

**EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA Y GAS COMO METODOS PARA  
MOVILIZACION DE BANCO DE CONDENSADO EN YACIMIENTOS DE  
HIDROCARBURO CERCANOS AL PUNTO CRITICO**

**JORGE ALBERTO ROJAS PLATA**

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

**2014**

**EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA Y GAS COMO METODOS PARA  
MOVILIZACION DE BANCO DE CONDENSADO EN YACIMIENTOS DE  
HIDROCARBURO CERCANOS AL PUNTO CRITICO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos**

**JORGE ALBERTO ROJAS PLATA**

**Director**

**M.Sc. Samuel Fernando Muñoz**

**Co-director**

**M.Sc. José Francisco Zapata Arango**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*A mi esposa Omayra, por su incondicional apoyo y su eterno amor durante el camino recorrido por la vida.*

*A mis hijos Daniel y Valentina quienes con alegría y amor, me brindan la fuerza y optimismo para persistir en el logro de las metas propuestas.*

*A mis padres Alberto y Celmira, y mis hermanos por los valores éticos y morales que me inculcaron y que son el soporte de mi personalidad.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A ti Padre Dios, por guardarme la vida para disfrutar mí familia y poder compartir mis logros con mis familiares, colegas y amigos.*

*A mi director M.Sc. Samuel Fernando y co-director del proyecto M.Sc José Francisco Zapata A, por su permanente orientación y revisión para el cumplimiento de los objetivos de la tesis de Maestría.*

*Al instituto Colombiano del Petróleo, en cabeza de su director, M.Sc Andrés Reyes y a todos los profesionales de las diferentes Areas que me colaboraron en el desarrollo del presente estudio.*

*A todos mis compañeros del laboratorio de Petrofísicos Básicos y Especiales, Daños a la formación y Lab.. PVT funcionarios y contratistas, especialmente a Raúl Triana, Pedro Juan Rojas, Diego Corzo, Wilson Cañas y Mauricio Salazar, por su dedicación, persistencia y mutuo apoyo para juntos alcanzar esta meta.*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1. GENERALIDADES CAMPO CUPIAGUA.....	23
1.1 LOCALIZACIÓN	23
1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS DEL CAMPO CUSIANA	24
1.3 PRODUCCIÓN Y FLUIDOS	26
2. GENERALIDADES SOBRE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO .....	29
2.1 PROBLEMAS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	31
2.2 TRATAMIENTOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	32
2.3 ESTADO DEL ARTE: GAS CONDENSADO EN MEDIOS POROSOS	33
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO	36
2.5 ESTUDIO PSEUDO-DAÑO	38
2.6 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	41
2.6.1 Datos obtenidos en una prueba de desplazamiento	42
2.7. TERMODINAMICA DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	45
2.8. BALANCE DE MATERIALES	50
3. EQUIPO EXPERIMENTAL .....	57
3.1 COMPONENTES EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO	62
3.1.1 Horno de calentamiento	62
3.1.2 Portanúcleos	63
3.1.3 Sistema de inyección de fluidos	65
3.1.4 Regulador de Presión (Back-Pressure Regulator)	67
3.1.5 Cilindros acumuladores de fluido	67
3.1.6 Sistema de confinamiento.	68
3.1.7 Sistema de Medición de Presión diferencial.	69
3.1.8 Separador trifásico	71
3.1.9 Celda visual PVT	72
3.1.11 Planos de líneas y elementos principales del equipo.	73

4. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL EQUIPO .....	77
4.1 LLENADO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DEL EQUIPO .....	77
4.2 INYECCIÓN DE FLUIDO ACUOSO .....	83
4.3 INYECCIÓN DE FLUIDO BASE HIDROCARBURO .....	86
4.4 INYECCIÓN DE FLUIDO GASEOSO .....	89
4.5 SISTEMA DE MONITOREO, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS .....	92
4.5.1 Configuración del sistema de adquisición de datos Pump works .....	92
5. PRUEBAS DE VERIFICACION DE FUNCIONALIDAD .....	100
5.1 BÚSQUEDA DE LA MEJOR CONFIGURACIÓN DEL PID .....	100
6. PROTOCOLOS EXPERIMENTALES - PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO ..	128
6.1 MUESTRAS DE ROCA UTILIZADAS .....	128
6.2 MUESTRAS DE FLUIDOS UTILIZADOS .....	130
6.2.1 Salmuera sintética .....	130
6.2.2 Gas sintético .....	130
6.2.3 Condensado .....	131
6.3 TIPOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO .....	132
6.3.1 Evaluación de la eficiencia de la inyección de agua (EDw) .....	133
6.3.1.1 Saturación de agua 100% con salmuera .....	134
6.3.1.2 Inyección de gas saturado. ....	134
6.3.1.3 Inyección de agua.....	135
6.3.1.4 Inyección del condensado original .....	135
6.3.1.5 Inyección del fluido de barrido: Agua .....	138
6.3.1.6 Evaluación de la eficiencia de barrido.....	138
6.3.2 Evaluación de la eficiencia de la inyección de gas (EDg) .....	139
6.3.2.1 Saturación de agua 100% con salmuera. ....	140
6.3.2.2 Inyección de gas saturado. ....	140
6.3.2.3 Inyección de agua.....	141
6.3.2.4 Inyección del condensado original .....	142
6.3.2.5 Inyección del fluido de barrido: Gas.....	142
6.3.2.6 Evaluación de la eficiencia de barrido.....	142

6.3.3 Evaluación de la eficiencia de la inyección alternada de gas y agua	143
6.3.3.1 Saturación de agua 100% con salmuera	144
6.3.3.2 Inyección de gas saturado	145
6.3.3.3 Inyección de agua	145
6.3.3.4 Inyección del condensado original	146
6.3.3.5 Inyección del fluido de barrido Gas	146
6.3.3.6 Inyección del fluido de barrido Agua	146
6.3.3.7 Inyección del fluido de barrido Gas	147
6.3.3.8 Inyección del fluido de barrido Agua	147
6.3.3.9 Evaluación de la eficiencia en la inyección alternada Gas-Agua-Gas	147
6.4 ANALISIS DE RESULTADOS EXPERIMENTALES	149
6.4.1 Evaluación de la eficiencia de la inyección de agua	149
6.4.2 Evaluación de la eficiencia de barrido del fluido de empuje (Gas)	157
6.4.3 Evaluación de la eficiencia de la inyección alternada de gas-agua-gas	165
7. CONCLUSIONES	166
8. RECOMENDACIONES	169
BIBLIOGRAFÍA	170

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características Generales Campo Cupiagua.	26
Tabla 2. Componentes del Sistema de Hidrocarburos Campo Cupiagua	28
Tabla 3. Propiedades petrofísicas básicas- Muestras de Berea	129
Tabla 4. Parámetros iniciales de prueba # 3.	149
Tabla 5. Resultados Evaluación eficiencia del Agua - Muestra Berea B8-26.	156
Tabla 6. Parámetros iniciales de prueba # 1.	157
Tabla 7. Resultados Evaluación eficiencia del Gas - Muestra Berea B8-32.	164

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo Cupiagua	23
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Pie de Monte Llanero	24
Figura 3. Historia de Producción Campo Cupiagua.	27
Figura 4. Diagrama de Fases Yacimiento de Condensado.	29
Figura 5. Esquema Flujo Gas-Condensado Yacimientos de Gas Condensado.	37
Figura 6. Representación Conceptual de una Prueba de Desplazamiento.	41
Figura 7. Ejemplos comportamiento gas condensado rico y pobre.	46
Figura 8. Equipo de Desplazamiento – Inyección del condensado.	59
Figura 9. Equipo de Desplazamiento – Generación in-situ del condensado.	60
Figura 10. Diagrama del Portanúcleos	64
Figura 11. Diagrama Sistema Bomba dual.	66
Figura 12. Diagrama Backpressure Regulator BPR.	68
Figura 13. Sistema de contrapresión –Backpressure, BPR	68
Figura 14. Diagrama Sistema de Medición de presión diferencial.	70
Figura 15. Diagrama Separador trifásico	71
Figura 16. Vista frontal del equipo: Permeámetro Trifásico.	75
Figura 17. Vista Posterior del equipo: Permeámetro Trifásico.	76
Figura 18. Disposición de válvulas para cargue de fluidos acuosos.	78
Figura 19. Posición válvulas - cargue del separador trifásico con agua.	79
Figura 20. Posición válvulas - cargue del separador con fluido hidrocarburo.	80
Figura 21. Posición válvulas - cargue bomba de inyección de gas.	81
Figura 22. Posición válvulas - cargue del Separador con Gas.	82
Figura 23. Posición válvulas - cargue de líneas y válvulas.	83
Figura 24. Medición de permeabilidad absoluta o efectiva al agua.	85
Figura 25. Proceso de Medición de permeabilidad efectiva al hidrocarburo.	88
Figura 26. Proceso de Medición de permeabilidad efectiva al gas.	91

Figura 27. Ventana de configuración Inicial Software PumpWorks.	93
Figura 28. Selección modo de recirculación para Agua.	93
Figura 29. Selección modo de recirculación para Hidrocarburo.	94
Figura 30. Selección modo de recirculación para Gas.	94
Figura 31. Apertura de válvulas, diferenciales de presión y separador trifásico.	95
Figura 32. Selección de variables de prueba a Monitorear, grabar y controlar.	96
Figura 33. Creación del archivo fuente.	96
Figura 34. Verificación data configurada.	97
Figura 35. Ventana de control de las variables monitoreadas.	98
Figura 36. Descargue de archivo con data de resultados de la prueba.	99
Figura 37. Presiones de control en 2000 (proporcional, diferencial)	101
Figura 38. P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=10000, Bomba 2.	102
Figura 39. Cambio presiones en Bomba 1 y P=D=4000, Bomba 4.	103
Figura 40. Cambio presiones a 4000 en 2 bombas, caudal @ 2.0 cc/min.	104
Figura 41. Presiones=4000, Bomba 1 y P=50000, D=10000, Bomba 4.	105
Figura 42. Cambio caudal @ 3.0 cc/min y con igual configuración	106
Figura 43. Cambio caudal @ 4.0 cc/min y con igual configuración.	106
Figura 44. Apagado Bomba y encendido @ caudal 4.0 cc/min.	107
Figura 45. Cambio caudal @ 1.0 cc/min con igual configuración.	108
Figura 46. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=20000, Bomba 4.	109
Figura 47. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=25000, Bomba 4.	110
Figura 48. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=30000, Bomba 4.	111
Figura 49. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=40000, Bomba 4.	112
Figura 50. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	113
Figura 51. Cambio P=D=10000 Bomba 1 y P=55000, D=40000 Bomba 4.	114
Figura 52. P=15000 y D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	115
Figura 53. P=20000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	116
Figura 54. P=30000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	117
Figura 55. P=30000, D=20000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	118
Figura 56. Problemas de configuración en Bomba que retrocede.	119

Figura 57. Variaciones en las presiones de la bomba que inyecta fluido.	119
Figura 58. Errores e las presiones de inyección.	120
Figura 59. P=30000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.	121
Figura 60. P1= P30000, I10000 y P4= P55000, I40000.	121
Figura 61. Variaciones de presión en Bomba que retrocede.	122
Figura 62. Cambio caudal de 3.0 a 1.0 cc/min, Configuración anterior.	123
Figura 63. Respuesta transitoria similar para caudales de 1.0 y 3.0 cc/min.	123
Figura 64. P1=P30000, I10000 y P4=P55000, I40000, caudal máximo.	124
Figura 65. No afectación de la configuración al caudal máximo	125
Figura 66. Errores de configuración a ignorar.	125
Figura 67. Inyección de gas por bypass.	126
Figura 68. Inyección de gas: Por la muestra.	127
Figura 69. Comportamiento Reológico - Condensado Pozo Cupiagua XC-19.	131
Figura 70. Comportamiento de fases - Condensado Pozo Cupiagua XC19.	132
Figura 71. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección agua.	139
Figura 72. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección Gas.	143
Figura 73. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección alternada.	148
Figura 74. Permeabilidad absoluta al agua - Muestra Berea B8-26.	150
Figura 75. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-26.	151
Figura 76. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-26.	152
Figura 77. Diferencial de presión Inyección Condensado @ So= 20% Vp.	153
Figura 78. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-26.	154
Figura 79. Eficiencia de desplazamiento del agua - Muestra Berea B8-26.	155
Figura 80. Permeabilidad absoluta al agua - Muestra Berea B8-32.	158
Figura 81. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-32.	159
Figura 82. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-32.	160
Figura 83. Diferencial de presión - Inyección condensado @ So= 20% Vp.	161
Figura 84. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-32.	162
Figura 85. Eficiencia de desplazamiento del gas - Muestra Berea B8-32.	163

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	Pág.
Fotografía 1. Equipo de desplazamiento: Permeámetro Trifásico .....	61
Fotografía 2. Horno.....	63
Fotografía 3. Portanúcleos.....	65
Fotografía 4. Sistema (7) Bombas de desplazamiento. ....	66
Fotografía 5. Sistema de Medición de presión diferencial. ....	70
Fotografía 6. Separador trifásico.....	72
Fotografía 7. Sistema de control, monitoreo y Adquisición de datos .....	73
Fotografía 8. Muestras de Berea. ....	130

## **ANEXOS**

ANEXO A. Resultados de pruebas: Cálculo de Balances Volumétricos .....	174
--	-----

## NOMENCLATURA

B	:	Factor volumétrico, bbl/STB
bbl	:	Barriles
BPPD	:	Barriles de petróleo por día
C	:	Constante de atrapamiento de Land
$D_L$	:	Dimensión fractal
$e_{ow}$	:	Parámetro de ajuste en sistema aceite-agua
$e_{og}$	:	Parámetro de ajuste en sistema gas- aceite
$K_r$	:	Permeabilidad relativa, md
$K_{ro}$	:	Permeabilidad relativa al aceite, md
$K_{rw}$	:	Permeabilidad relativa al agua, md
$K_{rg}$	:	Permeabilidad relativa al gas, md
$K_{ro, exp}$	:	Valor experimental de permeabilidad relativa al aceite
$K_{ro, calc}$	:	Valor calculado por modelos de permeabilidad relativa aceite
$K_{row}$	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, sistema aceite- agua
$K_{rocw}$	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, en un sistema aceite-agua a saturación de agua connata
$K_{rog}$	:	Permeabilidad relativa al aceite dos fases, en un sistema gas-aceite
$K_{rwo}$	:	Permeabilidad relativa al agua dos fases, en un sistema aceite-agua
$K_{rgo}$	:	Permeabilidad relativa al gas dos fases, en un sistema gas-aceite
GOR	:	Gas Oil Ratio
M	:	Miles
MM	:	Millones
$P_c$	:	Presión capilar

Q	:	Tasa de producción
Rs	:	Factor de Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB
S	:	Saturación, fracción
S <sub>h</sub>	:	Saturación de hidrocarburo
S <sub>hr</sub>	:	Saturación residual de hidrocarburo
S <sub>o</sub>	:	Saturación de aceite, fracción
S <sub>ob</sub>	:	Saturación 'bulk' de aceite, fracción
S <sub>ol</sub>	:	Saturación de aceite en los estratos, fracción
S <sub>om</sub>	:	Saturación residual de aceite tres fases, fracción
S <sub>orw</sub>	:	Saturación residual de aceite en sistema agua-aceite, fracción
S <sub>org</sub>	:	Saturación residual de aceite en sistema gas-aceite, fracción
S <sub>w</sub>	:	Saturación de agua, fracción
S <sub>wc</sub>	:	Saturación de agua crítica, fracción
S <sub>wi</sub>	:	Saturación de agua inicial, fracción
S <sub>g</sub>	:	Saturación de gas, fracción
SCF	:	Standard Cubic Feet
S <sub>ob</sub>	:	Saturación de petróleo bloqueado por invasión de agua
S <sub>of</sub>	:	Saturación de petróleo libre (S <sub>o</sub> – S <sub>ob</sub> )
S <sub>om</sub>	:	Mínima saturación residual de petróleo
S <sub>or</sub>	:	Saturación de petróleo residual
STB	:	Stock Tank Barrel
t	:	Tiempo
WI	:	Índice de mojabilidad
WOR	:	Water Oil Ratio, STB de agua/STB de líquido

## LETRAS GRIEGAS

$\Delta$	:	Variación
$\phi$	:	Porosidad
$\gamma$	:	Tensión interfacial
$\sigma$	:	Función de probabilidad
$\Sigma$ DEV	:	Sumatoria de desviaciones

## SUBÍNDICES

g	:	Gas
L	:	Líquido
Lr	:	Líquido residual
Max	:	Máximo
Norm	:	Saturación normalizada
o	:	Petróleo
OG	:	Sistema gas-aceite
T	:	Atrapado
Sor	:	Saturación de petróleo residual
Swirr	:	Saturación de agua irreducible
w	:	Agua
WG	:	Sistema agua/gas
WO	:	Sistema aceite/agua

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA Y GAS COMO METODOS PARA MOVILIZACION DE BANCO DE CONDENSADO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBURO CERCANOS AL PUNTO CRITICO<sup>1</sup>

**AUTOR:** JORGE ALBERTO ROJAS PLATA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** *Gas condensado, Metodología Experimental, Equipo de coreflooding.*

Este trabajo presenta una revisión de estado del arte y los desarrollos experimentales y teóricos en el área de condensación retrógrada en medios porosos, y propone una metodología experimental en estado no estable, para evaluar las eficiencias, del agua y del gas, para el barrido o movilización de bancos de condensado formados a nivel de medio poroso. Para lograr estas mediciones, de movilización de bancos de condensado en estado no estable a condiciones de yacimiento, se realizó el acondicionamiento y mejora de un equipo permeámetro para tal fin, acondicionando 3 pares de bombas duales para los 3 fluidos: Agua, gas y aceite, una bomba para mantenimiento de presión de poro y un separador trifásico, en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos básicos y Especiales del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol S.A.

Las corridas fueron hechas en estado no estable utilizando diferentes fluidos de barrido para evaluar su eficiencia en la remoción de una determinada saturación de condensado depositado en un medio poroso de Berea a condiciones de yacimiento. Se realizaron seis corridas de desplazamiento usando plugs de Berea de 1 pie de longitud y 1.5" de diámetro, pero sólo se reportan dos corridas en el presente estudio. Fluido condensado del pozo Cupiagua XC-19, salmuera sintética de composición similar a la salmuera de formación, y nitrógeno fueron utilizados como fluidos de prueba.

Se diseñó y ensambló un equipo de coreflooding para evaluar, a condiciones de yacimiento, las eficiencias del agua y/o el gas para la remoción de bancos de condensado. El equipo de coreflooding permite manejar la inyección de los 3 fluidos; agua, aceite y gas a un medio poroso y cuantificar los volúmenes efluentes de cada fluido en un separador trifásico.

---

<sup>1</sup> Tesis de Maestría

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Ingeniería profundización en hidrocarburos  
Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz. Co- Director: M.Sc. José Francisco Zapata Arango (ICP).

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF WATER AND GAS INJECTION AS METHODS FOR BANK OF CONDENSED MOBILIZATION IN HYDROCARBON DEPOSITS NEAR THE CRITICAL POINT

**AUTHOR:** JORGE ALBERTO ROJAS PLATA\*\*

**KEYWORDS:** *Condensate gas, Experimental Methodology Experimental, Coreflooding apparatus.*

This work presents a review state of the art and theoretical experimental developments in the area of retrograde condensation and gives an unsteady- state experimental methodology for evaluation of water and gas efficiencies for sweep of condensate banks at media porous level. To achieve these measurements, condensate banks mobilization in unsteady state at reservoir conditions conditioning was performed a permeameter equipment for this purpose, preparing 3 pairs of dual pumps for three fluids: Water, gas and oil, a pump for maintenance of pore pressure and three-phase separator in Petrophysical Lab of Colombian Petroleum Institute of Ecopetrol S.A.

The runs were made in non-steady state using different sweep fluids to assess its efficiency in the removal of a particular condensate saturation in a porous media deposited Berea at reservoir conditions. Six runs using plugs of Berea displacement of 1 foot in length and 1.5 "in diameter, but two runs alone and reported in this study were performed. Cupiagua well condensate fluid XC-19, synthetic brine similar to the formation brine composition, and nitrogen were used as test fluid.

The coreflooding equipment was designed and assembled at reservoir conditions, the efficiencies of water and/or gas for the removal of condensate banks. Coreflooding equipment can handle the injection of fluid 3; water, oil and gas to a porous media and quantify the volumes of each fluid effluents in a three phase separator. The system consists of six pumps for injection and recirculation of the 3 fluids and a pump for maintenance of pore pressure.

---

<sup>1</sup> Master of Science Thesis

\*\*Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum engineering School

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz. Co- Director: M.Sc. José Francisco Zapata Arango (ICP).

## INTRODUCCIÓN

En los yacimientos de gas condensado hay una cierta caída de presión en el yacimiento durante la explotación de mismo como efecto del agotamiento. Esta caída de presión genera en el fluido inicial la separación de la fases y empieza (por debajo de la presión de rocío) a presentarse líquido en el yacimiento, (Véase Figura 1) este líquido o condensado puede generar grandes bancos de condensado que generalmente causan problemas de restricción al flujo.

La formación de condensado retrógrado da a lugar a la acumulación de una fase líquida alrededor del pozo, generando una reducción de la permeabilidad efectiva al gas en la vecindad el pozo.

Cuando un yacimiento de este tipo es producido ante la existencia de fluido de dos fases, se originan teóricamente tres problemas principales: Reducción irreversible de la productividad del pozo, menor gas disponible para ventas, y condensados que bloquean la producción de gas.

Un posterior proceso de recuperación secundaria con gas o agua; puede generar que parte del gas condensado atrapado inicialmente, pueda llegar a ser móvil, o arrastrar parte del líquido del banco del condesando, permitiendo que parte del gas inicialmente atrapado o parte del condensado móvil puedan salir a superficie permitiendo recuperar los hidrocarburos intermedios valioso para su venta.

La diferencia entre los valores de saturación de condensado inicial atrapado y saturación de condensado final atrapado, posterior al proceso de recobro secundario, permitirá cuantificar el gas condensado que fue re-movilizado. Esto traducido a valores de producción significa que hay una cantidad de producción adicional asociada al gas liberado o re-movilizado por efecto de la expansión o depleción del yacimiento lo que permitiría reevaluar las reservas potenciales de un determinado yacimiento.

Obviamente una gran diferencia en la saturación de gas residual significa una diferencia muy importante en las reservas de gas recuperables de los yacimientos de gas condensado.

Se pretende modelar mediante condiciones experimentales en laboratorio el fenómeno de generación y entrapamiento del condensado del gas en el medio poroso. Por lo cual se llevarán a cabo ciertos experimentos para determinar la diferencia en los valores de saturación de condensado atrapado y re-movilizado por efecto de las expansiones en el medio poroso debido al proceso de recobro secundario.

La evaluación de este tipo de fenómenos a nivel mundial está en desarrollo por lo tanto no hay procedimientos experimentales estandarizados. En Colombia ningún laboratorio de Análisis SCAL tiene implementado algún tipo de procedimiento o protocolo.

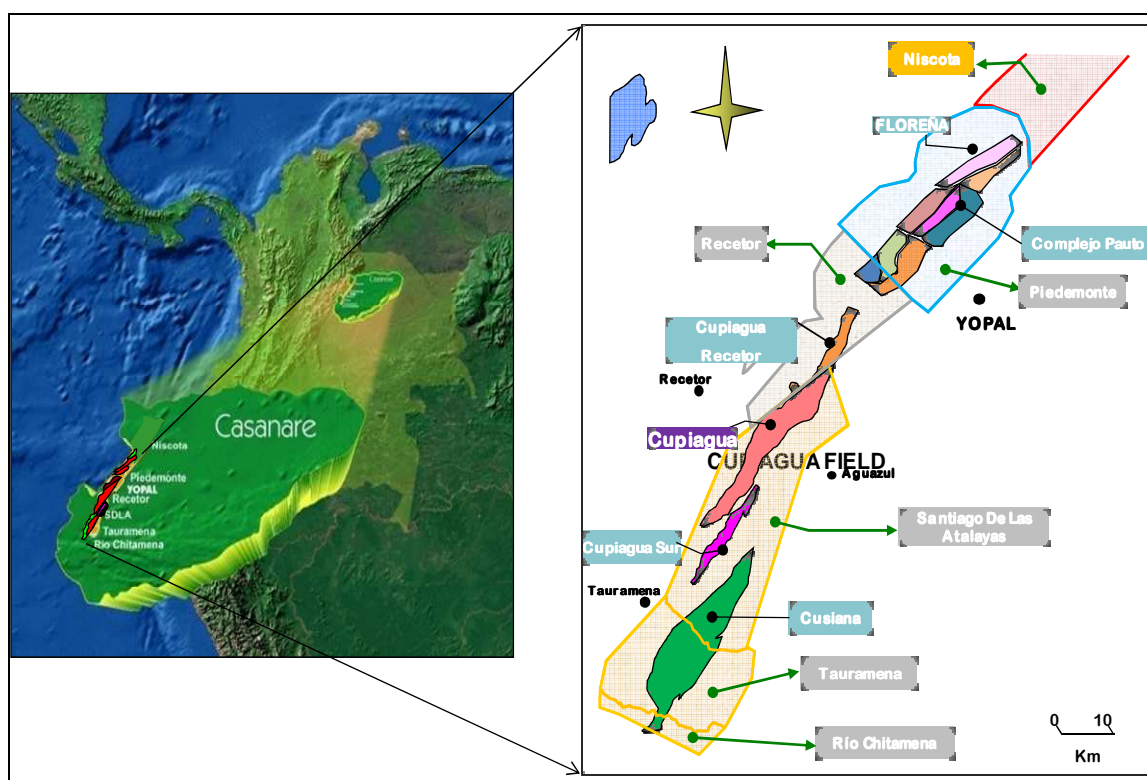
El diseño de una metodología de cuantificación y el montaje de un equipo de desplazamiento, para tal fin permitirá definir las saturaciones de condensado atrapado y movilizado y evaluar las eficiencias de los métodos de recuperación: agua y gas en la re-movilización de los bancos de condensado, a nivel de laboratorio para extrapolar a un determinado yacimiento colombiano de gas condensado.

## 1. GENERALIDADES CAMPO CUPIAGUA

### 1.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Cupiagua está ubicado geográficamente 115 Km al noreste de Bogotá, en el departamento de Casanare, más concretamente hacia el Occidente del municipio de Aguazul, en la Cuenca de los Llanos. Como se observar en la Figura 1.

Figura 1. Localización Campo Cupiagua



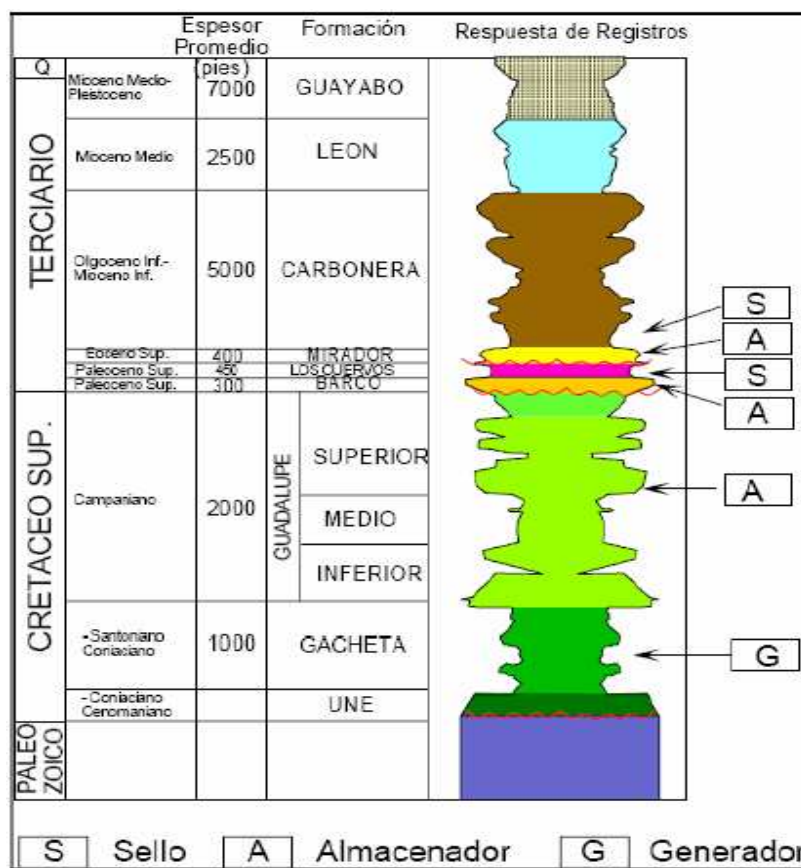
Fuente: Ecopetrol - ICP

La Cuenca de los Llanos es una cuenca asimétrica, localizada al Este de los Llanos Orientales que cubre un área aproximada de 190000 km<sup>2</sup> y geográficamente se divide en tres zonas principales que son: Zona norte, Arauca, Zona Central, Casanare y Zona Sur, meta. Esta cuenca limita al oeste con el piedemonte de la cordillera oriental, al

este por el escudo precámbrico de Guyana y al sur por la serranía de la macarena y el arco de basamento, los campos pertenecientes a esta zona del Piedemonte Llanero, de norte a sur, son: Floreña, Pauto, Volcanera, Recetor, Cupiagua, Cupiagua Sur y Cusiana. Ver Figura 2.

## 1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS DEL CAMPO CUSIANA

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Pie de Monte Llanero



Fuente: Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Ecopetrol ICP 2001.

El campo Cupiagua produce principalmente de la formación barco y la formación mirador.

- Formación Barco: Perteneciente al Paleoceno Inferior (COOPER et al. 1994), esta formación está compuesta principalmente de areniscas cuarzosas de color blanco fino a medio grueso con cemento silíceo, se presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas.

Su espesor se encuentra entre los 170 y 200 metros. En su mayoría son arcillosas, de grano muy fino a medio, bien calibradas, con estratificación cruzada, localmente contienen abundantes láminas micáceo-carbonáceas y de lutitas. En la parte media e inferior las areniscas son relativamente limpias, de grano fino a medio (DE PORTA, 1974).

- Formación Mirador: La formación mirador se encuentra entre las formaciones Los Cuervos y Carbonera. La edad asignada a esta formación es Eoceno Superior (ZAMORA 2003).

La formación mirador está constituida por tres miembros; inferior y superior que constan de areniscas y un intermedio lutítico. Se diferencia de las formaciones Barco y Guadalupe por la presencia de lentes de conglomerados (tamaño de grano) y arcillas grises con horizontes rojizos (paleosuelos).

Tabla 1. Características Generales Campo Cupiagua.

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES CAMPO CUPIAGUA</b>	
Fracción de Intervalos	Mirador, Barco
Tipo de roca	Cuarzoarenitas
Porosidad	5-6 % en areniscas puras
Permeabilidad	0.5-10 md
Saturación de agua inicial	10%
Presión	6025 psi
Temperatura	240-285 °F
Fluido del yacimiento	Gas condensado, 3500 GOR
Gradiente de esfuerzo máximo horizontal	1.2 -1.7 psi/pies
Gradiente de esfuerzo vertical	1.07 psi/pies
Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal	0.65 – 0.77 psi/pies
Gradiente de presión de poro	0.44 psi/pies
Formación del yacimiento	Cuarzoarenita, Área tectónicamente activa
Principales problemas de estabilidad presentados	Ensanchamiento del hueco, derrumbes, pega de tubería.
Estructura del yacimiento	Anticlinal fallado
Formación de mayor inestabilidad	Carbonera, Mirador y Cuervos

Fuente: MENDEZ Y. y PABON TESIS DE GRADO 2004

### 1.3 PRODUCCIÓN Y FLUIDOS

Cupiagua es un campo maduro que corresponde a una de las estructuras del piedemonte llanero, de las más complejas a nivel geológico y de fluidos en Colombia. Resalta el hecho que dentro de la curva de producción histórica del campo se alcanzó un pico en el año 1999 de 179000 BOPD; en ese momento se inyectaba un total de 976 MMPCD. Ver Figura 3.



Por sus características este gas condensado se clasifica como un fluido cercano al punto crítico es decir es un gas condensado prácticamente con la máxima riqueza de líquido teórica que se puede encontrar en la naturaleza. El sistema de fluidos de Cupiagua es inusual debido a que normalmente este tipo de gas condensado forma parte de sistemas de hidrocarburos en zonas de transición de gas condensado a aceite volátil como por ejemplo el Campo Cusiana. Por el contrario, en Cupiagua el sistema permanece como gas condensado cercano al punto crítico en el relieve vertical de 6000 pies, a un rango de temperatura de 240-300 °F y a un rango de presión de 5100-5400 Psi (Presión de rocío).

No obstante su comportamiento crítico, el fluido del campo Cupiagua presenta muy poca Variación Composicional con Profundidad, lo cual representa un sistema de hidrocarburos complejo desde el punto de vista termodinámico. El contenido de C7+ varía entre 9% y 13% y la concentración de metano varía entre 61% y 65%. En la Tabla 2, se puede ver la composición general promedio del sistema de hidrocarburos del Campo Cupiagua.

Tabla 2. Componentes del Sistema de Hidrocarburos Campo Cupiagua

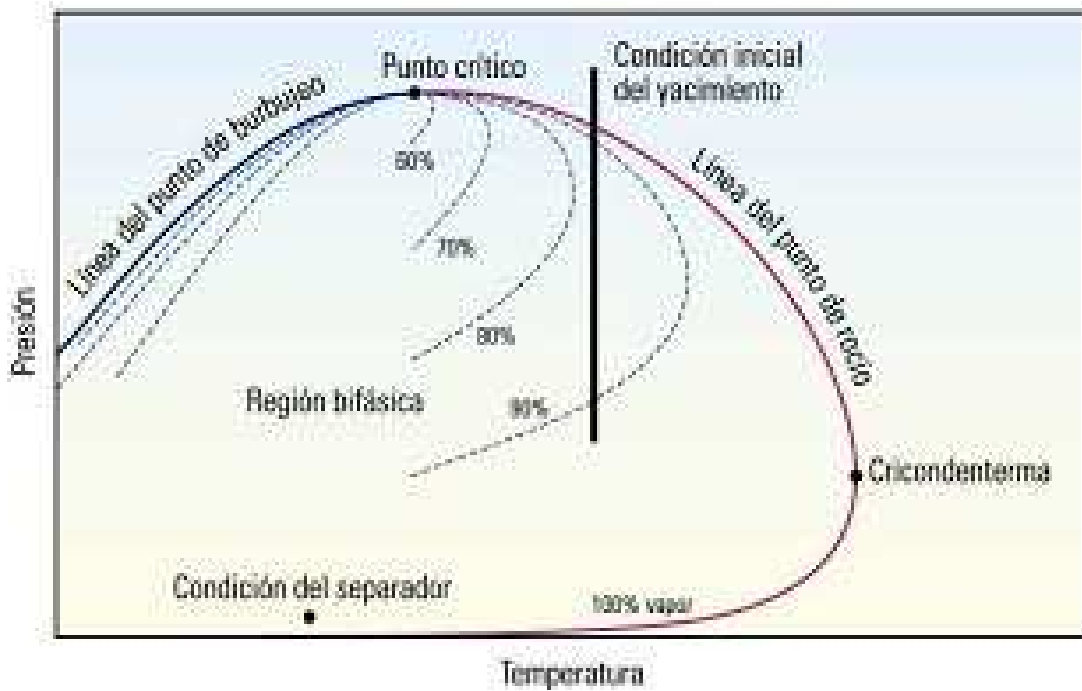
Hidrocarburos	Componentes	Peso Molecular, g/mol	Composición %
Gas Natural	CO <sub>2</sub>	44.01	3.2
	N <sub>2</sub>	28.01	0.35
	C <sub>1</sub>	16.04	62.7
	C <sub>2</sub>	30.07	9.6
	C <sub>3</sub>	44.10	5.4
Gasolina	C <sub>4</sub>	58.12	3.5
	C <sub>5-6</sub>	79.72	3.3
Kerosene Gas Oil	C <sub>7-10</sub>	113.20	6
	C <sub>11-14</sub>	166.10	2.2
Aceite Lubricante	C <sub>15-20</sub>	237.79	2
	C <sub>21-29</sub>	335.70	1.3
Aceite Lubricante Viscos	C <sub>30+</sub>	549.50	0.45

Fuente. HAUGE Vidar et al. Cupiagua Fluid Characterization, Fluid Initialization and Reservoir Simulation Study. Trondheim, 2001. p.41.

## 2. GENERALIDADES SOBRE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de gas condensado poseen metano como componente predominante (>60%) y la cantidad de hidrocarburos pesados es considerablemente significativa, sus características dentro del diagrama de fases presenta la mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales de presión en la zona de fase gaseosa o en el punto de rocío y la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica. Ver Figura 4.

Figura 4. Diagrama de Fases Yacimiento de Condensado.



Fuente: SCHLUMBERGER. OilField Review. En: Technology Journal. Spring 2006.

Los yacimientos de gas condensado se pueden clasificar de acuerdo a su comportamiento físico en:<sup>2</sup>

1. Yacimientos Subsaturados: Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación gas condensado en superficie.
2. Yacimientos Saturados: La presión inicial es igual a la presión de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado.
3. Yacimiento de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el yacimiento: Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento caer por debajo de la presión de rocío).
4. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el yacimiento: La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo. La presión de un yacimiento de gas condensado

---

<sup>2</sup> GONZALO ROJAS; Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado, 2003.

se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

## 2.1 PROBLEMAS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de gas condensado representan un reto de ingeniería en el momento de su explotación debido al comportamiento de sus componentes a medida que avanza la producción de hidrocarburos entre estos retos se encuentran:<sup>3</sup>

- a. Extracción de Muestras para la determinación de las propiedades del fluido: La complejidad para obtener muestras representativas del fluido y la determinación de las propiedades cuando la presión de flujo del yacimiento es menor a la presión de rocío, ya que al tratar de recombinar la muestra en fase gaseosa y líquida se pueden caer en errores como una relación incorrecta de gas y líquido, mezcla de fluidos de zonas con diferentes propiedades, cambios en las condiciones de producción antes o durante la extracción de la muestra, etc.
- b. Limitaciones en el momento de iniciar su producción al disminuir la presión en el yacimiento por debajo de la presión de rocío, esta condición genera dos problemas principales:
  - La producción de gas y condensado declina debido a la formación de un bloque de condensado en el pozo.

Esto se debe a que al iniciar la producción la presión del yacimiento desciende hasta estar por debajo de la presión de rocío, punto en el cual el líquido condensado es inmóvil por causa a las fuerzas capilares que actúan sobre el fluido, hasta generar un bloque de condensado que adquiere una movilidad significativa en la vecindad al

---

<sup>3</sup> SCHLUMBERGER. OilField Review. En: Technology Journal. Spring 2006.

pozo, reduciendo la movilidad del gas al estar en competencia con el líquido por las trayectorias de flujo.

- El gas producido contiene menos fracciones pesadas debido a la condensación de estas a través de todo el yacimiento.

Compuesto principalmente de metano [C1] e hidrocarburos de cadena larga denominados fracciones pesadas, al descender la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el fluido se dividirá en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida conocida como condensado retrógrado, en este instante se separa la fase rica disminuyendo su producción a medida que cae la presión del yacimiento.

## 2.2 TRATAMIENTOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

La formación del banco de condensado, requiere la implementación de métodos preventivos que permiten mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de rocío y retrasar la condensación del yacimiento al fuera de las condiciones de saturación, estos métodos de prevención deben ser puestos en marcha cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío.

En caso del inicio de la condensación es necesario recurrir a métodos de remoción del bloque de condensado, que están enfocados en la recuperación del hidrocarburo atrapado en el yacimiento, estos métodos de remoción son temporales.

## 2.3 ESTADO DEL ARTE: GAS CONDENSADO EN MEDIOS POROSOS

Gran cantidad de investigaciones y estudios se han realizado para entender y comprender el comportamiento de los yacimientos de gas condensado, entre estas investigaciones tenemos:<sup>4</sup>

- 1947 Brownell and Katz: Las permeabilidades relativas son funciones de las fuerzas interfaciales en la fase atrapada, esta proporción fue definida como número capilar.
- 1980 Bardon and Longeron: Definieron y cuantificaron el radio de las fuerzas de bouyancia y las fuerzas interfaciales, que también contribuye sobre la fuerza total de la fase atrapada.
- 1995 Leemput et al: Investigaron el daño ocasionado por la acumulación de condensado cerca al pozo, este daño fue evaluado usando el número capilar como variable dependiente de las curvas de permeabilidad relativa en los campos de gas condensado de Central Oman.
- 1996 Henderson et al: Encontró que el parámetro clave para controlar el incremento en la permeabilidad relativa es el bond number y el número capilar y no solamente los valores de tensiones interfaciales (IFT).
- Fevang and Whitson: Desarrollaron un método a pseudo-presiones para modelar pozos de gas condensado calculando una función modificada de pseudo-presiones y requiriendo el GOR como también permeabilidades relativas gas-aceite y propiedades mediante estudios PVT. Este método fue satisfactorio para pozos verticales, horizontales y fracturados.

---

<sup>4</sup> HAMOUD ALI AL-ANAZI. Experimental Measurements of Condensate Blocking and Treatments in Low and High Permeability Cores. The University of Texas at Austin, December 2003.

- 1998 Blom and Hagoort: Presentaron un método numérico para calcular el impacto del flujo radial, sus resultados mostraron que la inmovilidad del banco de condensado es causada por un alto número capilar que resulta en una importante resistencia interfacial.
- 1998-1999 Narayanswamy and Narayanswamy et al.: Estudiaron los efectos del flujo no-Darcy y los cambios de permeabilidad relativa con el número capilar, sus resultados mostraron que considerando un flujo no-Darcy el banco de condensado, puede causar una reducción en el índice de productividad y los efectos del número capilar son considerables.
- 2000 Pope et al: Desarrollaron un nuevo modelo para relacionar permeabilidades de pariente de fase con el trapping number, que es una generalización del tubo capilar y números de obligación para representar ambos efectos sobre la fase atrapada.

Kumar: Estudió los efectos de las fracturas hidráulicas para mejorar la producción de yacimientos condensados por simulación numérica.

Marker: Simuló el uso de solventes en yacimientos de gas condensado para mejorar la productividad. Estas simulaciones mostraron un significativo aumento en la productividad del pozo después de la inyección de metanol en un yacimiento de gas condensado que ha estado produciendo por debajo de la presión de rocío.

Wheaton and Zhang: Desarrollaron un nuevo modelo analítico en orden a entender la acumulación de componentes pesados cerca al pozo. La rata de cambio en la composición de los componentes pesados mostró ser más alto para gas rico y los efectos del bloque de condensado mayor para bajas permeabilidades y alta producción. Este modelo mostró también que después de ocurrida la formación del banco de condensado, no es posible destruirlo cerrando el pozo y dejando aumentar la presión por encima del punto de rocío.

- 2002 Ahmed et al: Presentó un estudio del impacto de la caída de presión en la producción para los yacimientos de gas condensado de Ghawar en Arabia Saudita. Este estudio mostro los efectos de salida del condensado sobre la productividad del pozo con y sin fracturas hidráulicas. Los efectos del flujo no-Darcy también fueron investigados.

Briones et al: Estudió el fenómeno de la condensación cerca al pozo para el campo Santa Barbara en Venezuela usando test de análisis en los pozos. Se reportó una caída en la permeabilidad relativa del gas de 90% a 15%. Mostró que para el éxito en evitar un banco de condensado por medio de una fractura hidráulica, se depende de un buen diseño. A pesar de un gran adelanto en el diferencial de presión no se evitó por completo el banco de condensado.

Mott: Desarrolló el acercamiento de pseudopresión por la inclusión de la región donde sólo flujos de gas y condensado aumentan. La extensión del banco condensado también fue tomada en cuenta y fue calculada sobre la base de un equilibrio material. El método fue probado por la comparación con los resultados de simulaciones de rejilla finas.

Ayyalasomayalajua et al: Estudió el comportamiento de fase de una mezcla de condensado de 4 componentes con agua y metanol usando las ecuaciones de estado de Peng-Robinson y SAFT. El estudio mostró que la ecuación de estado SAFT, puede modelar mezclas de agua-metanol-hidrocarburo con mejor rango que la PREOS.

- 2003 Ayyalasomayalajua et al: Implemento la ecuación de estado SAFT en el simulador composicional de la universidad de Texas y lo uso para predecir las propiedades interfaciales y termodinámicas de muestras polares.

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO

Las fuerzas intermoleculares en yacimientos de gas condensado son sensibles a cambios pequeños en las interacciones entre fases y componentes. El comportamiento termodinámico específico de mezclas multicomponentes cerca del punto crítico es muy difícil de determinar. Sin embargo, al alejarse tanto la temperatura y/o la presión de las condiciones de punto crítico, las diferencias del vapor y el aumento de propiedades líquido aumentan de modo que las fases son capaces de separarse más fácilmente.<sup>5</sup>

Cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío el comportamiento de los campos de gas condensado puede dividirse en tres regiones.

La región 1: Es la más cercana al pozo productor y fluye tanto la fase gaseosa como la fase de condensado, la saturación del condensado es mayor que la saturación crítica. La relación Gas/Condensado circulante es constante y la condición PVT se considera una región de expansión a composición constante, ya que el fluido se expande con la declinación de la presión llegando a formar dos fases, pero sin remover ningún componente. Esta región es la que controla la productividad del pozo.<sup>6</sup>

La región 2: La presión del yacimiento es menor que la presión de rocío, el condensado empieza a segregarse sin alcanzar la saturación crítica y aunque existen las 2 fases gas y líquido, solo fluye el gas. En este punto la composición del gas comienza a cambiar, volviéndose más pobre. Ver Figura 5.

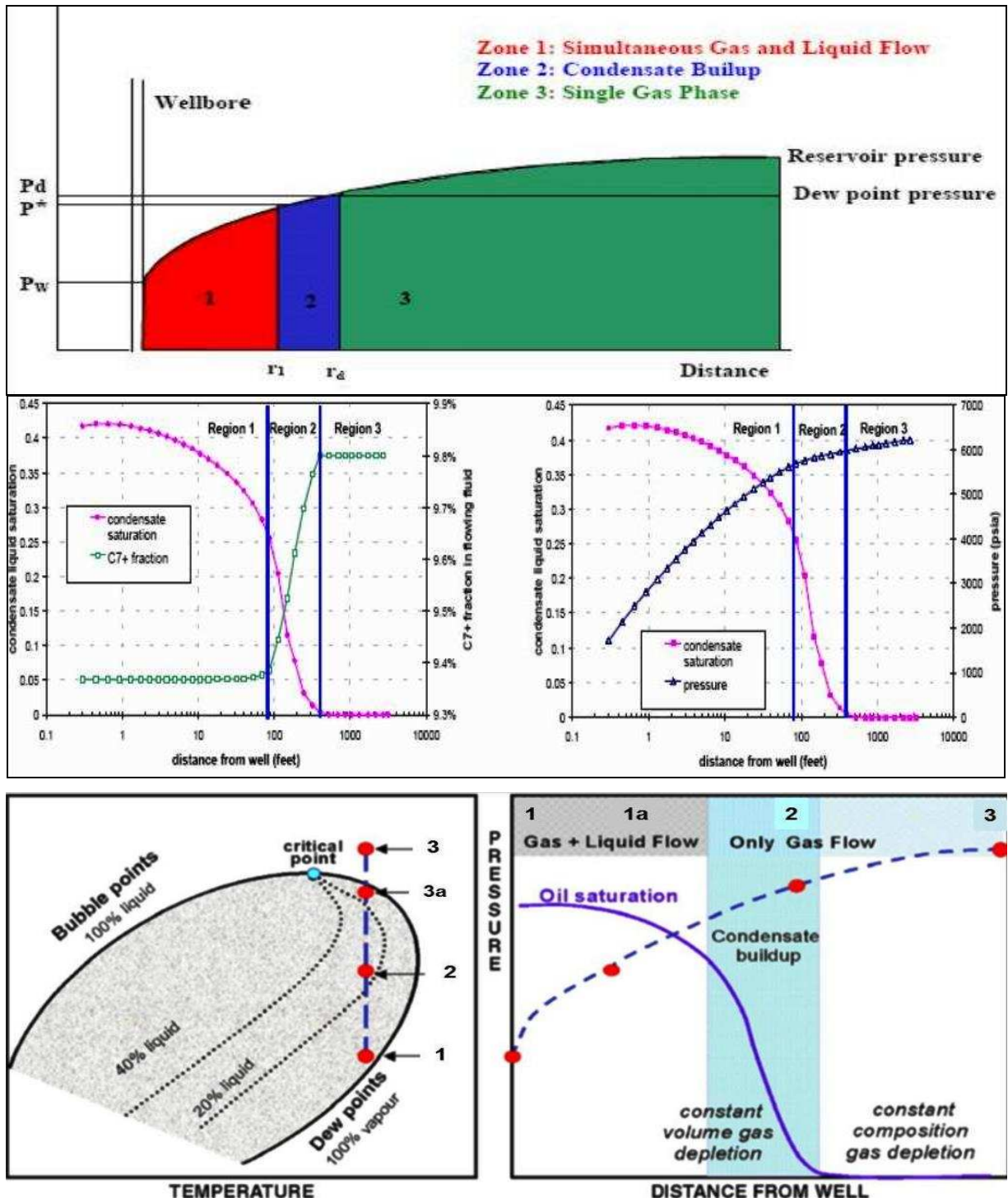
La región 3: Solo existe hidrocarburo en fase gaseosa.

---

<sup>5</sup> Dawe R.A., C.A. Grattoni C.A., En: Journal of Petroleum Science and Engineering 55, 2007.

<sup>6</sup>SCHLUMBERGER. OilField Review. En: Technology Journal. Spring 2006.

Figura 5. Esquema Flujo Gas-Condensado Yacimientos de Gas Condensado.



Fuente: CHUNMEI SHI MARCH. Flow Behavior of Gas-Condensate Wells. *En: Journal of Petroleum Science and Engineering* 55. 2009.

## 2.5 ESTUDIO PSEUDO-DAÑO

Las condiciones y propiedades de los yacimientos de gas condensado al caer por debajo de la presión de rocío, ocasiona la precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales de los poros, este comportamiento conlleva a diversos daños en la formación.

Definido el daño como la alteración natural o inducida de las propiedades petrofísicas de la roca, podemos diferenciar por sus propiedades dos clases:<sup>7</sup>

- Daño: Este factor es generado durante los procesos de perforación, completación y producción.
- Pseudo Daño: Se denomina pseudo daño a la restricción del flujo sin reducir el diámetro de los poros o la permeabilidad. En los pseudo daños, la terminación y técnicas de operación están relacionadas con el yacimiento, los objetivos de la producción y las condiciones geológicas.

Las principales afectaciones del daño causado por bancos de condensado son:

- 1 Productividad: Las características de los yacimientos de gas condensado, presentan graves problemas de productividad al caer la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío presentando:

---

<sup>7</sup> ZULANY FIGUERA Andreina, LEONETT Eudymar y GÓMEZ RAMIREZ José. Estudio de los Daños y Pseudo Daños Asociados a Yacimientos de Gas y Gas Condensado. Universidad de Oriente, 2007.

- Acumulación de Líquido en los pozos: La presencia de líquidos afecta de manera negativa el flujo de fluidos, estos líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos en el pozo o del agua producida
- Acumulación de Líquido en la formación: La acumulación de condensado retrogrado puede ocurrir en:
  - a. La zona cercana al pozo de producción: Debido a la formación del banco de condensado y el respectivo crecimiento de este, la productividad del pozo declina al alcanzar una saturación entre 50%-60%, generando reducciones de productividad de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrograda. De esta forma cuando:

$$P_{roc} > P_{yac} \rightarrow S_c(\uparrow); K_{rg} (\downarrow); Q_g (\downarrow)$$

$$P_{roc} < P_{yac} \rightarrow S_c(\downarrow); K_{rg} (\uparrow); Q_g (\uparrow)$$

Donde:

- $P_{roc}$  Presión de Rocío
- $P_{yac}$  Presión de Yacimiento
- $S_c$  Saturación del Condensado
- $K_{rg}$  Permeabilidad Relativa del Gas
- $Q_g$  Caudal de Gas

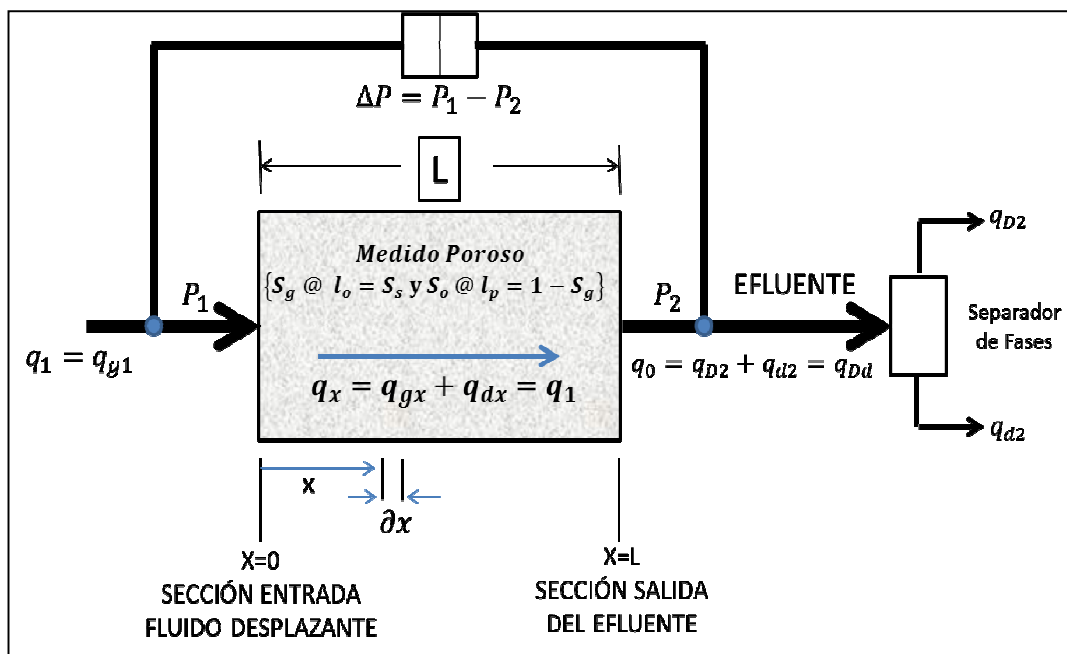
- b. En todo el yacimiento: La saturación alcanzada por el condensado es aproximadamente del 20%, esto genera taponamientos a la movilidad debido a que la saturación necesaria para que el condensado retrogrado alcance cierta movilidad es de entre 30%-40%.

- 2 Permeabilidad Relativa: Debido a la formación de condensado la permeabilidad relativa del gas ( $K_{rg}$ ), disminuye como consecuencia del aumento de la saturación del condensado ( $S_c > 0$ ).
- Altas saturaciones de condensado en las cercanías del pozo, reducen severamente la permeabilidad relativa del gas y por tanto disminuyen la tasa de producción ( $Q_g$ ).
  - Al existir baja tensión interfacial entre el gas y el banco de condensado, el gas condensado remanente a fluir por el anillo de condensado vaporiza parte del líquido y lo arrastra, disminuyendo la saturación del condensado y aumentando la permeabilidad relativa del gas.
  - El fenómeno de despojamiento capilar, produce aumentos de la permeabilidad relativa del gas, en la región cercana al pozo.
  - Baja tensión interfacial y altas velocidades de flujo del gas, producen aumento del número capilar, de fuerzas capilares y viscosas, favoreciendo el flujo de gas hacia el pozo y disminuyendo la saturación de condensado.

## 2.6 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

En una prueba de desplazamiento, se inyecta un fluido desplazante a presión en una muestra de un medio poroso que se encuentra totalmente saturada con otro fluido o una combinación de varios fluidos, de los cuales uno debe ser el fluido a desplazar. Ver Figura 6.

Figura 6. Representación Conceptual de una Prueba de Desplazamiento.



Fuente: Buckley, S. E. y M. C. Leverett. Mechanism of Fluid Displacement Sands Trans., AIME.

La aplicación de esta prueba permite simular en el laboratorio lo que ocurre en yacimiento obteniendo información acerca de la dinámica y eficiencia de recuperación de aceite mediante la aplicación de métodos de recobro secundario.

## 2.6.1 Datos obtenidos en una prueba de desplazamiento

Generalmente, los datos que se disponen al final de una prueba de desplazamiento son los siguientes:<sup>8</sup>

- $Q_D$ : Volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.
- $Q_o$ : Volumen acumulativo del aceite producido en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.
- $\Delta P$ : Caída de presión a través de la muestra en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.
- $Q_{o+}$ : Volumen total de aceite producido hasta la condición de terminación real del desplazamiento.
- $\Phi$ : Porosidad efectiva de la muestra.
- $V_p$ : Volumen de poros de la muestra.
- $L, D$ : Longitud y diámetro de la muestra.
- $S_{wi}$ : Saturación inicial de la salmuera en la muestra (saturación irreducible).
- $S_{wo}$ : Saturación inicial del aceite en la muestra.

---

<sup>8</sup> CONTRERAS L.E., ARAGÓN A. y AYALA R. Desarrollo de Capacidad para Determinar la Mojabilidad y las Permeabilidades Absolutas, Efectivas y Relativas de Muestras de Núcleos de Perforación de Diámetro Completo. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1999.

- $K_{eo} @ S_{wi}$ : Permeabilidad efectiva al aceite a la condición de saturación de salmuera inicial.

El análisis cualitativo y cuantitativo de los datos obtenidos en la prueba de desplazamiento se realiza mediante:

- El avance ( $\alpha$ ) y la eficiencia ( $\epsilon$ ) de la recuperación de aceite en función del volumen de fluido desplazante inyectado.
- El flujo fraccional del fluido desplazante en la cara de salida de la muestra ( $f_{D2}$ ), en función del volumen acumulativo del aceite recuperado.
- La eficiencia de la recuperación de aceite correspondiente a la condición de terminación real del desplazamiento ( $\epsilon+$ ).
- La saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).
- La permeabilidad efectiva terminal al fluido desplazante ( $K_{ew} @ S_{or}$  o  $K_{eg} @ S_{or}$ ).
- La permeabilidad relativa terminal al fluido desplazante ( $K_{rw} @ S_{or}$  o  $K_{rg} @ S_{or}$ ).
- Las permeabilidades relativas del sistema salmuera-aceite o gas-aceite a varios valores de saturación, cubriendo todo el intervalo desde ( $S_w = S_{or}$ ) hasta  $S_w = (1 - S_{or})$ .

Los algoritmos que se emplean para determinar los parámetros a partir de los datos obtenidos en la prueba de desplazamiento son:

Avance de la recuperación ( $\alpha$ ):

$$\alpha = \left( \frac{Q_0}{Q_{0+}} \right) * 100 \dots\dots\dots(1)$$

Al aplicar la ecuación anterior a la condición de finalización del desplazamiento resulta un valor de 100% para el avance de la recuperación:

Saturación de aceite residual ( $S_{or+}$ ):

$$S_{or+} = (100 - S_{wi}) - Q_0 \dots\dots\dots(2)$$

Eficiencia de la recuperación de aceite ( $\varepsilon_+$ ):

$$\varepsilon_+ = \left[ \frac{Q_{0+}}{(100 - S_{wi})} \right] * 100 \dots\dots\dots(3)$$

#### PERMEABILIDADES EFECTIVAS TERMINALES A LA SALMUERA Y AL NITRÓGENO

Permeabilidad efectiva terminal a la salmuera:

$$k_{sw+} @ S_{or+} = (q_w)_{S_{or+}} \left( \frac{\rho_w}{\rho_{wT}} \right) \left( \frac{\mu_{wT} L}{A \Delta P_+} \right) \dots\dots\dots(4)$$

En donde:

- $k_{sw+} @ S_{or+}$ : Permeabilidad efectiva terminal a la salmuera a la condición de aceite residual, en darcys.
- $(q_w)_{S_{or+}}$ : Gasto volumétrico de la salmuera fluyendo a través de la muestra al concluirse el desplazamiento, medido a temperatura ambiente, en  $cm^3/seg$ .

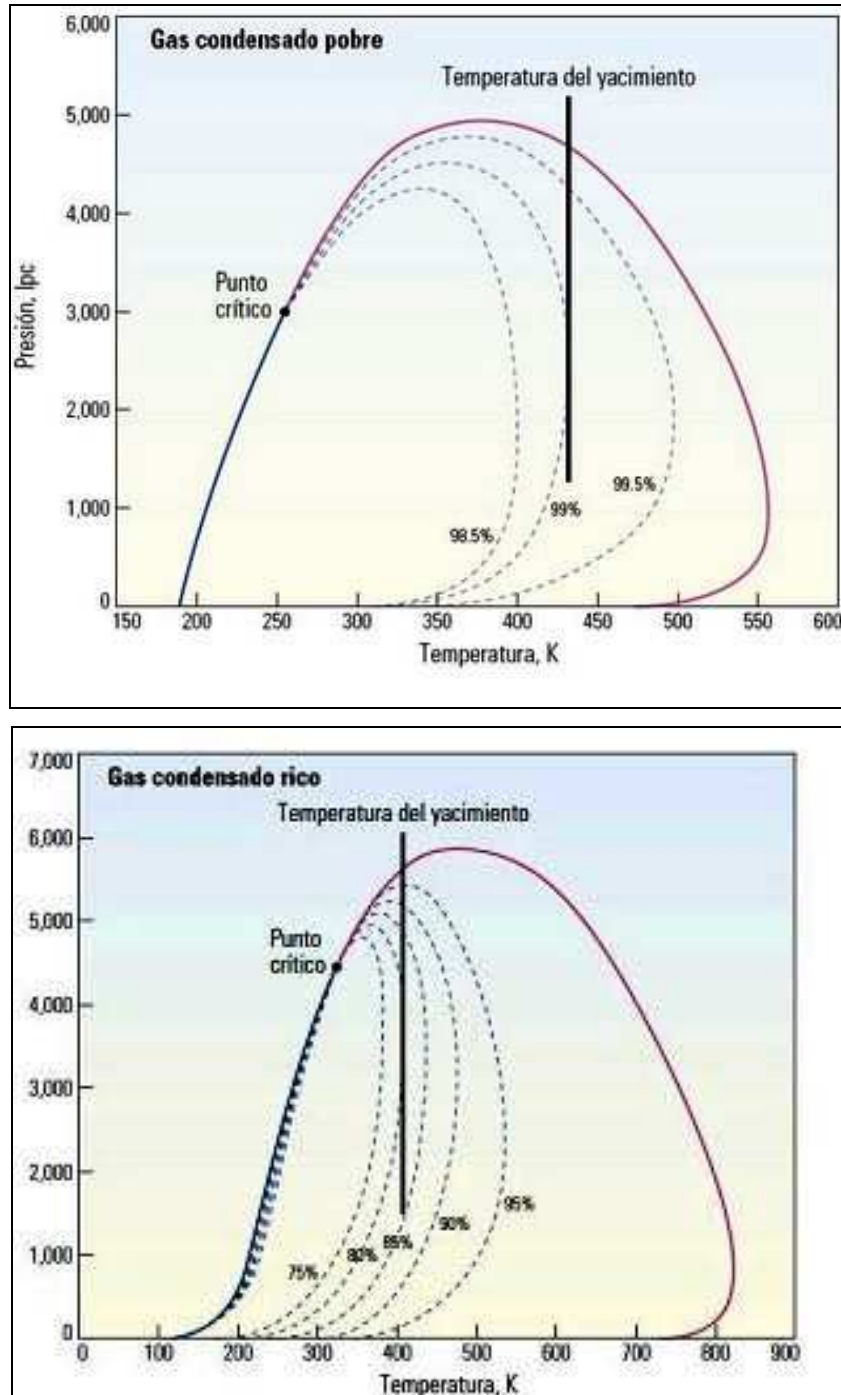
- $\rho_w$ : Densidad de la salmuera a temperatura ambiente, en  $gr/cm^3$ .
- $\rho_{WT}$ : Densidad de la salmuera a la temperatura de la prueba, en  $gr/cm^3$
- $\mu_{WT}$ : Viscosidad dinámica de la salmuera a la temperatura de la prueba, en centipoises.
- $\Delta P_+$ : Caída de presión a través de la muestra al concluirse el desplazamiento, en atmósferas estándar.
- A: Área de la sección transversal de la muestra, en  $cm^2$ .
- L: Longitud de la muestra, en cm.

## 2.7. TERMODINAMICA DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

La variación composicional en sentido vertical y areal debida a efectos gravitacionales como térmicos, es de vital importancia en el estudio, análisis y determinación de los planes a seguir para el desarrollo y explotación de los yacimientos de gas condensado. Ver Figura 7.

La condición isotérmica de los yacimientos nos ayuda a identificar características especiales de los yacimientos condensados, limitando y despreciando el efecto ocasionado por el gradiente térmico.

Figura 7. Ejemplos comportamiento gas condensado rico y pobre.



Fuente: SCHLUMBERGER. OilField Review. En: Technology Journal. Spring 2006.

La necesidad de implementar nuevos métodos de análisis, para una mejor comprensión y evaluación del yacimiento conllevó a diversos autores al estudio del efecto de la presencia del gradiente térmico en la caracterización del yacimiento.

Es conocido que los componentes de una mezcla migran de acuerdo a su masa en un campo gravitacional, esta migración incorpora dos fenómenos denominados barodifusión y termodifusión dados por los cambios de la composición de una mezcla de acuerdo al cambio de presión y temperatura ligados a la profundidad.

La introducción de un gradiente de temperatura dentro de un yacimiento de fluidos hidrocarburos de naturaleza multicomponente, lleva al sistema a un estado de no-equilibrio termodinámico, presentándose tres posibles fenómenos:<sup>9</sup>

- Convección másica.
  - Difusión de calor.
  - Difusión térmica (flujo de materia).
- Gibbs:<sup>10</sup> fue el primero en desarrollar una ecuación para determinar la influencia de la gravedad a condiciones isotérmicas:

$$\mu(p^0, z^0, T) = \mu(p, z, T) + M_i g (h - h^0) \quad i = 1, 2, \dots, NC \quad \dots\dots\dots(5)$$

En términos del concepto de fugacidad la ecuación se transforma en:

---

<sup>9</sup> NICOLÁS SANTOS SANTOS, OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO, WILSON BARRIOS ORTIZ. Determinación de la Distribución Vertical y Areal de la Composición en Yacimientos de Aceite Volátil y/o Gas Condensado. En: Ciencia Tecnología y Futuro. Diciembre, 2005. Vol. 3 Num.1. Universidad Industrial de Santander.

<sup>10</sup> GIBBS. J. W. Collected Works Thermodynamics. Vol 1. Yale University Press, New Heaven, Connecticut 1957.

$$f_i = f_i^0 \text{EXP} \left[ -\frac{M_i}{RT} gz \right]_{i=1, \dots, NC} \dots \dots \dots (6)$$

La cual se puede expresar como:

$$f_i(t, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) = f_i^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{NC}^0) * \text{EXP} \left( -\frac{M_i}{RT} gz \right) \dots \dots \dots (7)$$

La ecuación 3 está restringida por:

$$\sum_{i=1}^{NC} Y_i = 1 \dots \dots \dots (8)$$

Las ecuaciones 7 y 8 forman un residuo para el cálculo del gradiente composicional isotérmico:

$$F_1 = f_1(t, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) - f_1^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{NC}^0) * \text{EXP} \left( -\frac{M_1}{RT} gz \right) = 0 \dots \dots \dots (9)$$

$$F_{NC+1} = 1 - \sum_{i=1}^{NC} Y_i \dots \dots \dots (10)$$

Donde:

**NC** Número de componentes

**Y<sub>1</sub>** Composición total del sistema

- Kinkaid, Cohen y López, 1987:<sup>11</sup> Los factores de difusión térmica son sensitivos a las interacciones intermoleculares, tamaño y forma de las moléculas, y sus magnitudes están gobernadas por las condiciones termodinámicas.
- Kohler y Muller, 1995:<sup>12</sup> En mezclas multicomponentes es difícil obtener información de los factores de difusión térmica y normalmente sólo se encuentran para algunas mezclas binarias ordinarias a condiciones bajas de temperatura y presión
- Bedrikovetsky, 1993:<sup>13</sup> Desarrolló una formulación que incluye el tratamiento matemático del gradiente composicional:

$$f_i(t, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) = f_i^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{NC}^0) * EXP \left( -\frac{M_i g}{RT} (h - h^0) + \frac{1}{RT} \frac{\partial \mu_i}{\partial T} (T - T^0) \right) \dots\dots\dots(11)$$

Que en forma de residuo es:

$$F_i = f_i(t, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) - f_i^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{NC}^0) * EXP \left( -\frac{M_i g}{RT} (h - h^0) + \frac{1}{RT} \frac{\partial \mu_i}{\partial T} (T - T^0) \right) = 0 \dots\dots(12)$$

Sujeta a la misma ecuación de restricción [10]

Donde:

$f_i$  Es la fugacidad del componente  $i$  a la profundidad  $h$

---

<sup>11</sup> Kinkaid, J. M., Cohen, E. G. D. and López De Aro, M., 1987. "The Enskog Theory for Multicomponent Mixtures. IV Thermal Diffusion". J. Chem. Phys., 86, 933 p.

<sup>12</sup> Kohler, W. and Muller, B. Soret., 1995. "Mass Diffusion Coefficients of Toluene / n-Hexane Mixtures". J. Chem. Phys., 103, 4367 p.

<sup>13</sup> Bedrikovetsky, P. Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery. Kluwer Academic Publishers, London, 1993

$f_i^0$  Es la fugacidad del componente  $i$  a la profundidad de referencia  $h^0$

El término  $\frac{\partial \mu_i}{\partial T}$  es igual a  $-S_i^m$  correspondiente al negativo de la entropía molar parcial del componente  $i$ .

$\frac{\partial \mu_i}{\partial T}$ , representa el gradiente de temperatura sobre la distribución de los componentes a lo largo de toda la columna del yacimiento.

- Santos, Ortiz y Barrios 2005:<sup>14</sup> Presenta la formulación matemática del comportamiento termodinámico experimentado por fluidos composicionales, tipo aceite volátil y/o gas condensado, bajo la influencia de los efectos mencionados (gravitacionales y térmicos), la cual fue implementada en una herramienta software para determinar la variación composicional en sentido vertical y que además permite conocer la variación de la presión de saturación en la columna de hidrocarburos y la ubicación del contacto gas-aceite.

## 2.8. BALANCE DE MATERIALES

El balance de materia convencional es confiable para estudios de reservorios de gas seco y aceite negro. Sin embargo, si el fluido del reservorio es un petróleo volátil o un gas condensado, puede ocurrir error tomando en cuenta los efectos composicionales.

La ecuación de balance composicional de materia, puede trabajar con dos tipos de fluidos del reservorio, aún si se manipula al reservorio cómo un modelo de tanque ignorando los efectos composicionales.

---

<sup>14</sup> Ortiz Cancino, O.P., Santos Santos, N., Cañas Marin, W.A., Salazar, R. and Roman Vargas, S.P., Esquema Numérico Alternativo Para La Determinación del Gradiente Composicional Isotérmico. En: El Reventón Energético, 2002.

Para Efectos de simplificar el análisis, se asumirá un reservorio volumétrico con una compresibilidad de la roca y el agua insignificantes.

Se utilizará la siguiente nomenclatura:<sup>15</sup>

Condición Inicial:

$G_{igg}$ : Gas inicial en fase gaseosa, [SCF].

$G_{iagg}$ : Gas inicial, disuelto en fase líquida (condensado), [SCF].

$N_{icc}$ : Condensado inicial, en fase líquida [STB].

$N_{icag}$ : Condensado inicial, disuelto en la fase gaseosa, [STB].

$R_{si}$ : Relación Pies Cúbicos disueltos en 1 STB, [ $SCF/STB$ ].

$R_{vi}$ : Relación barriles de condensado en 1 SCF, [ $STB/SCF$ ].

N: Condensado inicial in situ (OCIP), [STB].

G: Gas inicial in situ (OGIP), [SCF].

Para un tiempo t, después de iniciada la producción:

$N_{cc}$ : Condensado en fase líquida, [STB].

$N_{cag}$ : Condensado, disuelto en fase gaseosa, [STB].

$G_{gg}$ : Gas, en fase gaseosa, [SCF].

$G_{gc}$ : Gas disuelto en fase líquida (condensado), [SCF].

$N_p$ : Condensado producido, [SCF].

$G_p$ : Relación de barriles de condensado disueltos en 1 SCF, [ $STB/SCF$ ].

$R_g$ : Relación de Gas Inyectado/Gas Producido, [ $SCF/SCF$ ].

$R_s$ : Relación pies cúbicos de gas disuelto en 1 STB, [ $SCF/STB$ ].

$G_{pn}$ : Gas producido neto, SCF.

$GCR$ : Gas Acumulado Neto/Condensado Acumulado Neto, [ $SCF/STB$ ].

---

<sup>15</sup> CARRILLO BARANDIARAN Lucio. Comportamiento de los Reservorios de Gas Condensado. Ingeniería de Reservorios, Pg. 85, 2006.

Derivación de la Ecuación:

$$N_{icc} + N_{icg} = N \dots\dots\dots(13)$$

a. Balance del volumen de condensado en el reservorio

Para un tiempo determinado tenemos:

$$\left( \begin{array}{c} \text{STB de} \\ \text{condensado} \\ \text{liquido} \end{array} \right) + \left( \begin{array}{c} \text{STB de} \\ \text{condensado} \\ \text{disuelto en} \\ \text{la fase gas} \end{array} \right) = \left( \begin{array}{c} \text{STB de} \\ \text{condensado} \\ \text{inicial} \\ \text{in situ} \end{array} \right) + \left( \begin{array}{c} \text{STB de} \\ \text{condensado} \\ \text{producido} \end{array} \right)$$

El condensado actual in situ es igual al inicial menos el producido:

$$N_{cc} + N_{cg} = N - N_p \dots\dots\dots(14)$$

Donde:

$$N_{cg} = G_{gg} * R_v \dots\dots\dots(15)$$

b. Balance del Volumen de gas en el reservorio:

El gas in situ está compuesto de un equivalente en superficie (scf),

$$G = G_{igc} + G_{igg} \dots\dots\dots(16)$$

Para un determinado tiempo se tiene:

$$\left( \begin{array}{c} \text{SCF de gas} \\ \text{en la} \\ \text{fase gas} \end{array} \right) + \left( \begin{array}{c} \text{SCF de gas} \\ \text{disuelto en} \\ \text{la fase líquida} \end{array} \right) = \left( \begin{array}{c} \text{SCF de} \\ \text{gas} \\ \text{inicial} \end{array} \right) + \left( \begin{array}{c} \text{SCF de} \\ \text{gas} \\ \text{inyectado} \end{array} \right)$$

$$G_{gg} + G_{gc} = G - G_p + (G_p * rg)$$

$$G_{gg} + G_{gc} = G - G_p(1 - rg) \dots\dots\dots(17)$$

Siendo  $rg$  la fracción de gas que se inyecta al reservorio respecto al gas producido ( $G_p$ ).

Los SCF de gas disuelto en la fase líquida (condensado está dada por:

$$G_{gc} = N_{cc} * R_s \dots\dots\dots(18)$$

Reemplazando la ecuación [15] en [14]:

$$N_{cc} = (N - N_p) - G_{gg} * R_v \dots\dots\dots(19)$$

Reemplazando la ecuación [18] en [17]:

$$G_{gg} = G - G_p * (1 - rg) - (N_{cc} * R_s) \dots\dots\dots(20)$$

Reemplazando la ecuación [19] en [20]:

$$G_{gg} = \frac{G - G_p(1 - rg) - (N - N_p)R_s}{(1 - R_v * R_s)} \dots\dots\dots(21)$$

Reemplazamos  $G_{gg}$  de la ecuación [20] en [19], para obtener  $N_{cc}$ .

$$N_{cc} = \frac{(N - N_p) - [G - G_p(1 - rg)]R_v}{(1 - R_v R_g)} \dots\dots\dots(22)$$

El gas producido y vendido es:

$$GPM = G_p(1 - rg) \dots\dots\dots(23)$$

c. Balance de volumen a cualquier tipo:

$$\left( \begin{matrix} \text{Volumen Poroso} \\ \text{de agua} \end{matrix} \right) = \left( \begin{matrix} \text{Volumen de} \\ \text{Condensado} \end{matrix} \right) + \left( \begin{matrix} \text{Volumen} \\ \text{de agua} \end{matrix} \right)$$

$$V_p = N_{cc}B_o + G_{gg}B_g + V_p S_w \dots\dots\dots(24)$$

El volumen en el reservorio de la fase agua es:

$$\left( \begin{matrix} \text{Volumen} \\ \text{de agua} \end{matrix} \right) = \left( \begin{matrix} \text{Volumen} \\ \text{Inicial de} \\ \text{Agua} \end{matrix} \right) + \left( \begin{matrix} \text{Agua} \\ \text{Inyectada} \end{matrix} \right) - \left( \begin{matrix} \text{Agua} \\ \text{Producida} \end{matrix} \right) + \left( \begin{matrix} \text{Agua de} \\ \text{Influjo} \\ \text{We} \end{matrix} \right)$$

Despreciando We:

$$V_p S_w = V_p S_{wi} + W_i B_w - W_p B_w \dots\dots\dots(25)$$

Sustituyendo  $V_p * S_w$  en la ecuación [24]:

$$V_p = N_{cc}B_o + G_{gg}B_g + V_p * S_{wi} + (W_i + W_p)B_w \dots\dots\dots(25)$$

Sustituyendo para  $N_{cc}$  y  $G_{gg}$  evaluando en la ecuación [22] y [21] y arreglando tenemos:

$$V_p = \left[ \frac{(N - N_p) - [G - G_p(1 - rg)]R_v}{(1 - R_v R_s)} \right] B_o + \left[ \frac{G - G_p(1 - rg) - (N - N_p)R_s}{(1 - R_v R_s)} \right] B_g + V_p S_{wi} + (W_i - W_p)B_w$$

Insertando en la ecuación [23]:

$$V_p = \left[ \frac{(N - N_p) - [G - G_{pn}]R_v}{(1 - R_v R_s)} \right] B_o + \left[ \frac{G - G_p(1 - rg) - (N - N_p)R_s}{(1 - R_v R_s)} \right] B_g + V_p S_{wi} + (W_i - W_p)B_w$$

$$V_p(1 - S_{wi}) = \frac{(B_o - R_s B_g)(N - N_p) + (B_g - R_v B_o)(G - G_{pn})}{(1 - R_v R_s)} + (W_i - W_p)B_w \dots\dots\dots(26)$$

Para simplificar definimos:

$$GCR = \frac{G_p(1 - rg)}{N_p} = \frac{G_{pn}}{N_p} \dots\dots\dots(27)$$

El condensado original in situ (OCIP), N y el gas original in situ(OGIP), G, se expresa como:

$$N = N_{icc} + G_{igg}R_{vi} \dots\dots\dots(28)$$

$$G = G_{igg} + N_{icc}R_{si} \dots\dots\dots(29)$$

Haciendo la ecuación [25] para las condiciones iniciales:

$$V_p(1 - S_{wi}) = B_{oi}N_{icc} + B_{gi}G_{igg} + (W_i - W_p)B_w \dots\dots\dots(30)$$

Si hacemos F= al volumen inicial de HC= $V_p(1 - S_w) = N - N_p$ , tenemos:

$$F = N_{iGC} E_G + G_{iGG} E_G + (W_i - W_p) B_w \dots\dots\dots(31)$$

Para un determinado, F=volumen inicial de HC= $V_p(1 - S_w) = N - N_p$ , tenemos:

$$F = N_p \left[ \frac{B_o(1 - R_v GCR) + (GCR - R_s) E_g}{(1 - R_v R_s)} \right] \dots\dots\dots(32)$$

### 3. EQUIPO EXPERIMENTAL

Este capítulo describe el diseño y ensamblado del equipo de coreflooding utilizado para evaluar las eficiencias del agua y/o el gas para la remoción de bancos de condensado.

En esta sección se hace una descripción detallada de las partes que componen el equipo de desplazamiento y las dos versiones de equipo, que se presentan para las dos (2) metodologías de posicionamiento del condensado que existen hoy para este tipo de evaluaciones: (1) Posicionamiento del condensado por inyección monofásica en el medio poroso y (2) Por generación in-situ de una muestra de gas condensado monofásica.

En la Figura 8, se presenta un diagrama esquemático del equipo de desplazamiento. La cual muestra el equipo de desplazamiento diseñado y ensamblado, en el Laboratorio de Petrofísica Básica y Especiales para trabajar a condiciones de yacimiento en las pruebas de evaluación de las eficiencias del agua y el gas para remoción de bancos de condensado utilizando la metodología de posicionamiento del condensado por inyección monofásica en el medio poroso. El portanúcleos, las bombas de inyección, los reguladores de presión o backpressure, el separador trifásico y las líneas de flujo fueron instalados dentro de un horno de calentamiento a temperatura controlada por recirculación de aire a 120°C.

El equipo consta de 7 Bombas de desplazamiento tipo Quizix Q-6000 que permiten la recirculación cíclica cerrada en un sistema infinito de inyección, de los 3 fluidos: Agua, hidrocarburo y gas con sus respectivos controladores asociados al sistema de Monitoreo, Control y Adquisición de todos los parámetros involucrados en las pruebas como son: Presiones de inyección y producción, presión de sistema, caudal de inyección, temperatura y volúmenes inyectados y producidos. El portanúcleos permite el montaje de muestras de roca, de hasta un (1) pie de longitud y su sistema de líneas de entrada y salida de fluidos fue diseñado para la inyección simultánea de los 3 fluidos: Agua, hidrocarburo y gas. Adicionalmente tiene una bomba adicional para el cargue de

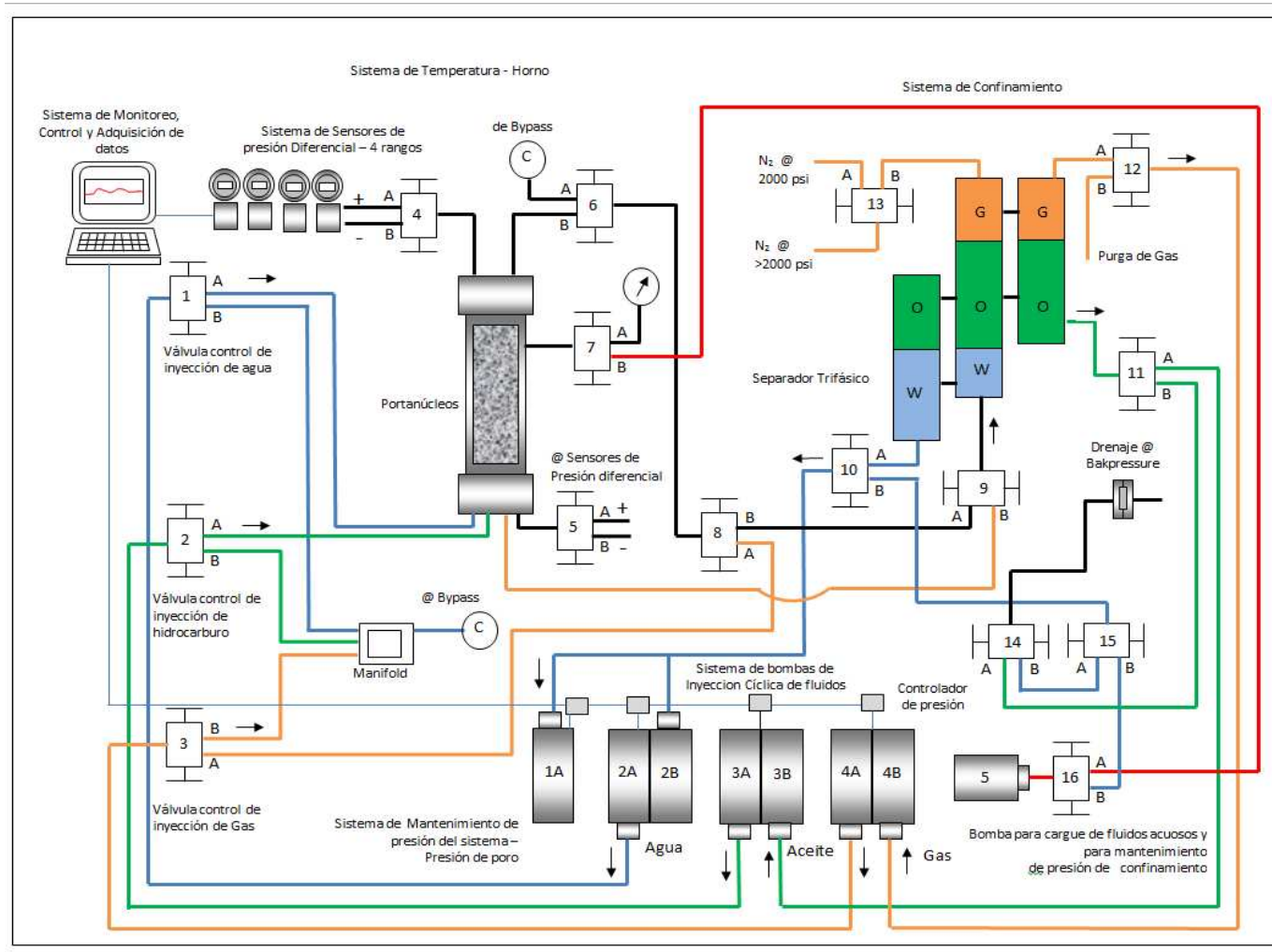
fluidos a los diferentes sistemas del equipo. El equipo cuenta con un separador trifásico para la medición de los fluidos efluentes provenientes de un determinado proceso en una prueba de desplazamiento, el cual permite la cuantificación de los 3 fluidos involucrados. La Fotografía 1, muestra el equipo final ensamblado.

En la Figura 9, se presenta un diagrama esquemático del equipo de desplazamiento diseñado para cuando se utiliza la metodología de posicionamiento del condensado por generación in-situ. La diferencia básica entre estos dos (2) diseños es la intercalación de un sistema de dos (2) backpressures entre las líneas de entrada y salida del portanúcleos; las cuales tienen la función principal de crear el diferencial de presión adecuado para que la muestra de gas condensado monofásica cambie de fase y se deposite el condensado en el medio poroso en fase líquida. De igual forma este diseño incorpora un viscosímetro capilar en línea, para la medición de las viscosidades, a las presiones de referencia, de todos los fluidos involucrados en una prueba de este tipo.

El diseño base del equipo se diseñó y ensambló, pero desafortunadamente no fue posible incorporar el viscosímetro capilar en línea, pues no se terminaron a tiempo las pruebas de verificación de funcionalidad del mismo, antes de terminar el ensamble total el equipo de desplazamiento; por lo cual no fue tenido en cuenta para las pruebas realizadas en este estudio.

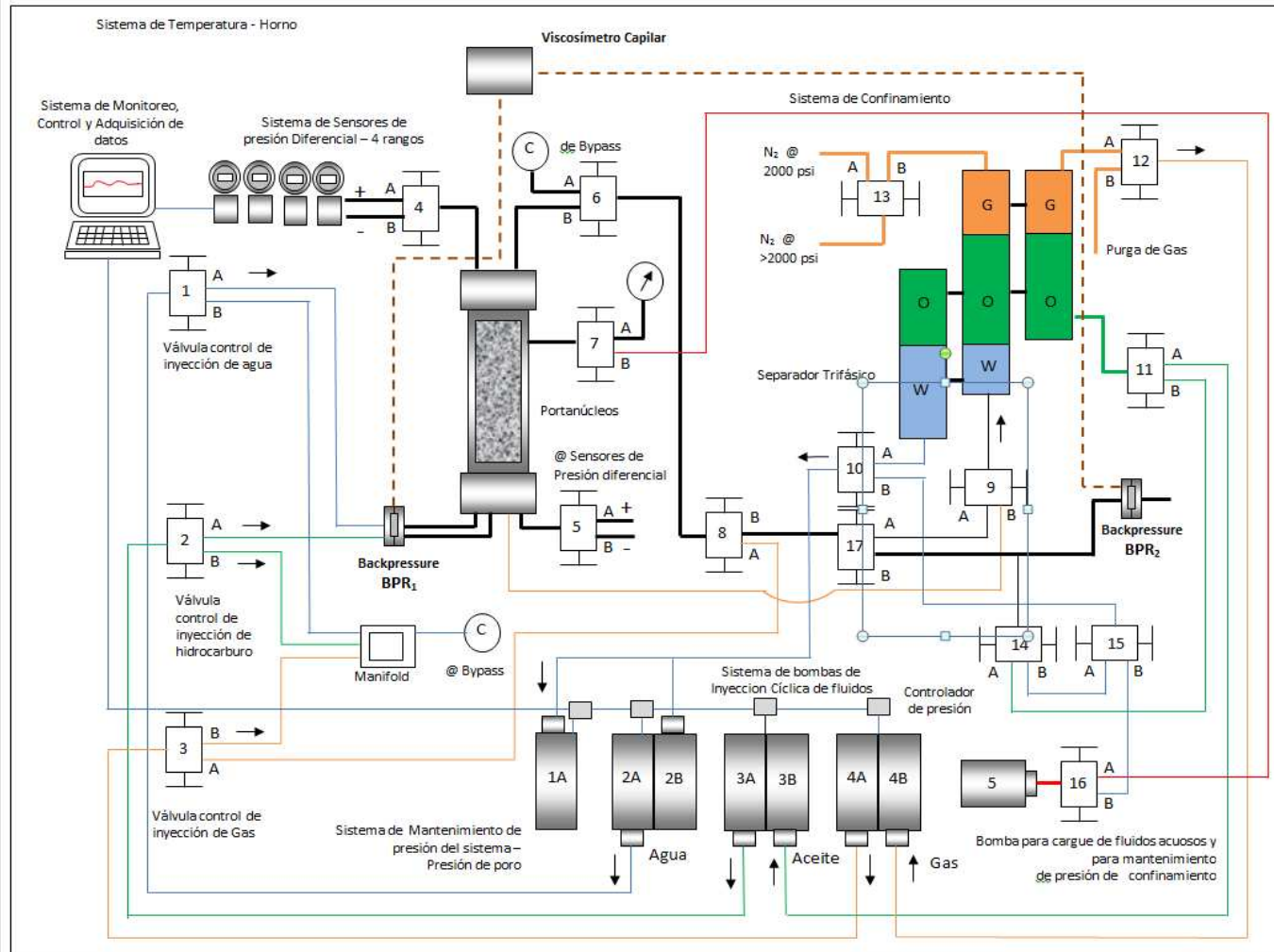
Una vez se terminen la calibración del viscosímetro capilar se insertará al equipo de desplazamiento, para realizar pruebas adicionales generando el condensado in-situ y Estudios de gas atrapado en Campo Cupiagua que se tiene proyectados y que no son objeto del presente estudio.

Figura 8. Equipo de Desplazamiento – Inyección del condensado.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Figura 9. Equipo de Desplazamiento – Generación in-situ del condensado.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Fotografía 1. Equipo de desplazamiento: Permeámetro Trifásico



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

### 3.1 COMPONENTES EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO

3.1.1 Horno de calentamiento. Se utilizó un horno de calentamiento (Véase Fotografía 5 y Figura 5) que operarse desde temperatura ambiente hasta 350°F, fabricado in House por Multiservicios Industriales Ltda. Cuenta con un con sistema de recirculación de aire, el cual permite reinyectar aire caliente, de la cabina central, que se mezcla con el aire frío que es succionado del exterior por un caracol, mejorando la eficiencia del aire recirculado y permitiendo que las aperturas necesarias de la cabina central no causen una pérdida apreciable de temperatura en la misma restableciendo la temperatura en cuestión de pocos minutos.

El horno está dividido en 3 cuerpos principales. La cabina central, la cabina de bombas y la caja de controladores de temperatura. En la cabina central fueron instalados: El portanúcleos, separador trifásico, la celda visual, reguladores de presión (backpressure) y el conjunto de líneas y válvulas (manuales y electrónicas) que permiten la entrada y salida de fluidos al medio poroso. En la cabina de bombas fueron instaladas las 7 bombas de desplazamiento, las cuales permiten ser sometidas a temperaturas de prueba de hasta 350°F. En la caja de controladores está todo el equipamiento necesario para el buen funcionamiento del horno como son: controladores de temperatura, relé de estado sólido, contactores y alarmas del horno.

La temperatura del horno se midió con una termocupla y un indicador digital con una exactitud del 0.1°C. El horno permite simular la temperatura de yacimiento de la muestra a evaluar en las pruebas de desplazamiento.

Fotografía 2. Horno



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.2 Portanúcleos. Se utilizó un portanúcleos tipo Hassler (TEMCO) (Véase Fotografía 3 y Figura 10) compuesto de un cilindro central y dos tapas para sus extremos. En el interior cuenta con una manga en vitón que permite acondicionar el medio poroso para la inyección y producción de fluidos. Las dimensiones del medio poroso son: Un (1) pie de longitud por 1.5" de diámetro

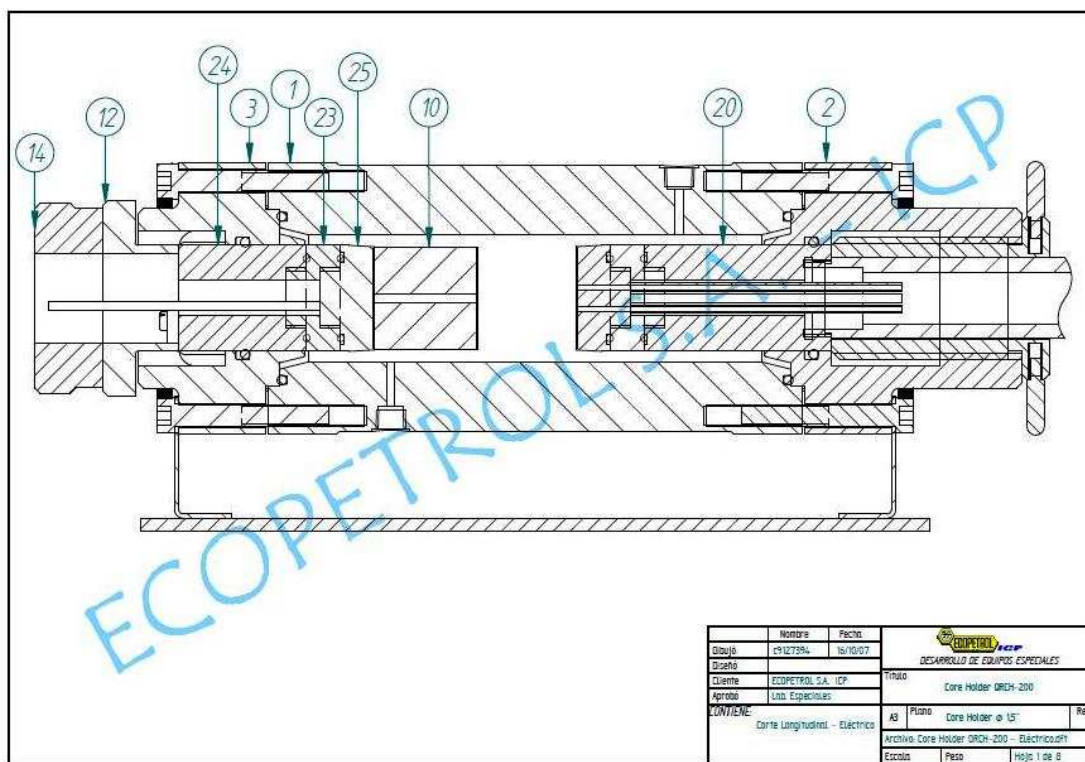
El extremo de inyección del portanúcleos cuenta con una entrada multipuerto: es decir cuatro (4) entradas; tres (3) para la inyección de fluidos asociado a la prueba como agua, gas y aceite y una (1) entrada para llevar la señal de presión de inyección (Upstream) al sensor diferencial. El extremo de producción cuenta con dos (2) salidas una para la producción de fluidos y otra para llevar la la señal de producción (Downstream) al sensor diferencial. La inyección de los fluidos fue se hizo en sentido de arriba hacia abajo para eliminar el efecto de segregación gravitacional.

En su cilindro central tiene un puerto de acceso al anular (formado por la parte externa de la manga de vitón y la parte interna del cilindro central, donde es acumulado fluido

(aceite mineral o agua) que permite transmitir presión para confinar el medio poroso y simular la presión de Overburden del sistema a evaluar.

Todas la señales generadas por el portanúcleos: Presiones de inyección y producción, presión de confinamiento son direccionadas al sistema de monitoreo, control y adquisición de datos del software PUMPWORKS que controlan las bombas de desplazamiento Quizix.

Figura 10. Diagrama del Portanúcleos



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Fotografía 3. Portanúcleos

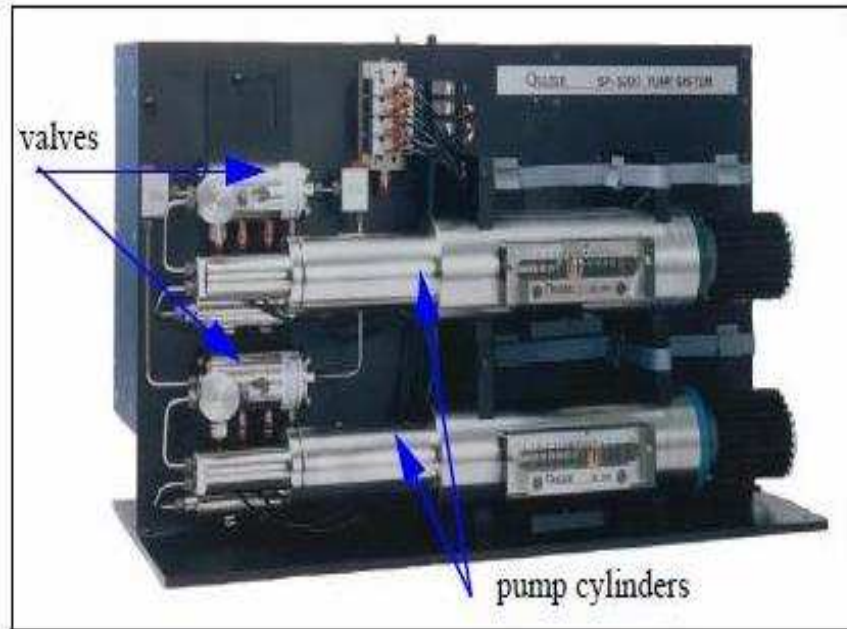


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.3 Sistema de inyección de fluidos. Para la inyección de los diferentes fluidos en el medio poroso se utilizó un set de 7 bombas de desplazamiento positivo tipo Quizix (3 bombas duales y una sencilla) y una bomba de desplazamiento positivo tipo ISCO. Las 3 bombas duales permiten la recirculación de 3 fluidos (agua, aceite o gas) en el medio poroso y la bomba de desplazamiento positivo ISCO permite cargar los fluidos en los cilindros de las bombas de desplazamiento y en los cilindros acumuladores de fluidos. El sistema de bombas permite la inyección de fluidos a caudal constante de flujo a presión constante, dependiendo del proceso que se esté evaluando. Las bombas permiten ser trabajadas a condiciones de yacimiento: Temperatura de 250°F y 10000 psi de presión de operación. En la Fotografía 4 y Figura 11 se puede observar el set de bombas utilizado.

El set de bombas permite simular los diferentes regímenes de flujo a que es sometida la inyección de fluidos en el medio poroso, simulando el flujo de fluidos en el yacimiento.

Figura 11. Diagrama Sistema Bomba dual.



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Fotografía 4. Sistema (7) Bombas de desplazamiento.



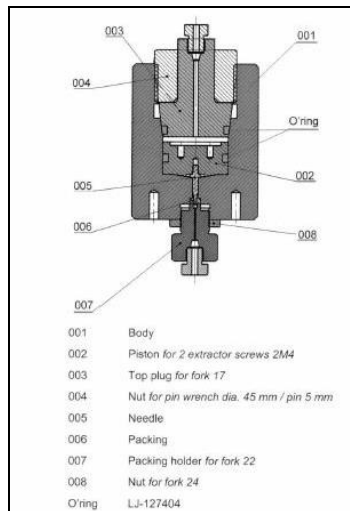
Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.4 Regulador de Presión (Back-Pressure Regulator). El regulador de presión (Back-pressure regulators BPR) usado en las pruebas de desplazamiento en medios porosos (marca VINCI) fue tipo pistón flotante (Véase Figura 12 y 13). Este modelo de backpressure tiene un cilindro principal denominado pistón flotante, el cual es sometido a la presión del fluido de empuje, el cual hace descender el pistón y sellar el paso del fluido proveniente de producción hacia la salida efluente. Normalmente este tipo de backpressure trabaja con nitrógeno como fluido de empuje del pistón. Una vez presurizado el sistema, la apertura o cierre de la backpressure se ve regulada por la presión del fluido efluente proveniente del medio poroso una vez pasa por este. La presión regulada en la backpressure es monitoreada y registrada por un sensor de presión y un indicador digital para el control del proceso. La backpressure se utiliza cuando se genera el condensado in-situ aplicando un diferencial de presión de tal manera que a la muestra de gas condensado se le disminuye la presión por debajo del punto de burbuja de tal manera que el condensado líquido es generado en el medio poroso. Cuando se utiliza una muestra de condensado líquido en la prueba de desplazamiento, no es necesario utilizar la backpressure en el protocolo experimental y esta sólo es utilizada cuando se requiere purgar fluidos del sistema de válvulas y líneas de flujo del equipo.

3.1.5 Cilindros acumuladores de fluido. Los cilindros acumuladores de fluidos (Véase Fotografía 3 y Figura 3) usados en las pruebas de desplazamiento fueron cilindros en acero inoxidable de 1000 cc de volumen, 2.5" de diámetro por 40 cm de longitud y con especificaciones de operación a 10000 psi de presión y 350°F. Los cilindros acumuladores utilizados fueron del tipo pistón libre con un pistón flotante en teflón el cual se desplaza a lo largo permitiendo desplazar el fluido a inyectar y el cual es fácilmente removido para su limpieza, sacándolo por uno de los extremos del cilindro.

Antes de las pruebas fueron probados a condiciones de operación superiores a las condiciones de pruebas (150°F y 5000 psi.).

Figura 12. Diagrama Backpressure Regulator BPR.



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales.

Figura 13. Sistema de contrapresión –Backpressure, BPR



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.6 Sistema de confinamiento. El sistema de confinamiento está compuesto de una bomba de desplazamiento positivo que permite ajustar presión al anular formado entre

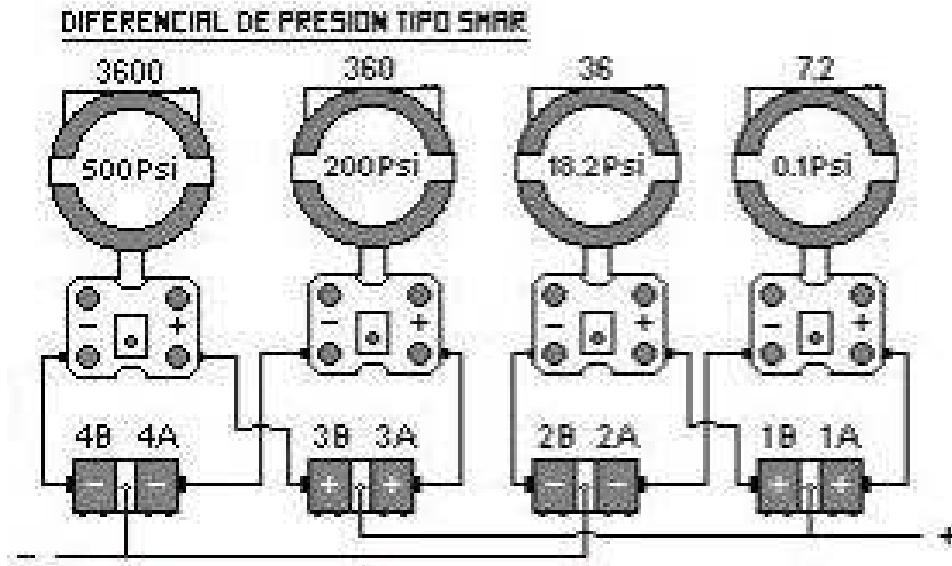
la manga y el cilindro central en el portanúcleos. Dicho anular está lleno con fluido de confinamiento y transmite esta presión al medio poroso. La bomba de confinamiento permite aplicar presión hasta 5000 psi a condiciones de yacimiento.

3.1.7 Sistema de Medición de Presión diferencial. Se utilizaron sensores de presión diferencial tipo SMAR resistentes a la corrosión y con puertos para registra señales de entrada y salida; de igual forma cuentan con puertos para drenar y facilitar la limpieza o el llenado de la cavidades de presión. Ver Figura 14.

Un set de tres (3) sensores de presión diferencial tipo diafragma (SMAR) fueron usados para medir la caída de presión a lo largo del medio poroso en las pruebas de desplazamiento. Cada sensor tiene un cuerpo central donde tiene una serie de diafragmas que se deflectan por la acción de la señal de presión. Previamente a su utilización los sensores son calibrados con una fuente externa de presión. Se utilizó una serie de sensores diferencial de presión para medir la caída de presión a los largo del medio poroso, en un rango de presión desde 0.18 psi a 3600 psi de las líneas de flujo.

Cuando una presión diferencial es aplicada al sensor, a través de los puertos de señal de entrada y señal de salida, el diafragma produce una deflexión debido al cambio en el campo electromagnético del diafragma, lo cual se traduce en una señal de presión diferencial que es registrada por una tarjeta electrónica y enviada al indicador digital en el mismo cuerpo del sensor; pudiendo ser observada por experimentador o ser registrada y capturada a un sistema de monitoreo y adquisición de datos para generar un registro histórico de la señal en el tiempo.

Figura 14. Diagrama Sistema de Medición de presión diferencial.



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Fotografía 5. Sistema de Medición de presión diferencial.

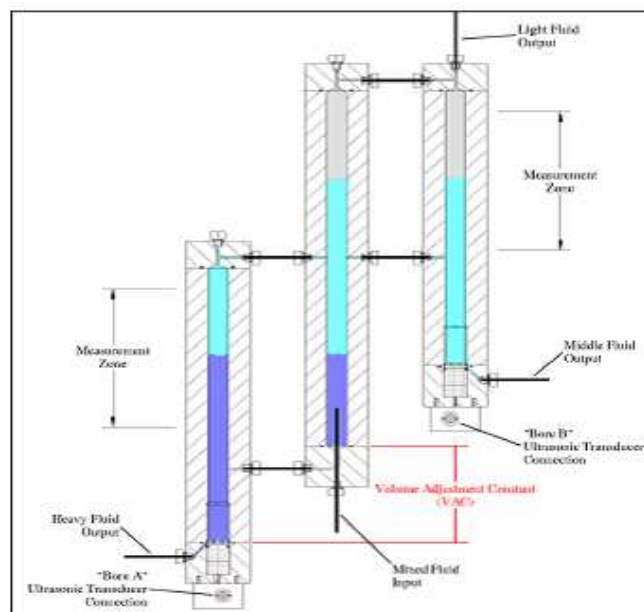


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.8 Separador trifásico. Para la cuantificación de fluidos efluentes del medio poroso, debido al proceso de inyección de fluidos, se utilizó un separador trifásico que permite medir cualquier volumen de agua, aceite o gas producido durante una prueba de desplazamiento. La cuantificación de estos volúmenes es necesaria para la determinación de cantidades de fluidos en el proceso de balance de materiales en el medio poroso.

En la Fotografía 6 y Figura 15 se presenta un separador trifásico con las diferentes partes que lo componen.

Figura 15. Diagrama Separador trifásico



Fuente: El autor, Planos manual de operación, Lab. Petrofísica Básica y Especiales.

Fotografía 6. Separador trifásico.



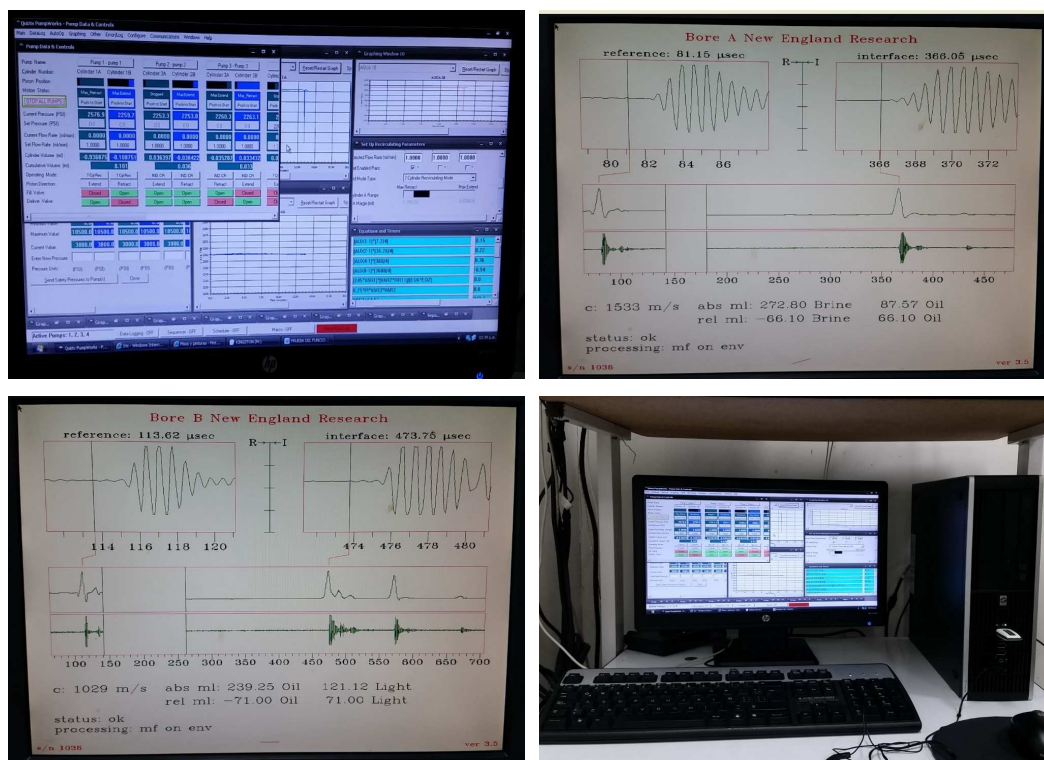
Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.9 Celda visual PVT. Una celda visual PVT (TEMCO, Inc.) fue instalada en línea para observar las fases de los fluidos. Este tipo de celda visual fue probada a condiciones de operación superiores a las condiciones de prueba 5000 psi. Véase Fotografía 4 y Figura 4. El volumen de esta celda fue calibrado entre 0.0 y 9.0 c.c. La celda visual fue instalada en línea para medir el flujo fraccional de la mezcla de gas sintético en cualquier tiempo del experimento.

3.1.10 Sistema de Monitoreo, control y adquisición de datos. El sistema de bombas de desplazamiento "Quizix pump" tiene con un software propio (PUMPS WORKS) que permite la captura de todas la señales asociadas al proceso de desplazamiento (señales de sensores de presión diferencial, sensores de presión de las bombas de desplazamiento, señales de volúmenes del separador trifásico, señales de temperaturas del horno, Presiones de reguladores de presión, presiones de

confinamiento etc.). El software crea un archivo de datos, con toda la información e las señales ajustadas o acopladas al sistema, para finalmente generar un archivo.PRN que fácilmente puede ser cargado a una hoja de Excel, donde puede ser revisada y utilizada para los análisis. Ver Fotografía 7.

Fotografía 7. Sistema de control, monitoreo y Adquisición de datos



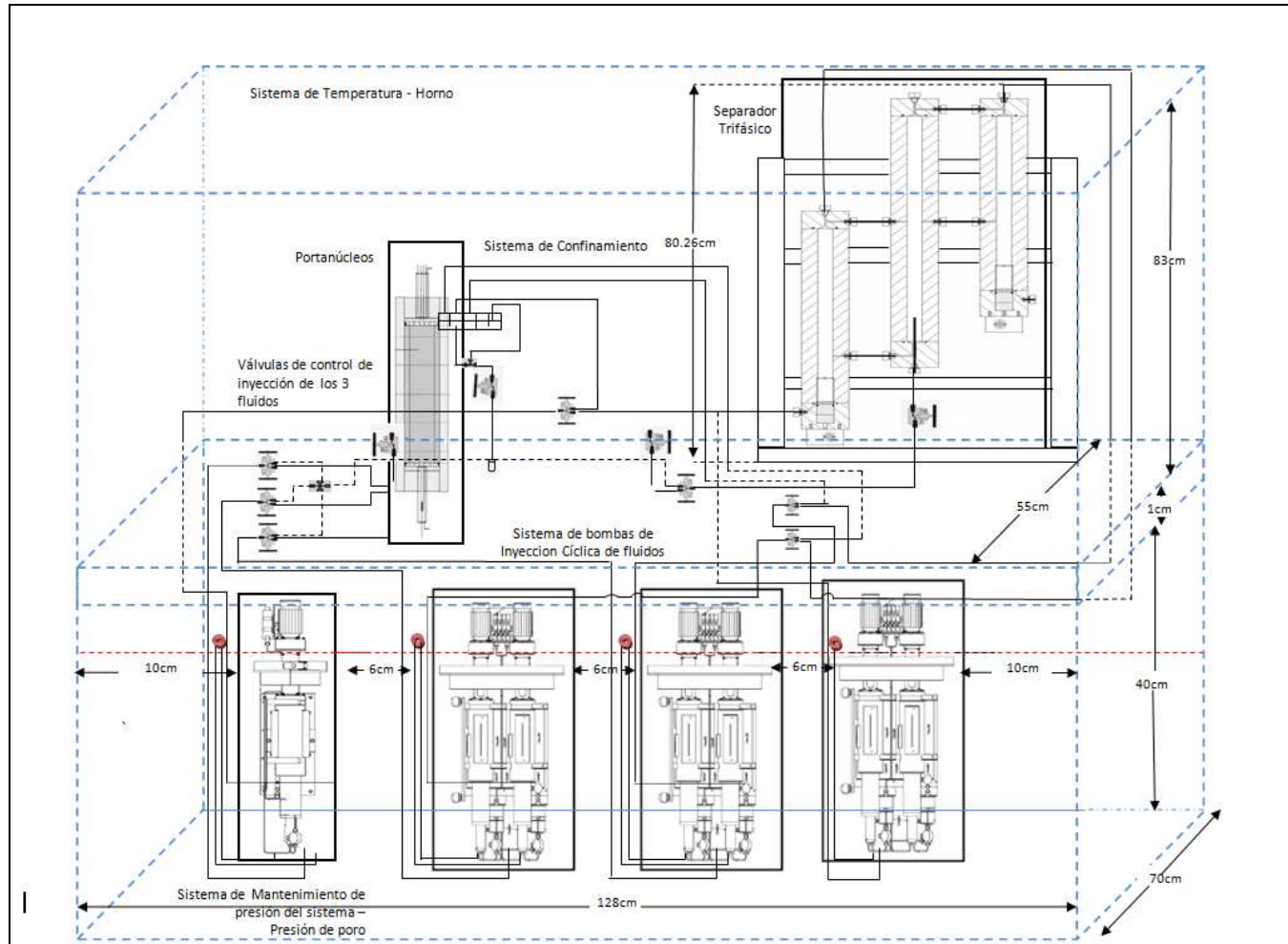
Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

3.1.11 Planos de líneas y elementos principales del equipo. En la Figura 16, se presenta un dibujo de la vista frontal del equipo donde se puede ver la disposición de los diferentes elementos periféricos que componen el equipo como son: Bombas de recirculación, portanúcleos y Separador trifásico los cuales se encuentran todos ubicados, dentro del horno como sistema de calentamiento.

De igual forma se puede observar el sistema de válvulas y líneas de flujo, para los 3 fluidos inyectados (agua, hidrocarburo y gas) que se distribuyen desde las bombas de inyección de fluidos, pasando por las válvulas de control de inyección de fluidos y llegando al portanúcleos para salir hacia el separador trifásico y finalmente regresando a las bombas de retorno de fluidos.

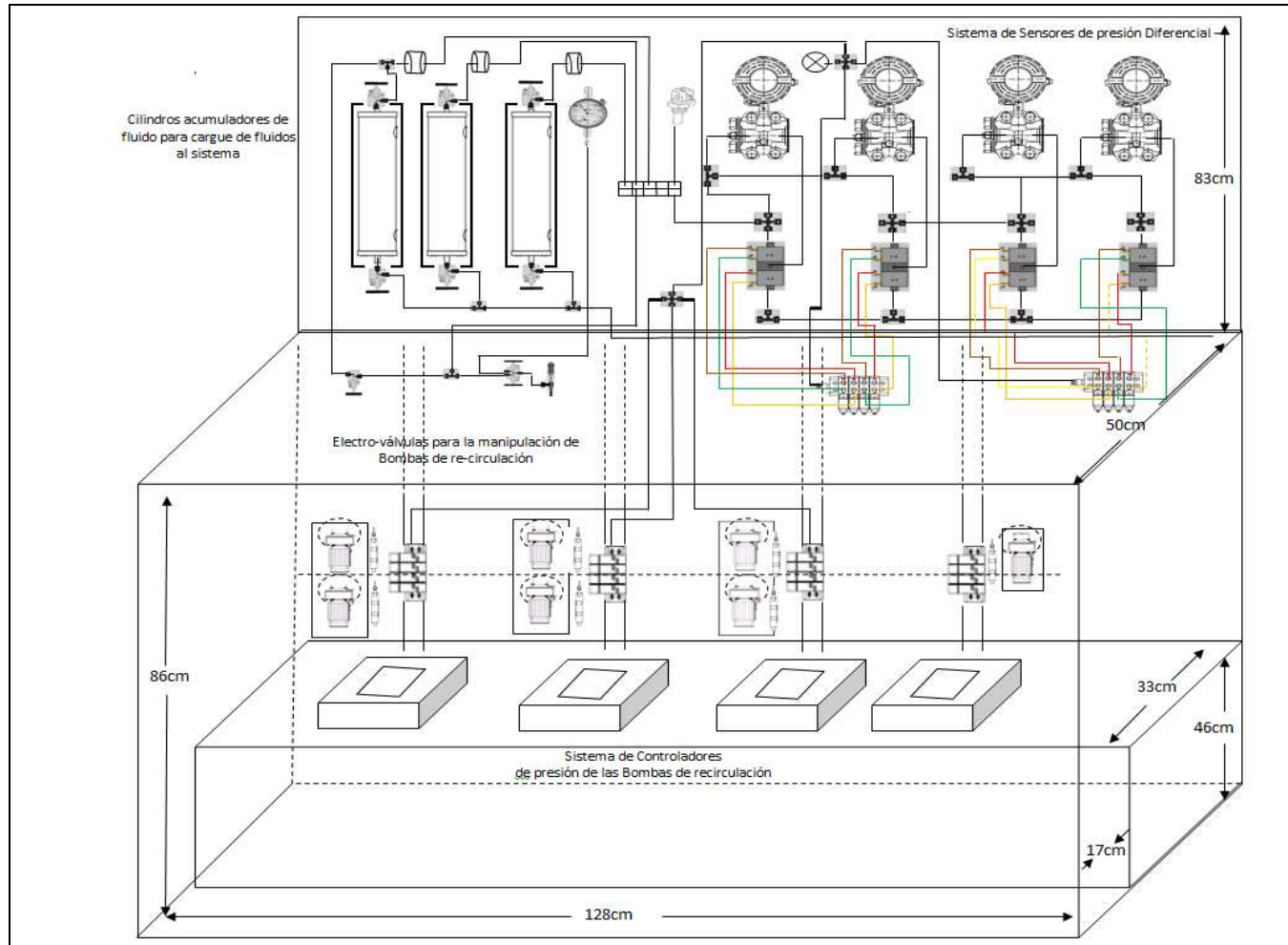
En la Figura 17, se presenta un dibujo de la vista posterior del equipo donde todos los elementos se ubican en la parte posterior externa del sistema de calentamiento. Se puede observar la disposición de los cilindros acumuladores de fluidos que permiten el cargue de las bombas de recirculación, el sistema de medición de presión diferencial con sus 4 sensores de presión diferencial y el sistema de controladores de las bombas de inyección los cuales están conectados al sistema de Monitoreo, control y adquisición de datos.

Figura 16. Vista frontal del equipo: Permeámetro Trifásico.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Figura 17. Vista Posterior del equipo: Permeámetro Trifásico.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

#### 4. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL EQUIPO

El equipo diseñado y ensamblado, en el Laboratorio de Petrofísicos Básicos y Especiales, del Instituto Colombiano del Petróleo, permite la realización de todo tipo de pruebas de desplazamiento de fluidos vivos, en medios porosos, a condiciones de yacimiento, incluyendo pruebas bifásicas y Trifásicas.

Para pruebas bifásicas; es decir pruebas de desplazamiento donde se involucren 2 fluidos (agua-aceite, agua-gas y gas-aceite) en el proceso, el equipo permite la inyección individual y simultánea de los 2 fluidos. Y pruebas trifásicas donde estén los 3 fluidos (agua-aceite y gas) involucrados en el proceso, el equipo permite la inyección individual y simultánea de los 3 fluidos.

En este capítulo se presentan los procedimientos operacionales, para el permeámetro diseñado y ensamblado; para el tipo de pruebas bifásicas básicas que permitiría realizar en el equipo como son: Determinación de permeabilidades absolutas al agua o al gas, determinación de permeabilidades efectivas al agua, al hidrocarburo o al gas.

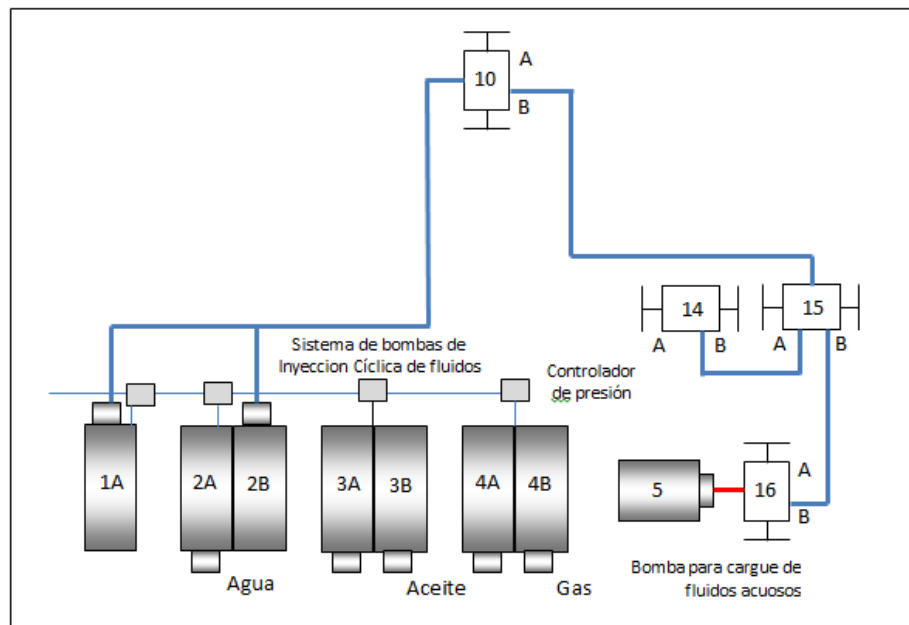
A continuación se hace una breve descripción del procedimiento operacional para cada uno de estos tipos de pruebas.

##### 4.1 LLENADO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DEL EQUIPO

1. Llenado de la bomba de inyección de agua con fluido acuoso. Para el llenado de los pistones 1A y 2B de las bombas de inyección de agua, con fluido Acuoso se utiliza la Bomba 5, tipo reciprocante, para inyectar aprox. 10 cc de fluido acuoso con el siguiente protocolo:

Se abren válvulas 16B, 15B y 10B y se inyecta fluido, desde la bomba 5, a los cilindros 1A y 2B, de las bombas de inyección de agua; para purgar aire del sistema de líneas y válvulas y manteniendo las demás Válvulas del sistema cerradas. En la siguiente Figura se presenta el sistema de válvulas para este procedimiento de cargue de fluidos acuosos en el sistema de bombas de inyección de agua. Véase Figura 18.

Figura 18. Disposición de válvulas para cargue de fluidos acuosos.



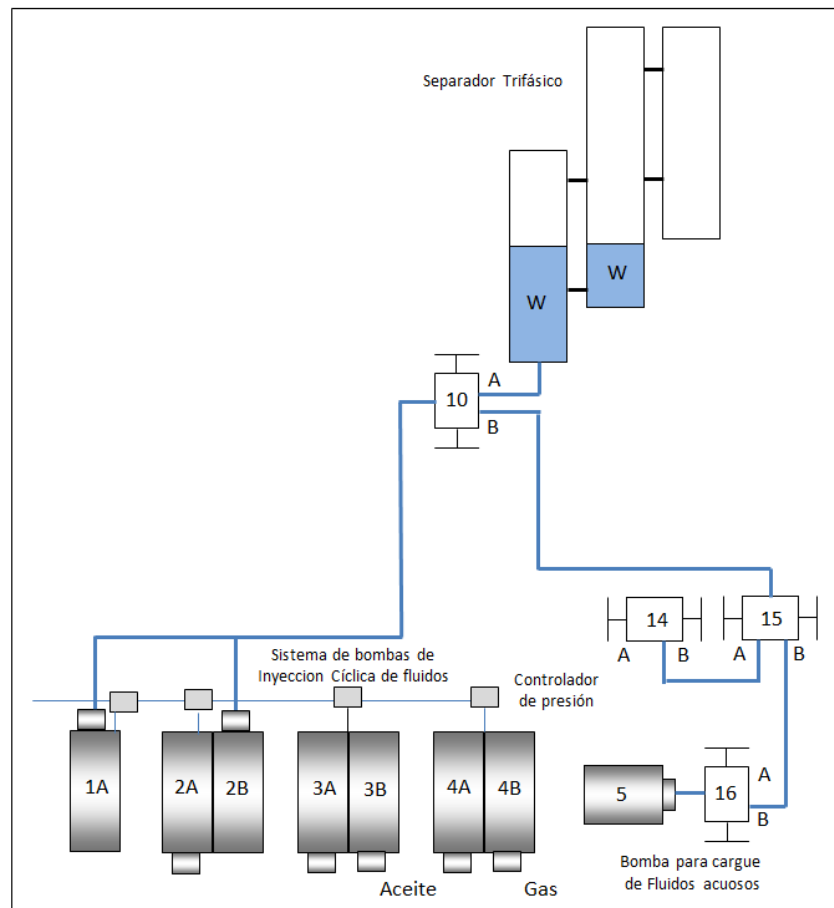
Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

2. Llenado del Separador Trifásico con agua. Se llena el separador trifásico con salmuera, inyectada de la bomba 5, abriendo las válvulas 16B, 15B, 10A y 10B hasta llenarlo totalmente, es decir los 3 tubos que lo componen Cilindro 1 (Interfase del sistema agua-aceite), Cilindro 2 (Interfase del sistema agua-aceite y aceite-gas) y Cilindro 3 (Interfase del sistema aceite-gas). Durante este proceso se va purgando en la parte superior el aire inicial del sistema. Manteniendo las demás válvulas del

sistema cerradas. Finalmente se presuriza todo el sistema a la presión de operación o de prueba. Véase Figura 19.

3. Llenado de la bomba de inyección de hidrocarburo con fluido hidrocarburo. Para cargar la bomba 3A con fluido hidrocarburo, se utiliza la válvula 11B para conectar la bomba 5 y desplazar el fluido desde un cilindro acumulador cargado con hidrocarburo, hasta el cilindro de la bomba 3A. Durante este proceso se debe ir purgando el aire del sistema.

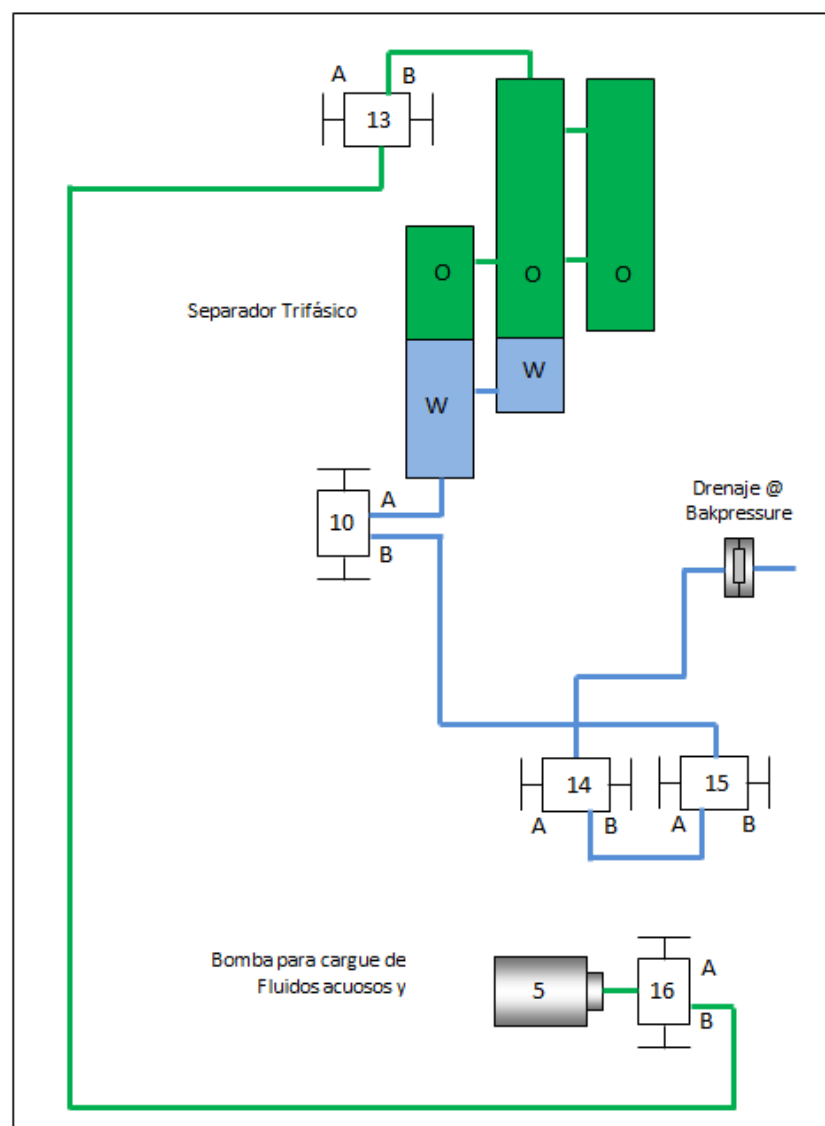
Figura 19. Posición válvulas - cargue del separador trifásico con agua.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

4. Llenado del Separador Trifásico con fluido hidrocarburo. Se carga el Separador trifásico con fluido hidrocarburo, desde la bomba 5 de cargue, abriendo las válvulas 16B, 13B y drenando parte del fluido acuoso abriendo las válvulas 10A y 10B, 15A, 14B hacia la backpressure hasta posicionar la interface de agua-aceite en el cilindro 1 del separador Trifásico. Véase Figura 20.

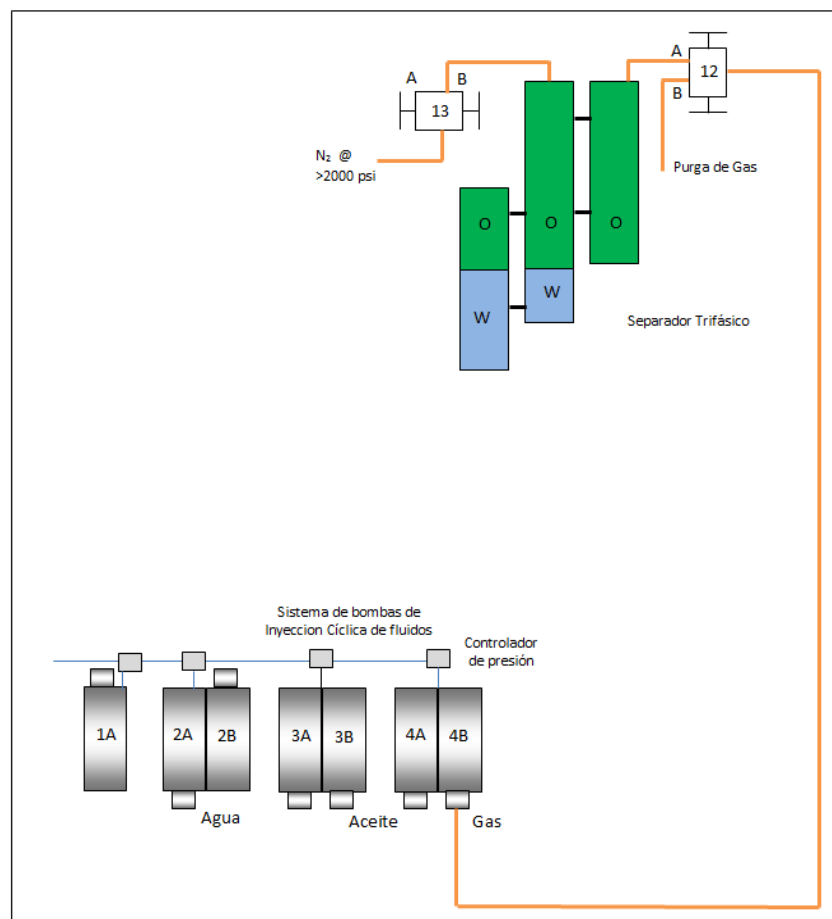
Figura 20. Posición válvulas - cargue del separador con fluido hidrocarburo.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Llenado de la Bomba de Inyección de Gas con Gas. Para cargar la bomba 4B con fluido Gaseoso, de una fuente externa de Gas (cilindro presurizado o desde un cilindro con gas de formación @ presión), se abren las válvulas 13A, 13B y 12A para inyectar gas al cilindro 4B de la bomba en modo retroceso para recibir el gas. Véase Figura 21.

Figura 21. Posición válvulas - cargue bomba de inyección de gas.

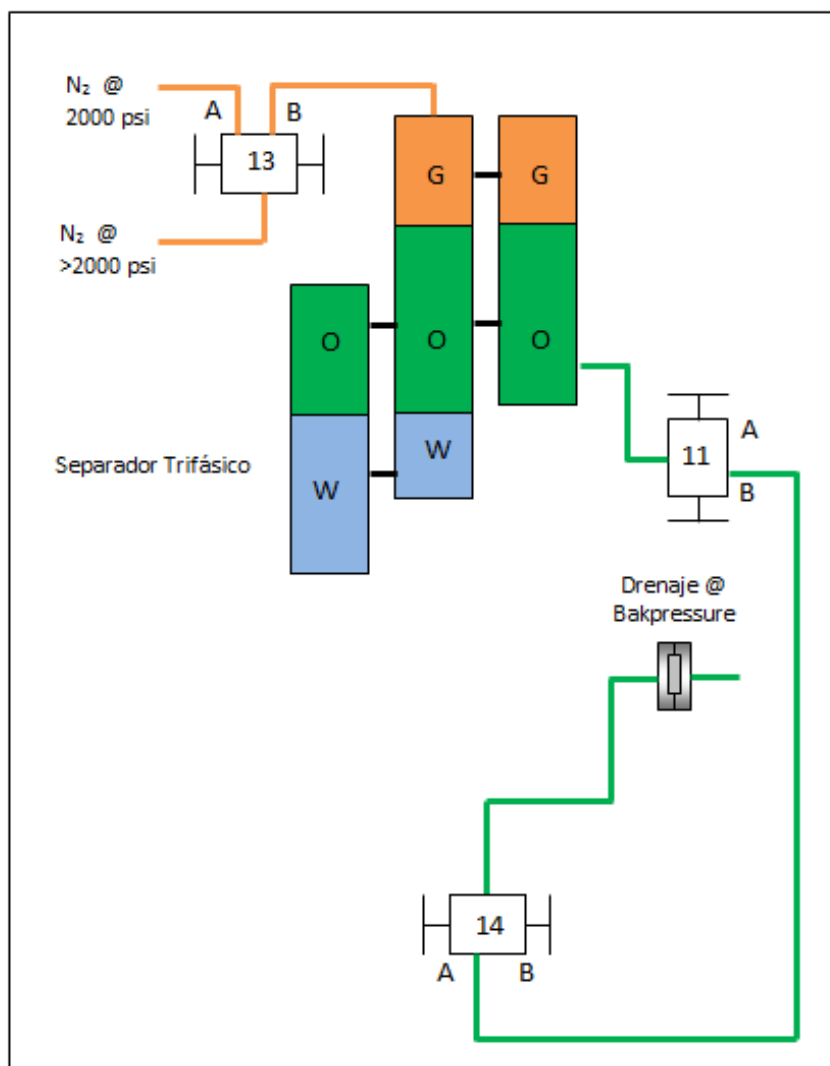


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Llenado del Separador trifásico con fluido Gaseoso. Se inyecta gas, de una fuente externa de gas, al cilindro 2 del separador trifásico; abriendo las válvulas 13a y 13b

para posicionar la interfase gas-aceite, al valor requerido. A su vez se va drenando fluido hidrocarburo abriendo las válvulas 11a, 11b y 14a para sacarlo, del sistema, por la backpressure. Véase Figura 22.

Figura 22. Posición válvulas - cargue del Separador con Gas.

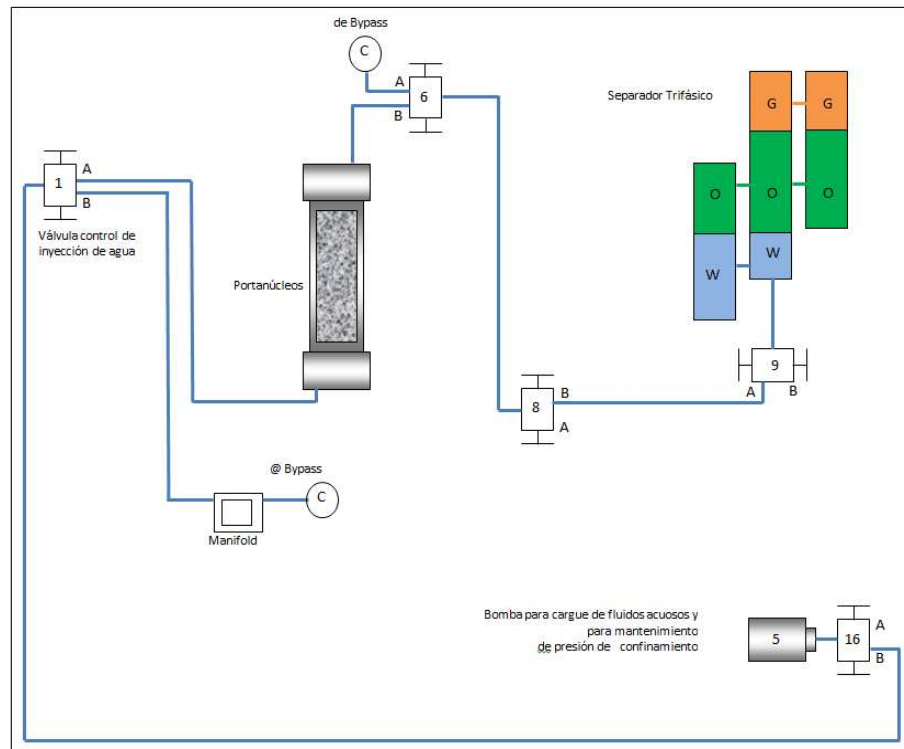


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

7. Llenado de líneas y válvulas del sistema con fluido acuoso. Se llena el sistema de líneas, válvulas y manifold con fluido acuoso proveniente de la bomba 5, abriendo

las válvulas 1A, 1B, 6A, 8B, 9A y drenando el aire del sistema manteniendo las demás válvulas cerradas. Véase Figura 23.

Figura 23. Posición válvulas - carga de líneas y válvulas.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

## 4.2 INYECCIÓN DE FLUIDO ACUOSO

Inyección de fluido Acuoso por bypass. Una vez llenada la bomba de inyección de fluidos acuosos (pistón 2A) con el fluido acuoso se procede a inyectar fluido por bypass hasta el separador trifásico, para buscar una línea base en la interfase de agua-aceite. Para este procedimiento se abren las válvulas 1A,1B, Manifold sistema de agua, 6A, 8B, 9A y 10A y se inyecta fluido Acuoso, en un proceso de recirculación cíclico cerrado, registrando la variación en la interface de agua-aceite, en el cilindro 1 del separador trifásico y registrando el valor de diferencial de presión abriendo las válvulas 5A y 4B,

verificando que durante este proceso el diferencial de presión registrado permanezca en un valor de cero (0.0), hasta obtener una interfase estable como línea base, manteniendo las demás válvulas del sistema cerradas. Véase Figura 24.

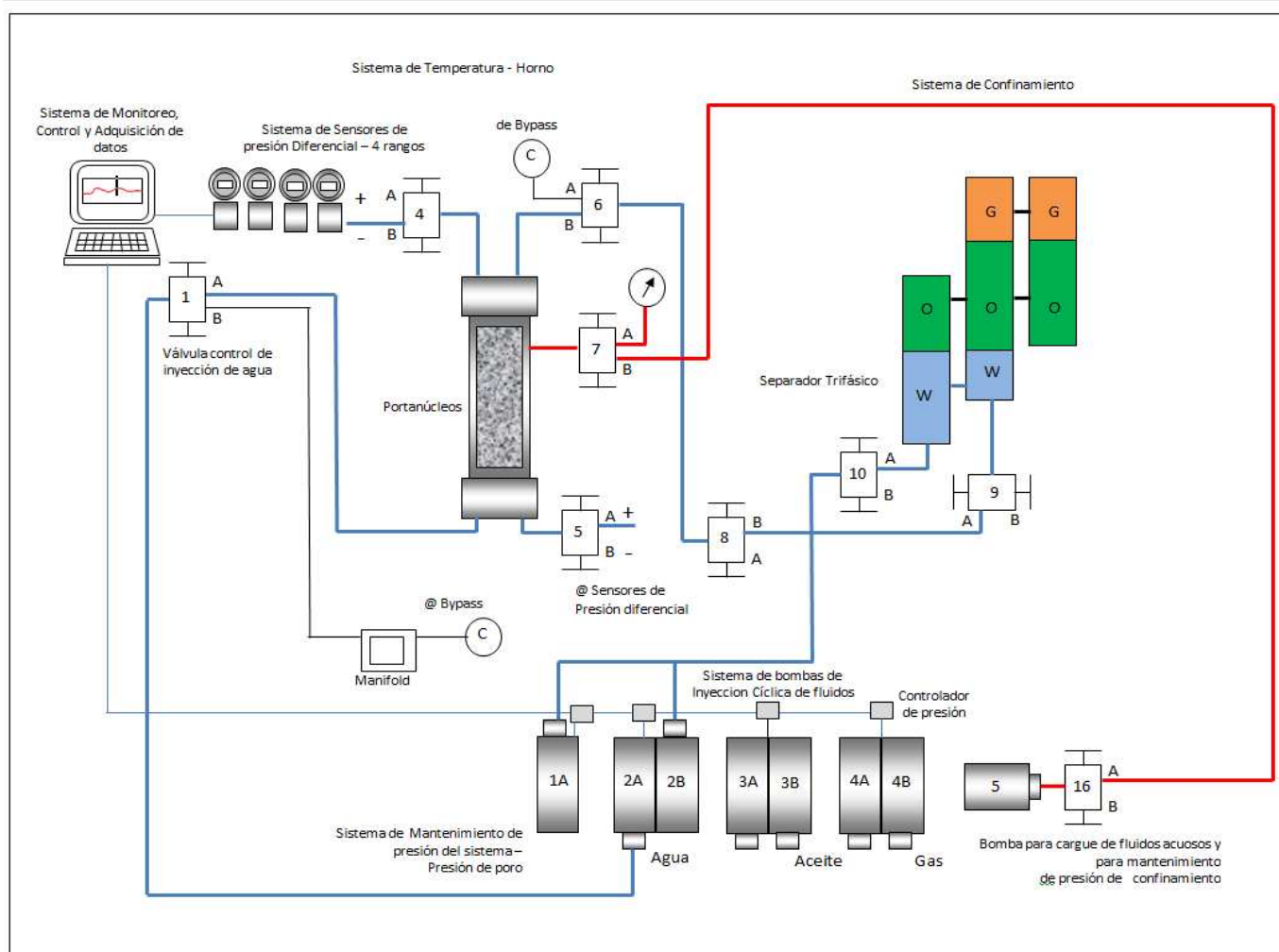
Inyección de fluido Acuoso por la muestra o medio poroso.

Se procede a inyectar fluido acuoso con la bomba de inyección de fluidos acuosos (2A), en modo inyección, por el medio poroso abriendo las siguientes válvulas: 1A, 5A, 4B, 6B, 8B, 9A, 10A, con retorno hacia la bomba de inyección de fluidos acuosos (2B) en modo retroceso, en un proceso cíclico cerrado. Se registra el diferencial de presión y la variación de la interfase de agua-aceite del separador trifásico.

Una vez alcanzadas condiciones de flujo estabilizado, el diferencial de presión se estabiliza lo cual permitirá cuantificar el valor de permeabilidad absoluta al fluido acuoso o permeabilidad efectiva al fluido acuoso dependiendo de las saturaciones iniciales de los fluidos en el medio poroso.

En la Figura 24, se puede observar la disposición de las válvulas y el diagrama de líneas de flujo durante el proceso de inyección de fluido acuoso en modo recirculación, para medición de permeabilidad absoluta al agua o efectiva al agua.

Figura 24. Medición de permeabilidad absoluta o efectiva al agua.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

### 4.3 INYECCIÓN DE FLUIDO BASE HIDROCARBURO

Inyección de fluido base hidrocarburo por bypass. Con la bomba de inyección de hidrocarburo (3A) en modo inyección, llena con el fluido base hidrocarburo (ó aceite mineral, crudo muerto o condensado) se procede a purgar por by pass el fluido del proceso anterior (Medición de permeabilidad absoluta al agua) y drenarlo hacia el separador trifásico interfase agua-aceite y poder establecer una línea base en la interfase de agua-aceite que permita cuantificar el volumen de agua drenada de las líneas y válvulas en el proceso anterior.

Para este proceso se abren las válvulas 2A, 2B, 5A, 4B, Manifold sistema hidrocarburo, 6A, 8A ,9A ,11A, con retorno a la bomba 3B de la bomba de inyección de hidrocarburo en modo retroceso en un proceso cíclico cerrado. Durante este proceso el fluido acuoso presente en las líneas de flujo y válvulas del sistema; es barrido por el fluido base hidrocarburo y llevado hasta la interface agua-aceite del separador trifásico. Este procedimiento permite cuantificar el volumen de líneas por by pass.

Una vez drenado todo el fluido acuoso hacia la interface agua-aceite, la interfase se estabiliza estableciéndose una línea base para cuantificar el fluido acuoso proveniente del medio poroso, que permitirá la estimación de la Saturación irreducible de agua en la siguiente fase.

Inyección de fluido hidrocarburo por la muestra o medio poroso.

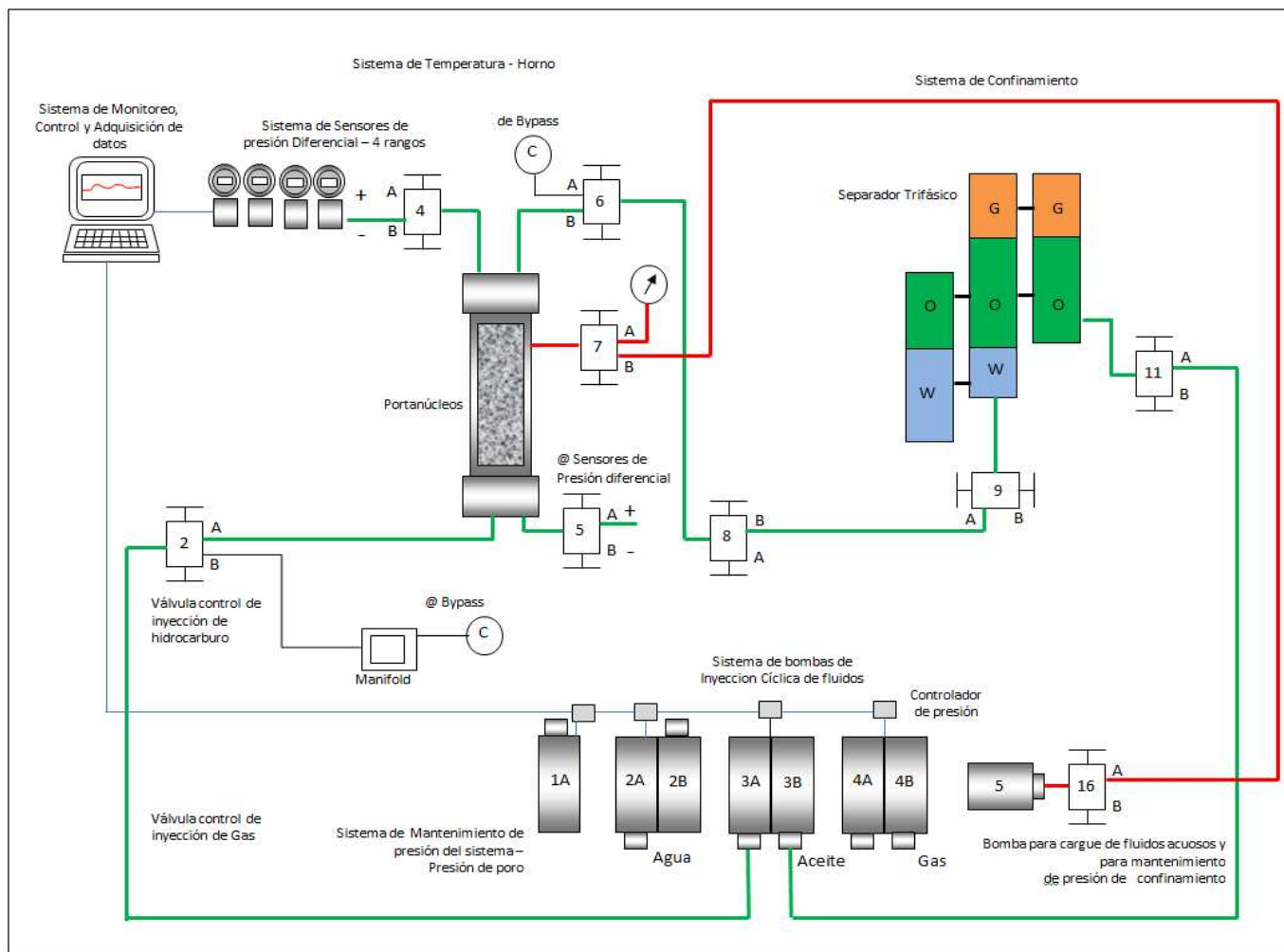
Se procede a inyectar fluido acuoso con la bomba de inyección de fluidos hidrocarburo (3A), en modo inyección, por el medio poroso abriendo las siguientes válvulas: 2A, 5A, 4B, 6B, 8A, 9A ,11A, con retorno hacia la bomba de inyección de fluidos hidrocarburo (3B) en modo retroceso, en un proceso cíclico cerrado. Se registra el diferencial de presión y la variación de la interfase de agua-aceite del separador trifásico.

Durante este proceso el fluido acuoso presente en el medio poroso; es barrido por el fluido base hidrocarburo y llevado hasta la interface agua-aceite del separador trifásico. Este procedimiento permite cuantificar el volumen de fluido acuoso drenado por el proceso de inyección de hidrocarburo y cuantificar el valor de saturación irreducible de agua remanente en el medio poroso.

Una vez alcanzadas condiciones de flujo estabilizado, el diferencial de presión se estabiliza lo cual permitirá cuantificar el valor de permeabilidad efectiva al fluido hidrocarburo.

En la Figura 25, se puede observar la disposición de las válvulas y el diagrama de líneas de flujo durante el proceso de inyección de fluido hidrocarburo en modo recirculación, para medición de permeabilidad efectiva al hidrocarburo.

Figura 25. Proceso de Medición de permeabilidad efectiva al hidrocarburo.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

#### 4.4 INYECCIÓN DE FLUIDO GASEOSO

Inyección de fluido gaseoso por by pass. Con la Bomba de inyección de gas (4A), llena con fluido gaseoso se procede a purgar por bypass, el fluido del proceso anterior (medición de permeabilidad efectiva al aceite) y drenarlo hacia el separador trifásico interfase aceite-gas y poder establecer una línea base en la interfase de aceite-gas que permita la cuantificar el volumen de hidrocarburo drenado de las líneas y válvulas en el proceso anterior.

Para este proceso se abren las válvulas 3B, Manifold del sistema gas, 6B, 8B, 9A, 12A, con retorno a la bomba 4B de la bomba de inyección de gas en modo retroceso en un proceso cíclico cerrado. Durante este proceso el fluido hidrocarburo presente en las líneas de flujo y válvulas del sistema; es barrido por el fluido gaseoso y llevado hasta la interface aceite-gas del separador trifásico.

Una vez drenado todo el fluido hidrocarburo hacia la interface aceite-gas, la interfase se estabiliza estableciéndose una línea base para cuantificar el fluido acuoso o hidrocarburo; según sea el proceso realizado proveniente del medio poroso, que permitirá la estimación de la Saturación irreducible de agua o saturación residual de hidrocarburo en la siguiente fase, según sea el proceso realizado.

Inyección de fluido gaseoso por la muestra o medio poroso.

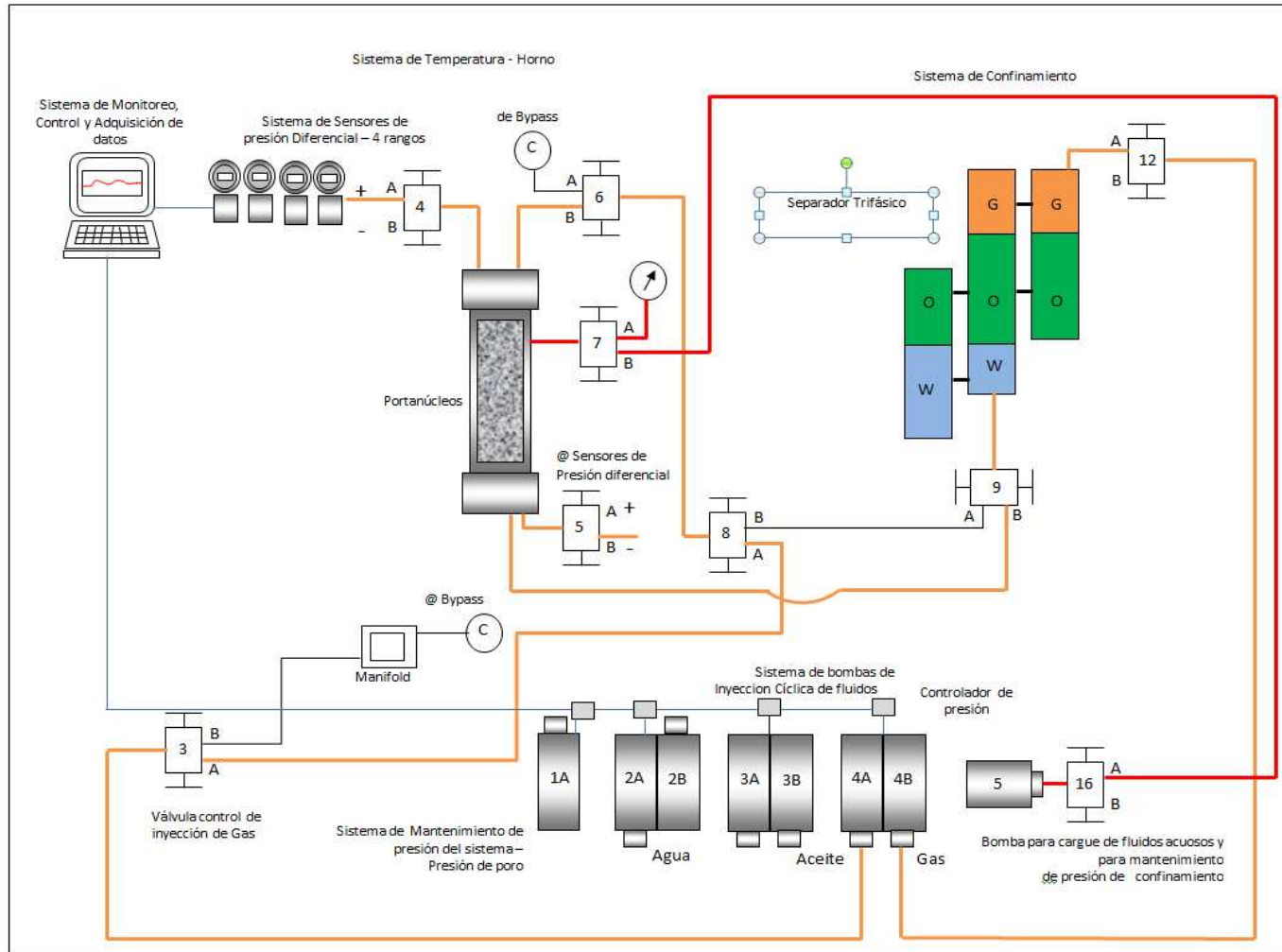
Se procede a inyectar fluido gaseoso con la bomba de inyección de gas (4A), en modo inyección, por el medio poroso abriendo las siguientes válvulas: 3A, 8A, 6B, 4A, 5B, 9B y 12A, con retorno hacia la bomba de inyección de gas (4B) en modo retroceso, en un proceso cíclico cerrado. Se registra el diferencial de presión y la variación de la interfase de aceite-gas del separador trifásico, dependiendo del proceso que se esté realizando: Recuperación de agua o hidrocarburo.

Durante este proceso el fluido hidrocarburo o agua presente en el medio poroso; es barrido por el gas y llevado hasta la interface aceite-gas del separador trifásico. Este

procedimiento permite cuantificar el volumen de fluido hidrocarburo o agua drenado por el proceso de inyección de gas y cuantificar el valor de saturación residual de hidrocarburo o irreducible de agua remanente en el medio poroso, respectivamente.

En la Figura 26, se puede observar la disposición de las válvulas y el diagrama de líneas de flujo durante el proceso de inyección de gas en modo recirculación, para medición de permeabilidad efectiva al gas.

Figura 26. Proceso de Medición de permeabilidad efectiva al gas.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

## 4.5 SISTEMA DE MONITOREO, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

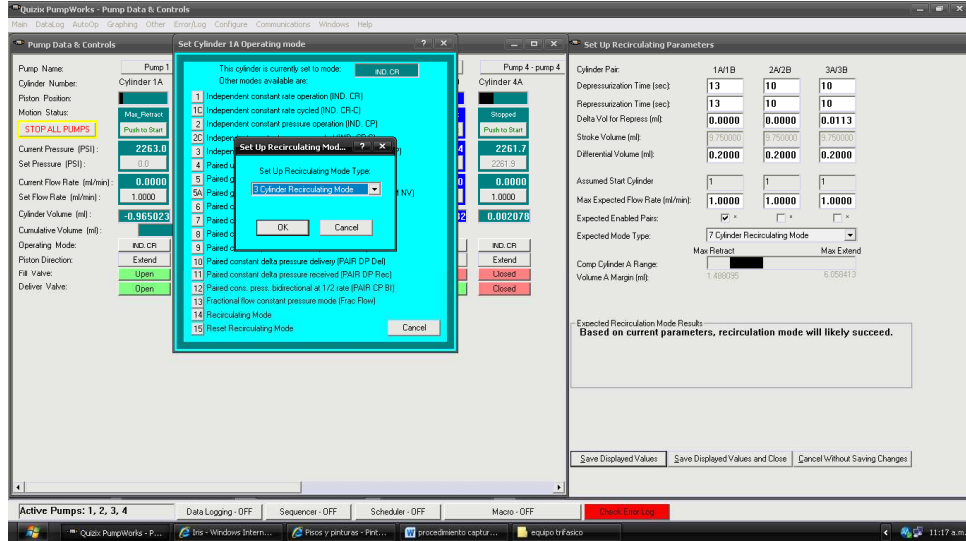
El sistema para Monitoreo, control y adquisición de datos utilizado para el control de las pruebas de desplazamiento fue el software PUMP WORKS 2000® que es suministrado con la adquisición de las bombas de desplazamiento utilizadas Quizix pump 50000. Este software permite adicional señales periféricas de equipos externos a las bombas como: Termocuplas de hornos de calentamientos, sensores digitales de presión manométrica, sensores de presión diferencial tipo SMART, señal de las interfaces de un Separador trifásico (agua-hidrocarburo e hidrocarburo-gas) y Monitorear las presiones del sistema o presiones de contrapresión o backressure.

### 4.5.1 Configuración del sistema de adquisición de datos Pump works

Una vez se tenga la muestra de roca saturada 100% con salmuera, montada en el portanúcleos, el separador trifásico con las interfaces ajustadas a los valores deseados y el sistema de bombas de recirculación, líneas y válvulas, llenas con los fluidos de la prueba, a condiciones de yacimiento, se procede a configurar el sistema Software PumpWorks de acuerdo a las características del proceso que se a ejecutar.

En la ventana inicial del software se configura el modo de recirculación para el fluido a utilizar: Agua, hidrocarburo o Gas. En la siguiente Figura 27 y 28 se puede observar la ventana de configuración inicial.

Figura 27. Ventana de configuración Inicial Software PumpWorks.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se selecciona el modo de recirculación: Para Agua

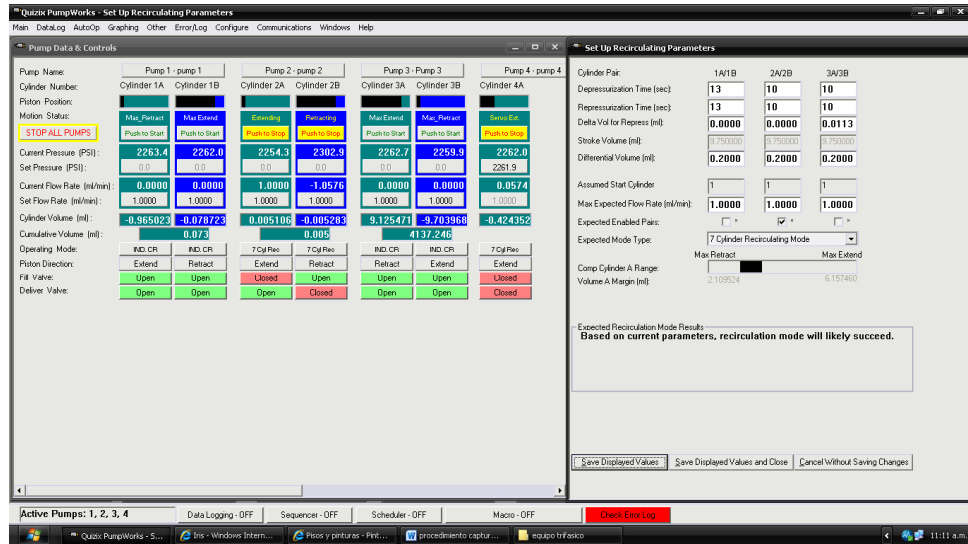
Figura 28. Selección modo de recirculación para Agua.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se selecciona el modo de recirculación: Para Hidrocarburo. Ver Figura 29.

Figura 29. Selección modo de recirculación para Hidrocarburo.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se selecciona el modo de recirculación: Para Gas. Ver Figura 30.

Figura 30. Selección modo de recirculación para Gas.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se abren válvulas auxiliares que controlan el sistema de diferenciales de presión. Ver Figura 31.

- Se capturan las presiones emitidas por los diferenciales en la pantalla de ecuaciones.
- Se verifican las señales del separador Trifásico en la pantalla (separator data)
- Se ajustan las presiones de seguridad.

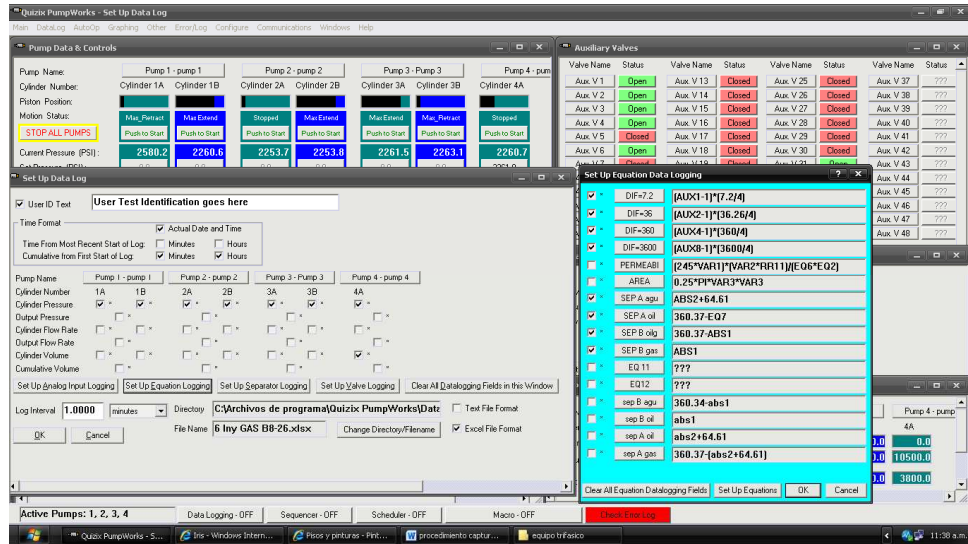
Figura 31. Apertura de válvulas, diferenciales de presión y separador trifásico.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se seleccionan las variables que serán grabadas y se configura el tiempo de monitoreo de la prueba y en general se selecciona todos los demás parámetros de prueba (Presión de inyección, presión de poro, etc.) que se requieren ser descargados una vez finalice la prueba para el análisis e interpretación de la data recuperada. Ver Figura 32.

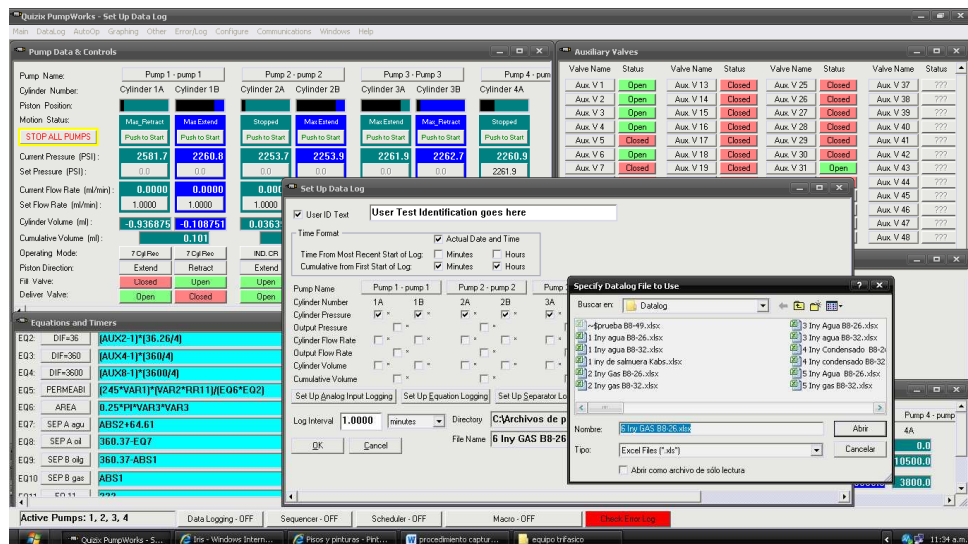
Figura 32. Selección de variables de prueba a Monitorear, grabar y controlar.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se crea el nuevo archivo en el cual se graban los datos obtenidos en la prueba. Ver figura 33.

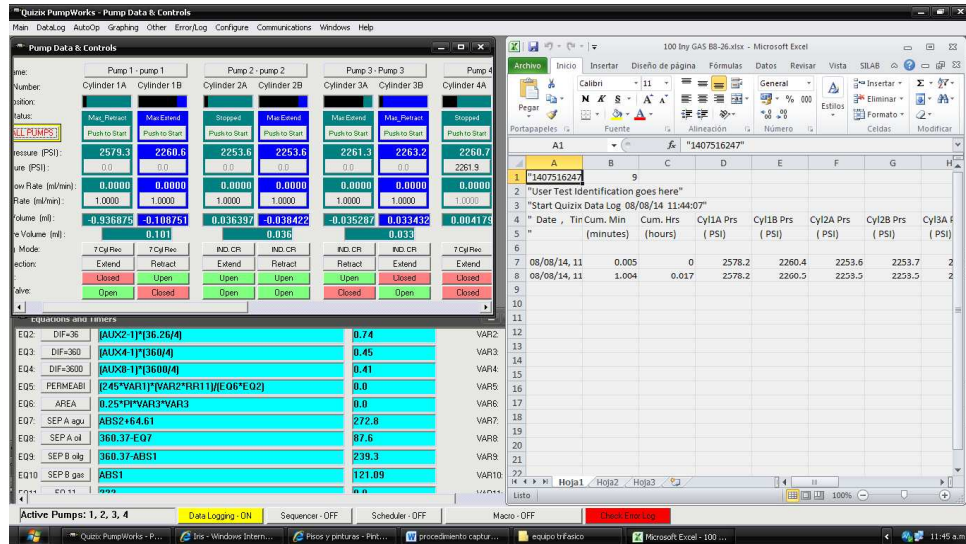
Figura 33. Creación del archivo fuente.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se despliega la ventana de la data configurada y lista para grabar. Ver Figura 34.

Figura 34. Verificación data configurada.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se abren las gráficas a controlar: Separadores, diferencial de presión, presiones de inyección y producción, y control del pistón de la bomba de compensación.

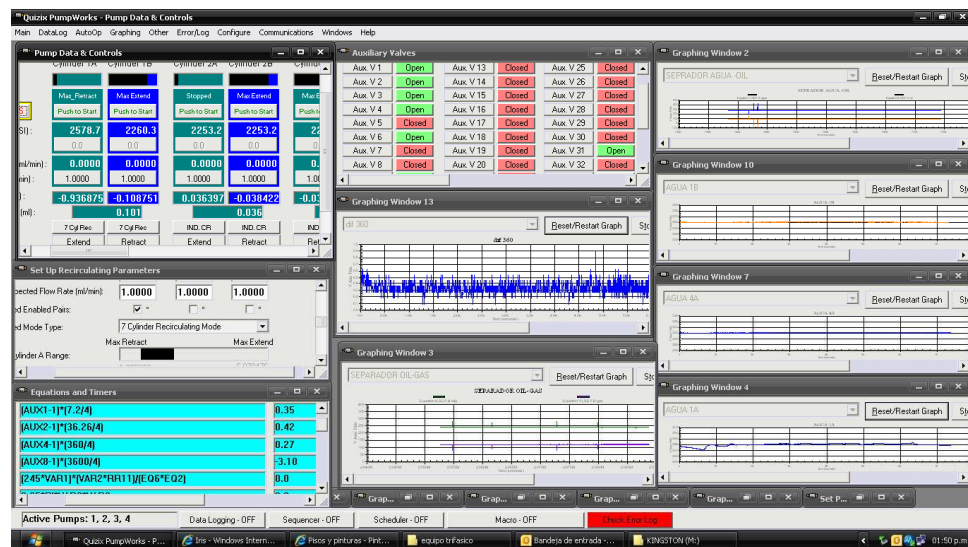
En las ventanas operacionales Ver Figura 35. se puede Monitorear, en tiempo real, el comportamiento de:

- Posición del pistón en la bomba de compensación
- Los cilindros de inyección y producción en las bombas de recirculación
- Diferenciales de presión en los cuatro (4) rangos de medición.
- Interfase del Separador agua-hidrocarburo
- Interfase del Separador gas-hidrocarburo

Una vez realizado todo el anterior protocolo de configuración, el equipo queda listo para iniciar la corrida en modo recirculación de cualquiera de los tres (3) fluidos por

el medio poroso en modo simultáneo o modo selectivo para cada fluido de acuerdo al diseño de la prueba previamente establecido.

Figura 35. Ventana de control de las variables monitoreadas.

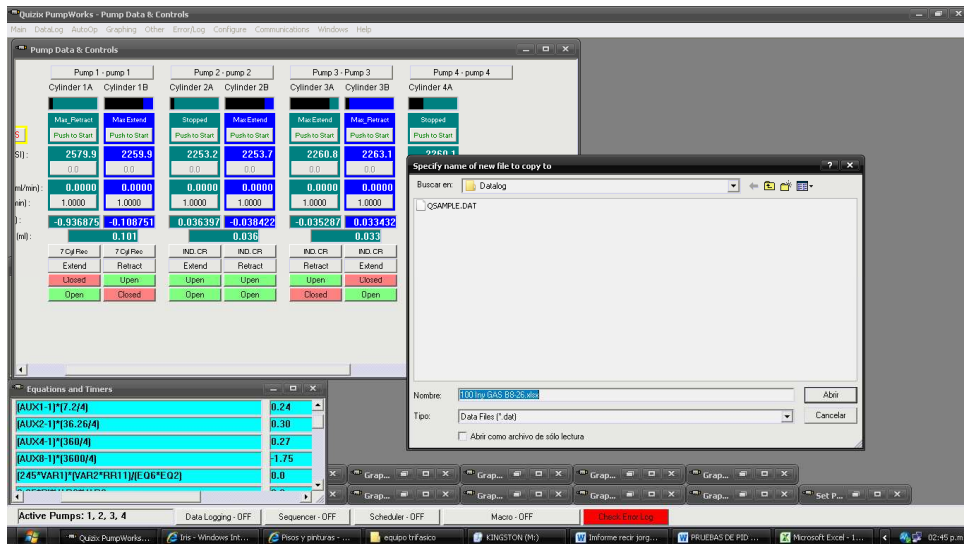


Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Una vez finalizadas todas las fases de la prueba, se procede a descargar el archivo de resultados para análisis e interpretación de los mismos.

Para descargar los datos se va a la ventana operacional y se busca la carpeta "datalog" dando click en "copy data log file" y se abre el archivo que se desea copiar o abrir para editar. Ver Figura 36.

Figura 36. Descarga de archivo con data de resultados de la prueba.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

## 5. PRUEBAS DE VERIFICACION DE FUNCIONALIDAD

El objetivo de las pruebas de verificación de funcionalidad del equipo es asegurar que todos los subsistemas del equipo funcionen adecuadamente y respondan de una manera confiable y con alto grado de certidumbre a las variables monitoreadas y controladas durante una prueba de desplazamiento.

Estas pruebas consisten en probar cada uno de los subsistemas y verificar si la respuesta es acorde con los rangos operacionales normalmente obtenidos en cada una de las variables controladas y monitoreadas.

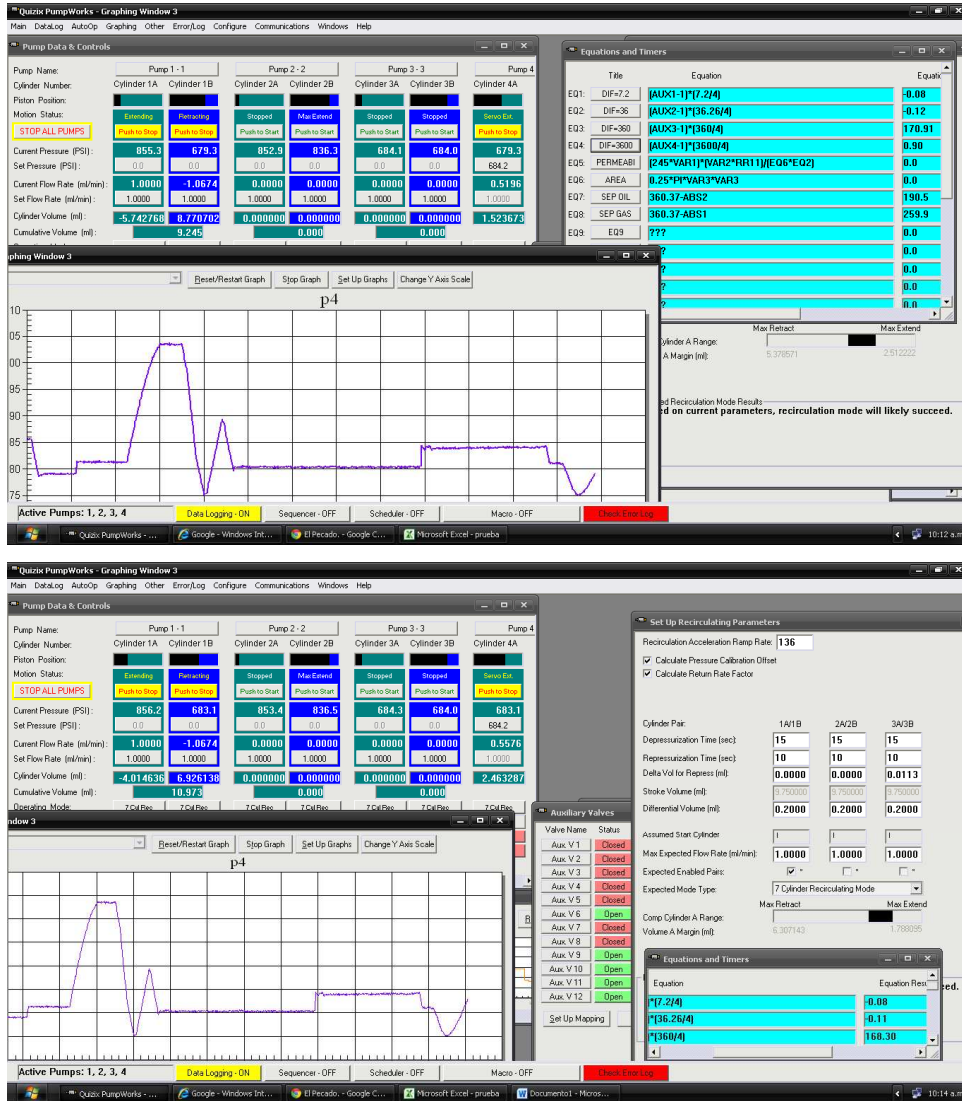
Las pruebas se describen a continuación:

### 5.1 BÚSQUEDA DE LA MEJOR CONFIGURACIÓN DEL PID

EL PID (proporcional integral y derivativa) es el sistema que controla el rendimiento y la sincronización de las bombas que serán utilizadas en el desplazamiento de algún fluido donde dependiendo de la sincronización del PID, este optimizará el rendimiento de la bomba de compensación garantizando un mayor tiempo de prueba por mejor desempeño del pistón de compensación y evitando la generación de picos de presión. Esta calibración se realiza a prueba y error, variando uno a uno los valores del PID. Es decir se ajusta un valor en la proporcional (P) y se prueba el desempeño de los otros valores (derivativa (D) e Integral (I)). Las variaciones realizadas para la búsqueda de la mejor configuración el PID fueron:

- Prueba de funcionamiento del PID. Con inyección de agua modificando las presiones de control en 2000 (proporcional, diferencial) la integral siempre es 0 cero Ver Figura 37.

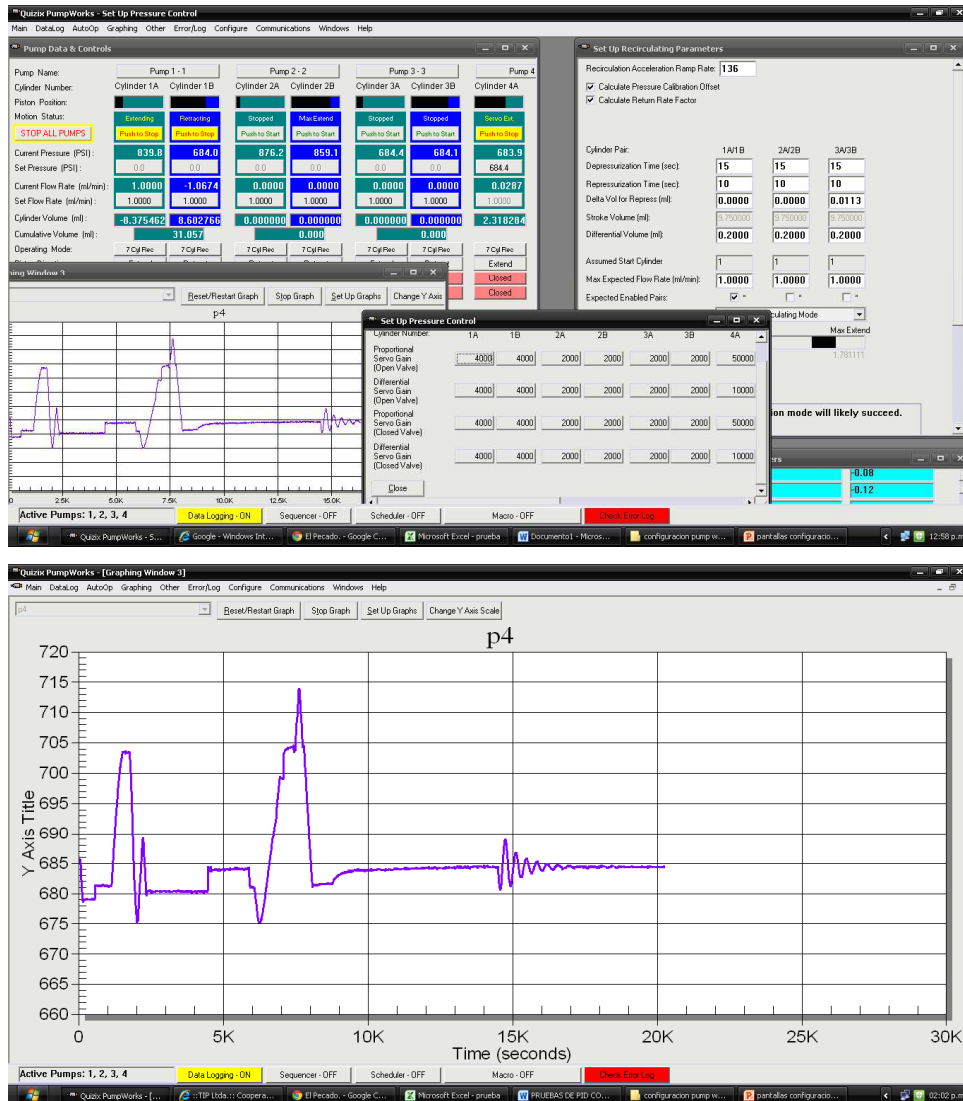
Figura 37. Presiones de control en 2000 (proporcional, diferencial)



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba de funcionamiento del PID. Modificando las presiones de control, en la Bomba 1 el proporcional y el diferencial en 4000 y en la Bomba 2 el P=50000 y D=10000. Ver Figura 38.

Figura 38. P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=10000, Bomba 2.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba modificando las presiones de control en la Bomba 1 y la Bomba 4 en 4000 el proporcional y el diferencial. Ver Figura 39.

Figura 39. Cambio presiones en Bomba 1 y P=D=4000, Bomba 4.

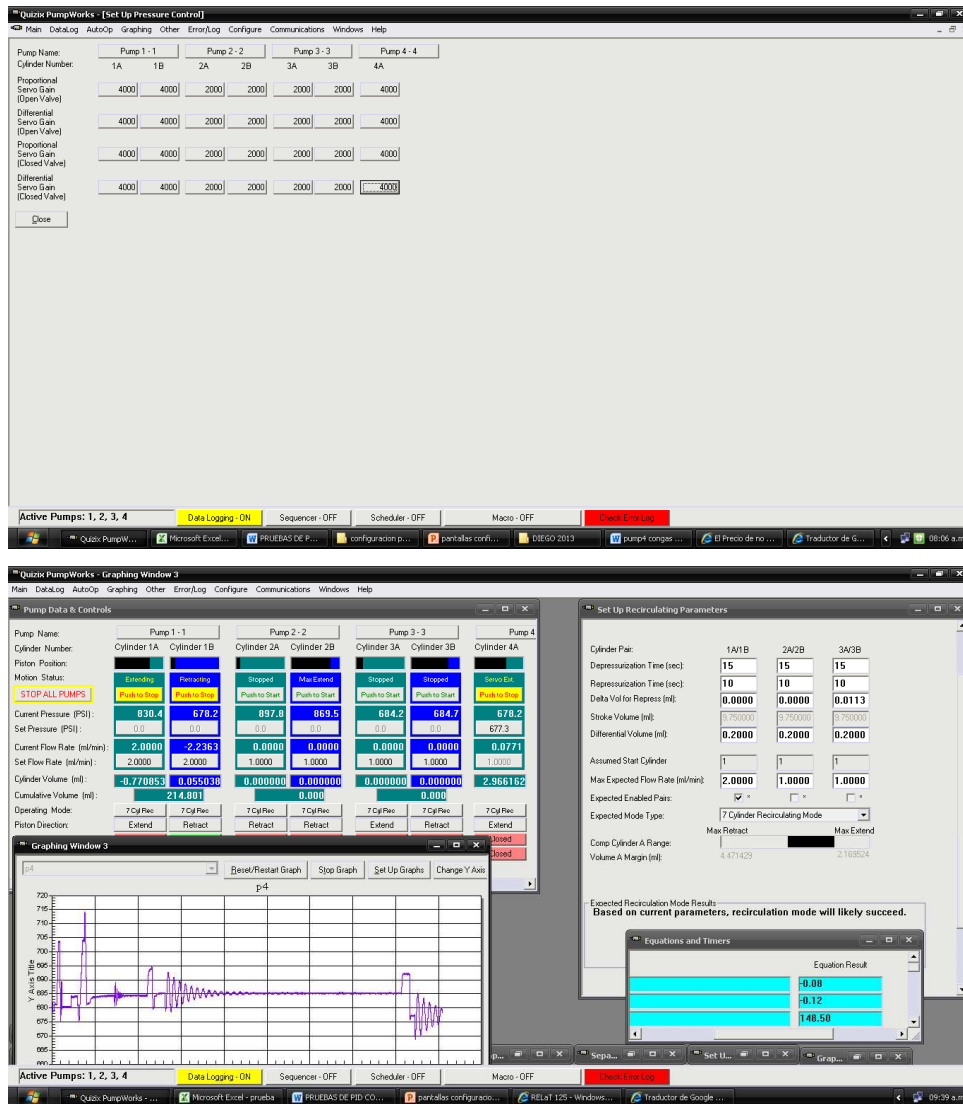


Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Este comportamiento obtiene una mejor respuesta que el de 2000 en todas las bombas

- Prueba de PID variando las presiones de control p en 4000 en las dos bombas y un caudal de inyección de 2.0 cc/min. Ver Figura 40.

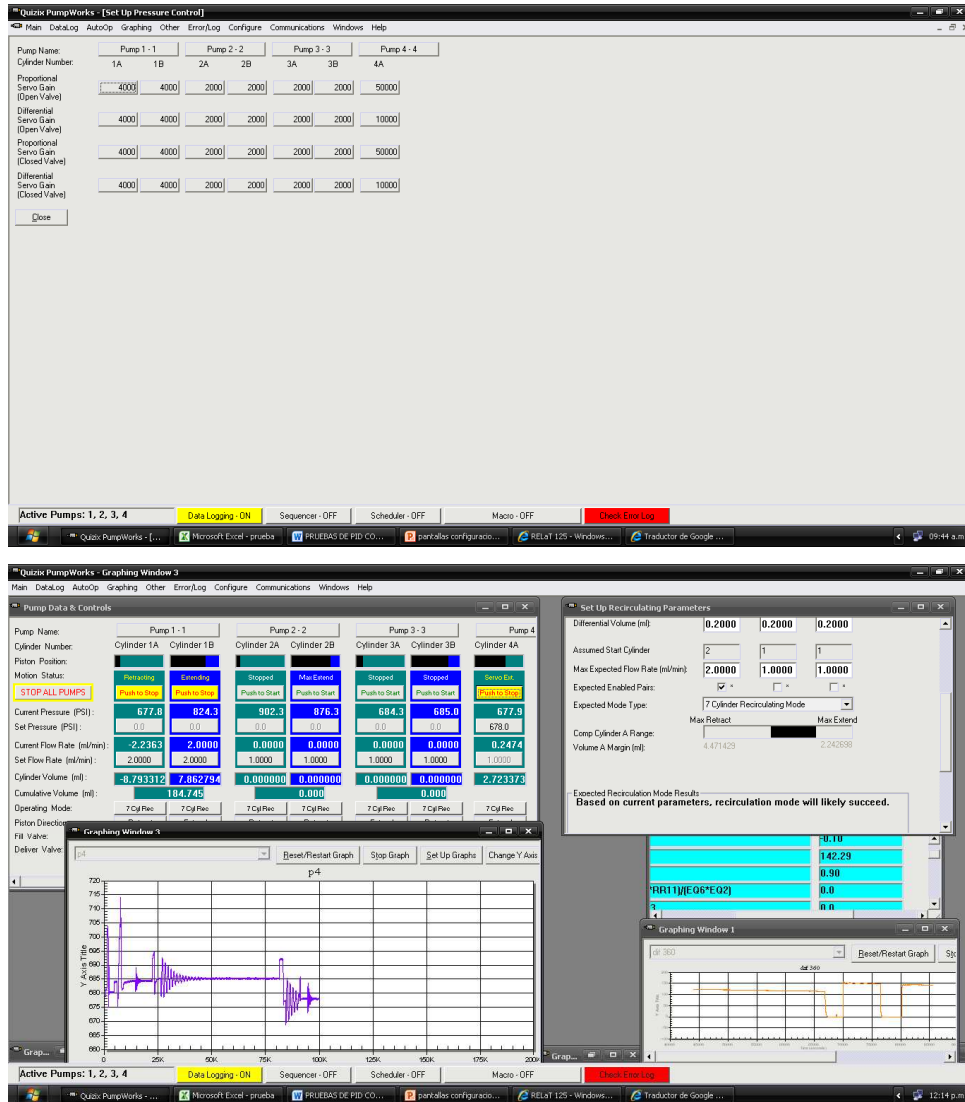
Figura 40. Cambio presiones a 4000 en 2 bombas, caudal @ 2.0 cc/min.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 en la Bomba 1 y valores de P=50000 y D=10000 en la bomba 4 y un caudal de inyección de 2.0 cc/min. Ver Figura 41.

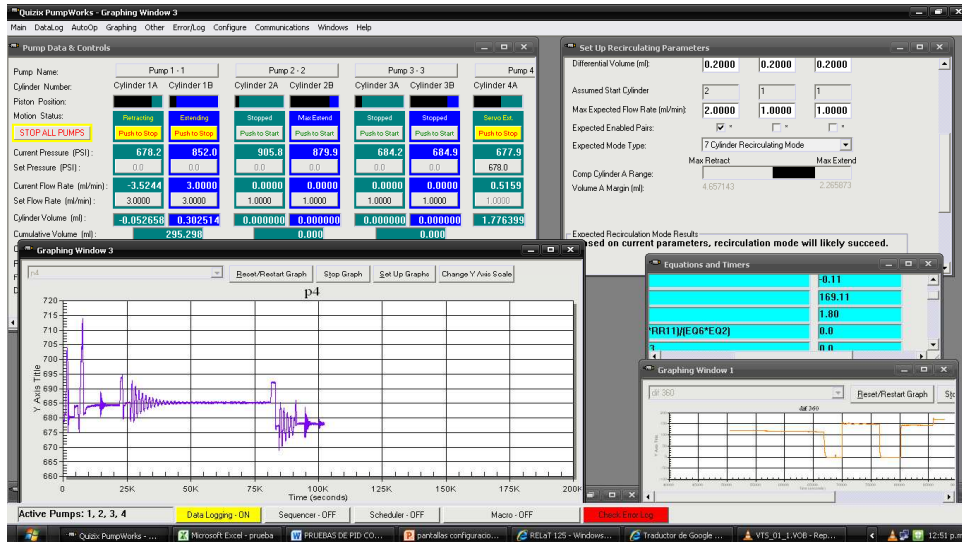
Figura 41. Presiones=4000, Bomba 1 y P=50000, D=10000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Cambio a un caudal de inyección de 3.0 cc/min con la misma configuración. Ver Figura 42.

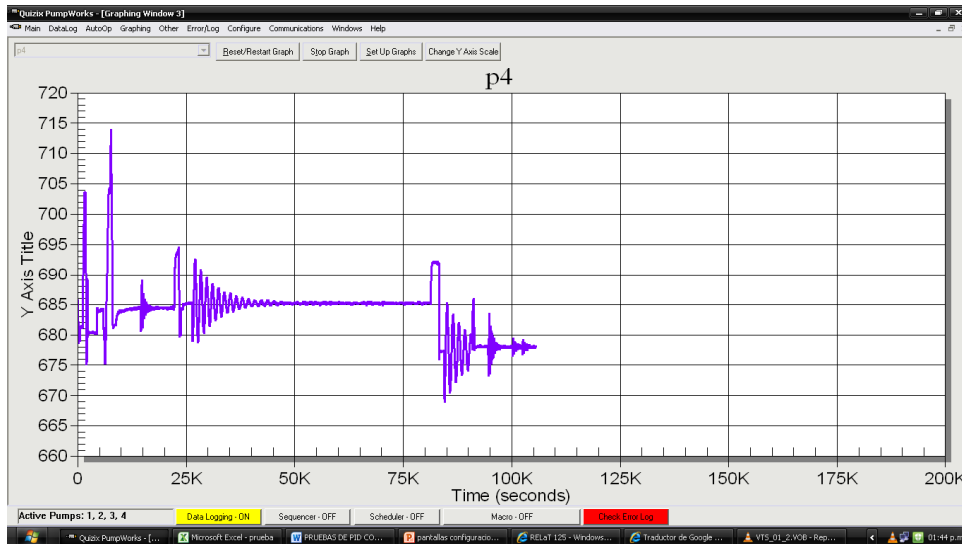
Figura 42. Cambio caudal @ 3.0 cc/min y con igual configuración



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Cambio de caudal de inyección a 4.0 cc/min con la misma configuración. Ver Figura 43.

Figura 43. Cambio caudal @ 4.0 cc/min y con igual configuración.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Se apaga la bomba y se prende nuevamente a caudal de inyección de 4.0 cc/min. Ver Figura 44.

Figura 44. Apagado Bomba y encendido @ caudal 4.0 cc/min.

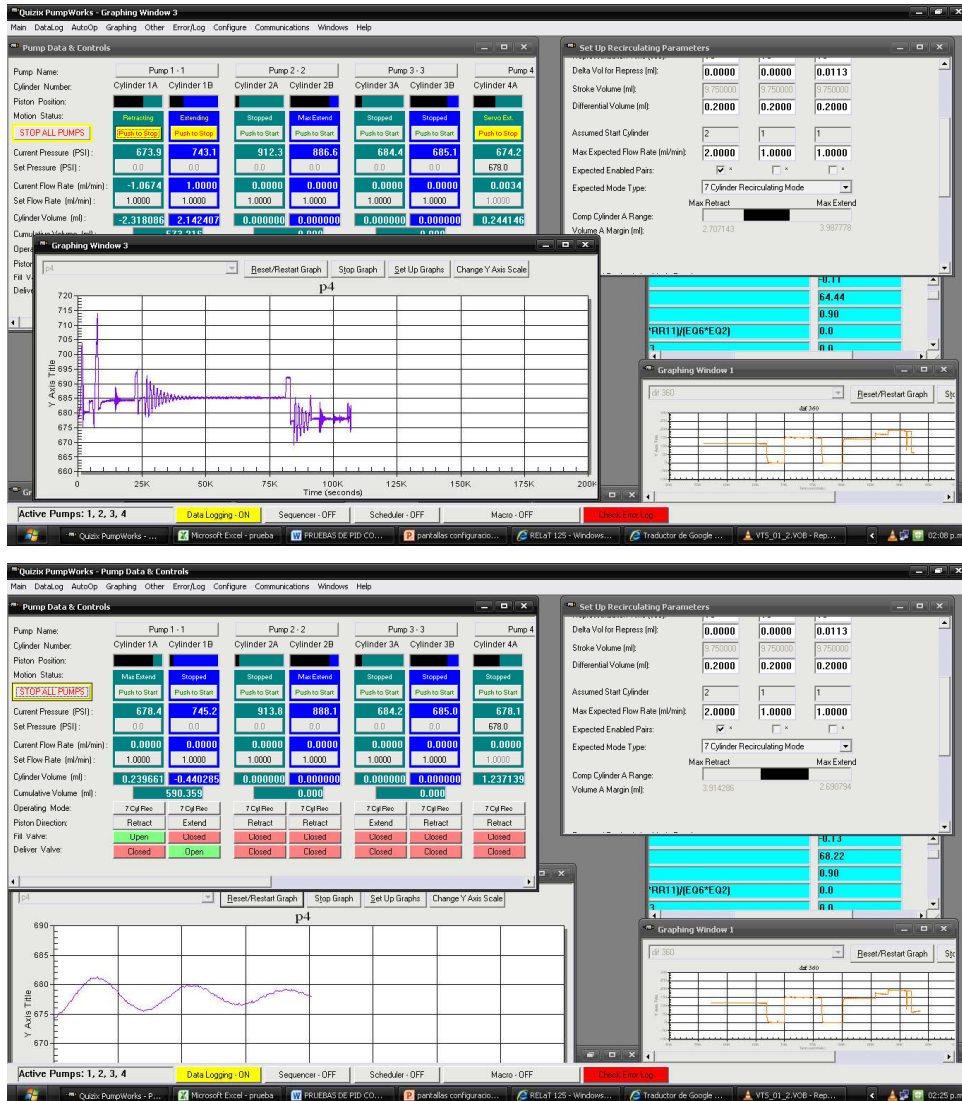


Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

El comportamiento una vez apagada la bomba fue de tratar de mantener el comportamiento a la tasa que estaba trabajando anteriormente, lo que demuestra que no se afectará significativamente el PID (la forma de onda de la señal).

Se baja el caudal de inyección a 1.0 cc/min, con la misma configuración. Ver Figura 45.

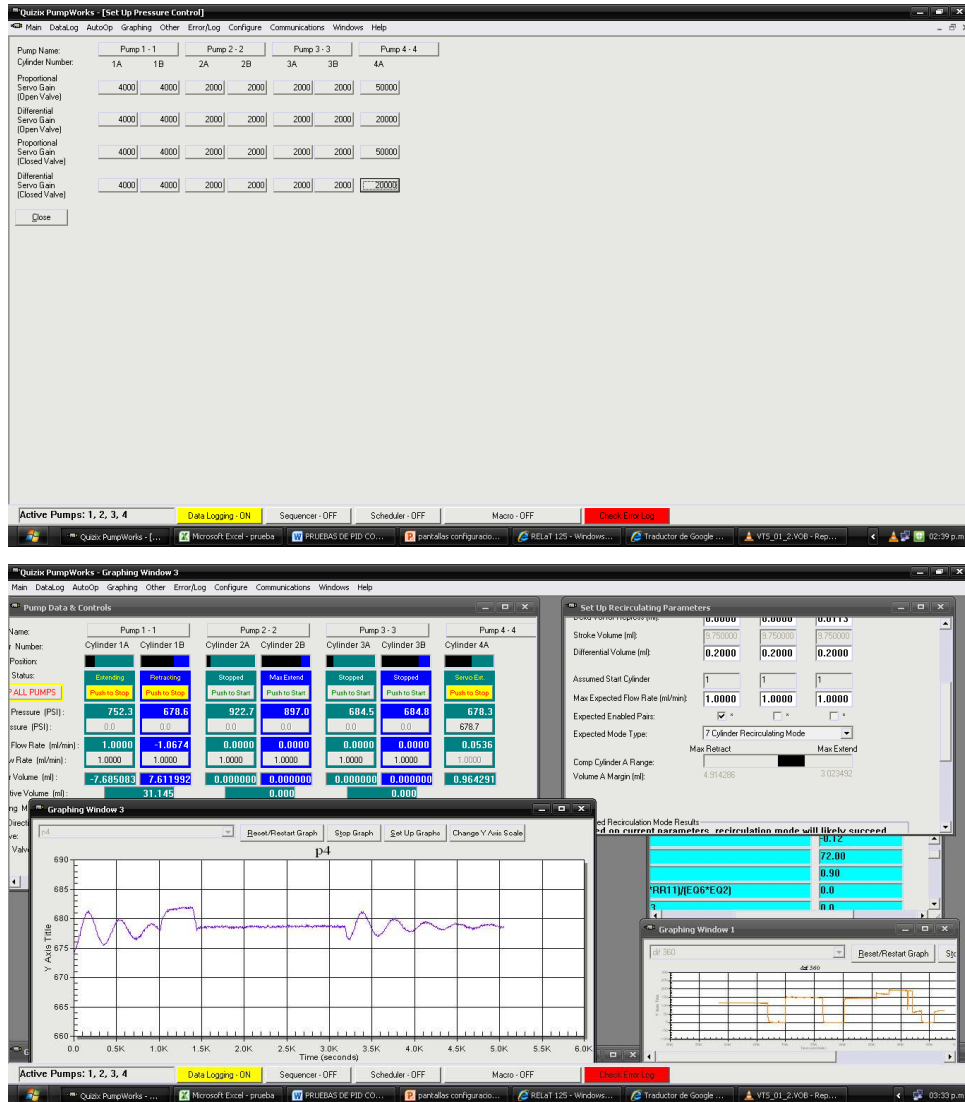
Figura 45. Cambio caudal @ 1.0 cc/min con igual configuración.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=50000 y D=20000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 46.

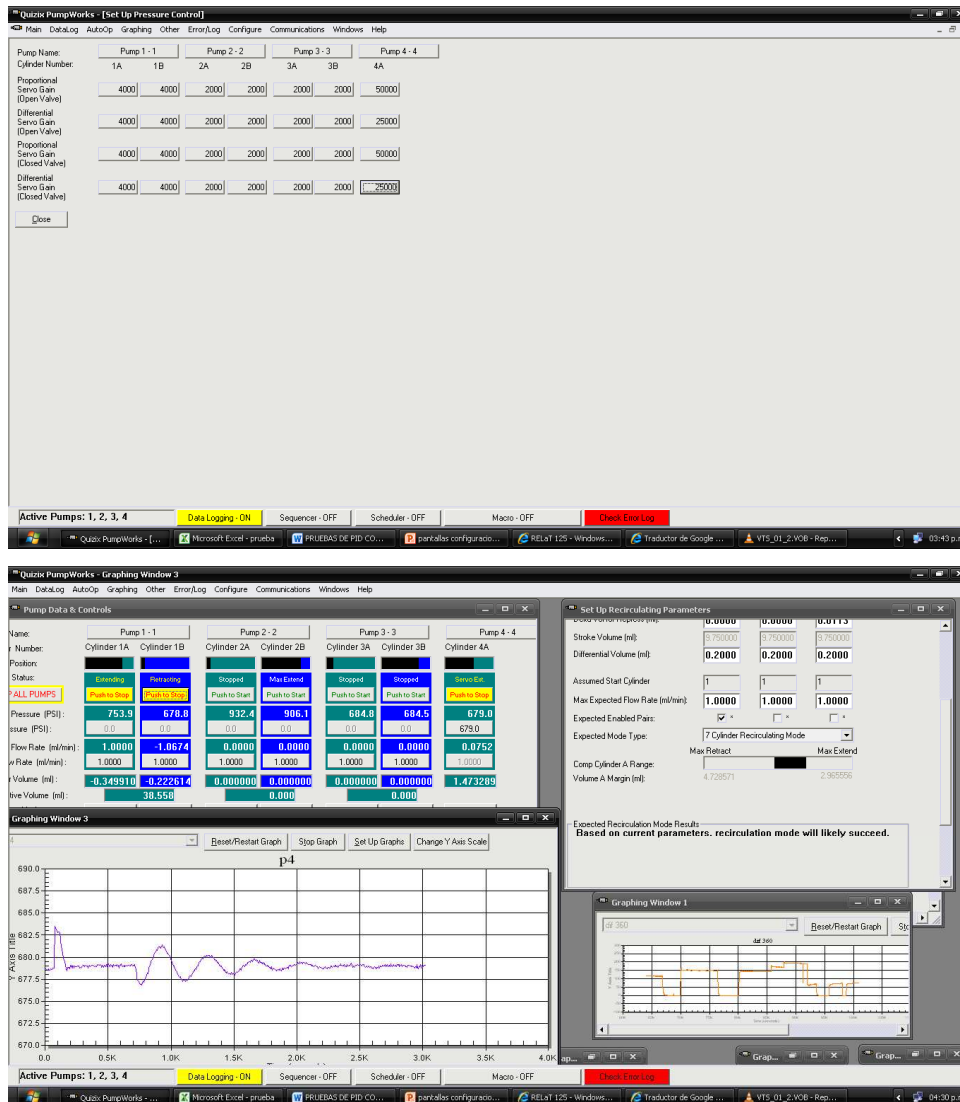
Figura 46. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=20000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=50000 y D=25000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 47.

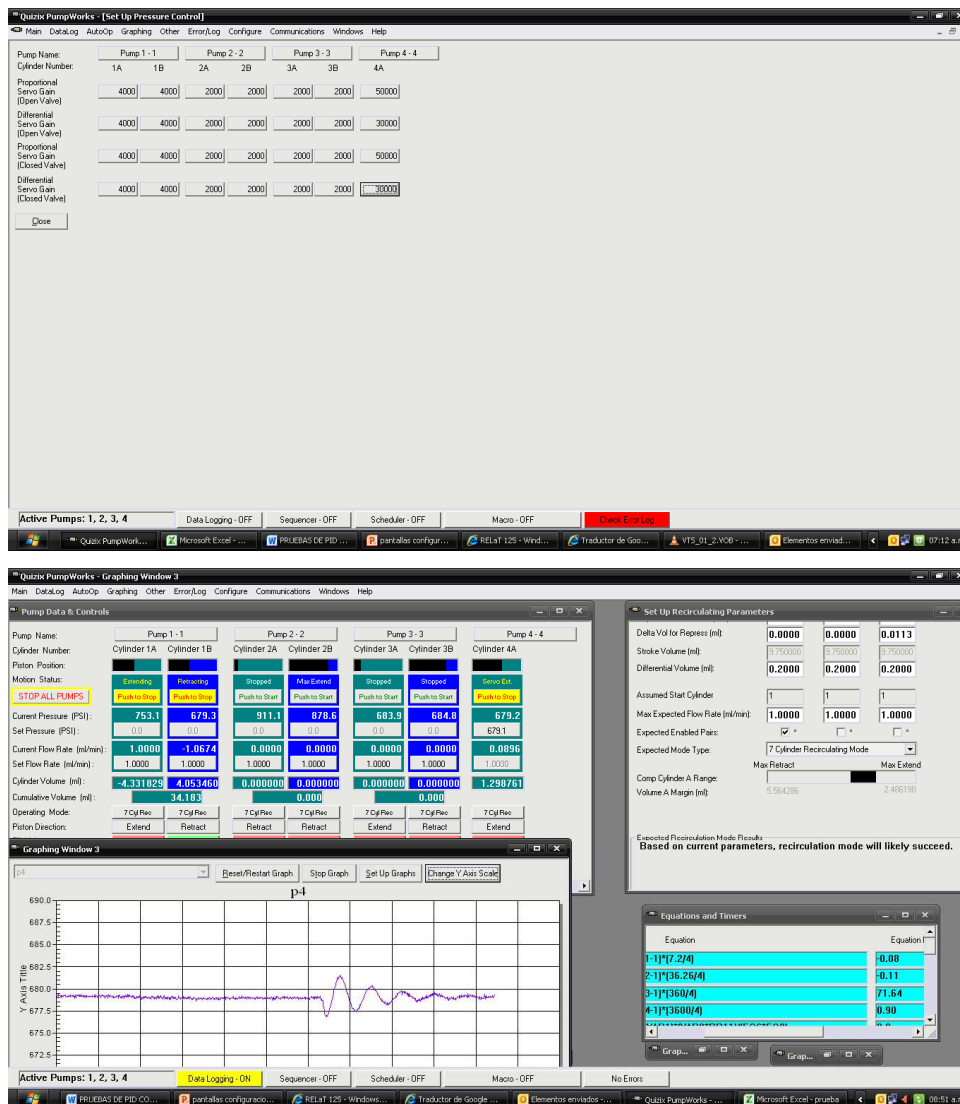
Figura 47. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=25000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=50000 y D=30000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 48.

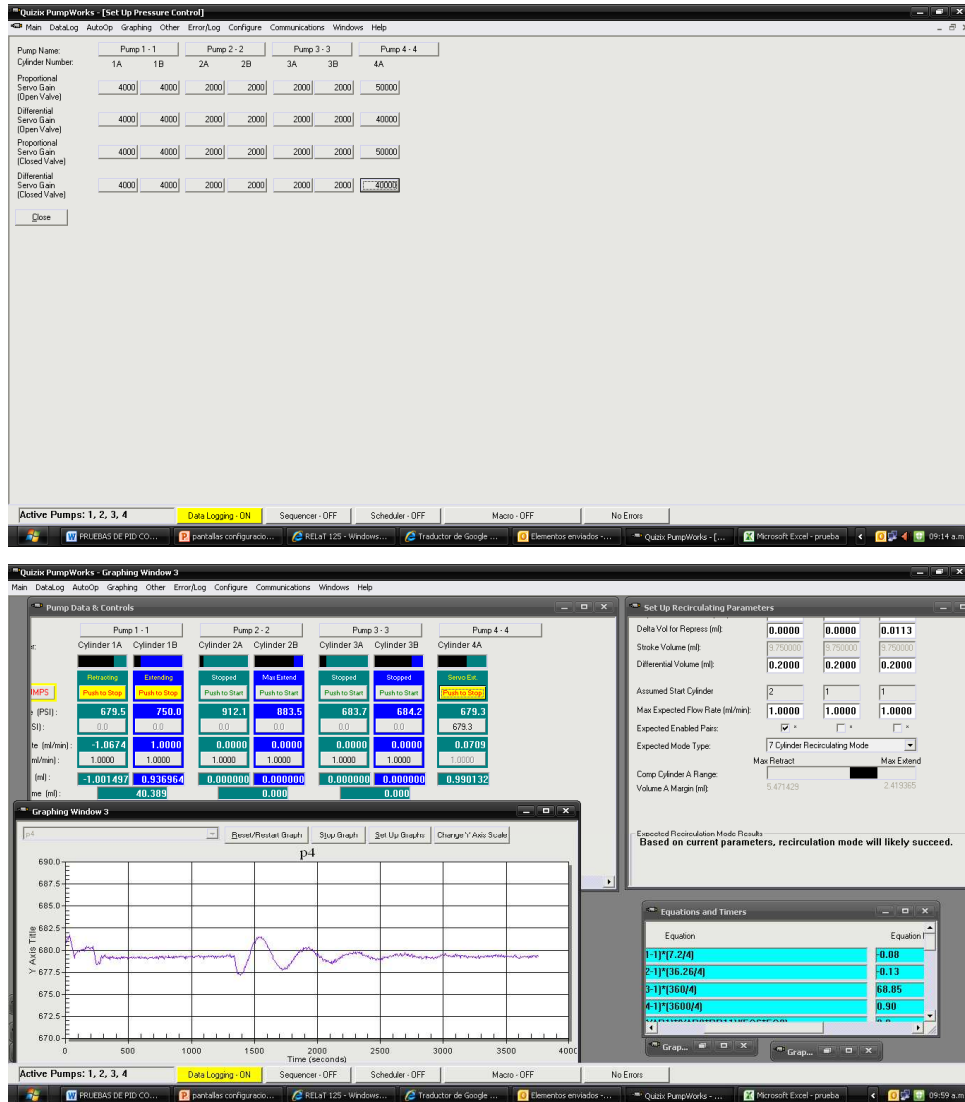
Figura 48. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=30000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=50000 y D=40000 en la bomba 4 y un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 49.

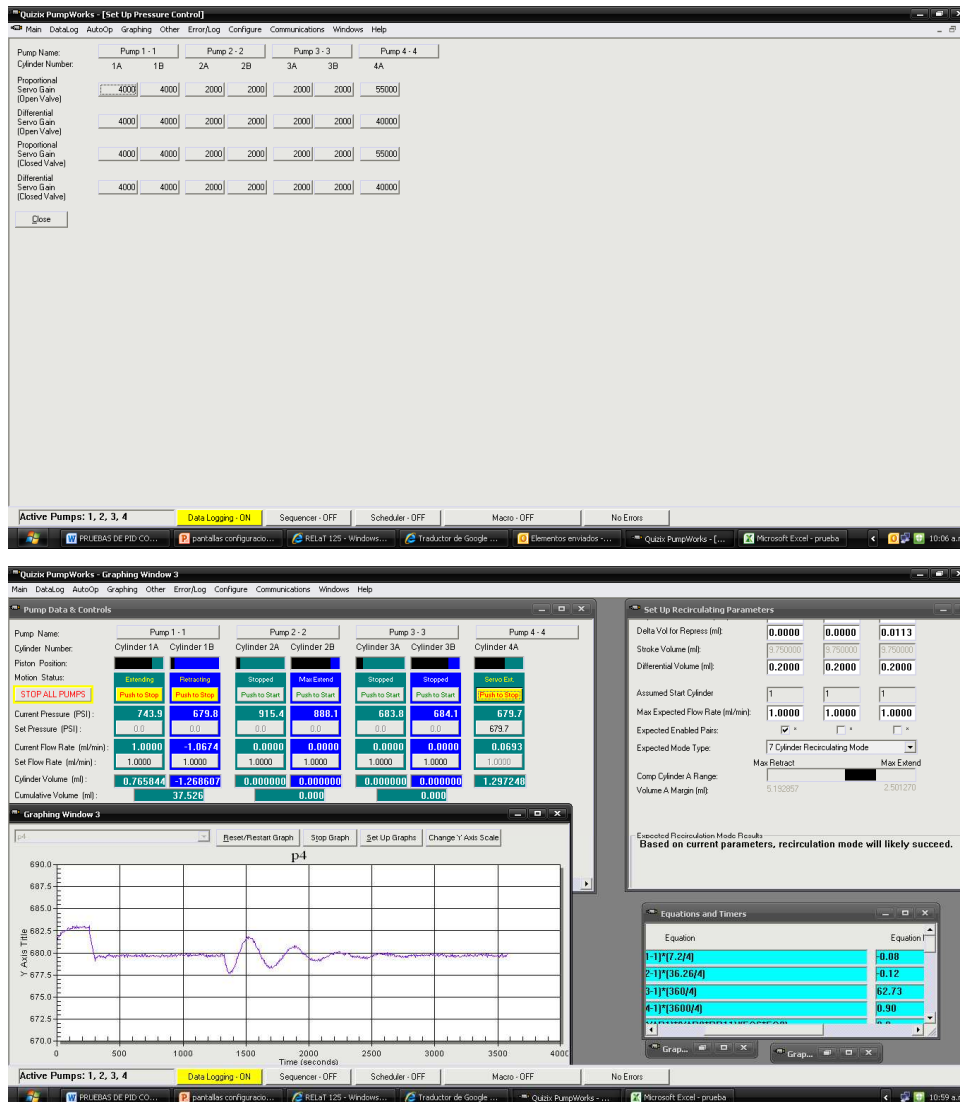
Figura 49. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=50000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control en 4000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 50.

Figura 50. Cambio P=D=4000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.

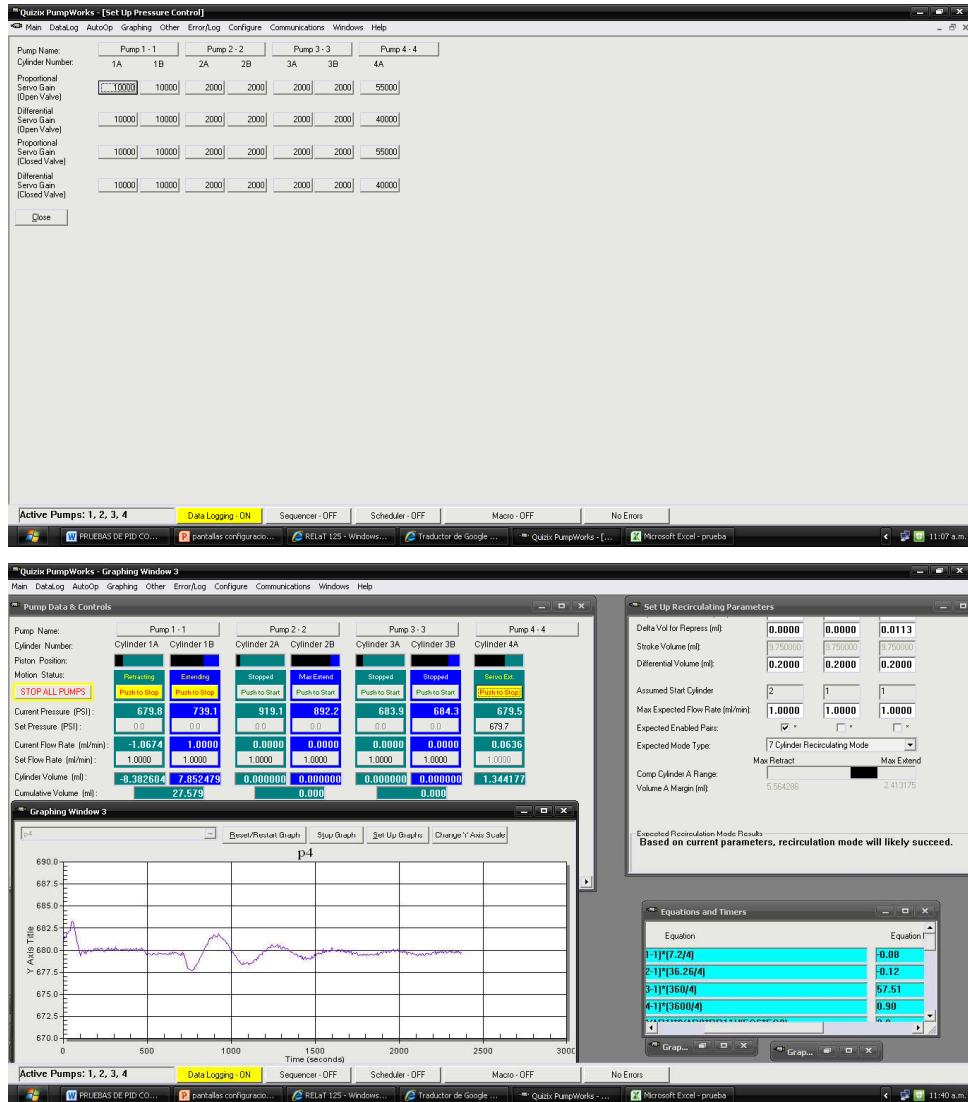


Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

En esta prueba se pudo observar que presenta el mejor comportamiento manteniendo el pico de presión al inicio de +- 4.5 psi y un tiempo de atenuación más rápido.

- Prueba del PID variando las presiones de control en 10000 (P y D) en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 51.

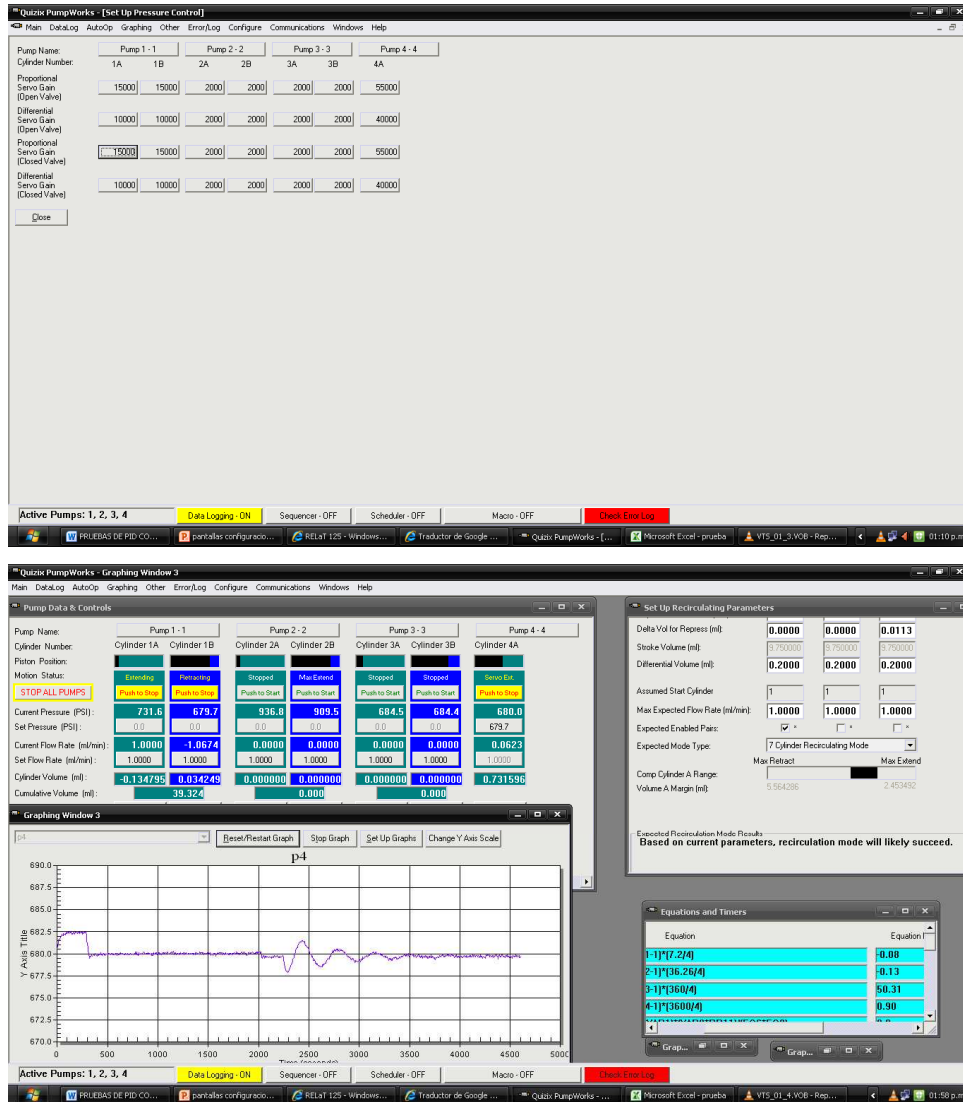
Figura 51. Cambio P=D=10000 Bomba 1 y P=55000, D=40000 Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control P=15000 y D=10000 en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 52.

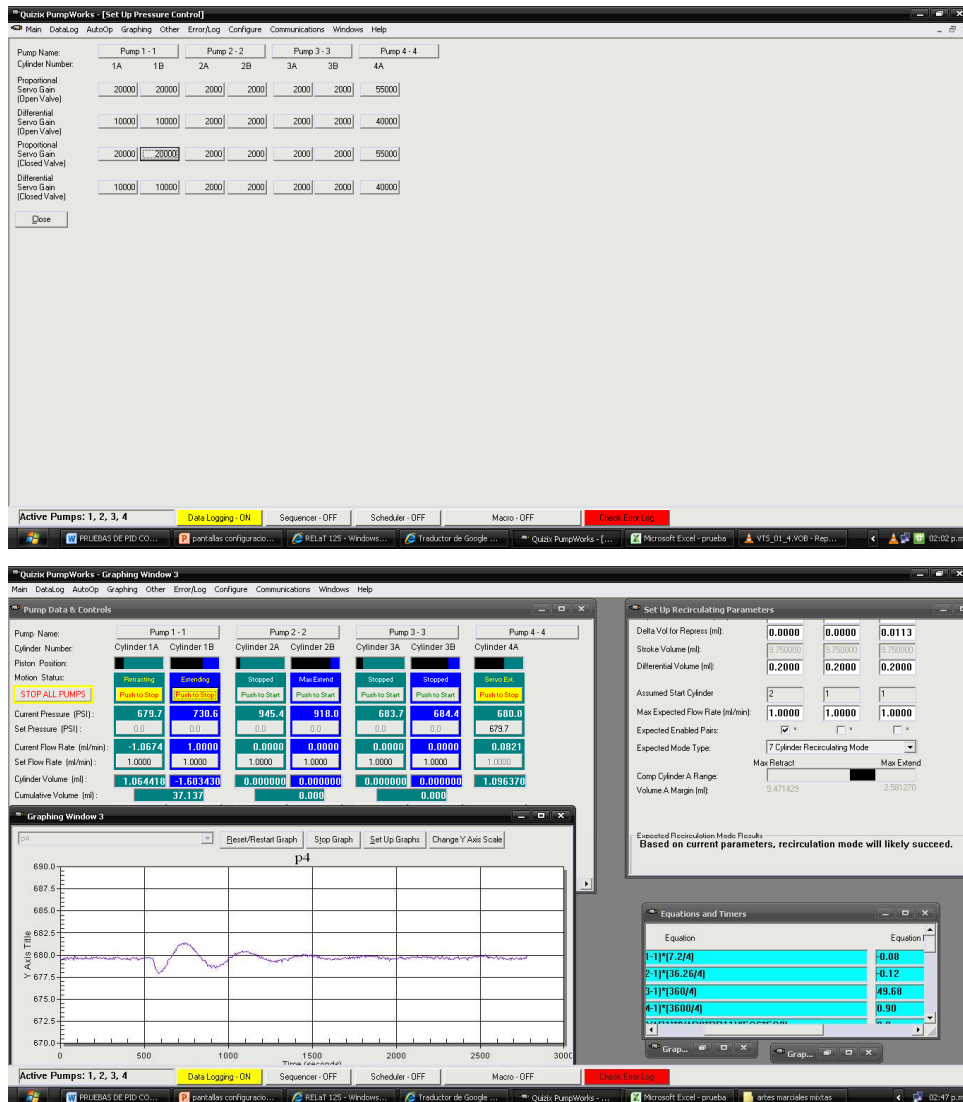
Figura 52. P=15000 y D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control P=20000 y D=10000 en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 53.

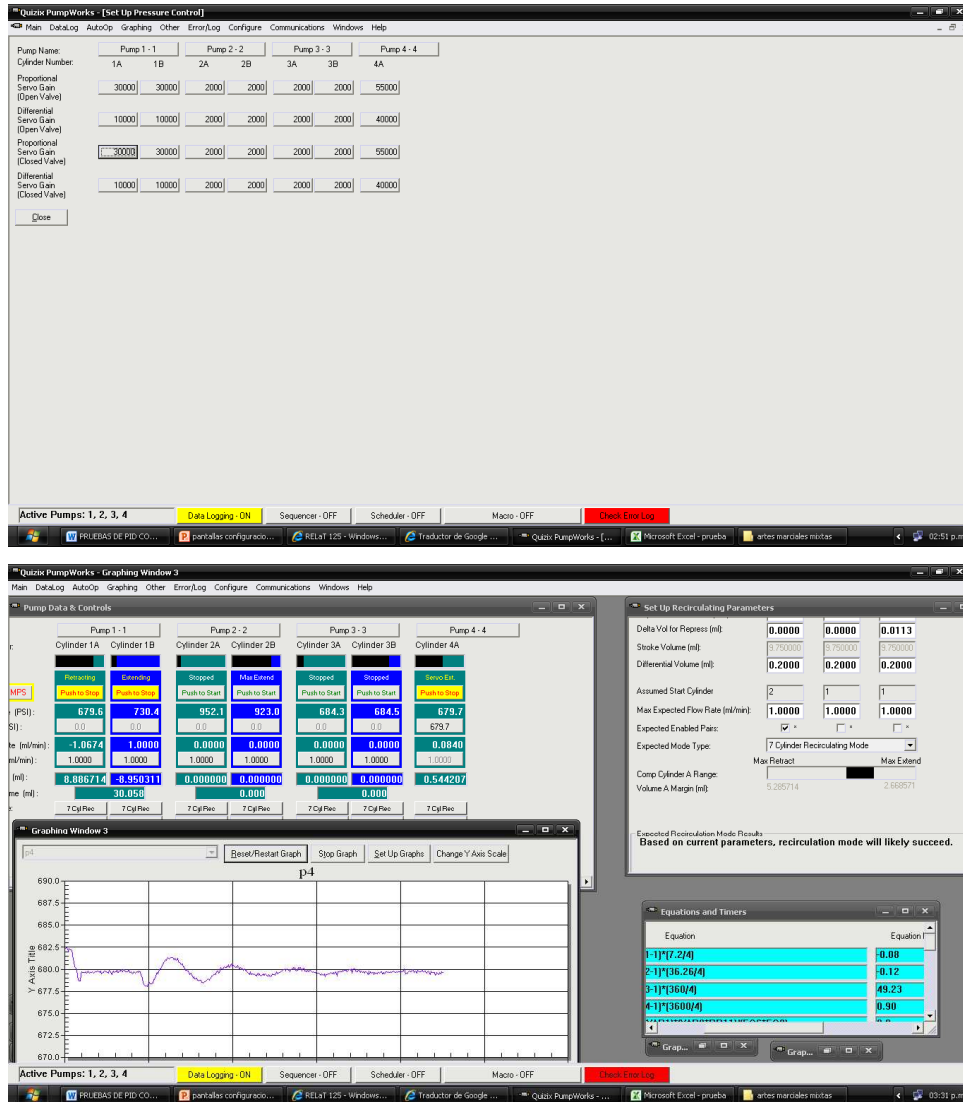
Figura 53. P=20000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control P=30000 y D=10000 en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 54.

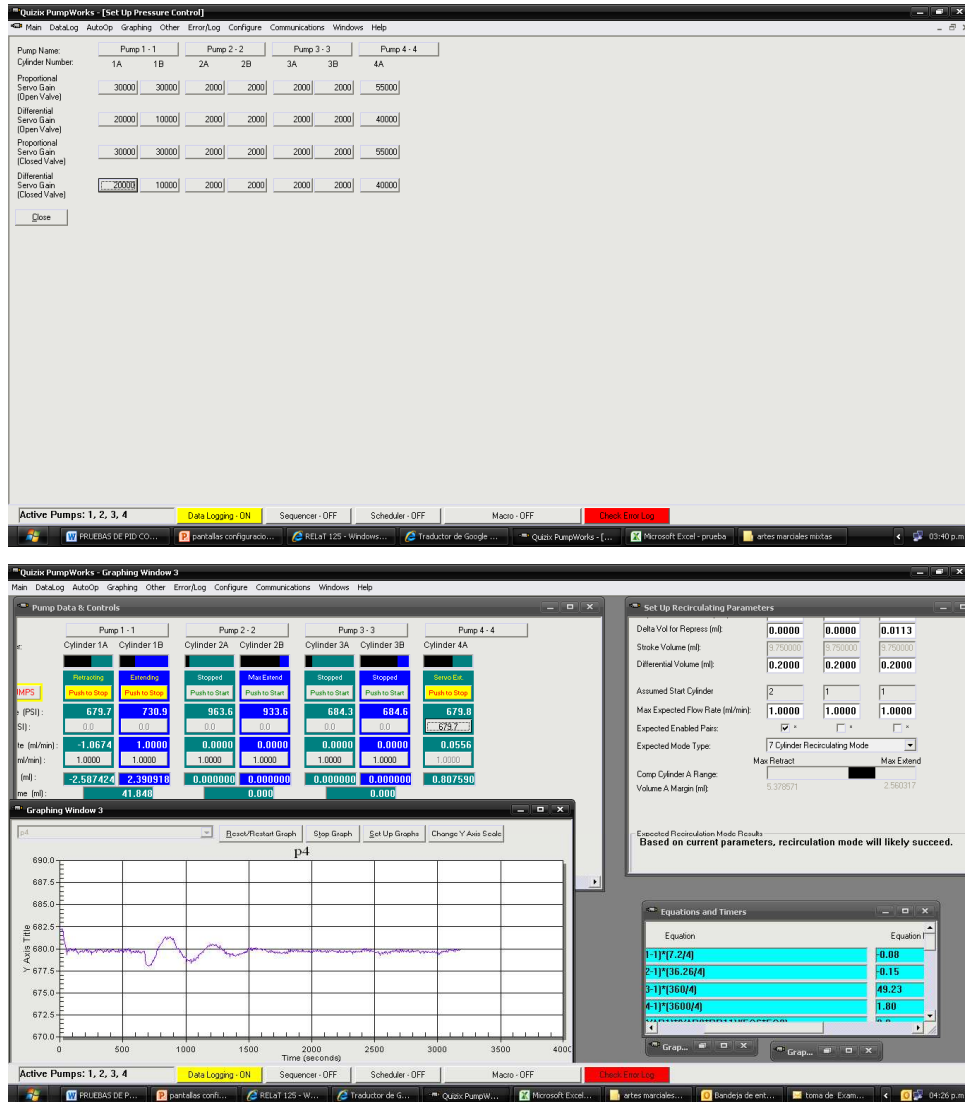
Figura 54. P=30000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Prueba del PID variando las presiones de control P=30000 y D=20000 en la Bomba 1 y valores de P=55000 y D=40000 en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 55.

Figura 55. P=30000, D=20000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Con esta configuración se presentaron problemas con la bomba que retrocede, la presión se incrementa y llega a 1200 psi y genera un ruido extraño el pistón. Ver Figura 56.

Figura 56. Problemas de configuración en Bomba que retrocede.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se observó variaciones en las presiones de la bomba que inyecta fluido y se observó oscilaciones de la presión antes de entrar a inyectar fluido el fluido. Ver Figura 57.

Figura 57. Variaciones en las presiones de la bomba que inyecta fluido.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se observa el error en las presiones de inyección. Ver Figura 58.

Figura 58. Errores e las presiones de inyección.



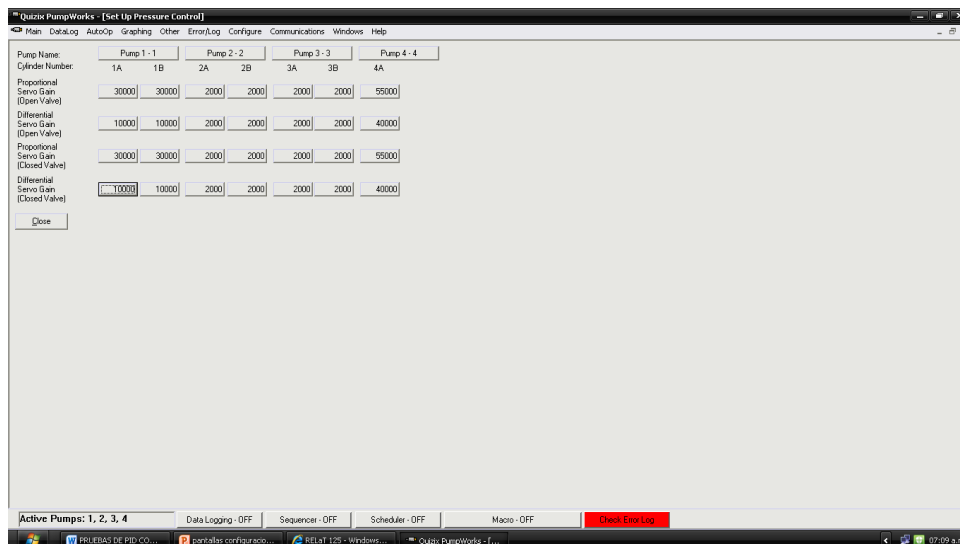
Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Este fue el final, del comportamiento y fue muy estable.

- Prueba del PID variando las presiones de control  $P=30000$  y  $D=10000$  en la Bomba 1 y valores de  $P=55000$  y  $D=40000$  en la bomba 4 y a un caudal de inyección de 1.0 cc/min. Ver Figura 59 y 60.

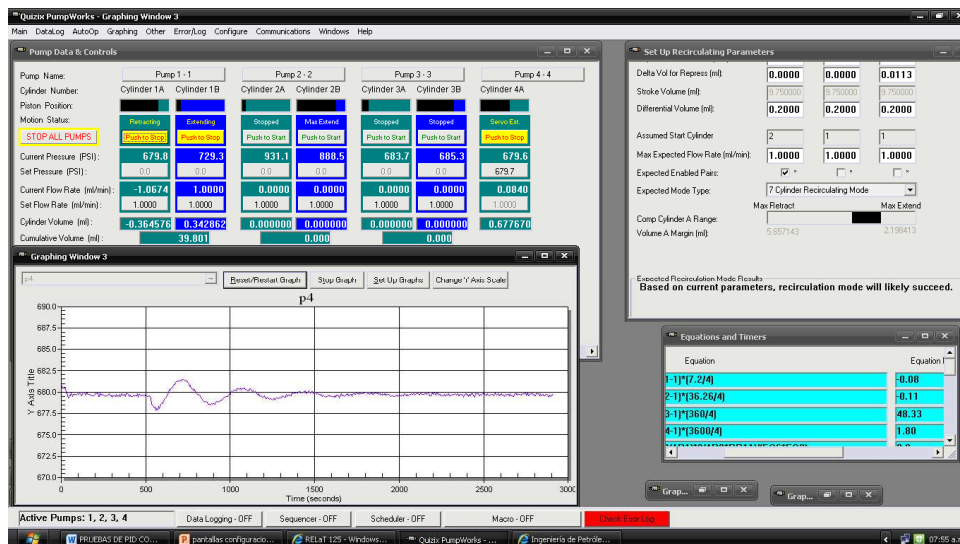
Prueba PID:  $P1= P30000$ ,  $I10000$  y  $P4= P55000$ ,  $I40000$ .

Figura 59. P=30000, D=10000, Bomba 1 y P=55000, D=40000, Bomba 4.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

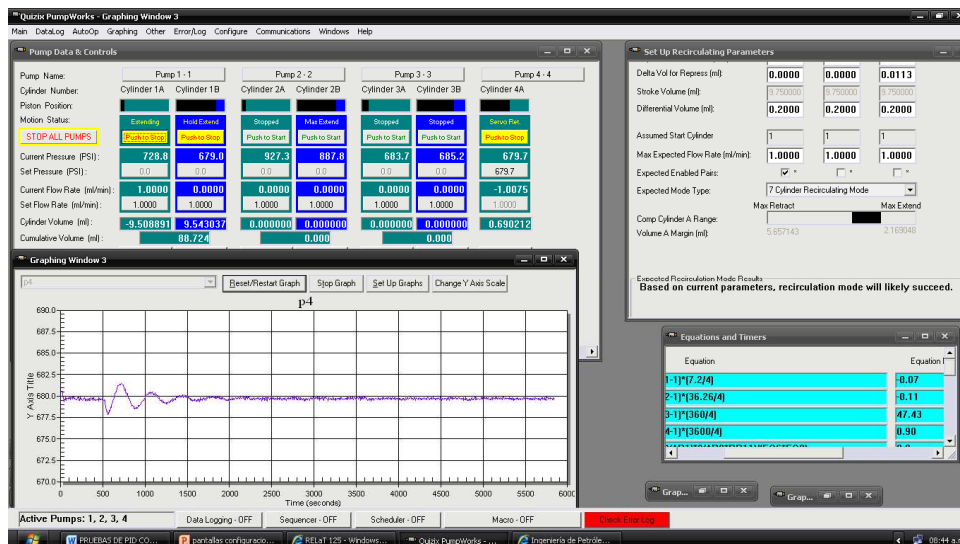
Figura 60. P1= P30000, I10000 y P4= P55000, I40000.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se observó cambios de presión en la bomba que se está recargando; pero no afecta la que bomba que inyecta y el ruido desaparece. Ver Figura 61.

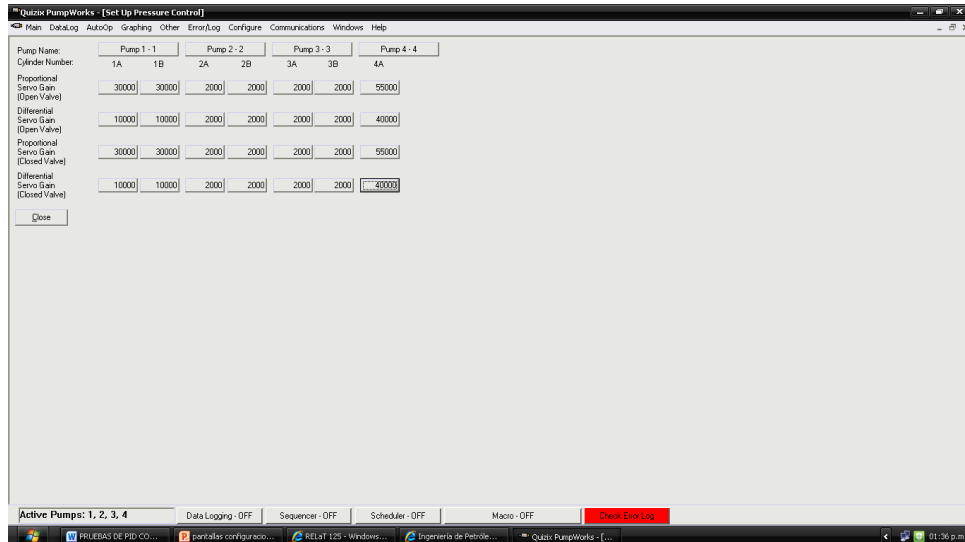
Figura 61. Variaciones de presión en Bomba que retrocede.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

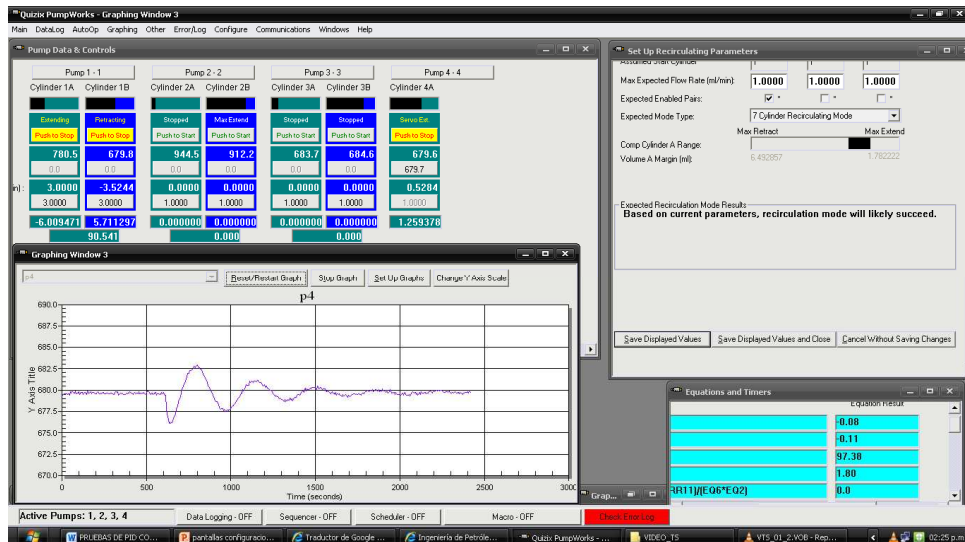
- Se observó los mismos cambios aleatorios de presión en las dos bombas y más adelante se probara con la primera configuración.
- Prueba de PID arrancando a un caudal de inyección de 3.0 cc/min para probar si la configuración puesta se comporta muy diferente a la anterior de 1.0 cc/min. P1= P30000, I10000 y P4= P55000, I40000 a un caudal de inyección de 3. cc/min. Ver Figura 62 y 63.

Figura 62. Cambio caudal de 3.0 a 1.0 cc/min, Configuración anterior.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Figura 63. Respuesta transitoria similar para caudales de 1.0 y 3.0 cc/min.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se observó que la respuesta transitoria (la forma de la señal) es la misma para un caudal de inyección de 1.0 cc/min; que para un caudal de inyección de 3.0 cc/min, su amplitud cambia.

- Prueba de PID: Con P1= P30000, I10000 y P4= P55000, I40000; con un caudal de inyección de 3.0 cc/min y configurando el máximo caudal de inyección en modo recirculación. Ver Figura 64.

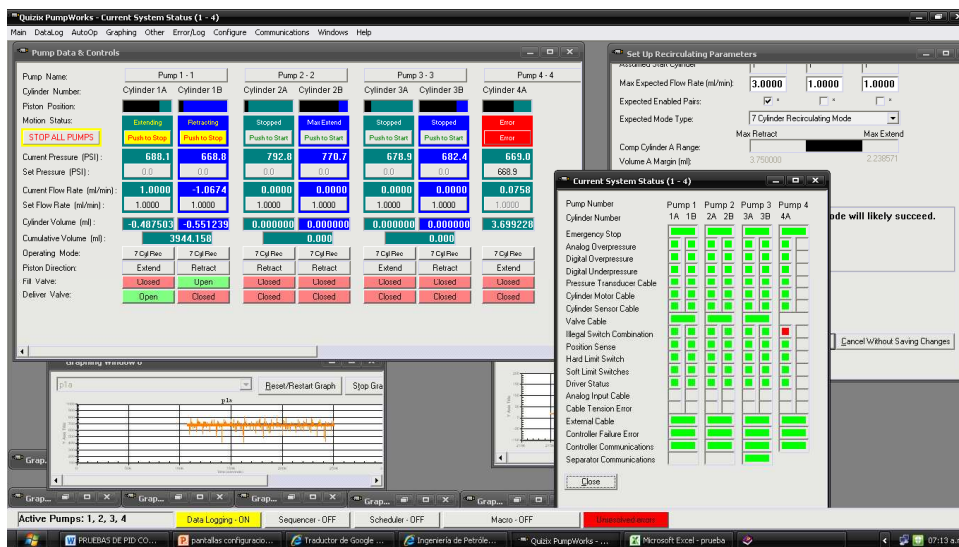
Figura 64. P1=P30000, I10000 y P4=P55000, I40000, caudal máximo.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Con esta configuración se pudo observar que la amplitud varió; pero la forma de la onda permanece y la configuración de los parámetros de recirculación (el caudal máximo no se afecta. Ver Figura 65.

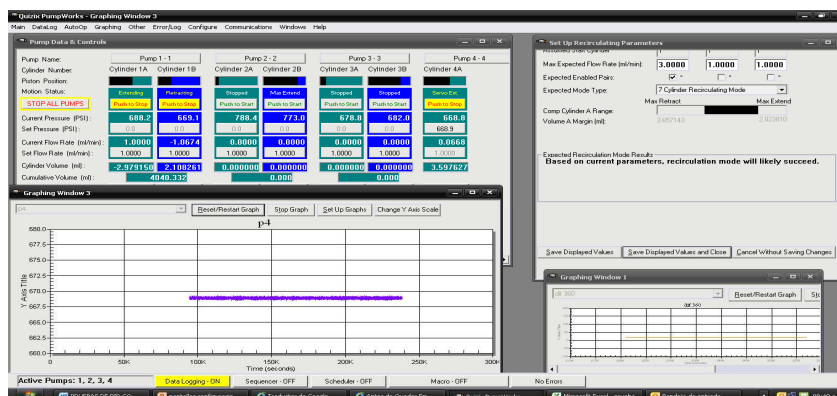
Figura 65. No afectación de la configuración al caudal máximo



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Este error se presentó durante las últimas pruebas, pero se observó que la P4 siguió trabajando. El error se solucionó configurando los errores a ignorar. Ver Figura 66.

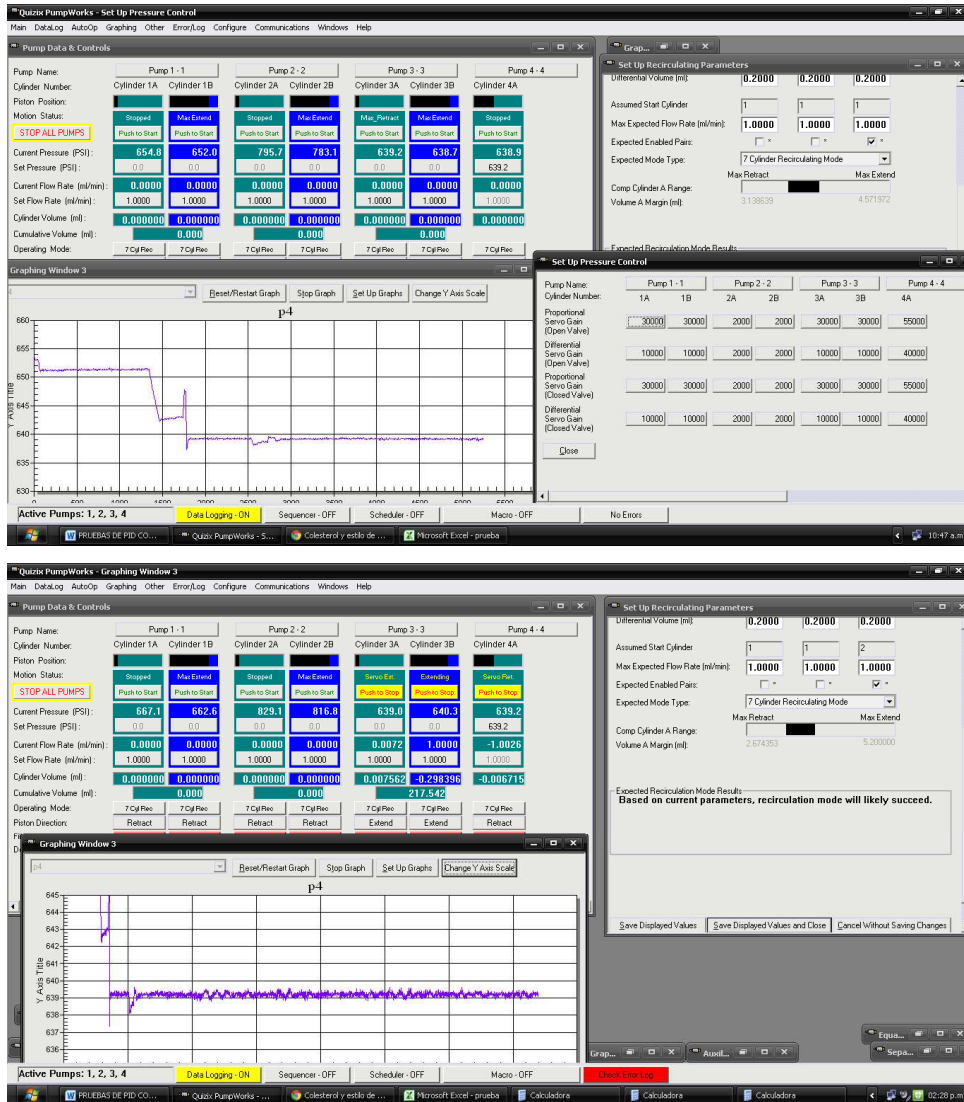
Figura 66. Errores de configuración a ignorar.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Inyección de gas: Inyección de gas por bypass. Ver Figura 67.

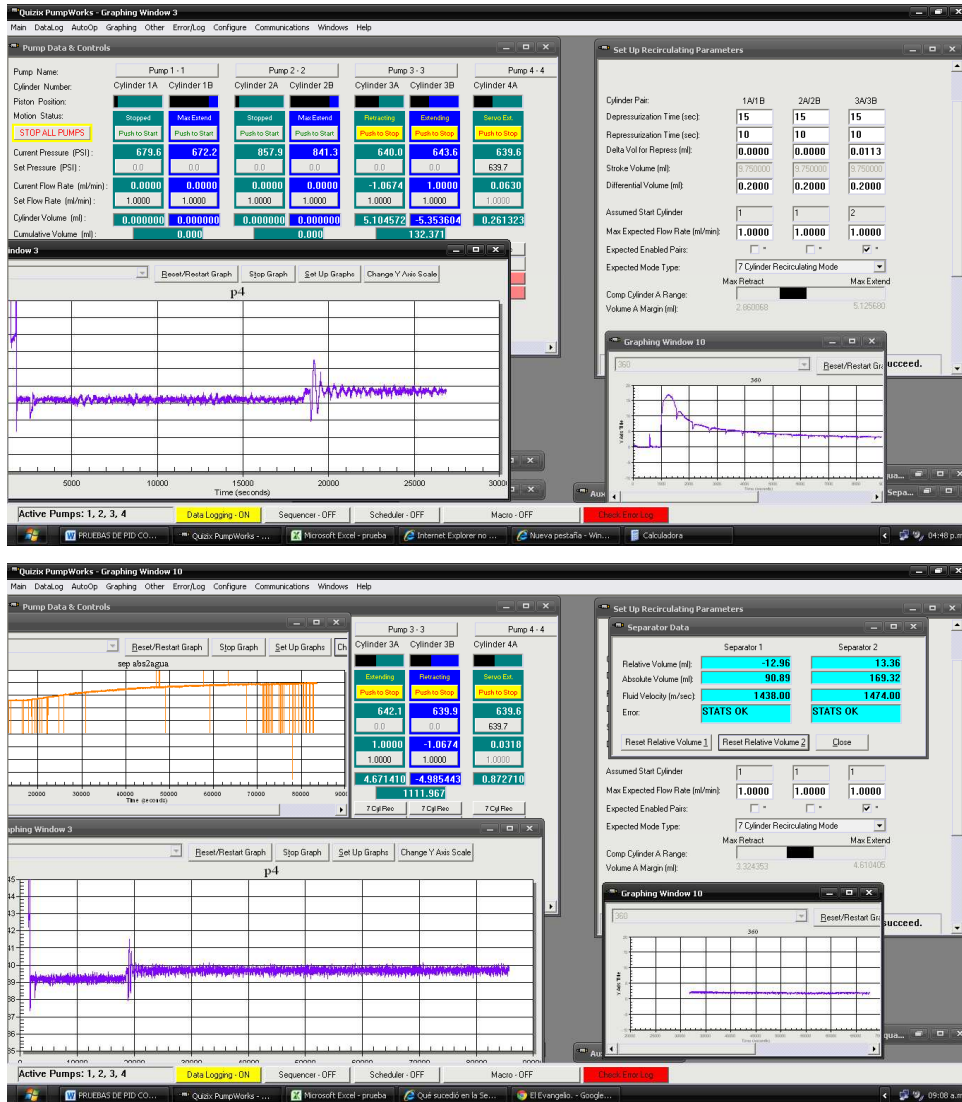
Figura 67. Inyección de gas por bypass.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

- Inyección de gas: Por la muestra. Ver Figura 68.

Figura 68. Inyección de gas: Por la muestra.



Fuente: El Autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Se puede observar que la configuración del PID para las bombas de inyección de agua sirve para las bombas de inyección de gas.

## 6. PROTOCOLOS EXPERIMENTALES - PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

### 6.1 MUESTRAS DE ROCA UTILIZADAS

Las pruebas de desplazamiento fueron realizadas sobre medios porosos de Berea Sandstone de 1.5" de diámetro y un (1) pie de longitud. En la Tabla 3, se presentan las propiedades petrofísicas básicas de los cores utilizados en las diferentes pruebas.

En caso de utilizarse núcleos de formación se debe tener especial cuidado en el proceso de secado, una vez limpiado el núcleo con solventes por extracción Solhex, para evitar alterar el grado de humedad en la arcillas y desestabilizarlas; por eso el secado debe hacerse mediante el proceso de secado a humedad controlada. Generalmente los núcleos de baja permeabilidad pueden tener arcillas sensibles a la temperatura.

Una vez obtenidos los núcleos con sus propiedades se procede a envolverlos ya sea (de acuerdo a la disponibilidad de alguno de estos elementos) en una cubierta de papel aluminio, Sandwrap o en una manga termoencogible (o tubo de contracción térmica), antes de meterlos en las mangas de caucho, para prevenir la difusión de los fluidos inyectados a través de la manga de caucho (vitón). El núcleo de Berea se coloca en el portanúcleo dentro de un horno a temperatura de yacimiento. Una vez obtenida la condición de temperatura estable de 140°F en el horno, se procede a aplicar presión de Overburden de 2700 psi utilizando la bomba manual de confinamiento. Se conectan las líneas de señales de presión diferencial (líneas de inyección y producción) a los sensores de presión para registrar la caída de presión a lo largo del núcleo. Se ajusta una presión en los reguladores de presión (backpressure) de 2200 psi simulando la presión de poro. Luego se inicia la inyección de gas, a diferentes tasa de flujo, para medir la permeabilidad absoluta al gas (@  $S_g=100\%$ ).

El nitrógeno se inyecta a una tasa de flujo de la bomba de alrededor de 3.33 cc/min (200 cc/h) hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales. Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 3 tasas de flujo diferentes. Estas tasas de flujo se ajustan buscando producir una caída de presión que proporcione una exactitud razonable y no sea excesivamente alta.

Si los resultados de permeabilidad para los 3 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas básicas- Muestras de Berea

Sample ID	Identificación	Presión de Confinamiento		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Poroso (cm <sup>3</sup> )	Porosidad Convencional %	Permeabilidad Convencional mD
		(psi)	(MPa)					
200675441	B8-32	800	5.516	22.390	3.820	39.6	16.87	103.5
200675435	B8-26	800	5.516	25.165	3.830	44.9	16.92	101.5

Fuente: Laboratorio Petrofísica Básica Y Especiales, Instituto Colombiano del Petróleo, ECP S.A.

En la Fotografía 8, se presentan las muestras de Berea Sandstone utilizadas en los desplazamientos.

Fotografía 8. Muestras de Berea.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

## 6.2 MUESTRAS DE FLUIDOS UTILIZADOS

6.2.1 Salmuera sintética. Para los desplazamientos, a nivel de medio poroso, se utilizó una salmuera de formación de Cupiagua Q-6, para la saturación inicial al 100% del medio poroso y posterior evaluación de permeabilidades absolutas y efectivas al agua. La salinidad de la salmuera de formación utilizada fue 1519.5 ppm de NaCl equivalente.

La viscosidad de la salmuera utilizada fue determinada por tablas<sup>16</sup> en 0.408 centipoises @ 140°F.

6.2.2 Gas sintético. Para los desplazamientos, a nivel de medio poroso, se utilizó gas Nitrógeno humidificado, para los proceso de llevar a Saturación irreducible de agua

---

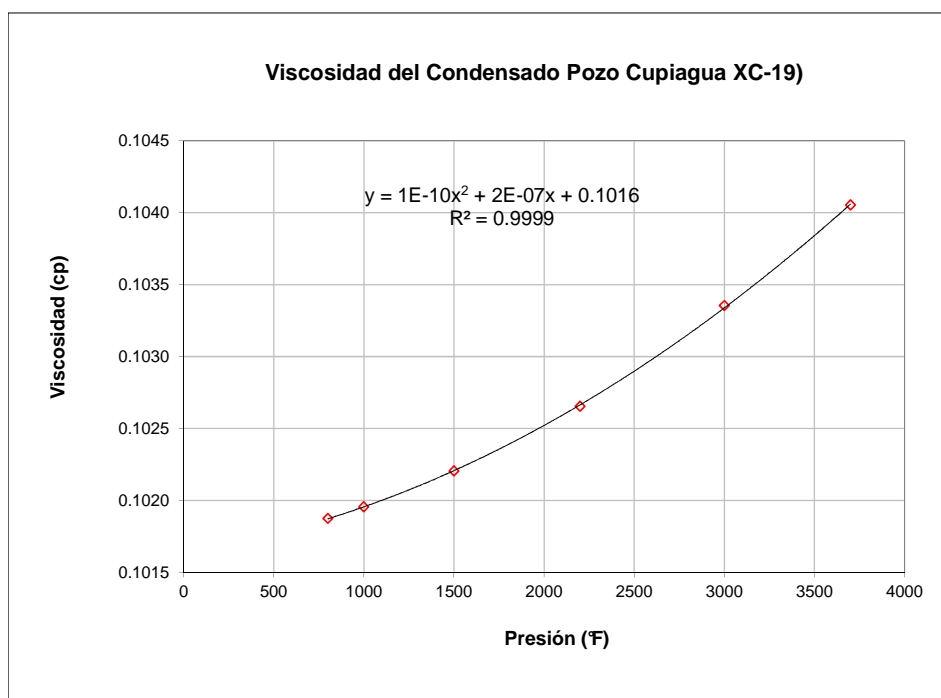
<sup>16</sup> Kestin J., Khalifa H. E., Abe Y., Grimes C. E., Sookiazian H., and Wakeham W. A., The effect of pressure on the viscosity of aqueous NaCl solutions in the temperature range 20 – 150°C, J. Chemical Eng. 1978

(Swirr) el medio poroso, para evaluar el proceso de remoción de banco de condensado y posterior evaluación de permeabilidades efectivas al gas. La viscosidad estimada del gas utilizado fue determinada por tablas en 0.2231 centipoises @ 140°F.

6.2.3 Condensado. Para la saturación parcial del medio poroso de Berea Sandstone, se utilizó una muestra de condensado de pozo Cupiagua XC19, esta muestra, fue suministrada por el Laboratorio de Análisis PVT y su comportamiento reológico, fue evaluado en el laboratorio de Laboratorio de Análisis PVT. La muestra de condensado fue tomada en Separador de prueba de la estación de recolección Cupiagua.

En la Figura 69, se presenta el comportamiento reológico de la muestra de condensado del pozo Cupiagua XC-19.

Figura 69. Comportamiento Reológico - Condensado Pozo Cupiagua XC-19.

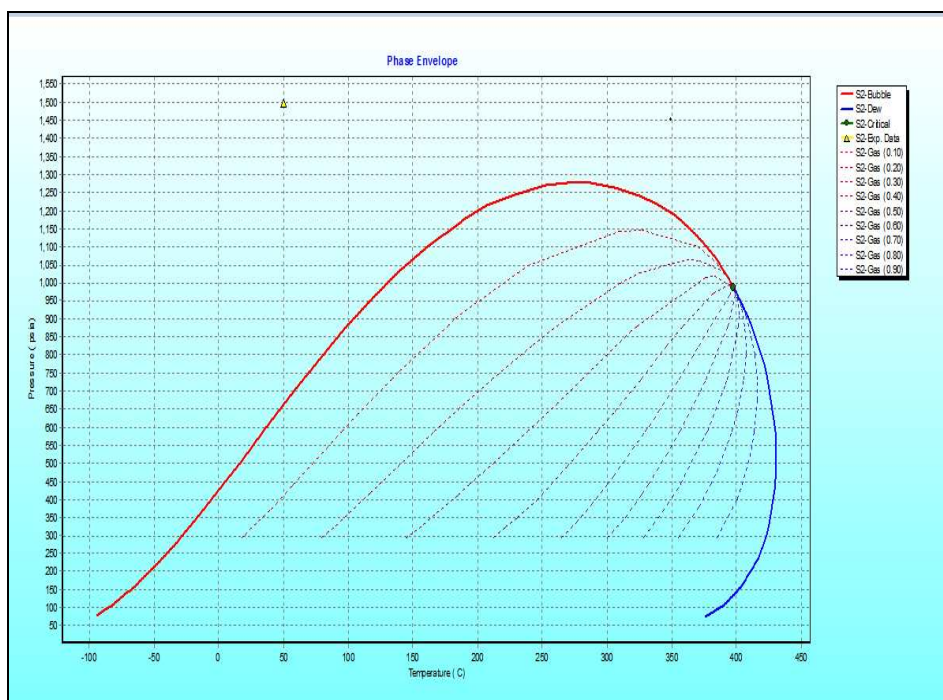


Fuente: Laboratorio de Petrofísica Básica y Especiales.

La viscosidad del condensado @ 140°F fue estimada en 0.1cP.

En la Figura 70, se presenta el diagrama de fases, de la muestra de condensado del pozo Cupiagua XC19. La presión del punto de burbuja es de aprox.700 psi @ 140°F, por lo cual las condiciones de presión de poro se trabajaron a 2200 psi.

Figura 70. Comportamiento de fases - Condensado Pozo Cupiagua XC19.



Fuente: Laboratorio PVT- Ecopetrol ICP

### 6.3 TIPOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Las pruebas de desplazamiento para la evaluación de la eficiencia de la inyección de agua y/o gas en el proceso de remoción de bancos de Condensado, a nivel de medio poroso, se dividieron en tres tipos de evaluaciones:

Evaluación de la eficiencia, de la inyección de agua, en la remoción del banco de condensado.

Evaluación de la eficiencia, de la inyección de gas, en la remoción del banco de condensado.

Evaluación de la eficiencia, de la inyección secuencial de agua y gas, en la remoción del banco de condensado.

A continuación se presentan los protocolos experimentales propuestos, para cada tipo de evaluación propuesta.

6.3.1 Evaluación de la eficiencia de la inyección de agua ( $ED_w$ ). La evaluación de la eficiencia, de la inyección de agua, en la remoción del banco de condensado a nivel de medio poroso, comprende los siguientes pasos experimentales, los cuales serán descritos en detalle, más adelante:

- Saturación del medio poroso 100% con salmuera y evaluación de la permeabilidad absoluta al agua ( $K_w$ )
- Inyección de gas saturado, hasta llevar a saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva inicial al gas ( $K_{eg1}$ ).
- Inyección de agua, hasta llevar a saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ).
- Inyectar un volumen conocido de condensado líquido (20% del  $V_p$ ) en el medio poroso, para posicionar una saturación inicial del banco de condensado.
- Inyección de 5 volúmenes porosos de agua, para recuperar el condensado y evaluación de la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew2}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso ( $ED_w$ ).

Los pasos anteriormente mencionados para este tipo de Evaluación; son descritos a continuación:

6.3.1.1 Saturación de agua 100% con salmuera. Al núcleo de Berea una vez medida su permeabilidad al gas ( $K_w$ ), fue saturado con salmuera y llevado a una condición de saturación de agua residual de agua ( $S_{wirr}$ ) de la siguiente forma:

Se inyectó salmuera, con una bomba de desplazamiento positivo, a una tasa de inyección de entre 1.0 y 2.0 cc/min (60-120 cc/h), y se llevó a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ). Posteriormente una vez desplazados los suficientes volúmenes porosos (Cuando la Interfase de gas-agua permanezca estable, es decir no hay salida adicional de gas) y el medio poroso quede saturado, en su mayor % con salmuera, se continúa inyectando agua, a diferentes tasas de flujo hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado para medir la permeabilidad absoluta a la salmuera ( $K_w$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

6.3.1.2 Inyección de gas saturado. Posteriormente se inyecta gas saturado (flujo de gas que pasa por un lecho de agua para saturarlo) a una tasa de inyección entre 3.33 y 4 cc/min (200-240 cc/h) para desplazar la cantidad de agua, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de agua efluente del medio poroso para alcanzar una saturación irreducible de agua), del agua inicialmente inyectada hasta llevar a una condición de saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación irreducible de agua, se procede a seguir inyectando gas saturado hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales.

Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 3 tasas de flujo diferentes. Se cuantifica la permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg1}$ ) a condición de saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ).

Si los resultados de permeabilidad para los 3 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

6.3.1.3 Inyección de agua. Posteriormente se inyecta agua a una tasa de inyección entre 3.33 y 4.0 cc/min (200-240 cc/h), para desplazar la cantidad de gas, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de gas efluente del medio poroso para alcanzar una saturación residual de gas), del gas remanente en el medio poroso hasta llevar a una condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación residual de gas, se procede a seguir inyectando agua hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales.

Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 3 tasas de flujo diferentes. Se cuantifica la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

Si los resultados de permeabilidad para los 3 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

6.3.1.4 Inyección del condensado original. Una vez medida la permeabilidad efectiva al agua, a saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) se procede a inyectar el condensado.

El posicionamiento de la muestra de condensado en el medio poroso puede hacerse de dos (2) formas en el laboratorio:

Generando el condensado en el medio poroso.

Inyectando un volumen conocido de condensado líquido en el medio poroso.

Para el proceso de generación del condensado líquido en el medio poroso de una muestra de gas condensado disponible. La muestra de gas condensado puede ser una muestra de gas condensado tomada a condiciones de yacimiento o una muestra sintética preparada en laboratorio PVT de acuerdo a una composición de la mezcla de gases conocida. Normalmente en la mezcla sintética de gas-condensado se utilizan cuatro (4) o más componentes: Metano (C1), n-butano (n-C4), n-heptano (n-C7), y n-decano (n-C10), etc. La composición experimental de la mezcla del gas debe ser conocida. Primero se mezclan los componentes más pesados (n-Heptano y n-Decano) en forma líquida, luego se adiciona el metano (C1) (generalmente suministrado en un cilindro a alta presión. El n-Butano (n-C4) normalmente es suministrado en forma de líquido comprimido y luego se procede a inyectarlo al cilindro acumulador. La secuencia de inyección del Metano y n-Butano, en la mezcla de gases (n-Decano y n-Heptano) inicialmente posicionados en el cilindro acumulador, se inició con la inyección del n-Butano y terminó con el Metano. Una vez el cilindro acumulador fue llenado con todos los gases que componen la mezcla, se calienta en un horno a la temperatura de prueba y posteriormente presurizado y sometido a agitación en un “rocking”, para alcanzar el estado de equilibrio de las fases. Este proceso puede durar aproximadamente 2 días manteniendo la presión del sistema.

Para el posicionamiento de la muestra de gas condensado en el medio poroso se procede a inyectar el gas condensado original a una presión de inyección por encima del punto de rocío (Se debe fijar el primer sistema de contrapresión ó Backpressure “aguas arriba” es decir antes de la línea de entrada al portanúcleos ( $BPR_1$  o presión Upstream) a una presión pre-seleccionada cuyo valor esté por encima del punto de rocío del gas condensado a ser inyectado. El valor de presión fijado “aguas abajo” es decir en la línea de salida del portanúcleos, con el segundo sistema de contrapresión o backpressure, ( $BPR_2$  downstream) debe ser seleccionado con base en la información adicional sobre el tipo de gas condensado y los requerimientos de tensiones Interfaciales a ser usados. Información PVT es básica para este paso. La Backpressureo BPR emula la presión de fondo fluyente (BHFP) de la prueba de pozo.

Se ajusta el valor de la presión de confinamiento del sistema 1000 psi por encima del valor de presión ajustado en la backpressure “aguas abajo” (BPR<sub>2</sub> downstream) seleccionada en el paso anterior).

La muestra de gas condensado, contenida en el cilindro acumulador debe ser mantenida en un horno bajo agitación para asegurar que la mezcla permanezca en una sola fase a un valor de presión igual a la backpressure agua arriba (BPR<sub>1</sub> upstream) y a la temperatura de yacimiento.

Luego se procede a Inyectar el gas condensado a un caudal de inyección entre 1.67-2.0 cc/min (100-120 cc/h). El caudal de inyección debe ser ajustado para obtener diferenciales de presión lo suficientemente altos. La inyección a este caudal de inyección debe continuarse hasta que el diferencial de presión haya alcanzado un estado estable para un mínimo de tres (3) volúmenes porosos.

El caudal de inyección es entonces incrementado a unos 3.33 cc/min (200 cc/h). El caudal de inyección no se incrementa hasta que no se haya obtenido el estado estable o condiciones de flujo estabilizado.

Para el presente estudio, el posicionamiento de la muestra de condensado en el medio poroso se hizo inyectando un volumen conocido de una muestra de condensado líquido del pozo Cupiagua XC-19, debido a las limitaciones operacionales por la no disponibilidad de un viscosímetro capilar debidamente calibrado y con las respectivas pruebas de verificación de funcionalidad, que pudiera ser instalados en línea con el portanúcleos en el equipo de desplazamiento, como se mencionó anteriormente en el Capítulo 3.

Una vez establecido el procedimiento de posicionamiento del condensado líquido, en el medio poroso, se procedió a Inyectar un volumen de condensado, equivalente a una

saturación del 20% del volumen poroso, a una tasa de flujo entre 1.67-2.0 cc/min (100-120 cc/h).

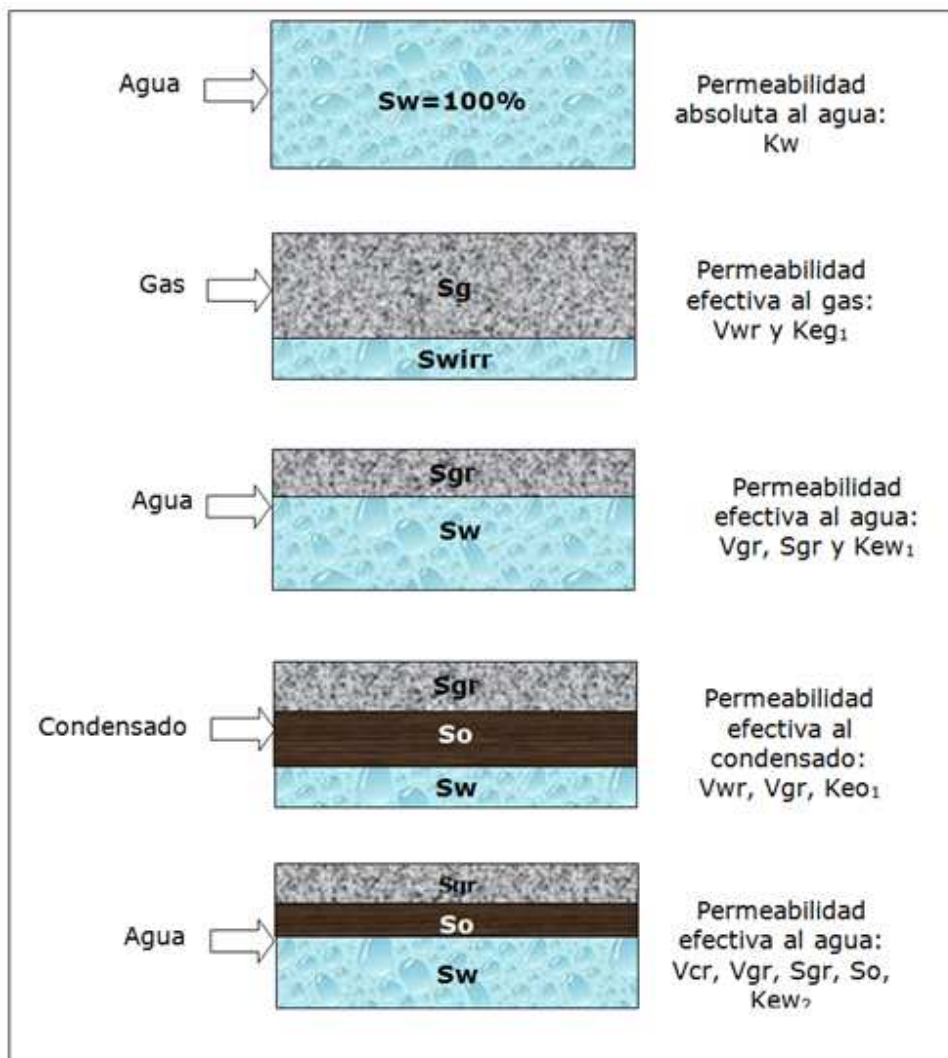
6.3.1.5 Inyección del fluido de barrido: Agua. Una vez posicionado un volumen conocido de condensado original, de acuerdo al valor de saturación de condensado inicial ( $S_o$ ) en el medio poroso, se procede a inyectar el fluido de barrido a evaluar (Agua) su eficiencia. El fluido se inyecta a bajo caudal (generalmente entre 3.33 y 4 cc/min – 200-240 cc/h) recuperando en el separador trifásico el volumen efluente de líquido condensado del medio poroso; proveniente del efecto del barrido del fluido de empuje. Este procedimiento se realiza hasta inyectar 5 Volúmenes porosos de fluido de barrido.

Se continúa inyectando agua, a diferentes caudales, hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado ( $20 V_p$ ) para medir la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew2}$ ).

6.3.1.6 Evaluación de la eficiencia de barrido ( $ED_w$ ) del fluido de empuje (Agua) en la remoción del banco de condensado. Una vez obtenidos los valores de saturaciones residuales de líquido condensado ( $S_{or}$ ) en el medio poroso por la acción del barrido del fluido inyectados (Agua) y los valores de permeabilidades efectivas finales al agua ( $K_{ew2}$ ); se procede a hacer la cuantificación de las eficiencias de barrido del fluido inyectado, para la remoción del banco de condensado y la cuantificación del retorno de permeabilidades efectivas al gas ( $k_{eg2}$ ), por efecto de remoción del banco de condensado.

A continuación en la Figura 71 se presenta un esquema ilustrativo del proceso:

Figura 71. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección agua.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

6.3.2 Evaluación de la eficiencia de la inyección de gas (EDg). En la remoción de bancos de condensado. La evaluación de la eficiencia, de la inyección de gas, en la remoción del banco de condensado a nivel de medio poroso, comprende los siguientes pasos experimentales, los cuales serán descritos en detalle, más adelante:

- Saturación del medio poroso 100% con salmuera y evaluación de la permeabilidad absoluta al agua ( $K_w$ )
- Inyección de gas saturado, hasta llevar a saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva inicial al gas ( $K_{eg1}$ )
- Inyección de agua, hasta llevar a saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ).
- Inyectar un volumen conocido de condensado líquido (20% del  $V_p$  disponible) en el medio poroso, para posicionar una saturación inicial del banco de condensado.
- Inyección de 5 volúmenes porosos de gas, para recuperar el condensado y evaluación de la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg2}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso.

Los pasos anteriormente mencionados para este tipo de Evaluación; son descritos a continuación:

6.3.2.1 Saturación de agua 100% con salmuera. El núcleo de Berea una vez medida su permeabilidad al gas ( $K_w$ ), fue saturado con salmuera y llevado a una condición de saturación de agua del 100% ( $S_w$ ) de la siguiente forma:

Se inyectó salmuera, con una bomba de desplazamiento positivo, a una tasa entre 1.0 a 2.0 cc/min (60-120 cc/h), y se llevó a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ). Posteriormente una vez desplazados los suficientes volúmenes porosos (Cuando la Interfase de gas-agua permanezca estable, es decir no hay salida adicional de gas) y el medio poroso quede saturado, en su mayor % con salmuera, se continúa inyectando agua, a diferentes tasas de flujo hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado para medir la permeabilidad absoluta a la salmuera ( $K_w$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

6.3.2.2 Inyección de gas saturado. Posteriormente se inyecta gas saturado (flujo de gas que pasa por un lecho de agua para saturarlo) a una tasa de inyección entre 3.33 y 4.0

cc/min (200-240 cc/h), para desplazar la cantidad de agua, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de agua efluente del medio poroso para alcanzar una saturación irreducible de agua), del agua inicialmente inyectada hasta llevar a una condición de saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación irreducible de agua, se procede a seguir inyectando gas saturado hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales.

Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 2 tasas de flujo diferentes. Se cuantifica la permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg1}$ ) a condición de saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ).

Si los resultados de permeabilidad para los 2 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

6.3.2.3 Inyección de agua. Posteriormente se inyecta agua a una tasa de inyección entre 3.33 y 4.0 cc/min (200-240 cc/h) para desplazar la cantidad de gas, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de gas efluente del medio poroso para alcanzar una saturación residual de gas), del gas remanente en el medio poroso hasta llevar a una condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación residual de gas, se procede a seguir inyectando agua hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales.

Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 2 tasas de flujo diferentes. Se cuantifica la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

Si los resultados de permeabilidad para los 2 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

6.3.2.4 Inyección del condensado original. Una vez medida la permeabilidad efectiva al gas, a saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) se procede a inyectar el condensado.

Inyectar un volumen de condensado original, equivalente al 20% del volumen poroso disponible, a una tasa de flujo entre 1.67 - 2.0 cc/min (100-120 cc/h).

6.3.2.5 Inyección del fluido de barrido: Gas. Una vez posicionado un volumen conocido de condensado original, de acuerdo al valor de saturación de condensado inicial ( $S_o$ ) en el medio poroso, se procede a inyectar el fluido de barrido a evaluar (Gas) su eficiencia.

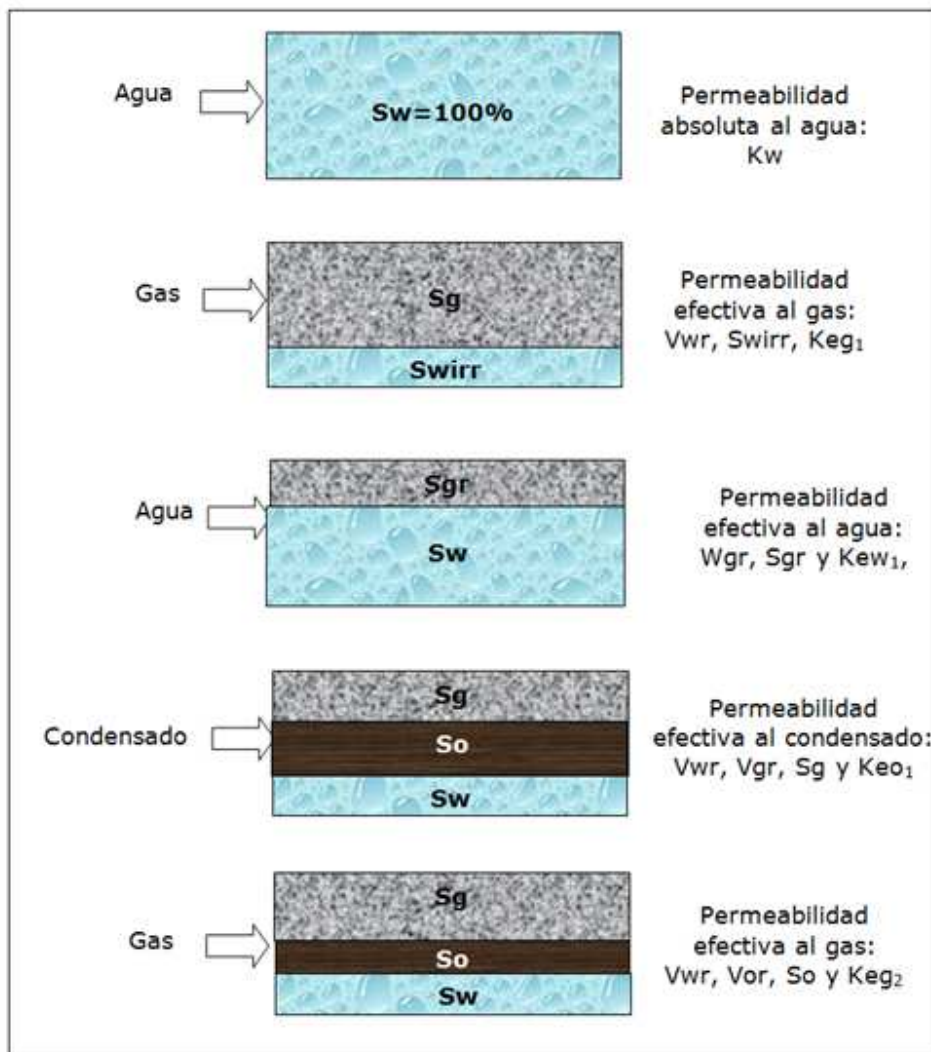
El fluido se inyecta a bajo caudal (generalmente entre 3.33 y 4 cc/min – 200-240 cc/h) recuperando en el separador trifásico el volumen efluente de líquido condensado del medio poroso; proveniente del efecto del barrido del fluido de empuje. Este procedimiento se realiza hasta inyectar 5 Volúmenes porosos de fluido de barrido.

Se continúa inyectando gas, a diferentes caudales, hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado (20 Vp) para medir la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg2}$ ).

6.3.2.6 Evaluación de la eficiencia de barrido (EDg) del fluido de empuje (Gas) en la remoción del banco de condensado. Una vez obtenidos los valores de saturaciones residuales de líquido condensado ( $S_o$ ) en el medio poroso por la acción del barrido del fluido inyectados (Gas) y los valores de permeabilidades efectivas finales al gas ( $K_{eg2}$ ); se procede a hacer la cuantificación de las eficiencias del fluido inyectado, para la remoción del banco de condensado y la cuantificación del retorno de permeabilidades efectivas al gas ( $k_{eg2}$ ), por efecto de remoción del banco de condensado.

A continuación en la Figura 72 se presenta un esquema ilustrativo del proceso:

Figura 72. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección Gas.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

6.3.3 Evaluación de la eficiencia de la inyección alternada de gas y agua. La evaluación de la eficiencia, de la inyección alternada de agua y gas, en la remoción del banco de condensado a nivel de medio poroso, comprende los siguientes pasos experimentales, los cuales serán descritos en detalle, más adelante:

- Saturación del medio poroso 100% con salmuera y evaluación de la permeabilidad absoluta al agua ( $K_w$ ).
- Inyección de gas saturado, hasta llevar a saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva inicial al gas ( $K_{eg1}$ ).
- Inyección de agua, hasta llevar a saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ).
- Inyectar un volumen conocido de condensado líquido (20% del  $V_p$  disponible) en el medio poroso, para posicionar una saturación inicial del banco de condensado.
- Inyección de gas, hasta recuperar condensando y evaluación de la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg2}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso.
- Inyección de agua, para verificar cuánto condensado adicional puedo sacar de la saturación condensado ( $S_{or}$ ) y evaluación de la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew2}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso.
- Inyección de gas, para contactar canales no barridos por el agua, hasta llevar a saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ) y saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ) y posterior evaluación de la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg3}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso.
- Inyección de agua, para verificar cuánto condensado adicional puedo sacar de la saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ) y evaluación de la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew3}$ ) y la eficiencia de barrido del proceso.

Los pasos anteriormente mencionados para este tipo de Evaluación; son descritos a continuación:

6.3.3.1 Saturación de agua 100% con salmuera. El núcleo de Berea una vez medida su permeabilidad al gas ( $S_g$ ), fue saturado con salmuera y llevado a una condición de saturación de agua residual de agua ( $S_{wirr}$ ) de la siguiente forma:

Se inyectó salmuera, con una bomba de desplazamiento positivo, a una tasa entre 1.0 y 2.0 cc/min (60-120 cc/h), y se llevó a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

Posteriormente una vez desplazados los suficientes volúmenes porosos (Cuando la Interfase de gas-agua permanezca estable, es decir no hay salida adicional de gas) y el medio poroso quede saturado, en su mayor % con salmuera, se continúa inyectando agua, a diferentes tasas de flujo hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado para medir la permeabilidad absoluta a la salmuera ( $K_w$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

6.3.3.2 Inyección de gas saturado. Posteriormente se inyecta gas saturado (flujo de gas que pasa por un lecho de agua para saturarlo) a una tasa de inyección entre 3.33 y 4.0 c/min (200-240 cc/h) para desplazar la cantidad de agua, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de agua efluente del medio poroso para alcanzar una saturación irreducible de agua), del agua inicialmente inyectada hasta llevar a una condición de saturación irreducible de agua ( $S_{wirr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación irreducible de agua, se procede a seguir inyectando gas saturado hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales y se determina la permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg1}$ ).

6.3.3.3 Inyección de agua. Posteriormente se inyecta agua a una tasa de inyección de entre 3.33 y 4.0 cc/min (200-240 cc/h) para desplazar la cantidad de gas, en volumen, requerida (medición en separador trifásico del volumen de gas efluente del medio poroso para alcanzar una saturación residual de gas), del gas remanente en el medio poroso hasta llevar a una condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ). Una vez alcanzada la condición de saturación residual de gas, se procede a seguir inyectando agua hasta que la caída de presión alcance el estado estable y permanezca estable por 20 volúmenes porosos adicionales.

Luego se incrementa la tasa de flujo y se obtiene las caídas de presión en estado estable para mínimo 3 tasas de flujo diferentes. Se cuantifica la permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ) a condición de saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).

Si los resultados de permeabilidad para los 3 primeros caudales escogidos presentan un comportamiento no-Darcy, entonces si es posible se deben obtener los datos para 5 caudales y la permeabilidad se calcula con la ecuación de Forchheimer.

6.3.3.4 Inyección del condensado original. Una vez medida la permeabilidad efectiva al agua, a saturación residual de gas ( $S_{rg}$ ) se procede a inyectar el condensado original a una presión de inyección por encima del punto de rocío.

Inyectar un volumen de condensado original, equivalente al 20% del volumen poroso disponible, a una tasa de flujo entre 1.67 y 2.0 cc/min (100-120 cc/h).

6.3.3.5 Inyección del fluido de barrido Gas. Una vez posicionado un volumen conocido de condensado original, de acuerdo al valor de saturación de condensado inicial ( $S_o$ ) en el medio poroso, se procede a inyectar Gas. El fluido se inyecta a bajo caudal (generalmente entre 3.33 y 4.0 cc/min - 200-240 cc/h) recuperando en el separador trifásico el volumen efluente de líquido condensado del medio poroso; proveniente del efecto del barrido del fluido de empuje. Este procedimiento se realiza hasta llevar a saturación residual de líquido condensado ( $S_{or}$ ).

Una vez alcanzada la condición de saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ) se continúa inyectando gas, a diferentes caudales, hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado ( $20 V_p$ ) para medir la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg2}$ ).

6.3.3.6 Inyección del fluido de barrido Agua. Una vez alcanzada la saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ), se procede a inyectar Agua para cuantificar el posible volumen de condensado adicional que puede ser movilizado. El fluido se inyecta a bajo caudal (generalmente entre 3.33 y 4.0 cc/min -200-240 cc/h) recuperando en el separador trifásico el volumen efluente de líquido condensado del medio poroso; proveniente del efecto del barrido del fluido de empuje. Este procedimiento se realiza para verificar la saturación residual de líquido condensado ( $S_{or}$ ).

Una vez estabilizada la saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ) se continúa inyectando agua, a diferentes caudales, hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado (20 Vp) para medir la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew2}$ ).

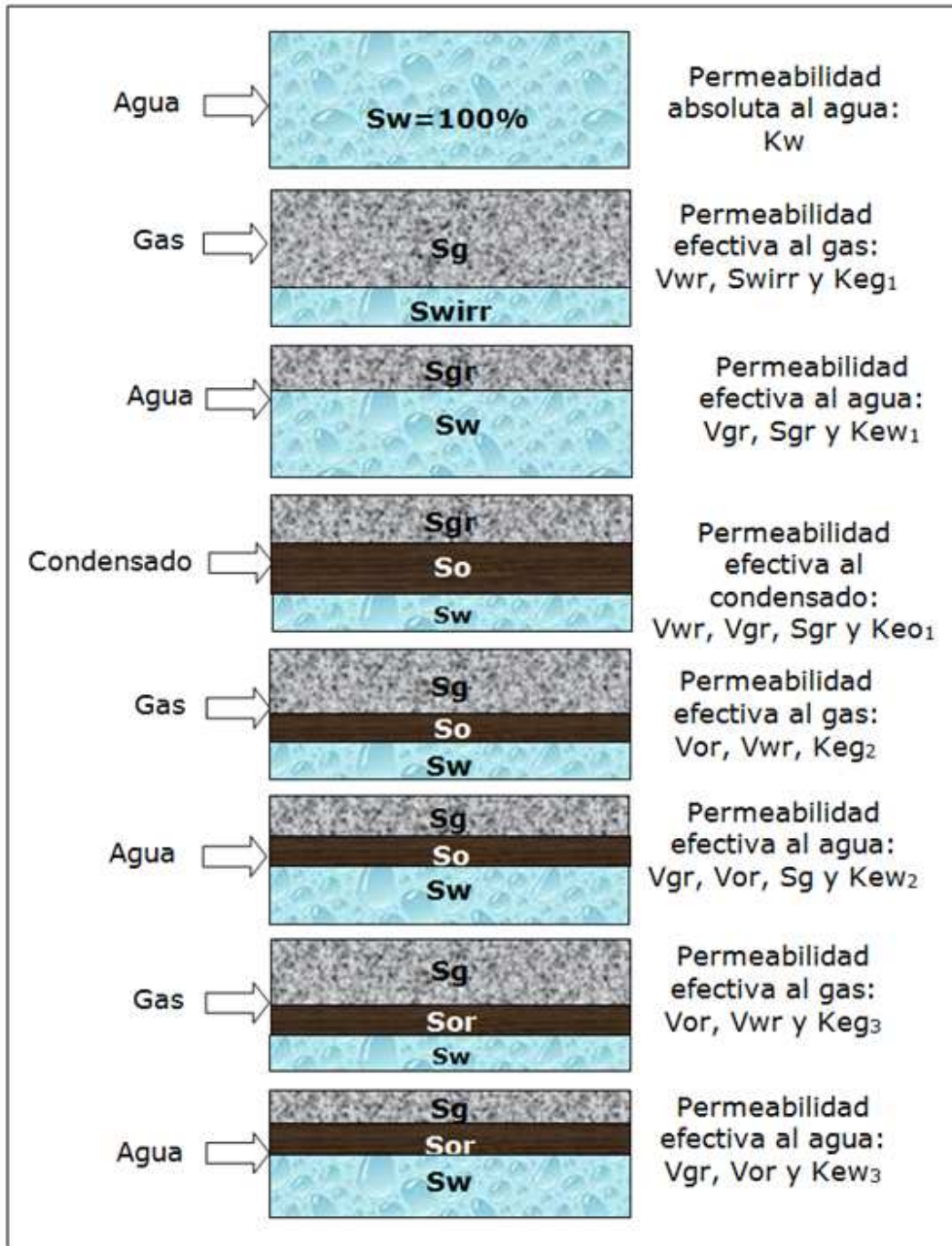
6.3.3.7 Inyección del fluido de barrido Gas. Se inyecta Gas para tratar de contactar canales no barridos por el agua, para tratar de barrer algún volumen adicional de condensado de la saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ), (generalmente entre 3.33 y 4.0 cc/min -200-240 cc/h). Una vez verificada la condición de saturación residual de condensado ( $S_{or}$ ) se continúa inyectando gas, a diferentes caudales, hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado (20 Vp) para medir la permeabilidad efectiva final al gas ( $K_{eg3}$ ).

6.3.3.8 Inyección del fluido de barrido Agua. Se inyecta nuevamente agua (generalmente entre 3.33 y 4.0 cc/min -200-240 cc/h) para cuantificar el posible volumen de condensado adicional que puede ser re-movilizado y se mide la permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew3}$ ).

6.3.3.9 Evaluación de la eficiencia en la inyección alternada Gas-Agua-Gas. Una vez obtenidos los valores de saturaciones residuales de líquido condensado ( $S_{or}$ ) en el medio poroso por la acción del barrido secuencial y los valores de permeabilidades efectivas finales al agua ( $K_{ew3}$ ) y al gas ( $K_{eg3}$ ); se procede a hacer la cuantificación de las eficiencias del fluido inyectado, para la remoción del banco de condensado y la cuantificación del retorno de permeabilidades efectivas al agua y al gas, por efecto de remoción del banco de condensado.

A continuación en la Figura 73 se presenta un esquema ilustrativo del proceso:

Figura 73. Procedimiento experimental - Evaluar eficiencia inyección alternada.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

## 6.4 ANALISIS DE RESULTADOS EXPERIMENTALES

### 6.4.1 Evaluación de la eficiencia de la inyección de agua.

En la Tabla 4, se presentan los parámetros iniciales de prueba:

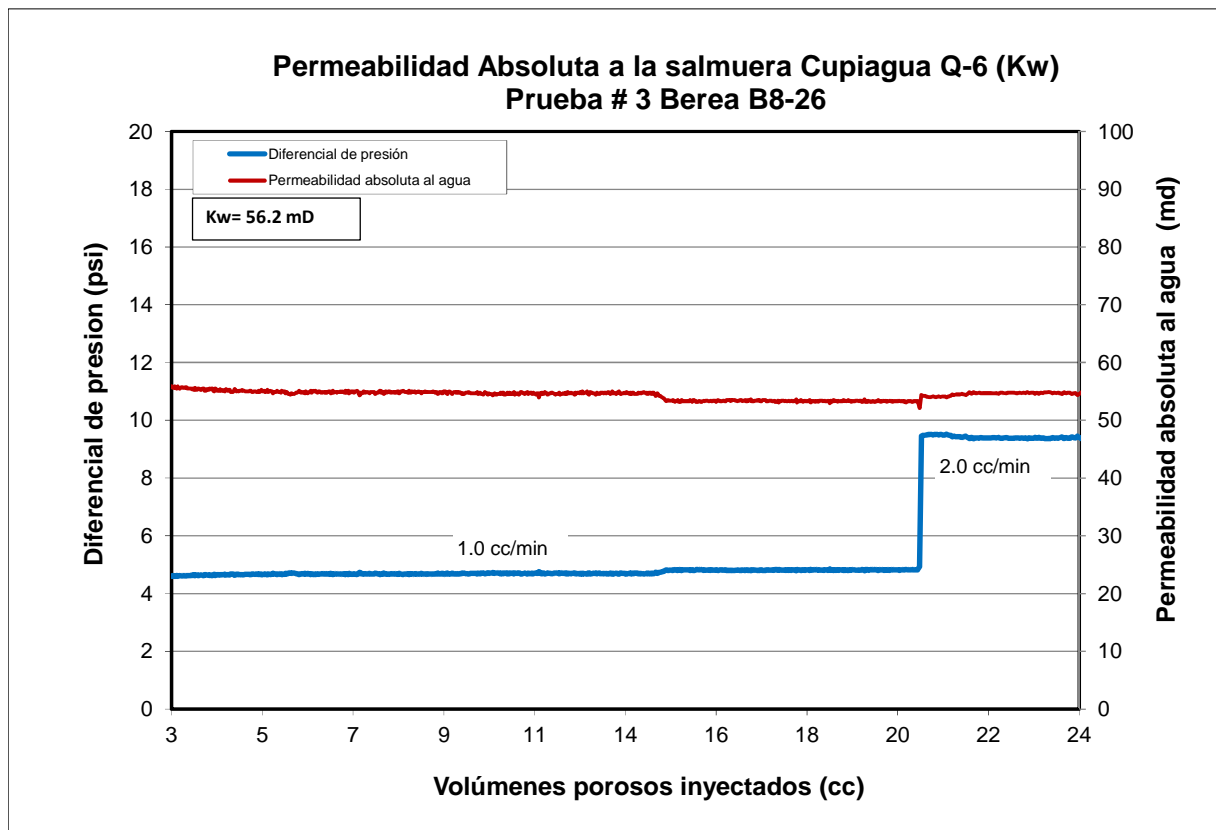
Tabla 4. Parámetros iniciales de prueba # 3.

Descripción	Unidad	Nomenclatura	Valor	Observaciones
Prueba	#		3	
Muestra	Berea		B8-26	
Longitud	cm	L	25.165	
Diámetro	cm	D	3.83	
Porosidad	%	$\phi$	16.1	
Volumen poroso	cc	Vp	44.87	
Densidad de grano	g/cc	$\rho_g$	2.65	
Salmuera sintética de formación	ppm		1519.5	
Permeabilidad al aire	mD	Ka	101.5	Convencional
Condensado Cupiagua	SCF/STB		499	GOR
Temperatura	°F	T	140	
Presión Confinamiento	psi	Pc	2700	
Presión de poro	psi	Pp	2200	

Fuente: Laboratorio Petrofísica Básica Y Especiales, Instituto Colombiano del Petróleo, ECP S.A.

A continuación en la Figura 74 se presentan los resultados de cada una de las etapas descritas en el protocolo experimental para cada caso evaluado y se presenta una breve interpretación del comportamiento de la prueba.

Figura 74. Permeabilidad absoluta al agua - Muestra Berea B8-26.

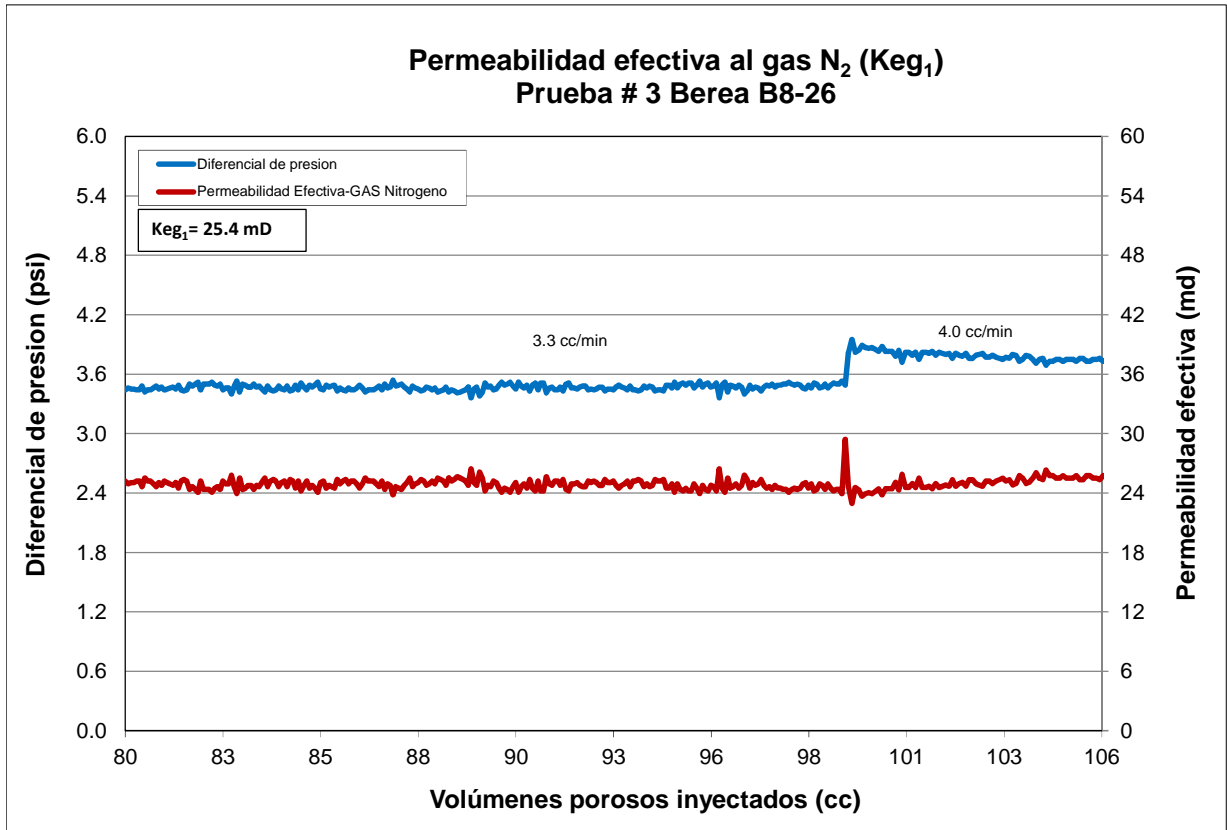


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Esta muestra presentó una permeabilidad absoluta al agua de 56.2 mD, lo cual equivale a una reducción de permeabilidad al aire del 44.6%. Este valor se considera normal para los valores obtenidos experimentalmente en laboratorio, para este tipo de muestras las cuales presentaron valores entre el 5-10% de contenido de arcillas; de las cuales el 46% es caolinita. La saturación de agua ( $S_w$ ) en esta etapa es del 100%.

La posterior inyección de gas para llevar a saturación irreducible de agua y estabilización del flujo, presentó una permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg1}$ ) de 25.4 mD. Ver Figura 75.

Figura 75. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-26.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

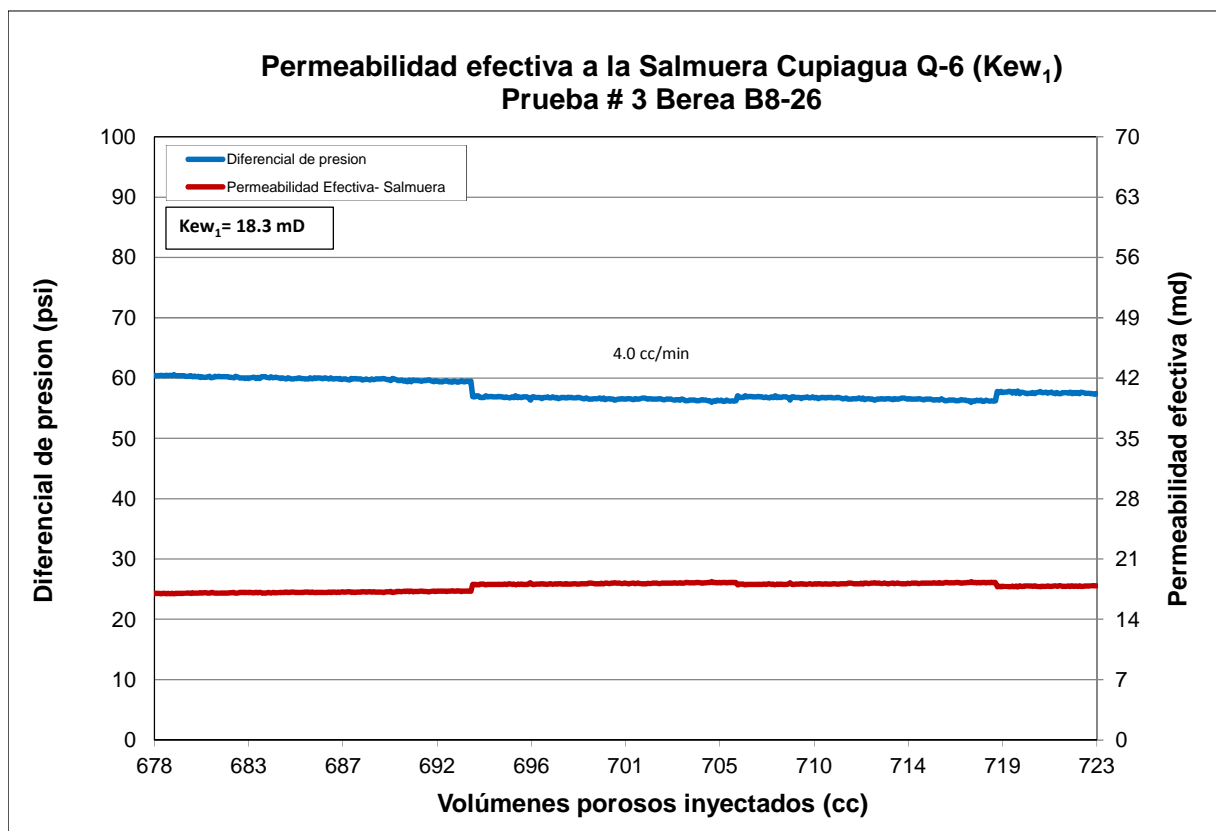
La saturación irreducible de agua obtenida, en esta etapa fue del 38.5% y del gas fue del 61.5%.

En esta etapa el gas presentó una eficiencia de desplazamiento del 61%, barriendo la mayor cantidad de agua del medio poroso.

La posterior inyección de agua, al medio poroso nuevamente, para evaluar la saturación de gas remanente en la muestra de roca presentó una eficiencia de desplazamiento del agua del 40%, barriendo gas. Esta eficiencia permitió que quedara gas atrapado en el medio poroso, equivalente a una saturación del 36.8%.

La permeabilidad efectiva al agua (Kew<sub>1</sub>), en esta etapa fue de 18.3 mD. Ver Figura 76.

Figura 76. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-26.

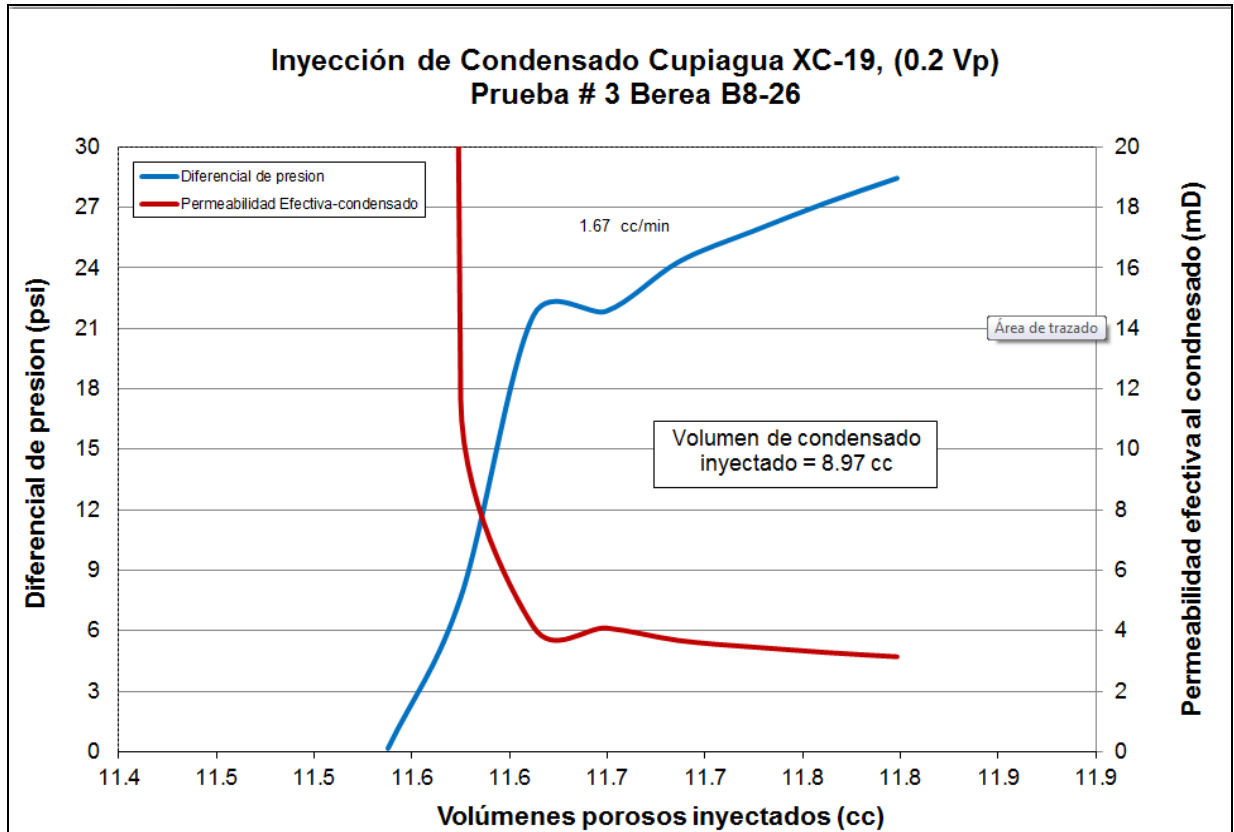


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Hasta al anterior etapa coexistían sólo 2 fluidos en el medio poroso (agua y gas). A partir de la siguiente etapa, o sea la inyección de hidrocarburo condensado a una saturación del 20% coexistirán tres (3) fases en el medio poroso (agua, gas y condensado).

Se inyectó un volumen de hidrocarburo condensado del pozo Cupiagua XC-19, de aproximadamente 8.97 cc, que equivalen a posicionar una saturación del 20% de condensado en el medio poroso. La presión máxima alcanzada fue de 27 psi. Posteriormente se procedió a inyectar agua para evaluar la eficiencia del barrido. Ver Figura 77.

Figura 77. Diferencial de presión Inyección Condensado @ So= 20% Vp.

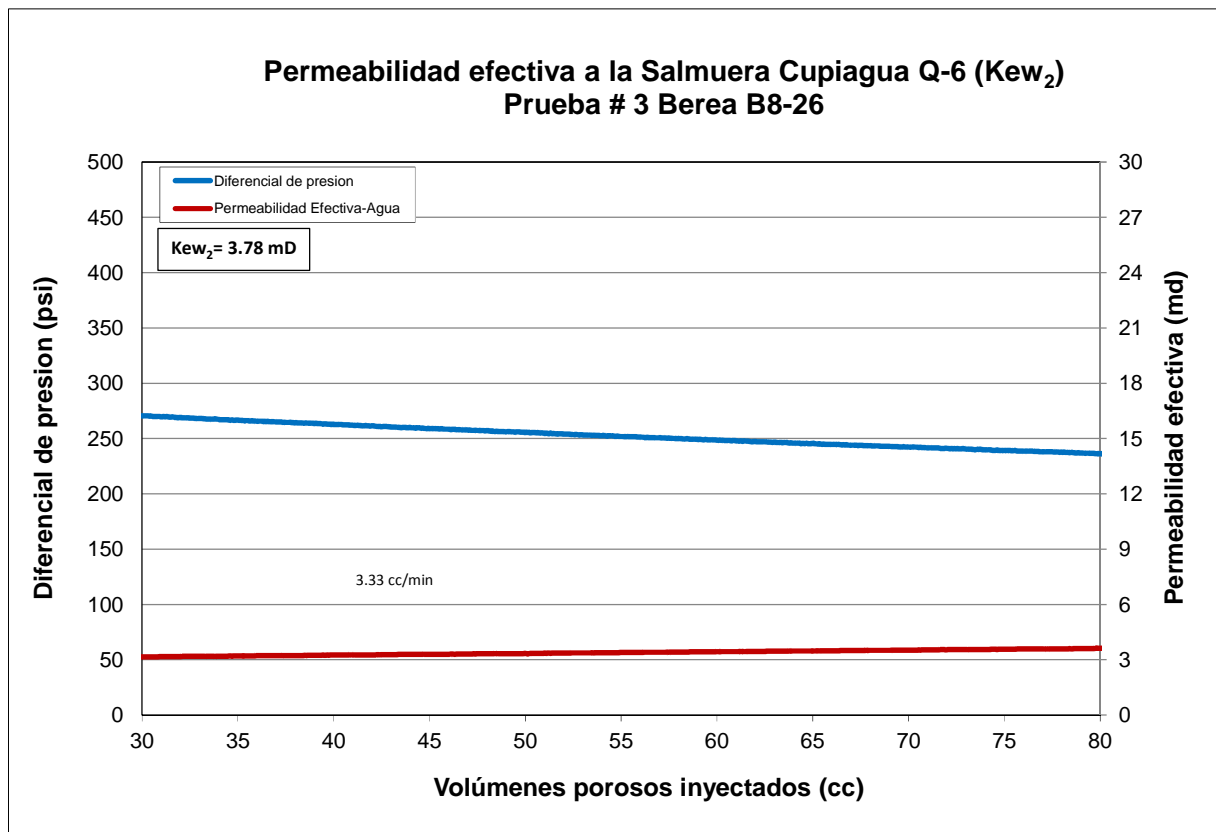


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Las saturaciones del medio poroso en esta etapa fueron: 20% de hidrocarburo condensado (Aprox. 8.97 c.c. en el medio poroso), 44.31% de saturación de agua y 35.7% de saturación de gas.

Finalmente se inyectaron cinco (5) volúmenes porosos de agua, para recuperar condensado y gas efluentes del medio poroso. Ver Figura 78.

Figura 78. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-26.

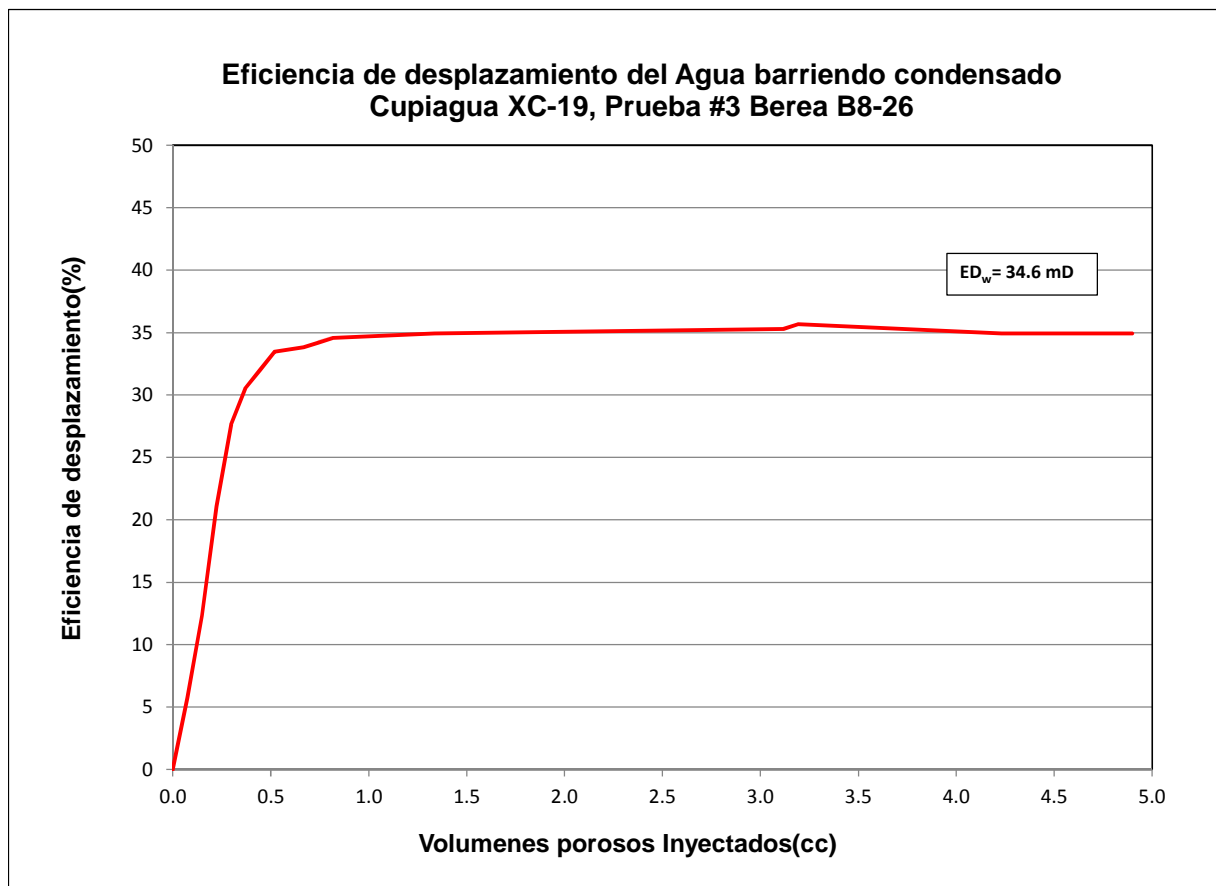


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

El proceso de inyección de agua al medio poroso barrió condensado y gas. El volumen total de condensado barrido fue 3.1 cc, de un volumen inicial de 8.97 cc. La permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew_2}$ ) fue 3.78 mD.

El proceso de barrido de condensado, en presencia de los tres (3) fluidos en el medio poroso (agua, gas y condensado), a las saturaciones especificadas anteriormente y a condiciones de yacimiento; presentó una eficiencia de desplazamiento del 34.6%. Ver Figura 79.

Figura 79. Eficiencia de desplazamiento del agua - Muestra Berea B8-26.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

A continuación en la Tabla 5 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en esta evaluación.

Tabla 5. Resultados Evaluación eficiencia del Agua - Muestra Berea B8-26.

Etapa	Descripción	Sw (%)	Sg (%)	So (%)	Kk (mD)	Kw (mD)	Keg <sub>1</sub> (mD)	Kew <sub>1</sub> (mD)	Keo (mD)	Kew <sub>2</sub> (mD)	M	ED <sub>w</sub> (%)
0	Core seco	0.0	100	0.0	101.5							
1	Saturación 100% salmuera sintética	100	0.0	0.0		56.2						
2	Inyección de Gas	38.5	61.5	0.0			25.4					61.5
3	Inyección de agua	63.2	36.8	0.0				18.3			0.33	40.1
4	Inyección de condensado	44.3	35.7	20.0					2.8			29.9
5	Inyección de agua	53.38	33.5	13.1						3.78	0.28	34.6

Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

En el Anexo A, se presentan el balance volumétrico para cada una de las etapas descritas anteriormente en esta prueba.

En cuanto a retorno de permeabilidades, los resultados fueron bastante coherentes con la capacidad de flujo inicial de la muestra de roca. Inicialmente la muestra tenía una capacidad de flujo al aire, equivalente a 101.5 mD. Con la primera inyección @ saturación 100% de agua, la muestra alcanzó una capacidad de flujo al agua del 56.2 Md. Luego al inyectar gas para llevar a saturación irreducible de agua, la capacidad de flujo de la muestra cayó al 25.4 mD (@ Sw=38.5% y Sg=61.5%), lo cual es concordante con el hecho de tener dos (2) fluidos en el medio poroso, estando uno de ellos a condición de saturación irreducible. Posteriormente al inyectar agua para llevar a saturación residual de gas, la capacidad de flujo al agua cayó al 18.3 mD (@ Sw=63.2% y Sgr=36.8%). Una vez inyectado el condensado, la medida puntual aproximada de la capacidad de flujo al condensado fue 2.8 mD (@ Sw=44.3%, So=20% y Sgr=35.7%).

Al inyectar agua para mover condensado de la muestra, la capacidad de flujo aumentó levemente a 3.78 mD (@ Sw=53.8%, So=13.1% y Sgr=33.5%), porque en el medio poroso ha quedado gran parte del condensado y se ha liberado muy poco espacio o capacidad para el flujo de agua.

Las eficiencias de desplazamiento, tanto para el agua y el gas, cuando el medio poroso contiene sólo dos fluidos (Agua y gas) fueron diferentes. Para el gas fue 61.5% y para el agua fue 40.1%. Esto se explica por el hecho que en el proceso de barrido de agua con gas la relación de movilidad (M) fue más favorable para el gas (0.97) en comparación a la del agua (0.33). Una vez se posiciona el tercer fluido, la eficiencia de desplazamiento es mayor para el gas (34.6) en el proceso de barrido del condensado, del medio poroso.

#### 6.4.2 Evaluación de la eficiencia de barrido del fluido de empuje (Gas).

En la Tabla 6, se presentan los parámetros iniciales de prueba:

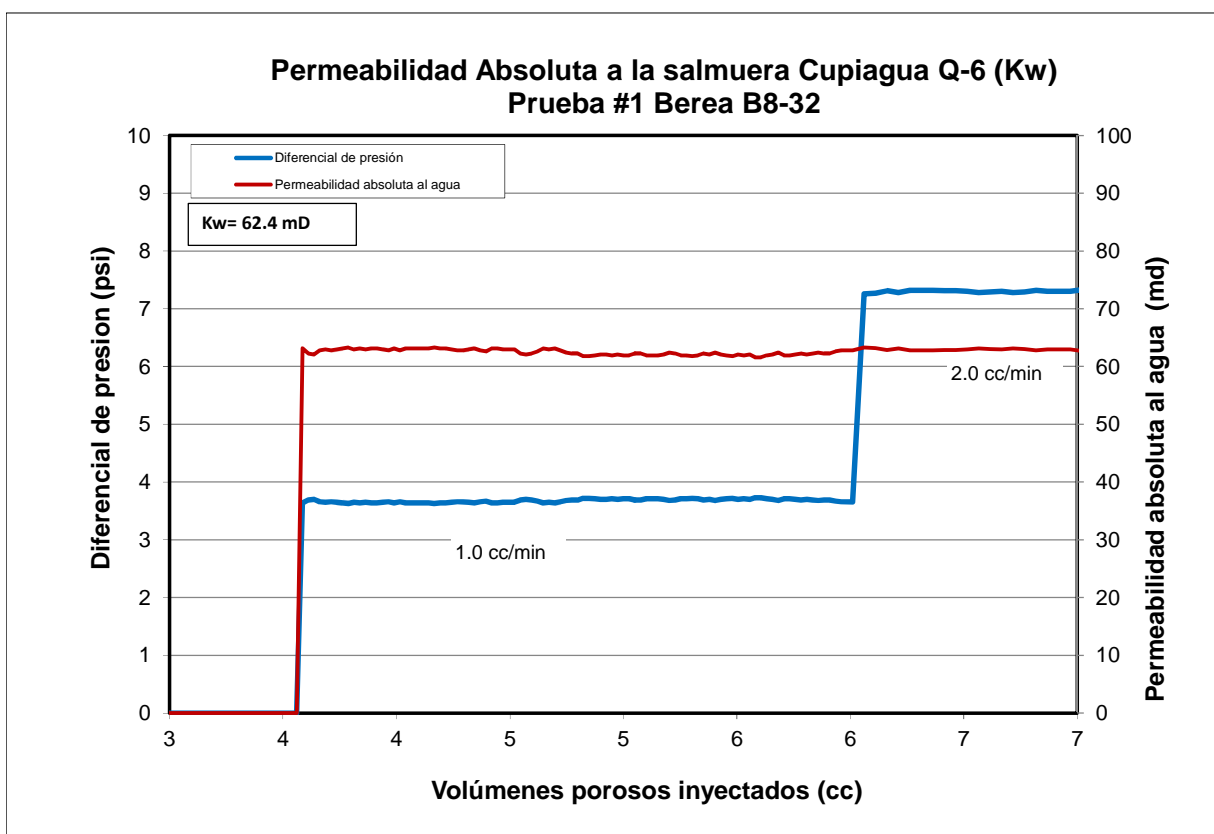
Tabla 6. Parámetros iniciales de prueba # 1.

Descripción	Unidad	Nomenclatura	Valor	Observaciones
Prueba	#		1	
Muestra	Berea		B8-32	
Longitud	cm	L	22.39	
Diámetro	cm	D	3.82	
Porosidad	%	$\phi$	16.9	
Volumen poroso	cc	Vp	39.6	
Densidad de grano	g/cc	$\rho_g$	2.65	
Salmuera sintética de formación	ppm		1519.5	
Permeabilidad al aire	mD	Ka	103.5	Convencional
Condensado Cupiagua	SCF/STB		499	GOR
Temperatura	°F	T	140	
Presión Confinamiento	psi	Pc	2700	
Presión de poro	psi	Pp	2200	

Fuente: Laboratorio Petrofísica Básica Y Especiales, Instituto Colombiano del Petróleo, ECP S.A.

A continuación en la Figura 80 se presentan los resultados de cada una de las etapas descritas en el protocolo experimental para cada caso evaluado y se presenta una breve interpretación del comportamiento de la prueba.

Figura 80. Permeabilidad absoluta al agua - Muestra Berea B8-32.

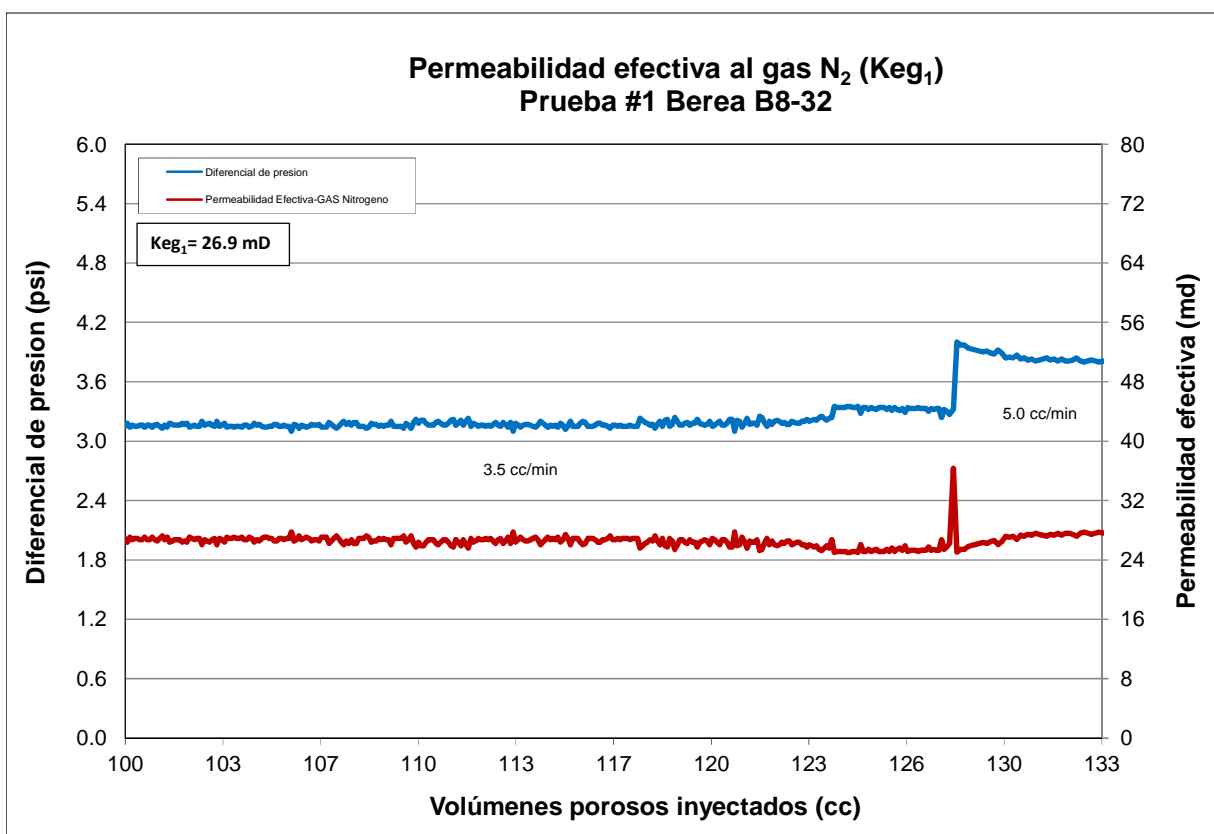


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Esta muestra presentó una permeabilidad absoluta al agua de 62.4 mD, lo cual equivale a una reducción de permeabilidad al aire del 39.7%. Este valor se considera normal para los valores obtenidos experimentalmente en laboratorio, para este tipo de muestras para este tipo de muestras las cuales presentaron valores entre el 5-10% de contenido de arcillas; de las cuales el 46% es caolinita.

La posterior inyección de gas para llevar a saturación irreducible de agua y estabilización del flujo, presentó una permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg_1}$ ) de 26.9 mD. Ver Figura 81.

Figura 81. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-32.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

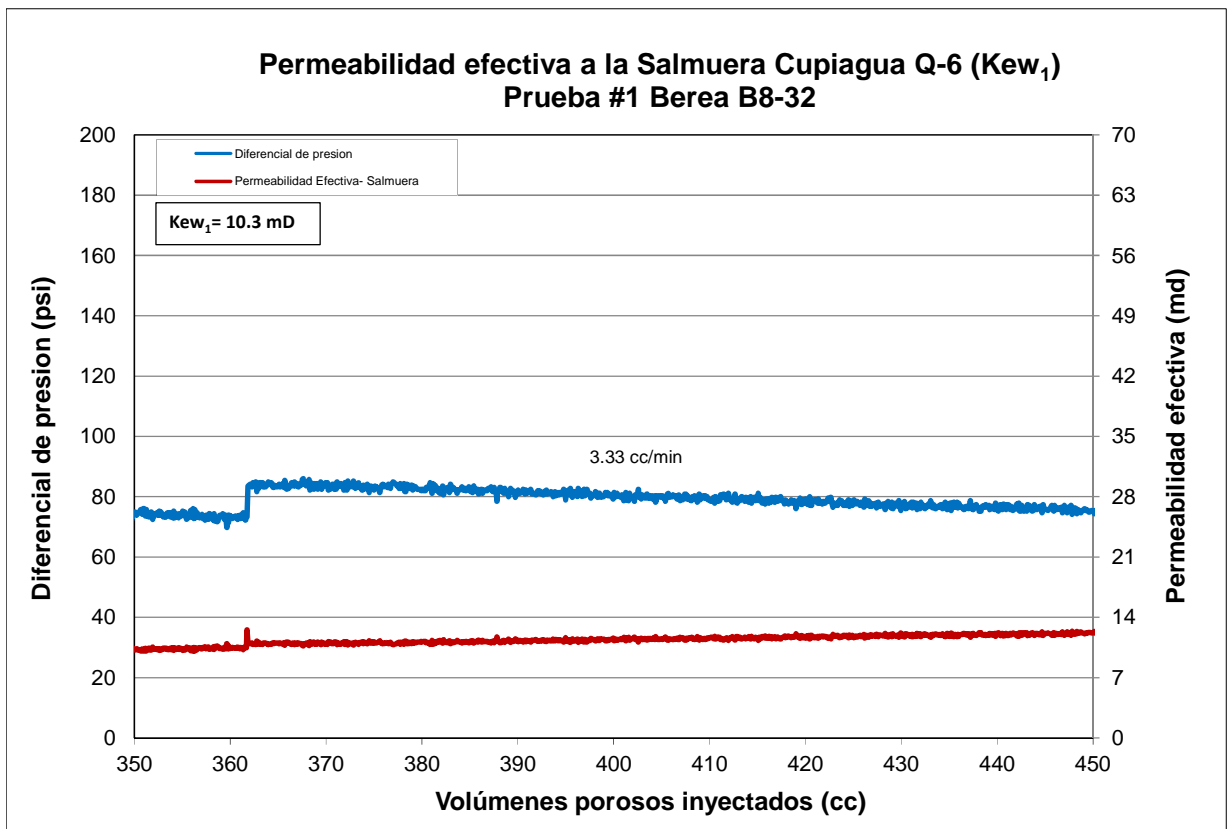
La saturación irreducible de agua obtenida, en esta etapa fue del 60.1% y del gas fue del 39.9%. En esta etapa el gas presentó una pobre eficiencia de desplazamiento dejando la mayor parte del agua en el medio poroso.

La posterior inyección de agua, al medio poroso nuevamente, para evaluar la saturación de gas remanente en la muestra de roca presentó una eficiencia de desplazamiento al

agua del 40.76%, barriendo gas. Esta eficiencia permitió que quedara gas atrapado en el medio poroso, equivalente a una saturación del 23.6%.

La permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew1}$ ), en esta etapa fue de 10.3 mD. Ver Figura 82.

Figura 82. Permeabilidad efectiva al agua - Muestra Berea B8-32.



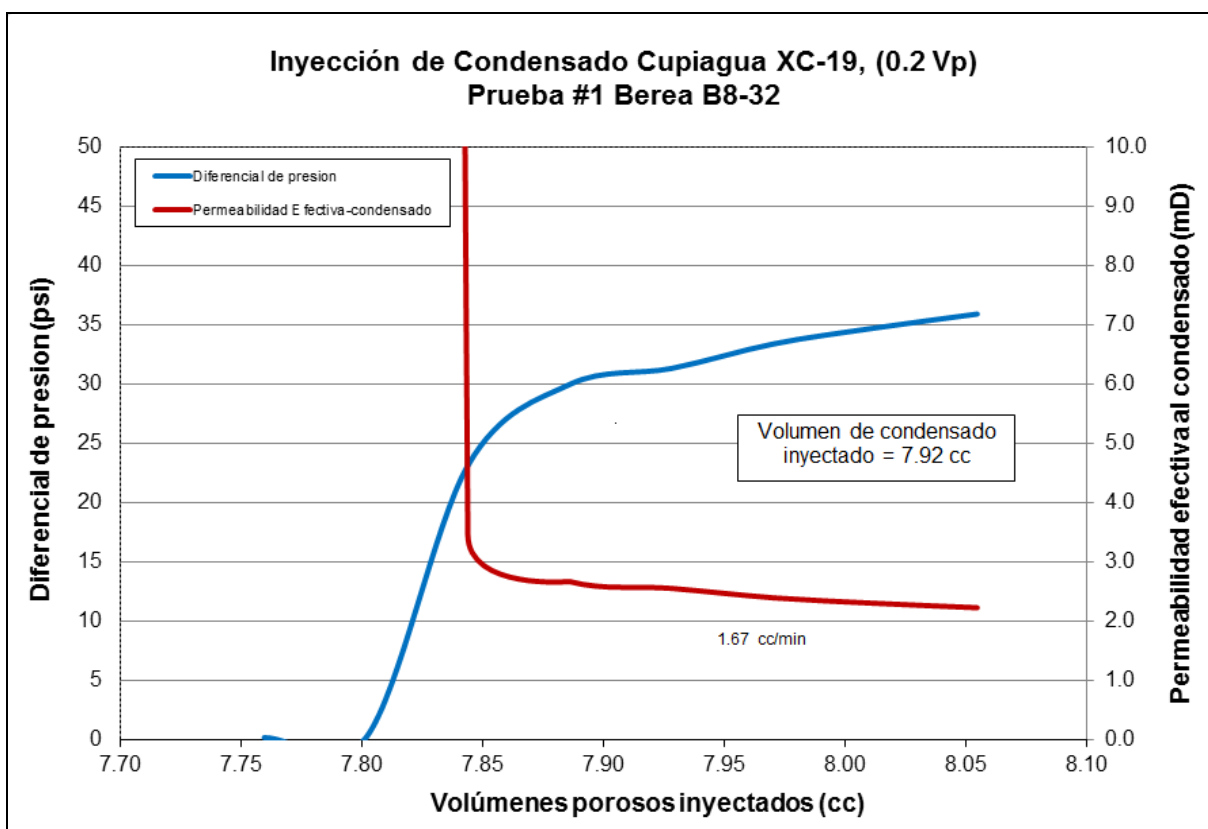
Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Hasta al anterior etapa coexistían sólo 2 fluidos en el medio poroso (agua y gas). A partir de la siguiente etapa, o sea la inyección de hidrocarburo condensado a una saturación del 20% coexistirán tres (3) fases en el medio poroso (agua, gas y condensado).

Se inyectó un volumen de hidrocarburo condensado del pozo Cupiagua XC-19, de aproximadamente 7.92 cc, que equivalen a posicionar una saturación del 20% de condensado en el medio poroso. La presión máxima alcanzada fue de 37 psi. Ver Figura 83.

Posteriormente se procedió a inyectar agua para evaluar la eficiencia del barrido.

Figura 83. Diferencial de presión - Inyección condensado @  $S_o = 20\% V_p$ .

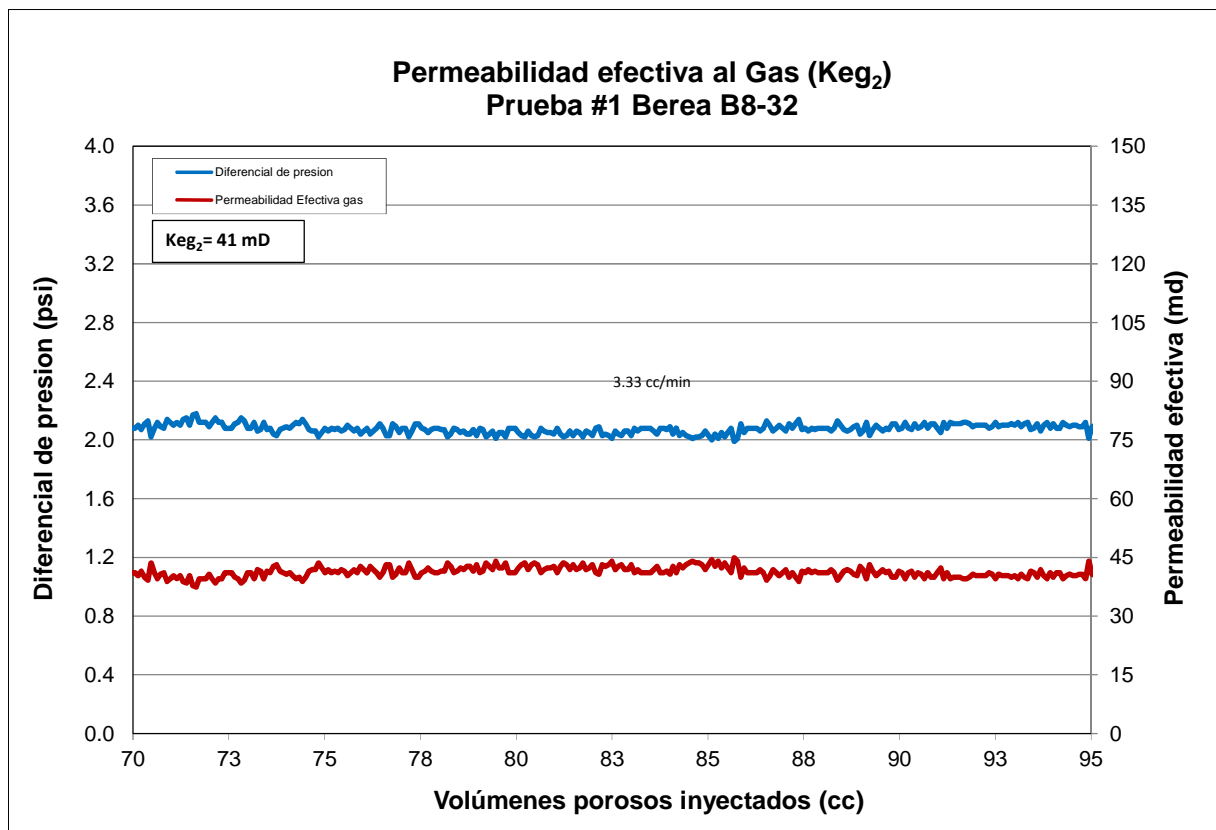


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

Las saturaciones del medio poroso en esta etapa fueron: 20% de hidrocarburo condensado (Aprox. 7.92 c.c. en el medio poroso), 60.3% de saturación de agua y 19.7% de saturación de gas.

Finalmente se inyectaron cinco (5) volúmenes porosos de gas, para recuperar condensado y agua efluentes del medio poroso. Ver Figura 84.

Figura 84. Permeabilidad efectiva al gas - Muestra Berea B8-32.

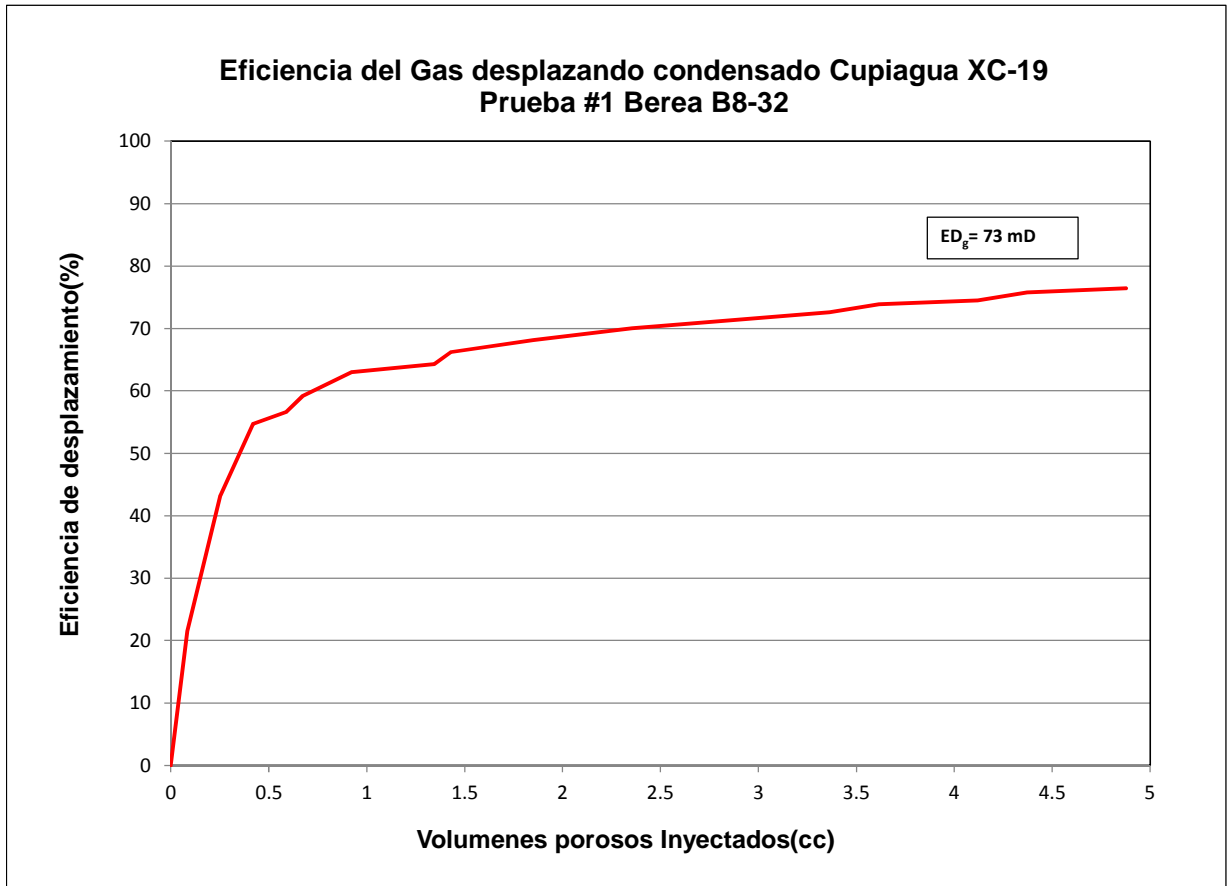


Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

El proceso de inyección de agua al medio poroso barrió condensado y gas. El volumen total de condensado barrido fue 5.8 cc, de un volumen inicial de 7.92 c.c. La permeabilidad efectiva final al agua ( $K_{ew_2}$ ) fue 41 mD.

El proceso de barrido de condensado, en presencia de los tres (3) fluidos en el medio poroso (agua, gas y condensado), a las saturaciones especificadas anteriormente y a condiciones de yacimiento; presentó una eficiencia de desplazamiento del 73.2%. Ver Figura 85.

Figura 85. Eficiencia de desplazamiento del gas - Muestra Berea B8-32.



Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

A continuación en la Tabla 7 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en esta evaluación.

Tabla 7. Resultados Evaluación eficiencia del Gas - Muestra Berea B8-32.

Etapa	Descripción	Sw (%)	Sg (%)	So (%)	Kk (mD)	Kw (mD)	Keg <sub>1</sub> (mD)	Kew <sub>1</sub> (mD)	Keo (mD)	Kew <sub>2</sub> (mD)	M	ED <sub>w</sub> (%)
0	Core seco	0.0	100	0.0	103.5							
1	Saturación 100% salmuera sintética	100	0.0	0.0		62.4						
2	Inyección de Gas	60.1	39.9	0.0			26.9				0.93	39.90
3	Inyección de agua	76.4	23.6	0.0				10.32			0.04	40.76
4	Inyección de condensado	60.3	19.7	20.0					2.0			21.1
5	Inyección de Gas	55	39.7	5.4						41	4.3	73.23

Fuente: El autor, Lab. Petrofísica Básica y Especiales

En el Anexo A, se presentan el balance volumétrico para cada una de las etapas descritas anteriormente en la anterior prueba.

En cuanto a retorno de permeabilidades, los resultados fueron bastante coherentes con la capacidad de flujo inicial de la muestra de roca. Inicialmente la muestra tuvo una capacidad de flujo al aire, equivalente a 103.5 mD. Con la primera inyección @ saturación 100% de agua, la muestra alcanzó una capacidad de flujo al agua del 62.4 Md. Luego al inyectar gas para llevar a saturación irreducible de agua, la capacidad de flujo de la muestra cayó al 26.9 mD (@ Sw=60.1% y Sg=39.9%), lo cual es concordante con el hecho de tener dos (2) fluidos en el medio poroso, estando uno de ellos a condición de saturación irreducible. Posteriormente al inyectar agua para llevar a saturación residual de gas, la capacidad de flujo al agua cayó al 10.32 mD (@ Sw=76.4% y Sgr=23.6%). Una vez inyectado el condensado, la medida puntual aproximada de la capacidad de flujo al condensado fue 2.0 mD (@ Sw=60.3%, So=20% y Sgr=19.7%).

Al inyectar gas para mover condensado de la muestra, la capacidad de flujo, aumentó a 41 mD (@ Sw=55%, So=5.4% y Sgr=39.7%), porque del medio poroso fue removido condensado y liberado espacio o capacidad para el flujo de gas.

Las eficiencias de desplazamiento, tanto para el agua y el gas, cuando el medio poroso contenía sólo dos fluidos (Agua y gas) fueron similares al 40% aproximadamente. Una vez se posicionó el tercer fluido, la eficiencia de desplazamiento fue mayor para el gas en el proceso de barrido del condensado, del medio poroso.

#### 6.4.3 Evaluación de la eficiencia de la inyección alternada de gas-agua-gas.

Por limitaciones en disponibilidad de equipo no fue posible presentar en este informe los resultados oficiales de una prueba de este tipo, pero extraoficialmente los resultados de estas pruebas mostraron que con la secuencia de inyección alternada de gas-agua-gas se obtienen recobros adicionales de condensado, después de haber barrido, en la etapa, anterior con agua; obteniéndose al final un recobro mayor de condensado. Las eficiencias de desplazamiento de agua, barriendo condensado, se mantuvieron por el orden del 35% para la inyección de agua y luego con la siguiente fase de inyección de gas las eficiencias de barrido se mantiene por el orden del 70%. Haciendo que este proceso de inyección alternada de gas-agua-gas, sea más efectivo que los procesos individuales.

## 7. CONCLUSIONES

- De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada en esta tesis, sobre investigaciones experimentales sobre remoción de banco de condensado, se puede concluir que, hoy día, la determinación de este tipo de evaluaciones de gas condensado se hace a nivel de celdas PVT y muy pocas investigaciones involucran el medio poroso como tal, dejando de lado una muy importante inter-relación como es la interacción roca-fluido, llevándonos a resultados aproximados pero con errores experimentales significativos.
- El entendimiento y descripción del flujo de tres fases en medios porosos está limitado por la falta de equipos de desplazamiento debidamente acondicionados y protocolos de evaluación adecuados, para la cuantificación de los balances volumétricos de cada una de las fases.
- En el presente estudio se diseñó, ensambló y se calibró un equipo de desplazamiento, haciéndolo funcional y acorde con los estándares internacionales que se manejan a nivel de este tipo de evaluaciones de coreflooding; que permitió la realización de pruebas de movilización de volúmenes de condensado atrapados en el medio poroso, ya sea por procesos de recobro con inyección de agua o gas o una mezcla alternada de gas y agua.
- El proceso de posicionamiento del condensado en el medio poroso puede hacerse por medio de dos metodologías que de cierta forma se ajustan a los procesos de depositación de este, a nivel de yacimiento y que permiten simular el proceso de re-movilización con agua o gas. De igual forma se presentan dos alternativas de equipo de desplazamiento para las dos (2) metodologías propuestas para el posicionamiento del condensado en el medio poroso. En el presente estudio por limitaciones en la disponibilidad del equipo viscosímetro capilar no fue posible hacer las evaluaciones de re-movilización de bancos de condensado, a nivel de medio

poroso, utilizando la metodología de posicionamiento del condensado por generación in-situ del mismo.

- Con el presente estudio se logró dejar un equipo debidamente operacional y con protocolos para tal fin que permiten además hacer las evaluaciones del tipo propuestas en esta tesis; hacer evaluaciones del tipo de Pruebas de permeabilidades relativas tres (3) fases, pues el sistema de líneas de flujo, bombas de desplazamiento y separador trifásico permite la inyección de los tres (3) fluidos simultáneamente con la debida cuantificación de los efluentes.
- El entendimiento y descripción del flujo de tres fases en medios porosos está limitado por la falta de equipos de desplazamiento debidamente acondicionados y protocolos de evaluación adecuados, para la cuantificación de los balances volumétricos de cada una de las fases involucradas en las pruebas de desplazamiento, partiendo de datos experimentales. Consecuentemente hoy día, la determinación de este tipo de evaluaciones de gas condensado se hace a nivel de celdas PVT y no involucra para nada el medio poroso como tal, dejando de lado una muy importante inter-relación como es la interacción roca-fluido, llevándonos a resultados aproximados pero con errores experimentales significativos.
- Se proponen los protocolos de evaluación de la re-movilización de bancos de condensado utilizando agua y/o gas para movilización de los mismos y se presentan los cálculos de los balances volumétricos en cada una de las etapas; para cada una de las diferentes pruebas realizadas en este tipo de evaluaciones.
- A partir de los resultados obtenidos en las corridas realizadas en muestras de Berea, a condiciones de yacimiento, utilizando una muestra de condensado del pozo Cupiagua XC-19, se observó que:

El proceso de barrido de condensado, en presencia de los tres (3) fluidos en el medio poroso (agua, gas y condensado), a las saturaciones especificadas anteriormente y a las condiciones de yacimiento de la prueba; presentó una eficiencia de desplazamiento del 34.6%.

El proceso de barrido de condensado, en presencia de los tres (3) fluidos en el medio poroso (agua, gas y condensado), a las saturaciones especificadas anteriormente y a condiciones de yacimiento de la prueba; presentó una eficiencia de desplazamiento del 73.2%.

En las todas pruebas de desplazamiento para la evaluación del banco de condensado, el proceso de inyección de gas, para mover agua o condensado presentó la mayor eficiencia en comparación con el proceso de inyección de agua para remover condensado.

## 8. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas adicionales de evaluación de la re-movilización del banco de condensado, utilizando la metodología de posicionamiento del banco de condensado por generación in-situ para re-evaluar los valores de las eficiencias de desplazamiento obtenidos con la metodología de posicionamiento del condensado por inyección monofásica en forma líquida a una determinada saturación, en el medio poroso.
- Complementar el tipo de evaluaciones propuestas incluyendo evaluaciones de permeabilidades relativas bifásicas y trifásicas para efectos de una mejor comprensión del fenómeno de remoción de bancos de condensado a nivel de medio poroso.
- Por la complejidad del tipo de pruebas realizadas se recomienda, aislar completamente la muestra de roca o medio poroso con papel sandwrap, teflón, manga termoencogible o cualquier otro elemento aislante para evitar la fuga de fluidos del medio poroso que afecten los cálculos del balance volumétrico, lo cual puede conducirnos a interpretaciones erróneas de los resultados de las pruebas. Es normal que si no se colocan estos tipos de aislantes, el fluido gaseoso de la muestra de gas condensado o el CO<sub>2</sub> traten de escapar por la manga de caucho hacia el fluido de confinamiento, causando variación en la presión de confinamiento durante el desarrollo de la prueba y afectando las mediciones de presión diferencial y por ende causando inestabilidad en el sistema, no lográndose alcanzar condiciones de flujo estabilizado.
- Complementar los resultados de las pruebas a nivel de coreflooding con resultados de simulación ya hacer proceso comparativos.

## BIBLIOGRAFÍA

Ahmed, T., Evans, J., Kwan, R., and Vivian, T.: "Wellbore Liquid Blockage in Gas-Condensate Reservoirs," paper SPE 51050 presented at the 1998 SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, PA, November 9-11.

Al-Anazi, H.A., Pope, G.A., Sharma, M.M., and Metcalfe, R.S.: "Laboratory Measurements of Condensate Blocking and Treatment for Both Low and High Permeability Rocks," paper SPE 77546 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 29 September-2 October, 2002.

Al-Anazi, H.A., Walker, J.G., Pope, G.A., Sharma, M.M., and Hackney, D.F.: "A Successful Methanol Treatment in a Gas-Condensate Reservoir: Field Application," paper SPE 80901 presented at the 2003 SPE Production & Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 22-23.

Ali, J.K., McGauley, P.J., and Wilson, C.J.: "Experimental Studies and Modelinig of Gas Condensate Flow Near the Wellbore," paper SPE 39053 presented at the fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September 1997.

Bourbiaux, B.J. and Limborg, S.G.: "An Integrated Experimental Methodology for a Better Prediction of Gas-Condensate Flow Behavior," paper SPE 28931 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 25-28, 1994.

Brownell, L.E. and Katz, D.L.: "Flow of Fluids Through Porous Media-Part II," *Chem. Eng. Prog.* 43, No. 11, 601, 1947.

CRAFT B.C y HAWKINS M.F. "Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Traducción por Hernando Vásquez Silva Petroleum Reservoir Engineering, Madrid, (1968).

Danesh, A., Henderson, G.D., and Peden, J.M.: "Experimental Investigation of Critical Condensate Saturation and Its Dependence on Interstitial Water Saturation in Water-Wet Rocks," *SPE* (August 1991), 336-342.

Danesh, A., Henderson, G.D., Krinis, D., and Peden, J.M.: "Experimental Investigation of Retrograde Condensation in Porous Media at Reservoir Conditions," paper SPE 18316 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, October 2-5, 1988.

Du, L., Walker, J.G., Pope, G.A., Sharma, M.M., and Wang, P.: "Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells," paper SPE 62935 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, TX, October 1-4.

Eckles, W.W. Jr., Prihoda, C., and Holden, W.W.: "Unique Enhanced Oil and Gas Recovery for Very High-Pressure Wilcox Sands Uses Cryogenic Nitrogen and Methane Mixture," *JPT* (June 1981), 971.

ECONOMIDES, M - HILL, D y ECONOMIDS, E. "Petroleum Production Systems". New Jersey, (1994).

Engineer, R.: "Cal Canal Field, California: Case History of a Tight and Abnormally Pressured Gas Condensate Reservoir," paper SPE 13650 presented at the 1985 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, CA, March 27-29.

Fevang, ø. and Whitson, C.H.: "Modeling Gas Condensate Well Deliverability," *SPE* (November 1996) 221-230.

FIROOZABADI, A. and OLSEN G., Residual Gas saturation in water-Drive Gas Reservoir, paper SPE 16355/DOE presented at SPE/DOE California Regional Meeting, California, April, 1987, P. 8-10.

Gas Injection,” SPEJ (March 1969) 21-27.

Gatlin, C.: “The Miscible Displacement of Oil and Water From Porous Media by Various Alcohols,” Ph.D. Dissertation, The Pennsylvania State University, August 1959.

Givens, J.W.: “A Method of Predicting Revaporization of Retrograde Condensate by Dry-

HOLMGREN C. R. and MORSE R. A., Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding. Petrol. Trans. AIME 192, 1951, p. 135–140. Afidick, D., Kaczorowski, N.J., and Bette, S.: “Production Performance of Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field,” paper SPE 28749 presented at the 1994 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, Nov. 7-10.

LAGNEA, M y ROJAS G. “Manual del Ingeniero de Yacimientos de Gas y Gas Condensado.” FUNDAUDO, Puerto la Cruz, (1989).

LYONS, W. “Standard handbook of petroleum and natural gas engineering”. Gulf Publishing Company. E.E. U.U, (1996).

MALONEY D. and ZORNES D., Trapped Versus Initial Gas Saturation Trends from a Single Core Test, paper SCA2003-22 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysis, Pau, France, September, 2003, P. 21-24.

MORENO Wilfrido, “Aplicaciones al Diseño y análisis de Experimentos” – Universidad Industrial de Santander, 1993.

NICOLÁS SANTOS SANTOS, OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO, WILSON BARRIOS ORTIZ. Determinación de la Distribución Vertical y Areal de la Composición en Yacimientos de Aceite Volátil y/o Gas Condensado. En: Ciencia Tecnología y Futuro. Diciembre, 2005. Vol. 3 Num.1. Universidad Industrial de Santander.

Ortiz Cancino, O.P., Santos Santos, N., Cañas Marin, W.A., Salazar, R. and Roman Vargas, S.P., Esquema Numérico Alternativo Para La Determinación del Gradiente Composicional Isotérmico. En: El Reventón Energético, 2002.

ROJAS, Gonzalo. "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado". 2da. Edición Universidad de Oriente: Puerto La Cruz, Venezuela (2003).

SCHLUMBERGER. OilField Review. En: Technology Journal. Spring 2006.

SUZANNE K. and BILLIOTTE J., Distribution of Trapped Gas Saturation in Heterogeneous Sandstone Reservoirs" paper SCA2003-22 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysis, Pau, France, February, 2001.

## **ANEXOS**

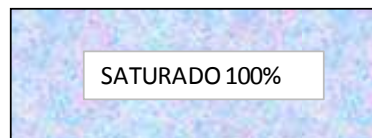
### **ANEXO A. Resultados de pruebas: Cálculo de Balances Volumétricos**

PRUEBA No. 1: Evaluación de la eficiencia de la inyección del Gas, en la remoción de bancos de condensado. Berea B8-32

Balance Volumétrico

1. Medición de permeabilidad absoluta al agua (Kw)	
$\mu_w$ (cP)=	0.48
Nomenclatura	
$\mu_{N_2}$	viscosidad del gas (cP)
Vm líneas	Volumen muerto de líneas (c.c.)
Vwrt	Volumen de agua recuperada total (c.c.)
Vwr	Volumen de agua remanente en el core (c.c.)
Vgrt	Volumen de gas recuperado total (c.c.)
Vgr	Volumen de gas remanente en el core (c.c.)
Vor	Volumen de condensado recuperado en el core (c.c.)
Vwi	Volumen de agua en la etapa i (c.c.)
Vgi	Volumen de gas en la etapa i (c.c.)
Voi	Volumen de condensado en la etapa i (c.c.)
Swi	Saturación de agua en la etapa i (%)
Sgi	Saturación de gas en la etapa i (%)
Soi	Saturación de condensado en la etapa i (%)
Kw	Permeabilidad absoluta al agua (mD)
Keg	Permeabilidad efectiva al gas (mD)
Kew	Permeabilidad efectiva al agua (mD)
Edg	Eficiencia de desplazamiento del gas (%)
Edw	Eficiencia de desplazamiento del agua (%)
Edo	Eficiencia de desplazamiento del condensado (%)
M	Razón de movilidad (adimensional)
Sw (%) =	100
Kw (mD) =	62.4

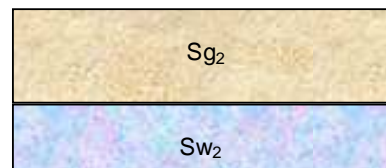
1 Condición Inicial  
Muestra 100% AGUA



2. Inyección de gas para llevar a Saturación irreducible de agua	
$\mu_{N_2}$ =	0.2231
Vm líneas=	3.1
Vwrt=	18.9
Vwr=	15.8
Vw <sub>2</sub> (cc) = (Vp-Vwr)	23.8
Vg <sub>2</sub> (cc) = Vwr	15.8
AGUA y GAS	
Sw <sub>2</sub> (%) = Vw <sub>2</sub> /Vp*100	60.1
Sg <sub>2</sub> (%) = Vg <sub>2</sub> /Vp*100	39.9
	100.0
EDG = Vwrt/ Vp	
	39.9
Keg <sub>1</sub> (mD) =	
	26.9

2 Inyección de Gas

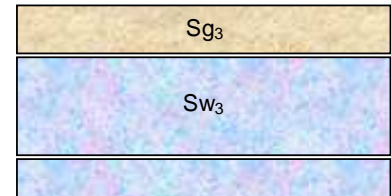
Núcleo 100% con salmuera y se inyecta gas



3. Inyección de agua para llevar a Saturación residual de gas	
Vm líneas=	1.3
Vgrt (cc) =	7.7
Vgro (cc) =	6.4
Sgr <sub>3</sub> (%) = Vgro/ Vp*100	16.3
<b>GAS</b>	
Sg <sub>2</sub> = Sg <sub>3</sub> + Sgr <sub>3</sub>	
Sg <sub>3</sub> (%) = Sg <sub>2</sub> - Sgr <sub>3</sub>	23.6
Vg <sub>3</sub> (cc) = Sg <sub>3</sub> * Vp / 100%	9.4
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>3</sub> (%) = 1 - Sg <sub>3</sub>	76.4
Vw <sub>3</sub> (cc) = Sw <sub>3</sub> * Vp / 100	30.2
	100.0
EDw = Vgr / Vg <sub>2</sub> *100	40.8
Kew <sub>1</sub> (mD) =	10.3

### 3 Inyeccion de Agua

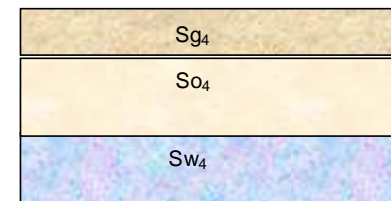
Núcleo saturado con salmuera y gas y se le inyecta salmuera



4. Inyección de condensado por inyección de fase monofásica	
μ <sub>0</sub> =	0.1
Vwr <sub>4</sub> =	6.37
Vgr <sub>4</sub> =	1.55
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>3</sub> = Sw <sub>4</sub> + Vwr <sub>4</sub>	
Sw <sub>4</sub> (%) = Sw <sub>3</sub> - Vwr <sub>4</sub> / Vp*100	60.28
Vw <sub>4</sub> = Sw <sub>4</sub> * Vp / 100	23.9
<b>GAS</b>	
Sg <sub>3</sub> = Sg <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub>	
Sg <sub>3</sub> = Sg <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub> / Vp*100	
Sg <sub>4</sub> (%) = Sg <sub>3</sub> - Vgr <sub>4</sub> / Vp*100	19.72
Vg <sub>4</sub> = Sg <sub>4</sub> * Vp / 100	7.81
<b>CONDENSADO</b>	
So <sub>4</sub> (%) = Vwr <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub> / Vp	20.0
Vo <sub>4</sub> = So <sub>4</sub> * Vp / 100	7.92
	100.0
EDo = Vwr <sub>4</sub> / Vw <sub>3</sub> * 100	21.1
Keo <sub>1</sub> (mD) =	2.0

### 4 Inyeccion de condensado

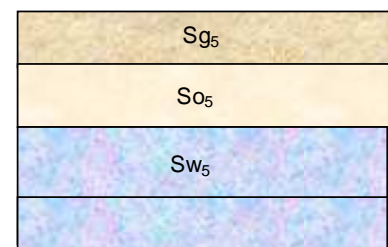
Núcleo saturado con salmuera y gas y se le inyecta condensado



5. Inyección de gas para mover condensado	
Vor <sub>5</sub> =	5.8
Vwr <sub>5</sub> =	2.1
<b>CONDENSADO</b>	
So <sub>4</sub> = So <sub>5</sub> + Vor <sub>5</sub> / Vp	
So <sub>5</sub> (%) = So <sub>4</sub> - (Vor <sub>5</sub> ) / Vp*100	5.35
Vo <sub>5</sub> = So <sub>5</sub> * Vp / 100	2.12
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>5</sub> (%) = Sw <sub>4</sub> - Vwr <sub>5</sub> / Vp*100	55.0
Vw <sub>5</sub> = Sw <sub>5</sub> * Vp / 100	21.8
<b>GAS</b>	
Sg <sub>5</sub> (%) = Sg <sub>4</sub> + (Vcr <sub>5</sub> +Vwr <sub>5</sub> ) * 100 / Vp	39.7
Vg <sub>5</sub> = Sg <sub>5</sub> * Vp / 100	15.7
	100.0
EDg = Vor <sub>5</sub> / Vo <sub>4</sub> * 100	73.2
Keg <sub>2</sub> (mD) =	41

### 5 Inyeccion de Gas

Núcleo saturado con salmuera , Gas y condensado y se le inyecta Gas

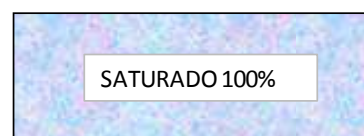


PRUEBA No. 3: Evaluación de la eficiencia de la inyección de Agua, en la remoción de bancos de condensado. Berea B8-26.

### Balance Volumétrico

1. Medición de permeabilidad absoluta al agua (Kw)	
$\mu_w$ (cP)=	0.48
Nomenclatura	
$\mu_{N2}$	viscosidad del gas
Vm líneas	Volumen muerto de líneas
Vwrt	Volumen de agua recuperada total
Vwr	Volumen de agua remanente en el core
Vgrt	Volumen de gas recuperado total
Vgr	Volumen de gas remanente en el core
Vor	Volumen de condensado recuperado en el core
Vwi	Volumen de agua en la etapa i
Vgi	Volumen de gas en la etapa i
Voi	Volumen de condensado en la etapa i
Swi	Saturación de agua en la etapa i
Sgi	Saturación de gas en la etapa i
Soi	Saturación de condensado en la etapa i
Kw	Permeabilidad absoluta al agua
Keg	Permeabilidad efectiva al gas
Kew	Permeabilidad efectiva al agua
EDg	Eficiencia de desplazamiento del gas
EDw	Eficiencia de desplazamiento del agua
EDo	Eficiencia de desplazamiento del condensado
<b>Sw</b>	<b>100</b>
<b>Kw (mD)</b>	<b>56.2</b>

#### 1 Condición Inicial Muestra 100% AGUA



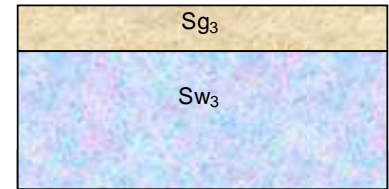
#### 2 Inyección de Gas Núcleo saturado con salmuera se inyecta gas



2. Inyección de gas para llevar a Saturación irreducible de agua	
$\mu_{N2}$ =	0.2231
Vm líneas =	3.1
Vwrt=	30.7
Vwr=	27.6
Vw <sub>2</sub> (cc) = (V <sub>p</sub> -V <sub>wr</sub> )	17.3
Vg <sub>2</sub> (cc) = Vwr	27.6
AGUA y GAS	
Sw <sub>2</sub> (%) = Vw <sub>2</sub> /Vp*100	38.5
Sg <sub>2</sub> (%) = Vg <sub>2</sub> /Vp*100	61.5
	100
EDg = Vwr / Vwi	61.5
Keg <sub>1</sub> (md)=	25.4

3. Inyección de agua para llevar a Saturación residual de gas	
Vm líneas=	1.3
Vgrt (cc) =	12.38
Vgro (cc) =	11.08
Sgr <sub>3</sub> (%) = Vgro/ Vp*100	24.7
<b>GAS</b>	
Sg <sub>2</sub> = Sg <sub>3</sub> + Sgr <sub>3</sub>	
Sg <sub>3</sub> (%) = Sg <sub>2</sub> - Sgr <sub>3</sub>	36.8
Vg <sub>3</sub> (cc) =Sg <sub>3</sub> *Vp / 100%	16.52
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>3</sub> (%) = 1 - Sg <sub>3</sub>	63.2
Vw <sub>3</sub> (cc) = Sw <sub>3</sub> * Vp/ 100	28.35
	100.0
<b>EDw = Vgr / Vg<sub>2</sub>*100</b>	<b>40.14</b>
<b>Kew<sub>1</sub> (mD) =</b>	<b>18.3</b>

**3 Inyeccion de Agua**  
Núcleo saturado con salmuera y gas y se inyecta salmuera



4. Inyección de condensado por inyección de fase monofásica	
μ <sub>o</sub> =	0.1
Vwr <sub>4</sub> =	8.47
Vgr <sub>4</sub> =	0.5
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>3</sub> = Sw <sub>4</sub> + Vwr <sub>4</sub>	
Sw <sub>4</sub> (%) = Sw <sub>3</sub> - Vwr <sub>4</sub> / Vp*100	44.31
Vw <sub>4</sub> = Sw <sub>4</sub> * Vp /100	19.9
<b>GAS</b>	
Sg <sub>3</sub> = Sg <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub>	
Sg <sub>3</sub> = Sg <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub> / Vp*100	
Sg <sub>4</sub> (%) = Sg <sub>3</sub> - Vgr <sub>4</sub> / Vp*100	35.70
Vg <sub>4</sub> = Sg <sub>4</sub> * Vp /100	16.02
<b>CONDENSADO</b>	
So <sub>4</sub> (%) = Vwr <sub>4</sub> + Vgr <sub>4</sub> / Vp	20.0
Vo <sub>4</sub> = So <sub>4</sub> * Vp /100	8.97
	100.0
<b>EDo = Vwr<sub>4</sub> / Vw<sub>3</sub> *100</b>	<b>29.9</b>
<b>Keo<sub>1</sub> (mD) =</b>	<b>2.8</b>

**4 Inyeccion de condensado**  
Núcleo saturado con salmuera y gas y se le inyecta condensado



5. Inyección de gas para mover condensado	
Vor <sub>5</sub> =	3.1
Vwr <sub>5</sub> =	0.97
<b>CONDENSADO</b>	
So <sub>4</sub> =So <sub>5</sub> +Vor <sub>5</sub> /Vp	
So <sub>5</sub> (%)=So <sub>4</sub> -(Vor <sub>5</sub> )/Vp*100	13.08
Vo <sub>5</sub> = So <sub>5</sub> *Vp/100	5.87
<b>AGUA</b>	
Sw <sub>5</sub> (%)=Sw <sub>4</sub> +(Vor <sub>5</sub> +Vgr <sub>5</sub> )/Vp*100	53.4
Vw <sub>5</sub> = Sw <sub>5</sub> *Vp/100	24.0
<b>GAS</b>	
Sg <sub>5</sub> (%)=Sg <sub>4</sub> -(Vgr <sub>5</sub> )*100/Vp	33.5
Vg <sub>5</sub> =Sg <sub>5</sub> *Vp/100	15.1
	100.0
<b>EDw=Vor/Vo<sub>4</sub>*100</b>	<b>34.6</b>
<b>Kew(md)=</b>	<b>3.78</b>

**5 Inyeccion de agua**  
Núcleo saturado con salmuera , Gas y condensado y se le inyecta salmuera

