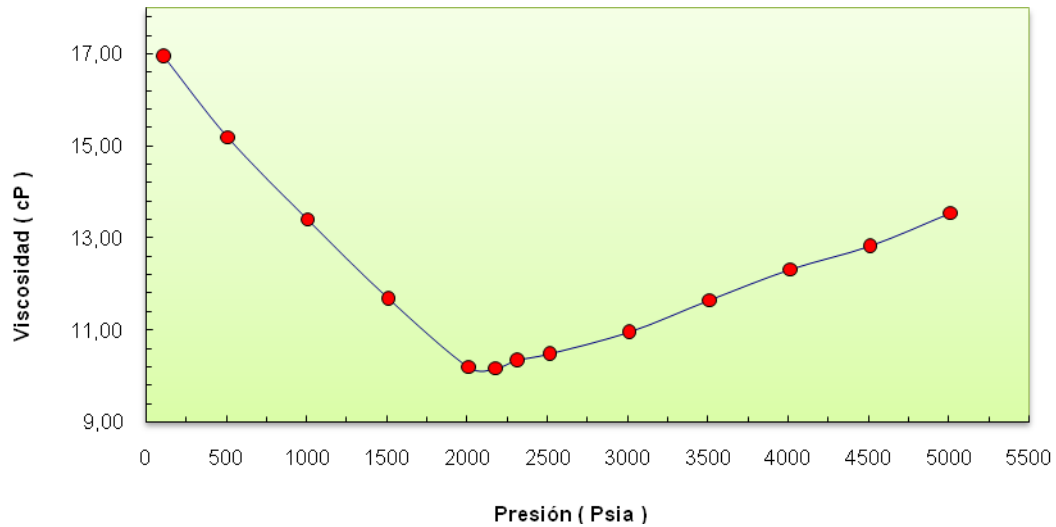


La viscosidad y densidad del petróleo se midió sobre un extenso rango de presiones a temperatura de yacimiento utilizando un viscosímetro electromagnético Cambridge SPL-440 y un densímetro Anton Para 4500. La viscosidad a la presión de burbuja es de **10,160 cP** y la densidad 0.85 g/cc, en la Tabla 29 y la Figura 26 se presenta el comportamiento de la viscosidad del petróleo a diferentes condiciones de presión @ 144,5°F.

Tabla 29. Viscosidad y Densidad del Petróleo Saturado @ 144,5 °F.

	PRESION	DENSIDAD DEL PETRÓLEO	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO
	(psia)	(g/cc)	(cP)
P_b =	5011	0,8603	13,5400
	4510	0,8584	12,8260
	4010	0,8565	12,3140
	3510	0,8539	11,6510
	3010	0,8519	10,9590
	2513	0,8496	10,4860
	2311	0,8488	10,3470
	2175	0,8500	10,1600
	2009	0,8521	10,1960
	1509	0,8604	11,6930
	1009	0,8692	13,3960
	509	0,8790	15,1910
	108	0,8878	16,9590

Figura 26. Liberación diferencial. Viscosidad del Gas liberado, pozo Llanito 127.



En la Tabla 30 se reportan las pruebas de separador realizadas para determinar el efecto de la presión del separador en la relación gas-petróleo, factor volumétrico de formación y la gravedad API del petróleo en el tanque; estas se llevaron a cabo a una temperatura de 100 °F y presiones de 50, 40, 30 y 20 psig.

Tabla 30. Prueba de Separador @ Temperatura de Separador = 100 °F

Condiciones DeSeparación		Relación Gas-Petróleo			Factor Volumétrico de Formación Bofb [2]	Gravedad API del Petróleo de Tanque@60°F	Densidad del Petróleo @60°F (gm/cm3)
		I Etapa (Separador) [1]	II Etapa (Tanque) [1]	Total Tanque + Sep Rsfb[1]			
(psig @ °F)							
50	100	231,21	8,31	239,51	1,1281	21,91	0,9214
40	100	205,46	20,12	225,58	1,1263	22,37	0,9187
30	100	217,76	24,65	242,42	1,1442	20,49	0,9301
20	100	213,99	13,47	227,47	1,14	20,67	0,929

* En primera etapa

[1] Relación Gas-Petróleo en pies cúbicos de gas @ 60°F y 14.7 psia por barril de petróleo de tanque @ 60°F.

[2] Factor Volumétrico de Formación en barriles de petróleo saturado a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento por barril de petróleo de tanque @ 60°F.

Finalmente, los resultados de las pruebas de liberación diferencial y separador se utilizaron para calcular las relaciones gas-petróleo en solución y el factor volumétrico de formación ajustados a la condición de separación de 30 psig y 100°F, ver Tabla 31.

Tabla 31. Datos de la liberación diferencial ajustados a las condiciones de separación.*

PRESION (psia)	RGA en Solución Rs (1)	Factor Volumen del petróleo Bo (2)
5011	242,42	1,1279
4510	242,42	1,1304
4010	242,42	1,1328
3510	242,42	1,1364
3010	242,42	1,1391
<u>CONTINUACIÓN</u>		

Presión	RGA en sln	Bo
2513	242,42	1,1421
2311	242,42	1,1432
2175	242,42	1,1432
2009	221,37	1,1354
1509	166,27	1,1159
1009	112,31	1,0963
509	52,36	1,0748
108	7,47	1,0560

* Presión de Separador 30 psig

* Temperatura de Separador 100 °F

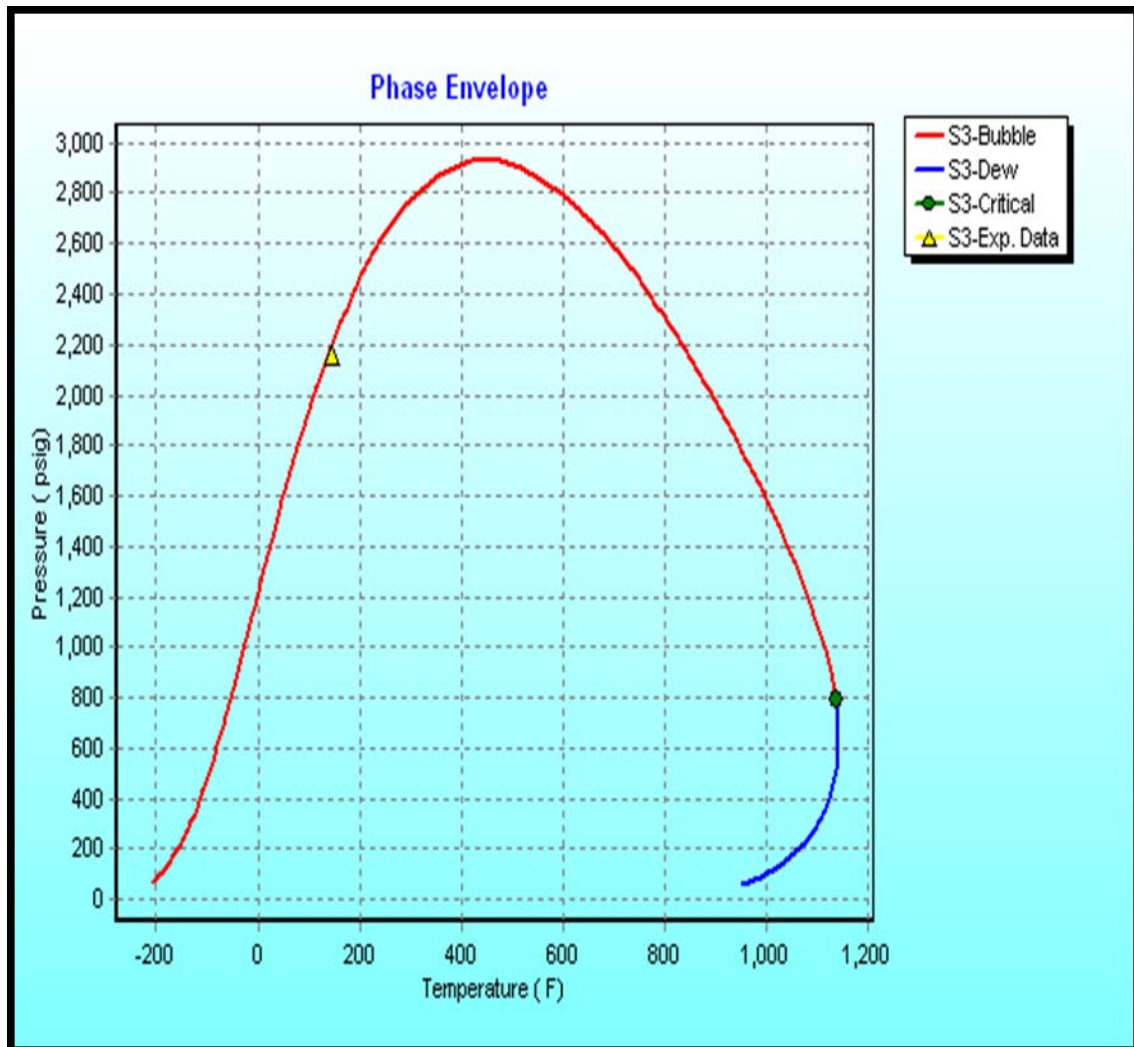
[1] Pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo de tanque @ 60 °F.

[2] Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo de tanque @ 60 °F.

[3] Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas por pie cúbico @ 14.7 psia y 60 °F.

La Figura 27 presenta la Envolvente de Fase o Diagrama de Fase del fluido de yacimiento en donde se observa que las condiciones de presión original de 2350 psi a 144,5 °F están muy cercanas a la región de dos fases o cercanas a la presión de burbuja de 2175 psi @ 144,5 °F.

Figura 27. Diagrama de fases del fluido de yacimiento.



4.3 ESTUDIO DE INTERACCIÓN CRUDO VIVO – GAS DE COMBUSTIÓN

El objeto de este estudio es analizar el comportamiento del crudo vivo obtenido en el muestreo de fondo con gas de combustión a las posibles presiones de inyección a condiciones de yacimiento, para lo cual se preparó un gas sintético con la composición similar a la del promedio que se obtuvo en la caracterización de las emisiones de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja (Capítulo 2, sección 2.1). Este gas sintético fue preparado en el laboratorio PVT y su composición se muestra en la Tabla 32.

Tabla 32. Composición del gas de combustión sintético.

Componentes	Mol %
Oxígeno	2,2593
Nitrógeno	84,3412
Dióxido de Carbono	12,2618
Metano	1,1376

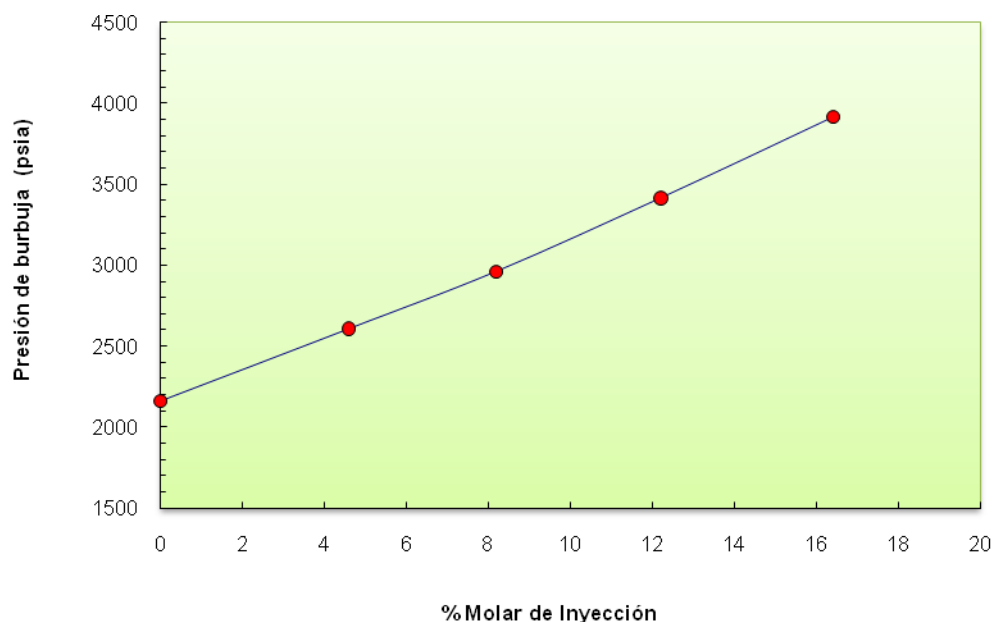
Como se mencionó el gas sintético es similar en los componentes mayoritarios del promedio composicional de las emisiones (N_2 del 80.1% molar y CO_2 del 14,98% molar). En este caso particular no se tuvo en cuenta la proporción del 1,68% de CO por ser un gas contaminante.

Las pruebas se realizaron inyectando volúmenes conocidos de gas de combustión en las siguientes proporciones molares con respecto al fluido original (Crudo vivo): 4.59%, 8.19%, 12.2%, 16.41%, los cuales llevaron a incrementos en la presión de burbuja del fluido, las presiones de burbuja alcanzadas se observan en la Tabla 33 y en la Figura 28; dichas presiones de burbuja se determinaron experimentalmente mediante una prueba de expansión a composición constante realizada al fluido original y a los fluidos obtenidos en cada etapa de inyección de gas.

Tabla 33. Presiones de saturación para cada fracción molar de gas inyectado.

% molar de inyección	Pb (psia)
0,00	2160
4,59	2606
8,19	2961
12,2	3415
16,41	3915

Figura 28. % Molar de inyección Vs Presión de saturación.



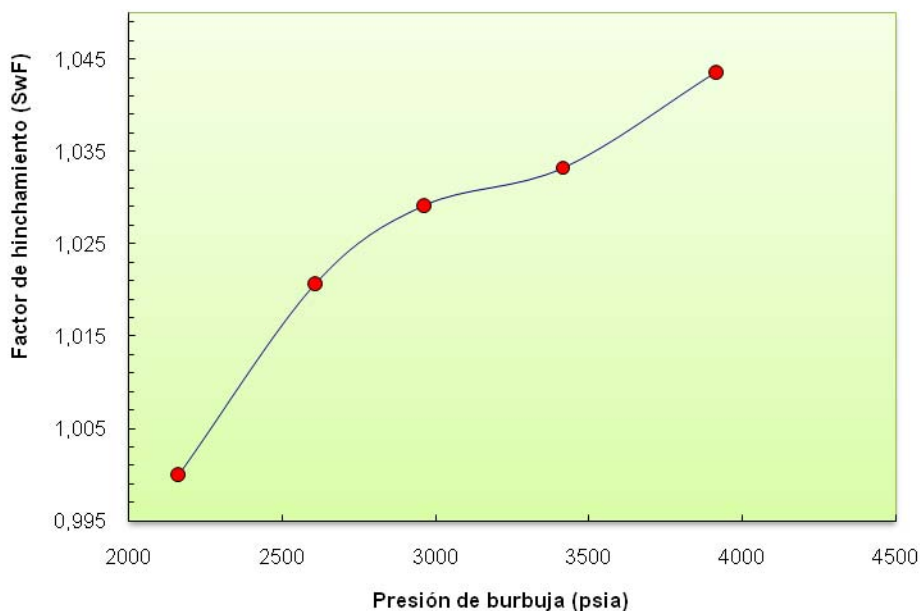
Después de cada inyección de gas de combustión, el sistema fluido-gas se dejó en agitación durante dos días a una presión de 5000 psig y temperatura de yacimiento (144.5 °F) con el fin de obtener una sola fase y restaurar la nueva condición en la mezcla. La Tabla 34 y Figura 29 muestran los factores de

hinchamiento del fluido obtenidos a partir de los resultados de la prueba. Los resultados indican que el incremento de esta propiedad no presentó un comportamiento típico, lo cual podría indicar la posible formación de una fase de asfáltenos.

Tabla 34. Factor de hinchamiento (SwF) para cada fracción molar de gas de combustión

Pb (psia)	SWF
2160	1,0000
2606	1,0207
2961	1,0291
3415	1,0332
3915	1,0436

Figura 29. Factor de hinchamiento (SwF).

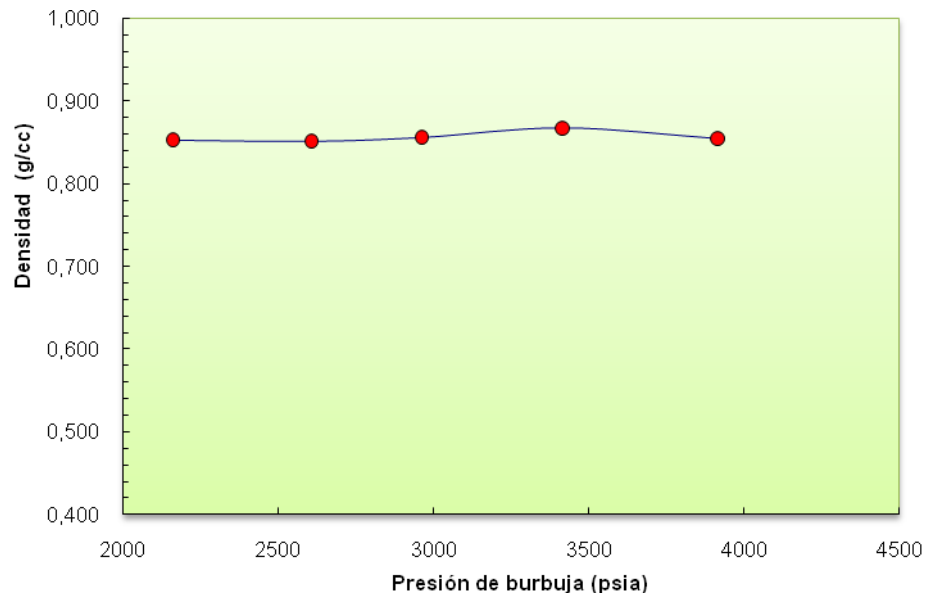


Para cada inyección realizada se tomaron de la celda dos porciones de fluido diferentes para la determinación experimental de la viscosidad y densidad en la presión de burbuja o presión de saturación. Los comportamientos de estos dos parámetros se pueden observar en la Tabla 35 y Figura 30 y en la Tabla 36 y Figura 31.

Tabla 35. Densidad del fluido @ Pb para cada mezcla con gas de combustión

Pb (psia)	Densidad (g/cc)
2160	0,8528
2606	0,8516
2961	0,8560
3415	0,8670
3915	0,8547

Figura 30. Densidad del fluido a presión de

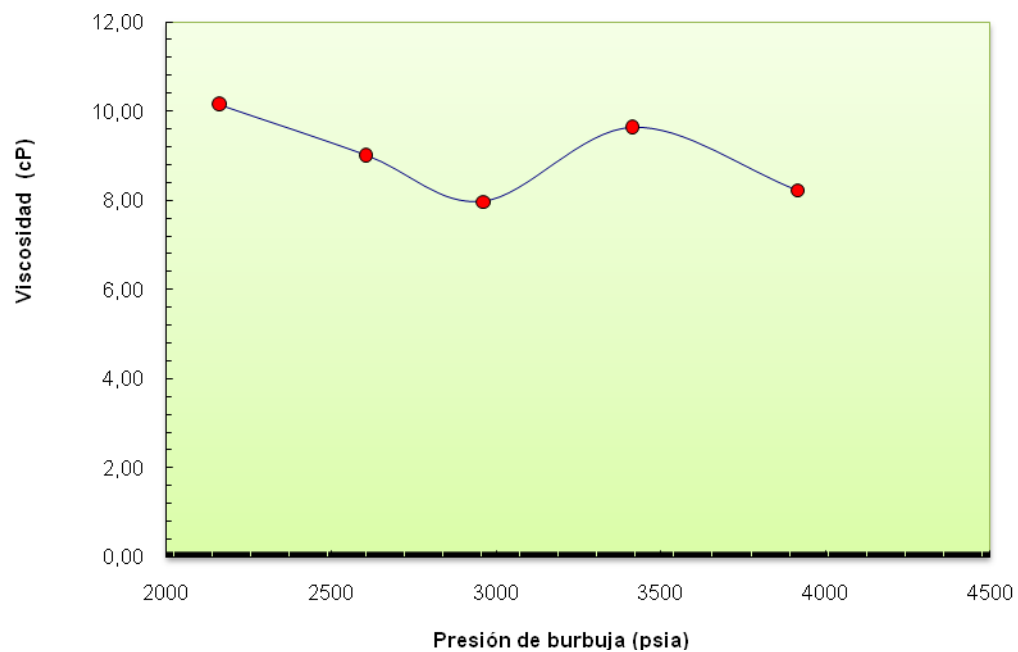


saturación.

Tabla 36. Viscosidad del fluido @ Pb para cada gas mezclado con gas de combustión.

Pb (psia)	Viscosidad (cP)
2160	10,16
2606	9,02
2961	7,97
3415	9,65
3915	8,22

Figura 31. Viscosidad del fluido a presión de saturación.



El comportamiento experimental de estas dos propiedades no corresponde con el esperado, debido a que en los procesos de inyección de gas se esperan disminuciones en la densidad y viscosidad del fluido. Adicionalmente los

resultados indicarían que el fluido no se mantuvo homogéneo durante el proceso, lo cual es típico en procesos de precipitación de asfáltenos.

Las Tablas 37 y 38 muestran los resultados de GOR y ° API del petróleo residual para el fluido original y para cada uno de los fluidos obtenidos después de cada inyección. Dichas propiedades se obtuvieron mediante la liberación instantánea de gas realizada a una muestra tomada a la presión de saturación.

Tabla 37. GOR del fluido obtenido después de cada inyección.

Inyección	GOR (SCF/STB)
0	288,91
1	296,26
2	297,52
3	311,50
4	327,36

Tabla 38. °API del petróleo residual obtenido después de cada inyección.

Inyección	° API
0	22,65
1	23,18
2	22,16
3	22,14
4	22,36

Los resultados de la gravedad API del petróleo indicarían que el fluido no se mantuvo homogéneo durante el proceso, lo cual es típico en procesos de precipitación de asfáltenos.

La Tabla 39 muestra las composiciones totales del fluido después de cada inyección de gas, los resultados indican que el gas inyectado podría no haberse disuelto en el petróleo en todas sus proporciones.

Tabla 39. Composición total del fluido después de cada inyección de gas.

Componentes	1 inyección	2 inyección	3 inyección	4 inyección
Oxígeno	0,5123	0,0831	0,0710	0,0446
Nitrógeno	9,8817	6,7528	6,8843	8,9964
Dióxido de Carbono	1,0491	0,6391	0,8885	1,1717
Metano	30,2095	28,4042	31,4276	29,9727
Etano	2,0262	2,2609	2,5363	2,4054
Propano	0,8957	1,2256	1,4604	1,3077
Isobutano	0,4475	0,6786	0,8493	0,7188
Normal Butano	0,3682	0,5752	0,7105	0,6023
Isopentano	0,4252	0,6033	0,7054	0,5922
Normal Pentano	0,2669	0,3684	0,4128	0,3530
Hexanos	0,5294	0,7235	0,8269	0,6880
Heptanos	1,2612	1,5377	1,3835	1,2711
Octanos	1,6035	2,0208	1,7749	1,7204
Nonanos	1,4735	1,8746	1,6656	1,5504
Decanos	1,5600	1,9376	1,7611	1,6535
Undecanos	1,6098	1,7015	1,5665	1,4858
Dodecanos	1,5735	1,8590	1,7357	1,6467
Tridecanos	2,0515	1,9281	1,7970	1,7465
Tetradecanos	1,8961	2,0531	1,9179	1,8801
Pentadecanos	2,1044	2,4593	2,3132	2,3048
Hexadecanos	1,8939	2,0332	1,9239	1,9492
Heptadecanos	2,1836	2,0139	1,8952	1,9422
Octadecanos	1,7034	2,1401	1,9989	2,0711
Nonadecanos	1,9995	2,1238	1,9717	2,0547
Eicosanos	1,8128	1,9050	1,7655	1,8235
Henicosanos	1,5953	1,6430	1,5194	1,5578
Docosanos	1,5463	1,5983	1,4741	1,5265
Tricosanos	1,4684	1,5095	1,3797	1,4395
Tetracosanos	1,3637	1,3599	1,2619	1,3026
Pentacosanos	1,2877	1,3568	1,2353	1,2637
Hexacosanos	0,9675	1,1337	1,1149	1,0988
Heptacosanos	1,2564	1,2595	1,0866	1,1067
Octacosanos	1,0720	1,0548	1,0532	1,0745
Nonacosanos	1,0206	1,0221	0,9237	0,9196
Triacantanos plus	17,0045	18,0563	16,5973	16,6616
Benceno	0,0491	0,0551	0,0566	0,0498
Tolueno	0,0302	0,0487	0,0534	0,0461

Propiedades de las fracciones pesadas

Fracción Plus	1 inyección	2 inyección	3 inyección	4 inyección
C7 +	53,388	57,685	53,227	53,147
C10+	48,971	52,149	48,293	48,509
C20+	30,395	31,899	29,412	29,775
C30+	17,005	18,056	16,597	16,662

4.4 DETERMINACIÓN DEL ONSET O UMBRAL DE PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS POR LA INYECCIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN¹⁹

Los objetivos fueron los de evaluar los fenómenos de precipitación y reversibilidad de los asfáltenos en una muestra de crudo de fondo del pozo Llanito 127 a condiciones de yacimiento, determinar el onset o umbral de precipitación de asfáltenos en una muestra de crudo de fondo del pozo Llanito 127 mezclada con una fracción molar de gas de combustión (Sintético) a condiciones de presión y temperatura y realizar la prueba de reversibilidad de asfáltenos.

Los resultados de estos estudios determinan si los asfáltenos presentes en un crudo precipitan cuando son sometidos a cambios termodinámicos y determinar la condición termodinámica a la cual ocurren estos fenómenos de precipitación o si por el contrario, su efecto, se puede descartar como un riesgo potencial o como una causa de daño.

¹⁹ Ecopetrol – ICP, Determinación del onset de precipitación de asfáltenos en una muestra de fondo del pozo Llanito 127. Laboratorio de Daños a la Formación. 2009.

4.4.1 Descripción de los fluidos empleados.

Se utilizaron 60 cm³ de muestra de crudo del pozo Llanito 127 tomada en fondo, la cual fue utilizada para determinar el onset de precipitación de asfáltenos a condiciones de yacimiento y determinar la reversibilidad del fenómeno.

Para la prueba de interacción con el gas de combustión se utilizaron 42 cm³ de muestra de crudo de fondo del pozo Llanito 127, a los cuales se le adicionaron 2.1 cm³ de gas sintético a una presión de 6000 psi; la cual fue utilizada para determinar el onset de precipitación de asfáltenos a condiciones de yacimiento para la mezcla.

4.4.2 Procedimiento para la determinación del “Onset de precipitación de asfáltenos”

La técnica aplicada corresponde a “DETECCION DE SÓLIDOS MEDIANTE INFRAROJO CERCANO” siguiendo los procedimientos técnicos del laboratorio de Daños a la Formación. A continuación se describen las diferentes etapas para llevar a cabo el análisis de la muestra y detectar el onset de precipitación de asfáltenos:

4.4.2.1 Etapa de Restauración: La muestra de fondo es sometida a un proceso de restauración que consiste en realizar una expansión térmica, para luego mantenerla en agitación a condiciones de presión y temperatura por un tiempo aproximado que varía entre una o dos semanas con el fin de restaurar el equilibrio termodinámico del fluido existente en el yacimiento. Una porción de ella fue llevada a condiciones de presión de yacimiento igual a 2350 psi y 145°F, para dar inicio a la medida del onset de precipitación.

Para el caso de la muestra a la cual se le inyectó gas de combustión sintético, el periodo de restauración correspondió a 8 días, a condiciones de 5000 psi y 145°F; tiempo en cual se esperaba una completa solubilización del gas. Pasado este tiempo, la muestra estuvo lista para dar inicio a la determinación del onset de precipitación.

4.4.2.2 Prueba de Reversibilidad para asfáltenos: Esta prueba permite determinar si la aplicación de cambios termodinámicos de presión flocula o no los asfáltenos y si esta floculación es o no reversible. Esta prueba solo tiene en cuenta los cambios macroscópicos del comportamiento de la fase asfáltenos de la muestra. Se tomó una alícuota de la muestra restaurada (60 cm³) de crudo de fondo y se transfirió a una celda a 2350 psi y 145°F, dicha muestra fue mantenida en equilibrio por un tiempo de 12 horas. La celda dispuesta para esta prueba corresponde al equipo Bulk Volume del laboratorio de Daños a la Formación, la cual cuenta con un filtro que contiene en su interior una membrana de 0.45 micras. Después de alcanzar el equilibrio se tomó a condiciones de 2350 psi y 145°F una muestra de crudo para medir el contenido de los asfáltenos presentes, esta muestra no pasó a través del filtro de 0.45 micras (M1); luego a 2350 psi y 145 °F es tomada una segunda muestra de crudo pero ahora pasando a través del filtro de 0.45 micras y se determinaron los asfáltenos presentes (M2). Datos semejantes de % de asfáltenos corresponden a una óptima etapa de restauración de la muestra.

A continuación se realizó una expansión isotérmica hasta 2280 psi, valor ligeramente superior a la presión de burbuja del crudo de fondo, correspondiente a la máxima precipitación de los asfáltenos. A estas condiciones se tomó otra muestra de crudo para medir el contenido de asfáltenos (M3). Una disminución en el contenido de asfáltenos con respecto a la muestra M2 indica que los asfáltenos floculan a medida que la presión disminuye. Finalmente se regresa a las

condiciones originales mediante una compresión isotérmica y se toma una cuarta muestra (M4). La comparación entre las muestra M3 y M4 permite determinar la reversibilidad del fenómeno. En la Tabla 40 se relacionan las muestras tomadas para realizar la prueba de reversibilidad del crudo de fondo.

Tabla 40. Prueba de Reversibilidad (Sin Gas de Combustión)

Identificación	Condiciones	Paso a través de Filtro 0.45 micras
M1	P=2350 psi / T= 145°F	No
M2	P=2350 psi / T= 145°F	Si
M3	P= 2280 psi / T =145°F	Si
M4	P=2350 psi / T= 145°F	Si

4.4.2.3 Prueba de Precipitación de Asfáltenos: Para la determinación del umbral de precipitación de asfáltenos en la muestra de crudo, se empleó una técnica espectrofotométrica. El equipo utilizado fue el Near Infrared que cuenta con un sistema de medida de transmisión de luz en la región del infrarrojo cercano para detectar cambios ópticos en el crudo y medir el onset de precipitación de asfáltenos, cuando estos han precipitado. La prueba es cualitativa y permite determinar una condición de temperatura y presión donde los asfáltenos se separan de la solución y muestran tendencia a unirse.

La transmitancia de luz va cambiando a un ritmo constante a medida que el experimento progresa y en el punto de precipitación la transmitancia cambia bruscamente a medida que los asfáltenos se salen de solución y bloquean el paso de luz entre las probetas de fibra óptica. Cargada la celda y bajo condiciones iniciales se tomó un valor de lectura de referencia, correspondiente al 100% de luz transmitida relativa.

Para la determinación del onset de precipitación de asfáltenos se realiza una expansión isotérmica por etapas hasta la presión de burbuja correspondiente y se

monitorea permanentemente la lectura de luz transmitida; los cambios en la lectura están asociados al umbral de precipitación de asfáltenos. Los procedimientos anteriormente descritos son requisitos previos para la elaboración de una EDA (Envolvente Depositación de Asfáltenos), que corresponde a la región del espacio termodinámico P-T, dentro de la cual los asfáltenos pierden su estabilidad e inician su floculación y posterior precipitación. La variación de las lecturas de % de luz transmitida es registrada por un fotómetro y se almacena para realización de la curva correspondiente.

Para la determinación del umbral de precipitación de asfáltenos en la mezcla crudo vivo más gas de combustión se transfirieron 42 cm^3 de muestra de crudo restaurado a condiciones de 5200 psi y 145°F a la celda del equipo, el cual se encontraba muy cercano a las condiciones de P y T de trabajo. Posteriormente se le inyectaron 2.1 cm^3 de gas de combustión a 6000 psi y temperatura de 145°F , para llevar a cabo una expansión hasta mantener la muestra a 5200 psi; quedando la muestra lista para iniciar la medida del onset de precipitación de los asfáltenos.

4.4.3 Análisis de resultados

4.4.3.1 Prueba de Reversibilidad: Comparando los resultados del % de asfáltenos medidos en las muestras 2 y 3 se observó una clara disminución de los asfáltenos, lo cual se traduce en una posible precipitación, de igual forma se observó que el fenómeno de redisolución también se presentó, al comparar las muestras 3 y 4. En la Tabla 41 se presentan los resultados de la reversibilidad.

Tabla 41. Prueba de Reversibilidad

Identificación	Condiciones	Paso a través de Filtro 0.45 micras	% peso de Asfáltenos
M1	P=2350 psi / T= 145°F	No	3.96
M2	P=2350 psi / T= 145°F	Si	3.98
M3	P= 2280 psi /T =145°F	Si	2.64
M4	P=2350 psi / T= 145°F	Si	2.84

4.4.3.2 Análisis SARA e Índice de Estabilidad Coloidal (IEC): La Tabla 42 relaciona los resultados del análisis SARA realizado a la muestra de crudo de fondo. Con estos se determinó el Índice de Estabilidad Coloidal (IEC) el cual permite conocer (Cualitativamente) la tendencia del crudo, la cual puede ser: a precipitar o a no precipitar asfáltenos. Dado el Índice de Estabilidad Coloidal como:

Tabla 42. Análisis SARA para el crudo del pozo Llanito 127.

Fracción	Resultado %w
Saturados	47.529
Aromáticos	36.737
Resinas	11.466
Asfaltenos	4.269

S+A > 0.9, Crudo con Tendencia a la precipitación de asfáltenos.

AR+R

Donde: S: saturados, A: asfáltenos, Ar: Aromáticos y R: resinas.

Para la muestra de Llanito 127 tomada en fondo.

S+A = 1.074; El resultado fue de crudo con tendencia a la precipitación.

AR+R

En la Tabla 43 se presenta el análisis de asfáltenos a condiciones atmosféricas, realizado a la muestra de crudo tomada en separador y a la muestra de crudo + gas de combustión, tomada al final de la medida del onset de precipitación de asfáltenos cuando las condiciones eran 4200 psi y 145°F.

Tabla 43. Análisis de Asfáltenos a condiciones atmosféricas.

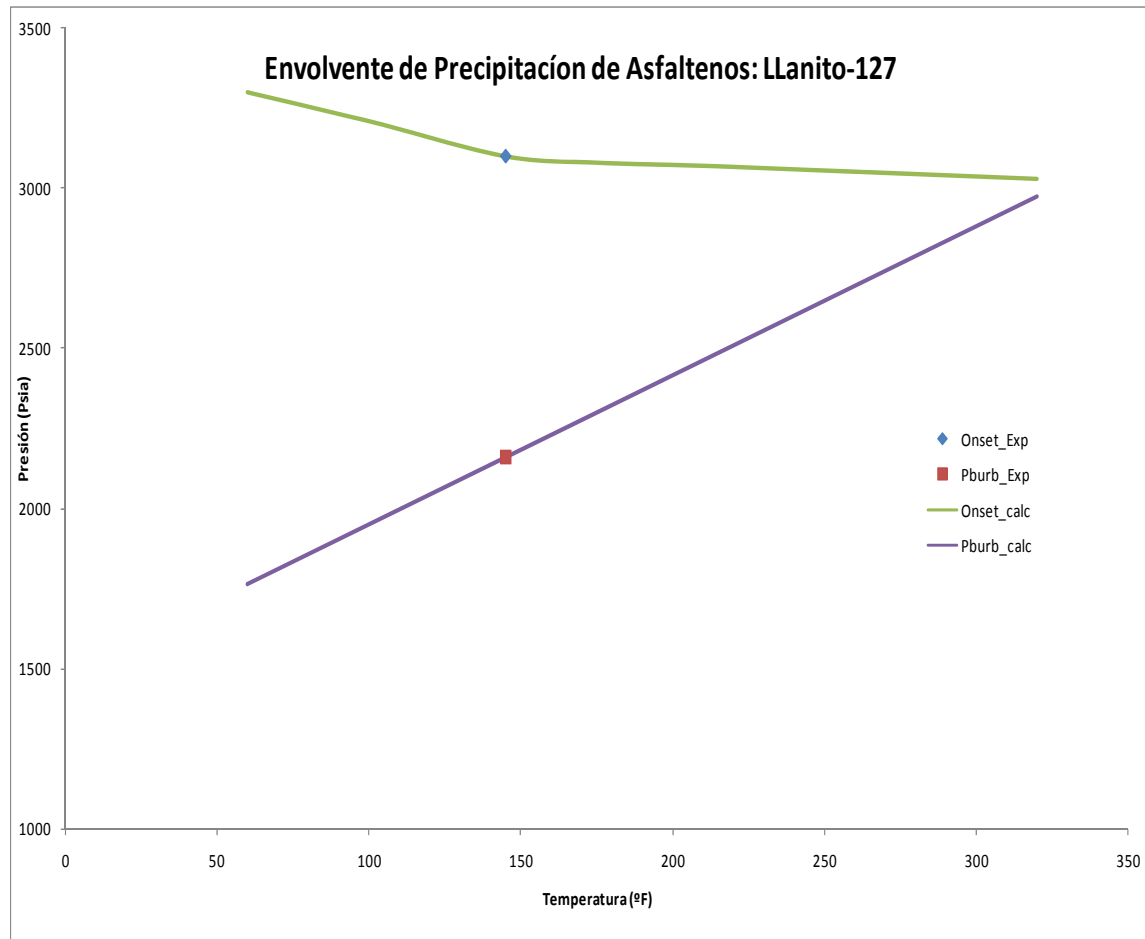
Punto de Muestreo	% Asfaltenos
Separador	1.76
Fondo + Gas Sintético	3.87

4.4.3.3 Prueba de precipitación de asfáltenos en muestra de crudo de fondo:

La presión a la cual se inicia la precipitación de asfáltenos en una muestra de crudo de fondo del pozo Llanito 127 es de 3100 psi @ 145 °F. En este punto, los asfáltenos han perdido su relación con las resinas (Son ellas quienes los mantienen en solución) y han empezado a aglomerarse hasta conseguir el tamaño necesario para hacer obstrucción al paso de la luz.

La Figura 32 presenta la EDA obtenida a través del simulador PVT+ donde se puede apreciar toda la envolvente o región crítica en la cual la muestra de crudo del pozo Llanito 127 presenta mayor probabilidad de precipitar los asfáltenos. La región crítica de precipitación inicia debajo del vértice superior de la envolvente (Curva de color verde) hasta la curva de saturación (Curva morada), haciéndose más severa su precipitación en los puntos cercanos a la línea de saturación.

Figura 32. EDA para una muestra de fondo del pozo Llanito 127.

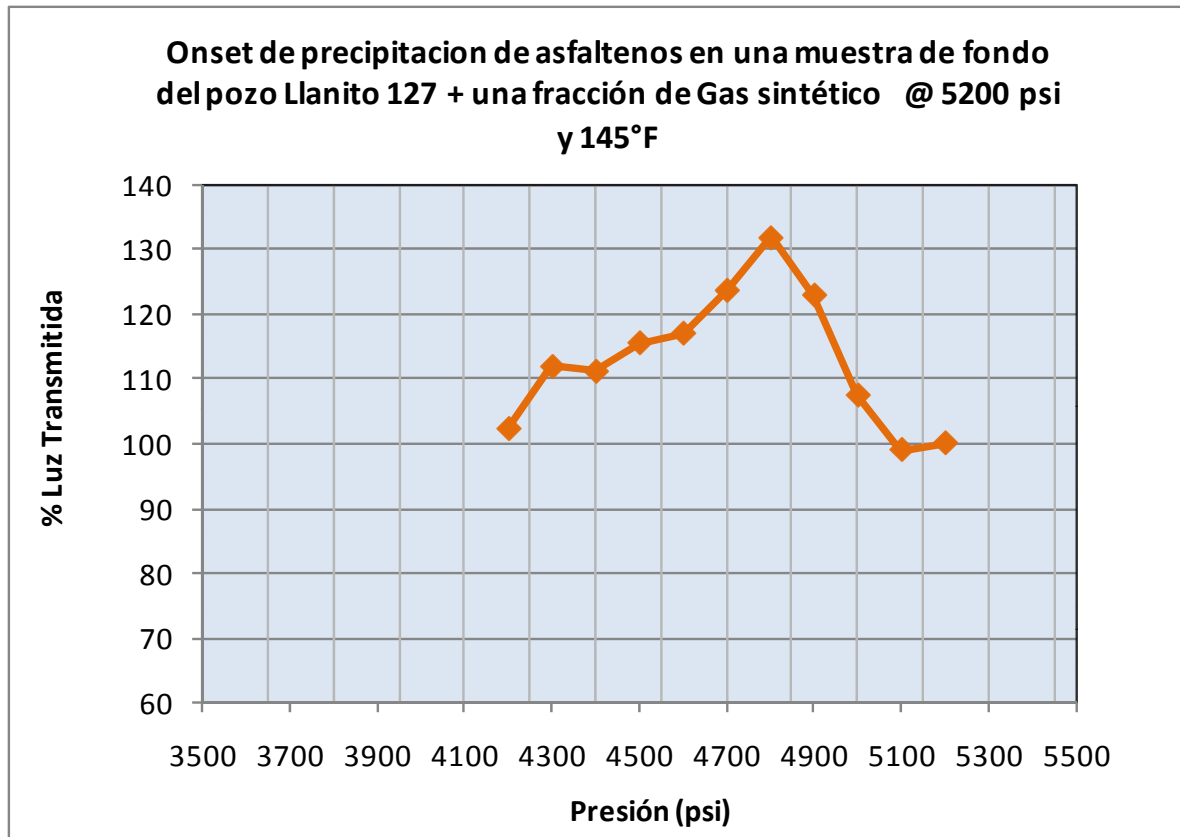


Fuente: ECOPETROL, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP), LABORATORIOS DE OPTIMIZACIÓN Y PRODUCCIÓN.

4.4.3.4 Prueba de precipitación de asfaltenos en muestra de crudo mezclado con gas de combustión: La presión a la cual se inicia la precipitación de asfaltenos en una muestra de crudo de fondo del pozo Llanito 127 mezclado con una fracción de gas de combustión es de 4800 psi @ 145 °F. En la Figura 33 se puede apreciar el onset de precipitación de asfaltenos en una muestra de fondo del pozo Llanito mezclada con gas de combustión. En esta gráfica se puede observar que el umbral de precipitación ocurre a 4800 psi donde se observó que la intensidad de luz transmitida a través de la muestra disminuye y este punto se

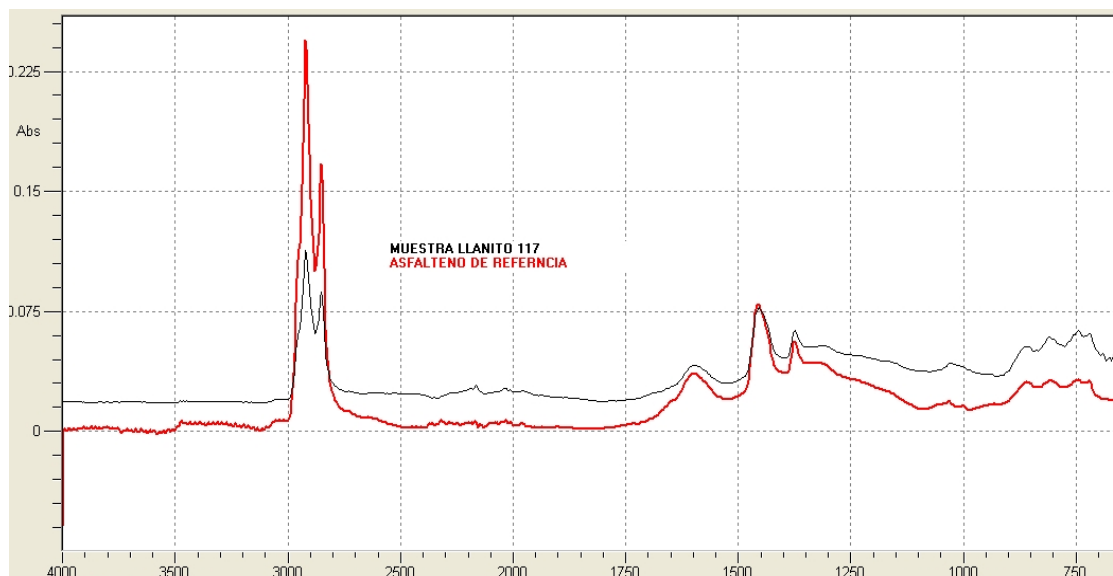
considera como el inicio de la precipitación de los asfáltenos. En las Figuras 34 y 35 se presentan el Espectro Infrarojo tomado a la mezcla y la muestra de asfáltenos retenidos en el filtro de 0.45 micras respectivamente.

Figura 33. Onset de precipitación de asfáltenos en crudo Llanito 127 de fondo + gas de combustión al 13.3% molar.



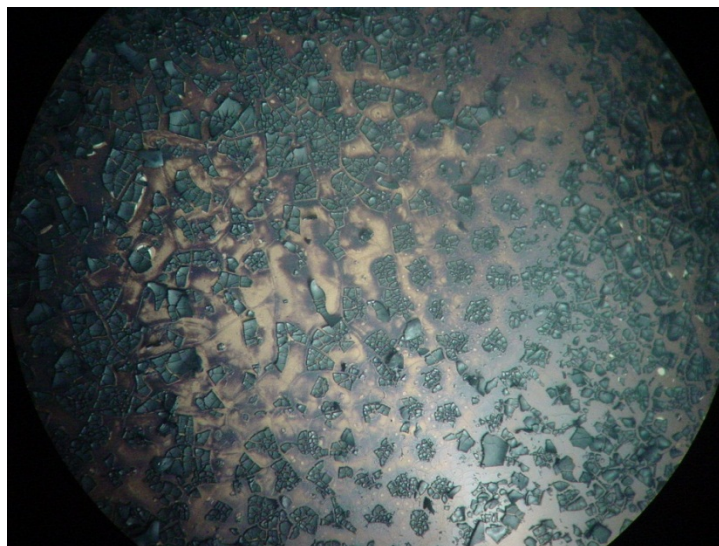
Fuente: ECOPETROL, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP), LABORATORIOS DE OPTIMIZACIÓN Y PRODUCCIÓN.

Figura 34. Espectro IR tomado a la muestra de asfaltenos en el Onset de precipitación del crudo Llanito 127 de fondo + gas sintético al 13.3%



Fuente: ECOPETROL, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP), LABORATORIOS DE OPTIMIZACIÓN Y PRODUCCIÓN.

Figura 35. Fotografía tomado a la muestra de asfaltenos en el Onset de precipitación del crudo Llanito 127 de fondo + gas sintético al 13.3%.



Fuente: ECOPETROL, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP), LABORATORIOS DE OPTIMIZACIÓN Y PRODUCCIÓN.

5. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO ENTRE EL GAS DE COMBUSTIÓN INYECTADO Y EL MEDIO POROSO

El mejor método para evaluar el desplazamiento miscible e inmisible es el de efectuar desplazamientos en núcleos representativos ya que proporciona una idea más precisa del aumento en el recobro por medio de estos mecanismos de desplazamiento. Por este medio también es posible determinar el volumen de gas de combustión óptimo a inyectar que produzca a su vez el mejor recobro de petróleo. Las evaluaciones de Eficiencia de Desplazamiento se realizaron en el Laboratorio de Recobro Mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo.

En la evaluación del proceso miscible es necesario aclarar que los desplazamientos se llevan a cabo a la mínima presión de miscibilidad (MPM). Mientras que para el caso inmisible lo que se busca es obtener la máxima presión que permita el recobro máximo de hidrocarburos por debajo de la MPM. Para nuestro caso particular el proceso que se aplicará para el fluido y arenas B del campo Llanito es de tipo inmisible dada las características del petróleo a condiciones de yacimiento y del fluido a inyectar.

Según un estudio preliminar para determinar la MPM en el equipo “Slim Tube” entre el crudo del campo Galán y CO₂ puro el valor de la MPM es mayor a 5000 psi (Presión máxima de trabajo en el equipo en ese momento)²⁰. El crudo del Llanito y son campos cercanos. Adicionalmente el contenido de N₂ en el gas de combustión es mayor al 80% en fracción molar lo que ocasiona que se necesiten presiones superiores a 6000 psi para obtener la miscibilidad y según reportes de campo la presión de fractura para las arenas B está entre los 5000 a 5500 psi, lo anterior obliga a que el proceso que se aplique con la inyección de gas de combustión sea de tipo inmisible.

²⁰ Ecopetrol – ICP. Determinación de la Mínima Presión de Miscibilidad para el crudo del Campo Galán con CO₂. Piedecuesta. 1988.

Teniendo en cuenta lo anterior se procedió a realizar las pruebas de Eficiencia de Desplazamiento para poder definir el mejor esquema de inyección de gas de combustión en las arenas B del campo Llanito. Los diferentes procesos que se analizaron fueron: la inyección continua de gas de combustión, la inyección de un “Slug” de gas de combustión seguido de inyección continua de agua y la inyección alternada de gas y agua WAG, las cuales se compararon con la inyección de agua continua o Waterflooding. El procedimiento que se realizó fue el siguiente:

5.1 PREPARACIÓN DE FLUIDOS

5.1.1 Preparación de salmuera sintética

Se tomó como base la composición físico química del agua de formación del pozo Llanito 26 que produce de arenas B y con una salinidad de 47190 ppm de NaCl. El primer paso fue realizar un balance iónico tanto de aniones como de cationes para verificar su equivalencia eléctrica con la salmuera original de yacimiento, con el fin de obtener una salmuera sintética equivalente preparada con las sales: NaCl, KCl, CaCl₂ y MgCl₂. La idea de utilizar salmuera sintética es que normalmente el agua de Formación se oxida formando precipitados insolubles, los cuales pueden taponar el medio poroso. La salmuera preparada se filtró por una membrana de 0,45 micras.

5.1.2 Preparación del crudo muerto

El crudo usado fue del pozo Llanito 127 productor de arenas B y se deshidrató hasta obtener un BS&W menor al 1 % para evitar que al ser desplazado a través del medio poroso cambie la saturación de los fluidos, por la presencia de agua.

5.1.4 Preparación del crudo vivo

El crudo vivo del pozo Llanito 127 fue preparado de forma que se obtuviera una relación gas – petróleo (GOR) de 269 scft\bl para lo cual se tomaron muestras de gas y crudo a condiciones de separador y posteriormente recombinados en el laboratorio de análisis PVT del Instituto Colombiano del Petróleo.

5.1.5 Preparación del gas de combustión

El gas de combustión fue preparado por el laboratorio de análisis PVT de acuerdo a la composición promedio obtenida del estudio de caracterización de las emisiones generadas en la refinería de Barrancabermeja y que se presentó en el capítulo 2º de este trabajo. La composición del gas que se preparó fue la siguiente: N₂ del 84,15%, CO₂ del 12,3%, CH₄ del 0,85% y O₂ del 2,7% molar respectivamente.

5.2 PREPARACIÓN DEL MEDIO POROSO

Para la realización de las Eficiencias de Desplazamiento con el gas de combustión se usaron dos arreglos de núcleos o composites pertenecientes al pozo Llanito 117 que se corazonó en el año 2008 y que fueron seleccionados de acuerdo a los registros “Core Gamma” y que presentaran óptimas características sedimentológicas y no tuvieran fracturas. A estos inicialmente se les realizó limpieza con tolueno y se les determinaron las propiedades petrofísicas básicas los cuales presentan las siguientes características, Tabla 44:

Tabla 44. Propiedades petrofísicas del primer arreglo de núcleos o composite.

COMPOSITE 1							
Nº núcleos	Pozo	Longitud [cm]	Diámetro [cm]	Porosidad [%]	Volumen poroso [ml]	VP Hidrocarburo [ml]	Permeabilidad Klinkenberg promedio [md]
7	Llanito 117	46.503	3.78	20.3	105.11	70	63

Fuente: Autor

Como se menciona en la Tabla 5.1, el composite 1 está conformado por 7 núcleos pertenecientes a la arenas B del campo Llanito. Las propiedades petrofísicas del segundo arreglo de núcleos o composite se muestran en la Tabla 45:

Tabla 45. Propiedades petrofísicas del segundo arreglo de núcleos o composite.

COMPOSITE 2							
Nº núcleos	Pozo	Longitud [cm]	Diámetro [cm]	Porosidad [%]	Volumen poroso [ml]	VP Hidrocarburo [ml]	Permeabilidad Klinkenberg promedio [md]
7	Llanito 117 + berea	46.615	3.76	19.9	101.5	57.14	207

Fuente: Autor

Como lo muestra la Tabla 45 el segundo composite, está conformado por tres núcleos del pozo Llanito 117, arenas mugrosa B y por cuatro núcleos del afloramiento de berea, esto último debido a que no se contaba con núcleos suficientes y representativos de Formación Mugrosa B. Normalmente los núcleos de dicha Formación son bastante inconsolidados y presentan fracturas naturales e inducidas dada la friabilidad del medio poroso. De hecho, inicialmente se escogieron 20 profundidades diferentes para extraer los núcleos a ser analizados ,

pero, sólo sirvieron 10 núcleos. Adicionalmente el pozo corazonado tuvo sólo un 70% de recobro de corazón de 4" de diámetro externo.

5.2.1 Ordenamiento de cada arreglo de núcleos.

Teniendo en cuenta que para el montaje del composite en el equipo de desplazamiento se deben ubicar los núcleos en un orden específico, con el fin de simular la heterogeneidad del yacimiento. La literatura sugiere que las secciones del composite se deben ordenar de manera que la permeabilidad armónica promedio sea lo más cercana posible a la permeabilidad promedio de la secuencia de los núcleos.

Según Hinkley y Davis²¹, para n segmentos de longitud similar, el ensamblaje o armado del arreglo de núcleos se realiza de la siguiente manera:

1. Calcular permeabilidad armónica promedio K_j a través de la sección j (Composite):

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^j L_i}{\sum_{i=1}^j \frac{L_i}{K_i}}$$

Donde L_i es la longitud de cada núcleo y K_i es la permeabilidad Klinkenberg.

2. Calcular el mínimo factor F, definido por la siguiente ecuación, realizando las n combinaciones posibles:

²¹ Hinkley, R. E. and Davis, L. A. Capillary Pressure Discontinuities And End Effects In Homogeneous composite Cores: Effect Of Flow Rate And Wettability. Paper SPE 15596, 1986.

$$F = \min \left[\frac{K_n}{n} \left(\sum_{j=1}^n \frac{1}{K_j} - \frac{1}{K_n} \right) \right]$$

3. Finalmente la secuencia de ordenamiento a seguir para armar el composite se basa en la combinación donde el factor F sea el mínimo.

5.3 DETERMINACIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN

Para nuestro caso particular, los diferentes procesos de inyección con gas de combustión se compararon con la inyección continua de agua (WF) que fue analizada previamente con núcleos de las arenas B y el objetivo era el de determinar la posibilidad de inyección de agua en el campo Llanito y se concluyó que no hay problema de tasa crítica ni de sensibilidad al agua de inyección y la mejor tasa de inyección fue la de 0.48 cm³/min que equivale a una inyección de 2 BAPD/pie²². La Tabla 46 y la Figura 35 muestran los resultados de la inyección de agua continua:

Tabla 46. Inyección de agua (WF) @ tasa constante de 0.48 cm³/min.

Volúmenes porosos inyectados	Presión Inyección [PSI]	Volumen de agua inyectado [ml]	Volumen crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	2625	0	0	0	0.67
0.1	3410	10.1	0	0	0.67
0.2	3772	20.2	2.6	3.9	0.65
0.3	3744	30.3	8.4	12.3	0.59
0.4	3772	40.4	13.7	20.1	0.54
0.5	4056	50.5	17.8	26.1	0.50
0.6	4003	60.6	23.5	34.5	0.44
0.7	3955	70.7	25.6	37.5	0.42
0.8	3892	80.8	26.6	39.1	0.41
0.9	3856	90.9	27.1	39.8	0.41

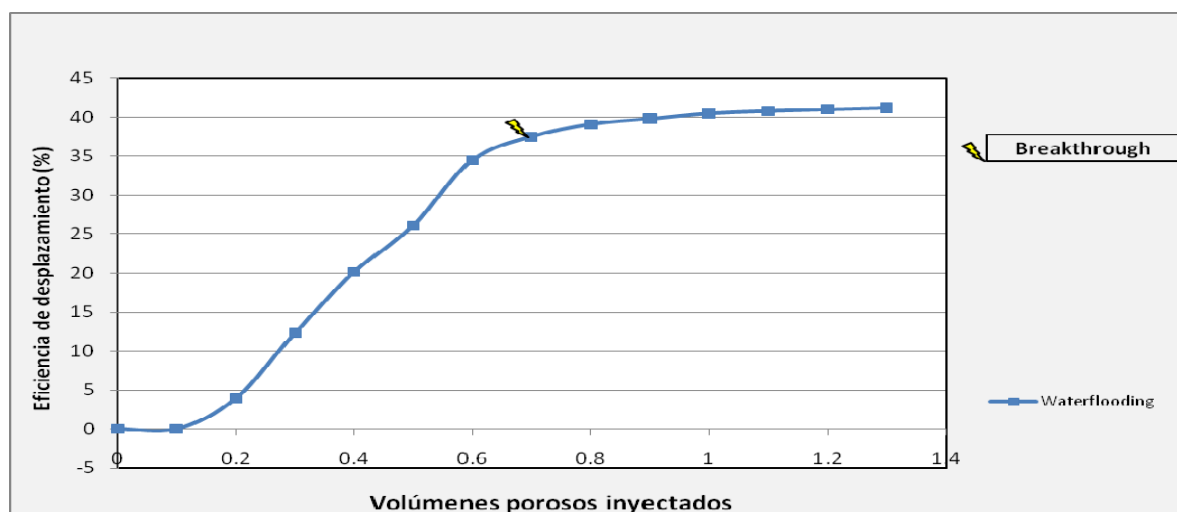
²² Ecopetrol – ICP. Factibilidad de inyección de agua campo Llanito, Mugrosa B. Laboratorio de Recobro Mejorado. 2009.

1.0	3831	101	27.6	40.5	0.40
1.1	3812	111.1	27.8	40.8	0.40
1.2	3794	121.2	28.0	41.0	0.40
1.3	3766	131.3	28.0	41.2	0.40

*Irrupción del agua

Fuente: Autor

Figura 35. Inyección de agua (WF) @ tasa constante de $0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



Las siguientes pruebas de desplazamiento fueron realizadas con el fin de escoger el mejor esquema o proceso de inyección de gas de combustión, Tabla 47:

Tabla 47. Resumen de las pruebas de desplazamiento realizadas.

Prueba N°	Composite N°	Prueba de desplazamiento
1	2	Inyección continua de agua a $Q= 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$
2	1	Inyección continua de gas de combustión a $Q= 1 \text{ cm}^3/\text{min}$
3	2	Inyección continua de gas de combustión a $P=4700 \text{ psi}$
4	2	Inyección continua de gas de combustión a $P=3600 \text{ psi}$
5	2	Inyección de slug de gas de combustión=0.3 VP seguido por inyección continua de agua (WF) a $P=4700 \text{ psi}$
6	2	Inyección de slug de gas de combustión=0.3 VP

		seguido por inyección de agua (WF) a P=3600 psi
7	2	Inyección alternada gas de combustión / agua, relación (1:3) a P=4350 psi
8	2	Inyección alternada gas de combustión / agua, relación (1:1) a P=4350 psi

VP: Volumen Poroso

Fuente: Autor

5.3.1 Inyección continua de gas de combustión

Para este tipo de proceso de inyección se realizaron 3 desplazamientos los cuales se presentan a continuación:

5.3.1.1 Inyección continua de gas de combustión @ tasa constante $Q=1\text{cm}^3/\text{min}$: La primera prueba de desplazamiento con gas de combustión se realizó a caudal o tasa constante de $1\text{ cm}^3/\text{min}$, con el fin de determinar las presiones de inyección que se presenten en el medio poroso y el recobro final. A continuación se presentan los resultados del ensayo en la Tabla 48:

Tabla 48. Inyección continua de gas de combustión @ $Q=1\text{cm}^3/\text{min}$.

Volúmenes porosos inyectados	Presión Inyección [psi]	Volumen de gas inyectado [ml]	Volumen crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	1750	0	0.00	0.00	0.77
0.1	1766	8.1	0.17	0.23	0.77
0.2	1815	16.2	0.35	0.47	0.77
0.3	1864	24.3	0.55	0.74	0.77
0.4	1917	32.4	0.77	1.03	0.76
0.5	1971	40.5	1.00	1.34	0.76
0.6	2029	48.6	1.26	1.68	0.76
0.7	2089	56.7	1.53	2.04	0.76
0.8	2152	64.8	1.93	2.58	0.75
0.9	2221	72.9	2.26	3.03	0.75
1.0	2302	81	2.73	3.65	0.75
1.1	2384	89.1	3.56	4.75	0.74
1.2	2468	97.2	4.13	5.52	0.73
1.3	2558	105.3	4.86	6.49	0.73
1.4	2653	113.4	5.54	7.40	0.72
1.5	2755	121.5	6.27	8.38	0.71
1.6	2864	129.6	7.39	9.88	0.70
1.7	2984	137.7	8.50	11.35	0.69

EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA COMO MÉTODO DE RECROBRO EN EL CAMPO LLANITO

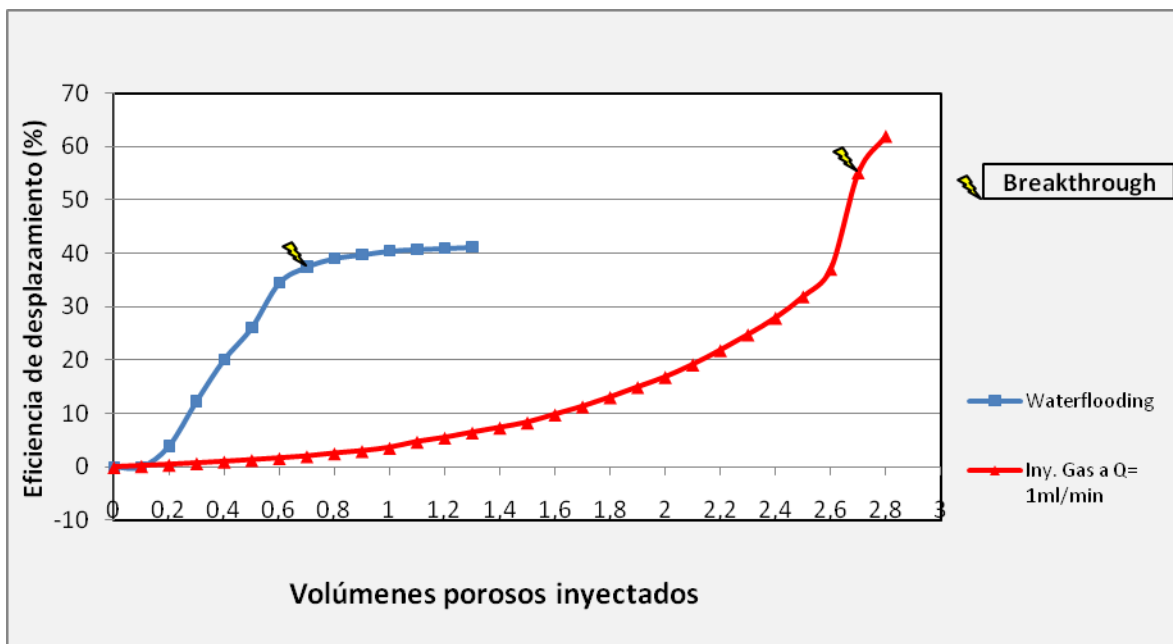
1.8	3112	145.8	9.80	13.10	0.68
1.9	3272	153.9	11.21	14.98	0.66
2.0	3422	162	12.63	16.88	0.65
2.1	3588	170.1	14.38	19.22	0.63
2.2	3762	178.2	16.39	21.90	0.62
2.3	3957	186.3	18.56	24.81	0.59
2.4	4164	194.4	20.91	27.95	0.57
2.5	4374	202.5	23.89	31.93	0.54
CONTINUACIÓN					
Volúmenes porosos inyectados	Presión Inyección [psi]	Volumen de gas inyectado [ml]	Volumen crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
2.6	4607	210.6	27.76	37.10	0.51
2.7	4768	218.7	41.27	55.15	0.38
2.8	4872	226.8	46.36	61.95	0.33

*Irrupción del gas

Fuente: Autor

Como se puede observar la presión de inyección no se estabilizó y siempre estuvo incrementándose hasta después de la irrupción del gas o “Break-Through” (BT). Posterior a la irrupción del gas la relación gas petróleo se incrementó por encima de 10000 SCF/BI que es el punto en el cual la producción de crudo es muy poca mientras que la de gas se incrementa demasiado y se finaliza la prueba por alto GOR. El porcentaje de recobro con respecto al OOIP @ BT fue de 55,15% mientras que el recobro final fue del 61,95%, pero, se necesitaron 2,8 Volúmenes Porosos (VP) de gas de combustión (Figura 5.xx). El recobro final comparado con el del WF es mayor, pero, la Eficiencia de Desplazamiento de la inyección continua de agua es más eficiente. Para la inyección del gas de combustión se evidencia un mal control de movilidad y pobre Eficiencia de Desplazamiento (ED), lo cual se puede observar en la Figura 36.

Figura 36. Inyección continua de gas de combustión @ $Q_{cte} = 1 \text{ cm}^3/\text{min}$ vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



5.3.1.2 Inyección continua de gas de combustión @ presión constante $P = 4700 \text{ psi}$: En la Tabla 49 y Figura 37 se presentan los resultados de la inyección continua de gas de combustión a una presión constante de 4700 psi y posterior depleción del sistema hasta simular agotamiento natural.

Tabla 49. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 4700 psi seguido por depleción.

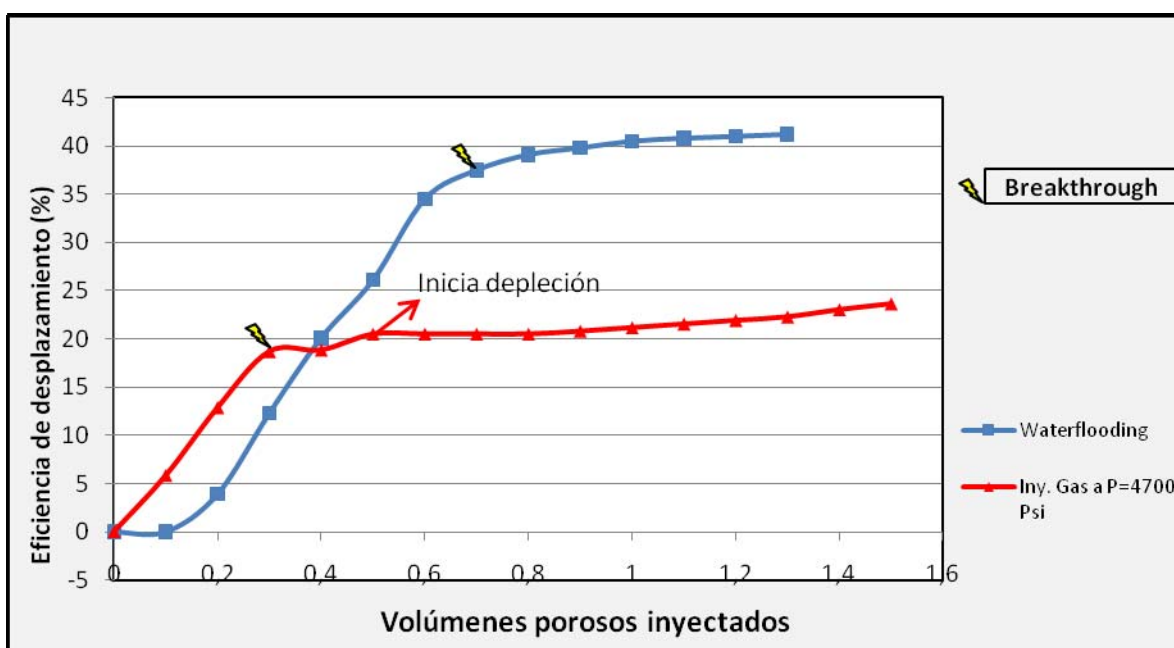
Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de gas inyectado [ml]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0	0.67
0.1	0.19	10.10	5.9	5.83	0.62
0.2	0.17	20.20	13.0	12.87	0.55
0.3	0.30	30.30	18.9	18.70	0.49
0.4	0.78	40.40	19.0	18.85	0.49
0.5	0.07	50.50	20.7	20.50	0.47
NA	NA	NA	0.0	20.50	0.47
NA	NA	NA	0.0	20.50	0.47

NA	NA	NA	0.0	20.50	0.47
NA	NA	NA	0.3	20.80	0.47
CONTINUACIÓN					
Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de gas inyectado [ml]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
NA	NA	NA	0.4	21.17	0.46
NA	NA	NA	0.4	21.54	0.46
NA	NA	NA	0.4	21.92	0.46
NA	NA	NA	0.4	22.29	0.45
NA	NA	NA	0.8	23.04	0.44
NA	NA	NA	0.6	23.64	0.44

*Irrupción del gas, *Comienza Depleción

Fuente: Autor

Figura 37. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 4700 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



Fuente: Autor

En este desplazamiento por inyección de gas de combustión se presentó una buena movilidad hasta los 0.3 Volúmenes Porosos Inyectados (VPI) comparados con WF, pero después de la irrupción del gas (BT) se presenta un muy pobre barrido. Lo anterior se demuestra con los bajos recobros: al BT es del 18,7% y 20,5% al inicio de la depleción o agotamiento.

5.3.1.3 Inyección continua de gas de combustión @ presión constante P= 3600 psi: En la Tabla 50 y Figura 38 se presentan los resultados de la inyección continua de gas de combustión a una presión constante de 3600 psi y posterior depleción del sistema hasta simular agotamiento natural.

Tabla 50. Inyección continua gas de combustión @ Presión constante de 3600 psi seguido por depleción.

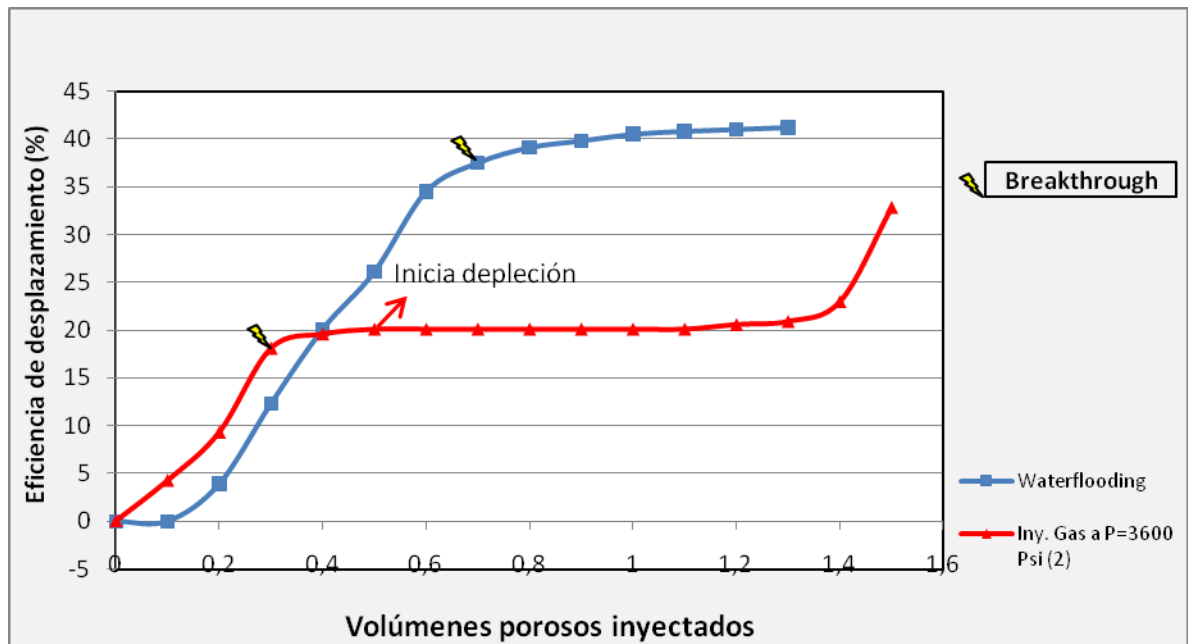
Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de gas inyectado [ml]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0	0.67
0.1	0.09	10.1	4.3	4.24	0.63
0.2	0.05	20.2	9.4	9.28	0.58
0.3	0.10	30.3	18.2	18.07	0.49
0.4	0.17	40.4	19.8	19.56	0.48
0.5	0.31	50.5	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.3	20.06	0.47
NA	NA	NA	20.8	20.55	0.47
NA	NA	NA	21.1	20.88	0.47
NA	NA	NA	23.2	22.96	0.45
NA	NA	NA	33.1	32.82	0.35

*Irrupción del gas, *Comienza depleción

Fuente: Autor

Se presentó un comportamiento similar al de la inyección de gas de combustión continua a 4700 psi. En este desplazamiento se presentó una buena movilidad hasta los 0.3 Volúmenes Porosos Inyectados (VPI) comparados con WF, pero después de la irrupción del gas (BT) se presenta un muy pobre barrido. Lo anterior se demuestra con los bajos recobros: al BT es del 18,07% y 20,06% al inicio de la depleción o agotamiento. Se presentó una digitación del gas muy temprana posiblemente ocasionada por la interdigitación viscosa.

Figura 38. Inyección continua de gas de combustión @ Presión constante de 3600 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q = 0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



Fuente: Autor

5.3.2 Inyección de Slug de gas de combustión seguido de inyección continua de agua

Para este tipo de proceso de inyección se realizaron 2 desplazamientos los cuales se presentan a continuación:

5.3.2.1 Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + waterflooding @ Presión constante de 4700 psi: Debido al bajo barrido presentado en las pruebas a 3600 y 4700 psi del gas de combustión continuo se decidió inyectar un “Slug” o bache de 0,3 VP de gas, seguido por inyección continua de agua (WF) con el fin de observar si hay mejoría en el recobro final de petróleo. Los resultados se pueden observar en la Tabla 51 y Figura 39:

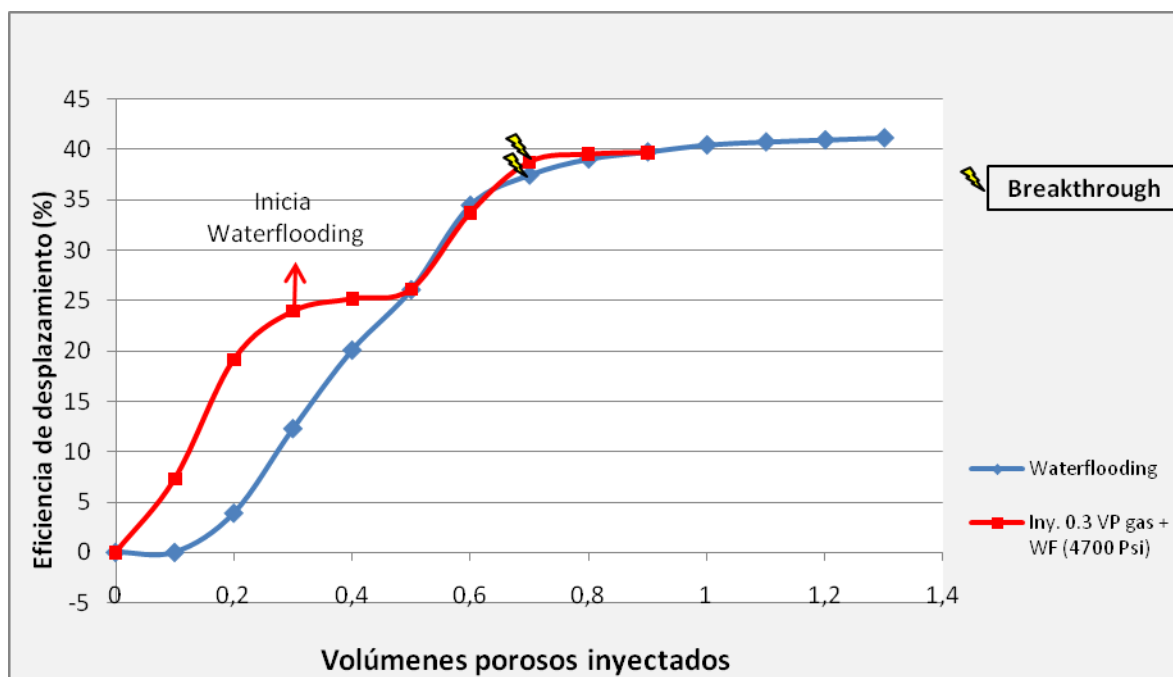
Tabla 51. Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 4700 psi.

Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de gas/agua inyectado [ml]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0	0.67
0.1	0.08	10.1	7.4	7.31	0.60
0.2	0.06	20.2	12.0	19.16	0.48
0.3	0.17	30.3	4.8	23.94	0.44
0.4	0.12	40.4	1.2	25.16	0.42
0.5	0.20	50.5	1.0	26.12	0.41
0.6	0.01	60.6	7.7	33.70	0.34
0.7	0.10	70.7	5.1	38.75	0.29
0.8	0.07	80.8	0.8	39.53	0.28
0.9	0.08	90.9	0.2	39.70	0.28

*Inicia Waterflooding, *Irrupción del agua

Fuente: Autor

Figura 39. Inyección Slug de gas de combustión=0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 4700 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ Q= 0.48 cm³/min.



Fuente: Autor

En este desplazamiento se puede observar que la inyección del “Slug” de 0.3 VP de gas de combustión mejoró el barrido y se comportó mejor que el WF hasta los primeros 0.4 VP Inyectados. Posteriormente con el WF ambos comportamientos son similares. Se pudo observar que ambos BT ocurren casi en el mismo VPI respectivamente. En conclusión el desplazamiento fue mejor en los primeros 0.4 VPI de gas de combustión y posteriormente se comportó como el WF.

5.3.2.2 Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 psi: Debido al bajo barrido presentado en las pruebas a 3600 y 4700 psi del gas de combustión continuo se decidió inyectar un “Slug” o bache de 0,3 VP de gas, seguido por inyección continua de agua (WF) con el fin de observar si hay mejoría en el recobro final de petróleo. Los resultados se pueden observar en la Tabla 52 y Figura 40:

Tabla 52. Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 psi.

Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de gas/agua inyectado [ml]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0	0.67
0.1	0	10.1	0.0	0.0	0.67
0.2	0.1	20.2	7.0	6.98	0.60
0.3	0.13	30.3	16.6	16.40	0.51
0.4	0.30	40.4	21.4	21.2	0.46
0.5	0.14	50.5	23.5	23.3	0.44
0.6	0.05	60.6	27.3	27.05	0.40
0.7	0.04	70.7	35.8	35.42	0.32
0.8	0.03	80.8	39.0	38.57	0.29
0.9	0.03	90.9	39.7	39.35	0.28
1.0	0.01	101	40.4	40.05	0.27

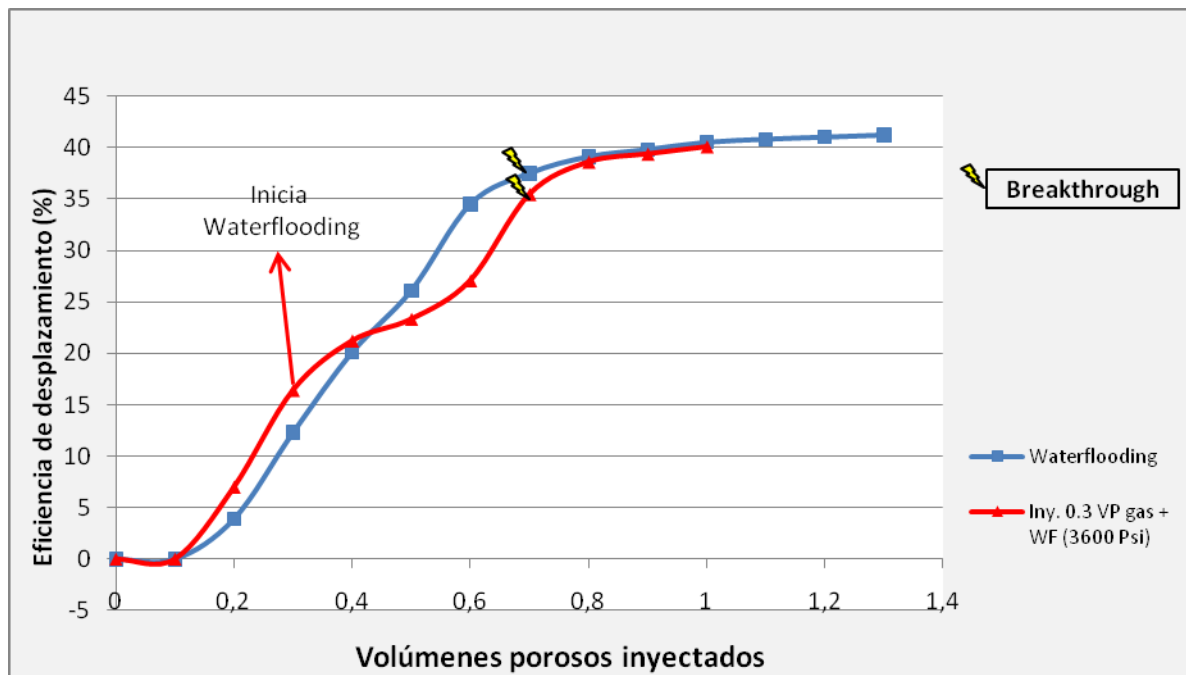
* Inicia Waterflooding, *Irrupción del agua

Fuente: Autor

En este desplazamiento se puede observar que la inyección del “Slug” de 0.3 VP de gas de combustión se comportó ligeramente mejor que el WF hasta los primeros 0.4 VP Inyectados y esto es debido a que la presión de inyección es

1100 psi más baja que en el desplazamiento anterior. Posteriormente con el WF ambos comportamientos son similares. Se pudo observar que ambos BT ocurren casi en el mismo VPI respectivamente. En conclusión el desplazamiento del Slug de 0.3 VP de gas a 3600 se comportó como el WF.

Figura 40. Inyección Slug de gas de combustión=0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 PSI vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q=0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



Fuente: Autor

5.3.3 Inyección alternada gas de combustión / agua

Este proceso de inyección se aplica con el objetivo de tener un mejor control de movilidad de la fase gaseosa inyectada y poder mejorar el barrido y obtener un incremento del recobro final.

5.3.3.1 Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:3 @ Presión constante de 4350 psi: La inyección alternada gas de combustión / agua (WAG) con una relación de inyección de 1 volumen de gas por 3 volúmenes de agua a presión constante de 4350 psi, se realizó hasta completar 0,3 VP de gas de combustión y posteriormente se inyectó agua continua hasta obtener un corte de agua mayor al 98%. Los resultados del desplazamiento se presentan en la Tabla 53 y en la Figura 41:

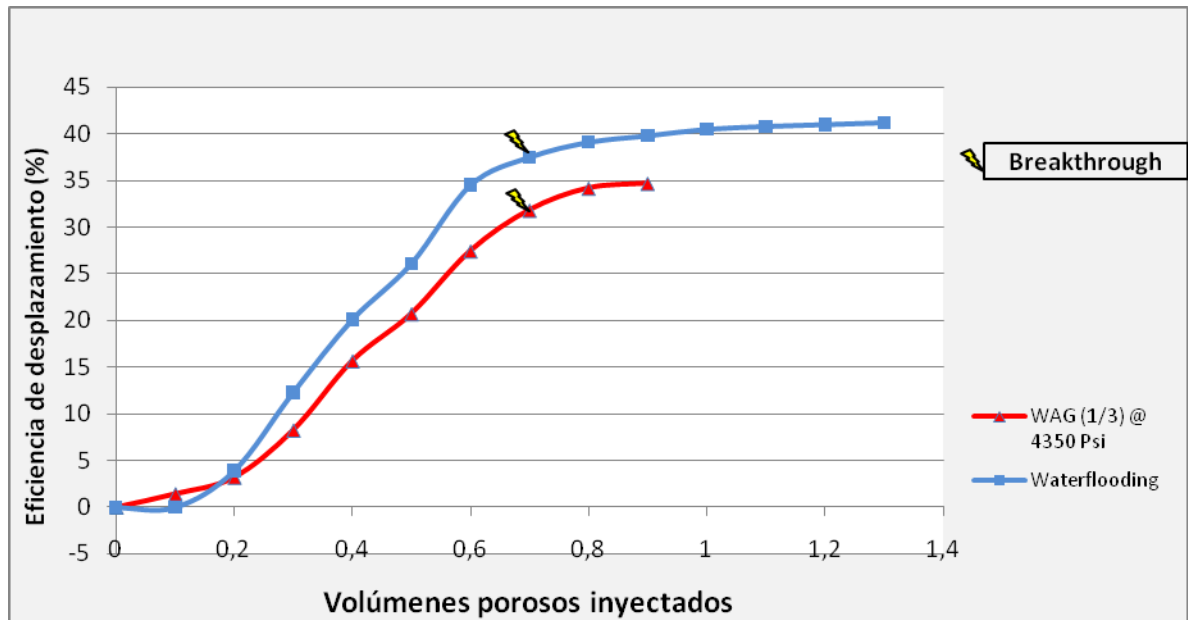
Tabla 53. Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:3 @ Presión constante de 4350 psi.

Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0.67
0.1	0.07	1.4	1.43	0.66
0.2	0.10	3.2	3.20	0.64
0.3	0.06	8.3	8.24	0.59
0.4	0.08	15.8	15.65	0.52
0.5	0.10	20.9	20.69	0.47
0.6	0.03	27.7	27.42	0.40
0.7	0.03	32.1	31.80	0.36
0.8	0.03	34.5	34.15	0.33
0.9	0.02	35.0	34.66	0.33

***Irrupción del agua**

Fuente: Autor

Figura 41. Inyección alternada gas / agua, relación 1:3 hasta completar 0.3 VP @ Presión constante de 4350 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ Q= 0.48 cm³/min.



Al comparar el comportamiento de la inyección alternada gas / agua con el de la inyección continua de agua se observa que no hubo un buen control de movilidad con la inyección de los baches alternados. La relación gas / agua empleada no es la apropiada y el barrido no es eficiente.

5.3.3.1 Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 @ Presión constante de 4350 psi: La inyección alternada gas de combustión / agua (WAG) con una relación de inyección de 1 volumen de gas por 1 volumen de agua a presión constante de 4350 psi, se realizó hasta completar 0,3 VP de gas de combustión y posteriormente se inyectó agua continua hasta obtener un corte de agua mayor al 98%. Los resultados del desplazamiento se presentan en la Tabla 54 y en la Figura 42:

Tabla 54. Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 @ Presión constante de 4350 psi.

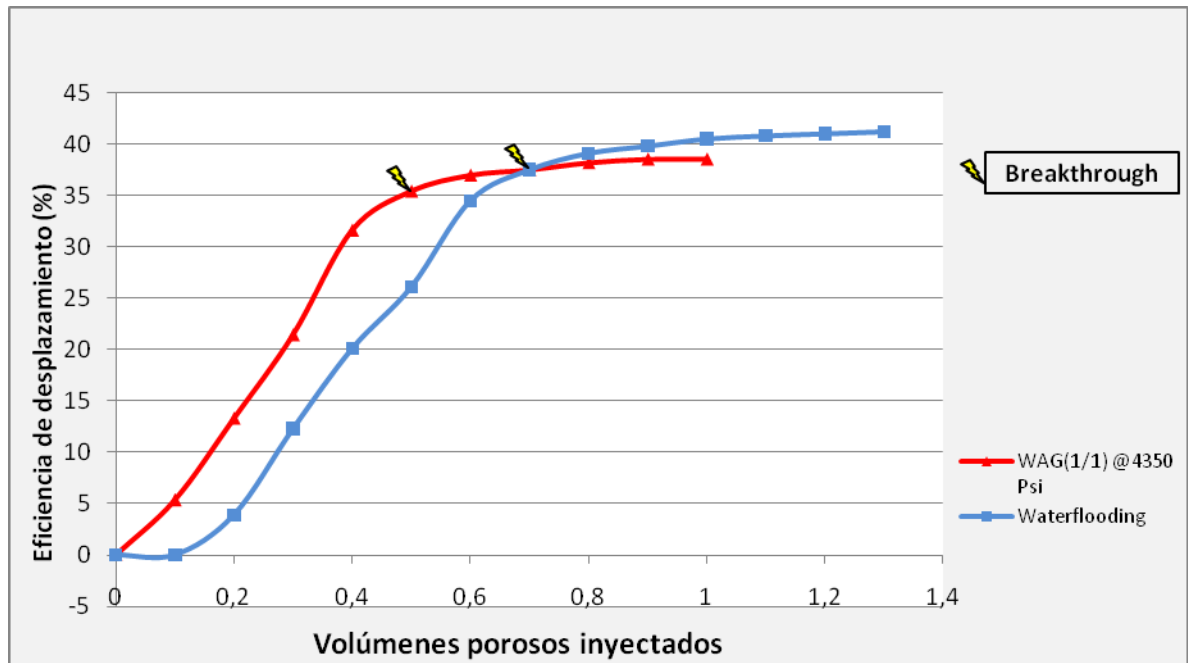
Volúmenes porosos inyectados	Tasa de flujo [ml/min]	Volumen de crudo producido [ml]	Recobro con respecto al OOIP [%]	Saturación de petróleo residual (Sor)
0	0	0	0	0.67
0.1	0.25	5.4	5.36	0.67
0.2	0.24	13.4	13.31	0.62
0.3	0.19	21.7	21.44	0.54
0.4	0.07	32.0	31.64	0.46
0.5	0.07	35.8	35.44	0.36
0.6	0.06	37.4	37.00	0.32
0.7	0.06	37.9	37.52	0.30
0.8	0.06	38.6	38.21	0.30
0.9	0.06	38.9	38.56	0.29
1.0	0.06	38.9	38.56	0.29

***Irrupción del agua, *Comienza Waterflooding**

Fuente: Autor

El comportamiento del desplazamiento es mucho mejor para el WAG hasta los primeros 0.6 VPI comparado con el WF, esto indica que la relación 1:1 es la más óptima y permite un buen control de movilidad. Fue el mejor desplazamiento hasta los primeros 0.6 VP inyectados.

Figura 42. Inyección alternada gas/agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP @ Presión constante de 4350 psi vs Inyección continua de agua (WF) @ $Q=0.48 \text{ cm}^3/\text{min}$.



En la Tabla 55 se presentan los resúmenes de los recobros a la irrupción del fluido inyectado (BT) y el recobro final para cada proceso de desplazamiento. Para este caso en particular el mayor recobro al BT y recobro final sería para la inyección de gas continuo, pero, este desplazamiento fue ineficiente y requirió de 2,8 VP inyectados de gas.

Tabla 55. Resumen de los recobros de crudo obtenidos.

Prueba	Recobro de crudo en el breakthrough [%]	Recobro de crudo final [%]
Waterflooding	37.5	41.2
Inyección de gas continuo @ Q= 1 cm ³ /min	55.15	61.95
Inyección de gas continuo @ P= 4700 psi	18.7	23.64
Inyección de gas continuo @ P= 3600 psi	18.07	32.82
Inyección slug de gas 0.3 VP + waterflooding a 4700 psi	38.75	39.7
Inyección slug de gas 0.3 VP + waerflooding a 3600 psi	35.42	40.05
Inyección alternada gas/agua, relación 1:3 hasta completar 0.3 VP seguido de WF a P= 4350 psi	31.8	34.66
Inyección alternada gas/agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP seguido de WF a P= 4350 psi	35.44	38.56

Teniendo en cuenta los resultados de la Tabla 55, los mejores procesos son:

- Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 4700 psi.
- Inyección Slug de gas de combustión= 0.3 VP + Waterflooding @ Presión constante de 3600 psi
- Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 @ Presión constante de 4350 psi.
- Inyección de agua continua @ Q=0.48 cm³/min.

Las Figuras 43, 44 y 45 muestran las tendencias del recobro de petróleo para cada proceso de inyección:

Figura 43. Resumen de la Inyección continua gas de combustión vs Inyección de agua (WF).

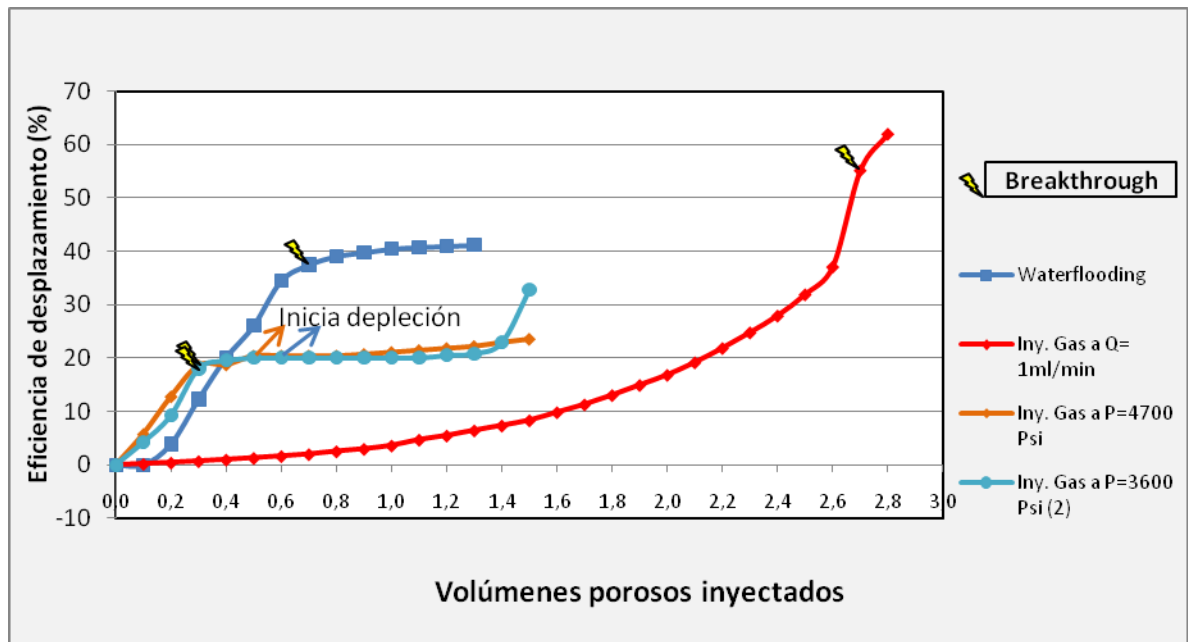


Figura 44. Resumen inyección Slug de gas de combustión (0.3 VP) + inyección de agua vs Inyección de agua (WF).

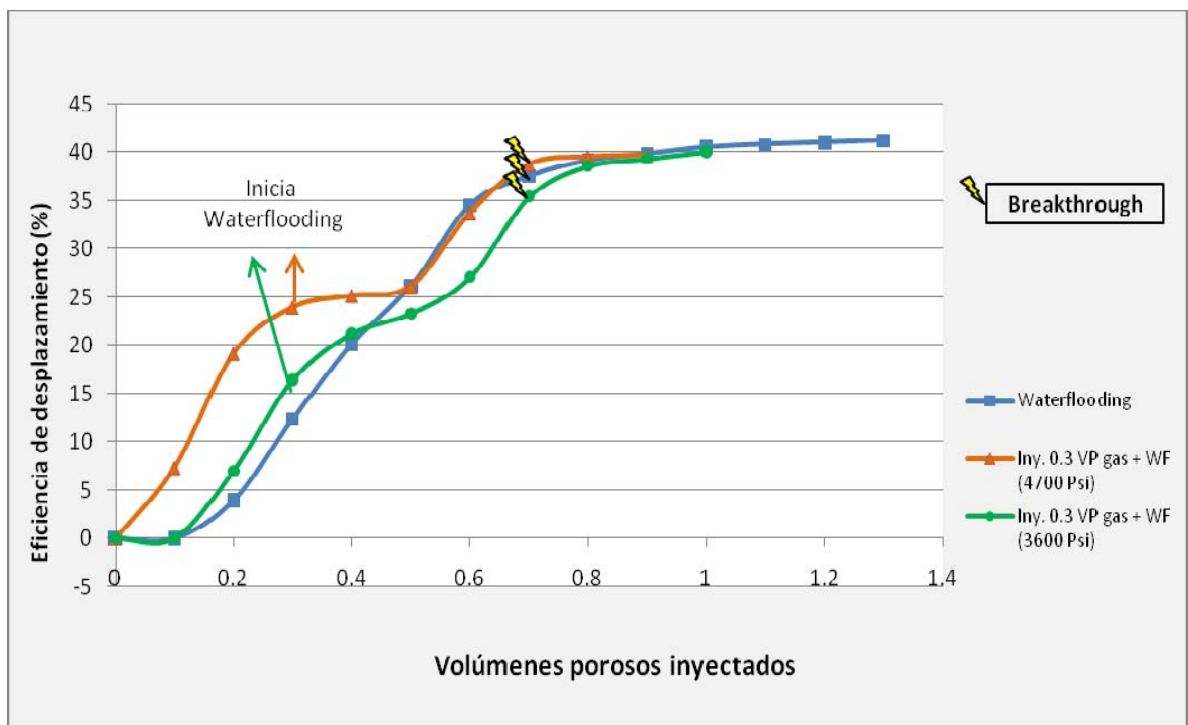
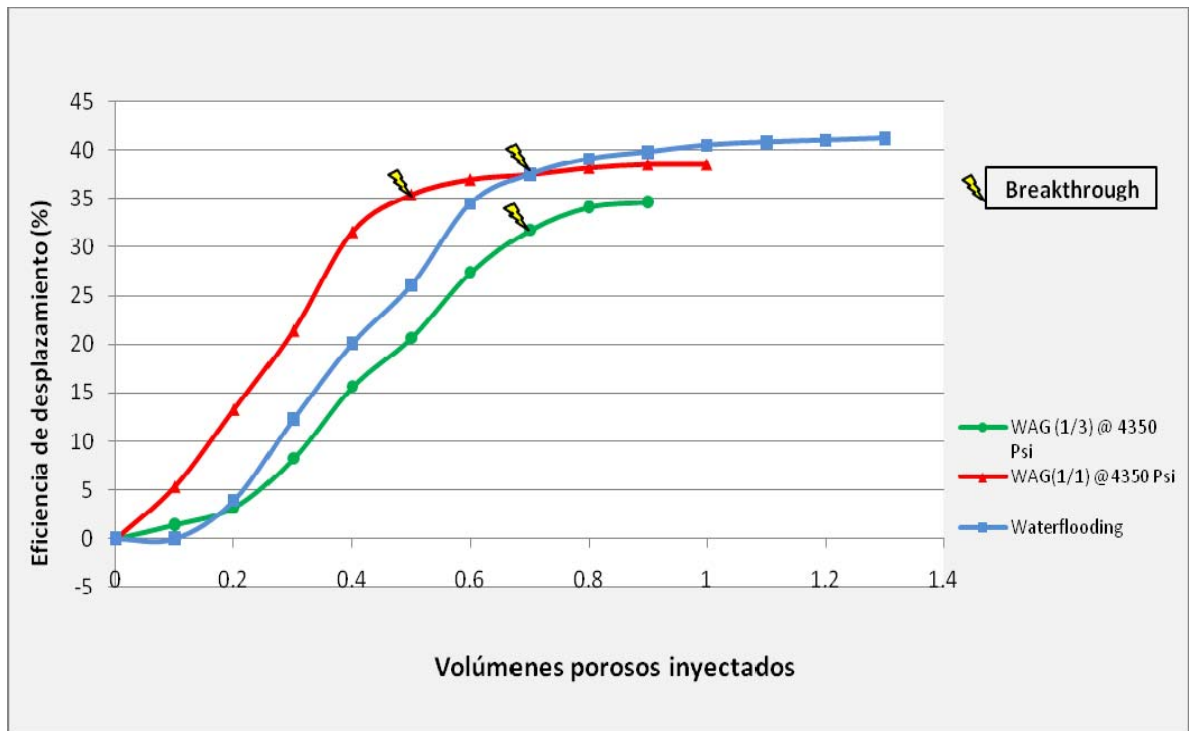


Figura 45. Resumen inyección alternada gas/agua vs inyección continua de agua (WF).



6. SELECCIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE COMBUSTIÓN EN LAS ARENAS B DEL CAMPO LLANITO

Con el objeto de seleccionar el mejor esquema de inyección de gas de combustión se evaluaron los siguientes procesos:

- Inyección continua de gas de combustión a presión y tasa constante.
- Inyección de un “Slug” de gas de combustión= 0.3 VP seguido por inyección continua de agua @ presión constante.
- Inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP de gas, seguido de inyección continua de agua @ presión constante.

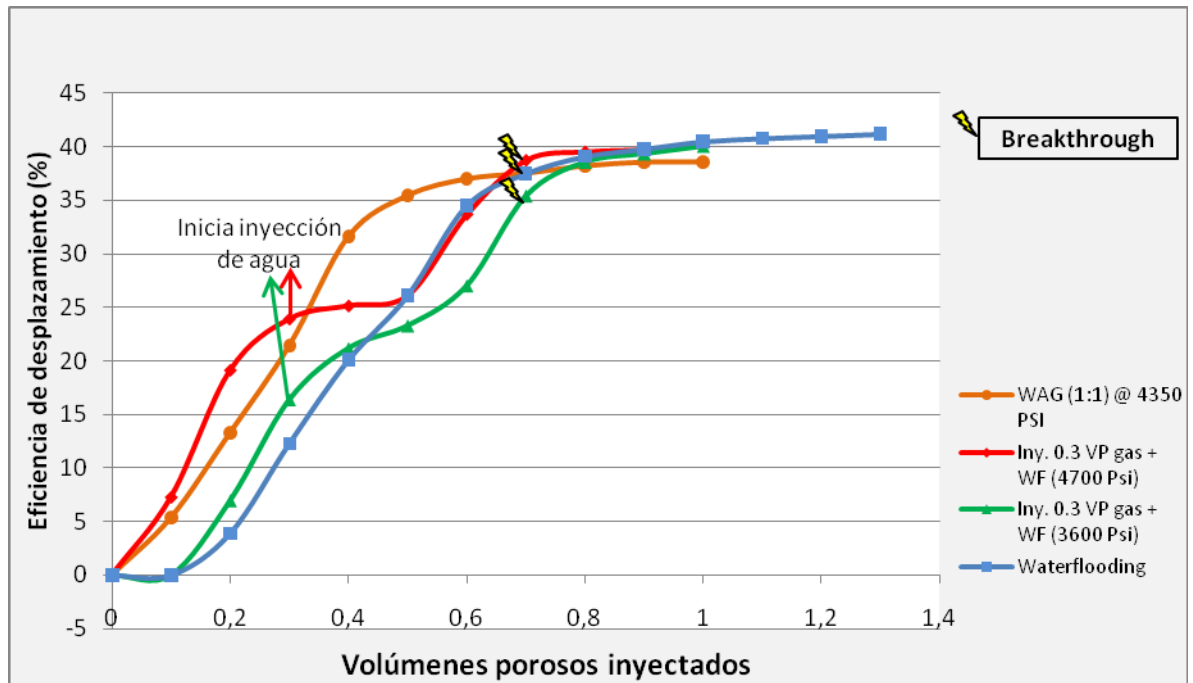
De las evaluaciones realizadas se obtuvieron los mejores recobros, comparados con la inyección continua de agua, estos se reportan en la Tabla 56 y las tendencias de los recobros se pueden observar en la Figura 45. Analizando ambos resultados, obtenemos las siguientes conclusiones:

Tabla 56. Resumen de los recobros de crudo obtenidos en los mejores métodos.

Prueba	Recobro de crudo en el breakthrough [%]	Recobro de crudo final [%]	Sor Final [fracción]
Inyección continua de agua	37.5	41.2	0.26
Inyección slug de gas 0.3 VP + Waterflooding a 4700 psi	38.75	39.7	0.28
Inyección slug de gas 0.3 VP + Waterflooding a 3600 psi	35.42	40.05	0.27
Inyección alternada gas/agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP seguido de WF a P= 4350 psi	35.44	38.56	0.29

Fuente: Autor

Figura 46. Mejores procesos de inyección de gas vs inyección continua de agua (WF).



Fuente: Autor

1. La inyección de un “Slug” de gas de combustión de 0.3 VP de gas seguido por inyección continua de agua @ presión constante de 4700 psi presentó un comportamiento favorable en los primeros 0.4 VP inyectados, lo cual equivale al 63% del recobro total, pero, después del BT el barrido no es eficiente. Comparando con el WF a 0.4 VP inyectados sólo se tiene el 48.8% del recobro total, lo que demuestra que en los primeros 0.4 VP inyectados es más eficiente el proceso de “Slug” de gas de combustión seguido de inyección de agua @ presión constante.
2. El proceso de inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP de gas, seguido de inyección continua de agua @ presión

constante de 4350 psi presentó un comportamiento muy favorable hasta los primeros 0.6 VP inyectados (Ciclos gas / agua). A este punto el recobro fue del 37% equivalente al 96% del recobro total por este proceso, mientras que por el WF a 0.6 VP se tuvo un recobro del 34,5% equivalente al 83,7% del recobro total. Lo anterior demuestra que la relación WAG 1:1 fue más eficiente que el WF hasta los primeros 0.7 VP inyectados y hasta completar 1 VP son prácticamente similares.

3. El proceso de inyección alternada: gas de combustión / agua con una relación 1:1, hasta completar 0.3 VP de gas y seguido de WF a $P = 4350$ psi fue el mejor esquema de inyección utilizando gas de combustión.

Los procesos que involucraron la inyección de un “Slug” de gas de combustión y la inyección alternada gas / agua permiten que se optimice el gas a inyectar y que se logre un mejor barrido.

CONCLUSIONES

1. Según el promedio de las composiciones obtenidas por cromatografía, el rango que se tiene de composición para los componentes mayoritarios (CO_2 y N_2) en los gases analizados de las principales fuentes de emisiones de la refinería son de 11,6 y 16,0% para el CO_2 y del 79,5 y 80,6 para el N_2 . Según la revisión bibliográfica el gas de combustión se compone de cerca del 85-88% de nitrógeno y del 12-15% de CO_2 .
2. El contenido promedio de CO_2 de las emisiones de refinería es similar al de la mayoría de las aplicaciones que se han realizado en otros estudios o proyectos de campo a nivel mundial, mientras que el contenido de N_2 es un poco menor, pero, es debido a que las fracciones de CO , CH_4 y O_2 disminuyen el contenido de este en la mezcla.
3. De acuerdo con los volúmenes de emisiones que se reportaron, se cuenta con un volumen diario de gas de combustión de 706 Millones de ft^3/D , el cual es un valor apreciable para cualquier proyecto de inyección de gas. Este valor debe ser mayor ya que no son reportadas algunas corrientes como las unidades de Topping.
4. Durante las pruebas de interacción fluido – fluido se observó que el comportamiento experimental de la densidad y viscosidad de la mezcla crudo y gas de combustión no corresponde con el esperado, debido a que en los procesos de inyección de gas se esperan disminuciones en la densidad y viscosidad del fluido. Adicionalmente los resultados indicarían que el fluido no se mantuvo homogéneo durante el proceso, lo cual es típico en procesos de precipitación de asfáltenos.
5. Los resultados de la gravedad API del petróleo mezclado con gas de combustión indicarían que el fluido no se mantuvo homogéneo durante el proceso, lo cual es típico en procesos de precipitación de asfáltenos. Las composiciones totales del fluido después de cada inyección de gas indican

que el gas de combustión inyectado podría no haberse disuelto en el petróleo en todas sus proporciones.

6. La muestra de fondo analizada correspondiente al pozo Llanito 127 inicia la precipitación de asfáltenos a condiciones de presión de 3100 psi y 145°F, convirtiéndose éste en un punto del vértice superior de la región termodinámica EDA (Envolvente de Depositación de Asfáltenos).
7. De acuerdo con los resultados obtenidos en la determinación del onset de precipitación de asfáltenos, a condiciones de yacimiento originales, presión igual a 2350 psi y 145°F, encontramos asfáltenos presentes en la formación.
8. Según resultados obtenidos en la prueba de reversibilidad el 33.67% en peso de los asfáltenos presentes en la muestra inicial precipitaron por cambios de presión.
9. El fenómeno de precipitación es posiblemente un fenómeno irreversible.
10. Por cada 100 gramos de crudo producido, puede precipitar máximo 1.34 gr como asfálteno.
11. El contenido de asfáltenos calculado en una muestra del pozo Llanito 127 tomada en fondo es de 4.269% peso, y el contenido de asfáltenos en una muestra del mismo pozo pero tomada en separador es de 1.76% peso, lo que indica que desde el fondo a superficie se están precipitando asfáltenos.
12. La muestra de fondo correspondiente al pozo Llanito 127 con un contenido de gas de combustión del 13.3 %, inicia la precipitación de asfáltenos a condiciones de presión de 4800 psi y 145°F
13. El contenido de asfáltenos calculado en una muestra del pozo Llanito 127 con un contenido de gas sintético del 13.3 % molar, es de 3.87%, a condiciones de 4200 psi y 145°F.
14. La inyección de un “Slug” de gas de combustión de 0.3 VP de gas seguido por inyección continua de agua @ presión constante de 4700 psi presentó un comportamiento favorable en los primeros 0.4 VP inyectados, lo cual equivale al 63% del recobro total, pero, después del BT el barrido no es

eficiente. Comparando con el WF a 0.4 VP inyectados sólo se tiene el 48.8% del recobro total, lo que demuestra que en los primeros 0.4 VP inyectados es más eficiente el proceso de “Slug” de gas de combustión seguido de inyección de agua @ presión constante.

- 15.El proceso de inyección alternada gas de combustión / agua, relación 1:1 hasta completar 0.3 VP de gas, seguido de inyección continua de agua @ presión constante de 4350 psi presentó un comportamiento muy favorable hasta los primeros 0.6 VP inyectados (Ciclos gas / agua). A este punto el recobro fue del 37% equivalente al 96% del recobro total por este proceso, mientras que para el WF a 0.6 VP se tuvo un recobro del 34,5% equivalente al 83,7% del recobro total. Lo anterior demuestra que la relación WAG 1:1 fue más eficiente que el WF hasta los primeros 0.7 VP inyectados y hasta completar 1 VP son prácticamente similares.
- 16.El proceso de inyección alternada: gas de combustión / agua con una relación 1:1, hasta completar 0.3 VP de gas y seguido de WF a P= 4350 psi fue el mejor esquema de inyección utilizando gas de combustión.
- 17.Los procesos que involucraron la inyección de un “Slug” de gas de combustión y la inyección alternada gas / agua permiten que se optimice el gas a inyectar y que se logre un mejor barrido, mejorando la relación de movilidad.
- 18.Al inscribir el proyecto en los mercados de carbono que lo que buscan es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, posibilitarían en mayor o menor medida, incrementar la tasa de retorno del proyecto, debido a que en promedio se pagaron 15 Euros por tonelada de CO₂ que se dejó de emitir a la atmósfera.

RECOMENDACIONES

1. El CO₂ presente en el gas de combustión se disuelve en el petróleo reduciendo su viscosidad. El N₂ provee la energía para sostener la presión y promueve el desplazamiento del crudo. Sin embargo, la inyección de gas de combustión sin tratamiento para remover los gases tales como el oxígeno, ocasiona problemas operacionales debido a su naturaleza corrosiva. Para remover el oxígeno corrosivo y otros óxidos de nitrógeno del gas de combustión se pueden utilizar varios procesos ó tecnologías como por ejemplo los tratadores catalíticos de platino.
2. Se recomienda realizar un monitoreo de las plantas de refinería a las que no se les ha medido el flujo de emisiones, por ejemplo las unidades Topping, con el fin de tener un valor total o general de las emisiones de gas de combustión en la refinería.
3. Del estudio de onset de precipitación de asfáltenos se recomienda llevar a cabo una etapa de remediación a nivel de yacimiento, consistente en realizar un screening de productos disolventes e inhibidores de asfáltenos.
4. Del estudio del onset de precipitación de asfáltenos se recomienda evaluar la muestra a otras condiciones de temperatura (por lo menos 3) con el fin de poder obtener toda la región termodinámica EDA.
5. Se recomienda hacer un análisis de las variables económicas con respecto a los mejores procesos de inyección, en donde se tenga en cuenta el riesgo e incertidumbre de aplicarlos en campo.

BIBLIOGRAFÍA

1. RIVERA, J.; ROBLEDO, G. Estudio de Factibilidad de la inyección de CO₂ en la Formación Caballos del Campo Orito, Putumayo. Universidad de América. Bogotá. 1988.
2. SHOKOYA, O.S., et al. "The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery", Journal of Energy Resources Technology, 2004.
3. SHOKOYA, O.S., et al, "Effect of Oil and Flue-Gas Compositions on Oil Recovery in the Flue-Gas-Light-Oil Injection Process" SPE No 97262. 2005.
4. TITTLE, R.M., KENDALL, T., "Success of flue gas program at Neale field", SPE No 1907, 1967.
5. CARAWAY, G.E, LOWERY, L.L., "Flue gas generation, problems, solutions and cost – Block 31 Field", SPE No 2631, 1969.
6. SACHICA, J.A., NIÑO, Y.A., "Factibilidad técnico económica del uso del CO₂ de la gerencia complejo de Barrancabermeja en el recobro terciario de petróleo de los campos Yariguí Cantagallo, y San Silvestre, Gala y Llanito", Bogotá DC, 2005.
7. FONG, W. S., et al, "EOR for California Diatomites. CO₂, Flue Gas and Water Corefloods, and Computer Simulations", SPE No 24039. 1992
8. GODWIN, J. et al, "A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas", SPE No 39637. 1998
9. JOHNSON, H. R., SCHMIDT L.D. y THRASH, L.D. "A Flue Gas Huff 'n' Puff Process for Oil Recovery From Shallow Formations" SPE No 20269. 1990
10. DE RIBERIO, A, "Compositional and Phase Behavior Experimental and Theoretical Work on Hydrocarbon Mixtures and Several Solvents (Carbon Dioxide, Nitrogen, and Flue Gases)" SPE No 59343. 2000

11. ZHANG, F., FAN, Z., DING, J., "Experiment of enhancing heavy oil recovery by cyclic fuel gas injection" SPE No. 64724. 2000.
12. Interstate Oil Compact Commission (IOCC), "Improved Oil Recovery", Pág. 119. Oklahoma City, Ok, USA. 1983.
13. Informe, Ecopetrol S.A. Producción incremental Area Llanito. Año 2000.
14. Ecopetrol S.A., Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, Reporte PVT-ID0157-122.
15. Ecopetrol S.A. – ICP, Determinación del onset de precipitación de asfaltenos en una muestra de fondo del pozo Llanito 127. Laboratorio de Daños a la Formación. 2009.
16. THOMAS, S., Miscible and Immiscible Gas Injection for Oil Recovery, 2007.
17. BARRIOS, W., Análisis del Comportamiento de Fases del Fluído de Yacimiento del Campo Cupiagua Sur Bajo el Escenario de Inyección de CO₂, Gas de Separador y sus Mezclas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2008, Págs 22 – 32.
18. FAROUQ ALI, S. M. AND THOMAS, S.: "The promise and problem of enhanced oil recovery methods" Journal of Canadian Petroleum Technology, (1996) 35, No. 17, 57.
19. STALKUP, F. I. JR.: "Status of miscible displacement" JPT (Abril 1983) 815.
20. Chemical Engineering Thermodynamics-Dodge, McGraw-Hill Book Co. Inc., N.Y. Pág. 161. 1994.
21. Natural Gasoline Supply Men's Association Engineering Data Book, 6th Ed. Pag. 81, 1953.