

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE VARIABLES QUE
INTERVIENEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA
DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA
DE CRUDOS PESADOS A ESCALA DE LABORATORIO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rondón V., Nelson
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, Febrero 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS PESADOS A ESCALA DE LABORATORIO

TUTOR ACADEMICO: Prof. Alí Lara.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Yefrenck Castro.

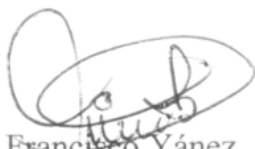
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rondón V., Nelson
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, Febrero de 2010.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Nelson Gabriel Rondón Vince, titulado:

“Estudio y evaluación de variables que intervienen en el proceso de inyección alterna de vapor como método de recuperación térmica de crudos pesados a escala de laboratorio”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.




Prof. Francisco Yáñez

Jurado



Prof. José Córdova

Jurado



Prof. Alí Lara

Tutor Académico



Ing. Yefrenck Castro

Tutor Industrial

A Miriam Vince de Rondón y Nelson Rondón Ramos

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer principalmente a Dios todopoderoso por haber iluminado en este camino, ser mi guía y proveedor. A mis padres María Mirian Vince y Nelson Rondón, y a mis hermanos Hector Rondón y Eliana Rondón por la estabilidad emocional, sentimental y económica, para alcanzar este logro, que definitivamente no hubiese podido ser realidad sin ustedes.

A la Universidad Central de Venezuela por haber hecho de mi un profesional. A PDVSA-Intevep por haber dado la infraestructura y la oportunidad de realizar mi tesis en sus instalaciones.

A mi tutor industrial y amigo Yefrenck Castro por haberme brindado la oportunidad de demostrar todo lo que puedo ofrecer y dar como profesional y como persona, por su valioso apoyo, guía y conocimiento. A mi tutor académico Alí Lara por haberme brindado asesoría y apoyo. A Alida Velíz, Numan Izarra, Rafael Hincapié, Cala Miranda, Deivi Vasquez, Francis Sánchez, Mariluz Alonso y Deivi Oliveros por su ayuda a todo momento y colaboración para la realización de este trabajo.

A mis amigos Wladimir Luces, Digna Salcedo, Kerbis Wilson, Kevin Sánchez, Kimberly Michel, Mariana Da Corte, Patricia Peñalosa, Josuar Peña, Octavio Pizzani, Javier Mata, Luís Anzola, Abid Torrealba, Anisabel Figuera, Daniela De Sousa, Blanca Arteaga, por estar siempre conmigo apoyándome en todo las circunstancias posibles, también son parte de esta alegría.

A todos mis compañeros pasados y presentes; pasados por ayudarme a crecer y madurar como persona y presentes por estar siempre conmigo apoyándome en todo las circunstancias posibles.

Rondón V., Nelson G.

**ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE VARIABLES QUE
INTERVIENEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA
DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA
DE CRUDOS PESADOS A ESCALA DE LABORATORIO**

Tutor Académico: Prof. Alí Lara, M.Sc. Tutor Industrial: Ing. Yefrenck Castro.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

Año 2010. 189 pág.

Palabras claves: Petróleo, Factor de recobro, Pruebas de desplazamiento, Recuperación térmica.

Resumen: La recuperación mejorada de petróleo involucra a todos los procesos que incrementen económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento tales como el proceso de inyección alterna de vapor. En dicho proceso la inclusión de aditivos químicos persigue optimizar el recobro de petróleo; ya que, permitiría un mejor acondicionamiento en las propiedades fisicoquímicas de los fluidos, relacionadas con su movilidad en el yacimiento, que pueden incrementar la tasa de producción de petróleo. Se construyó un equipo innovador de simulación física a escala de laboratorio; el cual, se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento con el objetivo de evaluar el porcentaje de recuperación al variar la cantidad de vapor inyectado y el comportamiento del mismo en el transcurso de los ciclos.

Para esto se caracterizaron y prepararon las aguas de formación e inyección, se preparó crudo recombinado a condiciones equivalentes a las de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco (50°C y 1100 psi). Luego, se empacaron diferentes celdas de desplazamiento con arena característica del yacimiento con las siguientes características: permeabilidades absolutas entre 4,06 y 4,96 Darcy, porosidad entre 29,88 y 37,21%, permeabilidades al agua de formación entre 2,66 y 3,86 Darcy. Finalmente, las celdas se saturaron con el petróleo recombinado hasta el punto de saturación obteniéndose valores entre 83,74 y 91,17% de saturación de petróleo vivo. Las pruebas de desplazamiento se llevaron a cabo en 3 etapas: la inyección del agua de inyección, el periodo de remojo y el periodo de producción. De estas pruebas se obtuvieron perfiles de temperatura a lo largo de la celda y porcentajes de recuperación. Las pruebas en las que se obtuvo mayor recuperación fueron las que se llevaron a cabo compensando las pérdidas de calor, obteniendo un recobro total de 99, 76 y 49% cuando se inyectó 75, 50 y 30% del volumen poroso respectivamente. Mientras que en las pruebas donde no se compensaron las pérdidas de calor, la recuperación total fue 26, 13 y 8% respectivamente. Al emplear gas nitrógeno como aditivo, se incrementó la recuperación en el primer ciclo en un 3% siendo la recuperación total de 28%.



ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
INTRODUCCIÓN	20
CAPITULO I: FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
2. ANTECEDENTES	23
3. OBJETIVOS.....	33
3.1. Objetivo General	33
3.2. Objetivos Específicos	33
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	34
1. YACIMIENTO.....	34
1.1. Ley de Darcy	34
1.2. Propiedades Físicas del Medio Poroso.....	36
1.1.1. Porosidad	36
1.1.2. Permeabilidad	38
1.1.3. Saturación	41
1.3. Generalidades del Petróleo	42
2. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	43
2.1. Métodos de Recuperación Térmicos.....	44
2.2. Métodos de Recuperación Químicos	44
2.3. Métodos de Recuperación por Inyección de Fluidos Miscibles	45
2.4. Métodos de Recuperación por Inyección de Microorganismos.....	45
3. INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	45
3.1. Movilidad	48
3.2. Variables Básicas del Yacimiento	49
3.3. Factores Operacionales en la Inyección Alterna de Vapor.....	52
3.3.1. Tiempo de Remojo.....	52



3.3.2.	Cantidad de Vapor Inyectado	53
3.3.3.	Número de Ciclos	53
3.4.	Mecanismos de Recuperación en la Inyección Alterna de Vapor	54
4.	METODOS EXPERIMENTALES	56
4.1.	Recombinación de Crudo	56
4.2.	Caracterización SARA	58
4.3.	Pruebas de desplazamiento	59
4.3.1.	Celda de desplazamiento	59
4.3.2.	Medición de Permeabilidad	60
4.3.3.	Medición de Saturación	60
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO		61
1.	METODOLOGÍA GENERAL	61
2.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	64
2.1.	Preparación de los fluidos involucrados en el proceso	65
3.1.1.	Preparación del agua de formación sintética	66
3.1.2.	Preparación del agua de inyección sintética	67
3.1.3.	Preparación del petróleo recombinado	67
2.2.	Metodología experimental para la realización de las pruebas	71
3.2.1.	Preparar y empacar celda con arena de formación	71
3.2.2.	Medición experimental de la permeabilidad al gas nitrógeno	72
3.2.3.	Medición experimental de la permeabilidad al agua de formación.....	74
3.2.4.	Saturación con petróleo hasta el punto de saturación irreducible y medición de la permeabilidad al crudo.	76
2.3.	Pruebas de Inyección Alterna de Vapor.....	78
3.3.1.	Inyección del vapor a la celda.	78
3.3.2.	Cierre de la celda y periodo de remojo.....	79
3.3.3.	Puesta a producción de la celda.....	79
CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN		81



1. CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR.....	81
2. CARACTERIZACIÓN INICIAL DEL PETRÓLEO	85
3. DISEÑO EXPERIMENTAL	87
4. ACONDICIONAMIENTO DE LAS CELDAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO.....	89
5. PERFILES DE TEMPERATURAS.....	91
5.1. Perfiles de temperatura Prueba 1	92
5.2. Perfiles de temperatura Prueba 2	96
5.3. Perfiles de temperatura Prueba 3	98
5.4. Perfiles de temperatura Prueba 4	100
5.5. Perfiles de temperatura Prueba 5	103
5.6. Perfiles de temperatura Prueba 6	105
5.7. Perfiles de temperatura Prueba 7	107
5.8. Perfiles de temperatura Prueba 8	109
6. PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN.....	112
7. ANALISIS DE LOS EFLUENTES	116
7.1. Análisis SARA del petróleo recuperado	116
4.4. Concentración de aniones en aguas efluentes	119
4.5. Análisis de los pH de las aguas efluentes.....	120
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
BIBLIOGRAFÍAS	125
APÉNDICE A. Datos experimentales de la Prueba 1.....	128
APÉNDICE B. Datos experimentales de la Prueba 2.....	138
APÉNDICE C. Datos experimentales de la Prueba 3.....	147
APÉNDICE D. Datos experimentales de la Prueba 4.....	154
APÉNDICE E. Datos experimentales de la Prueba 5	161
APÉNDICE F. Datos experimentales de la Prueba 6	171

ÍNDICE DE CONTENIDO



APÉNDICE G. Datos experimentales de la Prueba 7.....	180
APÉNDICE H. Análisis SARA del petróleo producido	188
APÉNDICE I. Análisis del agua efluente	188



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.....	36
Figura 2. Volumen poroso (Villa, 2006).....	37
Figura 3. Curva típica de permeabilidad relativa para una roca mojada por agua (Araujo, 2004).	39
Figura 4. Curva típica de permeabilidad relativa para una roca mojada por petróleo (Araujo, 2004).	41
Figura 5. Representación Esquemática de un Proceso de Inyección	46
Figura 6. Repuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor.....	47
Figura 7. Relación gas/petróleo contra presión.....	57
Figura 8. Esquema general de la metodología para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento.	65
Figura 9. Reactor por carga (Parr)	68
Figura 10. Esquema de la destilación flash.....	69
Figura 11. Bombas de jeringa ISCO	70
Figura 12. Cilindro pistón Ruska.....	70
Figura 13. Gasómetro	70
Figura 14. Celda de desplazamiento	71
Figura 15. Transductor Validyne	73
Figura 16. Indicador digital de transductor Validyne.....	73
Figura 17. Esquema del equipo de medición de permeabilidad al gas nitrógeno	74
Figura 18. Esquema del equipo de medición de permeabilidad al agua de formación.	75
Figura 19. Elemento diferencial a ser simulado físicamente.....	82
Figura 20. Esquema del equipo de inyección alterna de vapor	83
Figura 21. Temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento.....	92
Figura 22. Perfil de temperatura Prueba 1 (1er Ciclo)	93



Figura 23. Perfil de temperatura Prueba 1 (2do Ciclo)	94
Figura 24. Perfil de temperatura Prueba 1 (3er Ciclo)	95
Figura 25. Perfil de temperatura Prueba 2 (1er Ciclo)	96
Figura 26. Perfil de temperatura Prueba 2 (2do Ciclo)	97
Figura 27. Perfil de temperatura Prueba 2 (3er Ciclo)	97
Figura 28. Perfil de temperaturas Prueba 3 (1er Ciclo).....	99
Figura 29. Perfil de temperatura Prueba 3 (2do Ciclo)	99
Figura 30. Perfil de temperatura Prueba 4 (1er Ciclo)	100
Figura 31. Perfil de temperatura Prueba 4 (2do Ciclo)	101
Figura 32. Perfil de temperatura Prueba 4 (3er Ciclo)	101
Figura 33. Perfil de temperatura Prueba 5 (1er Ciclo)	103
Figura 34. Perfil de temperatura Prueba 5 (2do Ciclo)	104
Figura 35. Perfil de temperatura Prueba 5 (3er Ciclo)	104
Figura 36. Perfil de temperatura Prueba 6 (1er Ciclo)	106
Figura 37. Perfil de temperatura Prueba 6 (2do Ciclo)	106
Figura 38. Perfil de temperatura Prueba 6 (3er Ciclo)	107
Figura 39. Perfil de temperatura Prueba 7 (1er Ciclo)	108
Figura 40. Perfil de temperatura Prueba 7 (2do Ciclo)	108
Figura 41. Perfil de temperatura Prueba 7 (3erCiclo)	109
Figura 42. Perfil de temperatura Prueba 8 (1er Ciclo)	110
Figura 43. Perfil de temperatura Prueba 8 (2do Ciclo)	110
Figura 44. Perfil de temperatura Prueba 8 (3er Ciclo)	111
Figura 45. Porcentajes de recuperación	113
Figura 46. Porcentaje de recuperación de la prueba 2.....	115
Figura 47. Porcentaje de recuperación de la prueba 5.....	116
Figura 48. Análisis SARA	117
Figura 49. Análisis SARA de las pruebas donde se redujeron las pérdidas de calor.....	117
Figura 50. Análisis SARA de las pruebas con nitrógeno	118



Figura 51. Concentración de aniones del agua efluente	119
Figura 52. Concentración de aniones del agua efluente de las pruebas donde se redujeron las pérdidas de calor	119
Figura 53. Concentración de aniones del agua efluente de las pruebas con nitrógeno	120
Figura 54. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso	121
Figura 55. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso reduciendo las pérdidas de calor.....	121
Figura 56. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso con la inyección del nitrógeno	121
Figura 57. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 1)	129
Figura 58. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 1)	130
Figura 59. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 2)	139
Figura 60. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 2)	140
Figura 61. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 3)	148
Figura 62. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 3)	149
Figura 63. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 4)	155
Figura 64. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 4)	156
Figura 65. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 5)	162
Figura 66. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 5)	163
Figura 67. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 6)	172
Figura 68. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 6)	173
Figura 69. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 7)	181
Figura 70. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 7)	182



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación del petróleo según la gravedad API.....	42
Tabla 2. Composición del agua de formación sintética.....	66
Tabla 3. Composición del agua de inyección sintética.....	67
Tabla 4. Caracterización del petróleo inicial.....	86
Tabla 5. Relación Gas-Petróleo del crudo recombinado	87
Tabla 6. Pruebas experimentales	88
Tabla 7. Condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación de las celdas.....	89
Tabla 8. Dimensiones de la celda (Prueba 1).....	128
Tabla 9. Dimensiones del volumen muerto en la celda (Prueba 1)	128
Tabla 10. Peso de la celda antes y después de empacarla (Prueba 1).....	128
Tabla 11. Permeabilidad al gas (Prueba 1).....	128
Tabla 12. Saturación con agua de formación (Prueba 1).....	129
Tabla 13. Porosidad (Prueba 1).....	129
Tabla 14. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 1).....	130
Tabla 15. Saturación de crudo, gas y agua de formación (Prueba 1).....	131
Tabla 16. Permeabilidad al petróleo (Prueba 1).....	131
Tabla 17. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 1er ciclo)	132
Tabla 18. Volumen inyectado (Prueba 1, 1er ciclo).....	133
Tabla 19. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 1er ciclo)	133
Tabla 20. Producción en viales (Prueba 1, 1er ciclo).....	133
Tabla 21. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 2do ciclo)	134
Tabla 22. Volumen inyectado (Prueba 1, 2do ciclo).....	135
Tabla 23. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 2do ciclo)	135
Tabla 24. Producción en viales (Prueba 1, 2do ciclo).....	135
Tabla 25. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 3er ciclo)	136
Tabla 26. Volumen de vapor inyectado (Prueba 1, 3er ciclo)	137
Tabla 27. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 3er ciclo)	137
Tabla 28. Dimensiones de la celda (Prueba 2).....	138



Tabla 29. Dimensiones del volumen muerto (Prueba 2)	138
Tabla 30. Peso de la celda antes y después de empacar (Prueba 2).....	138
Tabla 31. Permeabilidad de gas nitrógeno (Prueba 2).....	138
Tabla 32. Saturación con agua de formación (Prueba 2).....	139
Tabla 33. Porosidad (Prueba 2).....	139
Tabla 34. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 2).....	140
Tabla 35. Saturación de crudo, gas y agua de formación (Prueba 2).....	141
Tabla 36. Permeabilidad al petróleo (Prueba 2)	141
Tabla 37. Perfiles de temperatura (Prueba 2, 1er ciclo)	142
Tabla 38. Volumen de vapor inyectado (Prueba 2, 1er ciclo)	143
Tabla 39. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 1er ciclo)	143
Tabla 40. Producción en viales (Prueba 2, 1er ciclo)	143
Tabla 41. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 1er ciclo)	143
Tabla 42. Perfiles de temperatura (Prueba 2, 2do ciclo)	143
Tabla 43. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 2, 2do ciclo)	144
Tabla 44. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 2do ciclo)	144
Tabla 45. Producción en viales (Prueba 2, 2do ciclo)	144
Tabla 46. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 2do ciclo).....	145
Tabla 47. Perfil de temperatura (Prueba 2, 3er ciclo).....	145
Tabla 48. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 2, 3er ciclo).....	146
Tabla 49. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 3er ciclo)	146
Tabla 50. Producción en viales (Prueba 2, 3er ciclo).....	146
Tabla 51. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 3er ciclo)	146
Tabla 52. Dimensiones de la celda (Prueba 3)	147
Tabla 53. Dimensiones del volumen muerto en la celda (Prueba 3)	147
Tabla 54. Peso de la celda antes y después de empacarla (Prueba 3).....	147
Tabla 55. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 3).....	147
Tabla 56. Saturación con agua de formación (Prueba 3).....	148
Tabla 57. Porosidad (Prueba 3).....	148



Tabla 58. Permeabilidad al agua de formación.....	149
Tabla 59. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 3).....	150
Tabla 60. Permeabilidad al petróleo (Prueba 3).....	150
Tabla 61. Perfiles de temperatura (Prueba 3, 1er ciclo)	151
Tabla 62. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 3, 1er ciclo).....	151
Tabla 63. Producción en cilindro colector (Prueba 3, 1er ciclo)	151
Tabla 64. Producción en viales (Prueba 3, 1er ciclo).....	152
Tabla 65. Porcentaje de recobro (Prueba 3, 1er ciclo)	152
Tabla 66. Perfiles de temperatura (Prueba 3, 2do ciclo)	152
Tabla 67. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 3, 2do ciclo).....	153
Tabla 68. Producción en cilindro colector (Prueba 3, 2do ciclo)	153
Tabla 69. Producción en viales (Prueba 3, 2do ciclo).....	153
Tabla 70. Porcentaje de recobro (Prueba 3, 2do ciclo).....	153
Tabla 71. Dimensiones de la celda (Prueba 4).....	154
Tabla 72. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 4)	154
Tabla 73. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 4)	154
Tabla 74. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 4).....	154
Tabla 75. Saturación con agua de formación (Prueba 4).....	155
Tabla 76. Porosidad (Prueba 4).....	155
Tabla 77. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 4).....	156
Tabla 78. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 4).....	157
Tabla N° 79. Permeabilidad al petróleo (Prueba 4).....	157
Tabla 80. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 1er ciclo)	158
Tabla 81. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 4, 1er ciclo).....	158
Tabla 82. Producción en el cilindro colector (Prueba 4, 1er ciclo).....	158
Tabla 83. Producción en viales (Prueba 4, 1er ciclo).....	158
Tabla 84. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 1er ciclo)	158
Tabla 85. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 2do ciclo)	159
Tabla 86. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 4, 2do ciclo).....	159



Tabla 87. Producción en cilindro colector (Prueba 4, 2do ciclo)	159
Tabla 88. Producción en viales (Prueba 4, 2do ciclo)	159
Tabla 89. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 2do ciclo).....	159
Tabla 90. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 3er ciclo)	160
Tabla 91. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 4, 3er ciclo).....	160
Tabla 92. Producción en cilindro colector (Prueba 4, 3er ciclo)	160
Tabla 93. Producción en viales (Prueba 4, 3er ciclo).....	160
Tabla 94. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 3er ciclo)	160
Tabla 95. Dimensiones de la celda (Prueba 5).....	161
Tabla 96. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 5)	161
Tabla 97. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 5).....	161
Tabla 98. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 5).....	161
Tabla 99. Saturación con agua de formación (Prueba 5).....	162
Tabla 100. Porosidad (Prueba 5).....	162
Tabla 101. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 5).....	163
Tabla 102. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 5).....	164
Tabla 103. Permeabilidad al petróleo (Prueba 5).....	164
Tabla 104. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 1er ciclo)	165
Tabla 105. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 5, 1er ciclo).....	166
Tabla 106. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 1er ciclo)	166
Tabla 107. Producción en viales (Prueba 5, 1er ciclo)	166
Tabla 108. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 1er ciclo).....	166
Tabla 109. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 2do ciclo)	167
Tabla 110. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 5, 2do ciclo).....	168
Tabla 111. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 2do ciclo).....	168
Tabla N° 112. Producción en viales (Prueba 5, 2do ciclo).....	168
Tabla N° 113. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 2do ciclo).....	168
Tabla 114. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 3er ciclo)	169
Tabla 115. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 5, 3er ciclo).....	170



Tabla 116. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 3er ciclo)	170
Tabla N° 117. Producción en viales (Prueba 5, 3er ciclo).....	170
Tabla 118. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 3er ciclo).....	170
Tabla 119. Dimensiones de la celda (Prueba 6)	171
Tabla 120. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 6).....	171
Tabla 121. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 6)	171
Tabla 122. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 6).....	171
Tabla 123. Saturación al 100% con agua de formación (Prueba 6).....	172
Tabla 124. Porosidad (Prueba 6).....	172
Tabla 125. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 6).....	173
Tabla 126. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 6).....	174
Tabla 127. Permeabilidad al petróleo (Prueba 6)	174
Tabla 128. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 1er ciclo)	175
Tabla 129. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 6, 1er ciclo).....	176
Tabla 130. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 1er ciclo)	176
Tabla 131. Producción en viales (Prueba 6, 1er ciclo).....	176
Tabla N° 132. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 1er ciclo)	176
Tabla 133. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 2do ciclo)	176
Tabla 134. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 6, 2do ciclo).....	177
Tabla 135. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 2do ciclo).....	177
Tabla 136. Producción en viales (Prueba 6, 2do ciclo)	177
Tabla 137. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 2do ciclo).....	177
Tabla 138. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 3er ciclo)	178
Tabla 139. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 6, 3er ciclo).....	179
Tabla 140. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 3er ciclo)	179
Tabla 141. Producción en viales (Prueba 6, 3er ciclo).....	179
Tabla 142. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 3er ciclo).....	179
Tabla 143. Dimensiones de la celda (Prueba 7)	180
Tabla 144. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 7).....	180



Tabla 145. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 7)	180
Tabla 146. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 7).....	180
Tabla 147. Saturación al 100% con agua de formación (Prueba 7).....	181
Tabla 148. Porosidad (Prueba 7).....	181
Tabla 149. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 7).....	182
Tabla 150. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba7).....	183
Tabla 151. Permeabilidad al petróleo (Prueba 7).....	183
Tabla 152. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 1er ciclo)	184
Tabla 153. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 1er ciclo).....	184
Tabla 154. Producción en cilindro colector (Prueba 7, 1er ciclo)	184
Tabla 155. Producción en viales (Prueba 7, 1er ciclo).....	185
Tabla 156. Porcentaje de recobro (Prueba 7, 1er ciclo).....	185
Tabla 157. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 2do ciclo)	185
Tabla 158. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 2do ciclo).....	186
Tabla 159. Producción en cilindro colector (prueba 7, 2do ciclo).....	186
Tabla 160. Producción en viales (Prueba 7, 2do ciclo).....	186
Tabla 161. Porcentaje de recobro (prueba 7, 2do ciclo).....	186
Tabla 162. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 3er ciclo)	186
Tabla 163. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 3er ciclo).....	187
Tabla 164. Producción en cilindro colector (Prueba 7, 3er ciclo)	187
Tabla 165. Producción en viales (Prueba 7, 3er ciclo).....	187
Tabla 166. Porcentaje de Recobro (Prueba 7, 3er ciclo).....	187
Tabla 167. Análisis SARA del petróleo producido.....	188
Tabla 168. Análisis de aniones del agua efluente	188
Tabla 169. Análisis aniones del agua efluente en las pruebas con reducción de pérdidas de calor.....	188
Tabla 170. Análisis de aniones del agua efluente de las pruebas con inyección de nitrógeno	188
Tabla 171. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso	189



INTRODUCCIÓN

PDVSA-INTEVEP realiza investigaciones sobre los métodos de recuperación mejorada para su aplicabilidad en campos de petróleos pesados y extrapesados, con la finalidad de aumentar el recobro de petróleo y hacer más eficiente los métodos de recuperación ya existentes. Específicamente, estas investigaciones se centran en la inyección alterna de vapor con aditivos a fin de evaluar esta tecnología como posible método de recuperación térmica de crudos pesados y extrapesados. En concordancia con lo antes expuesto este trabajo especial de grado se enfoca en estudiar y evaluar las variables que intervienen en el proceso de inyección alterna de vapor para crudos pesados y extrapesados a escala de laboratorio. En el cual en el Capítulo I, se exponen el planteamiento del problema, los antecedentes, y los objetivos planteados en este trabajo.

En el Capítulo II, se realizó la revisión bibliográfica donde presenta una serie de conceptos teóricos que son necesarios para el entendimiento de los aspectos involucrados en el desarrollo de este proyecto. Seguidamente, en el Capítulo III se presenta la metodología general y específica desarrollada para la evaluación de cada una de las variables identificadas del proceso.

Posteriormente en el Capítulo IV, se presentan los resultados de este trabajo especial de grado, en el cual se expone el equipo desarrollado, el diseño experimental, y los resultados recogidos de las pruebas experimentales, tales como: los valores porosidad, permeabilidad y saturación de las celdas de trabajo, los perfiles de temperatura y los porcentajes de recuperación obtenidos en cada prueba. A demás de los análisis de los efluentes del proceso, los cuales se discuten a medida que fueron presentados. Luego de esto, se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas de la discusión de resultados.

Finalmente, se presenta las referencias consultadas para el desarrollo de este trabajo especial de grado, y en los apéndices se presentan las tablas de datos obtenidos de las pruebas realizadas.



CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se expone el problema planteado en este trabajo especial de grado, así como también una serie de antecedentes que preceden a investigaciones referentes al tema a tratar. Por último se plantean los objetivos que se quieren alcanzar al culminar esta tesis.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela está por certificar la más grande reserva de petróleo pesado y extrapesado (CP/XP) del planeta la cual se encuentra ubicada en Faja Petrolífera del Orinoco en consecuencia es indispensable emplear nuevas tecnologías para la explotación eficiente de este recurso. Y más aún cuando la demanda mundial por el petróleo tiene un ascenso a medida que, los países crecen y se desarrollan. Según Quijada (2006), se estima que para el 2025 China y los Estados Unidos, estén consumiendo la misma cantidad de petróleo: 10 MMbbl/día. Adicionado a esto, muchos yacimientos a nivel mundial ya confrontan problemas geológicos.

Pese a lo anterior, el Gobierno Bolivariano de Venezuela conjuntamente con PDVSA desarrolló un plan estratégico denominado “Plan Siembra Petrolera” (PSP) el cual consta de siete ejes fundamentales. Estos ejes son: la certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Proyecto Magna Reserva), la expansión de proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco, la producción en áreas tradicionales, el desarrollo de gas costa afuera, el aumento y mejoras en refinación, la comercialización de crudos y productos y el desarrollo de infraestructura.

La certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Proyecto Magna Reserva), de acuerdo con el Oficio N° 1.036 de junio de 2005, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo asignó a CVP el Proyecto Magna Reserva para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Según el Informe Técnico y Operacional de PDVSA (2007) la Faja Petrolífera del Orinoco una vez cuantificada y



certificada sus reservas, se convertirá en el eje impulsor de desarrollo sustentable desde el punto de vista social, industrial, económico y tecnológico del país.

Con lo expuesto anteriormente, PDVSA-INTEVEP realiza investigaciones sobre los métodos de recuperación mejorada para su aplicabilidad en campos de petróleos pesados y extrapesados, con la finalidad de aumentar el recobro de petróleo y hacer más eficiente los métodos de recuperación ya existentes. Específicamente, estas investigaciones se centran en la inyección alterna de vapor con aditivos a fin de evaluar esta tecnología como posible método de recuperación térmica de crudos pesados y extrapesados.

La inclusión de aditivos en la inyección alterna de vapor persigue optimizar el recobro de petróleo, dependiendo de la naturaleza de los aditivos, ya que tendría un mayor impacto sobre las propiedades reológicas de los fluidos relacionadas con la movilidad de los mismos en el yacimiento, de tal forma que se pueda incrementar la tasa de producción del petróleo. Antes de masificar la tecnología mencionada, es importante entender los mecanismos y fenómenos de transporte asociados al proceso. Evaluaciones a escala de laboratorio ayudan a establecer los parámetros físicos que mayor impactan la tasa de producción de los fluidos. Es por esto que se realizó el estudio y evaluación de las variables que intervienen en el proceso de inyección alterna de vapor como método de recuperación térmica de crudos pesados a escala de laboratorio.



2. ANTECEDENTES

A continuación, se presentan algunas publicaciones que hacen énfasis a estudios realizados a partir de 1960, y que otorgan una base de información importante para la correcta visualización de los posibles resultados que se obtendrán en este Trabajo Especial de Grado.

En 1960, William y otros reportaron los resultados de las investigaciones llevadas a cabo en el uso de la inyección de vapor como agente de recobro. Ellos afirmaron que la recuperación de crudos pesados por vapor, es aproximadamente un 100 % mayor que la recuperación con agua caliente y que los principales mecanismos responsables eran: la expansión térmica del crudo, la reducción de la viscosidad y la destilación con arrastre de vapor. El equipo que utilizaron para llevar las pruebas consistió en una celda de desplazamiento con los medios adecuados para el registro de temperatura, un sistema de alimentación para el vapor, el agua fría o caliente y en la recepción un tren de condensación refrigeración y medición de los líquidos producidos. Para estas pruebas ellos utilizaron celdas cilíndricas de varios tamaños, las celdas pequeñas les permitieron demostrar el incremento de recobro por inyección de vapor y que la saturación residual de crudo en el laboratorio es esencialmente independiente de la saturación inicial de petróleo. Luego realizaron un segundo grupo de pruebas, las cuales consistieron en la determinación de los mecanismos responsables de las altas recuperaciones por inyección de agua caliente y vapor. Finalizaron con un tercer grupo de experimentos que consistieron en cuatro corridas para verificar el comportamiento de la corriente de vapor a altas presiones. En todos los experimentos que se llevaron a cabo observaron que la recuperación con agua caliente fue siempre mayor que con agua fría, y la recuperación con inyección de vapor siempre excedió a ambas.

En 1986, Hsu y Brugman se centraron en una simulación numérica del proceso de *Huff and Puff* con CO₂ el cual actuó de solvente y fue aplicado para un solo pozo. Los parámetros que consideraron y desarrollaron para determinar el efecto que tenían estos sobre el recobro de petróleo fueron: el número de ciclos, el tiempo de inyección,



de remojo y de producción, además de la cantidad y composición de solvente inyectado. Comentaron, que los primeros efectos del CO₂ en el recobro de crudo que observaron aparecieron por la expansión térmica de fluidos del yacimiento y la reducción de la viscosidad del petróleo. Hsu y Brugman (1986) determinaron que una significativa caída de presión en la recuperación de crudo ocurría entre el primer y el segundo ciclo de inyección de vapor por lo que un tercer ciclo no sería probablemente atractivo. Adicionalmente, realizaron variaciones en el tiempo de remojo desde 5 a 40 días, lo cual trajo pequeños efectos en el recobro de crudo. Estas pruebas le mostraron que el parámetro que afecta en mayor grado a la recuperación de crudo es, la cantidad de solvente inyectado, pero la contaminación del solvente CO₂ puro con un porcentaje molar de nitrógeno o metano les trajo algunos efectos positivos en el recobro de crudo, permitiéndoles un incremento mínimo en la relación gas-crudo.

Según Robin (1987), en los procesos de inyección de vapor para extraer crudos mejorados se deben considerar dos puntos de suma importancia: la eficiencia microscópica que corresponde a la saturación de crudo en los poros y el coeficiente de barrido de eficiencia, que caracteriza la fracción del pozo donde actuó la inyección de vapor. Ambos factores se ven profundamente afectados al utilizar vapor, ya que, los efectos de la gravedad, la viscosidad y las partículas heterogéneas contenidas en el crudo disminuyen las dos propiedades antes mencionadas, hecho que reduce la eficiencia global de la producción de dichos pozos. En el presente estudio Robin (1987), evaluó la manera de incrementar estos índices combinando el vapor con un surfactante que permita la formación de espuma, este procedimiento reduce: la movilidad del gas, los flujos preferenciales a ciertas zonas y así el vapor puede inundar todo el pozo de una manera más eficiente reduciendo los obstáculos concentrados en los poros y sin tener el riesgo de afectar la estabilidad química de los componentes del pozo, pero a medida que la temperatura aumenta se aprecian ligeros cambios en dicha estabilidad, por lo que es necesario un control de la misma adicionando al surfactante ciertos aditivos que logren reducir este desventajoso efecto secundario. Estos experimentos se llevaron a cabo en un recipiente rígido que simula



las condiciones originales de un pozo de interés, partiendo desde las condiciones ambientales de temperatura y presión, hasta llegar a 300°C y 10 MPa (valores aproximados a los utilizados en la inyección de vapor). Dependiendo del tipo de poro se deberá decidir que surfactantes y aditivos usar, aunado a ello, es independiente utilizar de forma combinada o separada el vapor y el surfactantes (con aditivos), ya que, ambos procedimientos generan óptimos resultados en el incremento de la eficiencia de producción de los pozos. La mayoría de los procedimientos se realizaron a temperaturas constantes en todo el pozo, dentro del rango mencionado con anterioridad ($T_{\text{ambiente}} - 300^{\circ}\text{C}$), de forma tal de evitar que se desestabilizaran las condiciones originales del crudo recuperado. Por último Robin (1987) realizó una prueba de desplazamiento a 200 °C y 2 MPa el cual consistió en tres etapas, la celda se saturó al 100% de crudo (3000 cP y 15,9 °API). Primero inyectando 8 VP de agua caliente, luego 142 volúmenes poroso (VP) de gas nitrógeno y por último 50 VP de espuma para obtener un recobro de 45% en la primera etapa, dando un incremento del recobro del 15% en la segunda y de un 30% en la última etapa.

Kim y Monger (1990) llevaron a cabo un estudio al sentirse alentados por la explotación *Huff and Puff* de gas natural, por analogía a otros procesos de inyección cíclica de gas como el desarrollado por Hsu y Brugman (1986). Un proceso inmisible usando gas natural les parecía factible para el recobro de crudo ligero en pozos de campo. Kim y Monger (1990) comentaron que el proceso *Huff and Puff* con gas natural es más económico que otros procesos de recobro convencionales, ya que afirman que el gas natural estaría disponible debido a que se encontraría en la localidad de los pozos, además de que el consumo de gas sería bajo y el diseño sencillo. Ellos se propusieron generar datos de laboratorio a fin de que pudiera ser evaluado a nivel de campo el proceso *Huff and Puff* con gas natural. Estas pruebas las llevaron a cabo con un equipo el cual constaba de una bomba de desplazamiento positivo la cual fue usada para la inyección del fluido a un flujo constante, y un respaldo para regular la presión y controlar la producción. Adicionalmente, constaba de cuatro cilindros pistones que utilizaron para la inyección de, crudo separado, crudo



recombinado, gas y salmuera medidos volumétricamente. Kim y Monger (1990), obtuvieron en el laboratorio un promedio de 19,3% del flujo residual de crudo para un solo ciclo y 40,6% para dos ciclos. Además, determinaron que el proceso de *Huff and Puff* de gas natural contrasta favorablemente con la inyección de agua alterna con gas (WAG), sus resultados de laboratorio mostraron que hay un mayor recobro de crudo en un primer ciclo de WAG comparándolo con un ciclo de *Huff and Puff*, pero un segundo ciclo *Huff and Puff* supera a un segundo WAG. Adicionalmente, los resultados que obtuvieron de simulaciones les indicaron que el incremento de la cantidad de gas natural incrementa proporcionalmente el recobro de crudo. Otro resultado importante que Kim y Monger (1990) obtuvieron fue que el incremento de crudo puede ser recobrado en repetidos ciclos de inyección de gas natural, los modelos de simulación les mostraron una disminución de la eficiencia del proceso pero los resultados en el laboratorio le mostraron un incremento en el segundo ciclo. Méndez y otros en 1992, tuvieron como objetivos estudiar la posible conveniencia de la adición de pequeñas cantidades de disolvente, como parte del proceso de inyección. Para la inyección de vapor con solvente ellos evaluaron, el efecto de la adición de disolventes en el proceso, en conformidad evaluaron tanto el efecto de la concentración y efectividad del disolvente para la eliminación de la materia orgánica que precipitó en los medios porosos. Ellos realizaron el estudio de las pruebas de desplazamiento con varios crudos pesados de 1014 kg/m^3 (8°API), los cuales se llevaron a cabo en el campo de Cerro Negro por inyección continua de vapor, variaron la concentración de disolvente de 0 a 20% en peso. Las pruebas de laboratorios las llevaron a cabo en un modelo unidimensional. Este modelo incluyó una celda de 0,30 m (1 pie) de largo y 0,04 m (1,4 pulgadas) de diámetro, la llenaron de arena inerte, además el equipo constaba de un equipo de inyección, y un sistema de recogida de la producción. Las pruebas fueron realizadas en el marco de las condiciones de vapor saturado con un 80% de calidad y a una presión de 2068 kPa (300 psi) y 216°C , a través de crudo de Cerro Negro y gas de petróleo industrial como un disolvente. El caudal en los experimentos lo mantuvieron en $2,40 \times 10^{-5} \text{ cm}^3/\text{s}$



(4 mL/min). La concentración de disolvente utilizado en la inyección de los cuatro pozos fue siempre de 5% con respecto a la de vapor inyectado. Por otra parte, el disolvente de prueba lo llevaron a cabo a raíz de la co-inyección

Las pruebas de campo con disolvente en la inyección cíclica de vapor les mostraron a Shayegi, Jim y Wolcott (1996) que hubo un aumento significativo en la producción de petróleo. Los resultados definitivos sobre el o los mecanismos responsables de esta producción no eran totalmente conocidos, aunque la demostración de las observaciones experimentales de la capacidad del disolvente para mejorar la inyección por cuestiones de limpieza de depósitos orgánicos en los medios porosos les era sospechosa, ellos afirmaron que este hecho aumentaría la permeabilidad absoluta, y mejoraría la productividad.

La inyección cíclica con dióxido de carbono (CO_2), a pesar de que fue propuesto inicialmente como una alternativa a la inyección cíclica de vapor en la recuperación de crudos pesados, se han desarrollado varias pruebas de campo en yacimientos de crudos livianos y medianos, los cuales demuestran que dicho proceso es factible en diversas reservas. Sin embargo, los principales problemas del CO_2 según Shayegi, Jim y Wolcott (1996) son: los costos de transporte, el deterioro que generan al medio ambiente (contaminación) y la corrosión que pueden generar en los equipos.

Otros gases como metano (CH_4), nitrógeno (N_2), mezcla de gases con alta composición de metano y humo de desecho de combustión, se han inyectado a diversos pozos de forma tal de intentar obtener los mismos resultados que usando los tradicionales gases ricos en CO_2 . Shayegi, Jim y Wolcott (1996) demostraron que al utilizar gas rico en metano se pueden obtener crudos de viscosidad más reducida y mayor carga calórica. Mezcla de gases con el tradicional CO_2 , generaron una mayor producción en el pozo, demostrando que la pureza del dióxido en el gas no es absolutamente necesaria, sino que puede estar mezclada con hidrocarburos ligeros u otros gases no necesariamente orgánicos (CO , N_2 , etc.). Las mezclas gases de CO_2 con gases de residuos de procesos de combustión han permitido la recuperación de crudos medianos y algunos pesados con un costo acorde con los resultados obtenidos.



Los experimentos realizados por Shayegi, Jim y Wolcott, se llevaron a cabo en celdas especializadas para resistir las altas presiones de las inyecciones gases que pueden estar en un rango alrededor de 500-1600 psig, el cual estaba saturado con crudo (del campo *Timbalier Bay Field - Louisiana*) cuya viscosidad era de 13cP a 23,89 °C y 0,87 g/cm³ de densidad a 15,56 °C, donde se realizan hasta 2 ciclos de inyección, siendo el de mayor presión el primer ciclo. Pruebas realizadas con gases puros (CO₂, CH₄ y N₂) demostraron que requieren ambos ciclos de inyección (de 1600psig y 500psig), requieren también de una relación desfavorable de gas inyectado/cantidad de crudo mejorado, así como un tratamiento de pureza previo para los gases a inyectar, por lo que es un procedimiento económicamente desfavorable, pero entre los 3 gases puros utilizados el nitrógeno obtuvo la menor recuperación de crudo. Sin embargo, la utilización de mezclas de gases con entre 10-25% de CO₂, generaron una mayor producción para el primer ciclo, por lo cual no se requería de una segunda inyección (disminución de la cantidad de gas inyectado), aunado a ello se obtuvieron los resultados a menores presiones de operación y el gas de inyección no requiere de alta pureza por ser una mezcla, siendo todas cualidades que abaratan los costos de operación.

El objetivo del trabajo reportado por Dehghani en 1996 fue investigar el papel de una matriz, durante la inyección cíclica de vapor de baja permeabilidad a través de depósitos de fracturas. Ellos realizaron en laboratorio experimentos en núcleos, en virtud de la muestra se controló la temperatura y la presión límite para las condiciones de una sola fase (solo agua) y sistemas multifásicos (agua y crudo no destilable), realizaron pruebas de laboratorio multifásicas con diferentes saturaciones de petróleo inicial, para investigar la sensibilidad de la saturación residual de petróleo a partir de diferentes saturaciones iniciales. Ellos obtuvieron los datos de la permeabilidad relativa y presión capilar de la prueba del sistema roca/fluido, para esto utilizaron un simulador convencional de composición térmica con la permeabilidad relativa, la capilaridad y la presión y el modelo de datos de los experimentos y compararon las predicciones con los resultados experimentales.



Esta prueba la llevaron a cabo con vapor de agua, en un extremo de un núcleo de piedra arenisca Colton (0,42 md, porosidad 11,1%, diámetro 0,05 m y longitud 0,11 m) a una tasa de disminución de la presión de 74,5 kPa por hora. La porosidad de la muestra la midieron por la ley de Boyle. La temperatura de operación la controlaron a 177°C, mientras que el otro extremo del núcleo fue cerrado. El núcleo fue inicialmente saturado con el agua. La sobrecarga de presión para este experimento fue de 10342 kPa (1500 psi). Se utilizaron termopares para medir la disminución de la temperatura en el rango de la disminución de la presión observada en las tasas de vapor cíclico de la fractura hidráulica. Las pruebas de flash en sitio con agua caliente en presencia de crudo mostraron que tanto la recuperación de crudo como el porcentaje de movilidad del crudo son más bajos para la mayor saturación de crudo inicial. Adicionalmente, los datos de presión, temperatura y producción de las pruebas de flash en presencia de crudo, les indicaron que existe vapor sobrecalentado y agua en las rocas durante el proceso de flash.

Según Lin y Yang (2006) luego de nueve años de inyección cíclica de vapor en los yacimientos de Liaohe en China (de viscosidad 110-129 cP, y 19,24 °API), la presión del pozo había disminuido considerablemente y muchas superficies del yacimiento no habían sido tocadas por las corrientes de vapor inyectadas, es por ello, que Lin y Yang (2006) buscaron una solución a este problema sustituyendo el vapor con burbujas de Nitrógeno (N₂) combinadas con agua. Las burbujas de nitrógeno según Lin y Yang (2006) en un principio penetrarían las áreas de mayor permeabilidad pero a medida que se inyecta mayor cantidad de burbujas la presión de las mismas en el pozo obligaría a que penetren también por las zonas de baja permeabilidad, disminuyendo así los puntos en donde el vapor por sí solo no llegaba. Si bien es cierto que las burbujas de nitrógeno poseen una menor viscosidad que el agua, se debe considerar también que su capacidad para controlar el contacto con los gases y facilitar la movilidad del crudo es superior al del agua, es por ello que compensa su estancamiento en el pozo con un incremento en la productividad. Sin embargo, es importante destacar que al mezclar el gas de nitrógeno con surfactantes sulfurados la



viscosidad del crudo disminuye apreciablemente sin necesidad de alterar la estabilidad química del mismo, gracias a una emulsión que se forma separando las fases y permitiendo extraer el crudo de una manera más sencilla. La forma esférica de las burbujas y sus propiedades tensoactivas, les permite incrementar el gradiente de presión que ayuda a la movilidad de los compuestos de interés.

Lin y Yang (2006) seleccionaron un bloque de los yacimientos para experimentar con la inyección de burbujas, de forma tal de poder evaluar los cambios en presión interna de pozo, presión de inyección, canalización del agua suministrada, absorción de agua en el proceso, recuperación de crudo y costos variables como son: la concentración y cantidad total por día de burbujas inyectadas, la proporción gas/líquido inyectada, la temperatura de inyección y variantes en los esquemas de inyección (burbujas solas, burbujas y agua caliente, burbujas y agua fría, entre otros.)

A partir de esta experimentación Lin y Yang (2006) pudieron concluir que el añadir las burbujas de nitrógeno, permite mejorar la eficiencia de barrido o contacto en todo el yacimiento, incrementa la viscosidad del fluido de desplazamiento y disminuye la viscosidad del crudo sin alterar la estabilidad química del mismo. Aunado a ello, Lin y Yang (2006) verificaron que la proporción gas/líquido óptima fue de 1:1, la concentración de las burbujas (0,3%), la tasa de inyección ($200 \text{ m}^3/\text{día}$) y los esquemas de inyección (30 días de surfactante “*slug*” y 30 días de N_2 “*slug*”) tienen un efecto decisivo en los resultados obtenidos a nivel de producción. Los incrementos en los niveles de producción son considerablemente elevados, pero, se debe decidir cuidadosamente el momento de inyección de burbujas (principalmente en los yacimientos heterogéneos), ya que pueden generar alteraciones irreversibles en la estabilidad química del pozo y en la producción sino se aplica bajo ciertas condiciones y parámetros como es la temperatura de inyección y el porcentaje de “ N_2 foam”, etc.

Según Asghari y Torabi (2007) la aplicación del proceso *Huff and Puff* ha sido significativo en el incremento de la recuperación de crudo en procesos de recuperación térmica con la inyección de solventes tales como el CO_2 e hidrocarburos



en reservorio de crudo convencionales. El proceso de *Huff and Puff* aumenta el recobro de crudo por expansión del petróleo, extracción de hidrocarburos, reducción de viscosidad y por efectos de permeabilidad. Asghari y Torabi (2007) comentan que desde que esta técnica es aplicable en pozos individuales, la misma se ha caracterizado por requerir una inversión inicial relativamente baja y la recuperación de la inversión se da en tiempo relativamente corto. Algunos estudios y aplicaciones del proceso *Huff and Puff* han utilizado varios solventes miscibles e inmiscibles para incrementar el recobro de crudo. Mientras que para incrementar significativamente el recobro de crudo en yacimientos de crudos pesados se emplea con vapor, asimismo la inyección cíclica de CO₂ se ha propuesto como una alternativa en la estimulación cíclica de vapor. Sin embargo, ellos encontraron que el proceso de *Huff and Puff* con CO₂ se ha aplicado más ampliamente en reservorios de crudos livianos.

Esta experiencia reportada por Asghari y Torabi (2007) consistió en la creación de altas presiones en celdas de acero inoxidable de 0,30 m de largo y 0,05 cm de diámetro, una de las celdas poseía una permeabilidad pequeña de unos 100md, con una porosidad de 17,67% y un volumen poroso de $1,09 \times 10^{-4} \text{ m}^3$ (109cc), mientras la otra poseía una mayor permeabilidad de 1000md con una porosidad de 23,2% y un volumen poroso de $1,43 \times 10^{-4} \text{ m}^3$ (143 mL) hechas especialmente para mantener un núcleo cilíndrico con espaciamiento alrededor de este simulando entorno a este una matriz de fractura. La matriz fue saturada con n-decano (99% puro) como fase aceite de densidad y viscosidad 730 kg/m^3 (0,73 g/cc) y $9,20 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ (0,92 cP) respectivamente a condiciones ambientes, el cual lo usaron como crudo modelo para este experimento. Ellos establecieron 6 experimentos a distintas presiones de 1724, 3447, 5171, 6895, 8618 y 10342 kPa (o 250, 500, 750, 1000, 1250 y 1500 psi), para cada núcleo. Cada experimento lo llevaron a cabo a 35°C, le inyectaron CO₂ entorno a las fracturas del núcleo. Luego, el sistema lo cerraron por un periodo de 24 horas para permitir que el CO₂ se difundiera en las fracturas dentro de la matriz de crudo. Finalizado el período de remojo, la presión fue liberada y la producción de crudo la midieron luego de 24 horas de drenaje gravitacional. El siguiente ciclo lo repitieron



hasta que no hubo más producción. Los resultados reportados por Asghari y Torabi (2007) indicaron que el recobro de crudo es mayor en experimentos *Huff and Puff* cuando son llevados a cabo a altas presiones.



3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

Estudiar y evaluar las variables que intervienen en el proceso de inyección alterna de vapor para crudos pesados y extrapesados a escala de laboratorio.

3.2. Objetivos Específicos

- 3.2.1. Revisión bibliográfica de los aspectos relacionados con los fenómenos de transporte y fisicoquímicos presentes en la inyección alterna de vapor.
- 3.2.2. Construcción y montaje de un equipo a escala de laboratorio que permita la simulación física, y monitoreo de las variables críticas del proceso de inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada.
- 3.2.3. Preparar y caracterizar las muestras de petróleo pesado, agua de formación y de inyección para la realización de los ensayos que se llevarán a cabo en el laboratorio.
- 3.2.4. Diseñar la metodología experimental que permita evaluar el efecto de cada una de las variables identificadas sobre el proceso.
- 3.2.5. Estudiar y evaluar experimentalmente las variables del proceso de inyección alterna de vapor en función del factor de recuperación.



CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta la serie de conceptos teóricos que son necesarios para el entendimiento de los aspectos involucrados en el desarrollo de este proyecto. Entre ellos se encuentran definiciones tales como, yacimiento, ley de Darcy, se describen las propiedades de los medios poroso (porosidad, permeabilidad, saturación), se definen también métodos de recuperación mejorada y su clasificación, movilidad, inyección alterna de vapor (IAV), las propiedades de los fluidos involucrados en la misma, y las variables y mecanismos involucrados en la IAV.

1. YACIMIENTO

Un yacimiento petrolero, según Escobar (2006), es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente (medio poroso) y los fluidos almacenados en ese medio. Implica la correlación de dos aspectos básicos para la industria petrolera: las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.

1.1. Ley de Darcy

Muchos de los estudios de yacimiento de petróleo están basados, desde un punto de vista conceptual, en teorías matemáticas del flujo de fluidos multifásicos en medios porosos, las cuales han sido formuladas tomando la ley de Darcy como ley fundamental de flujo. Araujo (2004) cuenta que las investigaciones de Darcy se basaron en el análisis del flujo de agua a través de un empaque de arena, en la cual estaba saturado con agua. En investigaciones posteriores encontraron que la ley de Darcy podía utilizarse para otros fluidos además del agua y que la constante de proporcionalidad denominada movilidad del fluido λ de la ecuación podía ser escrita



como K/μ donde μ es la viscosidad del fluido y K es la permeabilidad. Esta ley es una ecuación constitutiva que relaciona la velocidad del fluido (v_i) en el medio poroso con el gradiente de presión, mediante el factor de proporcionalidad, tal como se presenta en la ecuación 1 para flujo horizontal en una dimensión:

$$v_i = \frac{Q}{A} = -\lambda_i \cdot \left(\frac{dP}{dl} \right) = -\frac{K}{\mu} \cdot \left(\frac{dP}{dl} \right) \quad \text{Ec. 1}$$

En su forma más general según Araujo (2004) se expresa como se indica en la ecuación 2:

$$\frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} \cdot \left(\frac{dP}{dl} - \rho \cdot g \cdot \frac{dz}{dl} \right) \quad \text{Ec. 2}$$

donde la distancia en dirección del fluido y siempre positivo, Q es el flujo volumétrico, A es el área transversal del medio poroso, z es la coordenada vertical, ρ es la densidad del fluido, g es la aceleración de la gravedad, dP/dl es el gradiente de presión en dirección del flujo y dz/dl puede ser expresado como $\cos(\Theta)$, donde σ es el ángulo que forma la dirección del fluido, l con el eje z del sistema de coordenadas.

Si se considera un flujo horizontal unidireccional (Figura 1), donde l es la longitud del empaque o medio poroso, entonces la ecuación 1 se reduce a:

$$\frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad \text{Ec. 3}$$

Resolviendo la ecuación diferencial de manera lineal, se obtiene la ecuación 4:

$$\frac{dP}{dl} = \frac{\Delta P}{l} = \frac{P1 - P2}{l} \quad \text{Ec. 4}$$

$$K \cdot A \cdot dP = Q \cdot \mu \cdot dl \quad \text{Ec. 5}$$

Sustituyendo la ecuación 4 en 5

$$K \cdot A \cdot (P1 - P2) = Q \cdot \mu \cdot l \quad \text{Ec. 6}$$

Despejando K

$$\text{Ec. 7}$$



$$K = \frac{Q \cdot l \cdot \mu}{A(P_1 - P_2)}$$

donde P_1 es mayor que P_2 , reescribiendo la ecuación 3.

Esta ecuación se cumple para fluidos monofásicos, homogéneos, de flujo laminar y saturado un 100% al medio poroso. Además el medio poroso no debe ser reactivo, el proceso debe ser isotérmico y estacionario.

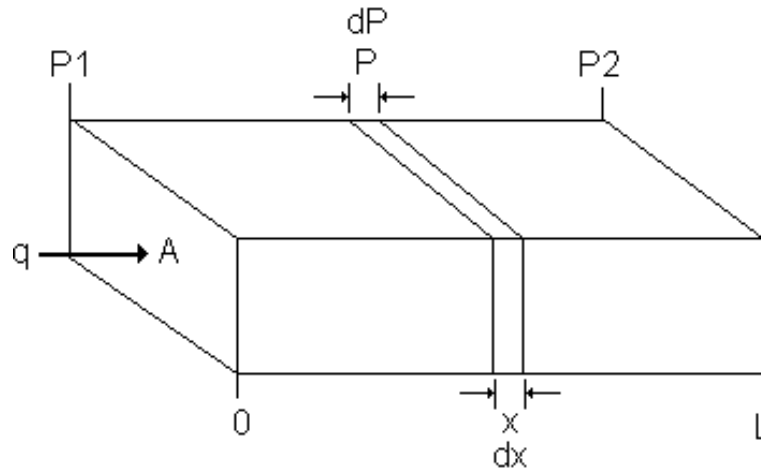


Figura 1. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.

1.2. Propiedades Físicas del Medio Poroso

Entre las propiedades físicas más importantes de los medios porosos tenemos las siguientes:

1.1.1. Porosidad

La porosidad representa una de las propiedades más importantes de la roca, ya que ofrece una medida del espacio disponible para el almacenamiento de crudo. La porosidad la define Villa (2006) como la relación entre el volumen de espacio vacío y el volumen total. Esto es:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\text{Volumen_poroso}}{\text{Volumen_total}} \quad \text{Ec. 8}$$

y



$$V_p = V_t - V_g$$

Ec. 9

donde, V_p es el volumen del medio poroso, V_t es el volumen total del medio y V_g es el volumen de los granos contenidos en dicho núcleo. A continuación en la Figura 2, se representa gráficamente la relación entre el volumen poroso y el volumen total.

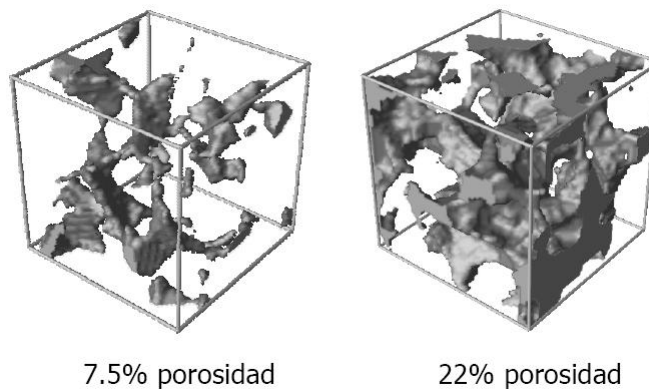


Figura 2. Volumen poroso (Villa, 2006).

La porosidad en general indica la capacidad de almacenamiento de fluidos (gases o líquidos) del yacimiento. Cuando se tienen yacimientos de sedimentos consolidados, es posible que quede sellado parte del volumen poroso. Es por eso que es necesario definir:

- Porosidad total: Valera (2008) define la porosidad total como aquella que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto. En otras palabras, es la relación entre el espacio vacío total en la roca y el volumen que ocupa la roca.
- Porosidad efectiva: según Valera (2008), es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número



de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

1.1.2. Permeabilidad

La permeabilidad, es una característica inherente a la roca, y consiste en la habilidad en dejar que el fluido pase a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. El concepto de permeabilidad fue utilizado por primera vez en la ecuación de Darcy.

La ecuación de Darcy según Rivas (1989) fue originalmente desarrollada para el flujo de fluidos monofásicos y en este caso la permeabilidad al fluido es igual a la permeabilidad absoluta (K), característica del medio poroso. Más tarde se demostró, experimentalmente que dicha ecuación podía ser extendida a aquellas situaciones en las que se tuvieran fluidos inmiscibles, como el petróleo y el agua fluyendo simultáneamente. Para estos casos, se definieron permeabilidades características de cada fluido, las cuales resultan ser independientes de la tasa de flujo y de las propiedades de los fluidos. De hecho, estas permeabilidades solo dependen de la saturación o fracción volumétrica del fluido dentro del medio poroso. En resumen según Palmar (1992) la permeabilidad puede ser:

- Absoluta (K), cuando existe una sola fase, la cual satura al 100% el medio poroso.
- Efectiva (K_e), cuando hay más de una fase fluyendo simultáneamente, y siempre es menor que la absoluta.
- Relativa (K_{ri}), que no es más que la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, es siempre menor que la unidad.

La permeabilidad está afectada en el yacimiento por los mismos agentes que afectan la porosidad. La presión de sobrecarga, grado de compactación de la roca, tamaño y distribución de los granos, el efecto de desplazamiento de las moléculas de los fluidos existentes en el yacimiento y la presencia de líquidos reactivos en el medio poroso, son algunos de estos factores. La permeabilidad varía de un punto a otro en el yacimiento como se ha comentado, es decir, en el espacio cada coordenada posee un



valor de permeabilidad establecido. Cuando se asume que las permeabilidades en cada dirección son iguales entonces el medio poroso es llamado, isotópico.

La determinación de la permeabilidad relativa es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento. Considerando un sistema agua/petróleo/roca con preferencia a ser mojada en agua la curva de permeabilidad relativa es como se muestra en la Figura 3.

La región B ($S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$) en la Figura 3 muestra la relación existente cuando ambas fases, agua y aceite, poseen saturaciones funiculares. La saturación S_{or} se denomina saturación residual de petróleo y representa el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo, durante un proceso de desplazamiento.

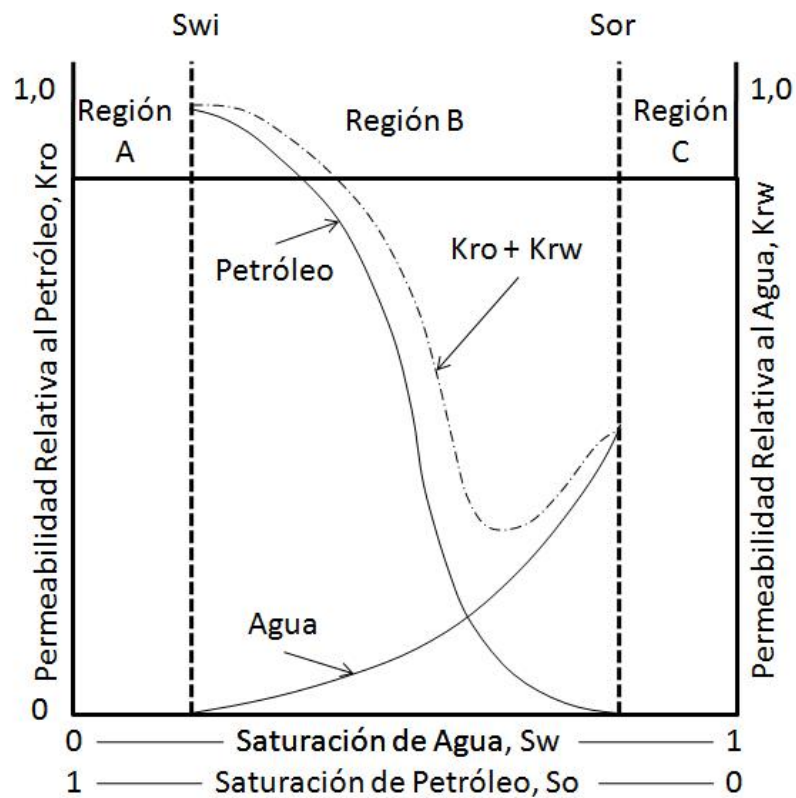


Figura 3. Curva típica de permeabilidad relativa para una roca mojada por agua (Araujo, 2004).



En la región B la suma K_{ro} y K_{rw} es menor que uno, por lo tanto con dos fases inmiscibles en un medio, cada fase obstaculiza el flujo de la otra. En esta región (saturaciones mayores que S_{wi}) la fase mojante fluirá si existe una diferencia de presión a través de la muestra. A medida que S_w aumenta, también aumenta la tasa de flujo de agua y por lo tanto la permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa de las fases mojante (agua) es menor que la permeabilidad de la fase no mojante (petróleo) debido a las interacciones fluido/roca que ocurren en la superficie.

La región C en la Figura 3 usualmente tiene interés únicamente académico. Cuando la saturación de petróleo es menor que S_{or} , esta fase forma islas y la saturación de agua es funicular. Esas condiciones no deben alcanzarse en un yacimiento bajo condiciones de operaciones normales de recuperación primaria o secundaria, ya que bajo estas condiciones es improbable que se obtenga un recobro satisfactorio.

En la Figura 4, se muestra el comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo para la roca mojada al crudo. En este caso, la roca estará preferencialmente en contacto con el crudo y la localización de los dos fluidos (petróleo y agua) es invertida con respecto al caso de una roca fuertemente mojada por agua. El petróleo se encontrará en los poros pequeños y como películas delgadas sobre gotas la superficie de los granos de la roca, mientras que el agua estará localizada como gotas discretas en el centro de los poros más grandes.

En este caso, S_{wi} y S_{or} son los puntos finales de la región de saturación móvil. Esta situación no es buena debido al límite económico del corte de agua, permaneciendo atrapadas altas saturaciones de petróleo en el yacimiento en comparación con el caso del sistema preferiblemente mojado al agua. Por consiguiente, los yacimientos mojados por petróleo muestran porcentajes de recuperación más bajos.

En sistemas preferencialmente mojados por petróleo, el rango de saturación irreducible de agua es menor que en el caso de sistemas mojados por agua, usualmente entre 5 y 10%. Saturaciones residuales de petróleo están en el rango entre 10 y 50%. Los puntos finales y valores promedio son justamente inversos para el caso



de sistemas mojados en agua. Por lo tanto, el agua se mueve con mayor facilidad en el caso de un sistema mojado en agua.

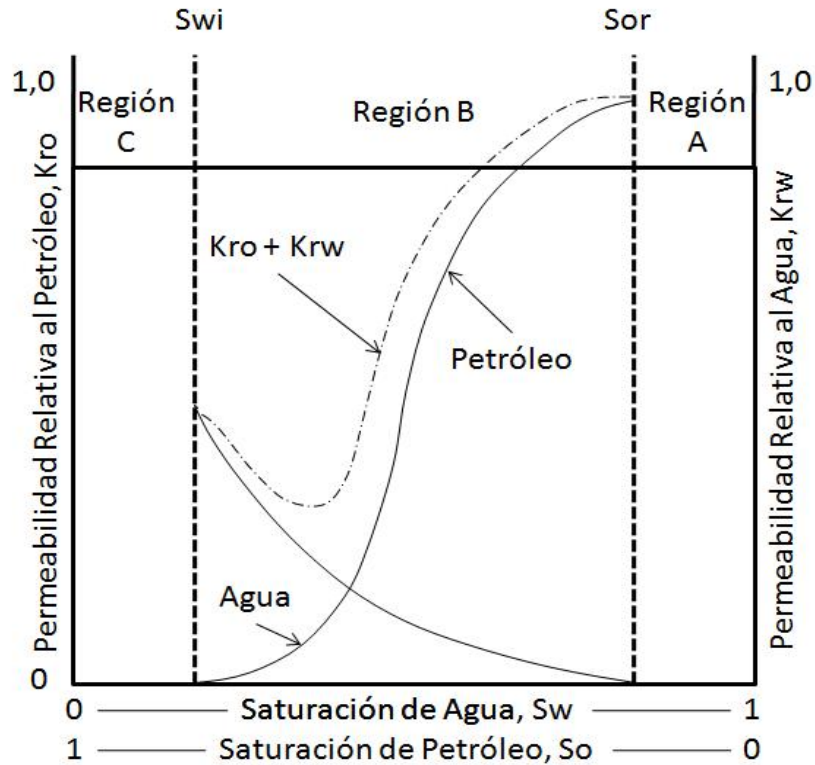


Figura 4. Curva típica de permeabilidad relativa para una roca mojada por petróleo (Araujo, 2004).

1.1.3. Saturación

La saturación según Palmar (1992), es la fracción de volumen poroso que ocupa una fase: agua, petróleo y/o gas, en el yacimiento. Denominando los subíndices *o*, al crudo, *w* al agua y *g* al gas; las saturaciones se expresan:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \cdot 100\% \tag{Ec. 10}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \cdot 100\% \tag{Ec. 11}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \cdot 100\% \tag{Ec. 12}$$

Además, se debe cumplir que $S_o + S_w + S_g = 100\%$



1.3. Generalidades del Petróleo

Universalmente, el crudo se clasifica por su densidad. Para ello se emplea la escala de gravedad API, establecida internacionalmente en 1922 por el *American Petroleum Institute*, asigna una relación a cierto valor en la escala con la densidad o gravedad específica del crudo medida a 60°F (15,5 °C) (Barberii, 1998). De acuerdo con esto, se tienen los siguientes tipos de crudo:

Tabla 1. Clasificación del petróleo según la gravedad API

Clasificación	° API
Liviano	30 o mayor
Mediano	22 – 29,9
Pesado	10 – 21,9
Extrapesado	10 o menor

La relación entre la gravedad API y la densidad de un crudo viene definida por la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,45}{Gravedad_Especifica(60^{\circ}F)} - 131,5 \quad \text{Ec. 13}$$

Los crudos livianos son más atractivos para la industria debido a que sus valores de densidad y viscosidad los hacen fáciles de transportar y procesar en general. Sin embargo, la mayoría de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en forma de crudos pesados y extrapesados. A continuación, se tratan los aspectos que caracterizan a estos tipos de crudo.

El crudo se clasifica de acuerdo a diversas propiedades, por ejemplo, Ruiz (2003) establece de acuerdo a su composición los siguientes tipos de crudo:

- **Nafténicos:** Con una cantidad predominante de hidrocarburos cíclicos. (derivados del ciclopentano (C_5H_{10}) y del ciclohexano (C_6H_{12}), su fórmula general es C_nH_{2n} .
- **Parafínicos:** Presentan una porción elevada de hidrocarburos tipo C_nH_{2n+2} particularmente parafinas y ceras naturales.



- **Aromáticos:** En estos predominan hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C_6H_6) y sus homólogos, su fórmula general es C_nH_n .
- **Sulfurosos:** Contienen sulfuro de hidrógeno y mercaptanos formados por la fijación de compuestos de azufre sobre un hidrocarburo.

Una característica importante de los crudos pesados y extrapesados, son sus altos valores de viscosidad, los cuales están en órdenes de 1200 y 95000 centipoise (cP). (Barberii, 1998). Para tener una idea, debe tenerse en cuenta que la viscosidad del agua es de 1 cP. De manera que los crudos pesados y extrapesados tienen serias dificultades para fluir de manera natural, esta condición dificulta en gran medida su extracción y transporte.

Los altos valores de viscosidad que presentan tanto crudos pesados como extrapesados son atribuidos a un importante contenido en asfáltenos. Además de la dificultad operativa que involucra el transporte por bombeo de estos crudos, sus asfáltenos pueden precipitar en diversas etapas del proceso de refinación y causar problemas como por ejemplo: Parada en los pozos de producción por obstrucción, taponamiento de tuberías y equipos de proceso y desactivación por envenenamiento de catalizadores.

2. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Lake (1989) definió la recuperación mejorada de petróleo, y esta fue asumida por la Industria Petrolera Venezolana en el año de 1998, cuando se realizó el primer Congreso de Recuperación Mejorada de PDVSA en Caraballeda, donde se llegó a la definición:

“La recuperación mejorada de petróleo involucra a todos los procesos que incrementen económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento”

Palmar (1992) clasifica a los métodos de recuperación de los fluidos en yacimientos, de la siguiente manera:



2.1. Métodos de Recuperación Térmicos

Prats (1982) define recuperación térmica como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos de recuperación térmica en lugar de otros métodos de extracción de petróleo. En el caso de petróleos viscosos, los cuales son actualmente los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña el incremento de temperatura, según Alvarado (2002) permite no solo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable. Ejemplos de estos son la inyección de vapor continua y alterna, la inyección de agua caliente y la combustión en sitio.

2.2. Métodos de Recuperación Químicos

Araujo (2004) define a los métodos químicos como aquellos en los que se introducen químicos al yacimiento para cambiar las propiedades fisicoquímicas del fluido desplazado y desplazante con el fin de reducir las fuerzas capilares e interfaciales y así optimizar la relación de movilidad. Algunos de estos métodos implican aditivos como polímeros, surfactantes y soluciones causticas.

Debido a que cada yacimiento es único a lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada aplicación. Los reactivos químicos utilizados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como de las consideraciones económicas correspondientes.



2.3. Métodos de Recuperación por Inyección de Fluidos Miscibles

Según Araujo (2004) los métodos de inyección de fluidos miscibles o parcialmente miscibles, son aquellos que consiste en la inyección de fluidos con alta solubilidad en el crudo, con la finalidad de crear una zona de mezclado con baja tensión interfacial y una mayor eficiencia de desplazamiento. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón. El desplazamiento puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo por otro y cuando los dos son miscibles en todas las proporciones, es decir, la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases. Estos métodos involucran la inyección ya sea de gases enriquecido, de CO₂ o gases inertes.

2.4. Métodos de Recuperación por Inyección de Microorganismos

Los métodos de recuperación por inyección de microorganismos según Araujo (2004), son aquellos en donde se inyecta a las formaciones bacterias o nutrientes que propician la generación, en sitio, de gases, polímeros y/o surfactante.

3. INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

En este trabajo especial de grado se realizó un estudio teórico práctico de la inyección alterna de vapor (IAV), el cual es un método de recuperación térmica como se clasificó anteriormente. Como se observa en la Figura 5 este proceso consiste en tres etapas. En la primera etapa una cantidad determinada de vapor de agua se inyecta en cada uno de los pozos. Posteriormente, se pasa a la fase de impregnación, conocida también como tiempo de remojo el cual puede durar días u horas, en esta etapa el vapor le transfiere su energía al yacimiento en forma de calor. Finalmente, en la etapa de producción es donde se ponen a producir los mismos pozos a los cuales se le hizo la inyección. Se le denomina así a este proceso debido a la alternancia que hay en las etapas de inyección de vapor y producción de petróleo en un mismo pozo. También



se le conoce a este proceso como Remojo con Vapor (“*Steam Soak*”) porque en cierta manera la formación petrolífera y el petróleo en las adyacencias del pozo son remojados con el vapor inyectado. Las etapas de inyección, remojo y producción y el tiempo en que las mismas comprenden constituyen lo que se denomina como un “ciclo” en el proceso de inyección alterna de vapor. (Araujo, 2004).

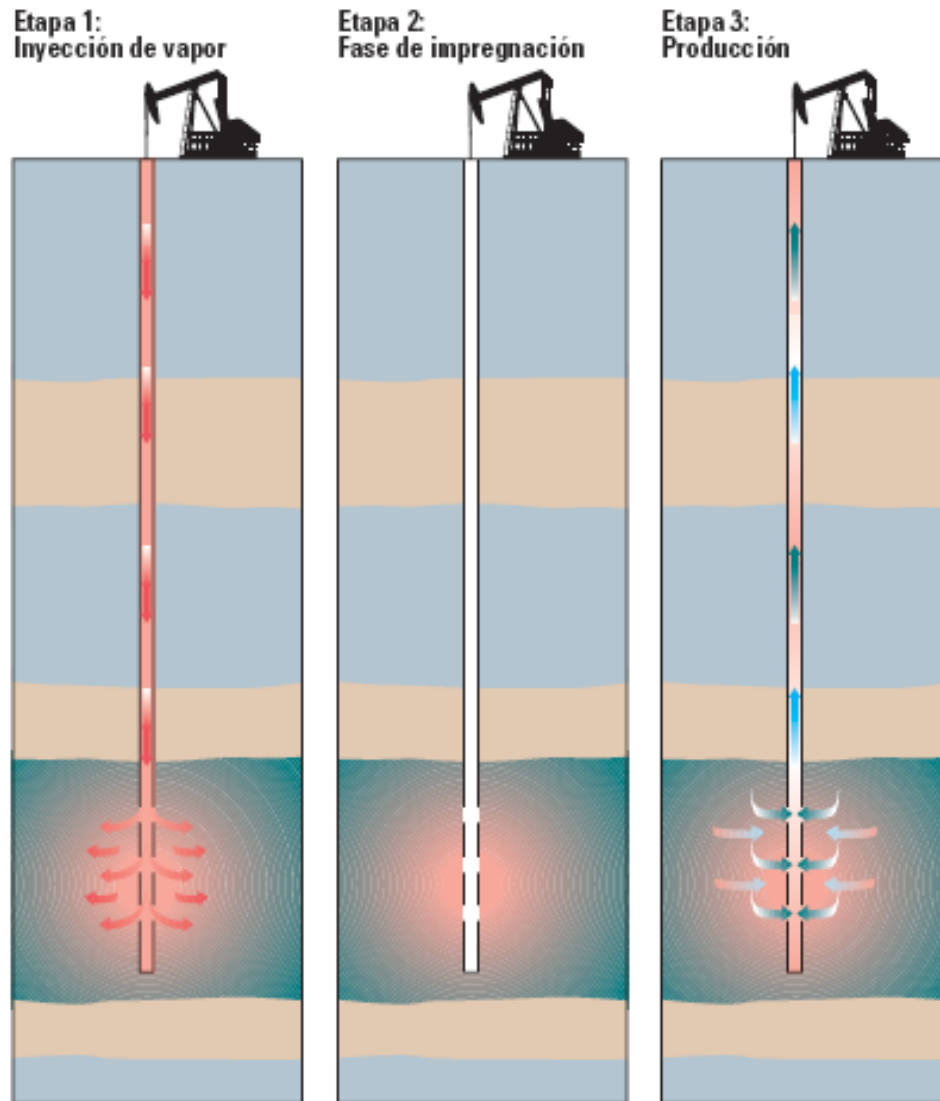


Figura 5. Representación Esquemática de un Proceso de Inyección Alternada de Vapor (Alboudwarej, 2006)

Según Alvarado (2002) la inyección cíclica de vapor, básicamente consiste en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de



una a tres semanas; cerrar el pozo por un corto período de tiempo (3 a 5 días), y luego ponerlo en producción. La Figura 5, es una representación esquemática de un proceso de inyección alterna de vapor.

Alvarado (2002) dice que una vez que el pozo es puesto en producción, éste producirá a una tasa de producción mayor, y luego declinará a la tasa de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor como se observa en la Figura 6.

En la literatura se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La Figura 6 presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

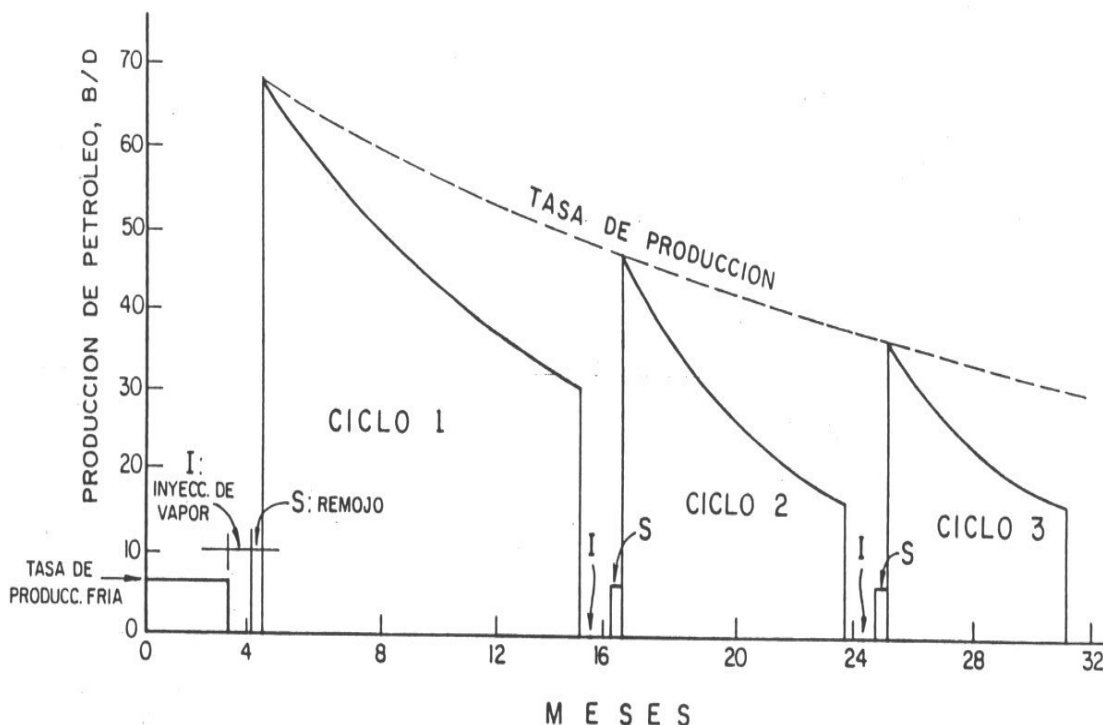


Figura 6. Respuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor. Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para



petróleos pesados (8-15°API), puede utilizarse también para yacimientos de cualquier tipo de crudo.

Existe poca duda en cuanto al hecho de que la inyección cíclica de vapor aumenta la tasa de producción aunque sea por un corto período de tiempo. Sin embargo, no está claro si la inyección cíclica de vapor conduce a un aumento de la recuperación última del yacimiento. Además, se cree que la aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo, tales como inyección continua de vapor, combustión en situ, desplazamientos miscibles, etc. Por lo tanto, es importante considerar todos los aspectos de la operación, como también los métodos alternativos de recuperación de petróleo antes de iniciar un proceso de inyección alterna de vapor.

3.1. Movilidad

Un parámetro importante para entender los procesos de recuperación de petróleo y por ende el proceso de inyección alterna de vapor según Araujo (2004) es la relación de movilidad (M), definida como la movilidad del fluido desplazante dividida entre la movilidad del fluido desplazado. Así, la relación de movilidad es expresada como:

$$M = \frac{M_w}{M_o} \quad \text{Ec. 14}$$

Araujo (2004) plantea que la eficiencia de los procesos de desplazamiento depende tanto de las características de los yacimientos como de la relación de movilidad. Si para el correspondiente desplazante se obtiene una movilidad $M < 1$, el método es altamente estable y eficiente en barrido (el fluido desplazante es capaz de movilizar el crudo); si por el contrario $M \geq 1$, entonces es inestable y de baja eficiencia de barrido.

En general, los métodos de recuperación están dirigidos a modificar algunos de los términos de la ecuación 14, con el fin de mejorar la relación de movilidad y así extraer más petróleo con un mecanismo de producción determinado. Por ejemplo, la inyección de polímeros es un proceso de desplazamiento con agua que incrementa la viscosidad del fluido desplazante (solución acuosa), disminuyendo el valor de M , y por tanto, aumenta la eficiencia del desplazamiento. La inyección de soluciones



alcalinas y acuosas con bajas concentraciones de surfactantes está dirigida a modificar las curvas de permeabilidades relativas, y así recuperar petróleo adicional. En el caso de soluciones miscelares, usualmente se inyecta una fórmula acuosa de surfactantes, cosurfactantes y polímeros que modifican tanto la viscosidad como la permeabilidad.

Definido el término de movilidad, se puede demostrar que la relación v_w/v_o es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido, según Ríos (2005) esto se puede expresar como:

$$WOR = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad \text{Ec. 15}$$

3.2. Variables Básicas del Yacimiento

Una vez conocido el procedo de inyección alterna de vapor y del interés de la utilización del vapor de agua como fluido de inyección, es conveniente tomar en cuenta una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento, tales como son: la profundidad, porosidad, saturación de agua, entre otros. Con la finalidad de determinar cuáles son aquellas variables que pueden ser escaladas a nivel de laboratorio. Adicionalmente nos permitirá ver cuáles son las variables críticas a la hora de preparar los núcleos donde se van a llevar a cabo las pruebas experimentales. A continuación se presentan algunas consideraciones generales sobre las variables básicas de todo yacimiento.

- **Profundidad.**

De acuerdo a Alvarado (2002), una de las consideraciones primordiales a considerar es la profundidad. Ya que a medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida aumenta. En la técnica de inyección alterna de vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación al pozo. Por otro lado según Ríos (2005), un aumento en la profundidad significa que se pudiera aplicar una mayor caída de presión en el pozo, lo cual resultaría en un aumento en la tasa de producción para



un crudo dado en determinada formación. La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 762 metros (Alvarado, 2002). Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

- **Petróleo Original en Sitio.**

El petróleo original en sitio o POES, es una de las preguntas más frecuentes para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tienen muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.000 bbl/acre-pie de petróleo in situ (Alvarado, 2002).

- **Porosidad.**

La porosidad además de tener influencia sobre la cantidad de petróleo in situ, esta tiene un papel importante en la recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, el volumen de petróleo in situ es mayor y el volumen de roca que se calienta es menor. Es decir, que el calor que cede el fluido inyectado a la roca es menor permitiendo así calentar mayor cantidad de petróleo. (Ríos, 2005)

- **Saturación del agua.**

La saturación de agua tiene su efecto en yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa (recuperación primaria), ya que serían pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea también exitoso. Sin embargo, Alvarado (2002) mencionó que existen muchas excepciones a esta regla especialmente si el precio del petróleo es alto. Se piensa que muchos de los yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Así por ejemplo, si un yacimiento de petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es solo de 7% del petróleo in situ, este se podría considerar como un candidato para la recuperación térmica.

- **Segregación Gravitacional.**



Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional según Alvarado (2002), pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Así por ejemplo, si a un yacimiento con estas características se le inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo pueden ser toleradas y en algunos casos se puede sacar ventaja de la misma. Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede aprovecharse para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

- **Espesor de la Arena.**

El espesor de arena es un parámetro importante en todos los procesos de recuperación térmica. Para la inyección de vapor o agua caliente según Ríos (2005), es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de bajo espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Por ejemplo Ríos (2005) estima que para una arena con menos de 15,24 metros (50pies) de espesor se considera de poco espesor para la inyección de vapor y el agua caliente. El no quiere decir que tales procesos no pueden aplicarse en arenas de menos de 15,24 metros, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes para el tipo de formación.

- **Movilidad del Petróleo.**

Según Alvarado (2002), en algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil acá se introduce otro parámetro que se debe de considerar conocido como movilidad del petróleo.

Araujo (2004) define la relación de movilidad (M), como la movilidad del fluido desplazante (agua) dividida entre la movilidad del fluido desplazado (petróleo). Así, la relación de movilidad es expresada como se vio en la ecuación 14.



Araujo (2004) plantea que la eficiencia de los procesos de desplazamiento depende tanto de las características de los yacimientos como de la relación de movilidad. Como se comentó al inicio si la relación de movilidad es mayor o igual a uno la eficiencia del barrido del petróleo en sitio es ineficiente.

Si el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil (la relación de movilidad es menor a uno), es difícil iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento. En otros yacimientos, el petróleo tiene una movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso, los pozos productores requieren de alguna forma de estimulación. (Alvarado, 2002)

3.3. Factores Operacionales en la Inyección Alterna de Vapor

Ya vistas las variables básicas del yacimiento que afectan a los procesos de recuperación térmica. A continuación se presentaran los factores operacionales que influyen en el comportamiento del proceso de inyección alterna de vapor.

Los siguientes factores operacionales influyen en el comportamiento de producción de un pozo inyectado con vapor en forma alternada:

3.3.1. Tiempo de Remojo

En relación con este aspecto, Farouq Ali planteó lo siguiente: “cuando se inyecta vapor en un yacimiento puede darse variaciones de las dos situaciones que se mencionan a continuación:

- Si las pérdidas de calor son mínimas, se formará una zona de vapor cuya presión será mayor que la del yacimiento, que se expandirá hasta llegar a la presión del yacimiento. En este caso, el vapor aportará la energía para expulsar el petróleo del yacimiento.



- Si hay pérdidas grandes de calor hacia las formaciones adyacentes, la presión de la zona de vapor continuará declinando a medida que el vapor se condensa sin aumentar de volumen.

3.3.2. Cantidad de Vapor Inyectado

Según Ríos (2005) se ha demostrado teóricamente que el aumento en la tasa de producción después de la inyección, comparada con la tasa previa, la producción acumulada durante un ciclo son directamente proporcionales a las cantidades de vapor inyectado. También se ha demostrado teóricamente que el aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo/vapor hasta un valor máximo después del cual ésta disminuye con un aumento de la cantidad de vapor inyectado. Cuando se trata de un pozo dañado o de uno en el cual el vapor se canaliza a través de la formación, la máxima relación petróleo/vapor corresponde a una cantidad de vapor relativamente pequeña, de la formación alrededor del pozo, y en el segundo caso, la canalización del vapor impide que haya un aumento considerable del radio calentado, con cantidades de vapor inyectado, en una gran fracción del espesor de la arena petrolífera.

Al tratar de determinar la cantidad óptima de vapor inyectado por ciclo en los pozos de un proyecto, Alvarado (2002) menciona que deben tenerse en cuenta todos los otros factores que juegan papel en la respuesta a la inyección de vapor, como son viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación del petróleo, saturación de agua, etc. Además la cantidad óptima de vapor por ciclo/pozo debe de estar ligada a la optimización en la utilización del vapor disponible para inyectar en varios pozos simultáneamente, de las facilidades de distribución del vapor de los equipos y materiales, etc.

3.3.3. Número de Ciclos

El número de ciclos depende de los factores relacionados con el recobro máximo esperado y el aspecto económico (Ríos, 2005), como son:

- Recobro máximo esperado según lo indica la teoría de compactación.



- Comportamiento real observado, el cual se extrapola a la luz del recobro máximo esperado.
- Características geológicas y de fluidos, las cuales pueden indicar que es necesario hacer inyección selectiva, es decir, ciclos/zonas.
- Presión del yacimiento.
- Rentabilidad de nuevos ciclos.

3.4. Mecanismos de Recuperación en la Inyección Alternada de Vapor

Luego de hacer mención y explicar los aspectos y consideraciones operacionales que influyen en la técnica de inyección alternada de vapor, queda tratar los mecanismos de recuperación de petróleo involucrados. Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda, la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo, es el principal mecanismo de recuperación de petróleo y este afecta ampliamente el comportamiento de la producción.

Para entender los mecanismos de producción de petróleo por inyección cíclica de vapor, consideremos un pozo inicialmente produciendo a una tasa muy baja (típicamente de 5 a 10b/d para un petróleo pesado) (Ríos, 2005). La tasa de producción inicial incluso puede ser cero en el caso de petróleos muy viscosos (8-15°API) (Ríos, 2005).

El vapor es inyectado en el pozo a una tasa bastante alta con la finalidad de minimizar las pérdidas de calor, esta etapa dura por varias semanas. Después del proceso de inyección y cumpliendo con la cantidad o volumen de vapor deseado (expresado como barriles equivalentes de agua), el pozo es cerrado aproximadamente por dos semanas. Como se menciona en párrafos anteriores esta etapa se conoce como periodo de remojo y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme del calor.



Como se discutió en el punto de los factores operacionales involucrados en el proceso de inyección de vapor. Hoy en día, hay diferencias de opinión con respecto a la eficacia del periodo de remojo como lo menciona Ríos (2005), especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la relativa cantidad de vapor condensado en un corto periodo de tiempo es pequeña por un lado, y el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo por otro lado. Sin embargo, el periodo de remojo es una parte integral en un proceso de inyección alterna de vapor.

Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, están involucrados dos mecanismos de producción. La disminución de la viscosidad del petróleo en la zona de vapor por el aumento de la temperatura que ya fue mencionada y la expansión térmica tanto del petróleo como la del agua.

Antes de poner el pozo en producción, la arena calentada por el vapor contiene petróleo con alta movilidad, vapor y agua. Cuando la presión en la cara de la arena es disminuida como resultado de la producción de fluidos, uno o varios mecanismos ayudan a expeler el petróleo y los otros fluidos al pozo. Si la presión es bastante alta, el petróleo será producido a una tasa mucho mayor que la tasa original como resultado del aumento en la movilidad del petróleo.

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución, así, el gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión del petróleo. Esta fuerza expulsiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya que para el segundo ciclo, mucho de este gas puede haber sido producido.

Si la formación tiene bastante espesor, y pocas barreras horizontales están presentes, el petróleo caliente fluye al pozo debido a gravedad. Una vez que el petróleo drenado de la zona calentada es producido, algún relleno ocurre debido al flujo de petróleo de las formaciones adyacentes frías. Este es el principal mecanismo de producción de las arenas de California (Kern River, Midway-Sunset, etc.).



Además de los factores mencionados existen otros que contribuyen a la recuperación del petróleo en la inyección alterna de vapor, algunos de estos son:

- El efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen.
- El efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.
- La inhibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo.
- La compactación de la roca-yacimiento en caso de existir.

4. METODOS EXPERIMENTALES

El entendimiento de los procedimientos experimentales que serán llevados a cabo para el cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo especial de grado es de gran importancia, para esto será de gran utilidad que se defina y conozca algunos de los métodos y/o técnicas que serán empleadas.

4.1. Recombinación de Crudo

Las propiedades de los fluidos de yacimiento desempeñan un rol clave en el diseño y operación a nivel de laboratorio. Por lo tanto, la caracterización precisa de los fluidos es una parte vital de cualquier proyecto ya sea a escala de laboratorio o en campo.

El proceso de recombinación de crudo, es el proceso mediante el cual el petróleo muerto (petróleo empobrecido de gas) se enriquece con gas de yacimiento o equivalente de forma tal que se reproduzca las condiciones en las que se encuentra el petróleo en el yacimiento.

Este método consiste en colocar en contacto el gas junto con el crudo muerto a temperatura y presión del yacimiento para que el gas se disuelva en el crudo, con la finalidad de obtener un crudo vivo con determinada relación gas/petróleo. En el proceso de recombinación se hace un aumento de presión, simultáneamente con agitación para lograr la disolución paulatina del gas en el crudo.

La obtención de la muestra de crudo con gas disuelto se termina una vez que se alcanza la relación gas/petróleo (RGP) requerida. Esta RGP se define como el



volumen de gas producido simultáneamente por un pozo con relación a cada metro cúbico de petróleo, es decir, es el volumen de gas que se produjo dividido entre el volumen de petróleo que es obtenido.

Para entender mejor el concepto de relación gas/petróleo en la Figura 7, tenemos que las condiciones iniciales de presión a un determinado valor de la relación gas/petróleo en producción, si disminuimos la presión, la relación gas/petróleo de producción permanece constante hasta que llega a la presión de burbujeo. En este punto en el yacimiento se está produciendo gas y petróleo; y el gas que se está produciendo es el gas disuelto. Un punto importante es la caída que alcanza RGP después de la presión de burbujeo que se muestre en la Figura 7, la particularidad que tiene los fluidos, es que, para ellos poder moverse a través de un sistema o medio poroso tienen que formar una fase continua, si no forma una fase continua no hay flujo.

Cuando se pasa por debajo de la presión de burbujeo el gas se comienza a liberar y éste queda atrapado como burbujas en el medio poroso. Lo único que se va a producir es el gas en solución, por lo que se ve una disminución en el volumen de gas producido, y además va haber una pequeña caída en la relación gas/petróleo en producción a medida que se disminuye la presión. El gas atrapado empieza a unirse con otras burbujas de gas de la zona cercana, luego que esas burbujas de gas forman una fase continua, se desplaza hacia los poros y en ese punto el proceso se revierte, es decir, ese gas que antes estaba inmóvil, ahora forma una fase continua y empieza a fluir.

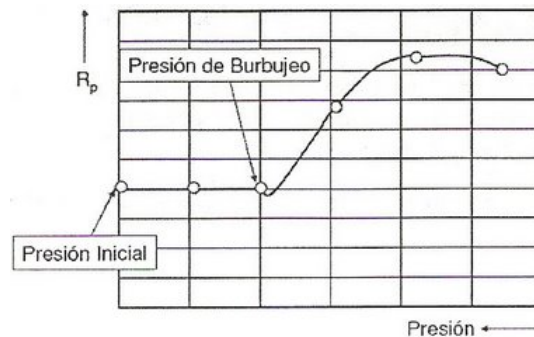


Figura 7. Relación gas/petróleo contra presión



Ahora bien, como a escala de laboratorio es primordial que se logre el comportamiento del crudo lo más cercano posible a las condiciones de producción, mediante el proceso de recombinación se estaría obteniendo una muestra representativa del petróleo a condiciones de yacimiento a partir de una cantidad de crudo muerto (completamente desgasificado). Con lo cual se tiene el punto de partida del crudo a las condiciones de interés y sobre el cual se llevará a cabo el proceso de producción del mismo.

4.2. Caracterización SARA

Así como es importante tener una muestra representativa del crudo a las condiciones de yacimiento, es necesario caracterizar la misma a fin de asegurar que se tiene la misma composición del crudo real. Un análisis complementario pero de mucha importancia que se realiza a los crudos pesados es el análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, conocido como análisis SARA.

Como se mencionó anteriormente, este análisis se realiza normalmente en fracciones pesadas (residuos atmosféricos o de vacío, destilados de vacío) con la finalidad del conocimiento ponderado de los cuatro tipos de compuestos y se realiza en varias etapas.

Este método de caracterización se basa en el fraccionamiento del crudo pesado y cada una de estas fracciones tendrá una composición característica. Ahora bien, cada una de las fracciones se obtiene en base a la solubilidad de cada uno de los componentes, distribuidos en saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, en distintos solventes.

Una vez lograda la separación de los componentes se procede a la caracterización de los mismos. Para ello se cuenta con distintas técnicas de laboratorio entre las cuales se tiene la siguiente referencia:

Según Wauquier (2004) la cromatografía líquida está precedida por una precipitación de los asfáltenos y después se aplica la cromatografía a los máltenos. La separación entre los hidrocarburos saturados y aromáticos no plantea ningún problema, debido a su diferente carácter químico, al revés de lo que ocurre entre los hidrocarburos



aromáticos y resinas. En efecto, estas últimas son también muy aromáticas y se distinguen más bien por su alto contenido en heteroelementos.

En el cromatograma no aparece una división neta entre los aromáticos y resinas.

El rendimiento de cada una de las fracciones dependerá de su respectivo volumen de retención, que dependerá a su vez del absorbente elegido y del poder de elución de los disolventes (Wauquier, 2004).

Al no disponer actualmente de normas precisas para este método, Wauquier (2004) afirma que existe gran diversidad, así como comparaciones aleatorias entre los distintos laboratorios.

4.3. Pruebas de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento, se realizan a través de modelos experimentales representativos del yacimiento, llamados núcleos. Estas pruebas se llevan a cabo mediante la inyección de un fluido hidráulico, el cual se inyecta a través del núcleo, previamente saturado por agua y petróleo (Dehghani, 1996), mediante una bomba de desplazamiento positivo, y acondicionado a temperatura y presión de yacimiento.

Adicionalmente, se realizan mediciones de la permeabilidad del medio poroso a los fluidos de estudio para validar experimentalmente los núcleos representativos del yacimiento.

4.3.1. Celda de desplazamiento

Una celda de desplazamiento se puede definir como una representación física de un diferencial de yacimiento. Una celda, es un contenedor cilíndrico de acero inoxidable (AISI 316) que se utiliza para simular a escala de laboratorio las condiciones del yacimiento, este es capaz de soportar altas presiones y temperatura (Palmar, 1992). Su estructura facilita la transmisión de calor y la inyección de flujos a su interior, a su vez ésta permite de forma sencilla medir la permeabilidad y la saturación con crudo y agua.



Una celda previamente preparada posee las mismas condiciones y parámetros que caracteriza al yacimiento, como son presión, temperatura, porosidad, porcentaje de saturación de fluidos (agua, petróleo y gas), entre otras.

Para acondicionar celdas de desplazamiento, estas deben pasar por una serie de procedimientos, en los que se irán acondicionando cada una de estas según la metodología desarrollada.

4.3.2. Medición de Permeabilidad

La permeabilidad como se definió anteriormente como la habilidad que posee un medio poroso en dejar que determinado fluido pase a través de los canales que constituyen el volumen poroso. La medición de esta propiedad se basa en la ley de Darcy, la cual plantea que para un volumen de control la permeabilidad es proporcionalmente al caudal del fluido que lo atraviesa (Araujo, 2004).

4.3.3. Medición de Saturación

La saturación se definió anteriormente como la fracción de volumen poroso que ocupa una fase: agua, petróleo y/o gas, en el yacimiento (Palmar, 1992). Experimentalmente la saturación de agua se alcanza inyectándole a la celda agua hasta la presión de operación (presión de formación) hasta que por diferencia de volumen inyectado se verifica que esta no asimila más agua. Mientras que la saturación de petróleo se realiza inyectando petróleo a la presión de yacimiento hasta que el diferencial de presión en la celda se mantenga constante. Para la saturación ya sea de agua como de petróleo, no existe norma, por lo que este procedimiento dependerá de los actores.



CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se realiza una descripción general de la metodología general y luego se describe la metodología específica llevada a cabo en la realización de las pruebas donde se mencionan y describen los equipos e instrumentos más importantes que se emplearon para el cumplimiento de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado.

1. METODOLOGÍA GENERAL

A continuación se presenta la metodología general que se siguió para alcanzar los objetivos planteados en este trabajo especial de grado.

- 1.1. Revisión bibliográfica, se indago sobre los métodos de recuperación de crudos pesados y recuperación térmica, en la teoría de la inyección alterna de vapor, en los fundamentos básicos de los yacimientos y propiedades físicas en medios porosos. Esto fue llevado cabo en las distintas bibliotecas disponibles en las instituciones donde se estuvo llevando a cabo esta tesis. Entre estas se encontraron: la Biblioteca de la Escuela de Ingeniería Química de la UCV, la Biblioteca Central de Venezuela ubicadas ambas en Caracas en la Universidad Central de Venezuela y el Centro de Investigación Tecnológico ubicado en Los Teques en las instalaciones de PDVSA-INTEVEP.
- 1.2. Construcción y montaje del equipo, antes de la construcción en físico del equipo de inyección alterna de vapor, se analizaron algunas propuestas del esquema de dicho equipo. Luego evaluando como se iban a medir las variables requeridas, se definió el esquema final del equipo de inyección alterna de vapor. Para el cual se desarrolló un diagrama representativo en donde se muestran los arreglos y la interrelación de cada uno de los equipos e instrumentos que conforman a este. Adicionalmente, se desarrollaron los lazos de control y se indicaron las variables que serían monitoreadas.



Teniendo una representación esquemática del proceso, se montó el equipo a escala de laboratorio en el cual se realizaron las simulaciones de cada una de las etapas involucradas en la inyección alterna de vapor (inyección de vapor, tiempo de remojo, producción) y en el cual se pudo a su vez controlar y contabilizar las variables y parámetros los cuales fueron considerados críticos en el proceso inyección alterna de vapor como son: la cantidad y calidad del vapor inyectado, el diferencial de presión en la celda, las temperaturas a lo largo de la celda, la tasa de inyección del vapor y el tiempo de remojo.

1.3. Preparación y caracterización de muestras, la caracterización del petróleo se dió mediante la composición de metales presentes, cantidad de azufre, análisis SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos) de fluidos, viscosidad y densidad a temperatura de yacimiento. Caracterizadas las muestras de agua de formación y de inyección, se reprodujeron las muestras originales en el laboratorio, para lo cual se llevó a cabo procedimientos que consistieron básicamente en la agregación de ciertas cantidades de sales necesarias para obtener un agua con determinada cantidad de iones presentes en la misma. Esta metodología básicamente consistió en:

- Preparación del agua de formación: la cual consistió básicamente en la agregación de ciertas cantidades de sales necesarias para obtener un agua con determinada cantidad de iones presentes en la misma. Según los resultados de la caracterización del agua de formación. El agua de formación sintética fué preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*.
- Preparación del agua de inyección: la cual consistió en la agregación de ciertas cantidades de sales necesarias para obtener un agua con determinada cantidad de iones presentes en la misma. Según los resultados de la caracterización del agua de inyección. El agua de inyección sintética fué preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*.



- Recombinación de crudo: la cual se realizó en un reactor tipo *batch*, en donde se llevó a cabo la disolución del gas al crudo muerto, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento para reproducir la relación gas-petróleo del pozo.
- 1.4. Se desarrolló una matriz experimental y diseño la metodología experimental que permitió evaluar el efecto de cada una de las variables identificadas sobre el proceso de producción. Para esto se identificaron cada uno de los procedimientos para acondicionar la celda a condiciones de yacimiento reproduciendo porosidad y permeabilidad características del campo. Para finalmente llevar a cabo la realización de las pruebas de inyección. Esta metodología básicamente comprendió:
- Acondicionamiento de la celda a condiciones de yacimiento: en este procedimiento se preparó la celda reproduciendo condiciones de porosidad y permeabilidad, adicionalmente se determinó la saturación irreducible de agua. El acondicionamiento consistirá en:
 - Empacar la celda con arena de yacimiento, básicamente fue armar y llenar la celda con arena del yacimiento.
 - Determinación de la permeabilidad al gas, esto consistió en hacer pasar diversos caudales a través de la celda y se midió la caída de presión en la misma.
 - Saturación de la celda con agua de formación, se inyectó a la celda agua de formación, hasta que por diferencia de volúmenes se observara que la celda no asimilara más agua.
 - Determinación de la permeabilidad de la celda al agua de formación, este proceso consistió en medir la caída de presión en la celda al hacer pasar diversos caudales a través de ésta.
 - Saturación de la celda con petróleo hasta el punto irreducible de agua, simplemente se inyectó petróleo a través de la celda, hasta que el crudo no pudiera desplazar más agua (la celda debía estar previamente saturada con agua de formación). Esto se verificó, cuando al inyectar petróleo se



observó a lo largo del tiempo que la caída de presión en la celda se volviera constante.

- Proceso de inyección alterna de vapor: este consistió en simular el proceso de inyección alterna de vapor a escala de laboratorio, que al igual que en campo constó en tres (3) etapas, la etapa de inyección, de remojo y de producción.
 - Etapa de inyección de vapor, se inyectó el agua de inyección a la celda, luego de que ésta hubiera sido llevada a condiciones de temperatura y presión.
 - Etapa de remojo, el cual se cerró la celda luego de la inyección de vapor y se esperó un periodo determinado.
 - Etapa de producción, se abrió la celda luego del periodo de remojo, y se puso a producir petróleo o extraer el crudo de la celda por diferencia de presiones.

1.5. El estudio y evaluación experimental de las variables del proceso de inyección alterna de vapor, se realizó en función del porcentaje de recuperación. Para esto se llevó a cabo diversas pruebas en el equipo desarrollado en el laboratorio para el seguimiento de la metodología planteada anteriormente. Estas pruebas tenían como objeto variar los parámetros críticos de cada proceso como lo fueron, la cantidad (volumen) de vapor inyectado, y el número de ciclos, para lo cual se ejecutaron las pruebas experimentales para diferentes valores dentro del rango crítico de cada una de las variables.

2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo se presenta la descripción de la metodología experimental empleada para el cumplimiento de los objetivos de esta investigación. Se describen las técnicas y procedimientos mencionados en la metodología general diseñados y utilizados para la determinación de propiedades del petróleo, el acondicionamiento de la celda a condiciones de yacimiento y la realización de las pruebas de desplazamiento.

A continuación en la Figura 8 se presenta de forma esquemática la metodología a seguir para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento.

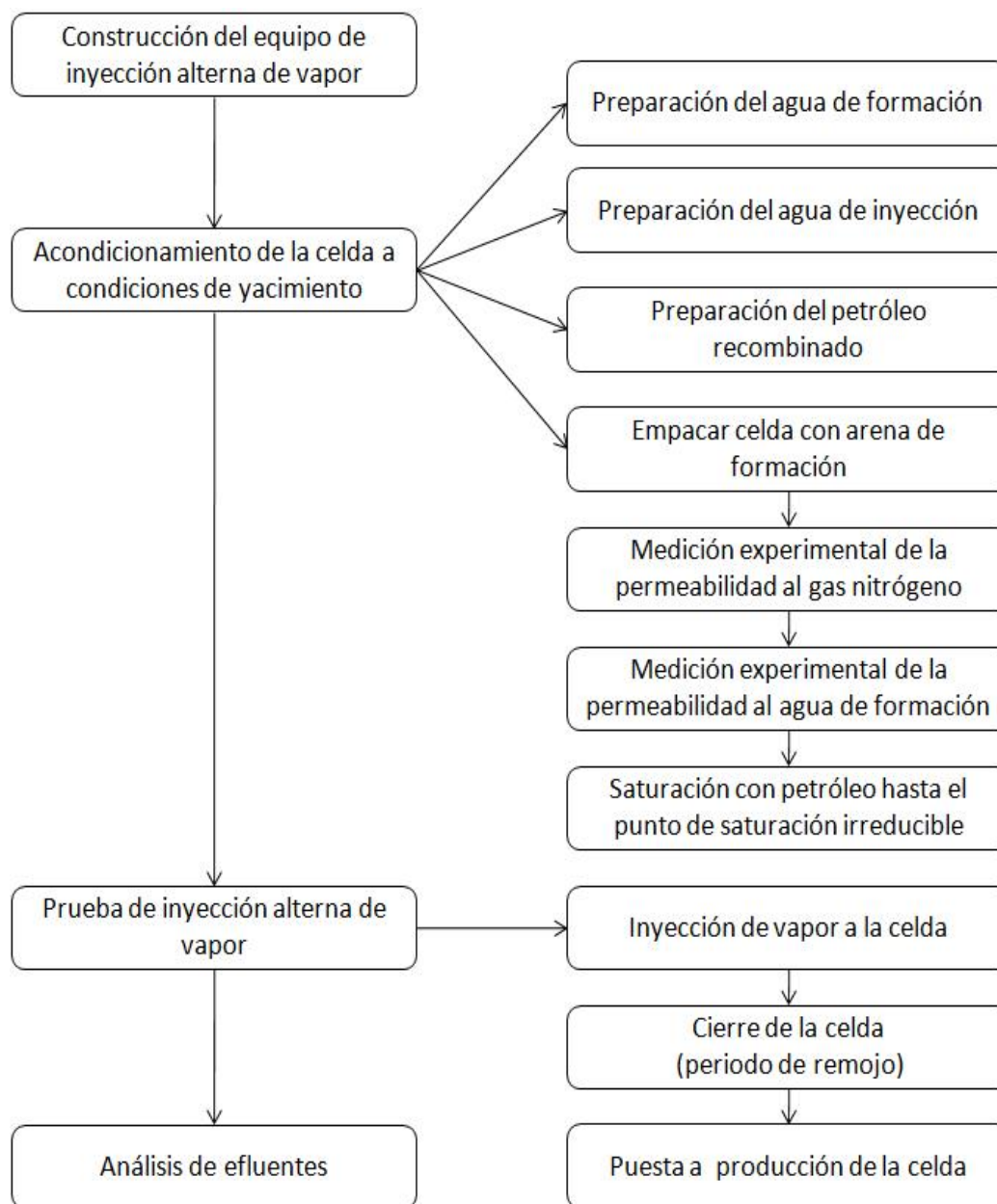


Figura 8. Esquema general de la metodología para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento.

2.1. Preparación de los fluidos involucrados en el proceso

En esta sección se tratará la preparación de los fluidos de trabajo como son: el agua de formación y de inyección y el crudo recombinado



3.1.1. Preparación del agua de formación sintética

La preparación del agua de formación sintética utilizada tuvo como finalidad, reproducir las características del agua de pozo, cuya composición se muestra en la Tabla 2. El agua de formación sintética fue preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters* el cual se describe a continuación.

Primero se burbujeo dióxido de carbono CO_2 al agua destilada que se empleó para disolver los reactivos, por un periodo de 30min. Posteriormente, fueron pesados los reactivos y se disolvieron en agua destilada por separados. Para luego ser agregadas al agua burbujeada con CO_2 en el siguiente orden:

- Bicarbonato de sodio.
- Sulfato de sodio.
- Cloruro de sodio.
- Cloruro de calcio.
- Cloruro de magnesio.
- Carbonato de sodio.
- Cloruro de potasio.

Después de haber añadido todas las sales y ajustado el volumen del aforo, se agitó el contenido del recipiente por 30 min, burbujeando simultáneamente con CO_2 para evitar que precipitaran las sales.

Tabla 2. Composición del agua de formación sintética

Compuesto	Formula Química	Concentración (g/L)
Bicarbonato de sodio	NaHCO_3	2,1349
Sulfato de sodio	Na_2SO_4	1,0956
Cloruro de sodio	NaCl	7,8908
Cloruro de calcio	$\text{CaCl}_2 \times 2\text{H}_2\text{O}$	0,4035
Cloruro de magnesio	$\text{MgCl}_2 \times 6\text{H}_2\text{O}$	0,3681
Carbonato de sodio	Na_2CO_3	0,0177
Cloruro de potasio	KCl	0,3054



3.1.2. Preparación del agua de inyección sintética

La preparación del agua de inyección sintética utilizada tuvo como finalidad, reproducir las características del agua que se inyecta a los pozos, cuya composición se muestra en la Tabla 3. El agua de inyección sintética fue preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters* el cual se describe a continuación.

Primero se burbujeó dióxido de carbono CO_2 al agua destilada que se empleó para disolver los reactivos, por un periodo de 30min. Posteriormente fueron pesados los reactivos y se disolvieron en agua destilada por separados. Las cuales fueron agregadas al agua burbujeada con CO_2 en el siguiente orden:

- Bicarbonato de sodio.
- Sulfato de sodio.
- Cloruro de sodio.
- Carbonato de sodio.

Después de haber añadido todas las sales y ajustado el volumen del aforo, se agitó el contenido del recipiente por 30 minutos, burbujeando simultáneamente con CO_2 para evitar que precipitaran de las sales.

Tabla 3. Composición del agua de inyección sintética

Compuesto	Formula Química	Concentración (g/l)
Bicarbonato de sodio	NaHCO_3	0,3801
Sulfato de sodio	Na_2SO_4	0,1401
Cloruro de sodio	NaCl	0,0577
Carbonato de sodio	Na_2CO_3	0,1484

3.1.3. Preparación del petróleo recombinado

La recombinación del crudo tuvo como finalidad disolver gas metano (CH_4) al crudo muerto a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento (7584,3 kPa (1100 psi) y 50°C , respectivamente). Esto fue llevado a cabo en un reactor por carga, el cual poseía una camisa de calentamiento y tenía una capacidad de un galón (3,78 L). Este reactor se muestra en la Figura 9, es de marca *Parr*, serie 4550, modelo 4551, y cuya



función fue llevar a cabo la recombinación a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento en estudio.



Figura 9. Reactor por carga (Parr)

El procedimiento para llevar a cabo la recombinación del crudo, consistió en pesar previamente la cantidad de crudo a recombinar en el reactor (2900 kg de crudo muerto). Se realizó el montaje correspondiente a la recombinación, el cual consistió en: conectar la línea de gas metano (CH_4) y colocar el manómetro al reactor, se calibró la válvula relief, agregó aceite al termopozo e introdujo el termopar en el mismo.

Luego se suministró gas metano al reactor, hasta alcanzar la presión de operación (7584 kPa o 1100 psi) previo realizado la prueba de fuga respectivo a (11721 kPa o 1700 psi). Se encendió el controlador de temperatura del reactor, y se incrementó el punto de control del controlador lentamente hasta que se alcanzó la temperatura de operación (50°C).

Se verificó continuamente la presión en el manómetro del reactor, cuando esta disminuyó con respecto a la presión de operación, se suministró gas metano hasta llegar a la presión de operación.

Este procedimiento se realizó, durante aproximadamente tres (3) días hasta que se observó que la presión en el reactor no disminuyera. Para verificar el resultado de la recombinación del crudo, al mismo se le realizó una destilación flash para cuantificar la relación gas-petróleo (RGP) y asegurar que se encontrara cercana a la del



yacimiento (88 PCN/BN). Para esto se utilizó un arreglo como el que se esquematiza en la Figura 10.

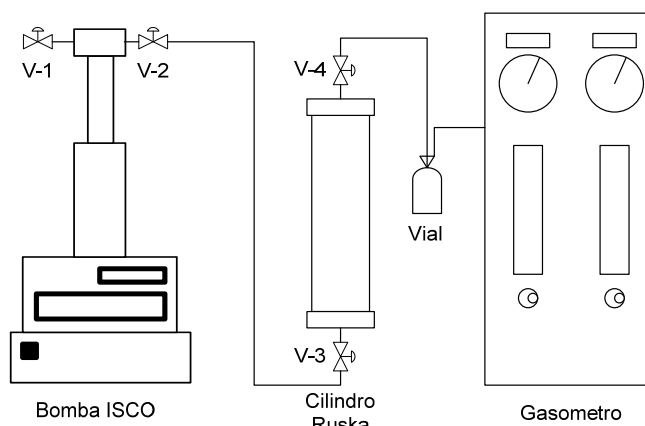


Figura 10. Esquema de la destilación flash

Para realizar la destilación flash, se observa en la Figura 10 que se requirió de una bomba ISCO. También llamadas bombas de jeringa, estas son bombas de desplazamiento positivo. En la Figura 11 se observa una de estas bombas modelos 500D, este modelo con un cilindro de 500 mL de capacidad puede dispensar de forma precisa 1 mL/min durante 8 horas en un solo proceso de dispensación. Adicionalmente, estas bombas constan de un circuito integrado que permite dispensar con gran precisión sin necesidad de rotámetros externos y poseen un controlador capaz de permitir el manejo y gestionar el modo de operación, los modos de trabajo que incluyen están bombas son:

- Bomba a flujo o a presión constante.
- Bomba en rampa programada a flujo o presión constante.
- Bomba dual a flujo o a presión constante.
- Bomba dual en gradiente de flujo o presión.
- Bomba triple independiente.
- Bomba triple en flujo continuo con adaptador.

Estas bombas constan de pistones, cilindros y cierres los cuales están fabricados con Nitronic 50 resistentes a la corrosión. A continuación, en la Figura 11 se presenta una imagen de este equipo a utilizar.



Figura 11. Bombas de jeringa ISCO

Adicionalmente, se requirió de un cilindro pistón Ruska de acero inoxidable (AISI 316). Estos son capaces de soportar altas presiones y temperatura. Su estructura facilita la transmisión de calor y la inyección de flujos a su interior con la finalidad de desplazar el pistón y el fluido almacenado en su interior. A continuación, en la Figura 12 se muestra una fotografía de estos cilindros pistones.



Figura 12. Cilindro pistón Ruska

Por último, para medir la cantidad de gas de la destilación flash realizada, se utilizó el gasómetro que se observa en la Figura 13.



Figura 13. Gasómetro



2.2. Metodología experimental para la realización de las pruebas

Este punto tuvo como finalidad, conocer el procedimiento experimental que se debe realizar para acondicionar la celda de desplazamiento. Se explicará la metodología llevada a cabo para preparar la celda de desplazamiento a las condiciones de saturación, presión y temperatura de yacimiento.

3.2.1. Preparar y empaçar celda con arena de formación

Este procedimiento consistió en armar y empaçar la celda de desplazamiento con arena de formación. Como se había comentado anteriormente, una celda de desplazamiento es un contenedor cilíndrico de acero inoxidable (AISI 316) que se utiliza para simular a escala de laboratorio las condiciones del yacimiento, este es capaz de soportar altas presiones y temperatura. Su estructura facilita la transmisión de calor y la inyección de flujos a su interior. A su vez ésta permite de forma sencilla medir la permeabilidad y la saturación con crudo y agua.

La celda convencional utilizada en PDVSA-Intevep, consistió en un cilindro y dos tapas. Las tapas tienen un orificio por donde circula el fluido, este orificio está protegido por una malla de acero inoxidable que contiene el empaque impidiendo que los sólidos se muevan. Adicionalmente, las celdas constan de orificios a lo largo de éstas, en donde se colocan e instalan las termocuplas como se observa en la Figura 14.



Figura 14. Celda de desplazamiento

A continuación se describe el procedimiento que se siguió para empaçar la celda con arena de formación.



Primero se verificó el funcionamiento adecuado de las termocuplas o termopares, luego se colocó 1 malla en cada tapa de la celda, se armó y se pesó la celda vacía, junto con las dos (2) tapas con sus respectivas mallas, las dos (2) válvulas, las cinco (5) termocuplas y los veinte (20) tornillos.

Se colocó la celda en una prensa y se agregó la arena en pequeñas porciones con un envase de aluminio (cada medida de arena agregada peso igual). Al agregar cada porción de arena se golpeó con el martillo de goma, por la parte externa de la celda para lograr un mejor reajuste de los granos. Con el empaquimetro y el martillo se golpearon los granos para su compactación. A medida que la celda se fué empacando se fueron colocando las termocuplas, esto hasta alcanzar el tope de la celda.

Luego se colocó la tapa superior de la celda y se ajustaron los tornillos con ayuda del torquimetro, se ajustaron también la válvula del tope con sus respectivos nipples. Por último, se pesó la celda empacada con arena de formación para contabilizar la cantidad de arena que fue empacada.

3.2.2. Medición experimental de la permeabilidad al gas nitrógeno

El procedimiento que sigue fue el utilizado para la medición de la permeabilidad al gas nitrógeno, la cual debe estar comprendida entre $3,9 \cdot 10^{-12}$ y $4,9 \cdot 10^{-12}$ m² (4 y 5 Darcy) para asegurar que la celda de desplazamiento tuviera las condiciones de yacimiento del caso base (campo de la Faja Petrolífera del Orinoco). Este procedimiento se realizó en un equipo de medición de permeabilidad al gas nitrógeno como se muestra en la Figura 17.

El equipo para medir la permeabilidad al gas nitrógeno consta de un arreglo que permite el flujo de diversos caudales de gas nitrógeno a través de la celda y a su vez permite censar la caída de presión. Para esto este equipo consta de válvulas que permiten controlar el flujo de gas en la línea, un transductor de presión (Validyne) con su respectivo indicador digital, que a su vez posee un manómetro para la calibración.

Se utilizó un transductor de presión Validyne DP360 el cual esta diseñado para medir pequeños diferenciales de presión en líneas de presiones extremadamente altas. Estos



constan de un diafragma que puede ser cambiado dependiendo de las diferencias de presiones con las que se trabajen. A continuación, se muestra en la Figura 15 un transductor Validyne de los que serán utilizados en las pruebas.



Figura 15. Transductor Validyne

En las prácticas llevadas a cabo se utilizaron dos modelos de transductores digitales el CD23 y el CD223. El CD23 acepta el aporte de un único transductor mientras que el CD223 acepta cambiar dos entradas seleccionables, con cero envergaduras y controles para cada entrada. Este instrumento como su nombre lo dice indica en forma digital las señales recibidas por el transductor.

A continuación, en la Figura 16 se presenta una imagen del modelo CD23 que fue empleado en el equipo de medición de permeabilidad al nitrógeno.



Figura 16. Indicador digital de transductor Validyne

Adicionalmente, el equipo de medición de permeabilidad al gas se le incorporó un medidor de flujo para monitorear el caudal que pasa por la celda, previo a este se encuentra una trampa de arena para evitar daños al medidor de flujo debido a que el gas pudiera arrastrar granos de arena. A continuación, la Figura 17 presenta un esquema de este equipo para su mayor entendimiento.

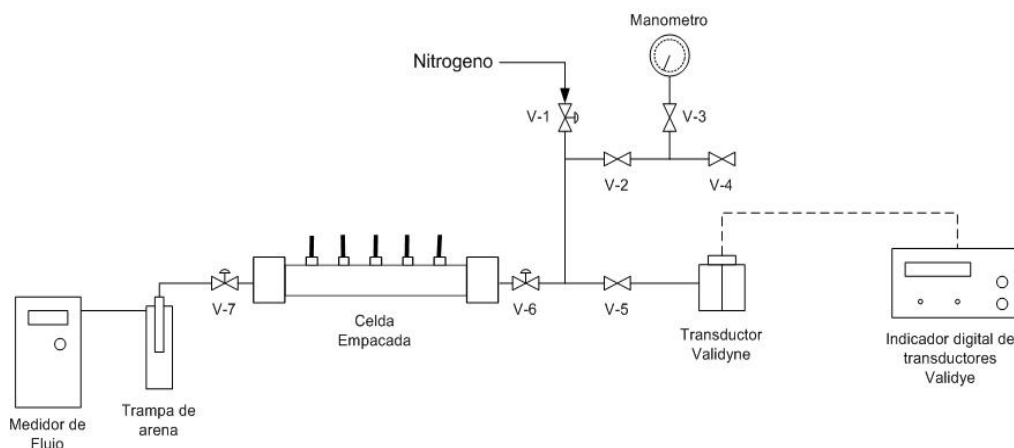


Figura 17. Esquema del equipo de medición de permeabilidad al gas nitrógeno

Para llevar a cabo las mediciones de la permeabilidad al gas nitrógeno se procedió a la instalación de la celda en el equipo que nos permite medir la permeabilidad de está (ver Figura 17). Y se verificó que tanto el equipo de medición de permeabilidad como la celda empacada no tuviesen fugas, luego se purgó el sistema. Posteriormente, se procedió a la calibración del transductor de presión. Para lo cual se colocó el manómetro en cero (0) psi, con la perilla LO del indicador de presión y se fijó 0 % para este valor de presión. Luego se abrió la válvula hasta que se alcanzó una presión de diez (10) psi, con la perilla HI del medidor se fijó 100% para este valor de presión. Finalmente, se procedió a realizar las medidas mediante el transductor para flujos de 0, 100, 200, 300, 400 y 500 mL/min de gas nitrógeno.

3.2.3. Medición experimental de la permeabilidad al agua de formación

El procedimiento que sigue fue el utilizado para saturar la celda de desplazamiento con agua de formación al 100% y para la medición de la permeabilidad al agua de formación.

La saturación de la celda con agua de formación consistió básicamente en saturar con agua un medio poroso a un flujo constante, previamente definido, hasta que por diferencia de volúmenes, se pudiera observar que la celda no asimiló más agua. Luego por arreglo matemático se determinó cual es la saturación de agua, que en



teoría corresponde a un 100% del volumen poroso. A continuación, se explica el procedimiento experimental detallado para saturar la celda con agua de formación.

Se le realizó vacío durante 30 minutos a la celda previamente empacada, con la finalidad de eliminar el aire atrapado en los poros. Se llenó el cilindro pistón con agua de formación sintética y se conectó al efluente de la bomba ISCO, y la celda empacada. Posteriormente se inyectó un flujo constante (1 mL/min) de agua de formación, cuando se alcanzó la presión de yacimiento (7584 kPa) se contabilizó el volumen inyectado y se procedió a la despresurización de la celda. Este procedimiento se llevo a cabo tantas veces hasta que el volumen inyectado se mantuvo constante. Por último se desinstaló la celda empacada de la bomba y se pesó. Se determinó el volumen muerto, todos estos datos se anotan para los cálculos posteriores y la determinación de la porosidad efectiva.

La medición de la permeabilidad al agua de formación fue realizada en un equipo como el que se muestra en la Figura 18.

El equipo para medir la permeabilidad al agua consta de un arreglo que permite el flujo de diversos caudales de agua de formación a través de la celda y a su vez permite censar la caída de presión. Para esto, este equipo consta de una bomba de jeringa que permite controlar el flujo de agua en la línea, un transductor de presión con su respectivo indicador digital para medir las caídas de presión en la celda, a su vez posee un manómetro para la calibración del transductor de presión. A continuación, en la Figura 18 se presenta un esquema de este equipo para su mayor entendimiento.

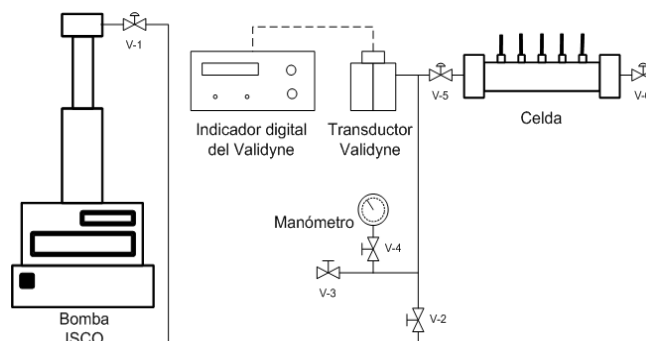


Figura 18. Esquema del equipo de medición de permeabilidad al agua de formación.



Este equipo utiliza una bomba de jeringa, similar a la mostrada en la Figura 11, un transductor de presión con su respectivo indicador digital, como los mostrados en la Figura 15 y Figura 16, respectivamente.

Para llevar a cabo el procedimiento para la medición de la permeabilidad al agua de formación sintética primero se instaló la celda en el equipo con el arreglo como se muestra en la Figura 18. Y se verificó que tanto el equipo de medición de permeabilidad como la celda empacada no tuvieran fugas y se purgó el sistema.

Luego se procedió a la calibración del transductor de presión. Para lo cual se colocó el manómetro en cero (0) kPa, con la perilla LO del medidor de presión se fijó 0 % para este valor de presión. Luego se abrió la válvula hasta llegar a una presión de 4,14 kPa (0,6 psi), con la perilla HI del medidor de presión se fijó 100% para este valor de presión. Posteriormente, a la calibración del traductor de presión se purgó el sistema nuevamente.

Finalmente, se procedió a realizar las medidas con el medidor de diferencial de presión para flujos de 0; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 y 1 mL/min de agua de formación sintética.

3.2.4. Saturación con petróleo hasta el punto de saturación irreducible y medición de la permeabilidad al crudo.

El método consistió básicamente en saturar con crudo un medio poroso a un flujo constante, previamente definido, hasta llegar al punto de saturación irreducible de agua. A continuación, se explica el procedimiento experimental detallado para saturar la celda con crudo vivo el cual consta de 4 etapas:

- 1^{era} Etapa (Acondicionamiento del equipo): este procedimiento tuvo como objetivo preparar y acondicionar el equipo de inyección alterna de vapor para llevar a cabo la saturación de la celda con crudo. Se llenó el cilindro colector o salchicha con agua de formación y se presurizó a presión de operación (7584 kPa). Se pesó e instaló en el equipo, se conectó la celda saturada con agua a una presión de 7584 kPa (1100 psi), y el cilindro que contiene el crudo recombinado, como se muestra en la Figura 20. Adicionalmente, se calibró el medidor de diferencial de presión para trabajar en el rango de presiones de 7584 – 11032 kPa (1100 – 1600 psi). Se



encendió el horno a temperatura de operación (50°C) y se dejó por 8 horas a que llegó a condiciones estacionarias.

- 2^{da} Etapa (Saturación con crudo vivo): este procedimiento tiene como objetivo saturar la celda hasta llegar al punto de saturación irreducible de agua. Se hizo pasar petróleo a un flujo constante de 0,5 mL/min a través de la celda de desplazamiento. Y se censó los diferenciales de presiones en la celda cada 10 minutos hasta que este diferencial se mantuvo constante en el tiempo, donde se pudo decir que la celda alcanzó su punto de saturación irreducible de agua. (el sistema alcanza el equilibrio)
- 3^{re} Etapa (Permeabilidad al crudo): este procedimiento tuvo como objetivo medir la permeabilidad al crudo. Luego del procedimiento anterior, se realizó una tabla donde se anotaran las caídas de presiones para los diferentes flujos. Se hizo pasar flujos de 0,5; 0,4; 0,3; 0,2 y 0,1 mL/min y se anotan los diferenciales de presión para cada uno de estos flujos, posteriormente con arreglos matemáticos se determinó la permeabilidad al petróleo.
- 4^{ta} Etapa (Parada del equipo): este procedimiento tiene como finalidad detener de forma correcta el equipo de inyección alterna de vapor, además de contabilizar las últimas variables necesarias para la determinación de la saturación con crudo. Se contabilizaron los volúmenes inyectados y retirados por las bombas involucradas. Finalmente, se desmontó el cilindro colector se pesó y se determinó la cantidad de agua que quedó en este. Por último, se purgaron las líneas y se limpió el equipo para no afectar el proceso de inyección alterna de vapor.

Ya en este punto se puede decir que las celdas de desplazamiento estaban acondicionadas a condiciones de temperatura, presión y saturación quedando listas para llevar a cabo las pruebas de inyección de vapor. Este procedimiento fue realizado para cada una de las pruebas llevadas a cabo.



2.3. Pruebas de Inyección Alterna de Vapor

A continuación se presenta la metodología que se llevo a cabo para las pruebas de inyección alterna de vapor. Esta estuvo constituida básicamente en 3 etapas: la inyección de vapor, el tiempo de remojo y la puesta a producción de la celda.

3.3.1. Inyección del vapor a la celda.

En este punto se explica la metodología que se llevo a cabo para realizar la inyección de vapor a la celda, la cual consta a su vez de 4 etapas: el montaje y preparación de la prueba, la generación del vapor a condiciones de inyección, la inyección como tal del vapor y la parada del equipo.

- 1^{ra} Etapa (Montaje y preparación de la prueba): este procedimiento consistió en suministrar de agua de formación las dos bombas de jeringa encargadas de inyectar el fluido de inyección. Encender el horno a temperatura de operación (50°C). Calibrar y acondicionar la válvula de contrapresión. Por último, se verificó que la celda de desplazamiento y el cilindro de contrapresión estuvieran a presión de operación (7584 kPa).
- 2^{da} Etapa (Generación del vapor a condiciones de operación): en este punto se generó vapor a condiciones de inyección (presión, temperatura y calidad). Se fijaron los caudales de las dos corrientes de alimentación, se encendieron los controladores de temperatura de las mantas de calentamiento y del evaporador. Previamente se realizó un balance de energía en el punto de mezcla de las dos corrientes de alimentación, la de agua fresca y de vapor sobrecalentado. Esto con la finalidad de fijar los flujos de cada una de las corrientes para obtener la calidad del vapor requerida.
- 3^{ra} Etapa (Inyección del vapor): en este paso se explica el procedimiento llevado a cabo para la inyección del vapor a la celda. Básicamente, este paso consistió en cerrar el sistema continuo por el cual se generó el vapor y se hizo pasar el vapor a la celda de desplazamiento para llevar a cabo la prueba de inyección de vapor. En esta etapa se censaron las temperaturas de la celda y la



del vapor para observar el perfil de temperatura en la celda y asegurar la temperatura del vapor a la entrada.

- 4^{ta} Etapa (Parada del equipo): en este punto se explica cómo se realizó la parada del equipo luego de la inyección del vapor. Esto consistió en parar el equipo para lo cual se apagaron las mantas de calentamiento, se cerró la válvula de admisión de vapor a la celda de desplazamiento y se abrió la válvula que permite que el vapor fluya de manera continua en el sistema, con la finalidad de que el equipo no se sobrecalentara, luego que este se enfrió se pararon las bombas de alimentación de agua.

3.3.2. Cierre de la celda y periodo de remojo

Este procedimiento constó básicamente en cerrar la celda de desplazamiento mediante válvulas y esperar un tiempo necesario para que el calor del vapor se transmitiera al petróleo. Se monitorearon las temperaturas y se contabilizó el tiempo.

3.3.3. Puesta a producción de la celda

Este punto explica la metodología que se llevó a cabo para realizar la producción de la celda de desplazamiento. Este paso consistió en dos etapas: la producción en un cilindro de almacenamiento similar al de la Figura 12 y luego la producción en los viales recolectores, en donde se realizó una destilación.

- 1^{ra} Etapa (Producción en cilindro de almacenamiento): este procedimiento se realiza ya que la producción debe realizarse inicialmente a presión de operación, es decir, 7584 kPa (1100 psi). El contenedor final debe ser capaz de aguantar altas presiones como los cilindros de almacenamiento. Este procedimiento consistió, en abrir la válvula de la línea de producción y se regreso la cantidad inyectada a la celda a una tasa de 0,5 mL/min mientras que el cilindro de almacenamiento que se encargo de recolectar los fluidos producidos se mantuvo a la presión de operación 7584 kPa (1100 psi).
- 2^{da} Etapa (Producción en los viales recolectores): en este paso se realizó la recolección y cuantificación de los fluidos producidos (petróleo, agua y gas). Para



esto se utilizan viales donde se realizó una destilación flash, el sistema para dicha destilación es análogo al observado en la Figura 10 antes explicada. Luego de la recolección y cuantificación de gas se realizó la separación del agua y el crudo contenida en los viales y se cuantificaron las cantidades producidas de ambos fluidos. Posteriormente, se determina el porcentaje de recuperación (%R)



CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la realización de este trabajo especial de grado de acuerdo a la metodología explicada en el capítulo anterior.

1. CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR.

En este trabajo especial de grado se desarrolló un modelo dinámico a escala de laboratorio, el cual representa un volumen diferencial de un yacimiento horizontal de inyección alterna de vapor. Este modelo físico consistió en una celda de desplazamiento la cual permitió conseguir y mantener las condiciones (temperatura, presión, saturación, porosidad y permeabilidad) del diferencial de volumen del yacimiento. Este modelo desarrollado guarda relación con las pruebas de desplazamiento típicas, las cuales consisten en inyectar un fluido desplazante (agua y/o vapor) a la celda por uno de sus extremos, con el propósito de desplazar al fluido desplazante (petróleo) esto con la finalidad de extraer el fluido de interés contenido inicialmente en la celda.

Como se menciona en el párrafo anterior se empleó un sistema análogo al de una prueba de desplazamiento para la simulación física de un volumen diferencial de yacimiento. El diferencial de volumen simulado es el representado en la Figura 19, es un pequeño cilindro el cual es mojado por el vapor, en teoría como el fluido desplazante es vapor se asumió que este diferencial estuviese ubicado en forma vertical ya que en dicho modelo existe el efecto gravitacional de los fluidos, siendo el vapor el menos denso, éste subirá a través del diferencial por efecto gravitacional. Adicionalmente cuando es inyectado el vapor en conjunto con el gas, éste es afectado por el mismo efecto gravitacional.

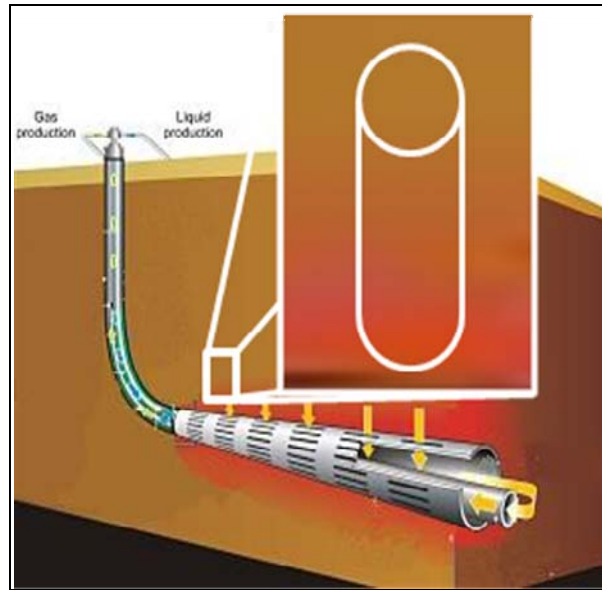


Figura 19. Elemento diferencial a ser simulado físicamente.

Por tal motivo, se decidió una configuración vertical de la celda de desplazamiento, en donde el vapor se desplazó de abajo hacia arriba, a lo largo del volumen de control en la etapa de inyección, mientras que en la etapa de producción como el pozo inyector es el mismo que el productor el fluido inyectado regresó por donde entró arrastrando consigo el fluido desplazado (petróleo).

Se diseñó la configuración más apropiada la cual permitió además de realizar cada una de las etapas de la inyección alterna de vapor, realizar la saturación con petróleo y la medición de la permeabilidad al petróleo de la celda de desplazamiento. Luego de un arduo trabajo de montaje, revisión de fugas y pruebas operacionales, el esquema del equipo de inyección alterna de vapor se presenta en la Figura 20.

Para la construcción de este equipo, se utilizaron diversos materiales y equipos. Entre los materiales a utilizar se encuentran tubos y *nipples* de 1/4 y 1/8 pulgadas de diámetro nominal de acero inoxidable (AISI 316) ya que éste se diseñó para trabajar a altas temperaturas, y el agua es muy corrosiva a estas condiciones. Además, se trabajó con aguas características de yacimiento y de inyección las cuales poseían ciertas cantidades de sales lo cual aumenta la corrosión en las tuberías.

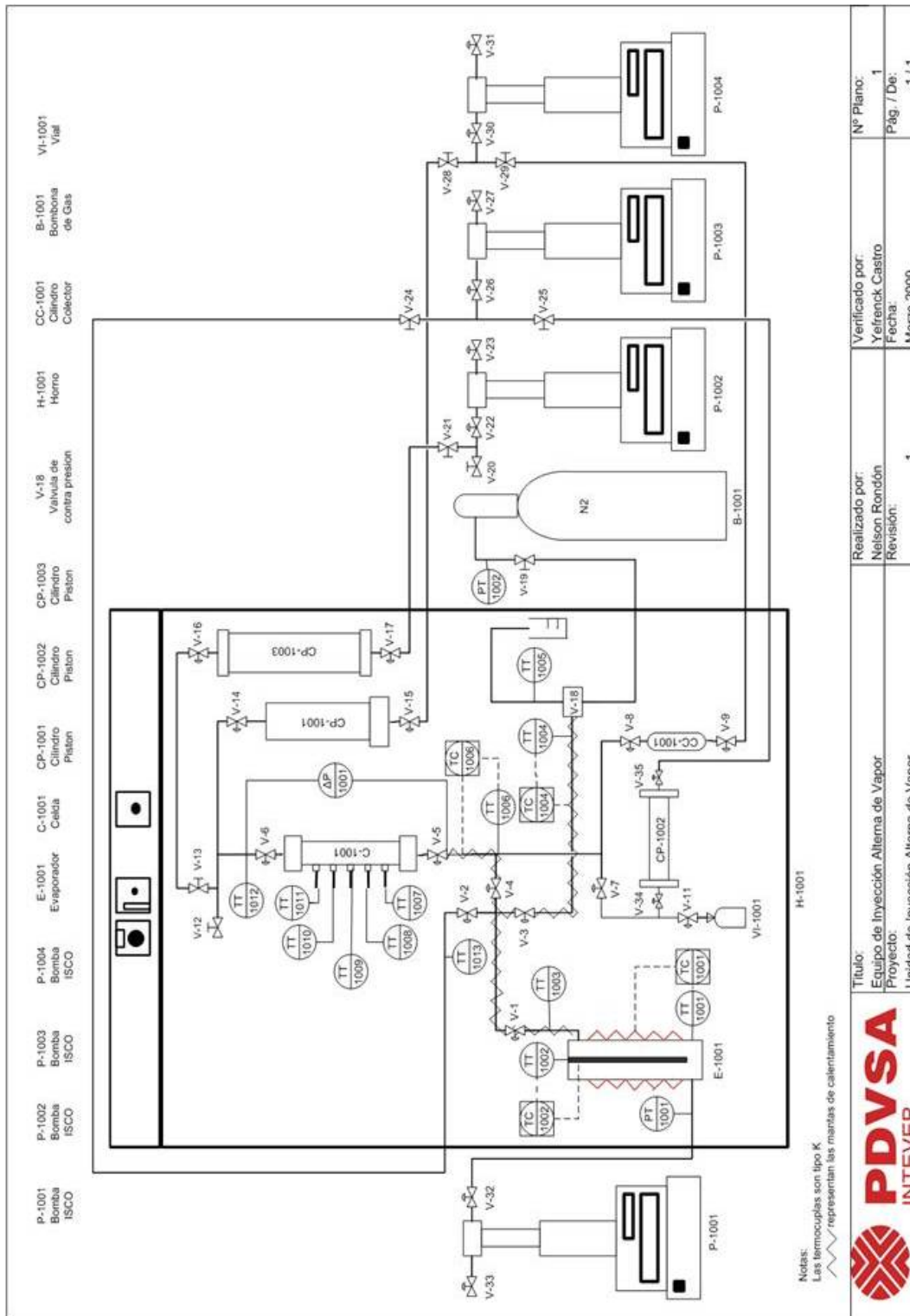


Figura 20. Esquema del equipo de inyección alterna de vapor

Título: Equipo de Inyección Alterna de Vapor Proyecto: Unidad de Inyección Alterna de Vapor		Realizado por: Nelson Rondón Revisión: 1	Verificado por: Yefrenck Castro Fecha: Marzo 2009	Nº Plano: 1 Pág. / De: 1 / 1
--	--	---	--	---





También se utilizaron termocuplas tipo K, ya que permiten trabajar en un amplio rango de temperaturas y el material es el más adecuado para cuando se trabajan en atmósferas azufradas, válvulas de paso y globo, aislantes térmicos de fibra de vidrio para evitar grandes pérdidas de calor al ambiente, mantas de calentamiento las cuales fueron utilizadas para compensar las pérdidas de calor hacia el ambiente, entre otros. Adicionalmente, se emplearon equipos más complejos, entre los cuales encontramos las bombas de jeringa, cilindros contenedores, transductores e indicadores de presión, controladores de temperatura, entre otros.

Todos estos equipos están incorporado en conjunto y arreglo que permite que el proceso se lleve a cabo. Lo que hace que el equipo de inyección alterna de vapor este constituido a su vez por una serie de de bloques como son: el bloque de la preparación y acondicionamiento de la alimentación, el núcleo del proceso que en este caso es la celda de desplazamiento, el bloque de la preparación a la etapa de separación y por último la separación. A continuación, se describirán cada uno de estos bloques importantes para el entendimiento de la operatividad del equipo.

El bloque de la preparación de la alimentación, el propósito de esta sección es cambiar las condiciones de las corrientes de alimentación según los requerimientos. Este bloque implica un proceso continuo para adecuar el vapor a ser inyectado en la celda de desplazamiento. Como se observa en la figura 20, este bloque está constituido por una bomba (P-1001) la cual suministra el agua de inyección al evaporador en el cual es sobrecalentada, para luego ser mezclada con la corriente proveniente de la bomba (P-1003) la que suministra agua fresca de inyección, previo un balance de energía se determinaron las proporcionalidades de ambos flujos para asegurar un vapor de 80% de calidad y presión de 7584 kPa (1100 psi) la cual es controlada mediante la válvula de contrapresión (V-18), esta se calibró mediante la línea a la bombona de nitrógeno (B-1001). El evaporador (E-1001) posee dos sistemas de control básicos para mantener la temperatura del mismo, a su vez toda la línea de preparación de la alimentación se encuentra cubierta por una manta de



calentamiento la que permite mantener la temperatura del vapor y mantener la calidad del mismo.

El bloque principal o núcleo del proceso, el cual está constituido principalmente por la celda de desplazamiento (C-1001), la cual tiene por el extremo superior conectado el cilindro pistón (CP-1001) que se encarga de mantener la presión en la celda a través de la bomba (P-1004). Adicionalmente, la celda de desplazamiento como se vio en apartados anteriores está constituida por una serie de termopares que son los encargados de leer el perfil de temperaturas a lo largo de la misma, y además tiene incorporado un medidor de diferencial de presión (ΔP -1001) encargado de medir la caída de presión en la celda de desplazamiento.

Bloque de la preparación de los productos a la separación, este bloque tiene como objetivo llevar a condiciones adecuadas los productos aguas abajo del proceso para su posterior separación. Este está constituido por el cilindro pistón (CP-1002) el cual mediante la bomba (P-1003), permite que el proceso de producción del petróleo se lleve a cabo a presión constante y no alterar el proceso con una drástica caída de presión, básicamente en este cilindro se almacenaran los fluidos producidos (petróleo, gas y agua), para su posterior separación. El gas es separado mediante una destilación *flash* como se observa en la Figura 10 y posteriormente el crudo se separa del agua mediante una separación física. Cabe destacar que el cilindro pistón (CP-1003) y el cilindro colector (CC-1001) conforman el proceso de saturación con crudo, donde el crudo es bombeado a la celda gracias a la bomba (P-1002) mientras que la bomba (P-1004) se encarga de mantener la presión en el sistema.

2. CARACTERIZACIÓN INICIAL DEL PETRÓLEO

La caracterización del crudo utilizado para el desarrollo de este trabajo experimental, se presenta en la tabla 4. El crudo caracterizado es un crudo muerto deshidratado, al cual se le realizó un análisis SARA, cromatografía líquida de alta resolución (HPLC). Se le midió su viscosidad dinámica mediante un reómetro rotacional marca HAAKE, modelo ROTOVISCO RV-30. Adicionalmente, para la caracterización del petróleo a



este se le midió la gravedad API, medición por picnometría de acuerdo con la norma ASTM D-70 03.

Tabla 4. Caracterización del petróleo inicial.

Saturados (%p/p)	7,0 ± 0,4
Aromáticos (%p/p)	35 ± 1
Resinas (%p/p)	47 ± 1
Asfáltenos (%p/p)	11,0 ± 0,5
Viscosidad a 50 °C (Pa.s)	32,5 ± 0,9
Gravedad API	8,4 ± 0,6

El yacimiento de trabajo no posee análisis de presión, volumen y temperatura (PVT). Se realizó en PDVSA-Intevep un análisis PVT a una muestra de petróleo perteneciente a un yacimiento vecino. De este análisis se obtuvo una relación gas-petróleo en solución de 88 PCN/BN, una gravedad API de 9° considerando este valor real se calculó que el valor medido en el laboratorio (8,4 °API) tiene un error del 6,67% con respecto el valor de referencia (9°API).

Además de la gravedad API, el análisis PVT de la muestra del campo vecino arrojó resultados de viscosidad del crudo muerto en función de la temperatura el ajuste obtenido a partir de los datos fue $\mu = 2 \times 10^{-6} e^{7295,3/T}$, con una correlación de 0,9767. Para una temperatura de 50°C, la viscosidad del petróleo medida en el laboratorio fue de 32,5 Pa.s. Luego de la caracterización del crudo inicial, éste fue sometido al proceso de recombinación como se muestra en la metodología antes expuesta.

En la recombinación se le midió la relación gas-petróleo al crudo recombinado con la finalidad de verificar que el petróleo acondicionado estuviese cumpliendo con las propiedades y condiciones en las que se encuentra en el yacimiento.

A continuación en la Tabla 5 se muestra los resultados de la recombinación ya que esta fue medida desde los cilindros de almacenamiento mediante una destilación *flash*. Del reactor de recombinación el petróleo recombinado fue almacenado a



11721 kPa (1700 psi) en los cilindros contenedores con la finalidad de asegurar que el gas no se separe del crudo, es decir, se almacenó a una presión superior a la presión de burbuja.

Tabla 5. Relación Gas-Petróleo del crudo recombinado

Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)	
Cilindro 1	91
Cilindro 2	89
Cilindro 3	90
Cilindro 4	86

De la Tabla 5 se obtiene que la relación gas-petróleo del crudo recombinado fue en promedio de 89 PCN/BN estos valores presentaron una desviación estándar de 2,16 PCN/BN y se obtuvo un error del 1,14% del valor de referencia (88 PCN/BN). Lo que permite asegurar que el comportamiento del fluido (petróleo) fue similar al petróleo en sitio del yacimiento en estudio, ya que la cantidad de gas disuelto en éste afecta las propiedades físicas del crudo como son: la viscosidad y densidad.

3. DISEÑO EXPERIMENTAL

Para el cumplimiento de los objetivos planteados se decidió, evaluar el efecto de las variables o factores críticos del proceso de inyección alterna de vapor estudiados en el marco teórico, como son: el tiempo de remojo el cual se verá afectado por las pérdidas de calor, la cantidad de vapor inyectado que está influenciado según Alvarado (2002) por la viscosidad y saturación del petróleo, la saturación de agua, el espesor de las arenas, la presión del yacimiento entre otras. El número de ciclo es otro factor operacional, el cual está relacionado con el porcentaje de recuperación máximo esperado.

La viscosidad y saturación del petróleo, la saturación de agua, la presión del yacimiento son variables características del yacimiento en estudio y se le han asignado determinado valor según los análisis de campo. Por lo cual, se definió la cantidad de vapor inyectado como variable independiente del proceso he aquí el



interés de estudiar el efecto de variar este parámetro en el proceso de inyección alterna de vapor. La cantidad de vapor inyectado, se vario desde 0,30 VP (volúmenes poroso) hasta 1,00 VP con la finalidad de hacer un barrido del volumen poroso de la celda para ver el efecto de la cantidad de vapor inyectada a la celda como se mencionó, en donde se inyectó vapor con una calidad del 80%, y donde se utilizó aislante térmico en la celda para evitar pérdidas de calor en la misma. El número de ciclo de estas pruebas y del resto fue llevado a cabo hasta que el porcentaje de recuperación fuese significativo.

En las pruebas 5, 6 y 7 se realizó el mismo barrido con vapor (80% de calidad) que en las pruebas anteriores, a diferencia que estas pruebas se llevaron a cabo con mantas aislante y se utilizaron adicionalmente mantas de calentamiento en las diferentes secciones de la celda de desplazamiento con la finalidad de compensar pérdidas de calor en la misma y así se mantuvo el frente de calentamiento del vapor.

Por último, se utilizó los resultados de la prueba óptima sin aditivo para estudiar la inyección del N_2 sobre el porcentaje de recuperación.

Como se observa en la Tabla 6, se presentan las variables y parámetros que fueron estudiados en este trabajo especial de grado.

Tabla 6. Pruebas experimentales

Prueba	Volumen poroso inyectado VP (adim.)	Fluidos inyectados	Observación
1	1,00	Vapor	Sin mantener el frente de calentamiento
2	0,75	Vapor	
3	0,50	Vapor	
4	0,30	Vapor	
5	0,75	Vapor	Manteniendo el frente de calentamiento
6	0,50	Vapor	
7	0,30	Vapor	
8	0,75	Vapor / gas nitrógeno	Sin mantener el frente de calentamiento



4. ACONDICIONAMIENTO DE LAS CELDAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO

A continuación, en la Tabla 7 se presentan las condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación de cada una de las celdas de desplazamiento.

La medición de la permeabilidad al gas se realizó en un arreglo como el mostrado en la Figura 17, en el cual se le hizo pasar diferentes caudales de gas nitrógeno y se graficó posteriormente el caudal versus la caída de presión siendo la pendiente de la recta obtenida el valor de la permeabilidad al gas (ver figuras desde la 57 a la 69).

Los valores medidos de permeabilidad al gas se encontraron entre $4,89 \cdot 10^{-12}$ y $4 \cdot 10^{-12}$ m² (4,96 y 4,06 Darcy) valores típicos encontrados y registrados en arenas, mostrando una desviación estándar de $3,16 \cdot 10^{-13}$ m² (0,32 Darcy) y un coeficiente de variabilidad de 0,10. El valor promedio de este parámetro fue de $4,38 \cdot 10^{-12}$ m² (4,44 Darcy) el cual presentó un error del 3,52% del valor suministrado de campo $4,36 \cdot 10^{-12}$ m² (4,60 Darcy), este porcentaje de error se le atribuye a errores sistemáticos en específico a errores personales de apreciación.

Tabla 7. Condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación de las celdas.

Prueba #	Φ (%)	Kg (Darcy)	Kw (Darcy)	Ko (Darcy)	So (%)	Sg (%)	Sw (%)
1	37,21	4,06	2,77	0,38	69,03	14,93	16,04
2	31,64	4,51	2,96	0,38	64,69	16,31	19,01
3	31,35	4,51	2,98	0,38	63,04	15,95	21,02
4	31,93	4,52	2,98	0,37	61,95	15,71	22,34
5	31,05	4,72	3,49	0,38	64,63	14,11	21,26
6	29,88	4,02	3,12	0,38	66,93	14,61	18,46
7	30,17	4,95	3,86	0,38	60,97	13,31	25,71
8	30,46	4,21	3,51	0,38	66,00	14,41	19,60
Teórico	30,00	4,60	-	-	59,42	13,58	27,00



Las celdas se saturaron con agua de formación y por diferencia de peso se determinó la porosidad. Es necesario señalar que se está midió la porosidad efectiva, es decir, se determinó la porosidad constituida por los poros interconectados del empaque, ya que el agua no llegaría o no se alojaría en los poros que no se encuentren interconectados entre sí. Se puede observar en la Tabla 7, que para celdas con mayor porosidad la permeabilidad al gas fue mayor, esto es coherente ya que medios porosos con mayor porosidad permitirán más permeabilidad debido a que este ejercería menor resistencia al flujo de determinado fluido. Los valores de porosidad medidos se encuentran entre 29,88 y 37,21%, similares a valores típico que se han encontrados en la literatura en cuanto a medios porosos, mostrando una desviación estándar de 2,33% y un coeficiente de variabilidad de 5,45. La media de esta medida fue de 31,71% presentando un error del 5,70% respecto al valor de 30% (valor suministrado de campo), este se le atribuye a los posibles errores sistemáticos, como se observan la mayoría de los valores están por encima del valor real por lo que se puede inferir que este error se debe a el método que se empleó para dicha medición ó a los instrumentos utilizados, estos deben ser revisados para posteriores investigaciones.

Es necesario mencionar que un parámetro importante en la permeabilidad de un fluido en determinado medio es la viscosidad, esto se evidencia en la Tabla 7, donde se observa como la permeabilidad del agua (viscosidad, 0,001 Pa.s) es menor que la permeabilidad del gas (cuya viscosidad es de $1,7 \cdot 10^{-5}$ Pa.s) y a su vez la permeabilidad del petróleo (viscosidad, 32,450 Pa.s) es menor que la del agua.

Los valores medidos de permeabilidad al agua oscilaron entre $2,73 \cdot 10^{-12}$ y $3,81 \cdot 10^{-12}$ m² (2,77 y 3,86 Darcy) y al petróleo variaron entre $3,65 \cdot 10^{-13}$ y $3,75 \cdot 10^{-13}$ m² (0,37 y 0,38 Darcy). Concordando con lo antes mencionado.

Para la permeabilidad al agua la desviación estándar fue de $3,65 \cdot 10^{-13}$ m² (0,37 Darcy) y el coeficiente de variabilidad fue de 0,14, no se posee dato de campo para este parámetro. Y para la permeabilidad al crudo tanto la desviación estándar como el coeficiente de variabilidad no fue representativo.



Es importante acotar, que las saturaciones dependen de la relación gas-petróleo (RGP) del crudo recombinado y de la porosidad de cada celda. Las desviaciones estándares de las saturaciones del crudo, del gas y agua fueron de 4,65, 1,02 y 5,66 % respectivamente, mientras los coeficientes de variabilidad calculados fueron de 21,63, 1,03 y 32,05 respectivamente.

Los errores calculados respecto a los valores de campo de la saturación de crudo, gas y agua fueron 15,12, 9,85 y 38,22% respectivamente. Como se observa los valores de las saturaciones presentaron un error considerado respecto a los valores suministrados de campo, básicamente esto se debe a que el valor suministrado de la saturación de agua es la saturación inicial que existe realmente en el yacimiento mientras que el valor que se mide a escala de laboratorio representa el valor de la saturación irreducible de agua, es decir, este es el valor mínimo de agua que pudiera existir en el yacimiento. Es por esto que los valores experimentales fueron menores al valor suministrado de campo y presentaron un error sistemático respecto a los valores reales.

En general se pudo observar que a pesar de la existencia de algunos errores sistemáticos y/o aleatorios, la metodología experimental utilizada para el acondicionamiento de la celda de desplazamiento permitió una simulación próxima a los valores de las condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación característicos del yacimiento.

5. PERFILES DE TEMPERATURAS

A continuación se presentan las gráficas de los diversos perfiles de temperaturas a lo largo de la celda de desplazamiento para los diferentes ciclos en cada una de las pruebas llevadas a cabo. En la Figura 21 se identifican las temperaturas a lo largo de la celda para mejor visualización del comportamiento de los perfiles, a cada temperatura se le asoció un color.

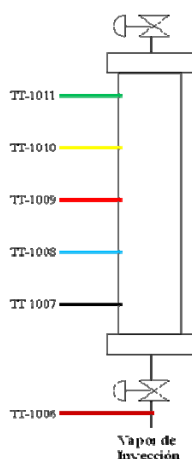


Figura 21. Temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento

5.1. Perfiles de temperatura Prueba 1

A continuación en la figura 22, se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda para el primer ciclo de inyección. En esta prueba se inyectó un volumen poroso de agua en forma de vapor con una calidad del 80% a una tasa de 0,50 mL/min.

Se puede observar en la figura 22, que la temperatura del punto T-1007 llegó a 163°C, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento censada mediante T-1006. Esto se debe a las pérdidas de calor previstas por el modelo. Adicionalmente, se observa como a lo largo de la celda las temperaturas se incrementan simultáneamente, aunque proporcionalmente diferente. Esto a pesar que el vapor no había llegado a algunas zonas de la celda, también se observa como desde el inicio de la prueba todas las temperaturas comenzaron a incrementarse sin que el vapor inundara todas las zonas de la celda. Esto se le atribuyó al fenómeno de transferencia de calor por conducción. Se sabe que la arena en la celda de desplazamiento y los fluidos contenidos en ésta (agua, crudo y gas) poseen un determinado coeficiente de transferencia de calor, que no es más que la magnitud de su capacidad para transferir calor. Esto implica que el calor se transmitió por conducción de forma longitudinal a lo largo de la celda, sin que el vapor llegara a ciertas zonas.

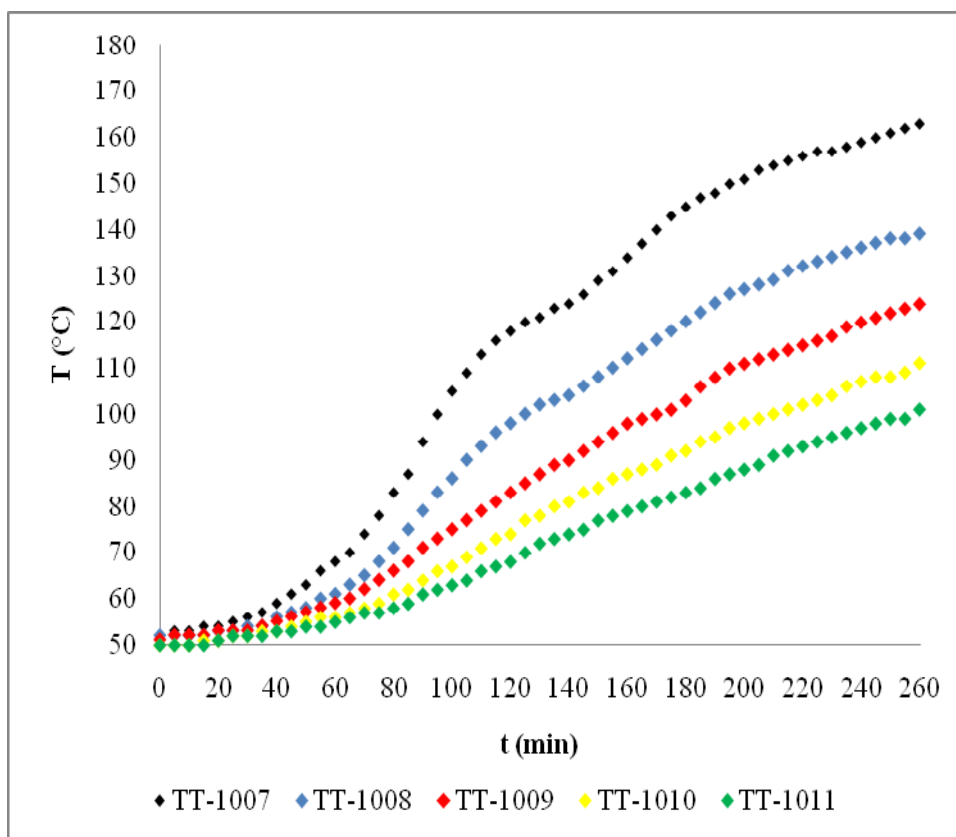


Figura 22. Perfil de temperatura Prueba 1 (1er Ciclo)

Adicionalmente, en la figura 22 se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento, como se puede apreciar para 260 minutos el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 24°C, y de 16, 13 y 10°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 63°C. Esta disminución del gradiente de temperatura se le atribuye a que el flujo de calor disminuye a lo largo de la celda debido a las pérdidas existentes de calor de forma radial y longitudinal.

A continuación en la figura 23, se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda para el segundo ciclo de inyección. En esta prueba se inyectó al igual que en el primer ciclo un volumen poroso de agua en forma de vapor con una calidad del 80% a una tasa de inyección de 0,50 mL/min.

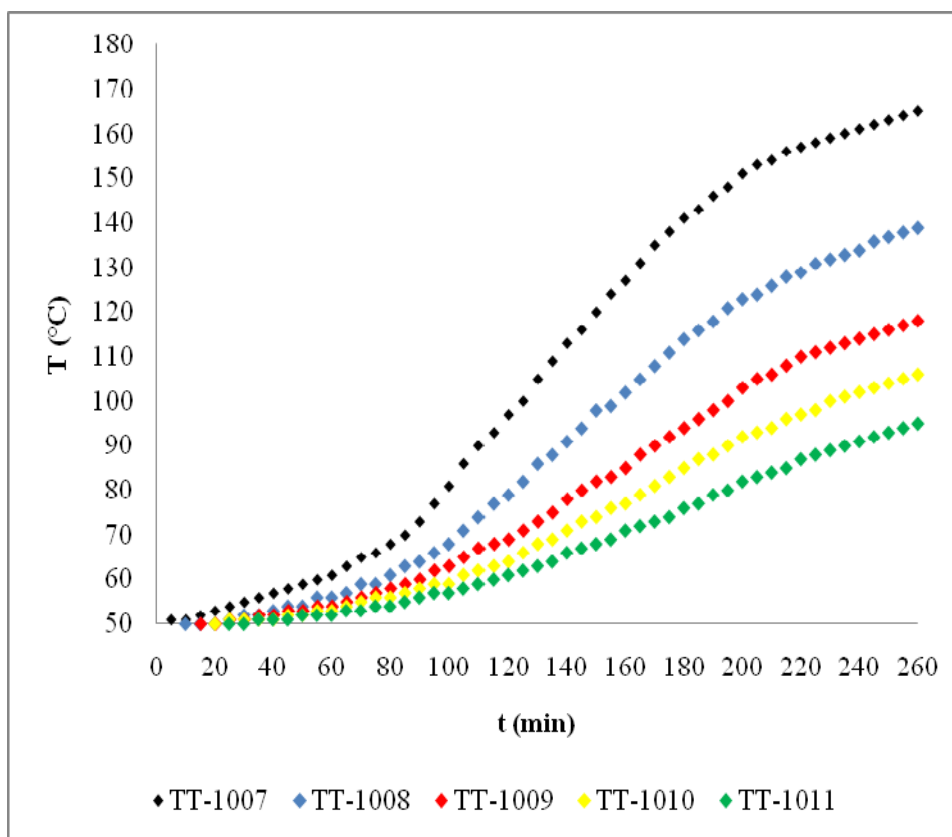


Figura 23. Perfil de temperatura Prueba 1 (2do Ciclo)

Se puede observar en la figura 23, que la temperatura del punto T-1007 llegó a 165°C, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento. Esto se debe a las pérdidas de calor del modelo. Adicionalmente, se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento, como se puede apreciar para 260 minutos el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 26°C, y de 20, 13 y 11°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 70°C.

A continuación en la figura 24, se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda para el tercer ciclo de inyección. En esta prueba se inyectó al igual que en el primer ciclo un volumen poroso de agua en forma de vapor con una calidad del 80% a una tasa de inyección de 0,50 mL/min.

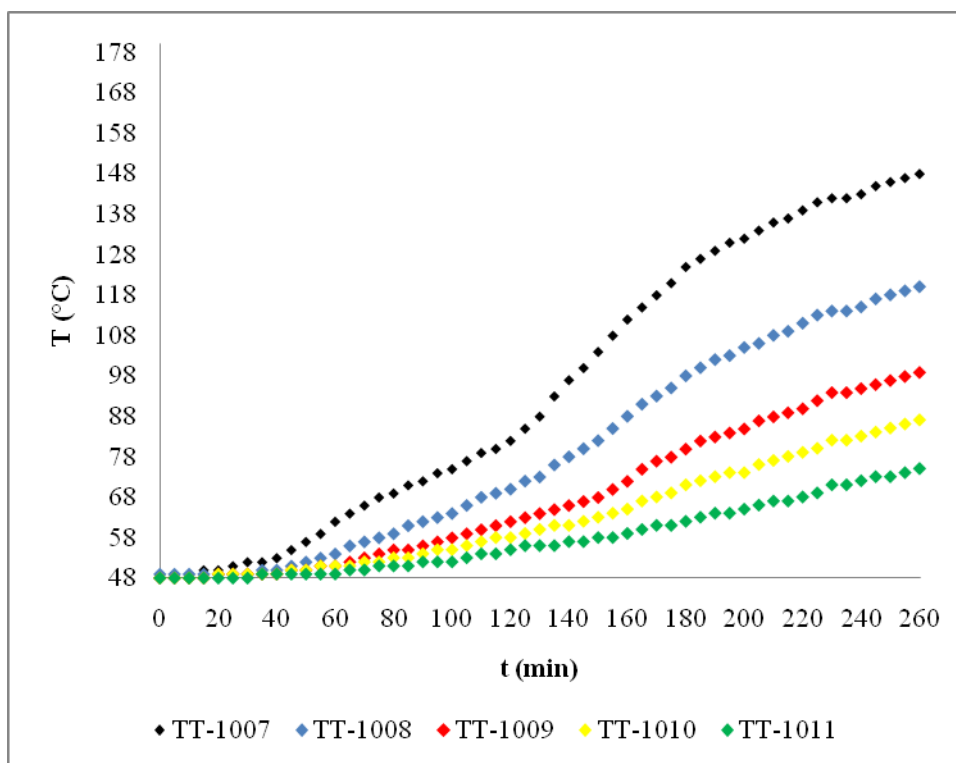


Figura 24. Perfil de temperatura Prueba 1 (3er Ciclo)

Se puede observar en la figura 24, que la temperatura del punto T-1007 llegó a 148°C, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento. Esto se debe a las pérdidas de calor del modelo. Adicionalmente, se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento, como se puede apreciar para 260 minutos el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 28°C, y de 20, 13 y 12°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 73°C.

Comparando las figuras 22, 23 y 24 se pueden observar algunas variaciones en los valores de temperaturas entre cada ciclo llevado a cabo, realmente no existe un patrón de comportamiento, sin embargo más adelante se determinaron los coeficientes de variación con la finalidad de observar si esta pequeña variación son causa del equipo o de los posibles fenómenos que puedan ocurrir en el interior de la celda. Sin embargo, se observar un comportamiento en los gradientes de temperatura a lo largo



de la celda. Se observa que a medida que pasan los ciclos el gradiente de temperatura total aumenta, siendo estos 63, 70 y 73°C para el primer, segundo y tercer ciclo respectivamente. Esto se le debe a que después de la primera inyección la saturación de agua en la celda aumenta disminuyendo la cantidad de petróleo y gas en la celda, por ende el coeficiente de transferencia de calor de la celda aumenta también, permitiendo una mayor transferencia de calor en la celda.

5.2. Perfiles de temperatura Prueba 2

A continuación en las figuras 25, 26 y 27 se muestran los perfiles de temperatura para cada uno de los ciclos a lo largo de la celda de desplazamiento obtenidos al inyectar 75% del volumen poroso a un flujo de 0,50 mL/min. Al igual que la prueba anterior en este se inyectó el vapor con una calidad del 80%. Esta prueba constó de tres (3) ciclos de inyección, ya que en el tercer ciclo la producción de petróleo fue insignificante.

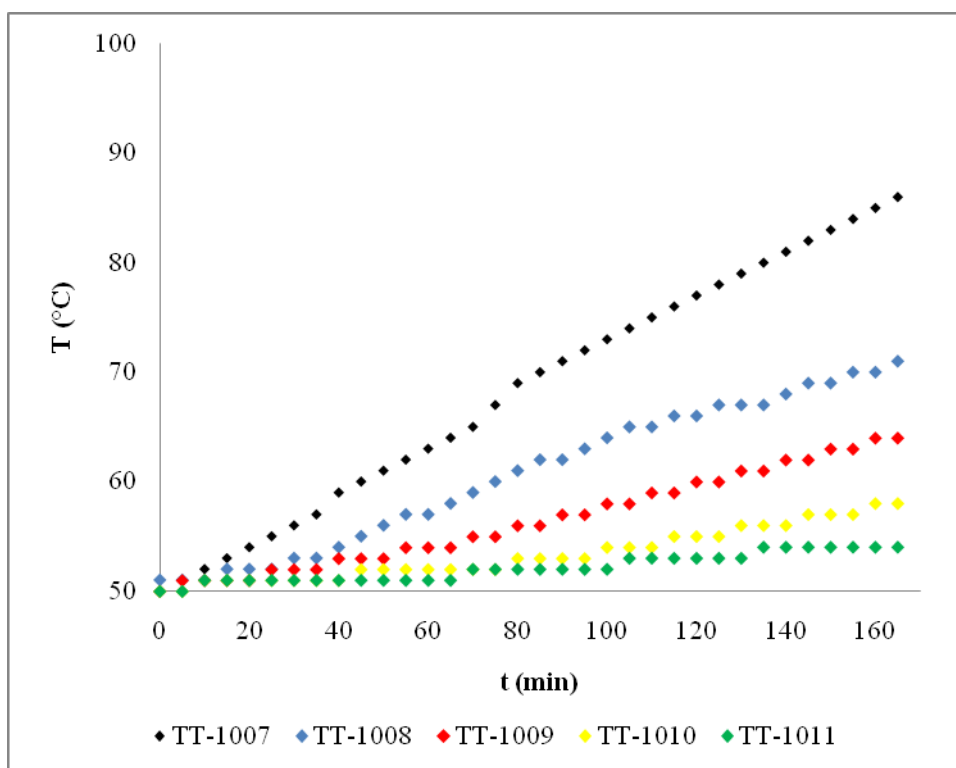


Figura 25. Perfil de temperatura Prueba 2 (1er Ciclo)

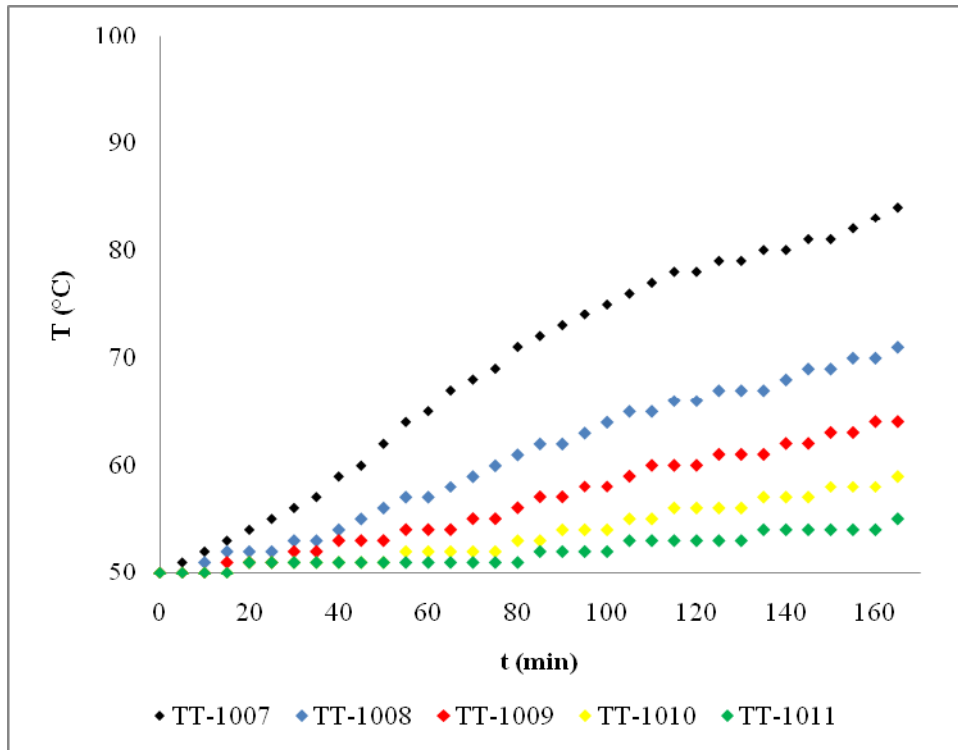


Figura 26. Perfil de temperatura Prueba 2 (2do Ciclo)

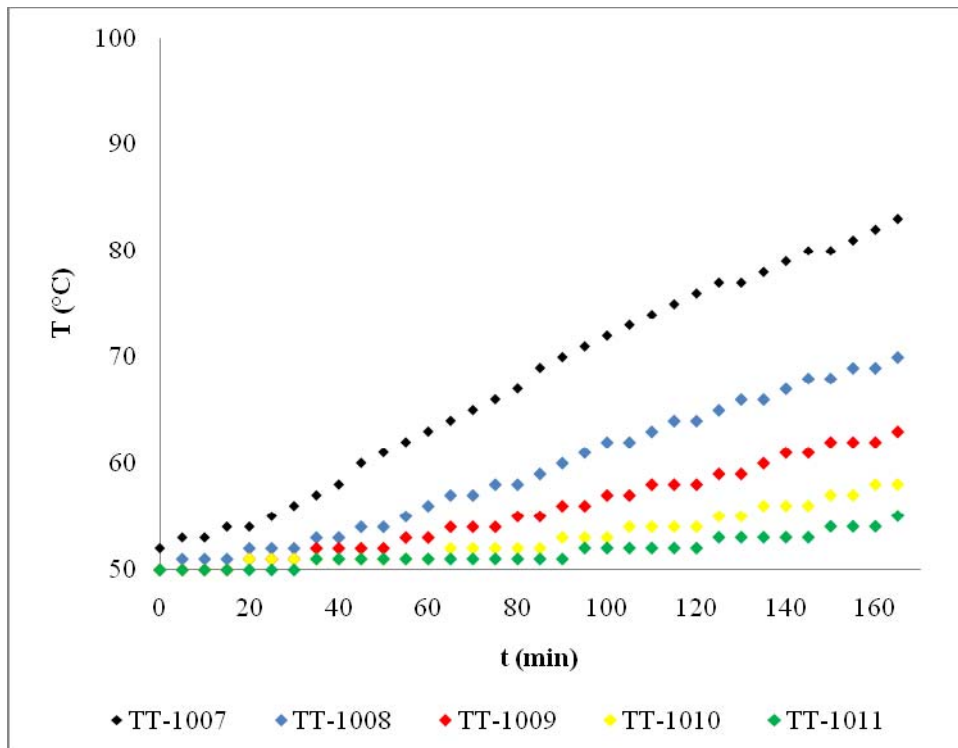


Figura 27. Perfil de temperatura Prueba 2 (3er Ciclo)



Se puede observar en las figuras 25, 26, y 27 que la temperatura del punto T-1007 llegó a 86, 84 y 83°C en el primer, segundo y tercer ciclo respectivamente, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento. Esto se debe a las pérdidas de calor del modelo. Adicionalmente, se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento.

En el primer ciclo, se observa que para el minuto 165, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 15°C, y de 7, 6 y 4°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 32°C.

Mientras que en el segundo ciclo como se muestra en la figura 26, se observa que para el minuto 165, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 13°C, y de 7, 5 y 4°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 29°C.

Para el tercer ciclo como se observa en la figura 27, a los 165 minutos comenzada la prueba, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 13°C, y de 7, 5 y 3°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 28°C. En esta prueba se puede observar un comportamiento similar en cada uno de los ciclos llevados a cabo.

5.3. Perfiles de temperatura Prueba 3

A continuación en las figuras 28 y 29 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento para cada uno de los ciclos llevados a cabo. Esta prueba constó de 2 ciclos, ya que una de las válvulas presento fallas operacionales y no permitió cerrarla. En esta prueba se inyectó 50% del volumen poroso de agua con una calidad de 80% a un flujo de 0,50 mL/min.

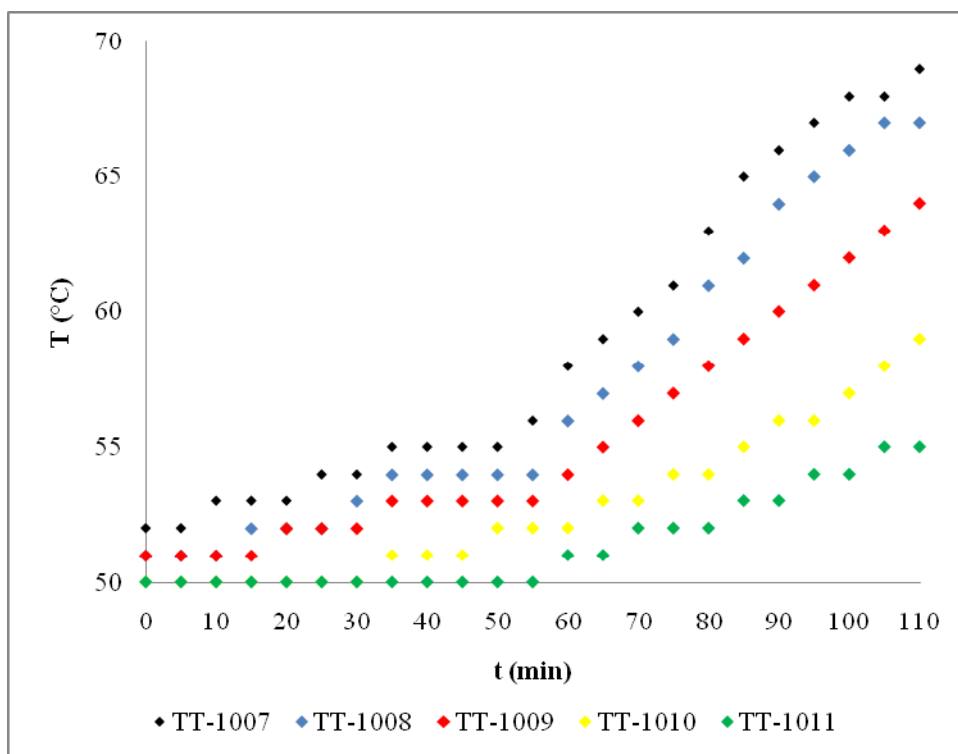


Figura 28. Perfil de temperaturas Prueba 3 (1er Ciclo)

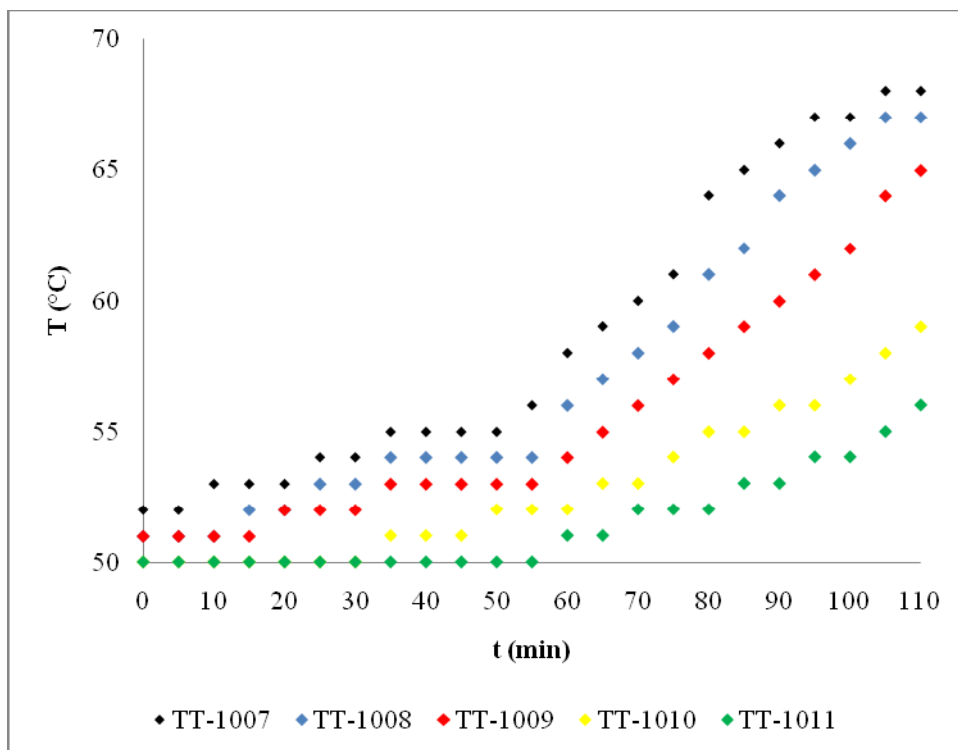


Figura 29. Perfil de temperatura Prueba 3 (2do Ciclo)



Se puede observar en las figuras 28 y 29 que la temperatura del punto T-1007 llegó a 69 y 68°C en el primer y segundo ciclo respectivamente, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento. Esto se debe a las pérdidas de calor del modelo. Adicionalmente, se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento.

5.4. Perfiles de temperatura Prueba 4

A continuación en las figuras 30, 31 y 32 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento para cada uno de los ciclos llevados a cabo. Esta prueba constó de 3 ciclos, ya que en el tercer ciclo no se observó mayor recobro. En esta prueba se inyectó 30% del volumen poroso de agua en forma de vapor con una calidad del 80% a un flujo de 0,50 mL/min.

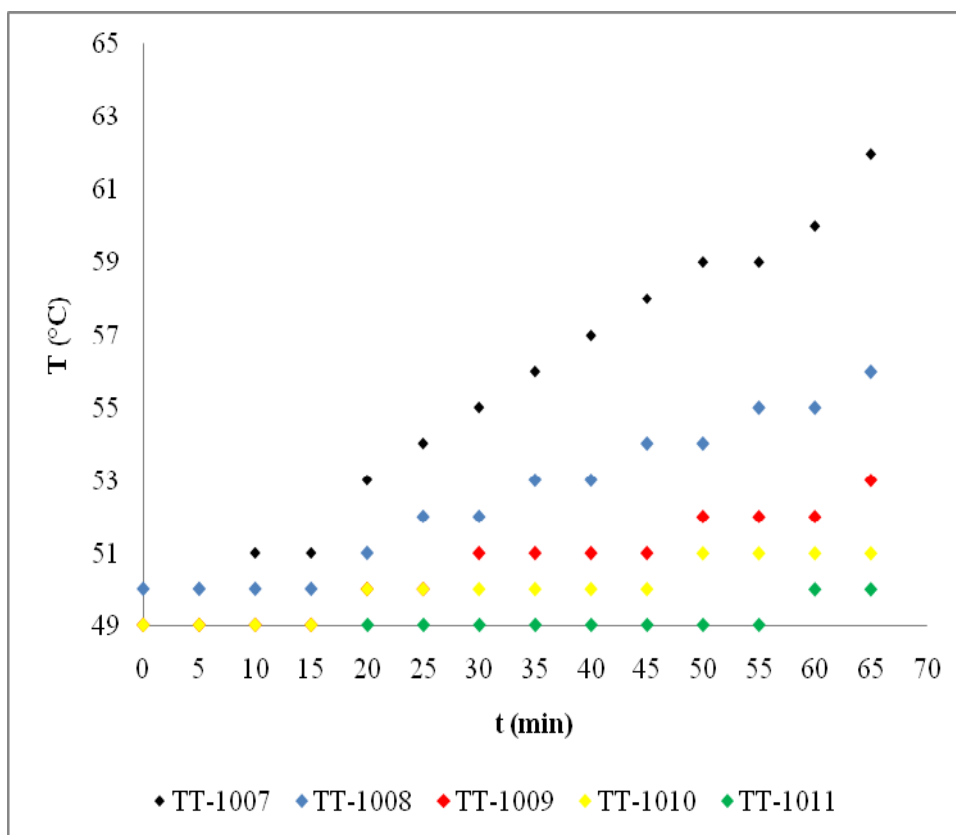


Figura 30. Perfil de temperatura Prueba 4 (1er Ciclo)

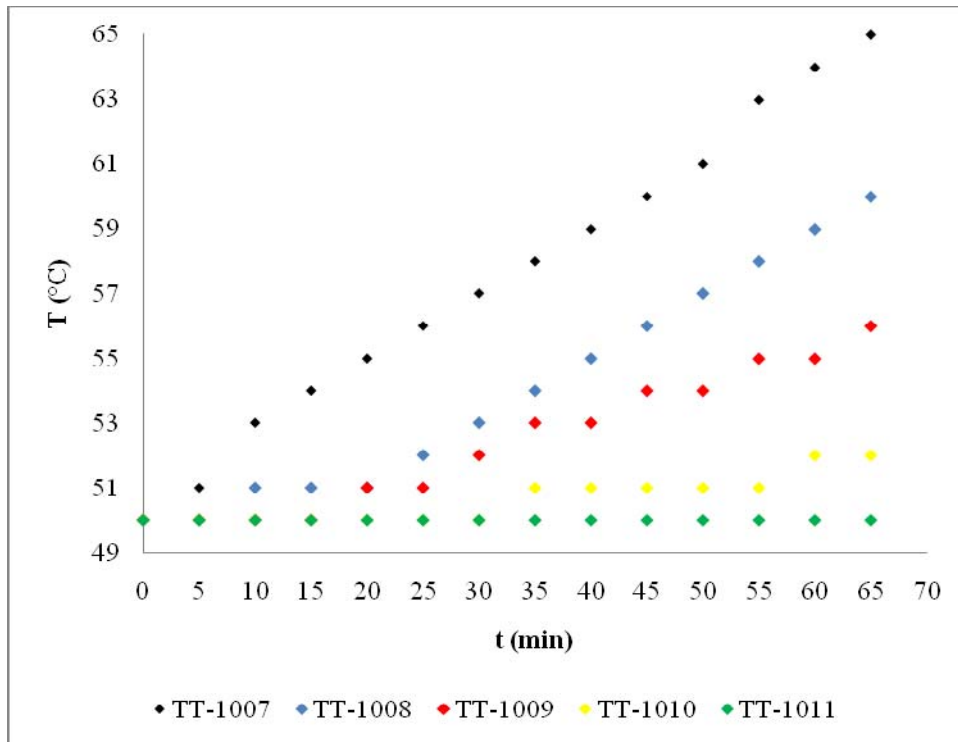


Figura 31. Perfil de temperatura Prueba 4 (2do Ciclo)

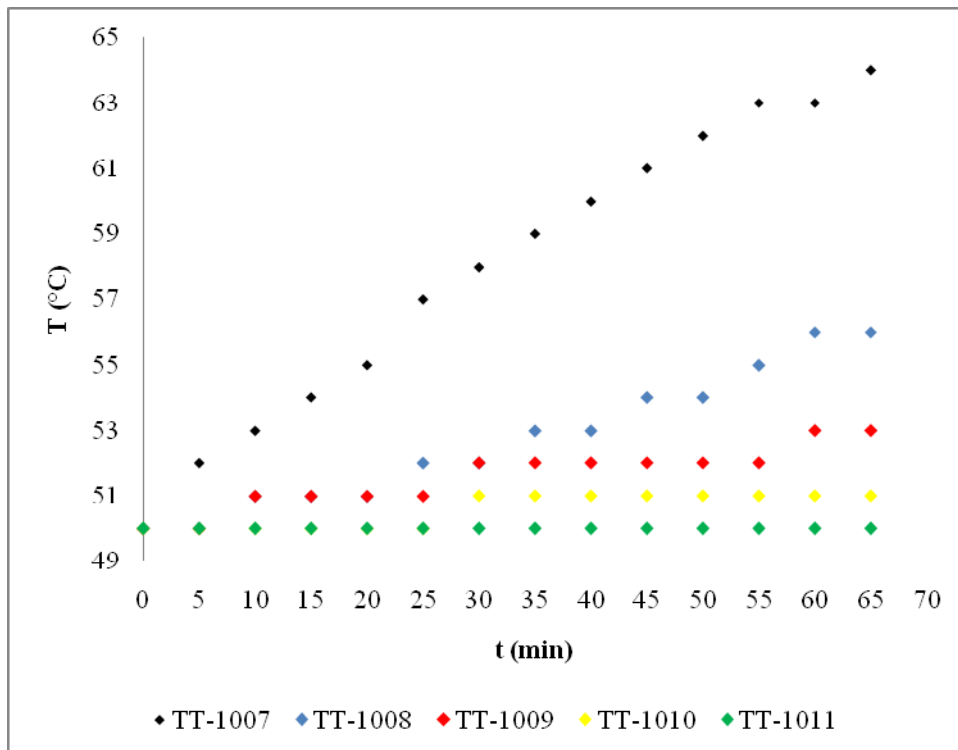


Figura 32. Perfil de temperatura Prueba 4 (3er Ciclo)



Se puede observar en las figuras 30, 31, y 32 que la temperatura del punto T-1007 llegó a 62, 65 y 64°C en el primer, segundo y tercer ciclo respectivamente, a pesar que el vapor que se inyectó poseía una temperatura de 298°C a la entrada de la celda de desplazamiento. Esto se debe a las pérdidas de calor del modelo. Adicionalmente, se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento.

En el primer ciclo, se observa que para el minuto 65, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 6°C, y de 3, 2 y 1°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 12°C.

Mientras que en el segundo ciclo como se muestra en la figura 31, se observa que para el minuto 65, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 5°C, y de 4, 4 y 2°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 15°C.

Para el tercer ciclo como se observa en la figura 32, a los 65 minutos comenzada la prueba, el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 8°C, y de 3, 2 y 1°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 14°C. En esta prueba se puede observar un comportamiento similar en cada uno de los ciclos llevados a cabo.

De las pruebas 1, 2, 3 y 4 se puede observar como los perfiles de temperatura muestran reproducibilidad, tomando el valor de la temperatura a los 65 min de empezada la inyección, en el primer ciclo las temperaturas en la termocupla T-1007 fueron de 70, 64, 59 y 65°C respectivamente mostrando una desviación estándar de 4,51 °C, en el segundo ciclo fueron 63, 67, 59 y 65°C respectivamente mostrando una desviación estándar de 3,42 °C, y para el tercer ciclo en todas las pruebas fue de 64°C por lo que la desviación estándar no fue representativa. Estos valores permiten decir que los perfiles de temperatura muestran cierto patrón y reproducibilidad.



5.5. Perfiles de temperatura Prueba 5

A continuación, en las figuras 33, 34 y 35 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento obtenidos al inyectar 75 % del volumen poroso a un flujo de 0,272 mL/min. Esta prueba consistió en tres 3 ciclos, ya que en el tercer ciclo la cantidad de petróleo recuperado fue insignificante. En esta prueba se mantuvo el frente de calentamiento mediante una manta de calentamiento con la finalidad de reducir las pérdidas de calor al ambiente, la cual a medida que el vapor iba calentando la arena, las mantas se iban calentando a la temperatura del frente en dicha zona, para esto la celda estaba envuelta en 3 mantas de calentamiento divididas en tres zonas.

Se dispuso de un sistema de control capaz de compensar las pérdidas de calor a través de la celda y mantener el frente del vapor.

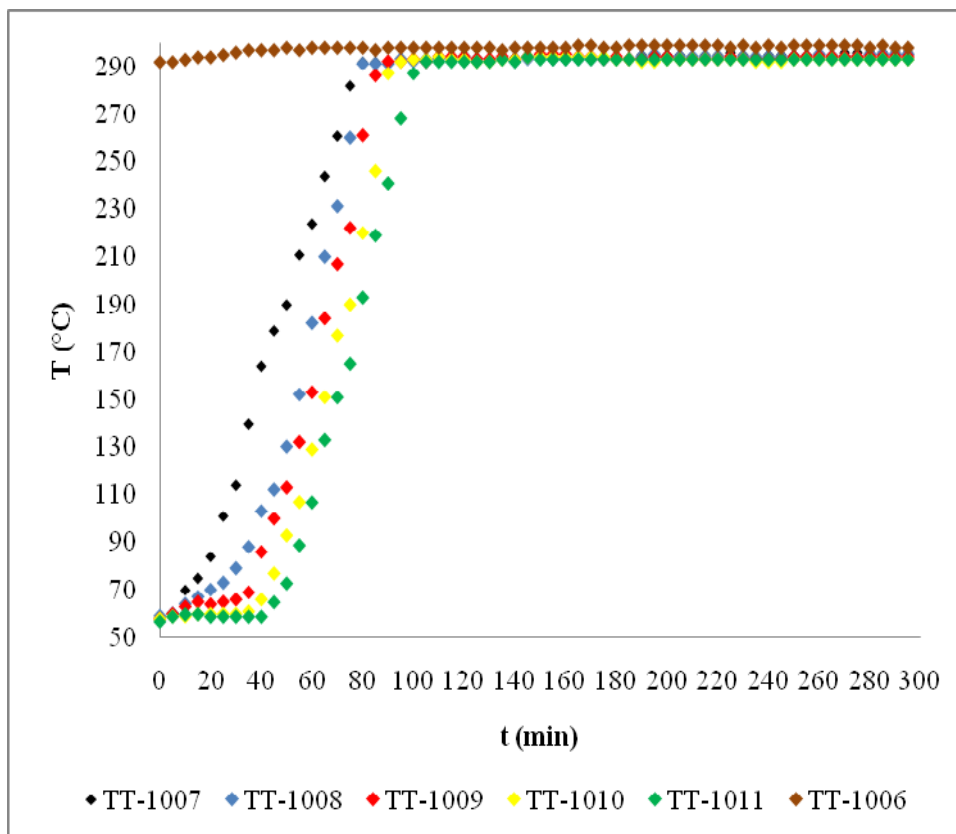


Figura 33. Perfil de temperatura Prueba 5 (1er Ciclo)

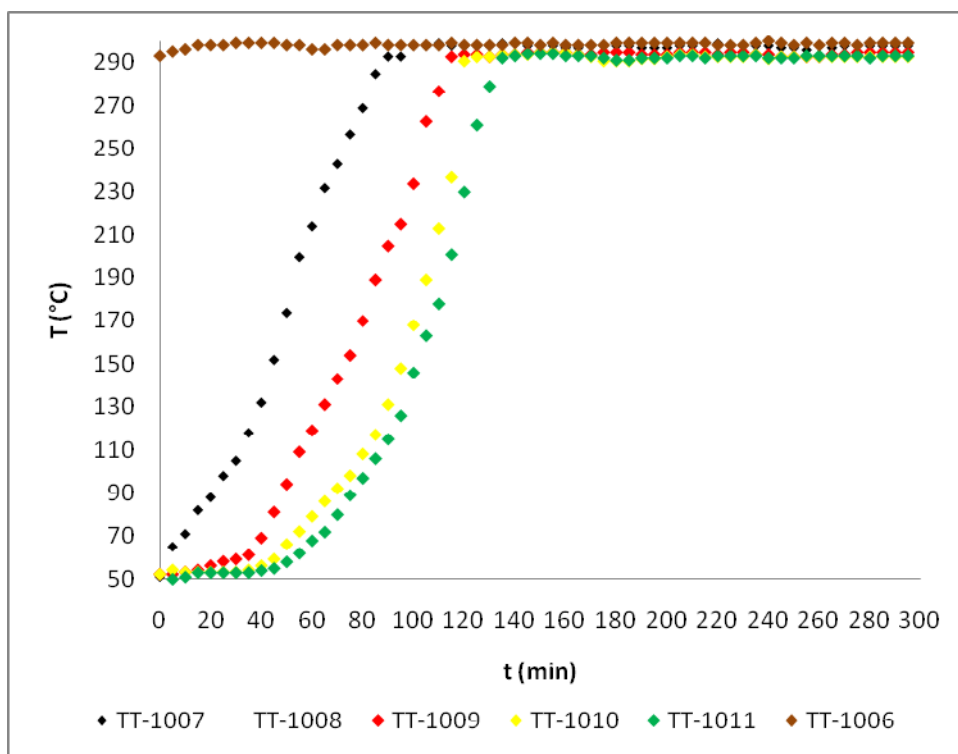


Figura 34. Perfil de temperatura Prueba 5 (2do Ciclo)

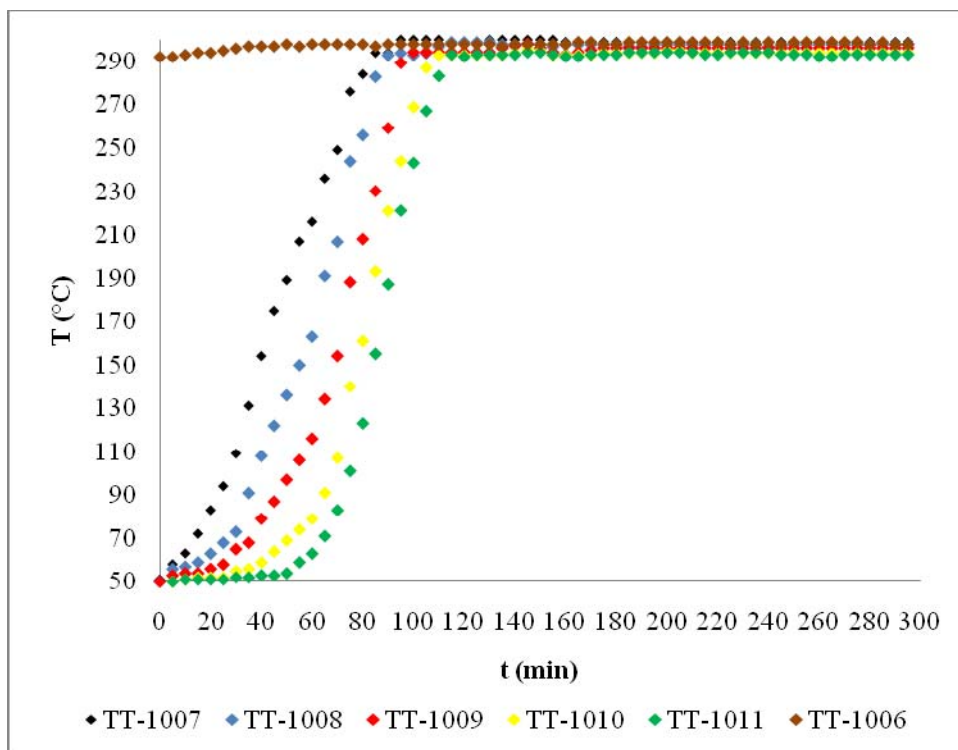


Figura 35. Perfil de temperatura Prueba 5 (3er Ciclo)



Como se observa en las figuras 33, 34 y 35, se pudo alcanzar una temperatura de 298°C que en teoría el vapor debía transferir su energía a los fluidos (agua de formación y crudo) contenidos en la celda con la finalidad de disminuir la viscosidad al crudo y a su vez esto permitiera aumentar la movilidad al crudo para que este pudiera extraerse o producirse con mayor facilidad.

Al igual que en los casos anteriores, las temperaturas fueron incrementándose progresivamente una tras otra, esto debido a los fenómenos de transferencia de calor. Adicionalmente, se observó que después de cierto punto todas las temperaturas llegan a un estado de equilibrio, en el cual todo el sistema (la celda de desplazamiento) se encuentra a temperatura constante. Como se observa en la figura 33, la temperatura se estabilizó a los 105 minutos aproximadamente, mientras que para el segundo ciclo se requirió de aproximadamente 130 minutos y por último en el tercer ciclo pasaron 115 minutos para que se estabilizara la temperatura en toda la celda. Con los resultados obtenidos se observa el requerimiento de obtener un sistema de adquisición de datos que permita tomar una data de los resultados en intervalos de menor tiempo, de tal forma que permita una mejor visualización del comportamiento de la temperatura a lo largo del tiempo.

5.6. Perfiles de temperatura Prueba 6

A continuación, en las figuras 36, 37 y 38 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento obtenidos al inyectar 75 % del volumen poroso a un flujo de 0,272 mL/min. Esta prueba consistió en tres 3 ciclos, ya que en el tercer ciclo la cantidad de petróleo recuperado fue insignificante. En esta prueba se mantuvo el frente de calentamiento mediante una manta de calentamiento con la finalidad de reducir las pérdidas de calor al ambiente, la cual a medida que el vapor iba calentando la arena, las mantas se iban calentando a la temperatura del frente en dicha zona, para esto la celda estaba envuelta en 3 mantas de calentamiento divididas en tres zonas.

Se dispuso de un sistema de control capaz de compensar las pérdidas de calor a través de la celda y mantener el frente del vapor.

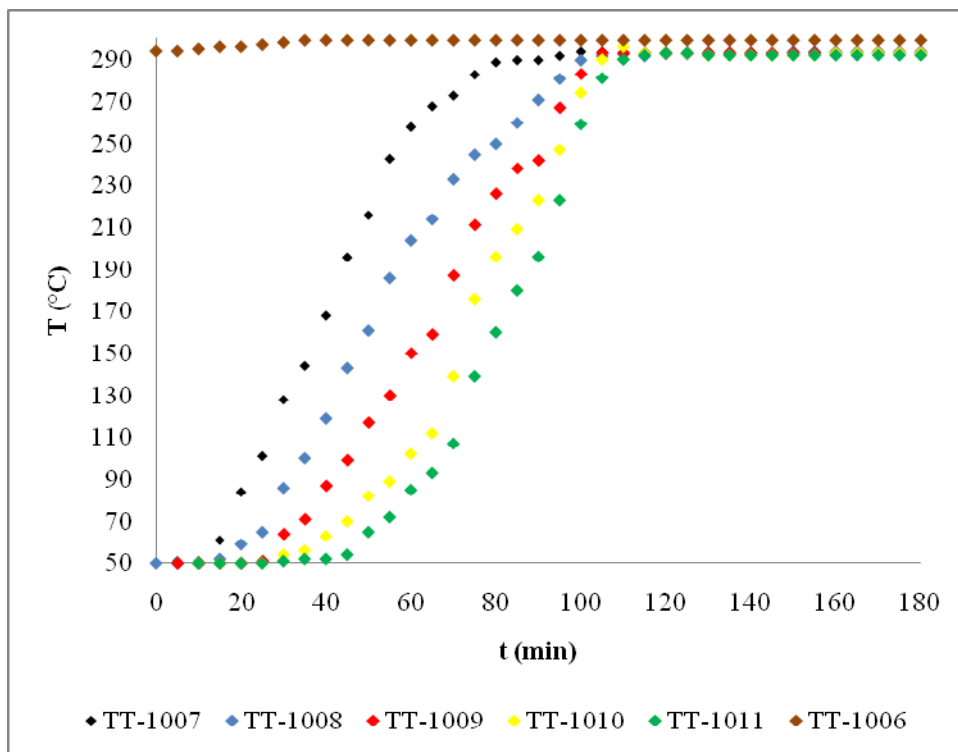


Figura 36. Perfil de temperatura Prueba 6 (1er Ciclo)

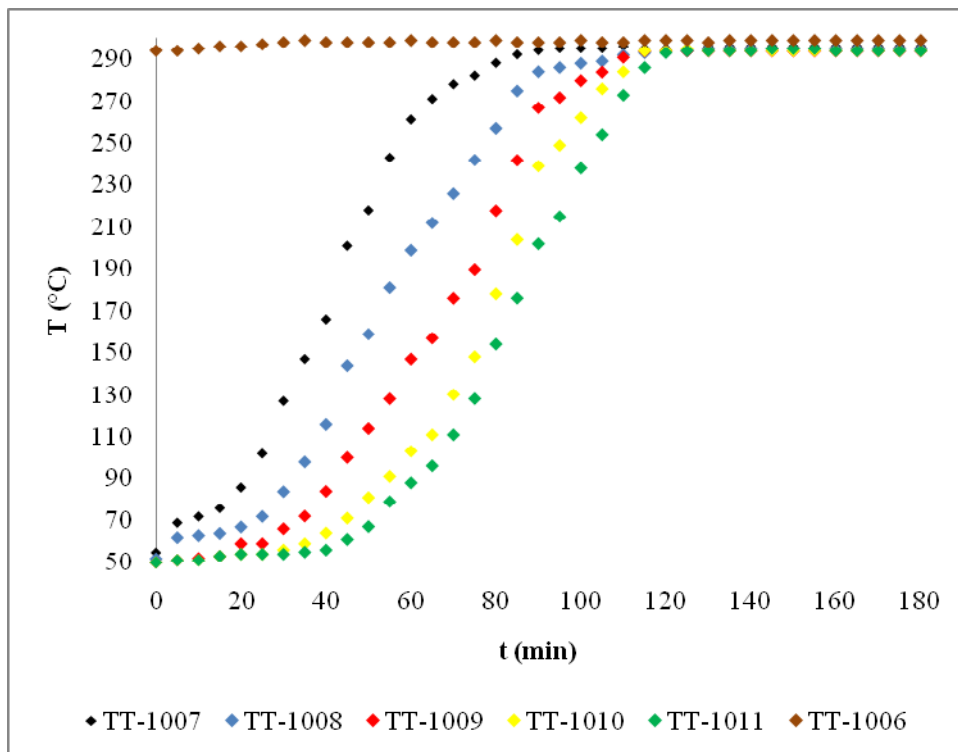


Figura 37. Perfil de temperatura Prueba 6 (2do Ciclo)

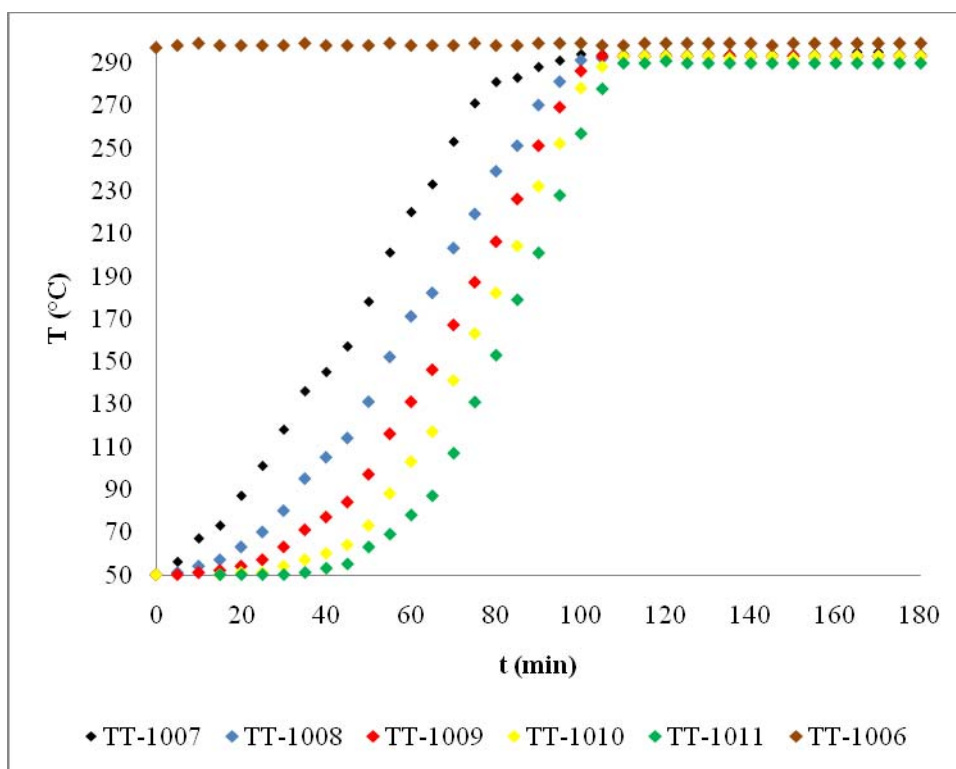


Figura 38. Perfil de temperatura Prueba 6 (3er Ciclo)

Al igual que en los casos anteriores, las temperaturas fueron incrementándose progresivamente una tras otra, esto debido a los fenómenos de transferencia de calor. Adicionalmente, se observó que después de cierto punto todas las temperaturas llegan a un estado de equilibrio, en el cual todo el sistema (la celda de desplazamiento) se encuentra a temperatura constante. Como se observa en la figura 36, la temperatura se estabilizó a los 115 minutos aproximadamente, mientras que para el segundo ciclo se requirió de aproximadamente 120 minutos y por último en el tercer ciclo pasaron 110 minutos para que se estabilizara la temperatura en toda la celda. Cuyos tiempos son similares a los de la prueba anterior.

5.7. Perfiles de temperatura Prueba 7

A continuación las figuras 39, 40, y 41 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento obtenidos al inyectar 30% del volumen poroso a un flujo de 0,272 mL/min.

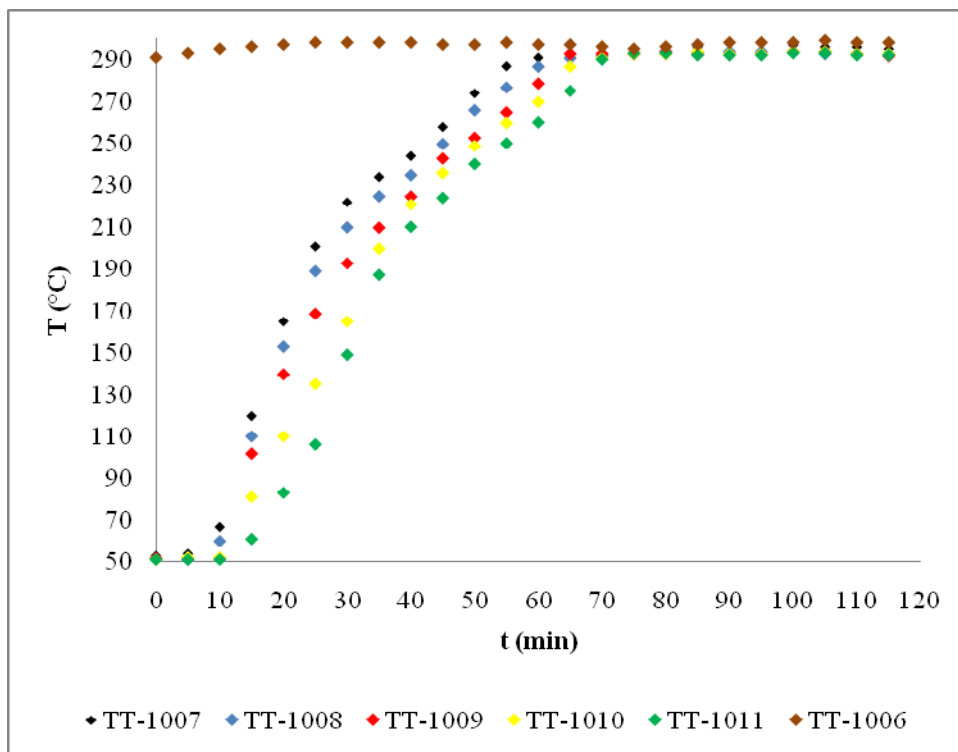


Figura 39. Perfil de temperatura Prueba 7 (1er Ciclo)

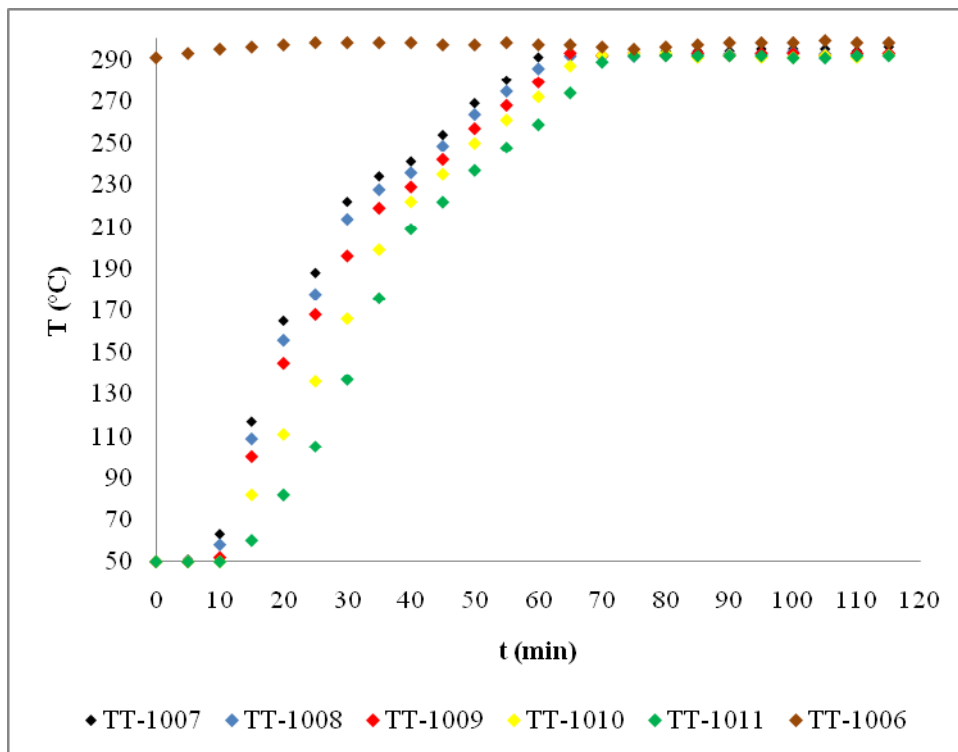


Figura 40. Perfil de temperatura Prueba 7 (2do Ciclo)

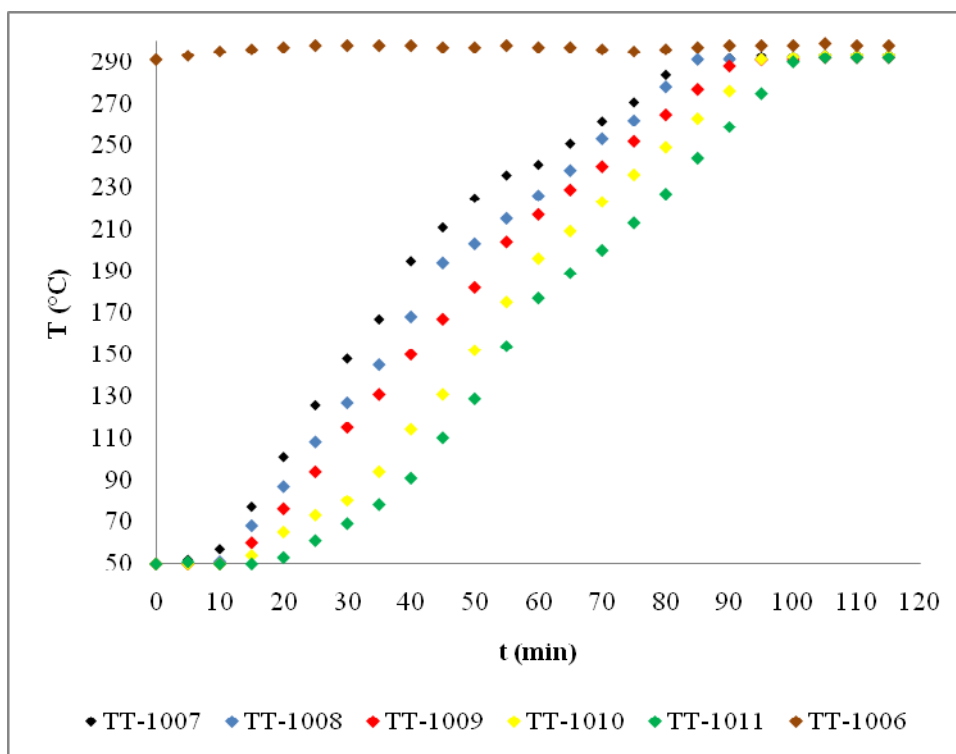


Figura 41. Perfil de temperatura Prueba 7 (3erCiclo)

Al igual que en la prueba 5, en las pruebas 6 y 7 se mantuvo el frente de calentamiento del vapor con una manta con la finalidad de contrarrestar las pérdidas de calor al medio ambiente. En estas tres pruebas, se alcanzó y se estabilizó la temperatura en aproximadamente 298°C. Posteriormente se observaron y compararon los porcentajes de recobro en las pruebas realizadas sin las mantas de calentamientos.

5.8. Perfiles de temperatura Prueba 8

A continuación en las figuras 42, 43 y 44 se muestran los perfiles de temperatura a lo largo de la celda de desplazamiento obtenidos al inyectar 75% del volumen poroso de vapor a un flujo de 0,50 mL/min (condiciones de la prueba en blanco más óptima realizada), simultáneamente se inyectó gas nitrógeno a una relación de 0,5 el volumen de vapor lo que equivale aproximadamente 34 cm³ de gas nitrógeno. Esta prueba consistió en tres 3 ciclos, ya que en el tercer ciclo la cantidad de petróleo recuperado fue insignificante. En esta prueba no se mantuvo el frente de calentamiento mediante las mantas de calentamiento.

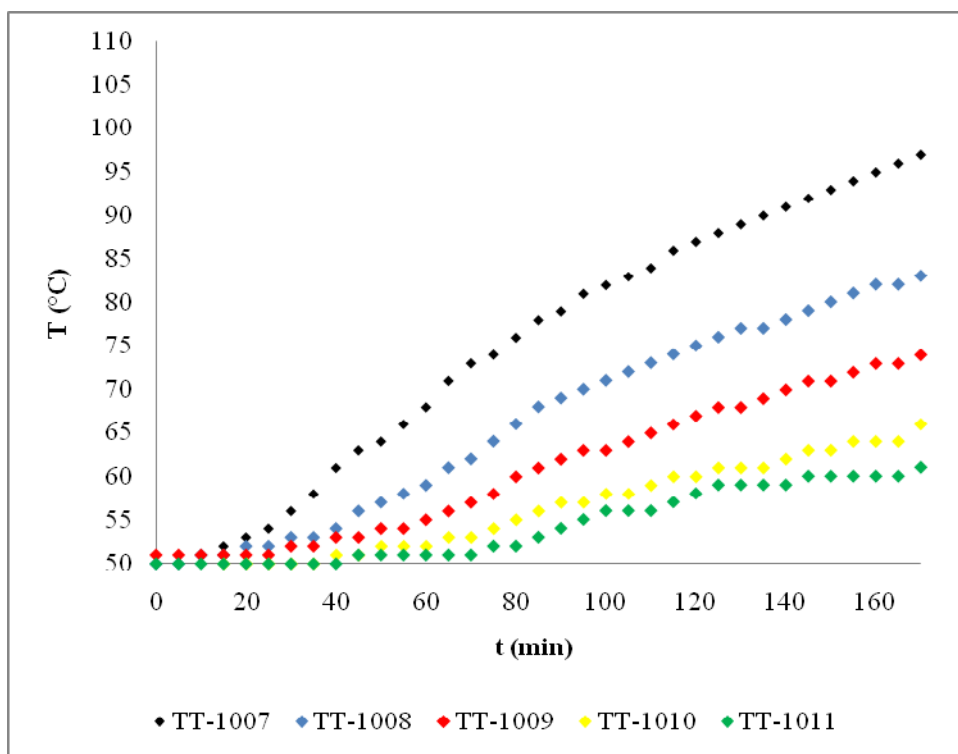


Figura 42. Perfil de temperatura Prueba 8 (1er Ciclo)

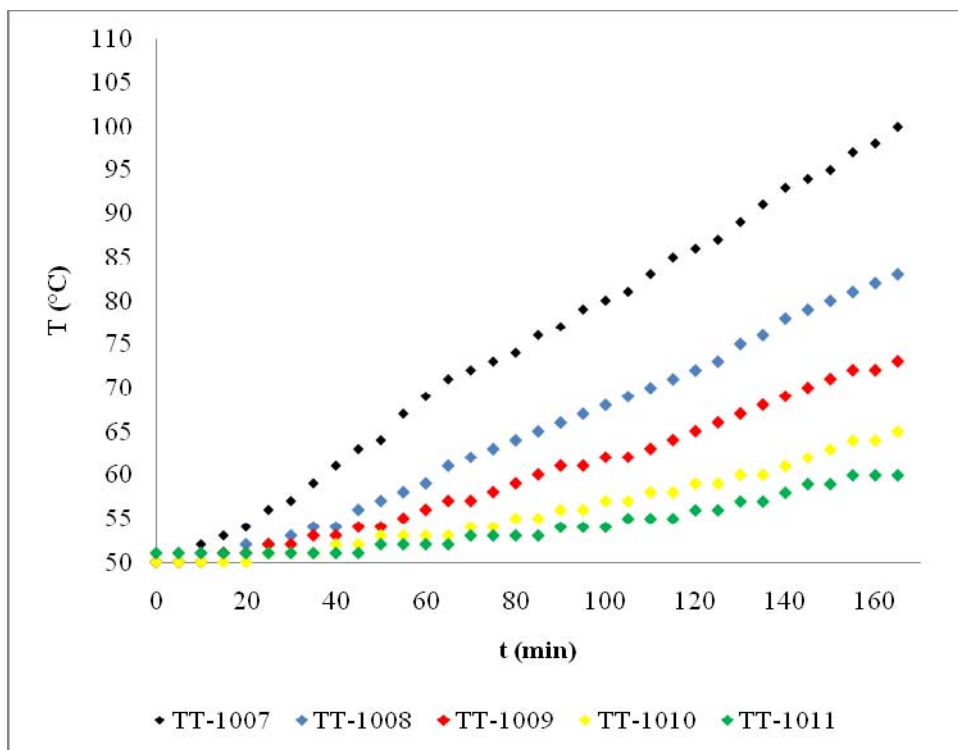


Figura 43. Perfil de temperatura Prueba 8 (2do Ciclo)

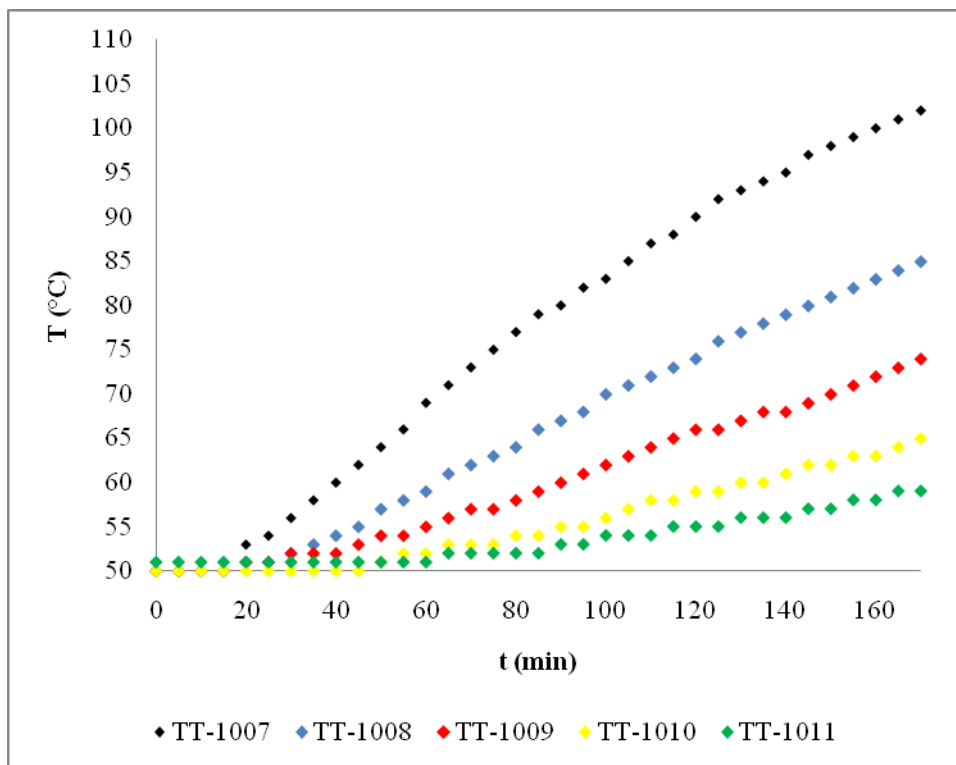


Figura 44. Perfil de temperatura Prueba 8 (3er Ciclo)

Como se observa en las figuras 42, 43 y 44, las temperaturas alcanzaron aproximadamente 100°C a diferencia de la prueba 2 que la misma consiguió alcanzar solamente los 85°C. Para el primer ciclo la temperatura alcanzada para T-1007 fue de 97°C y de 100 y 102°C para el segundo y tercer ciclo respectivamente.

Adicionalmente, se observó que las temperaturas a lo largo de toda la celda se incrementaron con mayor rapidez que en la prueba 2, en la cual se inyectó la misma cantidad de vapor y bajo el mismo patrón operacional (es decir, no se mantuvo el frente de calentamiento). Esto nos indicó como el gas nitrógeno ayudó a abrir pequeños caminos preferencial por donde el vapor húmedo inyectado fluyó con mayor facilidad, permitiendo que este abarcase en menor tiempo mayor radio de calentamiento. Adicionalmente, el nitrógeno al transferir calor al medio poroso y este por ser un fluido compresible disminuirá la presión parcial del mismo permitiendo que el agua de inyección se expanda manteniendo así hasta cierto punto la coexistencia de las dos fases vapor y agua líquida, es decir, el vapor húmedo estaría transmitiendo calor latente que a diferencia de calor sensible el cual se transfiriera si



el agua condensara totalmente dando lugar a una reducción temprana de la temperatura del vapor, disminuyendo el gradiente de temperatura y a su vez el flujo de calor hacia el medio poroso.

Adicionalmente, en la figura 42 se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento, como se puede apreciar para 170 minutos el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 14°C, y de 9, 8 y 5°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 36°C. Esta disminución del gradiente de temperatura se le atribuye a que el flujo de calor disminuye a lo largo de la celda debido a las pérdidas existentes de calor de forma radial y longitudinal. En la figura 43 también se observa como el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda de desplazamiento para el segundo ciclo, como se puede apreciar para 170 minutos el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1008 fue de 17°C, y de 10, 8 y 5°C entre T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente, en total el gradiente de temperatura entre T-1007 y T-1011 fue de 40°C. Por último, en la figura 44 se observa el gradiente de temperaturas a lo largo de la celda para el tercer ciclo a los 170 minutos de empezada la prueba, este fue de 17, 11 9 y 6 para las temperaturas entre T-1007 y T-1008, T-1008 - T-1009, T-1009 - T-1010 y T-1010 - T-1011 respectivamente.

En la próxima sección se mostraran el porcentaje de recuperación obtenido en cada una de las pruebas mencionadas anteriormente. Esta variable conocida como porcentaje de recuperación muestra desde otro punto de vista el aumento de la cantidad de vapor inyectado a la celda de desplazamiento, que desde el punto de vista económico es una de las variables más importantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo a nivel de campo.

6. PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN

A continuación, en la Figura 45 se muestra un gráfico con los porcentajes de recuperación en cada una de las pruebas llevas a cabo.

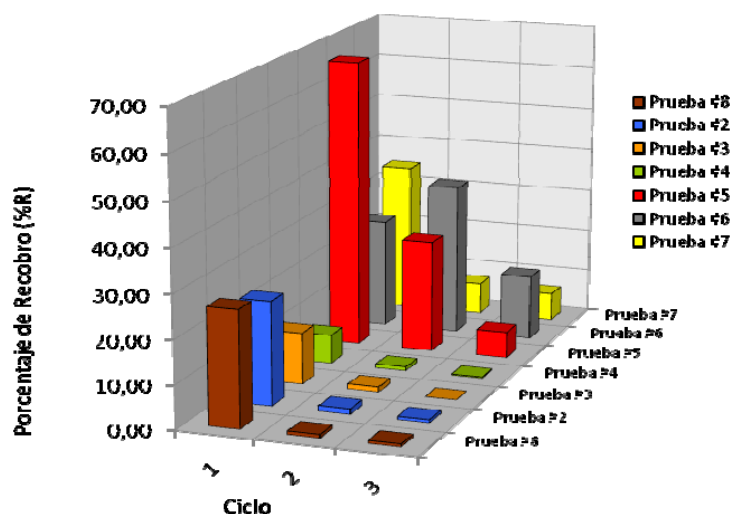


Figura 45. Porcentajes de recuperación

Como se observa en la Figura 45, las pruebas en las que se obtuvo mayor recuperación fueron las que se llevaron a cabo con el frente de calentamiento, obteniendo una recuperación total de 98,84% del contenido de petróleo inicial cuando se inyectó 75% del volumen poroso, 75,53% cuando se inyectó 50% del volumen poroso y 48,50% cuando se inyectó 30% del volumen poroso. Esto se debe a que al incrementar la temperatura del petróleo en sitio a 298°C aproximadamente su movilidad aumenta drásticamente, permitiendo a su vez mayor recuperación. Hay que acotar el hecho que en el medio poroso se mantenga el vapor, es una idealidad y más aun que se mantenga el vapor en todo el frente de calentamiento, ya que parte de este debe condensar por el hecho que está cediendo su energía en forma de calor.

Adicionalmente, se puede observar como el porcentaje recuperado disminuye a medida que se van realizando cada ciclo. Esto ocurrió en todas las pruebas a excepción de la prueba 6, en donde se le atribuye a algún error operacional que no se pudo determinar.

Observando nuevamente la Figura 45, específicamente las pruebas 2, 3 y 4 podemos darnos cuenta que la recuperación aumenta a medida que se incrementó la cantidad de vapor inyectado. Los valores de recuperación total obtenidos para estas 3 pruebas son 25,72%, 13,00% y 7,86% del contenido de petróleo inicial respectivamente. A su vez,



en estas tres pruebas se evidenció como la recuperación disminuye a medida que se realizan más ciclos.

Por último en la Figura 45, podemos comparar la prueba 2 y 8, en las cuales se inyectó la misma cantidad de vapor a diferencia que en la prueba 8 con gas nitrógeno y vapor. Con la finalidad que este abriera pequeños caminos preferenciales al vapor además que contribuyera y simulara la fase de vapor, ya que si no se mantiene el frente de calentamiento gran parte del vapor se condensa. Al emplear gas nitrógeno, se incrementó el porcentaje de recuperación en el primer ciclo en un 2,74% siendo la recuperación total de 27,98% del contenido de petróleo inicial. Sin embargo, los ciclos sucesivos se caracterizaron por no presentar un significativo porcentaje recuperado. Esto se le puede atribuir, al efecto o desequilibrio que pueda ocasionar la introducción de gas nitrógeno al yacimiento, como se dijo en el marco teórico el crudo está constituido por cuatro grupos de compuestos: los saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, siendo este último los de mayor peso molecular, los cuales están intrínsecamente relacionados con la viscosidad del petróleo.

Es importante saber también que los heteroátomos mayormente encontrados en asfáltenos de diferentes crudos son azufre (S), nitrógeno (N) y oxígeno (O). El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. Lo que se puede presumir que al introducir nitrógeno este tenga mayor afinidad con los compuestos más ligeros (los aromáticos), rompiendo con el equilibrio existente entre estos cuatro grupos importantes promoviendo a su vez la formación de asfáltenos como sólido. Agregado a esto, el crudo con el que se trabajó es un crudo extrapesado el cual tiene involucrado gran cantidad de asfáltenos.

Sin embargo, se debe acotar que a pesar de esto el primer ciclo empleando nitrógeno tuvo un incremento representativo en el porcentaje de recuperación. Se recomendará, que se realicen estudios y disertaciones con mayor profundidad en los efectos que este pueda traer al yacimiento y como se lograría evitar.



El pozo con el que se está trabajando fue descubierto en 1981 sin embargo, solo existe un pozo completado oficialmente en el yacimiento de trabajo el cual está ubicado en la trampa vecina al pozo base de este estudio el cual posteriormente a su completación no fue producido por lo cual no posee historial de producción. Aun así este ha sido recientemente reactivado con el fin de llevar a cabo estudios, evaluaciones y caracterizaciones del mismo.

A pesar, que el pozo de referencia no ha sido producido mediante métodos de recuperación mejorado, según dato del libro oficial de reserva este posee un POES de 208 MMBNP siendo las reservas recuperables 29 MMBNP con un factor de recobro primario de 14% siendo el mecanismo de producción, gas en solución.

A continuación, en la Figura 46 se compara los porcentajes de recuperación de cada uno de los ciclos experimentales de la prueba 2 a escala de laboratorio donde se inyectó 0,75 VP de vapor.

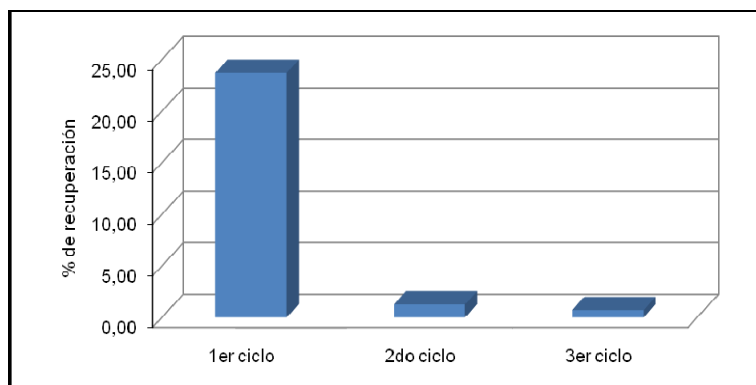


Figura 46. Porcentaje de recuperación de la prueba 2

Como se puede observar en la Figura 46, el porcentaje de recuperación del primer ciclo de la inyección alterna de vapor fue de 23,74% lo que implicó que la inyección alterna de vapor incrementó el porcentaje de recuperación en un 10%, respecto al porcentaje de recobro primario teórica según el libro oficial de reserva (14%). Sin embargo, se debe acotar que tanto el segundo como el tercer ciclo de la inyección alterna de vapor disminuyeron drásticamente respecto al primer ciclo.

A continuación, en la Figura 47 se compara los porcentajes de recuperación de la prueba 5 donde se inyectó 0,75 VP de vapor.

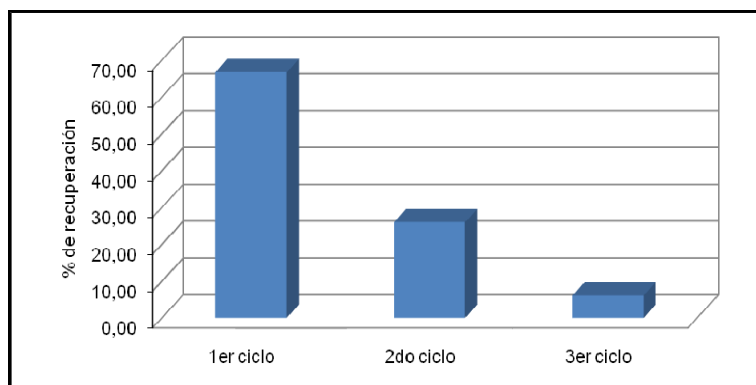


Figura 47. Porcentaje de recuperación de la prueba 5

Como se puede observar en la Figura 47 el porcentaje de recuperación del primer y segundo ciclo de la inyección alterna de vapor fueron de 66,77 y 26,01% respectivamente, lo que implicó que la inyección alterna de vapor en el caso donde las pérdidas de calor fueron menores incrementó el porcentaje de recuperación en un 85%, respecto al porcentaje de recobro primaria teórica según el libro oficial de reserva (14%).

7. ANALISIS DE LOS EFLUENTES

A continuación, se presentan los análisis realizados a los efluentes del proceso de inyección alterna de vapor.

7.1. Análisis SARA del petróleo recuperado

Una vez realizada la inyección de vapor de agua, la celda se puso en producción la cual es almacenada a temperatura y presión de yacimiento en un cilindro pistón, posteriormente se le realizó una separación *flash* a la mezcla producto (petróleo, gas y agua) en esta separación se obtuvo un producto líquido constituido por petróleo desgasificado y agua, el cual se separó físicamente y fue pesado para luego ser recolectado en viales y enviados a los laboratorios de química analítica donde se le realizaron análisis de contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA).



A continuación se presentan los resultados SARA del crudo obtenido como producto de las pruebas donde se inyectó 75% del volumen poroso.

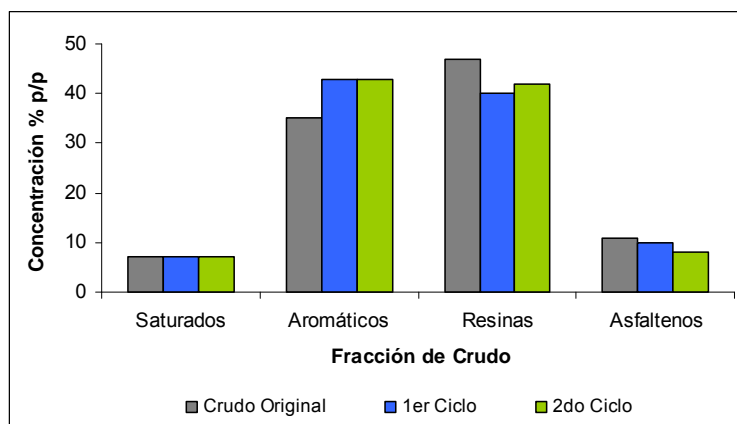


Figura 48. Análisis SARA

Como se observa en la Figura 48, la concentración de los saturados (7 %p/p) y los aromáticos (43 %p/p) no presentan variación entre el primer ciclo y segundo ciclo de inyección con respecto al crudo original, mientras en las resinas y los asfaltenos existe una pequeña variación que se le puede atribuir a la medición. No se reportaron valores para el tercer ciclo ya que no se poseía suficiente muestra para dichos análisis.

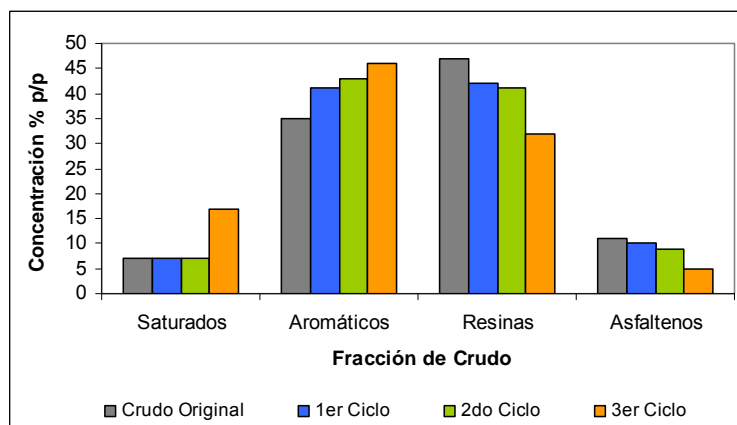


Figura 49. Análisis SARA de las pruebas donde se redujeron las pérdidas de calor

Como se puede observar en la Figura 49, la concentración de los saturados y los aromáticos no presentaron gran variación entre el primer ciclo y segundo ciclo de inyección (ver APÉNDICE H). Sin embargo, se puede observar como en el tercer ciclo, la concentración de los componentes más volátiles (saturados) se incrementaron



en un 10 %p/p mientras la concentración de los componentes menos volátiles o los más pesados (resinas y asfáltenos) presentan una reducción. En estas pruebas se mantuvo el frente de calentamiento, es decir, existió vapor interactuando con el crudo a temperaturas muy elevadas (298°C). Bajo estas condiciones de temperatura 298°C y 1100 psi de presión pudieron existir ciertas interacciones fisicoquímicas del vapor con el crudo, obteniendo un crudo mejorado.

En las figuras 48 y 49, se observa y comprueba como la inyección de vapor no afecta químicamente al petróleo, se observa que la inyección de vapor o agua caliente a la celda no mejora el crudo químicamente, únicamente lo mejora físicamente con la reducción de la viscosidad por efecto de la temperatura.

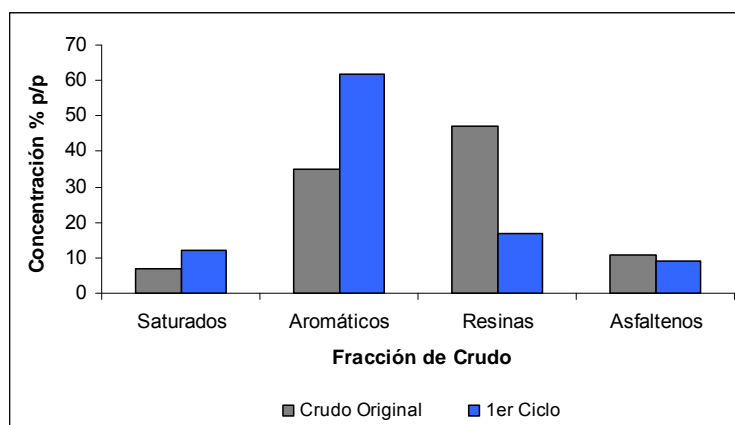


Figura 50. Análisis SARA de las pruebas con nitrógeno

Como se observa en la Figura 50, se presenta una elevada concentración de aromáticos (62 %p/p) y saturados (12 %p/p) en el producto de la inyección de vapor en simultáneo con gas nitrógeno. Como se ha mencionado en párrafos anteriores la inyección de gas nitrógeno al yacimiento puede traer un efecto o desequilibrio que pueda ocasionar daños al yacimiento. Adicionalmente, se observa un incremento en la concentración de los saturados y aromáticos lo cual se le atribuye a que el nitrógeno se encuentra mas como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. Lo que se puede presumir que el introducir nitrógeno este tenga mayor afinidad con los compuestos más ligeros (los aromáticos), rompiendo con el equilibrio existente entre



estos cuatro grupos importantes promoviendo a su vez la formación de asfaltenos como sólido.

4.4. Concentración de aniones en aguas efluentes

A continuación en las figuras 51, 52, y 53 se muestran las concentraciones en gramos por litros de solución de los diferentes aniones presentes en el agua efluente del proceso la cual fue muestreada y analizada por ciclo de inyección, para cada una de las pruebas.

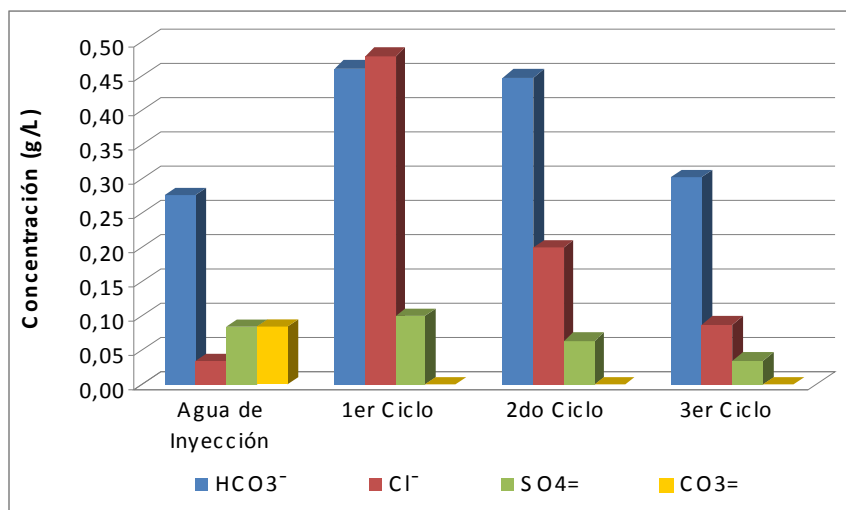


Figura 51. Concentración de aniones del agua efluente

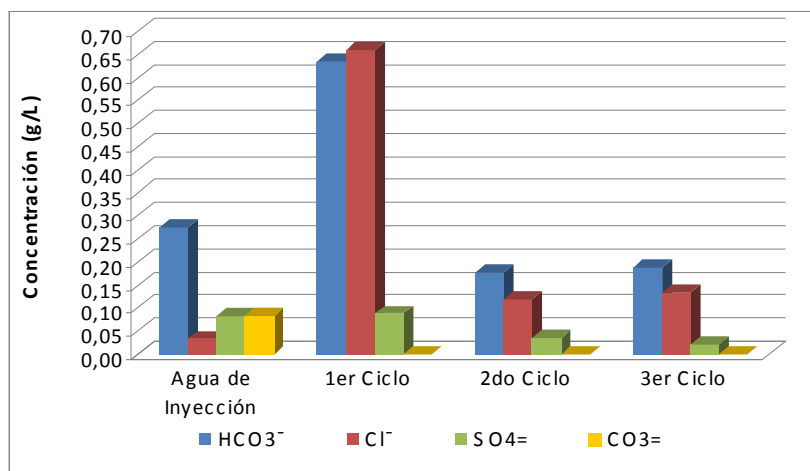


Figura 52. Concentración de aniones del agua efluente de las pruebas donde se redujeron las pérdidas de calor

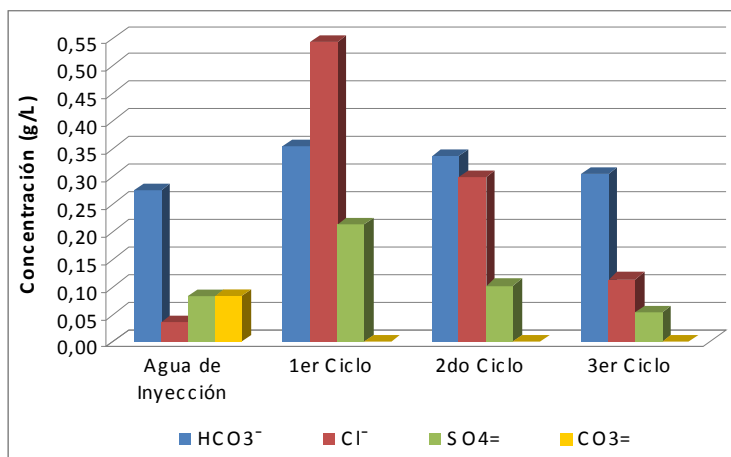


Figura 53. Concentración de aniones del agua efluente de las pruebas con nitrógeno. A medida que pasan los ciclos de inyección la concentración de aniones disueltos en las aguas efluentes del proceso disminuyeron, este comportamiento se observa en todas las pruebas. Esto se debe a que inicialmente el agua en la celda (agua de formación) es rica en aniones y cationes, posteriormente fue inyectada un agua más suave con menor concentración de aniones y cationes (agua de inyección) diluyendo así los contenidos de aniones y cationes iniciales en el núcleo no consolidado. Como se observa en las figuras 51, 52 y 53 no hay presencia de carbonatos en las aguas a pesar que el agua de inyección contenía cierta cantidad la cual se debió ver observada en las agua efluentes del proceso. Sin embargo, los carbonatos junto con los bicarbonatos están en equilibrio en dicha agua, al alterar las condiciones de temperatura, presión y concentración este equilibrio se rompe ocasionando que el carbonato pase a bicarbonato liberando a su vez dióxido de carbono CO₂, he aquí la posible presencia de este gas en los análisis de gases de los efluentes del proceso.

4.5. Análisis del pH de las aguas efluentes

A continuación en las figuras 54, 55 y 56 se muestran valores de pH de las aguas efluentes del proceso la cual fue muestreada y analizada por ciclo de inyección, para cada una de las pruebas y se compara con la el pH del agua de inyección, preparada previamente.

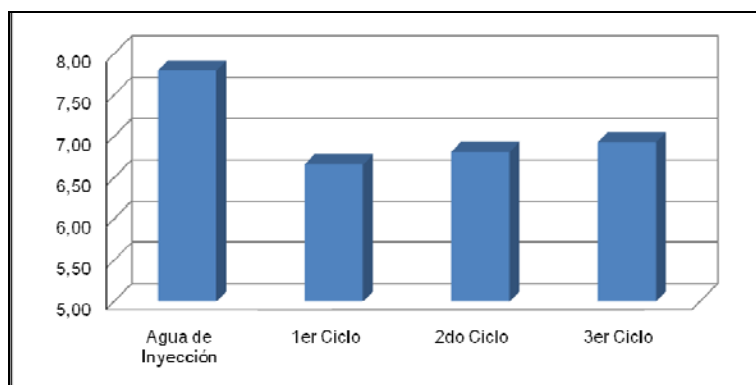


Figura 54. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso

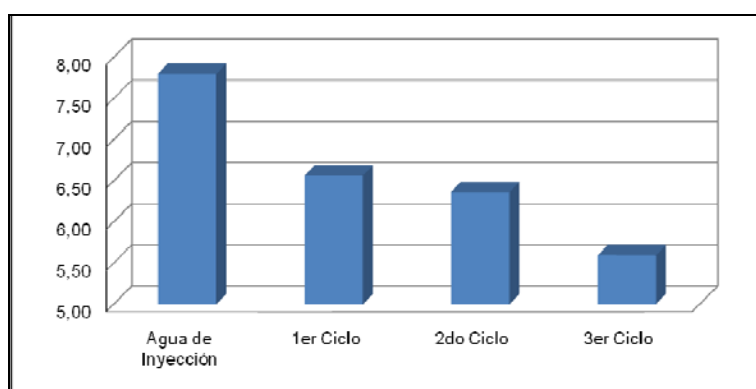


Figura 55. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso reduciendo las pérdidas de calor

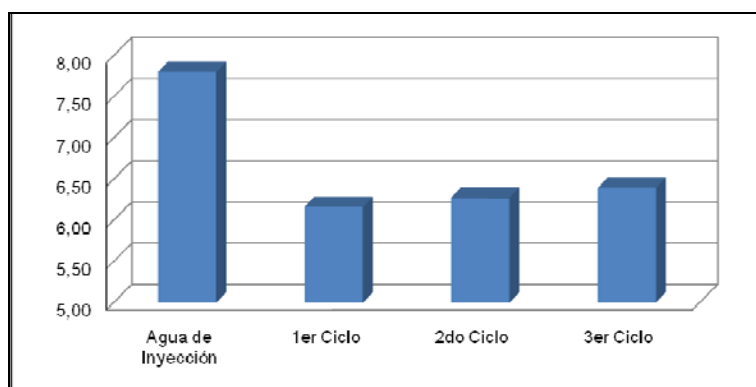


Figura 56. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso con la inyección del nitrógeno

Como se observa en las figuras 54, 55 y 56 las aguas efluentes del proceso de inyección alterna de vapor son aguas acidas, a pesar que en la celda fue inyectada agua básica con un contenido de sales y un pH de 7,8. El pH del agua efluente de las



pruebas, aumentó de 6,66 en el primer ciclo a 6,81 para el segundo ciclo y 6,93 para el último ciclo, es decir, al pasar cada ciclo el pH de las aguas efluentes aumentó en pequeña proporción, lo que significa que las aguas que salen de cada ciclo disminuyen su acidez por cada ciclo, esto se verifica con el análisis de los aniones contenido en las mismas las cuales disminuyeron al pasar los ciclo como se observó en el apartado anterior lo que implica que estas poseen menor cantidad de sales. Sin embargo para las pruebas donde se redujeron las pérdidas de calor, el pH fue 6,56, 6,36 y 5,59 para el primero, segundo y tercer ciclo respectivamente por lo que se presume que a altas temperaturas la arena y el crudo en el yacimiento tienen un efecto sobre el agua el cual debe ser estudiado para futuras investigaciones. Una suposición es que como en el proceso se genera H_2S una parte de este gas ácido es disuelto en las aguas residuales del proceso ya que presentaban un olor característico de este gas, cuando la temperatura en la celda alcanza elevadas temperaturas como en estas pruebas, el proceso de generación de H_2S se acelera aumentando la acidez del agua efluente. Es importante acotar que el introducir nitrógeno conjuntamente con el vapor hace que el agua efluente en el proceso sea más ácida reportando valores de 6,16 para el primer ciclo, 6,27 para el segundo ciclo y para el último fue de 6,39 lo que muestra que el nitrógeno debe tener algún efecto químico en el yacimiento.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir:

- La metodología desarrollada permite obtener estimaciones las condiciones de yacimiento en las celdas de desplazamiento, para la realización de las pruebas de laboratorio.
- El aumentar la cantidad de vapor inyectado a la celda de desplazamiento aumenta el porcentaje de recuperación total de petróleo pesado para procesos de inyección alterna de vapor a escala de laboratorio.
- El porcentaje de recuperación de petróleo disminuye a medida que se realizan cada ciclo de inyección de vapor. Para el caso de estudios son suficientes tres (3) ciclos.
- El mantener el frente de calentamiento del vapor compensando las pérdidas de calor permite incrementar el porcentaje de recuperación total de petróleo pesado hasta un 73,12%.
- El inyectar gas nitrógeno simultáneamente con vapor permite que las temperaturas alcanzadas sean mayores a lo largo de la celda.
- El inyectar gas nitrógeno simultáneamente con el vapor permite incrementar en un 6% el porcentaje de recuperación de petróleo en el primer ciclo, con respecto a la prueba sin nitrógeno.
- En las pruebas base el gradiente de temperatura disminuye a lo largo de la celda.



En virtud de los resultados se presentan las siguientes recomendaciones:

- Para llevar un mejor registro y monitoreo de datos generados en las pruebas como son los perfiles de temperatura, se requiere incorporar al equipo de inyección alterna de vapor un sistema de adquisición de datos más eficiente.
- Se deben analizar el crudo que quedo contenido en la celda para ver el efecto y consecuencia que tiene el introducir gas nitrógeno sobre el crudo en sitio. Para esto se recomienda colocar la mezcla arena crudo en un Soxhlet para extraer el crudo y realizarle análisis.
- Se debe continuar con estudios donde se evalúe el efecto y los posibles aditivos (agentes espumantes, y otros) al utilizar gas nitrógeno.
- Se deben realizar estudios con aditivos para inhibir la generación de H_2S producto de la inyección de vapor.
- Se debe estudiar las posibles interacciones entre el agua, la arena, el crudo y los gases que intervienen en el proceso ya que se muestran ciertas variaciones en los fluidos residuales. Se deben considerar que ocurren reacciones de vaporconversion.

**BIBLIOGRAFÍAS**

Alboudwarej, Hussein y Otros. (2006). La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review: 38 – 59

Alvarado, D. (2002). Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas: UCV. (24): 1-24.

American Petroleum Institute (API). RP 45: “Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waterd”.

Araujo, Y. (2004). Principios de Recuperación Mejorada nivel básico. Primera Edición. Los Teques: PDVSA-Intevep.

Asghari, K y Torabi, F. (2007). Laboratory experimental results of Huff ‘n’ Puff CO₂ flooding in a fractured core system. SPE (N° 110.577): 1 – 8.

Carrillo, Lucio. (s.f.). Recuperación Mejorada (EOR). Consultado el 23 de Marzo de 2009, Universidad Nacional de Ingeniería: <http://quipu.uni.edu.pe/otroswww/webproof/acade/fipp/lucioc/EOR107.html>

CEPET (s.f.). Manual de Recuperación Térmica. Capítulo II. Pág. 2.2

Da Silva, Manuel. (2008). Relación gas – petróleo de producción (Rp). Consultado el 9 de junio de 2009. Industria Petrolera: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/10/relacin-gas-petrleo-de-produccin-rp.html>

Dehghani, K y otros. (1997). An experimental and numerical study of in-situ steamdrive during cyclic steaming. SPE (N° 30.749): 144 – 150.



Escobar, Freddy. (2006). Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento. Editorial Universidad Surcolombia. Primera Edición. Página 13.

Hsu, H. y Brugman, R. (Octubre, 1986). CO₂ Huff-Puff Simulation Using a Compositional Reservoir Simulator. SPE (N° 15503): 11-1 – 11-11.

Informe Técnico y Operacional. (2007). Consultado el 26 de abril de 2009. Petroleos de Venezuela S.A (PDVSA) y sus Filiales, pagina web de PDVSA: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/3125/238.PDF>

Kim, H y Monger, T. (1990). A laboratory study of natural gas Huff 'n' Puff. SPE (N°21.576): 78-1 – 78-15.

Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall. Inc. USA: 550pp.

Lin, Y y Yang, G. (2006). A Successful Pilot Application for N₂ Foam Flooding in Liaohe Oilfield. SPE (N° 101188): 1-6.

Mendez, Z y otros. (1992). Cyclic steam injection with additive: laboratory and field test result of steam/foam and steam/solvent processes. SPE (N°24.632): 71 – 85.

Palmar, José. (1992). Automatización de la prueba de recuperación de petróleo por inyección de vapor. Instituto Universitario Politécnico de las Fuerzas Armadas Nacionales.

Perry, Robert y Green Don W. (2001). Manual del Ingeniero Químico. Prentice Hall. Séptima Edición. Volumen 1.



Quijada, Benito. (2006). La Faja Petrolífera del Orinoco. Consultado el 21 de marzo de 2009, Aporrea.org: <http://www.aporrea.org/energia/a24342.html>.

Rivas, Orlando. (1989). Investigación y Desarrollo en Intevep sobre los Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo. Revista Técnica Intevep 9 (2):195 – 216.

Robin, M. (1987). Laboratory Evaluation of Foaming Additives Used To Improve Steam Efficiency. SPE (N° 16729): 335-347.

Shayegi, S. Jin, Z. y Wolcott, J. (1996). Improved Cyclic Stimulation Using Gas Mixtures. SPE (N° 36687):95-105.

SPE (1986).High – Pressure Steam Properties Correlations Paper. SPE 15405: Peg. 2

Valera, Luz. (2008). Propiedades Físicas del medio Poroso. Consultado el 25 de marzo de 2009. Yacimiento de gas condensado: <http://yacimientos-de-gascondensado.blogspot.com/search/label/Porosidad>

Villa, José. (2006). Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento. PDVSA - Intevep : 11 – 23.

Wauquier, J. (2004). El Refino del Petróleo. Ediciones: Díaz de Santos. España. 462p.

Willman y otros. (1961). Laboratory studies of oil recovery by steam injection. SPE (N° 1.537-G): 681 – 688.



APÉNDICE A. Datos experimentales de la Prueba 1.

Tabla 8. Dimensiones de la celda (Prueba 1)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,6
Longitud (L) [mm]	309
Volumen (V) [cc]	343,10

Tabla 9. Dimensiones del volumen muerto en la celda (Prueba 1)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,4
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,25
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,34

Tabla 10. Peso de la celda antes y después de empacarla (Prueba 1)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5938
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	6541

Tabla 11. Permeabilidad al gas (Prueba 1)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
110	3,22	0,32	4,0760
205	5,98	0,60	4,0902
311	8,60	0,86	4,3148
401	11,60	1,16	4,1246
512	15,50	1,55	3,9413
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,06

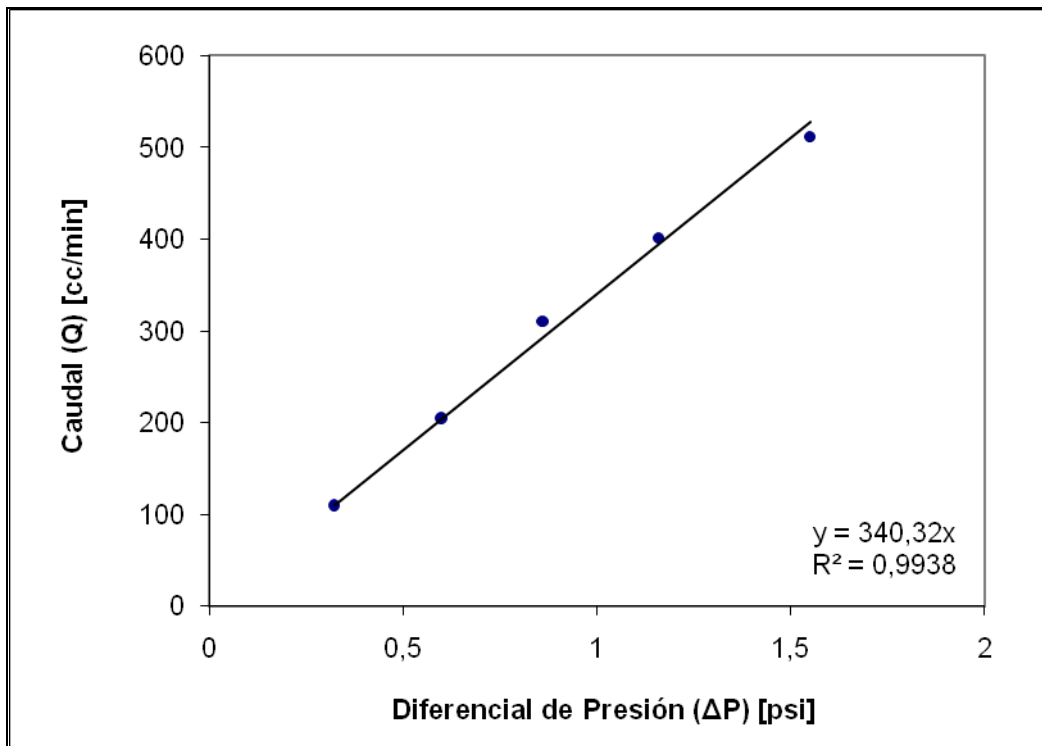


Figura 57. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 1)

Tabla 12. Saturación con agua de formación (Prueba 1)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
265,43	161,14	104,29
161,14	101,23	59,91
101,23	86,87	14,36
86,87	82,42	4,45
82,42	77,40	5,02

Tabla 13. Porosidad (Prueba 1)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6671
Peso del agua (Pagua) [gr]	130
Porosidad de la celda (Φ) [%]	37,21



Tabla 14. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 1)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0,0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1,0	39,7	0,2382	2,8623
0,8	33,4	0,2004	2,7218
0,6	24,8	0,1488	2,7492
0,4	17,9	0,1074	2,5393
0,2	8,8	0,0528	2,5826
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			2,77

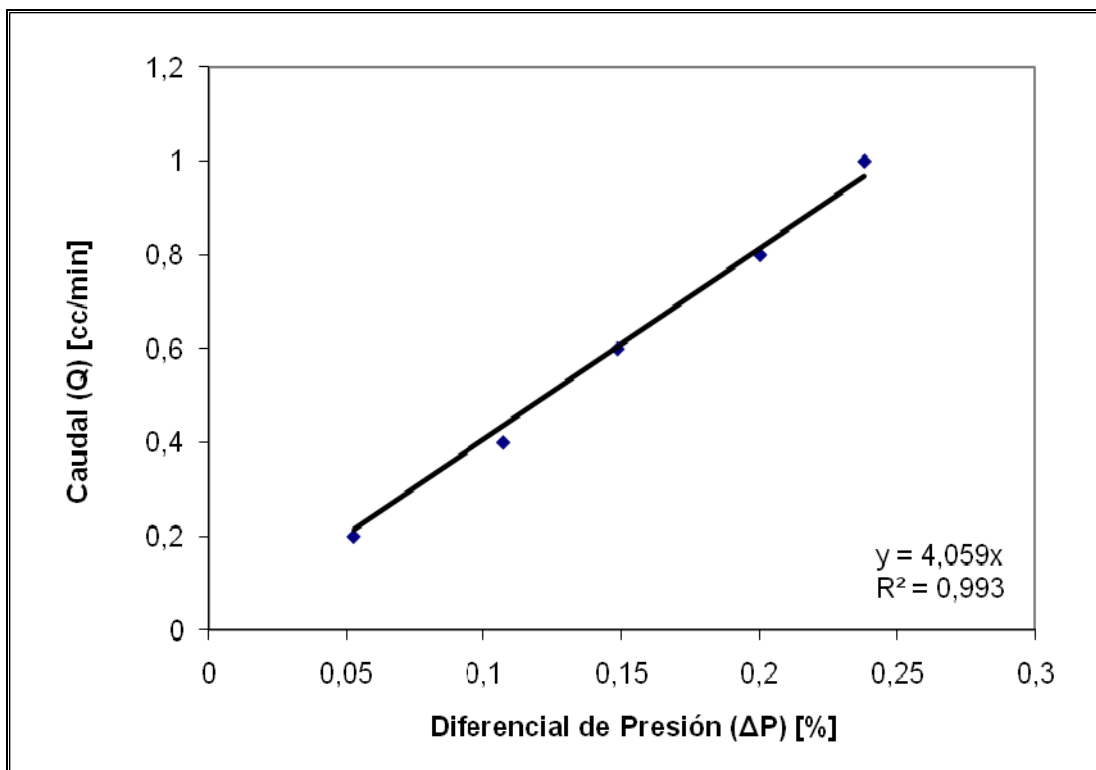


Figura 58. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 1)



Tabla 15. Saturación de crudo, gas y agua de formación (Prueba 1)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1042
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1432
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	390
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1337
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	200
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	307
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	190
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	109
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	130
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	84
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	83,30
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	109,15
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	89,74
Volumen de gas (Vg) [cc]	19,41
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	16,04
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	69,03
Saturación de gas (Sg) [%]	14,93

Tabla 16. Permeabilidad al petróleo (Prueba 1)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
-12		1100	
50		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	52,2	517,7419	0,6433
0,4	41,5	431,4516	0,5120
0,3	31,8	353,2258	0,3823
0,2	22,7	279,839	0,2538
0,1	12,9	200,8065	0,1263
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 17. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	-	52	52	51	50	50
2	5	-	53	52	52	50	50
3	10	-	53	52	52	50	50
4	15	-	54	52	52	51	50
5	20	-	54	53	53	51	51
6	25	-	55	53	53	52	52
7	30	-	56	54	53	52	52
8	35	-	57	54	54	53	52
9	40	-	59	56	55	53	53
10	45	-	61	57	56	54	53
11	50	-	63	58	57	55	54
12	55	-	66	60	58	56	54
13	60	-	68	61	59	56	55
14	65	-	70	63	60	57	56
15	70	-	74	65	62	58	57
16	75	-	78	68	64	59	57
17	80	-	83	71	66	61	58
18	85	-	87	75	68	62	59
19	90	-	94	79	71	64	61
20	95	-	100	83	73	66	62
21	100	-	105	86	75	67	63
22	105	-	109	90	77	69	64
23	110	-	113	93	79	71	66
24	115	-	116	96	81	73	67
25	120	-	118	98	83	74	68
26	125	-	120	100	85	77	70
27	130	-	121	102	87	78	72
28	135	-	123	103	89	80	73
29	140	-	124	104	90	81	74
30	145	-	126	106	92	83	75
31	150	-	129	108	94	84	77
32	155	-	131	110	96	86	78
33	160	-	134	112	98	87	79
34	165	-	137	114	99	88	80
35	170	-	140	116	100	89	81
36	175	-	143	118	101	91	82
37	180	-	145	120	103	92	83
38	185	-	147	122	106	94	84
39	190	-	148	124	108	95	86



Tabla 15. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
40	195	-	150	126	110	97	87
41	200	-	151	127	111	98	88
42	205	-	153	128	112	99	89
43	210	-	154	129	113	100	91
44	215	-	155	131	114	101	92
45	220	-	156	132	115	102	93
46	225	-	157	133	116	103	94
47	230	-	157	134	117	104	95
48	235	-	158	135	119	106	96
49	240	-	159	136	120	107	97
50	245	-	160	137	121	108	98
51	250	-	161	138	122	108	99
52	255	-	162	138	123	109	99
53	260	-	163	139	124	111	101

Tabla 18. Volumen inyectado (Prueba 1, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	130,2
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	127,2

Tabla 19. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	124,90
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	110,23

Tabla 20. Producción en viales (Prueba 1, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,27	200,17	-	461,00	-
2	102,32	110,25	-	111,00	-
Producción en viales			114,27	572,00	-



Tabla 21. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	-	49	49	49	49	49
2	5	-	51	49	49	49	49
3	10	-	51	50	49	49	49
4	15	-	52	50	50	49	49
5	20	-	53	50	50	50	49
6	25	-	54	51	51	51	50
7	30	-	55	52	51	51	50
8	35	-	56	52	52	51	51
9	40	-	57	53	52	51	51
10	45	-	58	54	53	52	51
11	50	-	59	54	53	52	52
12	55	-	60	56	54	53	52
13	60	-	61	56	54	53	52
14	65	-	63	57	55	54	53
15	70	-	65	59	56	55	53
16	75	-	66	59	57	56	54
17	80	-	68	61	58	56	54
18	85	-	70	63	59	57	55
19	90	-	73	64	60	58	56
20	95	-	77	66	62	59	57
21	100	-	81	68	63	59	57
22	105	-	86	71	65	61	58
23	110	-	90	74	67	62	59
24	115	-	93	77	68	63	60
25	120	-	97	79	69	64	61
26	125	-	100	82	71	66	62
27	130	-	105	86	73	68	63
28	135	-	109	88	75	69	64
29	140	-	113	91	78	71	66
30	145	-	116	94	80	73	67
31	150	-	120	98	82	74	68
32	155	-	124	99	83	76	69
33	160	-	127	102	85	77	71
34	165	-	131	105	88	79	72
35	170	-	135	108	90	81	73
36	175	-	138	111	92	83	74
37	180	-	141	114	94	85	76
38	185	-	143	116	96	87	77
39	190	-	146	118	98	88	79



Tabla 19. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
40	195	-	148	121	100	90	80
41	200	-	151	123	103	92	82
42	205	-	153	124	105	93	83
43	210	-	154	126	106	94	84
44	215	-	156	128	108	96	85
45	220	-	157	129	110	97	87
46	225	-	158	131	111	98	88
47	230	-	159	132	112	100	89
48	235	-	160	133	113	101	90
49	240	-	161	134	114	102	91
50	245	-	162	136	115	103	92
51	250	-	163	137	116	104	93
52	255	-	164	138	117	105	94
53	260	-	165	139	118	106	95

Tabla 22. Volumen inyectado (Prueba 1, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	128,9
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	142,2

Tabla 23. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	130,20
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	118,43

Tabla 24. Producción en viales (Prueba 1, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,33	207,79	-	402,00	-
2	102,13	117,48	-	172,00	-
Producción en viales			118,79	574,00	-



Tabla 25. Perfiles de temperatura (Prueba 1, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	-	49	49	48	48	48
2	5	-	49	49	48	48	48
3	10	-	49	49	48	48	48
4	15	-	50	49	48	48	48
5	20	-	50	49	49	49	48
6	25	-	51	49	49	49	48
7	30	-	52	49	49	49	48
8	35	-	52	50	49	49	49
9	40	-	53	50	49	49	49
10	45	-	55	51	50	50	49
11	50	-	57	52	50	50	49
12	55	-	59	53	51	51	49
13	60	-	62	54	51	51	49
14	65	-	64	56	52	51	50
15	70	-	66	57	53	52	50
16	75	-	68	58	54	52	51
17	80	-	69	59	55	53	51
18	85	-	71	61	55	53	51
19	90	-	72	62	56	54	52
20	95	-	74	63	57	55	52
21	100	-	75	64	58	55	52
22	105	-	77	66	59	56	53
23	110	-	79	68	60	57	54
24	115	-	80	69	61	58	54
25	120	-	82	70	62	58	55
26	125	-	85	72	63	59	56
27	130	-	88	73	64	60	56
28	135	-	93	76	65	61	56
29	140	-	97	78	66	61	57
30	145	-	100	80	67	62	57
31	150	-	104	82	68	63	58
32	155	-	108	85	70	64	58
33	160	-	112	88	72	65	59
34	165	-	115	91	75	67	60
35	170	-	118	93	77	68	61
36	175	-	121	95	78	69	61
37	180	-	125	98	80	71	62
38	185	-	127	100	82	72	63
39	190	-	129	102	83	73	64



Tabla 22. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
40	195	-	131	103	84	74	64
41	200	-	132	105	85	74	65
42	205	-	134	106	87	76	66
43	210	-	136	108	88	77	67
44	215	-	137	109	89	78	67
45	220	-	139	111	90	79	68
46	225	-	141	113	92	80	69
47	230	-	142	114	94	82	71
48	235	-	142	114	94	82	71
49	240	-	143	115	95	83	72
50	245	-	145	117	96	84	73
51	250	-	146	118	97	85	73
52	255	-	147	119	98	86	74
53	260	-	148	120	99	87	75

Tabla 26. Volumen de vapor inyectado (Prueba 1, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	129,1
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	123,4

Tabla 27. Producción en cilindro colector (Prueba 1, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	123,84
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	111,89



APÉNDICE B. Datos experimentales de la Prueba 2

Tabla 28. Dimensiones de la celda (Prueba 2)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Tabla 29. Dimensiones del volumen muerto (Prueba 2)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,40
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,64
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,38

Tabla 30. Peso de la celda antes y después de empacar (Prueba 2)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5302
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	5922

Tabla 31. Permeabilidad de gas nitrógeno (Prueba 2)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
111	2,96	0,296	4,3670
203	5,34	0,534	4,4270
314	8,12	0,812	4,5033
409	10,72	1,072	4,4431
499	12,66	1,266	4,5901
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,51

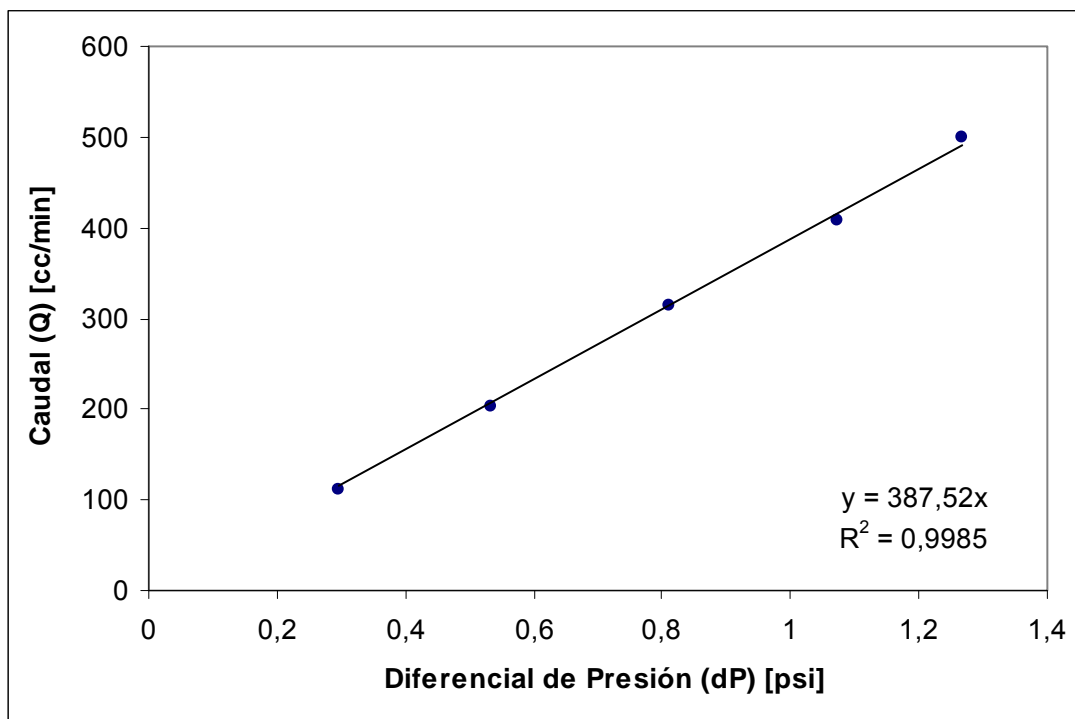


Figura 59. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 2)

Tabla 32. Saturación con agua de formación (Prueba 2)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
253,63	227,80	27,83
227,80	208,36	19,34
208,36	190,90	17,46
190,90	179,30	11,60
179,30	170,03	9,27
170,03	162,93	7,10
162,93	155,80	7,13

Tabla 33. Porosidad (Prueba 2)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6032
Peso del agua (Pagua) [gr]	110
Porosidad de la celda (Φ) [%]	31,64



Tabla 34. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 2)

Propiedades del Agua de Formación			
Viscosidad del agua (μ) [cP]		1	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1	37,8	0,2268	2,9341
0,8	30,2	0,1812	2,9380
0,6	21,9	0,1314	3,0386
0,4	14,7	0,0882	3,0180
0,2	7,0	0,0420	3,1688
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			2,96

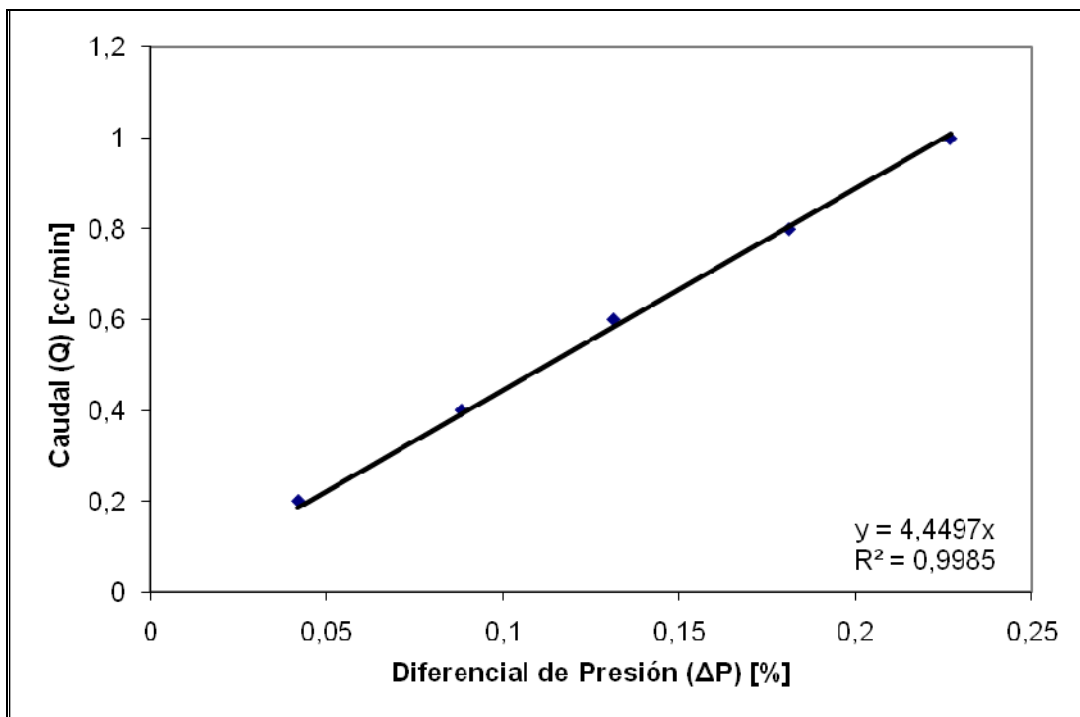


Figura 60. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 2)



Tabla 35. Saturación de crudo, gas y agua de formación (Prueba 2)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1042
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1433
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	391
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1301
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	206
Volumen de petróleo inyectado (Viny) [cc]	296
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	185
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	101
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	111
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	91
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	101,00
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	82,90
Volumen de gas (Vg) [cc]	18,10
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	9,01
Saturación de petróleo en la celda (So) [%]	74,69
Saturación de gas (Sg) [%]	16,31

Tabla 36. Permeabilidad al petróleo (Prueba 2)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		1100	
60		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	38,1	317,5000	0,6310
0,4	31,3	260,8333	0,5031
0,3	23,2	193,3333	0,3759
0,2	16,1	134,1667	0,2497
0,1	8,9	74,1667	0,1244
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 37. Perfiles de temperatura (Prueba 2, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	51	51	50	50	50
2	5	293	51	51	51	50	50
3	10	296	52	51	51	51	51
4	15	288	53	52	51	51	51
5	20	298	54	52	51	51	51
6	25	292	55	52	52	51	51
7	30	299	56	53	52	51	51
8	35	298	57	53	52	51	51
9	40	298	59	54	53	51	51
10	45	297	60	55	53	52	51
11	50	298	61	56	53	52	51
12	55	298	62	57	54	52	51
13	60	299	63	57	54	52	51
14	65	297	64	58	54	52	51
15	70	298	65	59	55	52	52
16	75	298	67	60	55	52	52
17	80	299	69	61	56	53	52
18	85	299	70	62	56	53	52
19	90	298	71	62	57	53	52
20	95	300	72	63	57	53	52
21	100	299	73	64	58	54	52
22	105	300	74	65	58	54	53
23	110	301	75	65	59	54	53
24	115	302	76	66	59	55	53
25	120	303	77	66	60	55	53
26	125	300	78	67	60	55	53
27	130	301	79	67	61	56	53
28	135	300	80	67	61	56	54
29	140	301	81	68	62	56	54
30	145	302	82	69	62	57	54
31	150	302	83	69	63	57	54
32	155	301	84	70	63	57	54
33	160	302	85	70	64	58	54
34	165	301	86	71	64	58	54



Tabla 38. Volumen de vapor inyectado (Prueba 2, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	84,0
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	57,1

Tabla 39. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	57,03
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	56,91

Tabla 40. Producción en viales (Prueba 2, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,31	162,53	56,80	414	38,35
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			56,80	414	38,35

Tabla 41. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	23,74

Tabla 42. Perfiles de temperatura (Prueba 2, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	50	50	50	50	50
2	5	293	51	50	50	50	50
3	10	294	52	51	50	50	50
4	15	296	53	52	51	50	50
5	20	297	54	52	51	51	51
6	25	298	55	52	51	51	51
7	30	297	56	53	52	51	51
8	35	298	57	53	52	51	51
9	40	298	59	54	53	51	51
10	45	297	60	55	53	51	51
11	50	297	62	56	53	51	51
12	55	298	64	57	54	52	51



Tabla 42. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
13	60	298	65	57	54	52	51
14	65	299	67	58	54	52	51
15	70	298	68	59	55	52	51
16	75	298	69	60	55	52	51
17	80	298	71	61	56	53	51
18	85	299	72	62	57	53	52
19	90	298	73	62	57	54	52
20	95	299	74	63	58	54	52
21	100	299	75	64	58	54	52
22	105	298	76	65	59	55	53
23	110	298	77	65	60	55	53
24	115	298	78	66	60	56	53
25	120	298	78	66	60	56	53
26	125	298	79	67	61	56	53
27	130	299	79	67	61	56	53
28	135	298	80	67	61	57	54
29	140	298	80	68	62	57	54
30	145	298	81	69	62	57	54
31	150	299	81	69	63	58	54
32	155	299	82	70	63	58	54
33	160	299	83	70	64	58	54
34	165	299	84	71	64	59	55

Tabla 43. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 2, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	83,6
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	76,2

Tabla 44. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	82,34
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	73,27

Tabla 45. Producción en viales (Prueba 2, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,08	182,	72,25	150	79,29
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			72,25	150	79,29



Tabla 46. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	1,27

Tabla 47. Perfil de temperatura (Prueba 2, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	290	52	50	50	50	50
2	5	291	53	51	50	50	50
3	10	292	53	51	50	50	50
4	15	291	54	51	50	50	50
5	20	293	54	52	51	51	50
6	25	295	55	52	51	51	50
7	30	297	56	52	51	51	50
8	35	296	57	53	52	51	51
9	40	296	58	53	52	51	51
10	45	297	60	54	52	51	51
11	50	296	61	54	52	51	51
12	55	296	62	55	53	51	51
13	60	296	63	56	53	51	51
14	65	296	64	57	54	52	51
15	70	295	65	57	54	52	51
16	75	295	66	58	54	52	51
17	80	295	67	58	55	52	51
18	85	295	69	59	55	52	51
19	90	295	70	60	56	53	51
20	95	296	71	61	56	53	52
21	100	295	72	62	57	53	52
22	105	296	73	62	57	54	52
23	110	295	74	63	58	54	52
24	115	296	75	64	58	54	52
25	120	296	76	64	58	54	52
26	125	297	77	65	59	55	53
27	130	297	77	66	59	55	53
28	135	297	78	66	60	56	53
29	140	297	79	67	61	56	53
30	145	297	80	68	61	56	53
31	150	297	80	68	62	57	54
32	155	297	81	69	62	57	54
33	160	297	82	69	62	58	54
34	165	297	83	70	63	58	55



Tabla 48. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 2, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	83,2
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	67,4

Tabla 49. Producción en cilindro colector (Prueba 2, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	66,34
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	56,94

Tabla 50. Producción en viales (Prueba2, 3er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	101,90	149,57	51,58	83	48,89
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			51,58	83	48,89

Tabla 51. Porcentaje de recobro (Prueba 2, 3er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	0,71



APÉNDICE C. Datos experimentales de la Prueba 3

Tabla 52. Dimensiones de la celda (Prueba 3)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Tabla 53. Dimensiones del volumen muerto en la celda (Prueba 3)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,4
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,25
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,34

Tabla 54. Peso de la celda antes y después de empacarla (Prueba 3)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5302
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	5922

Tabla 55. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 3)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
110	2,96	0,296	4,3277
203	5,34	0,534	4,4270
314	8,12	0,812	4,5033
410	10,72	1,072	4,4539
500	12,66	1,266	4,5993
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,52

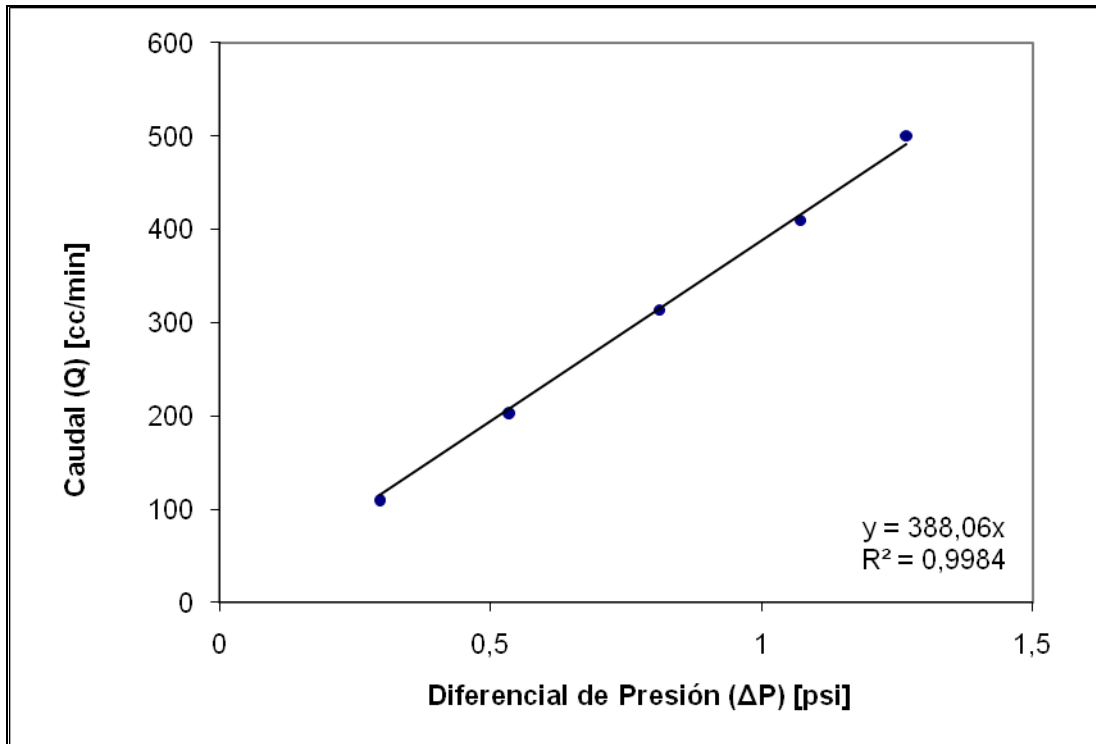


Figura 61. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 3)

Tabla 56. Saturación con agua de formación (Prueba 3)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
253,63	226,83	26,80
226,83	208,36	18,47
208,36	191,90	16,46
191,90	179,32	12,58
179,32	169,03	10,29
169,03	160,99	8,04
160,99	152,86	8,13

Tabla 57. Porosidad (Prueba 3)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (P_{c+a+w}) [gr]	6032
Peso del agua (P_{agua}) [gr]	109
Porosidad de la celda (Φ) [%]	31,35



Tabla 58. Permeabilidad al agua de formación

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0,0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1	37,9	0,2274	2,9263
0,8	29,5	0,1770	3,0077
0,6	22,1	0,1326	3,0111
0,4	14,3	0,0858	3,1023
0,2	7,5	0,0450	2,9575
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			2,98

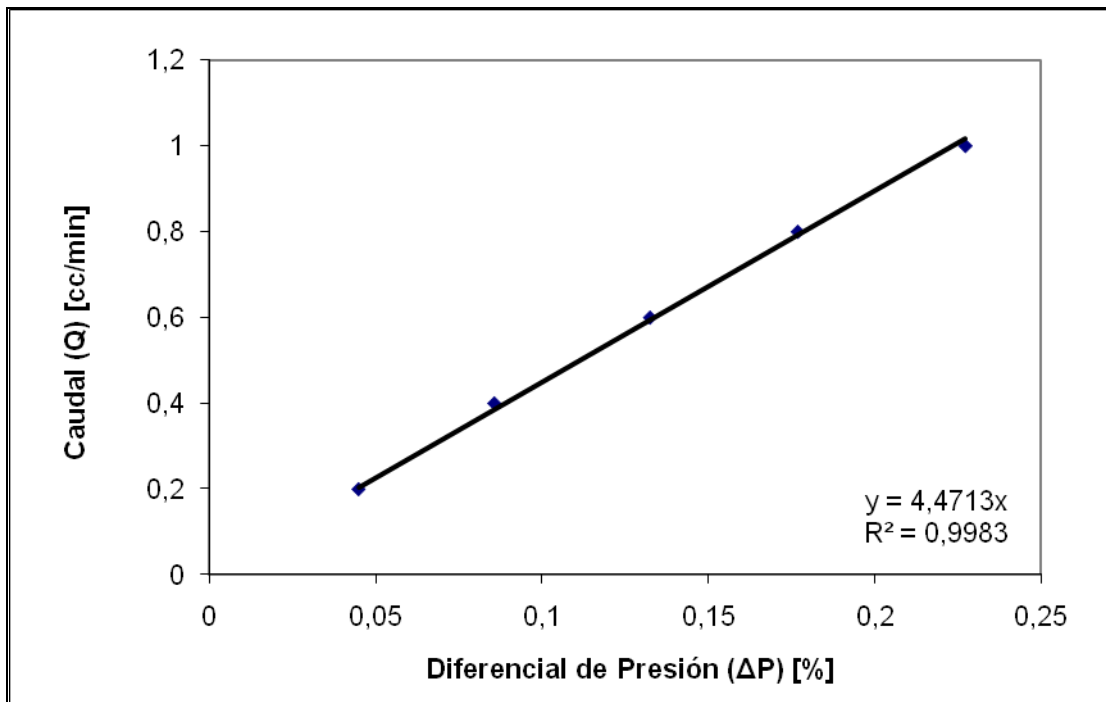


Figura 62. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 3)



Tabla 59. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 3)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1042
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1433
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	391
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1331
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	231
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	266,99
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	160
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	96,99
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	109
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	89
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	96,99
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	79,61
Volumen de gas (Vg) [cc]	17,38
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	11,02
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	73,04
Saturación de gas (Sg) [%]	15,95

Tabla 60. Permeabilidad al petróleo (Prueba 3)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		1100	
60		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	38,1	317,5000	0,6310
0,4	31,3	260,8333	0,5031
0,3	23,2	193,3333	0,3759
0,2	16,1	134,1666	0,2497
0,1	8,9	74,16666	0,1244
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 61. Perfiles de temperatura (Prueba 3, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	52	51	51	50	50
2	5	293	52	51	51	50	50
3	10	296	53	51	51	50	50
4	15	288	53	52	51	50	50
5	20	298	53	52	52	50	50
6	25	292	54	52	52	50	50
7	30	299	54	53	52	50	50
8	35	298	55	54	53	51	50
9	40	298	55	54	53	51	50
10	45	297	55	54	53	51	50
11	50	298	55	54	53	52	50
12	55	298	56	54	53	52	50
13	60	299	58	56	54	52	51
14	65	297	59	57	55	53	51
15	70	298	60	58	56	53	52
16	75	298	61	59	57	54	52
17	80	299	64	61	58	55	52
18	85	299	65	62	59	55	53
19	90	298	66	64	60	56	53
20	95	300	67	65	61	56	54
21	100	299	67	66	62	57	54
22	105	300	68	67	64	58	55
23	110	301	68	67	65	59	56

Tabla 62. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 3, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	54,1
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	36,9

Tabla 63. Producción en cilindro colector (Prueba 3, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	36,80
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	36,72



Tabla 64. Producción en viales (Prueba 3, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,31	132,53	36,80	414	19,76
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			36,80	414	19,76

Tabla 65. Porcentaje de recobro (Prueba 3, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	11,83

Tabla 66. Perfiles de temperatura (Prueba 3, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	52	51	51	50	50
2	5	293	52	51	51	50	50
3	10	296	53	51	51	50	50
4	15	288	53	52	51	50	50
5	20	298	53	52	52	50	50
6	25	292	54	52	52	50	50
7	30	299	54	53	52	50	50
8	35	298	55	54	53	51	50
9	40	298	55	54	53	51	50
10	45	297	55	54	53	51	50
11	50	298	55	54	53	52	50
12	55	298	56	54	53	52	50
13	60	299	58	56	54	52	51
14	65	297	59	57	55	53	51
15	70	298	60	58	56	53	52
16	75	298	61	59	57	54	52
17	80	299	64	61	58	55	52
18	85	299	65	62	59	55	53
19	90	298	66	64	60	56	53
20	95	300	67	65	61	56	54
21	100	299	67	66	62	57	54
22	105	300	68	67	64	58	55
23	110	301	68	67	65	59	56



Tabla 67. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 3, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	56,4
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	36,8

Tabla 68. Producción en cilindro colector (Prueba 3, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	38,80
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	36,78

Tabla 69. Producción en viales (Prueba 3, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,23	142,01	38,65	294	38,74
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			38,65	294	38,74

Tabla 70. Porcentaje de recobro (Prueba 3, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	1,17



APÉNDICE D. Datos experimentales de la Prueba 4

Tabla 71. Dimensiones de la celda (Prueba 4)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Tabla 72. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 4)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,40
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,64
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,38

Tabla 73. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 4)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5302
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	5922

Tabla 74. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 4)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
110	2,96	0,296	4,3277
204	5,34	0,534	4,4488
314	8,12	0,812	4,5033
410	10,72	1,072	4,4539
500	12,66	1,266	4,5993
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,52

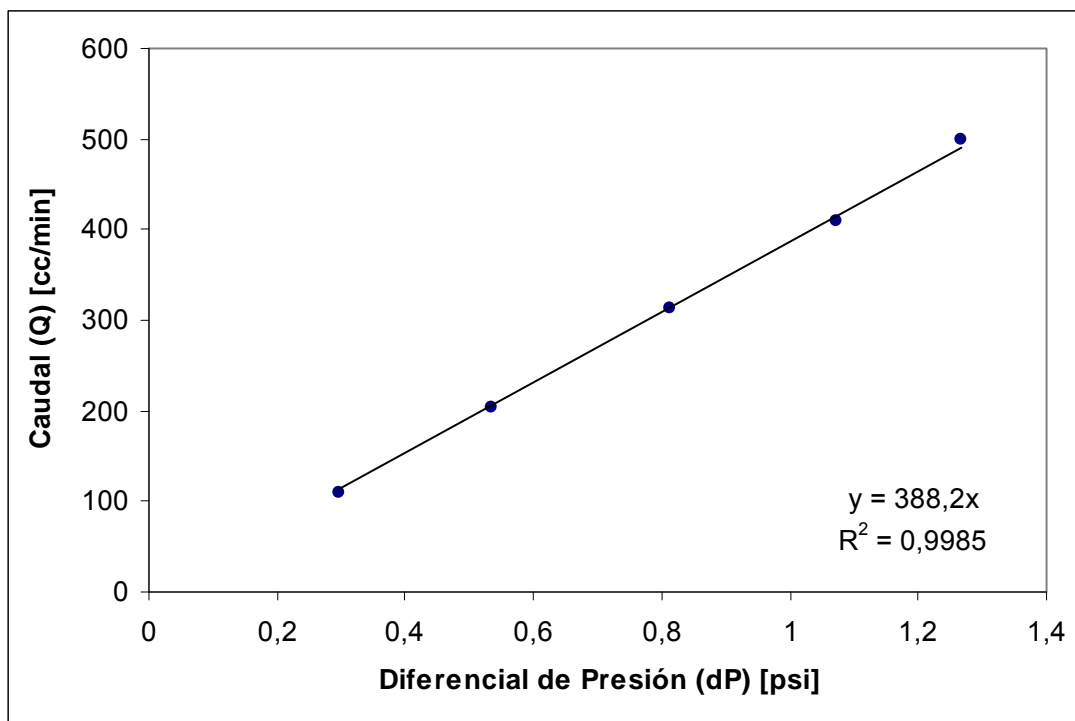


Figura 63. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 4)

Tabla 75. Saturación con agua de formación (Prueba 4)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
153,63	126,83	26,80
126,83	108,36	18,47
108,36	91,90	16,46
91,90	79,32	12,58
79,32	69,03	10,29
69,03	60,99	8,04
60,99	52,86	8,13

Tabla 76. Porosidad (Prueba 4)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6033
Peso del agua (Pagua) [gr]	111
Porosidad de la celda (Φ) [%]	31,93



Tabla 77. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 4)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1	37,7	0,2262	2,9419
0,8	30,1	0,1806	2,9477
0,6	21,7	0,1302	3,0666
0,4	14	0,0840	3,1688
0,2	6,9	0,0414	3,2147
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			2,98

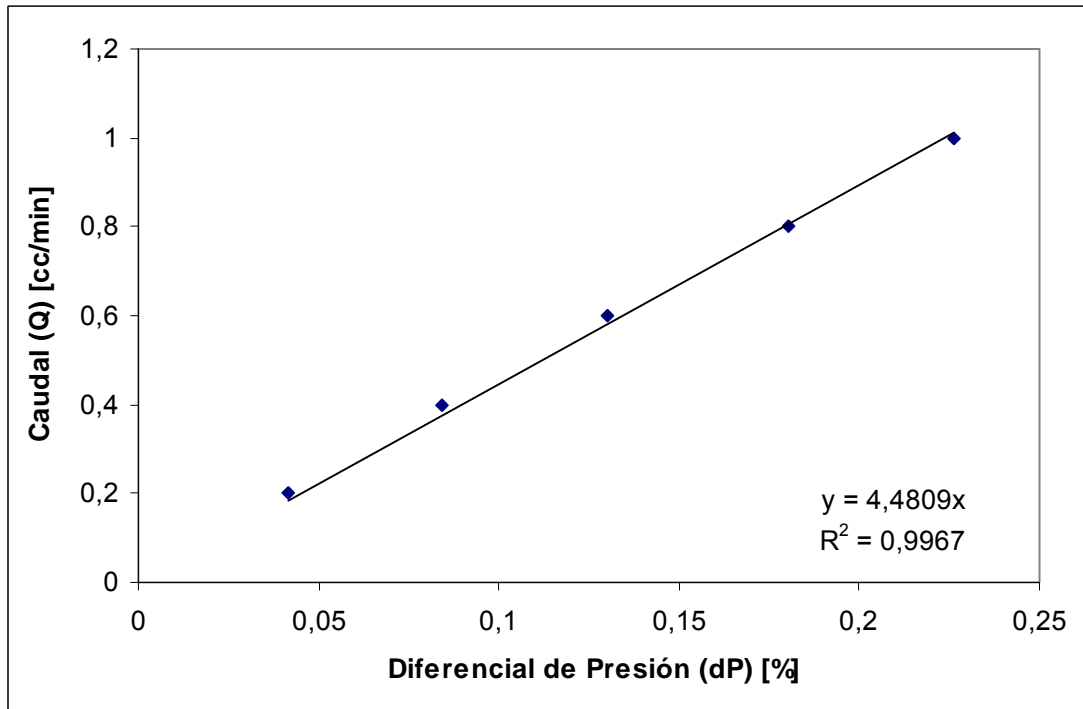


Figura 64. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 4)



Tabla 78. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 4)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1042
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1433
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	391
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1301
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	264,3
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	234
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	126,7
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	97,3
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	111
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	88
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	97,30
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	79,86
Volumen de gas (Vg) [cc]	17,44
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	12,34
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	71,95
Saturación de gas (Sg) [%]	15,71

Tabla N° 79. Permeabilidad al petróleo (Prueba 4)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
-12		1100	
70		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	23,9	218,9024	0,6274
0,4	14,1	159,1463	0,5002
0,3	6,1	110,3659	0,3741
0,2	-1,2	65,8537	0,2487
0,1	-8,5	21,3415	0,1241
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,37



Tabla 80. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	291	50	50	49	49	48
2	5	293	50	50	49	49	48
3	10	294	51	50	49	49	48
4	15	293	51	50	49	49	48
5	20	292	53	51	50	50	49
6	25	289	54	52	50	50	49
7	30	291	55	52	51	50	49
8	35	291	56	53	51	50	49
9	40	293	57	53	51	50	49
10	45	293	58	54	51	50	49
11	50	292	59	54	52	51	49
12	55	292	59	55	52	51	49
13	60	292	60	55	52	51	50
14	65	292	62	56	53	51	50

Tabla 81. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 4, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	32,8
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	12,8

Tabla 82. Producción en el cilindro colector (Prueba 4, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	12,70
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	10,10

Tabla 83. Producción en viales (Prueba 4, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,32	118,17	9,57	134	9,93
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			9,57	134	9,93

Tabla 84. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	6,67



Tabla 85. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	291	50	50	50	50	50
2	5	293	51	50	50	50	50
3	10	294	53	51	50	50	50
4	15	293	54	51	50	50	50
5	20	292	55	51	51	50	50
6	25	289	56	52	51	50	50
7	30	291	57	53	52	50	50
8	35	291	58	54	53	51	50
9	40	293	59	55	53	51	50
10	45	293	60	56	54	51	50
11	50	292	61	57	54	51	50
12	55	292	63	58	55	51	50
13	60	292	64	59	55	52	50
14	65	292	65	60	56	52	50

Tabla 86. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 4, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	32,8
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	12,8

Tabla 87. Producción en cilindro colector (Prueba 4, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	16,27
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	14,3

Tabla 88. Producción en viales (Prueba 4, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,19	121,95	14,28	70	18,95
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			14,28	70	18,95

Tabla 89. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	0,91



Tabla 90. Perfiles de temperatura (Prueba 4, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	292	50	50	50	50	50
2	5	292	52	50	50	50	50
3	10	298	53	51	51	50	50
4	15	302	54	51	51	50	50
5	20	300	55	51	51	50	50
6	25	299	57	52	51	50	50
7	30	299	58	52	52	51	50
8	35	299	59	53	52	51	50
9	40	299	60	53	52	51	50
10	45	299	61	54	52	51	50
11	50	299	62	54	52	51	50
12	55	299	63	55	52	51	50
13	60	299	63	56	53	51	50
14	65	299	64	56	53	51	50

Tabla 91. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 4, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	32,7
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	14,0

Tabla 92. Producción en cilindro colector (Prueba 4, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	14,45
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	10,98

Tabla 93. Producción en viales (Prueba 4, 3er ciclo)

Producción					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,26	117,30	10,83	46	14,79
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			10,83	46	14,79

Tabla 94. Porcentaje de recobro (Prueba 4, 3er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	0,28



APÉNDICE E. Datos experimentales de la Prueba 5

Tabla 95. Dimensiones de la celda (Prueba 5)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Tabla 96. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 5)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,40
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,64
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,38

Tabla 97. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 5)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5304
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	5933

Tabla 98. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 5)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
104	2,3	0,23	5,2657
208	4,9	0,49	4,9433
312	7,6	0,76	4,7807
405	10	1	4,7164
508	12,7	1,27	4,6582
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,72

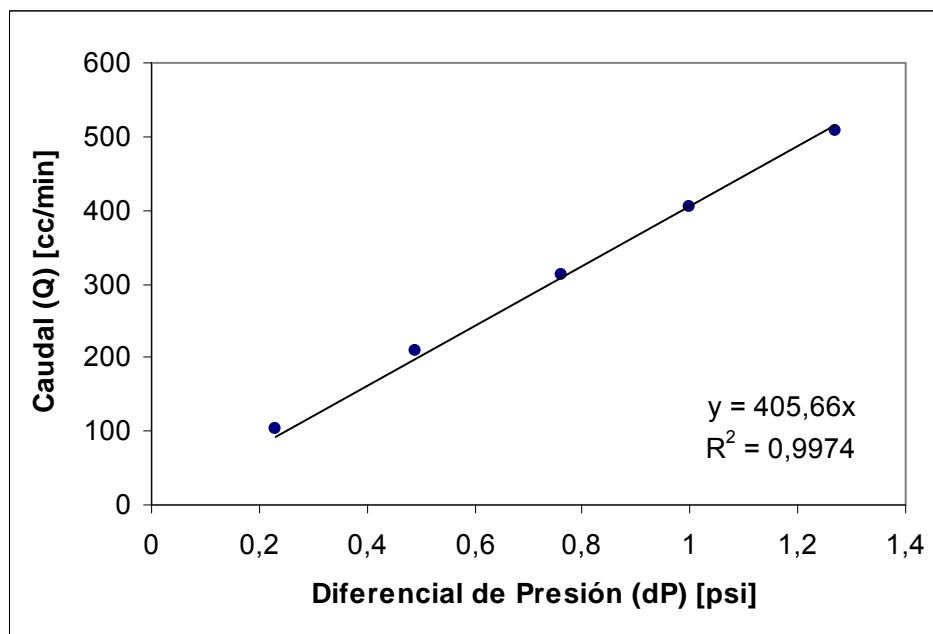


Figura 65. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 5)

Tabla 99. Saturación con agua de formación (Prueba 5)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
169,21	60,33	108,88
60,33	51,23	9,10
47,42	46,34	1,08
46,34	44,96	1,38
44,96	43,83	1,13
43,83	42,71	1,12

Tabla 100. Porosidad (Prueba 5)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6041
Peso del agua (Pagua) [gr]	108
Porosidad de la celda (Φ) [%]	31,05



Tabla 101. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 5)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1	30,8	0,1848	3,6009
0,8	25,2	0,1512	3,5209
0,6	19,8	0,1188	3,3609
0,4	13,9	0,0834	3,1916
0,2	7,1	0,0426	3,1242
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			3,49

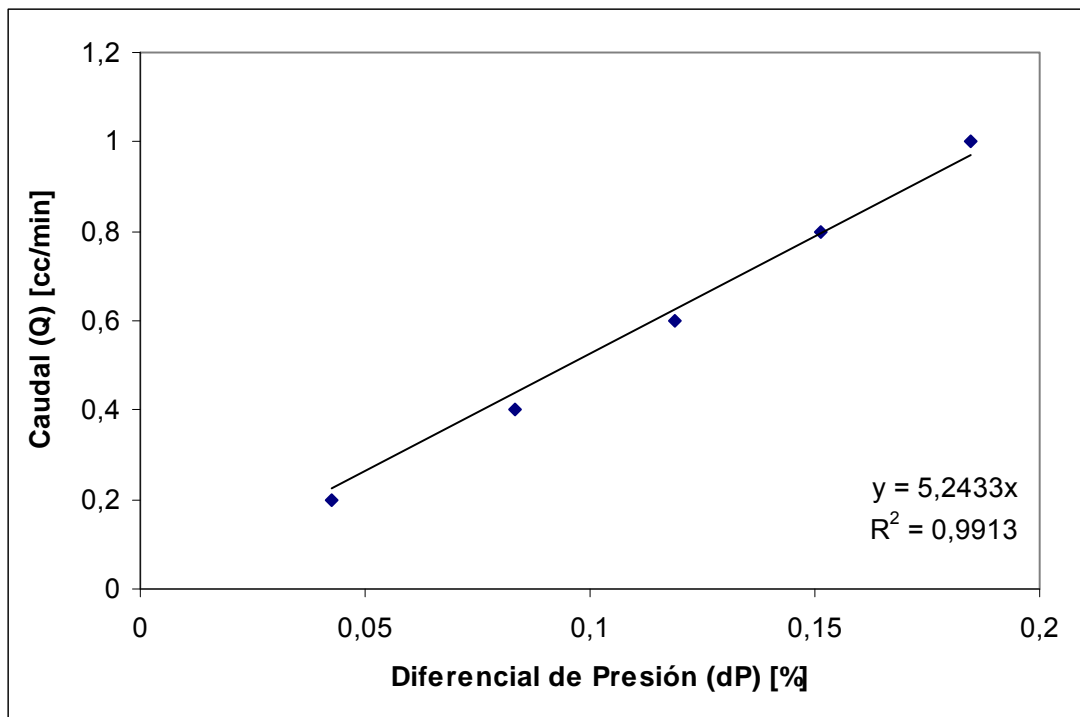


Figura 66. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 5)



Tabla 102. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 5)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1036
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1330
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	294
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1324
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	145
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	241,68
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	149
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	82,68
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	105
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	79
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	82,68
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	67,86
Volumen de gas (Vg) [cc]	14,82
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	21,26
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	64,63
Saturación de gas (Sg) [%]	14,11

Tabla 103. Permeabilidad al petróleo (Prueba 5)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		1100	
60		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	34,6	288,33	0,6299
0,4	27,2	226,67	0,5021
0,3	22,1	184,17	0,3757
0,2	14,6	121,67	0,2495
0,1	7,3	60,83	0,1243
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 104. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	292	58	59	58	58	57
2	5	292	60	60	60	59	59
3	10	293	70	64	63	59	60
4	15	294	75	67	65	60	60
5	20	294	84	70	64	60	59
6	25	295	101	73	65	60	59
7	30	296	114	79	66	60	59
8	35	297	140	88	69	61	59
9	40	297	164	103	86	66	59
10	45	297	179	112	100	77	65
11	50	298	190	130	113	93	73
12	55	297	211	152	132	107	89
13	60	298	224	182	153	129	107
14	65	298	244	210	184	151	133
15	70	298	261	231	207	177	151
16	75	298	282	260	222	190	165
17	80	298	292	291	261	220	193
18	85	297	292	291	286	246	219
19	90	298	292	291	292	287	241
20	95	298	293	293	292	292	268
21	100	298	293	292	293	293	287
22	105	298	292	293	292	293	292
23	110	298	293	293	294	294	292
24	115	298	293	293	294	293	292
25	120	298	292	294	294	293	292
26	125	298	292	293	293	292	292
27	130	298	293	292	293	292	292
28	135	297	293	293	294	293	293
29	140	298	294	292	293	293	292
30	145	298	294	293	294	294	294
31	150	298	294	294	295	294	293
32	155	298	293	293	295	294	293
33	160	298	293	293	295	294	293
34	165	299	293	293	294	294	293
35	170	299	293	293	294	294	293
36	175	298	293	293	293	294	293
37	180	298	293	293	294	293	293
38	185	299	293	293	293	293	293
39	190	299	295	294	293	292	293
40	195	299	295	295	294	292	293
41	200	299	295	294	294	293	293



Tabla 104. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 1er ciclo)Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
42	205	299	295	294	293	293	293
43	210	299	294	294	293	293	293
44	215	299	295	294	293	293	293
45	220	299	295	294	293	293	293
46	225	298	296	294	294	293	293
47	230	299	295	294	293	293	293
48	235	298	294	294	293	292	293
49	240	299	295	294	293	292	293
50	245	298	295	294	293	292	293
51	250	299	295	294	294	293	293
52	255	299	295	294	294	293	293
53	260	299	295	295	294	293	293
54	265	299	295	294	294	293	293
55	270	299	296	294	294	293	293
56	275	299	296	294	294	293	293
57	280	298	296	295	294	293	293
58	285	299	296	295	294	293	293
59	290	298	296	295	294	293	293
60	295	298	296	295	294	293	293

Tabla 105. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 5, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	80,4
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	168,1

Tabla 106. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	167,13
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	83,26

Tabla 107. Producción en viales (Prueba 5, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,50	157,34	50,01	-	20,69
2	102,71	138,69	33,14	-	19,78
Producción en viales			83,15	1154	40,47

Tabla 108. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	66,77



Tabla 109. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	51	50	52	52	49
2	5	295	65	54	52	54	50
3	10	296	71	57	53	53	51
4	15	298	82	61	54	53	53
5	20	298	88	66	56	53	53
6	25	298	98	69	58	53	53
7	30	299	105	73	59	53	53
8	35	299	118	78	61	54	53
9	40	299	132	94	69	56	54
10	45	299	152	111	81	59	55
11	50	298	174	133	94	66	58
12	55	298	200	152	109	72	62
13	60	296	214	172	119	79	68
14	65	296	232	182	131	86	72
15	70	298	243	201	143	92	80
16	75	298	257	211	154	98	89
17	80	298	269	234	170	108	97
18	85	299	285	259	189	117	106
19	90	298	293	285	205	131	115
20	95	298	293	292	215	148	126
21	100	298	298	293	234	168	146
22	105	298	298	294	263	189	163
23	110	298	299	295	277	213	178
24	115	299	298	295	293	237	201
25	120	298	298	296	294	291	230
26	125	298	298	296	294	293	261
27	130	298	298	295	293	293	279
28	135	298	299	296	294	294	292
29	140	299	299	296	294	294	293
30	145	299	298	296	295	294	294
31	150	298	298	296	295	295	294
32	155	299	298	295	295	295	294
33	160	298	297	296	295	295	293
34	165	298	297	295	294	294	293
35	170	298	298	296	294	293	293
36	175	298	298	297	295	291	292
37	180	299	298	296	295	291	291
38	185	299	298	296	295	291	291
39	190	299	297	295	294	292	292
40	195	299	297	295	294	292	292
41	200	299	297	295	294	293	292



Tabla 109. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
42	205	299	298	296	295	294	293
43	210	299	298	297	295	294	293
44	215	299	299	297	295	293	292
45	220	298	299	297	294	293	293
46	225	298	298	296	295	293	293
47	230	298	298	296	295	293	293
48	235	299	298	296	294	294	293
49	240	300	298	296	294	292	292
50	245	299	297	295	293	293	292
51	250	298	297	294	293	293	292
52	255	299	296	294	293	293	293
53	260	298	298	295	293	293	293
54	265	299	297	296	294	293	293
55	270	299	298	297	294	293	293
56	275	298	298	297	295	293	293
57	280	299	298	296	295	293	292
58	285	299	298	296	295	293	293
59	290	299	298	296	295	293	293
60	295	299	298	296	295	293	293

Tabla 110. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 5, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	81,2
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	136,2

Tabla 111. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	135,98
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	80,93

Tabla N° 112. Producción en viales (Prueba 5, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,05	187,98	81,87	557	66,32
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			81,87	557	66,32

Tabla N° 113. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	26,01



Tabla 114. Perfiles de temperatura (Prueba 5, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	51	50	50	49	49
2	5	293	58	56	53	50	50
3	10	294	63	57	54	51	51
4	15	297	72	59	54	52	51
5	20	298	83	63	56	52	51
6	25	299	94	68	58	52	51
7	30	299	109	73	65	55	52
8	35	298	131	91	68	56	52
9	40	298	154	108	79	59	53
10	45	298	175	122	87	64	53
11	50	298	189	136	97	69	54
12	55	298	207	150	106	74	59
13	60	298	216	163	116	79	63
14	65	298	236	191	134	91	71
15	70	299	249	207	154	107	83
16	75	299	276	244	188	140	101
17	80	299	284	256	208	161	123
18	85	298	294	283	230	193	155
19	90	299	294	293	259	221	187
20	95	299	300	294	289	244	221
21	100	299	300	293	294	269	243
22	105	299	300	294	294	287	267
23	110	298	300	297	294	293	283
24	115	298	301	299	294	293	293
25	120	299	302	299	294	293	292
26	125	299	301	299	294	293	293
27	130	298	300	299	294	293	293
28	135	298	300	298	296	293	293
29	140	298	300	298	297	294	293
30	145	299	300	298	298	296	294
31	150	298	300	298	296	295	294
32	155	299	300	297	294	293	293
33	160	299	299	298	293	293	292
34	165	298	299	298	294	293	292
35	170	299	299	298	295	293	293
36	175	298	299	298	296	294	293
37	180	298	299	298	296	294	293
38	185	298	298	297	296	294	294
39	190	299	299	297	296	294	294
40	195	298	299	298	296	294	294
41	200	298	299	298	296	295	294



Tabla 114. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
42	205	298	299	298	296	295	294
43	210	299	299	298	296	294	294
44	215	299	299	298	296	294	293
45	220	299	299	298	296	294	293
46	225	298	299	298	296	294	294
47	230	299	299	298	296	294	294
48	235	299	299	298	296	294	294
49	240	299	299	297	296	294	294
50	245	299	299	297	296	294	293
51	250	298	299	298	296	294	293
52	255	298	299	298	296	294	293
53	260	299	299	298	296	294	292
54	265	299	299	298	296	294	292
55	270	298	299	298	296	294	293
56	275	298	299	298	296	294	293
57	280	298	299	298	296	294	293
58	285	299	299	298	296	294	293
59	290	298	299	298	296	294	293
60	295	298	299	298	296	294	293

Tabla 115. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 5, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	80,7
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	166,9

Tabla 116. Producción en cilindro colector (Prueba 5, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	166,02
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	79,96

Tabla N° 117. Producción en viales (Prueba 5, 3er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,38	183,38	80,96	404	76,43
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			80,96	404	76,433

Tabla 118. Porcentaje de recobro (Prueba 5, 3er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	6,06



APÉNDICE F. Datos experimentales de la Prueba 6

Tabla 119.
celda (Prueba 6)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Dimensiones de la

Tabla 120. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 6)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,4
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,25
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,34

Tabla 121. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 6)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5963
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	6586

Tabla 122. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 6)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
100	3,55	0,355	3,2804
200	6,22	0,622	3,7445
300	8,88	0,888	3,9343
410	11,8	1,180	4,0463
510	14,38	1,438	4,1301
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			

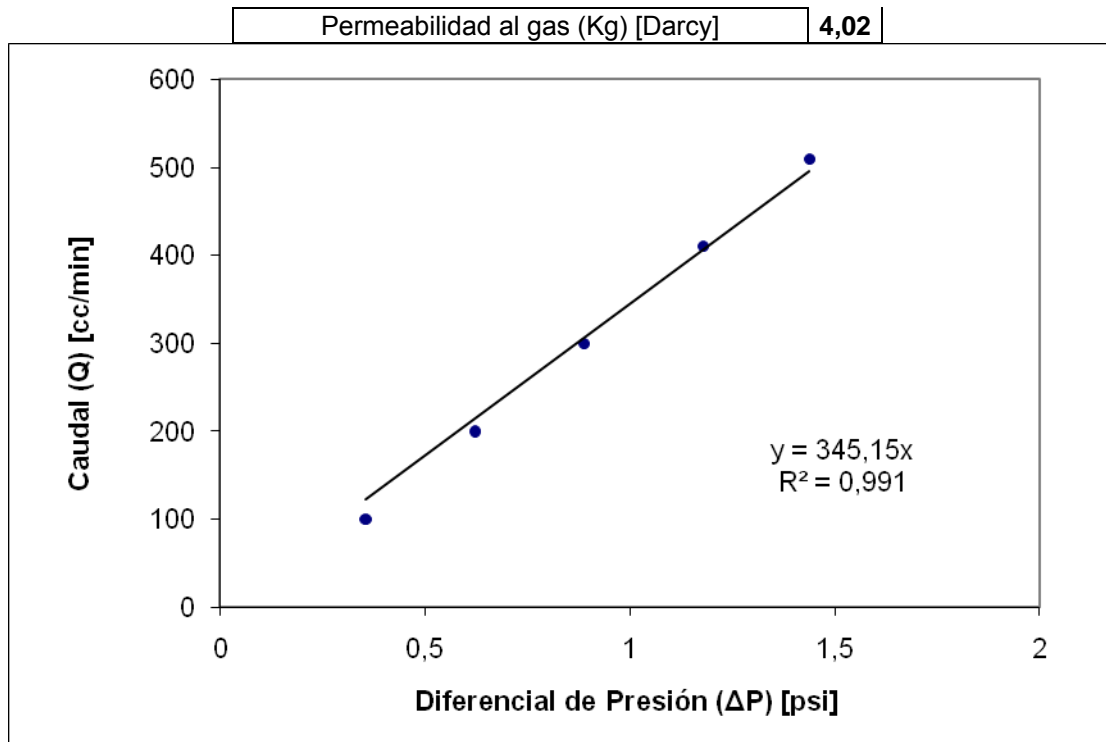


Figura 67. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 6)

Tabla 123. Saturación al 100% con agua de formación (Prueba 6)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
114,24	10,01	104,24
96,70	79,45	17,25
76,45	71,24	5,21
71,24	65,17	6,07
65,17	60,32	4,85

Tabla 124. Porosidad (Prueba 6)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6690
Peso del agua (Pagua) [gr]	104
Porosidad de la celda (Φ) [%]	29,88



Tabla 125. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 6)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
-2,5		0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1,0	32,3	0,2037	3,2667
0,8	26,4	0,1692	3,1468
0,6	20,3	0,1335	2,9916
0,4	13,3	0,0925	2,8780
0,2	7,5	0,0585	2,2736
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			3,12

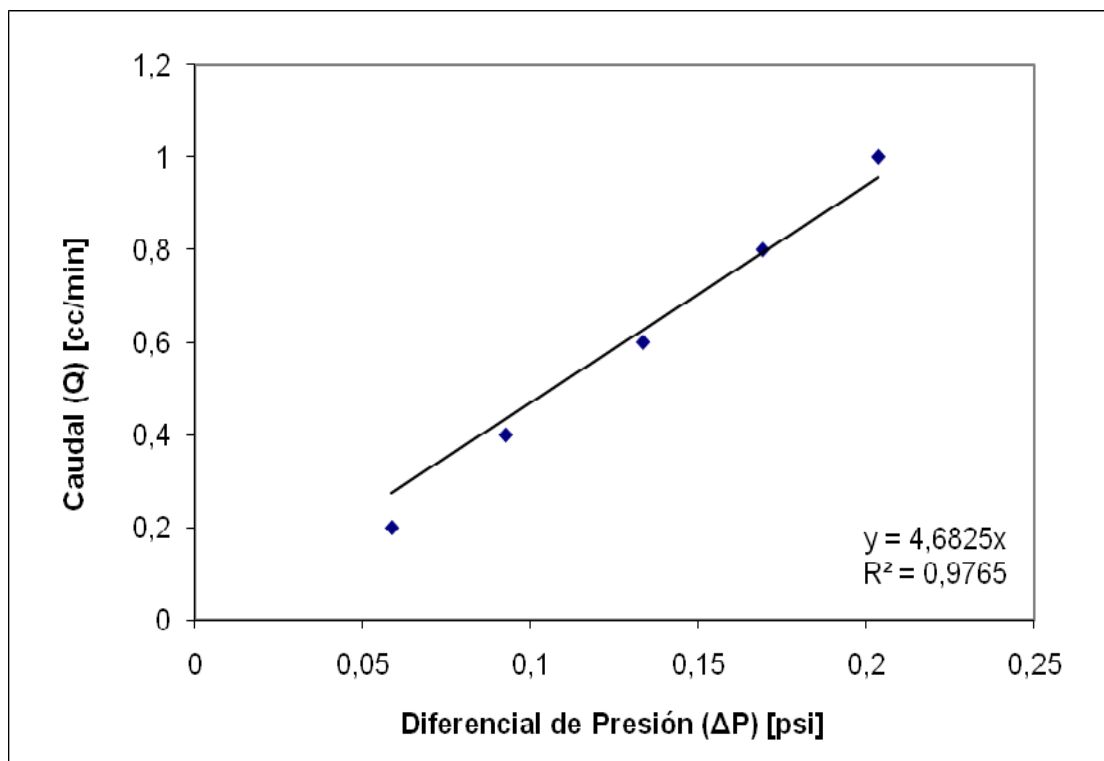


Figura 68. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 6)



Tabla 126. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba 6)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1039
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1330
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	291
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1326
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	201
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	184,8
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	90
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	84,8
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	104
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	82
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	84,80
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	69,60
Volumen de gas (Vg) [cc]	15,20
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	18,46
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	66,93
Saturación de gas (Sg) [%]	14,61

Tabla 127. Permeabilidad al petróleo (Prueba 6)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		1100	
70		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	59,6	425,7143	0,6350
0,4	51,7	369,2857	0,5063
0,3	42,1	300,7143	0,3782
0,2	32,4	231,4286	0,2511
0,1	19,5	139,2857	0,1249
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 128. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	295	50	50	49	49	49
2	5	295	51	50	50	49	49
3	10	297	51	50	50	50	50
4	15	298	61	52	50	50	50
5	20	298	84	59	50	50	50
6	25	298	101	65	51	50	50
7	30	298	128	86	64	54	51
8	35	298	144	100	71	56	52
9	40	298	168	119	87	63	52
10	45	298	196	143	99	70	54
11	50	298	216	161	117	82	65
12	55	298	243	186	130	89	72
13	60	299	258	204	150	102	85
14	65	298	268	214	159	112	93
15	70	298	273	233	187	139	107
16	75	298	283	245	211	176	139
17	80	298	289	250	226	196	160
18	85	298	290	260	238	209	180
19	90	298	290	271	242	223	196
20	95	298	292	281	267	247	223
21	100	298	294	290	283	274	259
22	105	298	294	292	293	290	281
23	110	298	293	293	293	296	290
24	115	298	293	292	293	293	292
25	120	298	293	293	293	293	293
26	125	298	294	293	293	293	293
27	130	299	294	293	293	292	292
28	135	298	294	293	293	292	292
29	140	298	294	293	293	292	292
30	145	298	293	293	293	292	292
31	150	298	293	294	293	292	292
32	155	298	294	294	293	292	292
33	160	298	294	294	293	293	292
34	165	298	294	294	293	293	292
35	170	298	294	294	293	293	292
36	175	298	294	294	293	293	292
37	180	298	294	294	293	293	292



Tabla 129. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 6, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	50,4
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	111,4

Tabla 130. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	53,62
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	50,03

Tabla 131. Producción en viales (Prueba 6, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvll) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	101,00	155,48	50,46	516	34,90
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			50,46	516	34,90

Tabla N° 132. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	25,32

Tabla 133. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	294	55	52	50	50	50
2	5	294	69	62	51	51	51
3	10	295	72	63	52	51	51
4	15	296	76	64	53	53	53
5	20	296	86	67	59	54	54
6	25	297	102	72	59	54	54
7	30	298	127	84	66	56	54
8	35	299	147	98	72	59	55
9	40	298	166	116	84	64	56
10	45	298	201	144	100	71	61
11	50	298	218	159	114	81	67
12	55	298	243	181	128	91	79
13	60	299	261	199	147	103	88
14	65	298	271	212	157	111	96
15	70	298	278	226	176	130	111
16	75	298	282	242	190	148	128
17	80	299	288	257	218	178	154



Tabla 133. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
18	85	298	292	275	242	204	176
19	90	298	294	284	267	239	202
20	95	298	295	286	272	249	215
21	100	299	295	288	280	262	238
22	105	298	295	289	284	276	254
23	110	298	296	292	291	284	273
24	115	299	295	293	294	294	286
25	120	299	295	294	294	294	293
26	125	299	295	294	294	295	294
27	130	298	296	295	294	294	294
28	135	299	296	295	294	294	294
29	140	299	296	295	294	294	294
30	145	299	296	295	294	294	295
31	150	299	296	295	294	294	295
32	155	299	296	295	294	294	295
33	160	299	296	295	294	294	294
34	165	299	296	295	294	294	294
35	170	299	296	295	294	294	294
36	175	299	296	295	294	294	294
37	180	299	296	295	294	294	294

Tabla 134. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 6, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	50,96
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	86,62

Tabla 135. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	85,72
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	51,73

Tabla 136. Producción en viales (Prueba 6, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,11	156,55	52,05	392	27,21
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			52,05	392	27,21

Tabla 137. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	35,21



Tabla 138. Perfiles de temperatura (Prueba 6, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	292	49	50	50	50	49
2	5	293	56	51	50	49	49
3	10	295	67	54	51	49	49
4	15	297	73	57	52	50	50
5	20	297	87	63	54	51	50
6	25	298	101	70	57	51	50
7	30	299	118	80	63	54	50
8	35	299	136	95	71	57	51
9	40	299	157	105	80	61	53
10	45	299	157	114	84	64	55
11	50	299	178	131	97	73	63
12	55	299	201	152	116	88	69
13	60	299	220	171	131	103	78
14	65	299	233	182	146	117	87
15	70	299	253	203	167	141	107
16	75	298	271	219	187	163	131
17	80	298	281	239	206	182	153
18	85	298	283	251	226	204	179
19	90	298	288	270	251	232	201
20	95	298	291	281	269	252	228
21	100	298	294	291	286	278	257
22	105	298	294	292	293	288	278
23	110	298	294	293	293	293	290
24	115	298	294	293	293	293	291
25	120	298	294	293	293	293	292
26	125	298	294	293	293	293	292
27	130	298	294	293	293	293	292
28	135	298	294	293	293	293	292
29	140	298	294	293	293	293	292
30	145	298	294	293	293	293	292
31	150	298	294	293	293	293	292
32	155	298	294	293	293	293	292
33	160	298	294	293	293	293	292
34	165	298	294	293	293	293	292
35	170	298	294	293	293	293	292
36	175	298	294	293	293	293	292
37	180	298	294	293	293	293	292



Tabla 139. Cantidad de vapor inyectado (Prueba 6, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	50,4
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	112,9

Tabla 140. Producción en cilindro colector (Prueba 6, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	110,89
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	51,14

Tabla 141. Producción en viales (Prueba 6, 3er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,33	152,57	50,99	485	38,60
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			50,99	485	38,60

Tabla 142. Porcentaje de recobro (Prueba 6, 3er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	15,05



APÉNDICE G. Datos experimentales de la Prueba 7

Tabla 143. Dimensiones de la celda (Prueba 7)

Dimensiones de la Celda	
Diámetro (Di) [mm]	37,75
Longitud (L) [mm]	304
Volumen (V) [cc]	340,25

Tabla 144. Dimensiones del volumen muerto de la celda (Prueba 7)

Dimensiones del Volumen Muerto de la Celda	
Longitud de la tubería (Ltub) [cm]	7,40
Diámetro de la tubería (Dtub) [cm]	0,64
Volumen muerto (Vm) [cc]	2,38

Tabla 145. Peso de la celda antes y después de empacada (Prueba 7)

Celda Empacada	
Peso de la celda vacía (Pcv) [gr]	5965
Peso de la celda empacada (Pc+a) [gr]	6588

Tabla 146. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 7)

Propiedades del Gas Nitrógeno			
Viscosidad del nitrógeno (μ) [cP]		0,0175	
Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		0	
100		10	
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
105	2,3	0,23	5,3164
201	4,5	0,45	5,2016
309	7,0	0,70	5,1406
405	9,4	0,94	5,0174
499	12,1	1,21	4,8025
Permeabilidad al Gas Nitrógeno			
Permeabilidad al gas (Kg) [Darcy]			4,95

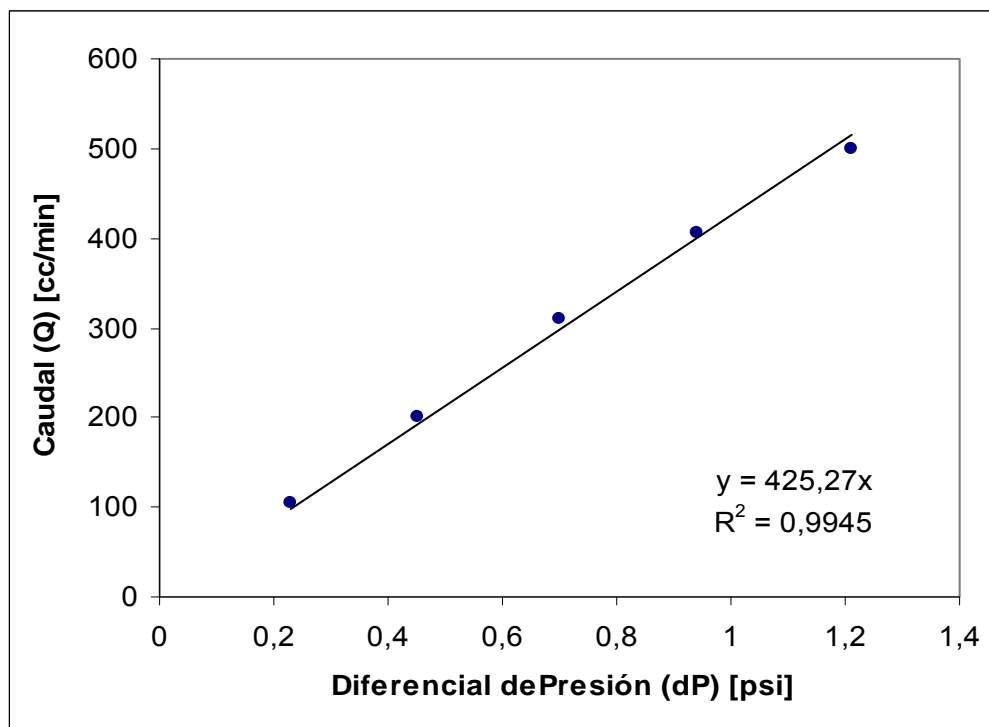


Figura 69. Permeabilidad al gas nitrógeno (Prueba 7)

Tabla 147. Saturación al 100% con agua de formación (Prueba 7)

Saturación de la Celda con Agua		
Volumen de la bomba inicial (Vo) [cc]	Volumen de la bomba Final (Vf) [cc]	Volumen inyectado a la celda (Viny) [cc]
167,8	62,4	105,40
62,40	58,80	3,60
58,80	55,47	3,33
55,47	52,47	3,00

Tabla 148. Porosidad (Prueba 7)

Porosidad de la Celda	
Peso de la celda saturada con agua (Pc+a+w) [gr]	6693
Peso del agua (Pagua) [gr]	105
Porosidad de la celda (Φ) [%]	30,17



Tabla 149. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 7)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
-2,5		0	
100		0,6	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
1	25,2	0,1621	4,1040
0,8	20,6	0,1352	3,9370
0,6	15,8	0,1071	3,7273
0,4	11,1	0,0796	3,3436
0,2	5,9	0,0492	2,7067
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			3,86

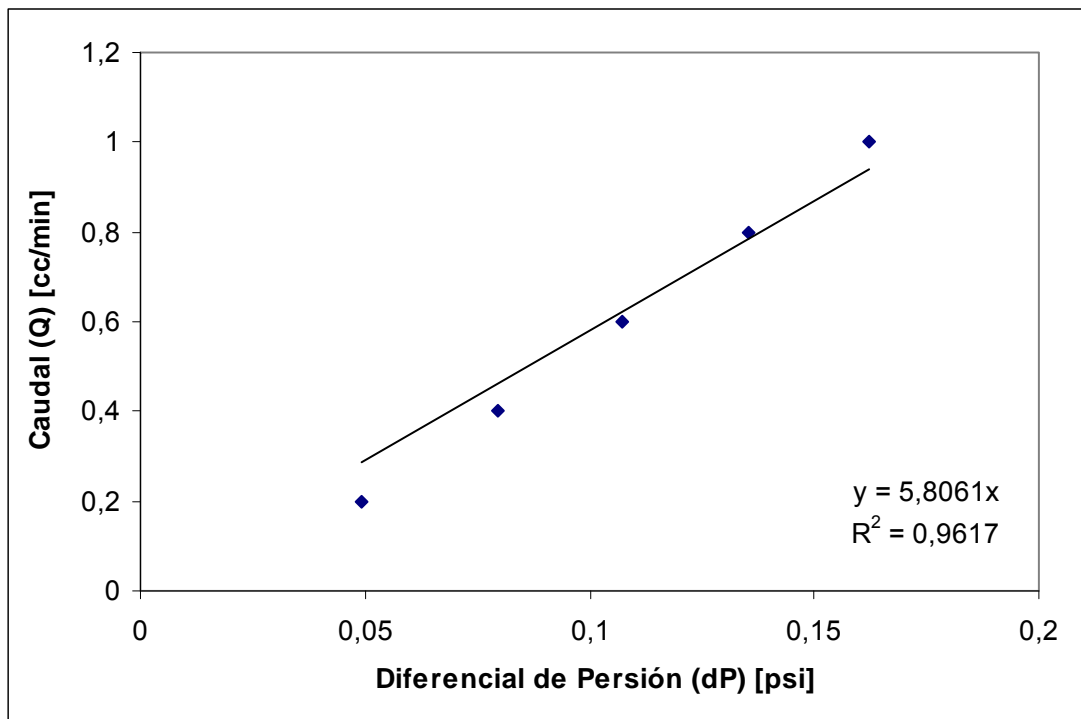


Figura 70. Permeabilidad al agua de formación (Prueba 7)



Tabla 150. Saturación de petróleo, gas y agua de formación (Prueba7)

Datos del Cilindro Colector (salchicha)	
Peso de la salchicha vacía (Psvacia) [g]	1042
Peso de la salchicha con agua (Ps+agua) [g]	1433
Peso del agua contenida en la salchicha (Pagua) [g]	391
Peso de la salchicha saturada con crudo (Psat) [g]	1429
Volumen Crudo Vivo en la Celda	
Densidad crudo (ρ)	0,9
Volumen remanente de agua en la salchicha (Vrem) [cc]	242
Volumen de crudo inyectado (Viny) [cc]	237
Volumen muerto de crudo (Vm) [cc]	10
Volumen de crudo en la salchicha (Vc) [cc]	149
Volumen de crudo en la celda (Vc) [cc]	78
Saturación de Crudo Vivo	
Volumen poroso (Vp) [cc]	105
Saturación de crudo vivo (Sov) [%]	74
Saturación de Crudo, Gas y Agua en la Celda	
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	84,06
Relación gas petróleo (RGP) [ml/ml]	0,22
Volumen de gas y petróleo (Vov) [cc]	78,00
Volumen de crudo muerto (Vo) [cc]	64,02
Volumen de gas (Vg) [cc]	13,98
Saturación de agua de formación en la celda (Sw) [%]	25,71
Saturación de crudo en la celda (So) [%]	60,97
Saturación de gas (Sg) [%]	13,31

Tabla 151. Permeabilidad al petróleo (Prueba 7)

Calibración del Validyne			
Diferencial de Presión (ΔP) [%]		Diferencial de Presión (ΔP) [psi]	
0		1100	
60		1600	
Permeabilidad al Agua Formación			
Caudal (Q) [cc/min]	Diferencial de presión		Permeabilidad (K) [Darcy]
	ΔP [%]	ΔP [psi]	
0,5	38,1	404,0323	0,6342
0,4	31,3	349,1935	0,5057
0,3	23,2	283,8710	0,3779
0,2	16,1	226,6129	0,2511
0,1	8,9	168,5484	0,1251
Permeabilidad al Agua de Formación			
Permeabilidad al agua (Kg) [Darcy]			0,38



Tabla 152. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 1er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	291	53	51	52	51	51
2	5	293	54	51	52	52	51
3	10	295	67	60	52	52	51
4	15	296	120	110	102	81	61
5	20	297	165	153	140	110	83
6	25	298	201	189	169	135	106
7	30	298	222	210	193	165	149
8	35	298	234	225	210	200	187
9	40	298	244	235	225	221	210
10	45	297	258	250	243	236	224
11	50	297	274	266	253	249	240
12	55	298	287	277	265	260	250
13	60	297	291	287	279	270	260
14	65	297	291	291	293	287	275
15	70	296	293	292	293	291	290
16	75	295	293	293	293	293	293
17	80	296	294	293	294	293	293
18	85	297	296	294	293	294	292
19	90	298	298	294	293	293	292
20	95	298	298	294	293	293	292
21	100	298	297	294	294	294	293
22	105	299	296	293	294	294	293
23	110	298	296	293	293	293	292
24	115	298	295	293	292	293	292

Tabla 153. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 1er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	32,3
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	64,0

Tabla 154. Producción en cilindro colector (Prueba 7, 1er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	60,01
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	27,87



Tabla 155. Producción en viales (Prueba 7, 1er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (P _{VV}) [g]	Peso lleno (P _{Vll}) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (V _{gasrec}) [cc]	Peso del agua (P _{agua}) [g]
1	102,25	134,05	28,23	162	6,80
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			28,23	162	6,80

Tabla 156. Porcentaje de recobro (Prueba 7, 1er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	34,70

Tabla 157. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 2do ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	291	50	50	50	50	50
2	5	293	51	50	50	50	50
3	10	295	63	58	52	50	50
4	15	296	117	109	100	82	60
5	20	297	165	156	145	111	82
6	25	298	188	178	168	136	105
7	30	298	222	214	196	166	137
8	35	298	234	228	219	199	176
9	40	298	241	236	229	222	209
10	45	297	254	249	242	235	222
11	50	297	269	264	257	250	237
12	55	298	280	275	268	261	248
13	60	297	291	286	279	272	259
14	65	297	292	292	293	287	274
15	70	296	292	292	292	292	289
16	75	295	293	292	293	293	292
17	80	296	294	293	292	293	292
18	85	297	294	293	293	291	292
19	90	298	294	293	292	292	292
20	95	298	295	293	293	291	292
21	100	298	295	294	293	291	291
22	105	299	295	293	292	292	291
23	110	298	294	293	293	291	292
24	115	298	296	293	293	292	292



Tabla 158. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 2do ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	35,14
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	75,74

Tabla 159. Producción en cilindro colector (prueba 7, 2do ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	36,12
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	75,72

Tabla 160. Producción en viales (Prueba 7, 2do ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,38	137,68	31,97	255	31,12
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			31,97	255	31,12

Tabla 161. Porcentaje de recobro (prueba 7, 2do ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	26,01

Tabla 162. Perfiles de temperatura (Prueba 7, 3er ciclo)

#	Tiempo (t) [min]	Temperaturas (T) [°C]					
		TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
1	0	293	50	50	50	50	50
2	5	293	52	50	50	50	51
3	10	295	57	51	50	50	50
4	15	297	77	68	60	54	50
5	20	297	101	87	76	65	53
6	25	298	126	108	94	73	61
7	30	298	148	127	115	80	69
8	35	298	167	145	131	94	78
9	40	298	195	168	150	114	91
10	45	298	211	194	167	131	110
11	50	298	225	203	182	152	129
12	55	298	236	215	204	175	154
13	60	297	241	226	217	196	177
14	65	297	251	238	229	209	189
15	70	298	262	253	240	223	200
16	75	298	271	262	252	236	213



Tabla 162. Continuación

#	Tiempo (t) [min]	TT-1006	TT-1007	TT-1008	TT-1009	TT-1010	TT-1011
17	80	297	284	278	265	249	227
18	85	297	291	291	277	263	244
19	90	298	292	291	288	276	259
20	95	298	293	291	291	291	275
21	100	298	293	292	291	292	290
22	105	299	294	293	292	293	292
23	110	298	294	293	292	293	292
24	115	299	294	293	292	293	292

Tabla 163. Cantidad de vapor inyectada (Prueba 7, 3er ciclo)

Volumen Total Inyectado a la Celda (Viny) [cc]	35,4
Volumen Total Retirado de la Celda (Vret)[cc]	74,9

Tabla 164. Producción en cilindro colector (Prueba 7, 3er ciclo)

Producción en Cilindro	
Volumen Inyectado al cilindro (Viny) [cc]	74,46
Volumen retirado por el cilindro (Vret) [cc]	29,67

Tabla 165. Producción en viales (Prueba 7, 3er ciclo)

Producción en viales					
Vial	Peso vacío (Pvv) [g]	Peso lleno (Pvl) [g]	Volumen recolectado (Volrec) [cc]	Volumen de gas (Vgasrec) [cc]	Peso del agua (Pagua) [g]
1	102,44	137,02	32,27	162	29,40
2	-	-	-	-	-
Producción en viales			32,27	162	29,40

Tabla 166. Porcentaje de Recobro (Prueba 7, 3er ciclo)

Porcentaje de Recobro	
Porcentaje de recobro (%R) [%]	6,44



APÉNDICE H. Análisis SARA del petróleo producido

Tabla 167. Análisis SARA del petróleo producido

Prueba	Ciclo	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfáltenos
2	1er	7	43	40	10
	2do	7	43	42	8
	3er	-	-	-	-
5	1er	7	41	42	10
	2do	7	43	41	9
	3er	17	46	32	5
8	1er	12	62	17	9
	2do	-	-	-	-
	3er	-	-	-	-

APÉNDICE I. Análisis del agua efluente

Tabla 168. Análisis de aniones del agua efluente

Compuesto	Agua de Inyección	Concentración (g/L)		
		1er Ciclo	2do Ciclo	3er Ciclo
CO ₃ =	0,0840	-	-	-
HCO ₃ ⁻	0,2759	0,4615	0,4491	0,3021
Cl ⁻	0,0350	0,4806	0,1994	0,0882
SO ₄ =	0,0840	0,1000	0,0647	0,0353

Tabla 169. Análisis aniones del agua efluente en las pruebas con reducción de pérdidas de calor

Compuesto	Agua de Inyección	Concentración (g/L)		
		1er Ciclo	2do Ciclo	3er Ciclo
CO ₃ =	0,0840	-	-	-
HCO ₃ ⁻	0,2759	0,6347	0,1775	0,1885
Cl ⁻	0,0350	0,6610	0,1200	0,1340
SO ₄ =	0,0840	0,0878	0,0360	0,0212

Tabla 170. Análisis de aniones del agua efluente de las pruebas con inyección de nitrógeno

Compuesto	Agua de Inyección	Concentración (g/L)		
		1er Ciclo	2do Ciclo	3er Ciclo
CO ₃ =	0,0840	-	-	-
HCO ₃ ⁻	0,2759	0,3540	0,3376	0,3049
Cl ⁻	0,0350	0,5429	0,2981	0,1143
SO ₄ =	0,0840	0,2129	0,1024	0,0529



Tabla 171. Análisis de pH de las aguas efluentes del proceso

Valores de pH de las aguas efluentes				
Prueba	Agua de Inyección	1er Ciclo	2do Ciclo	3er Ciclo
Pruebas Base	7,8	6,66	6,81	6,93
Pruebas con reducción de pérdidas de calor	7,8	6,56	6,36	5,59
Pruebas con inyección de nitrógeno	7,8	6,16	6,27	6,39

and_resito@yahoo.com