

**DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO PREDOMINANTE
DEL SISTEMA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO GALA
UTILIZANDO UNA APLICACIÓN NUMÉRICA DESARROLLADA EN EL
SOFTWARE MICROSOFT EXCEL**

**EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO
YEISON RAFAEL ROMERO ROMERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**

**DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO PREDOMINANTE
DEL SISTEMA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO GALA
UTILIZANDO UNA APLICACIÓN NUMÉRICA DESARROLLADA EN EL
SOFTWARE MICROSOFT EXCEL**

**EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO
YEISON RAFAEL ROMERO ROMERO**

Trabajo de grado presentado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos.

Director:

M Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE G.

Docente Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS.

Codirector(es):

Ing. LEONARDO FRANCO SANDOVAL

Ingeniero de Petróleos, ECOPETROL S. A.

Ing. JAIRO ENRIQUE ARRIETA URZOLA.

Ingeniero de Petróleos, maestría en informática, UIS

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

2005

*A DIOS por las bendiciones que ha puesto en mi vida; a mis padres
Luís Eduardo y Luz Marina por su amor, cariño y apoyo
incondicional; a mis hermanas Luz Karime y Luz Andrea
por su comprensión y cariño; y a todas aquellas personas que
ayudaron a que esta meta hoy cumplida, se haya forjado.*

Eduardo Antonio

*A Amparo y Yoghuanis, mis padres por todo el apoyo y amor prestado;
a mis hermanos Yeimy, Yesenia y Yito; a mi hermosa hija Valentina
por ser la persona que tanto adoro; y al amor de mi vida
Yeri Villamizar.*

Yeison Rafael

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan a sus agradecimientos a:

M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ. UIS. Simulación de Yacimientos. Director del proyecto. Por sus valiosas orientaciones, apoyo y colaboración a este trabajo de grado.

Ing. JAIRO ENRIQUE ARRIETA URZOLA. UIS. Codirector, Ingeniero de Petróleos, Maestría en informática. Por su apoyo incansable en nuestro trabajo.

Ing. LEONARDO FRANCO SANDOVAL. ECOPETROL S.A. Codirector, Operaciones y facilidades GRMM. *Ing. RICARDO GÓMEZ GÓMEZ. ECOPETROL S.A.* Jefe de Departamento Subsuelo, GRMM. Y a los ingenieros de producción de la Superintendencia de Mares por compartir sus conocimientos.

ECOPETROL S.A. Superintendencia de Mares por brindarnos la oportunidad de fortalecer nuestros conocimientos.

NUESTROS NÚCLEOS FAMILIARES, como apoyo sostenible en la visión del mundo.

Y a la comunidad universitaria y sociedad que aportaron los medios necesarios para el desarrollo de la ingeniería.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES.	
1.1 Descripción del campo	25
1.2 Disposición de las facilidades de superficie.	26
2. TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZO.	
Metodología empleada para la toma de presiones en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico	37
2.1.1 Toma de presión en <i>tubing</i> .	37
2.1.2 Toma de presión en el anular.	42
2.1.3 Posibles problemas y sus soluciones.	45
Descripción del formato <i>ATS</i> .	47
2.2.1 Importancia del formato <i>ATS</i> .	47
2.2.2 Cómo se elabora un formato <i>ATS</i> .	47
2.2.3 Acciones desarrolladas en <i>ATS</i> .	50
<i>ATS</i> para la toma de presiones en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico	52
2.3.1 <i>ATS</i> para toma de presiones en <i>tubing</i> .	52
2.3.2 <i>ATS</i> para toma de presiones en anular.	57

3. FLUJO MULTIFÁSICO.

Generalidades del flujo multifásico.	61
3.1.1 Estado del arte del flujo multifásico.	68
Flujo multifásico en pozos de petróleo.	74
3.2.1 Patrones de flujo en pozos de petróleo.	74
Flujo multifásico en superficie.	82
3.3.1 Flujo en tubería horizontal.	82
3.3.1.1 Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal.	82
3.3.2 Flujo en tubería inclinada.	88
Flujo multifásico en chokes.	90
Métodos para la determinación del patrón de flujo multifásico.	92
3.5.1 Método de <i>Beggs y Brill</i> .	92
3.5.2 Otras formas de determinar el patrón de flujo multifásico.	93
3.5.2.1 Modelos mecánicos.	93
3.5.2.2 Redes neuronales.	94

4. DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO MULTIFÁSICO EN EL CAMPO GALA.

4.1 Historia de producción.	97
4.2 Características de los fluidos de superficie del campo.	98
4.3 Elaboración del algoritmo para determinar el patrón de flujo, empleando la ecuación de <i>Beggs y Brill</i> .	99

4.4	Herramienta <i>GALA _ PATRÓN</i> v 1.0.	102
4.5	Validación de la herramienta desarrollada.	114
4.5.1	Descripción de los datos empleados en la validación.	114
4.5.2	Mapas de patrones de flujo.	115
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	
5.1	Análisis pozo a pozo.	116
5.1.1	Gala1.	116
5.1.2	Gala2.	118
5.1.3	Gala3.	121
5.1.4	Gala4.	123
5.1.5	Gala5.	123
5.1.6	Gala6.	126
5.1.7	Gala7.	128
5.1.8	Gala8.	131
5.1.9	Gala9.	133
5.1.10	Gala10.	136
5.1.11	Gala11.	138
5.1.12	Cardales1	138
5.1.13	Cardales2.	141
5.1.14	Cardales3.	143
5.1.15	Cardales4.	145
5.1.16	Yuma1.	147
5.2	Análisis generalizado de los pozos del campo Gala.	150

5.3	Comparación del software <i>GALA_PATRON v 1.0</i> con <i>HYSYS</i> 3.1.	153
6	CONCLUSIONES	169
7	RECOMENDACIONES	171
	BIBLIOGRAFÍA	

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo GALA.	26
Figura 2. Cabezal de pozo (“cara de vaca”).	27
Figura 3. Red de tubería del campo Gala.	29
Figura 4. Colector general y de medida de los pozos Cardales1, Cardales3 y Cardales4.	30
Figura 5. Colector general y de medida del pozo Cardales2.	31
Figura 6. Nodo de unión de los pozos Gala6 y Gala7.	31
Figura 7. Diagrama de Flujo Recolección de Crudo.	32
Figura 8. Múltiple general de recolección de crudo.	33
Figura 9. Diagrama de la Estación Gala.	34
Figura 10. Diagrama de flujo del proceso general de la Estación Gala.	36
Figura 11. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad.	38
Figura 12. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad.	39
Figura 13. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad.	43
Figura 14. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad.	44
Figura 15. Patrones de flujo en línea horizontal, <i>Orkiszewski</i> .	76
Figura 16. Mapa del patrón de flujo, <i>Duns y Ros</i> .	79
Figura 17. Mapa del patrón de flujo, <i>Aziz, Mover y Fogarasi</i> .	80
Figura 18. Mapa del patrón de flujo, <i>Beggs y Brill</i> .	81

Figura 19. Patrones de flujo horizontal, <i>Beggs y Brill</i> .	85
Figura 20. Mapa de régimen de flujo, <i>Baker (1953)</i> .	86
Figura 21. Mapa de régimen de flujo, <i>Mandhane. (1974)</i> .	87
Figura 22. Mapa del régimen de flujo, <i>Taitel-Dukler. (1976)</i> .	88
Figura 23. Esquema de un choke.	90
Figura 24. Diagrama para determinación del patrón de flujo.	101
Figura 25. Facilidades de superficie del campo Gala.	103
Figura 26. Ventana 1. Campo Gala.	104
Figura 27. Mapear patrón de flujo.	105
Figura 28. Resetear valores.	106
Figura 29. Ventana 2. Reporte de datos pozo a pozo.	108
Figura 30. Ventana 3. Datos mensuales históricos del campo GALA.	109
Figura 31. Ventana 4. Mapeo de flujo pozo a pozo.	110
Figura 32. Ventana 5. Mapeo de flujo del campo GALA.	111
Figura 33. Ventana 6. Estadística del flujo multifásico pozo a pozo.	112
Figura 34. Ventana 7. Curva histórica de producción por pozo	113
Figura 35. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala1.	116
Figura 36. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala1.	117
Figura 37. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala1.	117
Figura 38. Curva de producción histórica del pozo Gala1.	118
Figura 39. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala2.	119

Figura 40. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala2.	119
Figura 41. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala2.	120
Figura 42. Curva de producción histórica del pozo Gala2.	120
Figura 43. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala3.	121
Figura 44. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala3.	122
Figura 45. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala3.	122
Figura 46. Curva de producción histórica del pozo Gala3.	123
Figura 47. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala5.	124
Figura 48. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala5.	124
Figura 49. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala5.	125
Figura 50. Curva de producción histórica del pozo Gala5.	125
Figura 51. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala6.	126
Figura 52. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala6.	127
Figura 53. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala6.	127

Figura 54. Curva de producción histórica del pozo Gala6.	128
Figura 55. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala7.	129
Figura 56. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala7.	129
Figura 57. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala7.	130
Figura 58. Curva de producción histórica del pozo Gala7.	130
Figura 59. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala8.	131
Figura 60. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala8.	132
Figura 61. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala8.	132
Figura 62. Curva de producción histórica del pozo Gala8.	133
Figura 63. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala9.	134
Figura 64. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala9.	134
Figura 65. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala9.	135
Figura 66. Curva de producción histórica del pozo Gala9.	135
Figura 67. Mapa del patrón de flujo del pozo Gala10.	136
Figura 68. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala10.	137

Figura 69. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala10.	137
Figura 70. Curva de producción histórica del pozo Gala10.	138
Figura 71. Mapa del patrón de flujo del pozo Cardales1.	139
Figura 72. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales1.	139
Figura 73. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales1.	140
Figura 74. Curva de producción histórica del pozo Cardales1.	140
Figura 75. Mapa del patrón de flujo del pozo Cardales2.	141
Figura 76. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales2.	142
Figura 77. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales2.	142
Figura 78. Curva de producción histórica del pozo Cardales2.	143
Figura 79. Mapa del patrón de flujo del pozo Cardales3.	143
Figura 80. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales3.	144
Figura 81. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales3.	144
Figura 82. Curva de producción histórica del pozo Cardales3.	145
Figura 83. Mapa del patrón de flujo del pozo Cardales4.	145
Figura 84. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo	

para el pozo Cardales4.	146
Figura 85. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales4.	146
Figura 86. Curva de producción histórica del pozo Cardales4.	147
Figura 87. Mapa del patrón de flujo del pozo Yuma1.	147
Figura 88. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Yuma1.	148
Figura 89. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Yuma1.	148
Figura 90. Curva de producción histórica del pozo Yuma1.	149
Figura 91. Mapa de patrones de flujo del campo Gala (actual).	151
Figura 92. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el campo Gala.	151
Figura 93. Curva de producción histórica del campo Gala.	152
Figura 94. Simulación del campo Gala en <i>HYSYS 3.1</i> .	153
Figura 95. Reporte de resultados del pozo Gala1.	154
Figura 96. Reporte de resultados del pozo Gala2.	155
Figura 97. Reporte de resultados del pozo Gala3.	156
Figura 98. Reporte de resultados del pozo Gala5.	157
Figura 99. Reporte de resultados del pozo Gala6.	158
Figura 100. Reporte de resultados del pozo Gala7.	159
Figura 101. Reporte de resultados del pozo Gala8.	160

Figura 102. Reporte de resultados del pozo Gala9.	161
Figura 103. Reporte de resultados del pozo Gala10.	162
Figura 104. Reporte de resultados del pozo Cardales1.	163
Figura 105. Reporte de resultados del pozo Cardales2.	164
Figura 106. Reporte de resultados del pozo Cardales3.	165
Figura 107. Reporte de resultados del pozo Cardales4.	166
Figura 108. Reporte de resultados del pozo Yuma1.	167

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tabla de registro de presión del tubing.	41
Tabla 2. Tabla de registro de presión para anular.	45
Tabla 3. Limites de regimenes de flujo según <i>Orkiszewski</i> .	77
Tabla 4. Tabla de composición del gas del campo Gala.	98
Tabla 5. Variables del patrón de flujo.	102
Tabla 6. Comparación de resultados de los patrones de flujo actuales de <i>HYSYS 3.1</i> y <i>GALA_PATRON v 1.0</i> .	168

TITULO: DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO PREDOMINANTE DEL SISTEMA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO GALA UTILIZANDO UNA APLICACIÓN NUMÉRICA DESARROLLADA EN EL SOFTWARE MICROSOFT EXCEL *

AUTOR(ES): LOBO CRIADO Eduardo Antonio**
ROMERO ROMERO Yeison Rafael**

PALABRAS CLAVES: FLUJO MULTIFÁSICO, PATRONES DE FLUJO, CAMPO GALA.

DESCRIPCIÓN

La predicción de las caídas de presión con flujo multifásico en tuberías es de especial interés en la industria del petróleo. El diseño de equipos de procesos y sistemas de tuberías requiere el conocimiento de la caída de presión, *holdup* del líquido y del patrón de flujo. El flujo multifásico ocurre en tuberías de superficie y en pozos de gas y de crudo, ya que en la mayoría de los pozos productores de gas condensan algo de crudo y viceversa. Para diseñar estos sistemas es requerido un método para predecir los gradientes de presión con flujo multifásico. Existen varias correlaciones para predecir las caídas de presión y patrones de flujo en tubería horizontal o vertical, pero algunas de estas no han sido exitosas, ya que para el flujo multifásico predecir estos parámetros es complicado debido a que existe deslizamiento entre las fases, cambios de patrones de flujo y de transferencia de masas entre las fases. Resultando una mayor pérdida de presión que puede ser explicado por la reducción del área disponible para el flujo de cada fase.

Definir el patrón de flujo a una presión, velocidades de gas y líquido, temperatura y otras características dadas; es de gran importancia en el cálculo de caídas de presión y diseño de facilidades de superficie. El patrón de flujo es una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. Hay tres tipos de patrones de flujo y una transición, los cuales son: Segregado, Intermitente y Distribuido. Con la anterior justificación en el presente trabajo de grado se determina utilizando una aplicación numérica programada en Microsoft Excel los patrones de flujo de los diferentes pozos del campo Gala perteneciente a la estatal ECOPETROL S.A. Esta determinación se hace implementando la correlación de *Beggs y Brill*, dentro del programa computacional.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Ingeniería de Petróleos, M.Sc. Fernando Enrique Calvete.

TITLE: DETERMINATION OF THE COMMON MULTIPHASE FLOW PATTERN IN SURFACE PRODUCTION SYSTEM OF GALA FIELD USING A NUMERICAL APPLICATION DEVELOPED IN MICROSOFT'S EXCEL SOFTWARE *

AUTHOR(ES): LOBO CRIADO, Eduardo Antonio**
ROMERO ROMERO, Yeison Rafael**

KEYWORDS: MULTIPHASE FLOW, PATTERN FLOW, GALA FIELD.

DESCRIPTION

The prediction of pressure drop occurring during multiphase flow in pipes is of particular interest to the petroleum industry. The design of processing equipment and piping systems requires knowledge of pressure drop, liquid holdup, and often flow pattern. Multiphase flow occurs in pipelines and in oil and gas wells. Most gas-producing wells produce some liquid and most oil wells produce some gas. To design these systems, such as gas-liquid separators, a method of predicting multiphase pressure gradients is required. Several correlations exist for predicting pressure drop and flow pattern in horizontal or vertical flow, but these correlations have not been successful, because the multiphase flow is complicated by such phenomena as slippage between phases, change of flow pattern, and mass transfer between phases. The gas-liquid interface may be smooth or wavy and energy may be transferred between phases. These factors result in a much greater pressure loss than can be explained by the reduced area available to flow for each phase.

To define the flow pattern at a given pressure, superficial gas and liquid velocities, temperature, and other flow characteristics; is very important in pressure drop calculation and design of surface facilities. The flow pattern is a qualitative description of the phase distribution in the pipe. There are three types of flow pattern in horizontal gas-liquid flow, namely, Segregated, Intermittent, and Distributive flows. This book presents through a numerical application in Microsoft Excel for identifying the flow pattern of surface facilities of the Gala's field property of ECOPETROL S.A. where you can add the Beggs and Brill correlation to predict the flow pattern of the field.

* Work of degree.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering's, Engineering of Petroleum. M.Sc. Fernando Enrique Calvete. Director UIS.

INTRODUCCIÓN

Durante mucho tiempo el diseño y puesta en operación de las facilidades de producción de un campo petrolero obedece a diseños y conceptos ampliamente conocidos. Cuando tales facilidades han cumplido un tiempo de vida, son en la mayoría de los casos sometidas a planes de optimización, incluyendo la adhesión de nuevos pozos al sistema de tuberías, esto contribuye en muchas ocasiones al embotellamiento de la producción y genera múltiples problemas operativos adicionales (Backflow, deposición, rotura de líneas, represamiento, sobrepresionamiento en cabezales, entre otros). El diseño rígido de las facilidades acentúa el problema señalado, ya que la producción en un campo es considerablemente fluctuante con el tiempo; y además, los diferentes eventos de mantenimiento que se hacen en las facilidades cambian la configuración original de la misma, originando la deficiencia del sistema.

Una respuesta a este tipo de problemas es la técnica de análisis nodal, que consiste en la determinación del efecto que cualquier cambio de un componente, ya sea, accesorios (bombas), aislamiento de bloques de producción, cambio de diámetros de tubería (líneas de flujo), cambios en la profundidad de la bomba (bombeo mecánico) tienen sobre todo el sistema. Esta técnica es una de las más sencillas y probadas a lo largo del mundo, sin embargo también presenta restricciones y limitaciones, entre ellas, su gran dependencia de la integridad de los datos de producción y el conocimiento exacto del funcionamiento y disposiciones de las facilidades de superficie.

Es esencialmente necesario antes de realizar el análisis nodal de un campo, conocer en detalle como se comporta la producción y como se ha producido el yacimiento.

Para ello además de disponer de información básica (presiones, temperaturas, potenciales, completamientos, tuberías, sistema de levantamiento, propiedades de fluidos) se debe tener un conocimiento pleno del comportamiento del flujo a través de las facilidades de producción, ya que en la industria del petróleo se transportan en líneas comunes mezclas de gas y líquidos, con el fin de centralizar sistemas de recolección y separación. A esta mezcla de gas y líquido en una misma línea se le conoce con el nombre de *flujo multifásico*. Este tipo de flujo es de gran interés en la industria del petróleo, principalmente en el cálculo de la caída de presión, ya que éste cálculo es totalmente diferente para flujo en una sola fase (monofásico).

Son numerosas las investigaciones a nivel de laboratorio y campo que han sido desarrolladas en el área del flujo multifásico. Estos estudios han arrojado desde simples correlaciones para la predicción del patrón de flujo y el *holdup*, hasta robustos modelos mecanísticos que modelan de manera rigurosa empleando soluciones analíticas a la ecuación general de flujo y el balance de energía en tubería. Todos los estudios han demostrado la influencia de variables como el diámetro, la temperatura, el volumen de fluido (tasa o caudal) la inclinación en el perfil real de presiones de la tubería.

De acuerdo con lo anterior, se debe conocer para el análisis nodal el comportamiento del flujo multifásico, el cual es directamente afectado por la estructura física de las facilidades y las propiedades del fluido. Es cuando se conoce el patrón de flujo en este tipo de sistemas, que se puede realizar la predicción del perfil de presiones, por cualquier método matemático o numérico. Se puede de forma intuitiva también determinar cualitativamente el patrón de flujo, conociendo el perfil real de presiones y mediante el análisis de las fluctuaciones en la producción. Es éste el objetivo principal de este proyecto, en el que con una aplicación numérica sencilla, se pretende determinar el patrón en el que se distribuyen las fases (gas, aceite y agua) del campo Gala perteneciente a la Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRMM).

La herramienta desarrollada permite determinar el patrón de flujo presentes en los puntos críticos del sistema de recolección, tales como son los cabezales de pozo y los *manifolds*; teniendo en cuenta los datos históricos de producción y datos actualizados de presiones y temperatura. Desarrollada en un entorno computacional basado en macros de Microsoft Excel, programadas en el lenguaje Visual Basic 6.0.

1. GENERALIDADES.

1.1 Descripción del campo.

El área productiva de Gala fue descubierta a mediados de los años 80, por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente al sector más Norte del tren productivo del sistema de fallas de Casabe. A la fecha cuenta con una producción diaria de 1419 BOPD, 1025 BWPD y 354 KPCD de gas.

Se han perforado 16 pozos (15 pozos activos y uno abandonado (Gala4)), los cuales reciben los siguientes nombres: Gala1, Gala2, Gala3, Gala4, Gala5, Gala6, Gala7, Gala8, Gala9, Gala10, Gala11, Cardales1, Cardales2, Cardales3, Cardales4 y Yuma1.

Su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los fluidos son producidos a través del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API; y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28,000 ppm de Cl⁻.

✓ Ubicación Geográfica:

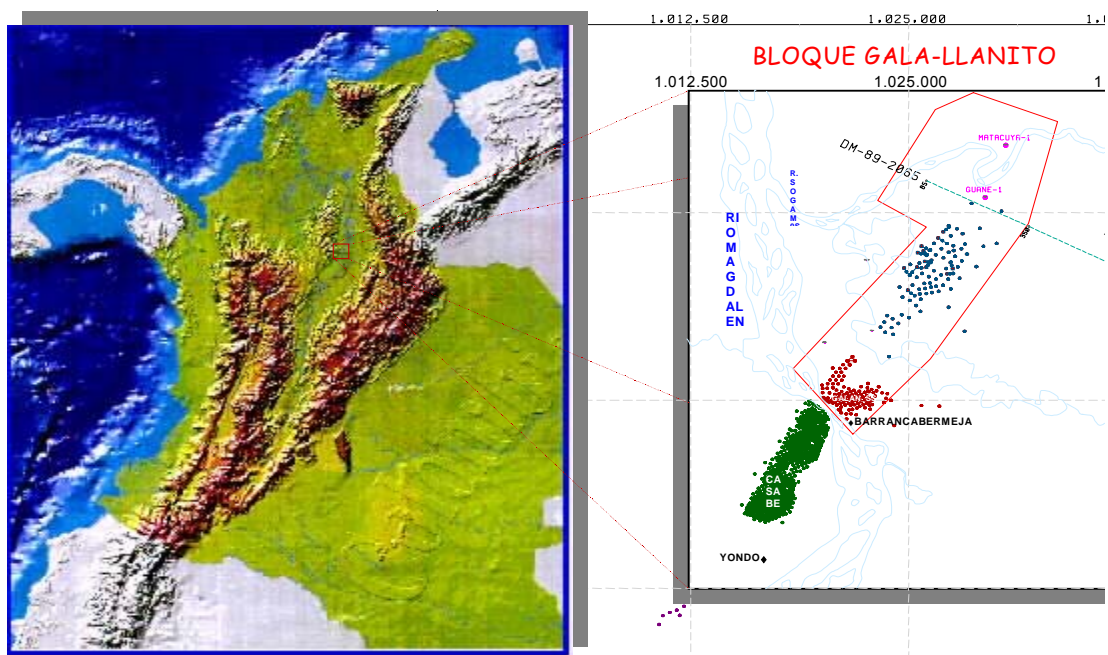
Los Campos del área Gala (Gala, Cardales y Yuma) están ubicados al Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Galán - San Silvestre, al Este con la Ciénaga

de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito. El área Gala tiene una extensión aproximada de 70 Km², dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 m – 1'277,000 m

E: 1'022,000 m – 1'030,000 m

Fig. 1. Ubicación geográfica del campo GALA.

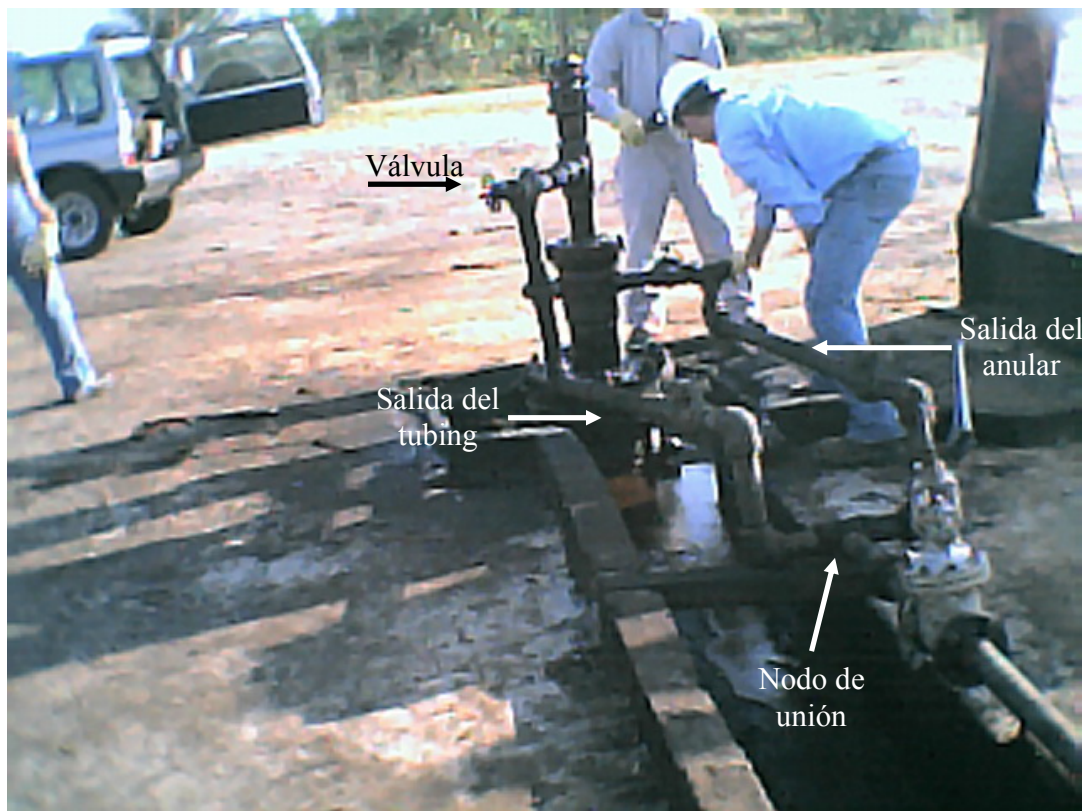


1.2 Disposición de las facilidades de superficie.

Las facilidades de superficie del campo Gala están comprendidas por los cabezales de los pozos, tuberías, cheques, válvulas, colectores de medida y de prueba, múltiple y los diferentes tanques y separadores presentes en la estación de Gala.

Los cabezales de los pozos presentan una configuración en forma de trinche llamados operativamente “cara de vaca”, constituido por dos tuberías de salida de pozo, en donde una sale del tubing y corresponde a la producción de crudo; y la otra sale del anular por donde se produce gas; estas a su vez son unidas a un nodo. Estos cabezales están constituidos por una serie de cheques y válvulas, que controlan el flujo de la producción y brindan seguridad en la parte operativa del pozo, respectivamente (ver figura 2).

Fig. 2. Cabezal de pozo (“cara de vaca”).



La red de tuberías del campo esta constituida por diámetros de 2 y 3 pulgadas (ver figura 3). En donde, las tuberías del área de Cardales llegan a un colector general de 6 pulgadas (ver figura 4); los cuales son colocados periódicamente a prueba a

través de un colector de prueba de 3 pulgadas (ver figura 5). Estos colectores tienen como función básica la recolección de la producción de un número determinado de pozos. Cada uno de estos colectores le permite al operador medir el flujo producido por cada pozo o también el total producido por uno de ellos o más, al mismo tiempo (ver figura 7). En conclusión, el funcionamiento general de cada colector consiste en recibir la producción de los pozos y enviarla por la línea general con destino a la estación y permitir colocar uno o más pozos en medida, al enviar la producción de dicho pozo por la línea de prueba de acuerdo con una programación previamente establecida por el supervisor de la estación. Las demás líneas de tubería llegan directo a la Estación Gala, exceptuando los pozos Gala6 y Gala7 que poseen un nodo de unión (ver figura 6).

Figura 4. Colector general y de medida de los pozos Cardales1, Cardales3 y Cardales4.



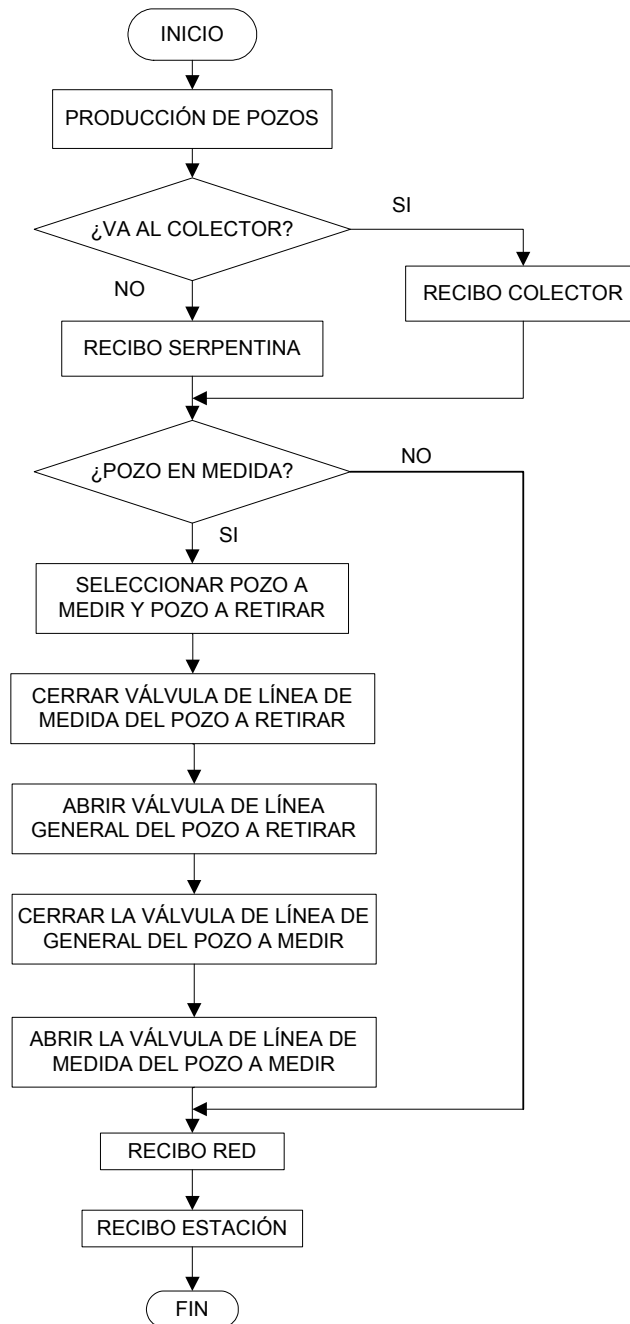
Figura 5. Colector general y de medida del pozo Cardales2.



Figura 6. Nodo de unión de los pozos Gala6 y Gala7.



Figura 7. Diagrama de Flujo Recolección de Crudo



La operación de recolección dentro de la estación se efectúa por intermedio de 15 líneas de interconexión de 4" de diámetro, cada una de las cuales termina en dos múltiples, el primero de ellos está constituido por el cabezal de 6" de diámetro que suministra la mezcla crudo-gas al separador principal y el segundo por el cabezal de 4" de diámetro que suministra la misma mezcla a los separadores de prueba. Estos múltiples trabajan con una presión promedio de 30 psig (ver figura 8).

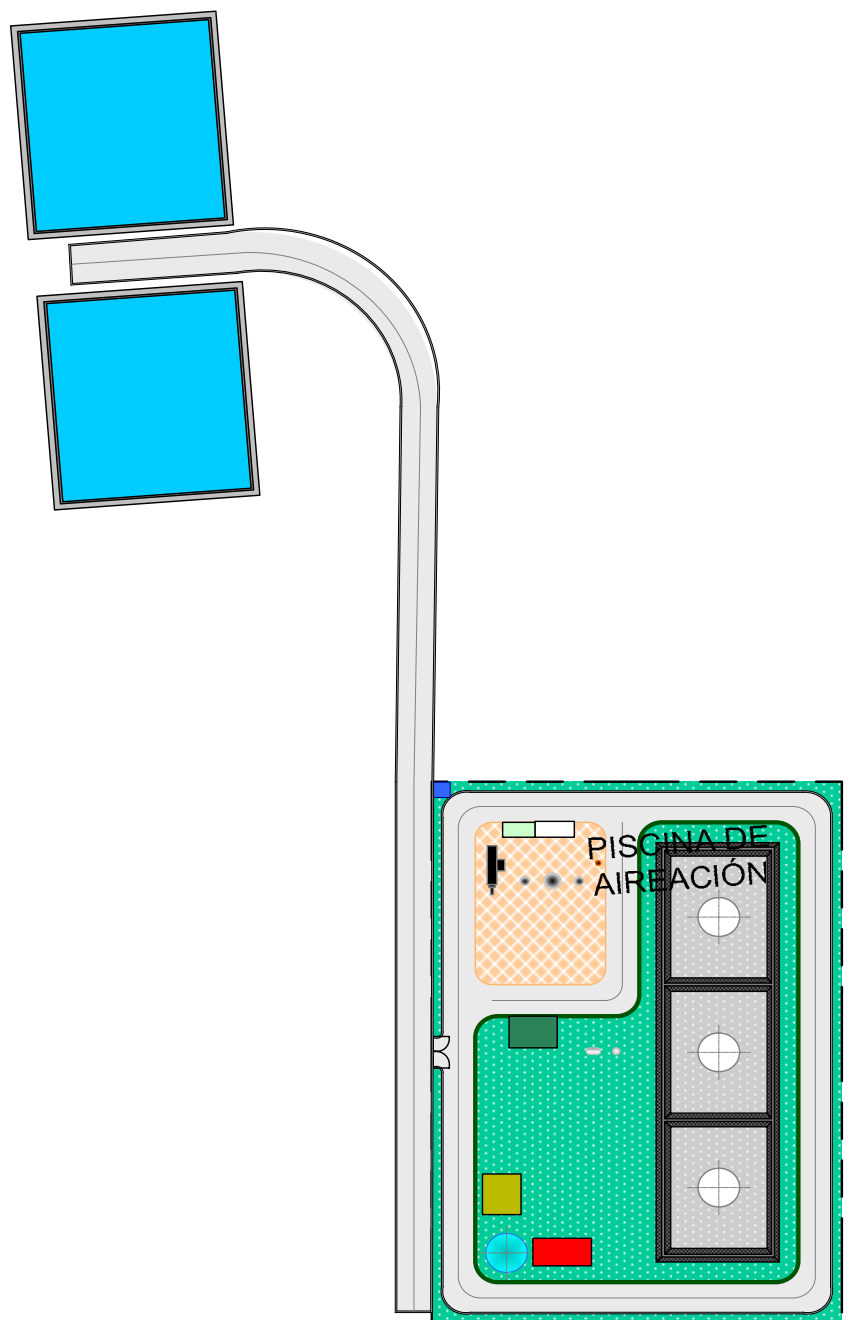
Fig. 8. Múltiple general de recolección de crudo.



La estación de recolección de crudo Gala, se extiende en un área aproximada de 12.600 mts², y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como el área de proceso general, el área de almacenamiento bombeo y fiscalización de crudo, el área de la caseta principal, el área de piscinas, el área de emradización y el área carreteable. Dichas áreas con

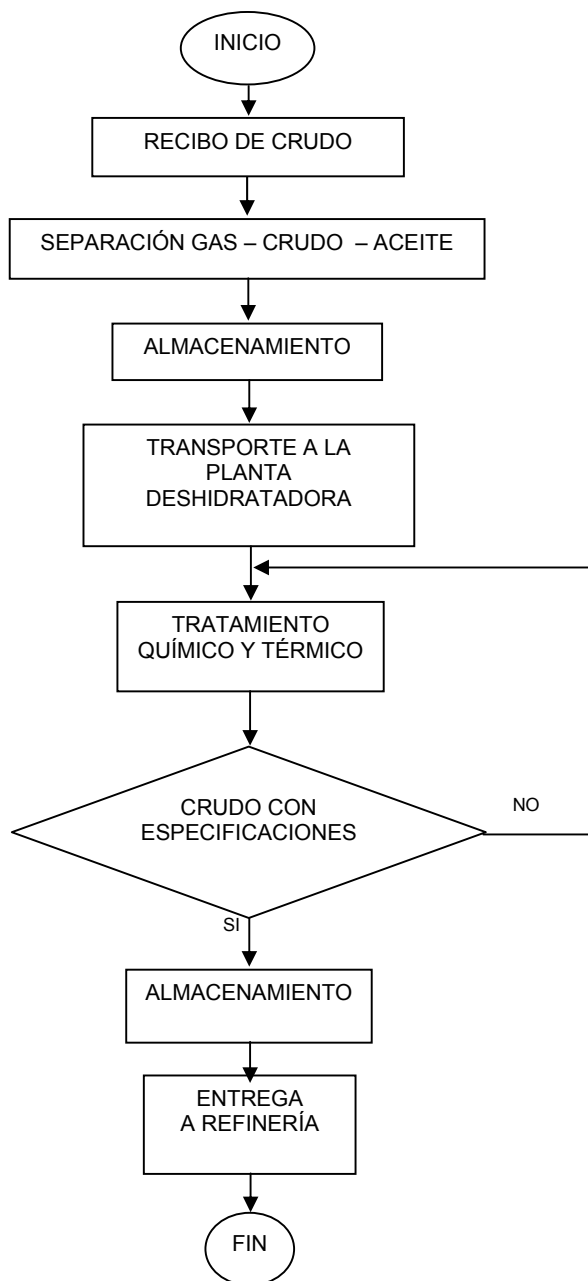
su respectiva ubicación se pueden observar en la Figura 9. La estación está diseñada para una capacidad máxima de almacenamiento de 9000 bbls. de crudo, una rata de bombeo máxima de 9600 bbls. por día y una producción de gas de máximo 8 millones de pies cúbicos día.

Fig. 9. Diagrama de la Estación Gala.



Las Estaciones son básicamente unidades de recolección, almacenamiento y bombeo de crudo. El proceso general, consiste en el recibo de crudo de 16 pozos, medición y separación de las fases agua, aceite y gas, por medios mecánicos y químicos, almacenamiento y envío de crudo a la Planta Deshidratadora Galán, donde se procesa hasta cumplir con las mínimas condiciones de salinidad y BSW exigidas por el Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) para ser recibido por este; el gas se envía a la Planta Compresora Llanito, y el agua producida es tratada en las piscinas de retención y oxidación, para ser enviada a la Planta Deshidratadora Galán (ver figura 10).

Fig. 10. Diagrama de flujo del proceso general de la Estación Gala.



2. TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZO.

2.1. Metodología empleada para la toma de presiones en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico.

2.1.1. Toma de presiones en tubing.

RECOMENDACIÓN: Antes de cualquier trabajo, la persona se debe encontrar dotada de los implementos de seguridad, tales como:

- Guantes de seguridad.



- Casco.



- Botas punta de acero.



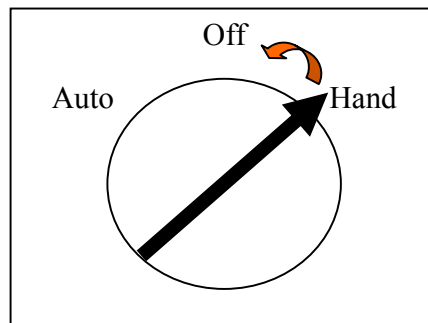
- Braga o camisa de algodón y Jean (por seguridad la camisa se utiliza por dentro del Jean).

A continuación se mostrara cual es el procedimiento a seguir para la toma de presiones en el tubing:

1. Apagar la unidad en la caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad (ver figura 2.1)

“Antes de apagar la unidad se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.”

Figura 11. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad



2. Cerrar válvula de salida del tubing.

“Esta válvula puede ser, válvula de bola, o de manija”

3. Abrir válvula de descargue, lentamente.

“La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que puede existir, debido a la presión que posee el pozo”

4. Retirar tapón de salida del tubing.

“Para esto se requiere de una llave de tubo de 24 (pulg.)”

5. Instalar manómetro con muñeco.

“Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga del muñeco cerrada”

6. Cerrar la válvula de descargue.

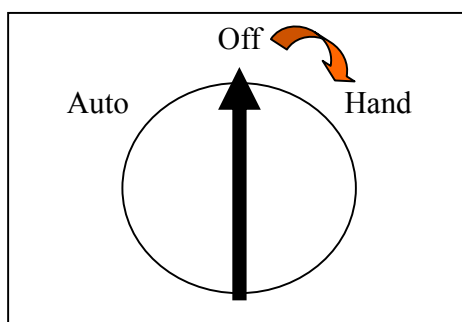
7. Abrir válvula de producción del tubing.

“Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro”.

8. Revisar estado de las válvulas.

9. Encender la unidad (figura 2.2).

Figura 12. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad



10. Tomar registro de presión del manómetro.

“Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este periodo de tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. En caso cual de que la presión no se estabiliza con el pasar de los minutos se debe parar la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un represuramiento de la línea (taponamiento) y por ende no se estaría tomando una Pth real”

11.Apagar la unidad.

12.Cerrar la válvula de producción del tubing.

13.Abrir válvula de descargue, lentamente.

“La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que puede existir, debido a la presión que posee el pozo”

14.Retirar manómetro.

15.Colocar tapón de salida del tubing.

16.Cerrar válvula de descarga.

17.Abrir válvula de producción del tubing.

18.Revisar estado de las válvulas.

19.Encender la unidad...

Como una recomendación para llevar un orden de acciones en la toma de presiones en el tubing y por seguridad se recomienda llevar una tabla de registro por pozo, como se muestra a en la figura 2.3...

Tabla 1. Tabla de registro de presión del tubing.

Fecha:

	TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZO (TUBING).	Pozo N°
1.	Apagar la unidad en la caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad.	
2.	Cerrar válvula de salida del tubing.	
3.	Abrir válvula de descargue, lentamente.	
4.	Retirar tapón de salida del tubing.	
5.	Instalar manómetro.	
6.	Cerrar la válvula de descargue.	
7.	Abrir válvula de producción del tubing.	
8.	Revisar estado de las válvulas.	
9.	Encender la unidad.	
10.	Tomar registro de presión del manómetro () psig	
11.	Apagar la unidad.	
12.	Cerrar la válvula de producción del tubing.	
13.	Abrir válvula de descargue, lentamente.	
14.	Retirar manómetro.	
15.	Colocar tapón de salida del tubing.	
16.	Cerrar válvula de descarga.	
17.	Abrir válvula de producción del tubing.	
18.	Revisar estado de las válvulas.	
19.	Encender la unidad.	

Comentario:

2.1.2. Toma de presiones en anular.

RECOMENDACIÓN: Antes de cualquier trabajo, la persona se debe encontrar dotada de los implementos de seguridad, tales como:

- Guantes de seguridad.



- Casco.



- Botas punta de acero.



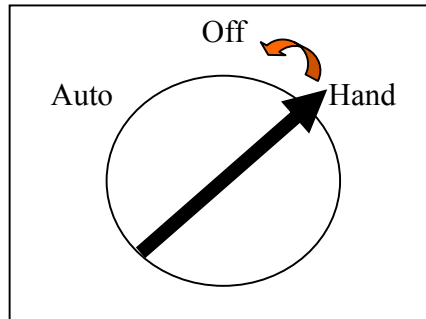
- Braga o camisa de algodón y Jean (por seguridad la camisa se utiliza por dentro del Jean).

A continuación se mostrará cual es el procedimiento a seguir para la toma de presiones en el anular:

1. Apagar la unidad en la caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad (ver figura 2.4).

“Antes de apagar la unidad se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.”

Figura 13. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad



2. Cerrar válvula de salida del anular.

“Esta válvula puede ser, válvula de bola, o de manija”

3. Retirar tapón de salida del anular lentamente.

“Debido a que no existe válvula de seguridad de descarga en la línea de salida del anular, el tapón se debe retirar muy lentamente. Por seguridad no puede existir nada al frente del tapón debido a que este puede salir disparado, se debe trabajar de lado; además, el tapón se debe retirar agitándolo lentamente para que la línea se despresurice”

4. Instalar manómetro.

“Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga cerrada”

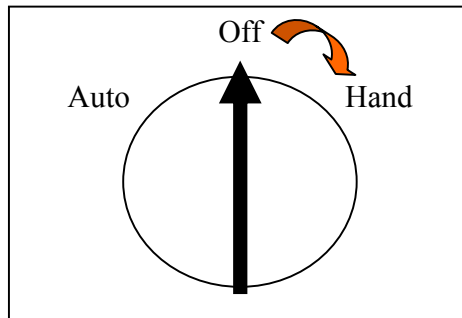
5. Abrir válvula del anular.

“Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro”

6. Rectificar estado de las válvulas.

7. Encender la unidad (figura 2.5).

Figura 14. Encendido y apagado de la caja de control de la unidad



8. Tomar registro de presión del manómetro.

“Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este periodo de tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. En caso cual de que la presión no se estabiliza con el pasar de los minutos se debe parar la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un represuramiento de la línea (taponamiento) y por ende no se estaría tomando una Pth real”

9. Apagar la unidad.

10. Cerrar válvula del anular.

11. Retirar manómetro, (aliviando con la válvula de presión del manómetro).

“Para despresurizar la línea de salida del anular y poder retirar el manómetro se debe abrir lentamente la válvula de seguridad que posee el manómetro”

12. Instalar tapón en la salida del anular.

13. Abrir válvula del anular.

14. Rectificar estado de las válvulas.

15. Encender la unidad de bombeo.

Como una recomendación para llevar un orden de acciones en la toma de presiones en el anular y por seguridad se recomienda llevar una tabla de registro por pozo, como se muestra en la figura 2.6...

Tabla 2. Tabla de registro de presión para el anular.

Fecha:

	TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZO (ANULAR).	Pozo N°
1.	Apagar la unidad en la caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad.	
2.	Cerrar válvula de salida del anular.	
3.	Retirar tapón de salida del anular lentamente.	
4.	Instalar manómetro.	
5.	Abrir válvula del anular.	
6.	Rectificar estado de las válvulas.	
7.	Encender la unidad.	
8.	Tomar registro de presión del manómetro () psig	
9.	Apagar la unidad.	
10.	Cerrar válvula del anular.	
11.	Retirar manómetro, (aliviando con la válvula de presión del manómetro).	
12.	Instalar tapón en la salida del anular.	
13.	Abrir válvula del anular.	
14.	Rectificar estado de las válvulas.	
15.	Encender unidad.	

Comentario:

2.1.3 Posibles problemas y sus soluciones.

- *No existe fluido de salida por la válvula de descarga.*

Si en el momento que se abra la válvula de descarga no arroja crudo, se debe en la mayoría de las veces por tener la unidad de bombeo con la varilla partida, esto se verifica de varias maneras, las principales son:

- La varilla se encuentra excesivamente caliente (se puede corroborar manualmente con el guante puesto). Esta varilla se calienta porque no hay fluido que sirva como lubricante.
- En el momento de apagarse la unidad, el contrapeso sigue meciéndose por un par de segundos más, debido a que no hay sarta de varillas que de contrapeso a las pesas de la unidad.

O sencillamente la válvula de salida del tubing se encuentra cerrada o taponada. En todo caso esto se debe reportar a la estación de recolección.

- *Salida de crudo continúa por la válvula de descarga teniendo cerrada la válvula de salida del tubing y la unidad apagada.*

Cuando este problema sucede es debido a que se encuentra averiada la válvula de salida del tubing o se encuentra dañado el cheque de la línea de salida del tubing, permitiendo que el crudo se devuelva por la misma. Este problema se puede solucionar parcialmente para la toma de presiones, cerrando la válvula general de salida del pozo que se encuentra luego del nodo de unión de la línea de gas y de crudo (“cara de vaca”) para así poder instalar el manómetro. Si el problema persiste es debido a que el daño se encuentra ubicado en la válvula de salida del tubing y aquí si es necesario el cambio total de la válvula para poder realizar la toma de presiones.

- *Salida de crudo en el momento de retirar el tapón de la línea de producción del anular con la válvula de la misma cerrada.*

Este problema es muy similar al anterior ya que puede ser debido a que se encuentra dañado el cheque de la línea de salida del anular, si esto es así se debe proceder de la misma manera que se explicó en el anterior problema para poder efectuar la toma de presiones; y si el problema persiste existe una fuga en la válvula de salida del anular acompañado de un problema de empaques en la barra de subsuelo en donde se subdivide los fluidos líquido y gas. Ya con este problema es necesario reportarlo a la estación para que lo solucionen y poder realizar la toma de presión.

- *Perdida de herramienta en el contrapozo.*

En el momento en que una llave o cualquier herramienta se caiga al contrapozo (recordando que un contrapozo posee de tres a cinco metros de profundidad), se debe reportar a la estación o a la planta para que posteriormente esta sea recuperada por el camión de vacío “chupamanchas”.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL FORMATO A.T.S

El formato para Análisis de Trabajo Seguro (ATS) consiste en un formato construido por ECOPETROL S.A. con el fin de sintetizar y explicar de la manera más eficiente y segura las distintas tareas más cotidianas en los campos petroleros de la GRMM (Gerencia Regional del Magdalena Medio) por parte de los operadores e ingenieros que laboren en él. Es así como este formato le ofrece una guía básica para instruir a los trabajadores en todo su procedimiento, haciendo énfasis en la detección de riesgos y la forma de controlarlos en forma apropiada.

2.2.1. Importancia del formato A.T.S.

- Da entrenamiento individual con procedimientos seguros y eficientes.
- Instruye a los trabajadores nuevos en la operación.
- Da instrucciones previas sobre trabajos irregulares o intermitentes.
- Detecta actos y condiciones inseguras y genera pautas para su control.
- Estandariza los pasos seguros en una operación.
- Mejora métodos de trabajo.
- Da Seguridad, Producción y Reduce las Perdidas de Tiempo.
- Son memorias permanentes de las operaciones.

2.2.2. ¿Cómo se elabora un formato A.T.S.?

Se deben tener en cuenta cuatro pasos:

1. Seleccionar el trabajo a analizar: lo cual no debe ser al azar, sino dándole prioridad a aquellas operaciones de mayor riesgo o las que hayan generado mayor número de incidentes y/o accidentes.

No debe hacerse A.T.S. de procesos muy largos (Reparación General de un Equipo de limpieza de pozos) ni muy cortos y que no generen riesgos especiales (pulsar un botón, abrir una puerta, hablar por radio, etc.).

2. Dividir el trabajo en pasos (según formato): Estos pasos no deben ser tan cortos que generen pasos innecesarios, ni muy generales que omitan pasos básicos.

El texto de cada paso debe iniciarse con una palabra que indique acción y luego se nombra el objeto al cual se aplica ésta. Ejemplo: Colocar la llave hidráulica. Debe decir "QUE HACER" y no cómo hacerlo.

3. Identificar los peligros potenciales: que pueden ser dados para el medio de trabajo o para los procedimientos del mismo, para identificarlos se deben hacer las siguientes preguntas:

- ¿Hay riesgo de recibir golpe o golpearse accidentalmente con un objeto y producirse lesión?
- Puede haber atrapamiento?
- Hay riesgos de caída del mismo o de otro nivel?
- Debe mover pesos que produzcan esguinces?
- Es peligroso el ambiente para gases u otros?
- Debe decir cual es el riesgo y la fuente del riesgo? Por ejemplo: Golpearse el dedo con el martillo. Explosión del cilindro por sobre-presión.

4. Procedimiento de trabajo recomendado: con éste se debe conseguir:

- Hallar una forma más segura de hacer el trabajo.
- Eliminar condiciones físicas y operacionales de riesgo.

- Eliminar pasos riesgosos, o por lo menos disminuir la frecuencia de su ejecución.

Para lo anterior se debe tener en cuenta:

- A. Establecer el objetivo del trabajo y las formas de alcanzarlo.
- B. Prever los cambios que genere el A.T.S. para que sean acordes con la producción y el tiempo.

2.2.3. Acciones desarrolladas en formato A.T.S.




1. Realizar una Prueba de Espejo.
2. Operar el Camión de Vacío.
3. Medición Manual de Nivel en Tanques de Almacenamiento de Crudo.
4. Empacar la Cabeza de un Pozo.
5. Aprovisionar Químico Desemulsificante de Crudo en las ERTC.
6. Cambiar las Correas de la Unidad de Bombeo.
7. Tomar Dinagramas con el equipo "Well Analyzer" (Echometer).
8. Desinstalar el Cabezal de la Unidad de Bombeo.
9. Mantenimiento del Tratador Térmico Electroestático.
10. Mantenimiento de los Tanques de Almacenamiento de Crudo de 5000 BIs.
11. Construir un Cabezal de la Unidad de Bombeo.
12. Tomar Dinagrama con el Equipo "Dynalog – Delta X".
13. Tomar Dinagrama con el Equipo "Leuter".
14. Medir Fondo con Wire Line.
15. Desplazar Líneas de Flujo (Cabezales de Varios y Pruebas).
16. Mantenimiento de Separadores de Prueba.
17. Cambiar Válvula Willys.
18. Bombear Crudo de la Estación de Bombeo hacia la Refinería.
19. Recorrer los Pozos Productores.

20. Determinar el BSW por Centrifuga.
21. Determinar el BSW por el Método de Karl – Fisher.
22. Determinar la Gravedad °API utilizando el Hidrómetro.
23. Determinar la salinidad del crudo utilizando el Salinómetro.
24. Mantenimiento del Separador API.
25. Tomar Sonolog con el equipo “Acoustic Well Sounder” (Keystone).
26. By-passear estaciones de recolección.
27. Normalizar estaciones.
28. Tomar Sonolog. con el equipo “Well Analyzer” (Echometer).
29. Puesta en Funcionamiento y Operación de una Bomba de Inyección.
30. Operación de la Unidad LACT.
31. Sacar de servicio un cabezal de varios de una Estación.
32. Desplazamiento de crudo por agua de una línea de flujo rota.

En más de un trabajo, tal como en algunos de los expuestos anteriormente se ven en la necesidad de tomar registro de presiones en cabeza de pozo tanto en el tubing como en el anular; y en ellos no se indica específicamente “¿como?” se debe efectuar esta toma de presiones y los riesgos o peligros que pueden suceder. Es así como se ve la necesidad de construir un formato ATS para una toma de presiones en el tubing y en el anular... tal y como se muestra a continuación.

**2.3. ATS PARA LA TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POR BOMBEO MECÁNICO.**

2.3.1 ATS para toma de presiones en tubing.

	FORMATO PARA ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO ATS			FECHA ELABORACIÓN		
	GERENCIA CENTRO ORIENTE			Día:	Mes:	Año:
	DEPARTAMENTO: PRODUCCIÓN EL CENTRO			PAGINA:		
	COORDINACIÓN: CONTROL, FACILIDADES Y PLANTAS					
NOMBRE DEL TRABAJO:	TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZOS (TUBING)			SITIO: Facilidades de superficie. (cabezales de pozo)		
EQUIPO QUE ELABORO EL ATS:	Eduardo Lobo	Yeison Romero		APROBÓ: Ricardo Gómez Gómez		
EQUIPO QUE REVISO EL ATS:	Leonardo Franco			JEFE DEPARTAMENTO: Ariel Olarte		
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL REQUERIDOS:	Guantes de baquelita Tipo Operador 	Botas de seguridad Media caña 	Gafas de protección con filtro UV. 	Ropa de protección en tela JEAN. 	Casco de seguridad 	

PASOS ESPECÍFICOS DE LA TAREA	PROCEDIMIENTO RECOMENDADO (DESCRIPCIÓN DEL COMO HACERLO)	RIESGOS HSEQ Y CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE CONTROL RIESGOS Y RECUPERACIÓN
1. Apagar la unidad	Con el guante puesto y limpio se apaga la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>OFF</i> .	✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica.	“Antes de apagar la unidad se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control,








			esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.”
2. Cerrar válvula de salida del tubing.	Con ayuda de una llave de 12” se cierra la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
3. Abrir válvula de descargue.	Con una buena postura del cuerpo y con ayuda de una llave de 12” se abre la válvula de descargue girándola a la izquierda.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Derrame del crudo. ✓ Intoxicación por gases. 	“La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que puede existir, debido a la presión que posee el pozo, y tratando de no exponer la cara a los gases de salida”
4. Retirar tapón de salida del tubing.	Con ayuda de una palanca (tubo de acero) y con la llave de tubo de 24” se retira el tapón de salida del tubing	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas.
5. Instalar manómetro.	Con la llave de tubo de 24” y con la ayuda de una palanca (tubo de acero) se instala el manómetro tratando de dejar una visualización del mismo y tratando de no dañar la rosca.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas. Utilice un manómetro en un rango de 0 – 500 psi. Y cerciorar que la pequeña válvula de seguridad del manómetro se encuentre cerrada.
6. Cerrar la válvula de descargue.	Con una buena postura del cuerpo y con ayuda de una llave de 12” se cierra la válvula de descargue girándola a la derecha.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas.

7. Abrir válvula de producción del tubing.	Con ayuda de una llave de 12'' se abre la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
8. Revisar estado de las válvulas.	Visual y manualmente se revisan que la válvula de descargue se encuentre cerrada y la válvula de salida del tubing se encuentre abierta.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La revisión de válvulas se desarrolla con el fin de prevenir derrame o sobrepresionamientos en la línea.
9. Encender la unidad.	Con el guante puesto y limpio se enciende la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>HAND</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.
10. Tomar registro de presión del manómetro.	Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este periodo de tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar.		En caso cual de que la presión no se estabiliza con el pasar de los minutos y siga aumentando, se debe parar la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un represuramiento de la línea (taponamiento) y por ende no se estaría tomando una Pth real''
11. Apagar la unidad.	Con el guante puesto y limpio se apaga la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>OFF</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.
12. Cerrar la válvula de producción del tubing.	Con ayuda de una llave de 12'' se cierra la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas. La posición del cuerpo

			debe ser la mas favorable para evitar lesiones o caídas.
13. Abrir válvula de descargue	Con una buena postura del cuerpo y con ayuda de una llave de 12'' se abre la válvula de descargue girándola a la izquierda.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Derrame del crudo. ✓ Intoxicación por gases. 	“La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que puede existir, debido a la presión que posee el pozo, y tratando de no exponer la cara a los gases de salida”
14. Retirar manómetro.	Con la llave de tubo de 24'' y con la ayuda de una palanca (tubo de acero) se retira el manómetro tratando de no dejar caer el manómetro en el contrapozo.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la mas favorable para evitar lesiones o caídas.
15. Colocar tapón de salida del tubing.	Con ayuda de una palanca (tubo de acero) y con la llave de tubo de 24'' se instala el tapón de salida del tubing	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la mas favorable para evitar lesiones o caídas.
16. Cerrar válvula de descarga.	Con una buena postura del cuerpo y con ayuda de una llave de 12'' se cierra la válvula de descargue girándola a la derecha.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la mas favorable para evitar lesiones o caídas.
17. Abrir válvula de producción del tubing.	Con ayuda de una llave de 12'' se abre la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
18. Revisar estado de las válvulas.	Visual y manualmente se revisan que la válvula de descargue se encuentre cerrada y la válvula de	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La revisión de válvulas se desarrolla con el fin de prevenir derrame o sobrepresionamientos

	salida del tubing se encuentre abierta.		en la línea.
19. Encender la unidad	Con el guante puesto y limpio se enciende la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>HAND</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.

2.3.2 ATS para toma de presiones en anular.

	FORMATO PARA ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO ATS			FECHA ELABORACIÓN		
	GERENCIA CENTRO ORIENTE			Día:	Mes:	Año:
	DEPARTAMENTO: PRODUCCIÓN EL CENTRO			PAGINA:		
	COORDINACIÓN: CONTROL, FACILIDADES Y PLANTAS					
NOMBRE DEL TRABAJO:	TOMA DE PRESIONES EN CABEZA DE POZOS (ANULAR)			SITIO: Facilidades de superficie. (cabezales de pozo)		
EQUIPO QUE ELABORO EL ATS:	Eduardo Lobo	Yeison Romero		APROBÓ: Ariel Olarte		
EQUIPO QUE REVISO EL ATS:	Leonardo Franco			JEFE DEPARTAMENTO: Ricardo Gómez		
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL REQUERIDOS:	Guantes de baquelita Tipo Operador 	Botas de seguridad Media caña 	Gafas de protección con filtro UV. 	Ropa de protección en tela JEAN.  	Casco de seguridad 	

PASOS ESPECÍFICOS DE LA TAREA	PROCEDIMIENTO RECOMENDADO (DESCRIPCIÓN DEL COMO HACERLO)	RIESGOS HSEQ Y CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE CONTROL RIESGOS Y RECUPERACIÓN
1. Apagar la unidad	Con el guante puesto y limpio se apaga la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>OFF</i> .	✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica.	“Antes de apagar la unidad se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento

			rápido.”
2. Cerrar válvula de salida del anular.	Con ayuda de una llave de 12” se cierra la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
3. Retirar tapón de salida del anular.	Con ayuda de una palanca (tubo de acero) y con la llave de tubo de 24” se retira el tapón de salida del tubing muy lentamente debido a que la línea se encuentra sobrepresionada por no poseer esa línea válvula de descarga.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. ✓ Disparo del tapón de salida del anular. 	“Debido a que no existe válvula de seguridad de descarga en la línea de salida del anular, el tapón se debe retirar muy lentamente. Por seguridad no puede existir nada al frente del tapón debido a que este puede salir disparado, se debe trabajar de lado; además, el tapón se debe retirar agitándolo lentamente para que la línea se despresurice”
4. Instalar manómetro.	Con la llave de tubo de 24” y con la ayuda de una palanca (tubo de acero) se instala el manómetro tratando de dejar una visualización del mismo y tratando de no dañar la rosca.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas. Utilice un manómetro en un rango de 0 – 500 psi. Y cerciorar que la pequeña válvula de seguridad del manómetro se encuentre cerrada.
5. Abrir válvula de salida del anular.	Con ayuda de una llave de 12” se abre la válvula de salida del tubing ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
6. Revisar estado de las válvulas.	Visual y manualmente se revisa que la válvula de salida del anular se encuentre abierta y se cercioran el	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La revisión de válvulas se desarrolla con el fin de prevenir derrame o sobrepresionamientos

	estado del resto de válvulas..		en la línea.
7. Encender la unidad.	Con el guante puesto y limpio se enciende la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>HAND</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.
8. Tomar registro de presión del manómetro.	Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este periodo de tiempo. la presión en el manómetro se debe estabilizar.		En caso cual de que la presión no se estabiliza con el pasar de los minutos y siga aumentando, se debe parar la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un represuramiento de la línea (taponamiento) y por ende no se estaría tomando una Pth real”
9. Apagar la unidad.	Con el guante puesto y limpio se apaga la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>OFF</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.
10. Cerrar la válvula de salida del anular.	Con ayuda de una llave de 12” se cierra la válvula de salida del anular ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas. La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas.
11. Despresurizar la línea de salida del anular.	A través de una llave de 6” se despresuriza la línea de salida del anular directamente de la válvula de seguridad del manómetro girándola a la izquierda.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Intoxicación por gases. 	Esta despresurización se debe realizar lentamente hasta que el manómetro indique 0 psi; además se debe tener cuidado de no inhalar los gases de salida de la

			línea.
12. Retirar manómetro.	Con la llave de tubo de 24” y con la ayuda de una palanca (tubo de acero) se retira el manómetro tratando de no dejar caer el manómetro en el contrapozo.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la más favorable para evitar lesiones o caídas.
13. Colocar tapón de salida del anular.	Con ayuda de una palanca (tubo de acero) y con la llave de tubo de 24” se instala el tapón de salida del anular.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La posición del cuerpo debe ser la mas favorable para evitar lesiones o caídas.
14. Abrir válvula de salida del anular..	Con ayuda de una llave de 12” se abre la válvula de salida del anular ya sea válvula de bola o de manija.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	Utilizar una buena postura de trabajo y los elementos de seguridad: casco, guantes, ropa y botas.
15. Revisar estado de las válvulas.	Visual y manualmente se revisa que la válvula de salida del anular encuentre abierta y se cercioran el estado del resto de válvulas.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Caída al contrapozo. ✓ Golpe con el cabezal. 	La revisión de válvulas se desarrolla con el fin de prevenir derrame o sobrepresionamientos en la línea.
16. Encender la unidad	Con el guante puesto y limpio se enciende la unidad girando lentamente la perilla hasta marcar <i>HAND</i> .	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corto circuito. ✓ Descarga eléctrica. 	Colocarse de lado a la caja eléctrica.

3. FLUJO MULTIFÁSICO

3.1. Generalidades del flujo multifásico.

Debido a la frecuente ocurrencia del flujo gas-líquido en pozo y en tuberías de superficie, y el deseo de calcular con exactitud los gradientes de presión que ocurren en las líneas, el flujo multifásico es de gran interés en la industria del petróleo. En ella las mezclas de gas-líquido son transportadas a relativamente grandes distancias en una línea común debido a la ventaja de centralizar sistemas de recolección y separación. Estas grandes líneas de flujo multifásico son acompañadas por grandes caídas de presión, las cuales influyen en el diseño de tubería y sus facilidades.

Para realizar el cálculo de los gradientes de presión y el diseño de las facilidades de superficie, es de gran importancia el conocimiento del holdup del líquido y los patrones de flujo multifásico. Para predecir el holdup es necesario previamente definir el patrón de flujo a una presión, velocidad superficial del líquido y gas, temperatura y otras características de flujo.

Los patrones de flujo son una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. El hecho de no existir una sola fase obliga a tratar la línea como flujo multifásico. Para ello es necesario tener un amplio conocimiento del significado del mismo.

El *flujo multifásico* es definido como el flujo concurrente de dos o más fases; líquido, sólido o gas. En la industria del petróleo el flujo multifásico ocurre en tuberías de superficie y en pozo de gas y aceite; ya que la mayoría de pozos

productores de gas, producen algo de líquido y viceversa. Los principales problemas del flujo multifásico son:

- Deslizamiento entre las fases.
- Cambios de patrones de flujo.
- Transferencia de masa entre fases.

Es así como las variables más influyentes al flujo multifásico son:

a. Holdup del líquido.

El *Holdup* del líquido H_L , es definido como la fracción de una parte de la línea que es ocupado por el líquido en un instante. Esto es:

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en una fracción de la línea}}{\text{Volumen de la fracción de la línea}}$$

Evidentemente, si el volumen de la fracción es bastante pequeño, el *holdup* del líquido puede ser cero o uno. Esto es necesario para poder determinar el *holdup* del líquido así como para calcular la densidad de la mezcla, la velocidad actual del líquido y gas, la viscosidad efectiva y la transferencia de calor. En este caso de flujo fluctuante, tal como el flujo intermitente, el *holdup* del líquido en un punto cambia periódicamente y este valor se puede tomar a un tiempo promedio.

El valor del *holdup* del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El *holdup* del líquido puede ser medido experimental por algunos métodos, tal como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares.

El valor del *holdup* del líquido no puede ser calculado analíticamente. Esto debe ser determinado por correlaciones empíricas y es función de las variables tales

como las propiedades del líquido y el gas, patrón de flujo, diámetro e inclinación de la línea.

El volumen relativo in-situ del líquido y gas es algunas veces expresado en término de fracción de volumen ocupada por el gas, llamada *holdup* del gas H_g , o fracción vacía. El *holdup* del gas es expresado así:

$$H_g = 1 - H_L \quad (3.1)$$

b. Holdup del líquido sin deslizamiento.

El *holdup* del líquido sin deslizamiento, λ_L , llamado a veces contenido de líquido, es definido como la relación de líquido en la fracción de línea que existe si el gas y líquido viajaran a la misma velocidad (no existe deslizamiento) dividido por el volumen de fracción de la línea. Esto puede ser calculado directamente de las tasas de flujo de líquido y gas in-situ:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (3.2)$$

donde q_L es la suma de las tasas de flujo de petróleo y agua in-situ y q_g la tasa de flujo de gas in-situ. El *holdup* del gas sin deslizamiento o la fracción vacía de gas es definido así:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (3.3)$$

c. Holdup del líquido con deslizamiento.

El *holdup* del líquido con deslizamiento, H_L , es un parámetro en el cual se tiene en cuenta que la fase líquida y gas viajan a distintas velocidades, originando un esfuerzo en la interfase. Existen muchas correlaciones que intentan modelar este fenómeno, que debido a su complejidad da origen a distintos modelos dependiendo de su autor. Debido a que la correlación de *Beggs y Brill*^{3,4} se puede

aplicar para tubería horizontal y a la vez se puede ajustar a tubería inclinada, es la citada en este libro.

Beggs y Brill^{3,4} desarrolló varias correlaciones para el cálculo del *holdup* del líquido en tubería horizontal, dependiendo del tipo de patrón de flujo. Así:

$$✓ \text{ Segregado. } H_L(0) = \frac{0.98\lambda^{0.484}}{N_{FR}^{0.0868}} \quad (3.4)$$

$$✓ \text{ Intermitente. } H_L(0) = \frac{0.845\lambda^{0.5351}}{N_{FR}^{0.0172}} \quad (3.5)$$

$$✓ \text{ Distribuido } H_L(0) = \frac{1.065\lambda^{0.5694}}{N_{FR}^{0.0609}} \quad (3.6)$$

d. Densidad.

Toda ecuación para flujo de fluido requiere conocerse el valor de la densidad del fluido. La densidad es complicada en la evaluación del cambio total de energía debido al cambio de la energía potencial y la energía cinética. El cálculo del cambio de densidad como la presión y el cambio de temperatura requiere de una ecuación de estado para el conocimiento de fluido considerado. La ecuación de estado son con facilidad disponible para fluidos de una fase. Cuando dos líquidos inmiscibles tal como el flujo simultaneo de petróleo y agua, la definición de densidad empieza a ser complicado. La densidad de un fluido gas / liquido es muy difícil de evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre las mismas.

La densidad de una mezcla petróleo / agua puede ser calculada de las densidades del petróleo y el agua, y la tasa de flujo y asumiendo el no deslizamiento entre las fases.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (3.7)$$

donde,

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (3.8)$$

y,

$$f_w = 1 - f_o \quad (3.9)$$

El cálculo de la densidad de una mezcla gas / líquido requiere del conocimiento del *holdup* del líquido. Tres ecuaciones para la densidad de dos fases fueron usadas por varios investigadores para flujo de dos fases.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (3.10)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad (3.11)$$

$$\rho_K = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g} \quad (3.12)$$

La ecuación (3.10) es usada por muchos investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación. Algunas correlaciones son basadas en suposiciones de no deslizamiento y por lo tanto usan la ecuación (3.11) para la densidad de dos fases. La ecuación (3.12) es usada por algunos investigadores para definir la densidad de la mezcla usada en cálculo de pérdidas de fricción en términos del número de Reynolds.

e. Velocidad.

Muchas correlaciones para flujo de dos fases son basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de un fluido de una fase es definida como la velocidad que la fase mostraría si fluyera sola a través de la sección transversal del área de la línea.

La velocidad superficial del gas es calculada de:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (3.13)$$

El área actual a través del cual el gas fluye es reducida por la presencia del líquido por AH_g . Por lo tanto, la velocidad actual del gas es calculada de:

$$v_g = \frac{q_g}{AH_g} \quad (3.14)$$

donde A es el área de la línea.

La velocidad superficial y la velocidad actual del líquido son calculadas de forma similar:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (3.15)$$

$$v_L = \frac{q_L}{AH_L} \quad (3.16)$$

Ya que H_g y H_L son menores que uno, las velocidades actuales son más grandes que las velocidades superficiales.

La velocidad de la mezcla de dos fases es calculada basada en la tasa total in-situ de la ecuación:

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \quad (3.17)$$

Dicho previamente, las fases gas y líquido deben viajar a diferentes velocidades en la línea. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de esta manera el holdup del líquido para determinar una velocidad de deslizamiento v_s . La velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre la velocidad actual del gas y del líquido así:

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (3.18)$$

Usando las definiciones anteriores para varias velocidades, alternando las formas de la ecuación de no deslizamiento y holdup del líquido es:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (3.19)$$

$$H_L = \frac{v_s - v_m + \left((v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{sL} \right)^{1/2}}{2v_s} \quad (3.20)$$

f. Viscosidad.

La viscosidad de un fluido fluyendo es usada para determinar el número de Reynolds y en números adimensionales usados en parámetros de correlaciones. El concepto de viscosidad de dos fases es definido diferentemente por distintos investigadores. Las siguientes ecuaciones son usadas por varios investigadores para calcular la viscosidad para dos fases gas / líquido:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (3.21)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \times \mu_g^{H_g} \quad (3.22)$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (3.23)$$

La viscosidad de una mezcla petróleo / agua es usada para calcular las fracciones de flujo del petróleo y agua en la mezcla tal como la fracción en peso. La ecuación mas comúnmente usada es:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (3.24)$$

Esta ecuación no es valida para formación de emulsiones de petróleo / agua.

g. Tensión superficial.

La tensión interfacial depende de las propiedades del otro fluido como la gravedad del petróleo y del gas, y el gas disuelto.

Cuando la fase líquida contiene petróleo y agua, el factor en peso es usado para calcular la densidad y la viscosidad. Esto es:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (3.25)$$

donde,

σ_o = tensión superficial del petróleo.

σ_w = tensión superficial del agua.

3.1.1. Estado del arte del flujo multifásico.

La tecnología del flujo multifásico en tuberías ha sufrido significativos cambios en las décadas pasadas; muchos de estos ocurridos después del artículo de Brill⁴ en 1987.

El Período Empírico:

La tecnología del flujo multifásico empezó en la industria del petróleo alrededor de los años 50's. al principio los investigadores usaron datos obtenidos de laboratorio para facilitar las pruebas, pero algunos usaron datos de campo. Estos datos usualmente incluyeron tasas de flujos volumétricas de gas y líquidos, propiedades físicas de cada fase, diámetro de la tubería y ángulos de inclinación, y presiones a la entrada y a la salida de la tubería. En algunos casos, el patrón de flujo se observó y el *holdup* del líquido se midió con válvulas de bola de cerrado rápido. Los fluidos se trataron como mezclas homogéneas. Las fases de gas y líquido, sin embargo, se permitieron viajar a diferentes velocidades, con efectos de deslizamiento tenidos en cuenta para las correlaciones empíricas de holdup de líquido. Los mapas de patrones de flujo empíricos frecuentemente se usaron basados en grupos dimensionales. Las ecuaciones de gradiente de presión en estado estable se desarrollaron sobre los principios básicos de conservación de momentum y masa aplicados a mezclas homogéneas. Las pérdidas de presión por fricción contaron con ecuaciones de flujo en una sola fase resultando en un uso

extensivo del número de Reynolds para mezclas. Algunos investigadores usaron un factor multiplicativo empírico para representar el incremento de la fricción resultante de la segunda fase.

En los 70's la industria del petróleo empezó adoptar algunos mecanismos físicos básicos, ya en uso en otras industrias, para predecir patrones de flujo y velocidades de ascenso de burbujas de gas en columnas de líquido.

El despertar:

Correlaciones empíricas para predecir el gradiente de presión, acoplados con la introducción de las computadoras a principio de los 80's, dramáticamente mejoraron las herramientas prácticas disponibles en ingeniería de petróleos. Técnicas de integración numérica fueron aplicadas para calcular gradientes de presión en tuberías y en pozos, y virtualmente la mayoría de compañías de producción tenían un programa de computadora que predecía la caída de presión o tasas de flujo para pozos y tuberías. Procedimientos para conectar pozos a yacimientos a través de un IPR abundaron, y el verdadero concepto de sistemas de análisis nodal o producción nació.

Desafortunadamente, muchos problemas con los métodos disponibles fueron identificados. Mapas de patrones de flujo empíricos eran insuficientes. Transiciones de patrones de flujo previamente pensados dependían principalmente de tasas de flujo (o velocidades superficiales), fueron encontrados para ser sensibles a otros parámetros, especialmente ángulos de inclinación. Una correlación empírica de holdup de líquido para cada patrón de flujo fue igualmente insuficiente, y la asunción de una mezcla homogénea se simplificó. Estos llegaron a ser aclarados, muchos datos se recolectaron de laboratorios para facilitar las pruebas o cuidadosamente probados en instalaciones de campo, la exactitud de las predicciones no podría mejorar sin la introducción de más mecanismos físicos básicos.

Afortunadamente, progresos en ésta área ya han sido realizados por la industria nuclear. Aunque los fluidos usados para estos estudios (vapor y agua) eran triviales en comparación con los encontrados en la industria petrolera, los métodos utilizados para formular ecuaciones de conservación eran mucho más avanzados.

Período de modelamiento:

El período de modelamiento empezó en los 80's, cuando la industria del petróleo mostró cambios que requerirían un mejor entendimiento de la tecnología del flujo multifásico.

Investigadores reconocían que un mejor entendimiento del flujo multifásico en tuberías requería una combinación aproximada entre lo teórico y lo experimental. Sofisticadas pruebas fueron construidas, en donde se usaron nuevos instrumentos para medir importantes variables. La adquisición de hardware y software mejorados, permitieron el manejo de grandes cantidades de datos de alta calidad. Los análisis de estos datos mejoraron el entendimiento de los complejos mecanismos dinámicos que existen durante el flujo multifásico. Este entendimiento se transformó en mejores modelos mecanísticos que a su vez mejoraron la descripción de los fenómenos físicos.

El modelamiento de dos fluidos hecho por la industria nuclear se adoptó para el desarrollo de codos transientes aplicados a los problemas de la industria petrolera. Estas aproximaciones dieron origen a ecuaciones complicadas que describían separadamente conservación de masa, momentum y energía para cada fase. El resultado: seis ecuaciones que debían ser resueltas simultáneamente con técnicas de simulación numérica. Varias simplificaciones, tal como una ecuación de energía para una sola mezcla, se encontraron por conveniencia, pero correlaciones empíricas y simplificadas eran aún necesarias para cada parámetros, como factor de fricción interfacial, fracción de líquido entrando en el gas para flujo anular y el

holdup de líquido para flujo tapón. Correlaciones mejoradas para estos parámetros empíricos llegaron a ser posibles como resultado de investigaciones empíricas.

El resultado de codos transiente está siendo aún evaluado pero parece ser capaz de simular una variedad de aplicaciones dependientes del tiempo. Esto incluye cambios en la entrada o salida de tasas de flujo o presiones para tuberías y *wellbores*; marraneo de líneas, rompimientos de línea y detecciones de fugas; taponamientos severos; y flujo en líneas con velocidades bajas. Desafortunadamente, simuladores de transiente son más difícil de utilizar y entenderlos y requieren de datos con mejor calidad comparados con los de estado estable. Las deficiencias numéricas son comunes, y las simulaciones pueden requerir gran cantidad de tiempo. Además, los resultados son más difíciles de interpretar comparados con los de flujo estable.

Mejoras importantes de los modelos mecanísticos en estado estable resultaron de trabajos en la predicción de transiciones de patrones de flujo para todos los ángulos de inclinación. Estos trabajos abrieron las puertas mejorando los modelos para cada patrón de flujo y habilitaron varios modelos para ser enlazados juntamente a través de un criterio unificado de transiciones de patrones de flujo. Fueron presentados modelos mecanísticos combinados o comprensivos por *Ozon¹⁵ et al.*, *Hasan¹¹* y *Kabir¹¹*, *Ansari¹ et al.*, y *Xiao¹⁷ et al.*, ellos intentaron evaluar los modelos con datos de campo confirmando que el modelamiento aproximado es más exacto y preciso que las correlaciones empíricas. Además, es posible ahora continuar mejorando estos modelos mecanísticos con investigaciones experimentales conduciendo a mecanismos básicos de flujo multifásico.

En este punto se ve la necesidad de verificar los simuladores de transiente de dos fluidos y los modelos mecanísticos en estado estable que con mayor exactitud describan los fenómenos físicos que ocurren dentro de la tubería. Simuladores de

flujo transiente pueden analizar problemas complejos dependientes del tiempo pero frecuentemente sufren problemas de convergencia. El mejoramiento de la tecnología acarrea costos adicionales. Los simuladores de transiente y modelos mecanísticos son complejos y requieren enseñanza especializada para entenderlos y usarlos. La interpretación de resultados es realizada mejor por ingenieros quienes tienen un conocimiento especializado y están completamente enterados de algunas asumpciones de simplificaciones o de limitaciones matemáticas incluidas en el desarrollo del simulador.

Afortunadamente, cambios dramáticos están siendo formulados en el área de programas computacionales. Significativas mejoras están siendo hechas en el diseño de graficas de interfase, integración de datos, y bases de información de sistemas expertos. Computadores más veloces hacen una verdadera e interactiva aproximación de los modelos de fluido composicionales, posibles para una mayor precisión en los cálculos de transferencia de masa y propiedades de fluido.

El futuro:

A pesar de las mejoras efectuadas durante el período de modelamiento en los 80's, muchos problemas quedan. Ejemplos de algunos importantes problemas sin resolver de flujo multifásico que aún vemos en la industria del petróleo son los siguientes:

- 1) Para condiciones de estado estable, quizás el más obvio de los problemas sin resolver es la falta de un modelo mecanístico comprehensivo para pozos desviados. Pocos pozos de aceite y gas pueden ser clasificados como verticales, aún muchas correlaciones empíricas y todos los modelos mecanísticos corrientemente usados para predecir caídas de presión se desarrollaron de pruebas de flujo vertical. Ángulos de inclinación que son más que unos pocos grados desde la vertical pueden tener significantes efectos sobre los patrones de flujo y estos sobre el holdup del líquido y a la

vez sobre la caída de presión. Los modelos mecánicos existentes deben ser modificados para pozos desviados.

- 2) Todas las teorías de yacimiento asumen presión constante en la parte horizontal del pozo para describir flujo en pozos horizontales e ignoran el comportamiento del flujo en dos fases. Una caída de presión pequeña en la sección horizontal no puede ser significativa desde la perspectiva del yacimiento pero puede causar considerable error en la parte vertical del pozo. Un modelo que prediga patrones de flujo necesita holdup a lo largo de la sección horizontal en donde la tasa de flujo másico incrementa en la dirección de flujo.
- 3) No existe modelo mecánicos comprensivos para predecir comportamientos de flujo hacia abajo para flujo bifásico, como lo encontramos en pozos de inyección de vapor. Existen modelos para predecir transiciones de patrones de flujo pero no para predecir gradientes de presión.
- 4) Caídas de presión, patrones de flujo y holdup de líquido en tuberías en terrenos inclinados aún son poco entendidos. Esto es cierto en el caso de cambios graduales en patrones de flujo, y consecuentemente, en otras variables, con cambios de ángulos de inclinación. Los comportamientos de flujo en colinas y valles con secciones de pendientes de subida y bajadas deberían ser estudiadas.
- 5) Más modelos mecánicos son necesarios para predecir el comportamiento del flujo trifásico cuando gas, petróleo, y agua fluyen simultáneamente en líneas horizontales o cerca de la horizontal. La predicción del patrón de flujo es especialmente importante para determinar la presencia una fase de agua libre en la parte baja de la línea que puede causar problemas de corrosión.

Además, la reología de la mezcla aceite / agua puede tener un efecto significativo sobre la caída de presión en la tubería.

3.2. Flujo multifásico en pozos de petróleo.

El flujo multifásico en pozo, es el flujo simultáneo de dos o más fases del fluido; los cuales ocurren en casi todos los pozos productores de petróleo, en la mayoría de los pozos productores de gas y en algunos tipos de pozos de inyección. En el trayecto de producción (yacimientos y facilidades) de un pozo petrolero encontramos que a medida que cae la presión por debajo del punto de burbuja el gas aparece, presentándose en las facilidades de superficie como una fase más (gas-líquido). Además, en muchos de los casos los pozos petroleros producen significativas cantidades de agua, resultando flujo agua-petróleo o agua-petróleo-gas.

El comportamiento de flujo multifásico depende fuertemente de la distribución de fases en la tubería, la cual depende de la dirección de flujo relativo al campo gravitacional, lo que de aquí en adelante se llamará *Patrón de flujo*.

3.2.1. Patrones de flujo en pozos de petróleo.

El patrón de flujo es la descripción cualitativa de las fases en la tubería. Estos patrones según el autor los pueden llamar como *Régimen de flujo* o patrón de flujo, queriéndose referir a lo mismo; aunque para otros los regímenes de flujo son una subdivisión de cada patrón de flujo. Para flujo vertical de gas-líquido existen cuatro regímenes de flujo en la literatura según *J. Orkiszewski*¹⁶:

✓ *Flujo burbuja (Fig. 15 A).*

La línea está casi completamente llena de líquido y la fase de gas libre es poca. Este gas está presente en pequeñas burbujas, distribuidas aleatoriamente, cuyo diámetro también es aleatorio. Las burbujas van a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros. El líquido va subiendo la línea justamente a una velocidad uniforme y, excepto por su densidad, la fase de gas tendría un breve efecto en el gradiente de presión.

✓ *Flujo bache (Fig. 15 B)*

En este régimen, la fase gas es más pronunciada. Aunque la fase líquida es levemente continua, las burbujas de gas coalescen y forman burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y son casi el diámetro de la línea. Ellas son separadas por *bache* de líquido. La velocidad de la burbuja es mayor que la del líquido y se puede predecir en relación a la velocidad del *bache* del líquido. La velocidad del líquido no es constante considerando que el *bache* del líquido va siempre hacia arriba (en dirección de la mayor parte de flujo); la capa de líquido puede ir hacia arriba pero posiblemente puede ir hacia abajo. Estas variaciones de velocidades del líquido serían no solo en la variación de las pérdidas por fricción con las paredes sino también en el “*holdup* del líquido” el cual sería el influyente en la densidad del fluido. A altas velocidades del flujo, el líquido puede aun ser arrastrado a la burbuja de gas. Ambas fases tanto el gas y el líquido tienen efectos significativos en el gradiente de presión.

✓ *Flujo transición (Fig. 15 C)*

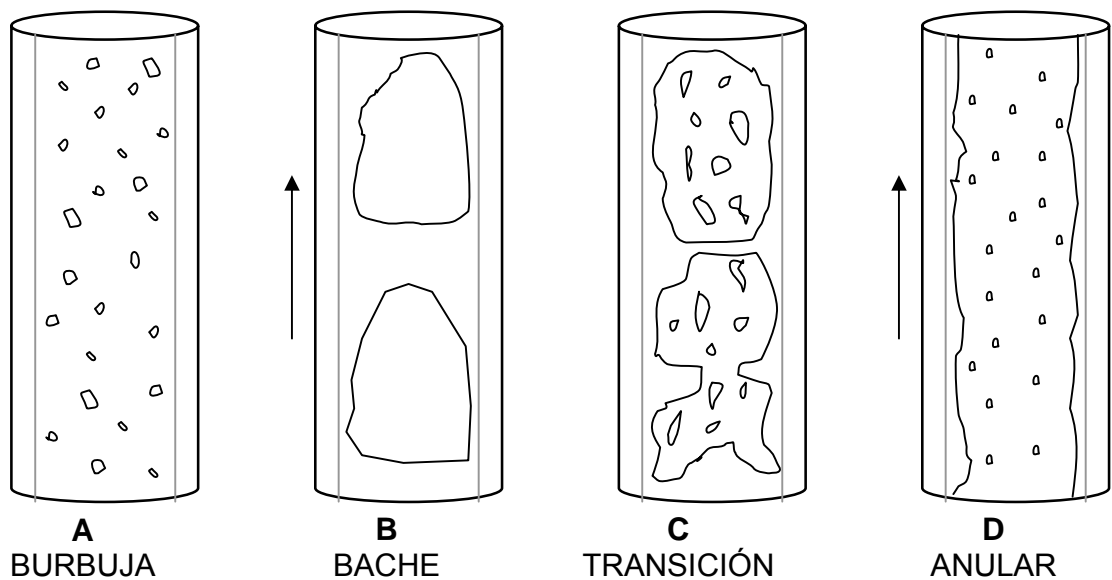
El cambio de la fase continua líquida a la fase gaseosa ocurre en esta región. El *bache* del líquido entre la burbuja virtualmente desaparece, y un significativo

ascenso de líquido empieza a entrar en la fase gas. Aunque el efecto del líquido es significativo, la fase gas es más predominante.

✓ *Flujo anular-niebla (Fig. 15 D)*

La fase gas es continua. La mayor parte del líquido asciende y se transporta en la fase gas. Una capa de líquido humedece la pared en la línea, pero esto son efectos secundarios. La fase gas es el factor a controlar.

Figura 15. Regímenes de flujo en línea vertical, Orkiszewski¹⁶.



➤ *DETERMINACIÓN DEL REGIMEN DE FLUJO (según Orkiszewski¹⁶).*

Para determinar el patrón de flujo Griffith¹¹ y Walis¹¹ han definido los límites entre burbuja y el flujo bache, y Duns⁷ y Ros⁷ tienen definido el límite para los tres regímenes restantes. El régimen de flujo puede ser determinado por prueba si las variables q_g/q_t o v_{gD} , o ambos, caen dentro de los límites preestablecidos.

Tabla 3. Limites de regimenes de flujo según *Orkiszewski*¹⁶.

LIMITES	RÉGIMEN DE FLUJO
$q_g / q_t < (L)_B$	Burbuja
$q_g / q_t > (L)_B, v_{Gd} < (L)_B$	Slug
$(L)_M > v_g > (L)_B$	Transición
$v_{gD} > (L)_M$	Llovizna

Las variables antes mencionadas son definidas como:

$$v_{gD} = q_g \frac{\sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \sigma}}}{A_p} \quad (3.26)$$

$$(L)_B = 1.071 - 0.2218 \frac{v_t^2}{d_m} \text{ con el limite } (L) \geq 0.13. \quad (3.27)$$

$$(L)_B = 50 + 36 v_{gD} \frac{q_L}{q_g} \quad (3.28)$$

$$(L)_M = 75 + 84 \left(v_g \frac{q}{q_g} \right)^{0.75}, \text{ donde:} \quad (3.29)$$

v_{gD} = velocidad de gas adimensional.

v_t = velocidad total del fluido (q_t / A_p), ft/seg.

ρ_L = densidad del liquido, lb / ft³.

σ = tensión superficial del liquido, lb / seg².

Los regímenes de flujo para flujo vertical gas-líquido pueden ser determinados con un mapa de regímenes de flujo, la cual es una gráfica donde se relacionan los regímenes de flujo a las distintas tasas de cada fase, las propiedades del fluido y el diámetro de la tubería. Estos mapas varían según el autor(es), así:

❖ *Mapa de regímenes de flujo según Duns⁷ y Ros⁷:*

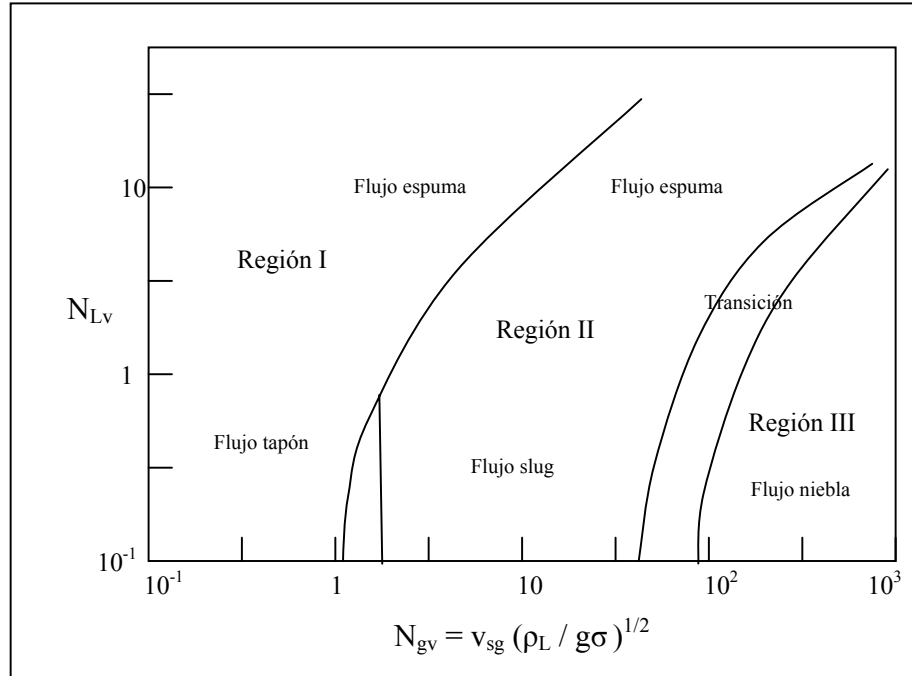
Duns⁷ y Ros⁷ publicó los resultados de un estudio experimental de dos fases; hecho en laboratorio a presiones bajas usando aire, petróleo y agua como los componentes del fluido. La sección de prueba fue de 10 metros de longitud y un rango de tubería de 3.2 a 8.02 cm. El *holdup* del líquido fue medido con trazadores radioactivos y el patrón de flujo fue observado a través de secciones de prueba transparentes. Se definieron tres regímenes de flujo, y se construyó un mapa del mismo, el cual el régimen de flujo puede ser determinado a partir de las velocidades superficiales del líquido y el gas. Los regímenes de flujo se describen a continuación:

- ✓ *Región I:* La fase líquida es continua, y el gas se mueve como burbujas o tapones discontinuos. Esta región se define como *régimen de flujo burbuja*.
- ✓ *Región II:* Las fases líquidas y gas son discontinuas, y es llamada *régimen de flujo bache*.
- ✓ *Región III:* La fase gas es continua y el líquido se mueve como gotas dispersas en el gas o como un círculo anular alrededor de la parte interna de la tubería, esta región puede ser llamada como *régimen de flujo niebla*.
- ✓ Entre las regiones II y III se identifica una *zona de transición*.

En la fig. 16 se muestra el mapa de regímenes de flujo según *Duns⁷ y Ros⁷* en donde los límites son determinados en función de dos números adimensionales.

$$N_{vl} = u_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{g\sigma}} \quad , \quad N_{vg} = u_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{g\sigma}} \quad (3.30)$$

Fig. 16. Mapa de regimenes de flujo, Duns⁷ y Ros⁷.



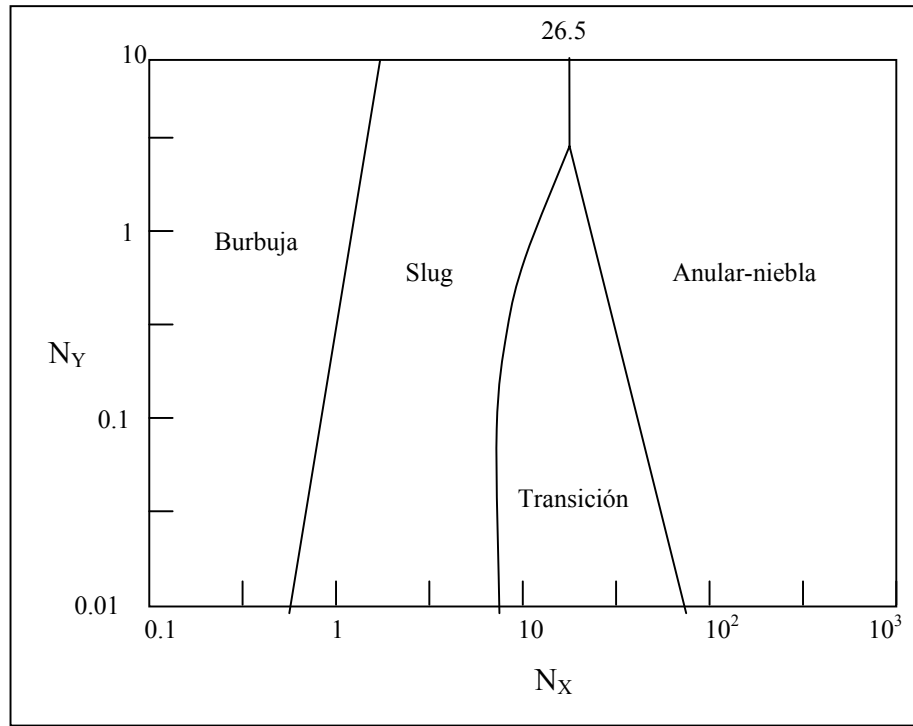
❖ *Mapa de regimenes de flujo según Aziz, Govier y Fogarasí⁹.*

Aziz⁹ y otros, proponen un nuevo mapa de regimenes de flujo basado en modelos mecanísticos. Los regimenes de flujo se correlacionaron con números adimensionales los cuales dependían principalmente de las velocidades superficiales del gas y el líquido. El mapa de régimen de flujo es mostrado en la fig. 17, en donde se definen las coordenadas N_X y N_Y :

$$N_X = v_{sg} \left(\frac{\rho_g}{\rho_{air}} \right)^{0.333} \left(\frac{\rho_L \sigma_w}{\rho_w \sigma_L} \right)^{0.25} \quad (3.31)$$

$$N_Y = v_{sL} \left(\frac{\rho_L \sigma_w}{\rho_w \sigma_L} \right)^{0.25} \quad (3.32)$$

Fig. 17. Mapa de regimenes de flujo, Aziz, Mover y Fogarasi⁹.



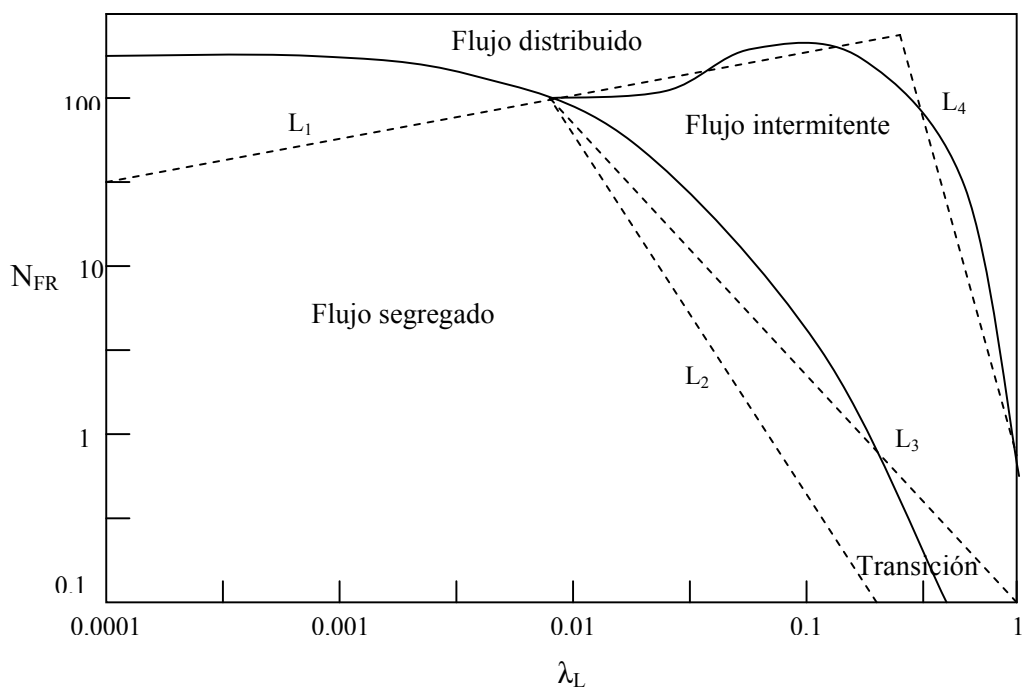
❖ *Mapa de patrón de flujo según Beggs y Brill^{3,4}.*

Beggs y Brill^{3,4} proponen un nuevo mapa de patrones de flujo con diferentes patrones a los anteriormente mencionados (los cuales se explicarán en el subcapítulo de *patrones de flujo para tubería horizontal*), desarrollado de datos experimentales, obtenidos en una prueba de facilidad a pequeña escala. Este mapa es basado en los patrones de flujo que deberían existir si la tubería fuera horizontal. Diferentes correlaciones para *holdup* del líquido son presentadas para cada uno de los tres patrones de flujo horizontal. El *holdup* del líquido que debería existir si la tubería fuera horizontal es primero calculado y posteriormente corregido por el ángulo de inclinación, o sea, hasta la posición vertical del pozo.

El mapa de patrón de flujo es mostrado en la fig. 18, en donde se relacionan los números adimensionales N_{FR} y λ_L :

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd} \quad \lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (3.33)$$

Fig. 18. Mapa del patrón de flujo, Beggs y Brill^{3,4}.



3.3. Flujo multifásico en superficie.

El flujo multifásico en superficie, es el flujo simultáneo de dos o más fases del fluido, presentes en la red de tuberías de superficie, que va desde cabeza de pozo hasta la estación de recolección. El flujo en superficie comprende:

- ✓ Flujo en tubería horizontal.
- ✓ Flujo en tubería inclinada.

3.3.1. *Flujo en tubería horizontal.*

Se considera flujo en tubería horizontal, como aquel flujo fluyendo por una tubería que no posea un cambio de elevación superior a ± 5 grados.

3.3.1.1. *Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal.*

Los patrones de flujo no afectan la caída de presión tan significativamente en flujo horizontal como en el vertical, debido a que en el flujo horizontal no hay contribución de la energía potencial. Sin embargo, los patrones de flujo son considerados en algunas correlaciones de caída de presión y pueden afectar las operaciones de producción. Por ejemplo, al presentarse flujo tipo bache se hace necesario diseñar separadores especiales o equipos tipo *slug catchers*, para tratar el gran volumen de líquido contenido en el bache. Por ello, se hace necesario determinar el patrón de flujo predominante en la tubería de superficie.

Es así, como *Alves*⁹ en los años 50's describió ocho regimenes de flujo por separado para flujo multifásico horizontal (ellos son: tipo burbuja, tapón,

estratificado, ondulado, bache, semi-anular, anular, niebla). Los cuales, posteriormente fueron agrupados en tres categorías por Degance⁹ y Atherton⁹ llamadas *Patrones de flujo*; y estas mismas categorías fueron clasificadas por Beggs y Brill^{3,4} en el año 1973, y ratificado en 1978, a la cual le agregaron una cuarta categoría, de la siguiente forma:

✓ ***Patrón de flujo Segregado.***

El flujo segregado es aquel en que las dos fases están en la mayor parte separadas y se encuentra clasificado en tres regímenes: flujo estratificado, ondular y anular. El *flujo estratificado* consiste en líquido fluyendo a lo largo de la base de la tubería, y gas fluyendo a lo largo del tope de la tubería, con una interfase lisa entre las fases. Este régimen de flujo ocurre a tasas relativamente bajas en las dos fases. A tasas más altas la interfase se empieza a ondular originando el *flujo ondulado*. El *flujo anular* ocurre a altas tasas de gas y relativamente altas tasas de líquido; y consiste de una capa fina de líquido en las paredes de la tubería, y en la parte central de la tubería una fase gas con pequeñas gotas de líquido.

✓ ***Patrón de flujo Intermitente.***

Es el flujo en el cual el gas y el líquido fluyen alternadamente dividiéndose en dos regímenes de flujo: bache y flujo tapón. El *flujo bache* consiste en grandes baches de líquido alternado con altas velocidades de burbujas de gas, que casi llenan la tubería internamente. En el *flujo tapón* fluyen grandes burbujas de gas a lo largo del tope de la tubería.

✓ ***Patrón de flujo Distribuido.***

Es el flujo en el cual una fase se encuentra dispersa en la otra fase y se divide en dos regímenes de flujo: flujo tipo *burbuja* y flujo tipo *niebla o disperso*. El *flujo*

burbuja en horizontal difiere del flujo burbuja en vertical en que las burbujas de gas están concentradas en la parte más alta de la tubería. El *flujo niebla* ocurre a altas tasas de gas y bajas tasas de líquido y consiste en gas con gotas dispersas de líquido, este tipo de flujo frecuentemente se considera semejante al flujo anular; y es por ello que muchos mapas de régimen de flujo usan el nombre “*niebla-anular*” para denotar estos regimenes.

En estudios posteriores al inicial, Beggs y Brill^{3,4} definieron un nuevo patrón llamado ***Transición*** debido a que cuando el patrón cambia de segregado a intermitente en dicha zona observaron un decrecimiento grande pero lento de la fracción de líquido retenido que no era tan rápido como lo indicaban las ecuaciones.

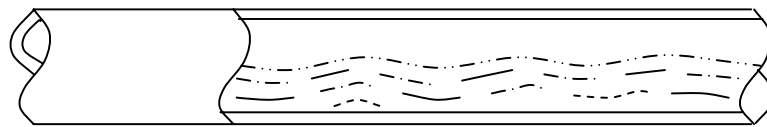
En la fig. 19 se puede observar los anteriores patrones y sus respectivos regimenes de flujo.

Fig. 19. Patrones y regimenes de flujo para tubería horizontal, Beggs y Brill^{3,4}.

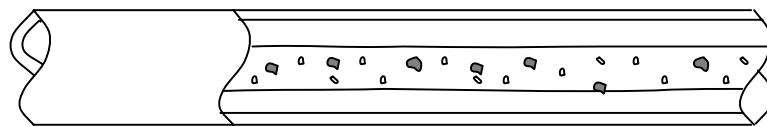
SEGREGADO



Estratificado

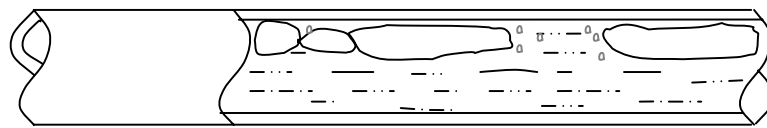


Ondulado



Anular

INTERMITENTE

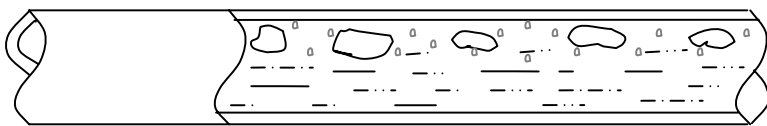


Tapón

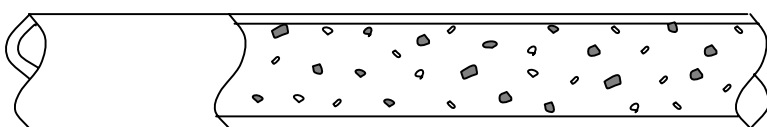


Bache

DISTRIBUIDO



Burbuja



Niebla

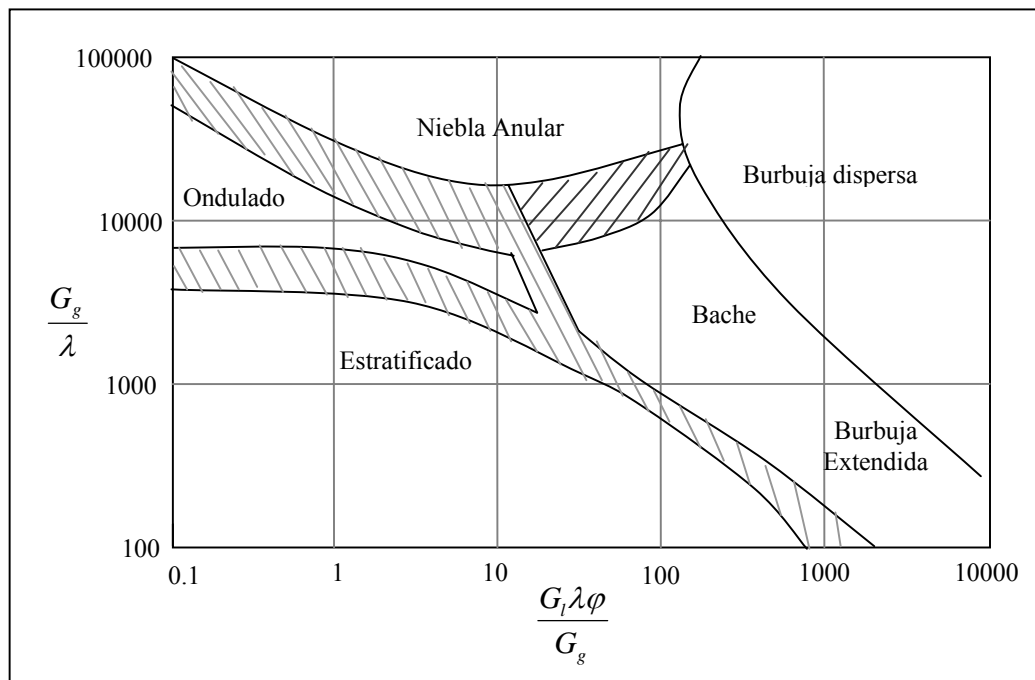
Los regimenes de flujo horizontales se pueden predecir con mapas de regimenes de flujo. Unos de los primeros y más populares mapas, es el de Baker² en 1953, y mas tarde modificado por Scoot⁹, mostrado en la fig. 20; en donde los ejes de coordenada graficados son G_l / λ y $G_l \lambda \varphi / G_g$, donde G_l y G_g son el flujo másico del líquido y el gas respectivamente, y el parámetro λ y φ son:

$$\lambda = \left[\left(\frac{\rho_g}{0.075} \right) \left(\frac{\rho_l}{62.4} \right) \right]^{1/2} \quad (3.34)$$

$$\varphi = \frac{73}{\sigma_l} \left[\mu_l \left(\frac{62.4}{\rho_l} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (3.35)$$

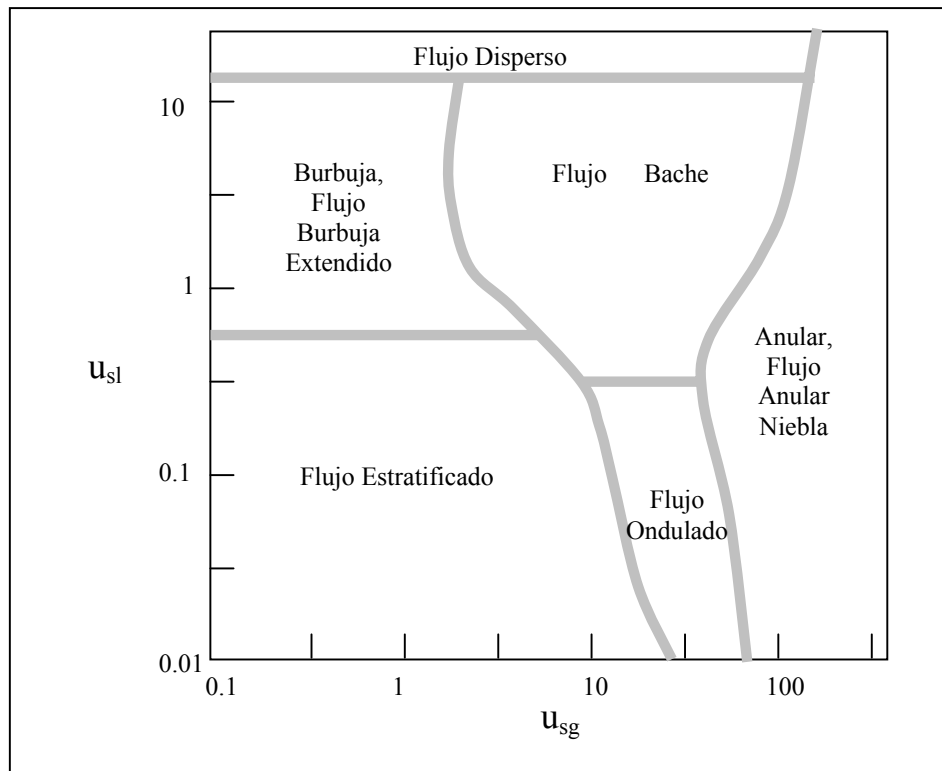
En la fig. 3.6 se muestra el mapa de regimenes de flujo de Baker; en él se puede observar que las transiciones de un patrón de flujo a otro no son abruptas, pero la transición ocurre en todo ese rango.

Fig. 20 Mapa de regimenes de flujo, Baker² (1953)



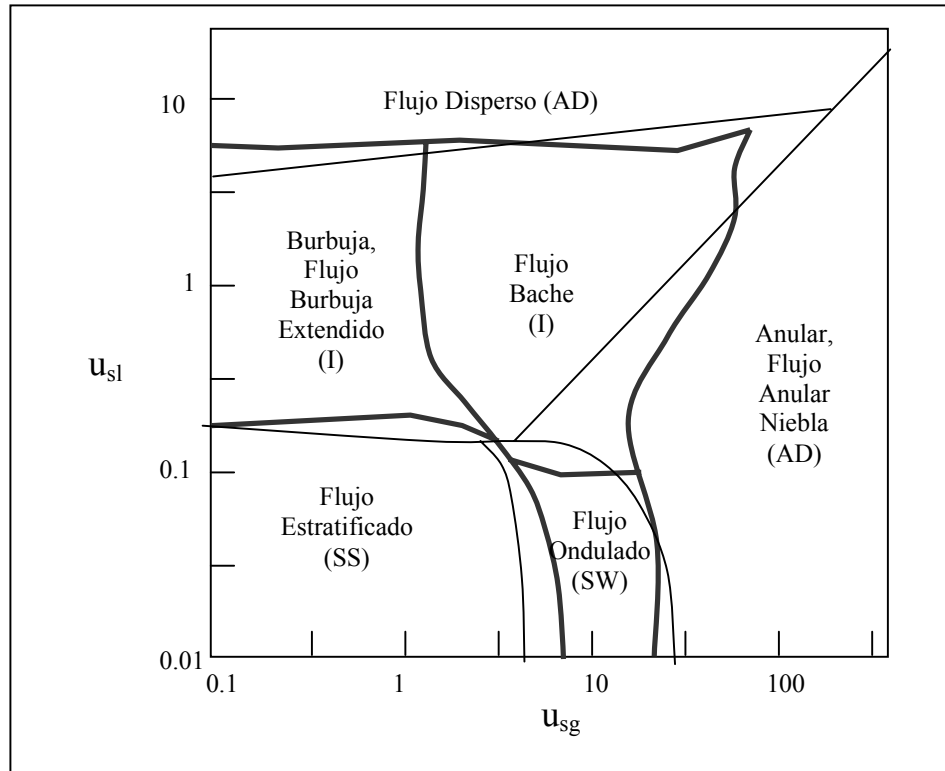
Otro mapa comúnmente usado es el de *Mandhane*¹³ en 1964, que al igual que los mapas para flujo vertical utiliza en los ejes de coordenadas las velocidades superficiales de líquido y gas (u_{sl} vs. u_{sg}); la cual se representa en la fig. 21.

Fig. 21 Mapa de regimenes de flujo, Mandhane¹³. (1974)



*Taitel y Dukler*¹⁹ en 1976 desarrolló un modelo teórico de las transiciones de regimenes de flujo horizontal, este modelo puede ser utilizado con el fin de elaborar mapas de régimen de flujo para fluidos y diámetro de tubería particulares, la cual se representa en la fig. 22:

Fig. 22. Mapa de regimenes de flujo, Taitel-Dukler¹⁹. (1976)



Finalmente, Beggs y Brill^{3,4} en 1978, realizó un mapa de patrones de flujo en el cual graficó los números adimensionales, número de Froude (N_{FR}) contra la fracción de líquido entrante (λ_L); representado en la figura 18. Este mapa se caracteriza por presentar los cuatro patrones de flujo propuesto por ellos, sin tener en cuenta los diferentes regimenes de flujo.

3.3.2. Flujo en tubería inclinada.

Cuando una tubería posee un ángulo de inclinación mayor a ± 5 grados, debido a la topografía del terreno en donde se encuentre la tubería, no podemos considerar la tubería como horizontal para realizar los distintos cálculos. Aunque los patrones

de flujo en tubería inclinada se consideran como tubería horizontal (patrones de Beggs y Brill^{3,4}), tenemos que los cálculos de caída de presión y holdup bajo estas circunstancias son muy diferentes y a su vez lo hacen más complicados. El procedimiento que se debe seguir en tubería inclinada para calcular la verdadera caída de presión es el siguiente: se determina el patrón de flujo como si la tubería fuese horizontal y se calcula el holdup para tubería horizontal; este holdup se corrige por el efecto de la inclinación con el fin de posteriormente hacer el cálculo de la caída de presión. Este procedimiento será detallado en la sección 3.5.

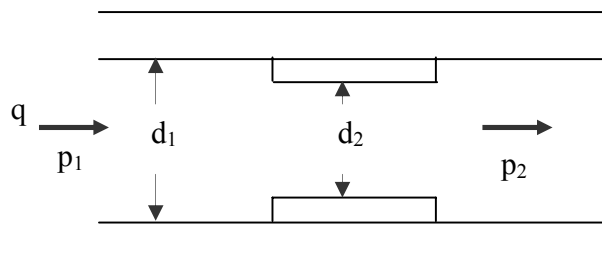
3.4. Flujo multifásico a través de chokes.

En la industria del petróleo las mezclas gas-líquido son transportadas a través de líneas verticales y horizontales, del yacimiento a la cabeza de pozo y luego a los separadores gas-liquido y al tanque.

Durante el flujo vertical y horizontal del pozo, puede encontrar restricciones en forma de válvulas, reducción de diámetro de la línea y/o finalmente en orificios de chokes. Estas últimas restricciones están en la cabeza de pozo o en el fondo del pozo con el objeto de controlar la tasa de flujo para impedir el *backpressure* en la formación. El choke u orificio puede ser usado para predecir la presión resultante aguas arriba con la nueva tasa de flujo deseada o un correcto diámetro de choke puede ser seleccionado para una tasa de flujo en particular.

La tasa de flujo de casi todos los pozos fluyendo es controlada con un choke en cabeza de pozo, es un dispositivo de restricción sobre la línea (fig. 23).

Fig. 23. Esquema de un choke



Una variedad de factores pueden ser deseados para restringir la tasa de producción del pozo fluyendo, incluyendo la prevención del control de producción de arenas, asegurando las tasa límites puestas por autoridades reguladoras, y encontrando límites de tasa de presión impuesto por el equipo de superficie.

El flujo de dos fases a través de chokes no está bien descrito teóricamente. Para determinar la tasa de flujo de dos fases a través de chokes, son usadas las correlaciones empíricas para flujo crítico. Algunas de estas correlaciones son afirmadas para validar relaciones de caídas de presión de 0.7.

Una correlación empírica que puede ser aplicada para ciertas condiciones es la de *Omana*¹⁵ en (1969). Basado en un análisis adimensional y una serie de pruebas con gas natural y agua; la correlación es:

$$N_{qL} = 0.263 N_{\rho}^{-3.49} N_{p1}^{3.19} Q_d^{0.657} N_d^{1.8} \quad (3.36)$$

Con los grupos adimensionales definidos así:

$$N_{\rho} = \frac{\rho_g}{\rho_L} \quad (3.37)$$

$$N_{p1} = 1.74 \times 10^{-2} p_1 \left(\frac{1}{\rho_l \sigma_l} \right)^{0.5} \quad (3.38)$$

$$N_D = 0.1574 D_{64} \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}} \quad (3.39)$$

$$N_{q1} = 1.84 q_l \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{1.25} \quad (3.40)$$

La correlación de *Omana*¹⁵ es restringida para flujo crítico, requiere que $q_g / q_l > 1.0$ y $p_2 / p_1 < 0.546$. Esta es mejor para líquidos con viscosidades bajas (cercana a la viscosidad del agua) y diámetros de choke de 14/64" o menor. Las propiedades del fluido son evaluadas a condiciones aguas arriba.

3.5. Métodos para la determinación del patrón de flujo multifásico.

3.5.1 Método de Beggs y Brill^{3,4}.

El método de *Beggs y Brill*^{3,4} es el más ampliamente usado para el cálculo del gradiente de presión, ya sea para pozo vertical, direccional, tubería horizontal e inclinada. Para este cálculo es necesario tener pleno conocimiento de dos parámetros fundamentales que son: *holdup* y el patrón de flujo.

Para el cálculo del *holdup* con y sin deslizamiento, *Beggs y Brill*^{3,4} desarrolló las correlaciones citadas en la sección 3.1. (Véase las ecuaciones 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6).

En la determinación del patrón de flujo se requiere de algunos cálculos con números adimensionales (número de Froude para dos fases) y establecer límites entre patrones de flujo.

Las siguientes variables son usadas para determinar cualquier patrón de flujo:

$$\begin{aligned}N_{FR} &= \frac{v_m^2}{gd} \\ \lambda_L &= \frac{v_{sL}}{v_m} \\ L_1 &= 316\lambda_L^{0.302} \\ L_2 &= 0.0009252\lambda_L^{-2.4684} \\ L_3 &= 0.10\lambda_L^{-1.4516} \\ L_4 &= 0.5\lambda_L^{-6.738}\end{aligned}\tag{3.41}$$

Los límites de los patrones de flujo horizontal (según *Beggs y Brill*^{3,4}) son:

Segregado:

Limite: $\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ ó $\lambda_L > 0.02$ y $N_{FR} < L_2$.

Transición:

Limite: $\lambda_L > 0.01$ y $L_2 < N_{FR} < L_3$.

Intermitente:

Limite: $0.01 < \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_1$ ó $\lambda_L > 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$.

Distribuido:

Limite: $\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} > L_1$ ó $\lambda_L > 0.4$ y $N_{FR} > L_4$.

Cabe anotar que el método de *Beggs y Brill*^{3,4} permite determinar el patrón de flujo (segregado, intermitente, distribuido o transición) más no el régimen de flujo para lo cual se debe relacionar con otros mapas de regimenes de flujo como el de *Mandhane*¹³, *Taitel y Dukler*¹⁹, o el de *Baker*².

3.5.2 Otras formas de determinar el patrón de flujo multifásico.

3.5.2.1. Modelos mecánicos.

En ingeniería las soluciones rigurosamente exactas no existen. En todos los problemas de ingeniería se tiene que acudir a buenas aproximaciones en el cual las propiedades físicas del problema son aproximadas y formuladas en ecuaciones no tan buenas, provenientes de análisis numéricos. Estas aproximaciones son llamadas *modelamiento*. En la búsqueda de solucionar los modelos de los fenómenos físicos con mayor exactitud, aparecen los

denominados *modelos mecánicos*, en donde se consideran las propiedades o fenómenos más importantes del proceso y se desprecian los efectos de menor importancia que pueden complicar el problema, pero que no suman considerablemente en la exactitud de la solución. Los modelos mecánicos se caracterizan por la presencia de ecuaciones diferenciales, que en la mayoría de los casos son difíciles de resolver por métodos convencionales.

El patrón de flujo es un fenómeno de difícil modelamiento y requiere de la integración de mayor número de propiedades físicas que permitan determinarlo con mayor exactitud; es aquí, donde los modelos mecánicos ayudan a dar una mejor solución a los problemas de patrones de flujo.

La mayoría de los patrones de flujo determinado por modelos mecánicos, son representados en mapas de regímenes de flujo tales como: el mapa de *Taitel y Dukler*¹⁹ para tubería horizontal y pequeña inclinaciones, el de tubería vertical por *Taitel y otros*¹⁸, y el de ángulos de inclinación por *Barnea*⁹.

3.5.2.1 *Redes neuronales*^{14, 17}.

Las redes neuronales son un elemento importante de las denominadas tecnologías de Inteligencia Artificial (IA). La IA es "la disciplina científica y técnica que se ocupa del estudio de las ideas que permiten ser inteligentes a los ordenadores" (definición de *H. Winston*¹⁴). A pesar de que el objetivo final de la IA, dotar de auténtica inteligencia a las máquinas, queda todavía muy lejos (e incluso hay autores que defienden que esto nunca será posible), la ciencia de la Inteligencia Artificial ha generado numerosas herramientas prácticas, entre las que se encuentran las redes neuronales. Las redes neuronales, también llamadas "redes de neuronas artificiales", son modelos bastante simplificados de las redes

de neuronas que forman el cerebro. Y, al igual que este, intentan "aprender" a partir de los datos que se le suministran.

✓ Breve historia.

La era moderna de las redes neuronales se cree que comenzó en 1943 gracias a *McCullough y Pitts*¹⁷, quienes describieron el cálculo lógico de las redes neuronales y perfilaron el primer módulo formal de una neurona elemental.

En la década de los cincuenta, *Minsky*¹⁶ comienza a construir la primera neurocomputadora (basada en modelos de redes neuronales que imitan al cerebro).

En 1962, *Frank Rosenblatt*¹⁷ presenta los resultados de una máquina a la que denominó "Perceptrón", la cual reproducía una estructura neuronal muy simplificada, capaz de aprender a reconocer y clasificar determinadas figuras.

En la misma década, *Minsky y Pappert*¹⁷ (autoridades de la IA clásica) publicaron un libro en el que se ponían de manifiesto las limitaciones de los perceptrones de una capa. Esto hará que se pierda interés en el campo de las redes neuronales hasta la década de los 80's, en que el estudio de nuevas arquitecturas de redes y la mayor potencia de los ordenadores permiten el diseño de redes muy eficientes en tareas en las que otros procedimientos de tipo simbólico encuentran dificultades.

Así, en 1982 *J. Hopfield*¹⁷ describe las "redes de Hopfield" en las que se utilizan funciones de energía para entender las redes dinámicas. *Cohen y Grossberg*¹⁷ desarrollan en el 83 el principio de la memoria direccional. En 1986 *Rumulhart*¹⁷, *Hunton y Williams*¹⁷ redescubren el algoritmo de "back-propagation" (desarrollado en 1974 por *Paul Werbor*¹⁷) para el aprendizaje de redes neuronales. Por estas fechas, y gracias a las nuevas tecnologías de fabricación de microchips,

comienzan a construirse redes neuronales implementadas en silicio (mucho más rápidas que las de software).

Actualmente, el uso de redes neuronales se ha extendido bastante en el mercado de software doméstico, dejando de estar restringidas a los entornos de investigación y a las grandes empresas. De esta forma, se pueden encontrar modelos de redes neuronales en programas de reconocimiento de voz, en juegos de ordenador, programas de contabilidad, tutores, y muchos otros.

✓ Las redes neuronales en la industria del petróleo y gas.

La aplicación de las redes neuronales en la industria del petróleo nos permite hacer cálculos de niveles de bomba, gradientes de presión en pozos y redes de tuberías, análisis nodal, patrones de flujo, *holdup*, etc. A través de la historia se ha comprobado que las redes neuronales en la industria del petróleo dan los mejores resultados en cada una de sus aplicaciones, es así, como el Doctor *Osman El-Sayed*¹⁴ en su paper “Identificación del Patrón de Flujo y Holdup de Líquido usando Redes Neuronales” obtuvo que usando redes neuronales se podría predecir los regímenes de flujo con una exactitud de 100% Para flujo anular, 98.6% para flujo estratificado, 98.5% para flujo bache y 94.7% para flujo ondulado.

Además de los satisfactorios resultados previamente señalados podemos decir que mediante las redes neuronales no solo determinamos los patrones de flujo generales (segregado, distribuido, intermitente) sino, los diferentes regímenes de flujo (ondulado, segregado, anular, niebla, burbuja, bache y tapón).

4. DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO MULTIFÁSICO EN EL CAMPO GALA.

4.1. Historia de producción¹⁰.

A finales de 1985 se descubre el Campo Gala, ubicado al norte de la ciudad de Barrancabermeja y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforan los pozos Cardales-1 y Yuma-1, ubicados en la parte sur del Campo Gala.

En el primer semestre del año 2004 se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de cinco pozos, con corazonamiento en uno de los pozos de 148 pies, donde se recuperaron 125.5 pies de los intervalos de interés en las zonas B y C de la Formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de resonancia magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros, con el objeto de capturar información que permita disminuir la incertidumbre en la identificación de zonas petrolíferas con baja resistividad.

El área Gala continúa en la fase de recuperación primaria y el sistema de levantamiento artificial utilizado es bombeo mecánico. La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2300 psi a -5200 pies BNM para la Zona B y en 2600 psi a -6200 pies BNM para la Zona C. El área no cuenta con una buena historia de presión debido a la ausencia de información. En los últimos pozos se registraron presiones de formación con la herramienta MDT encontrando que el 80% de las arenas de las Zonas B y C se hallan con presión original, lo cual indica el alto potencial que existe en el área.

Del comportamiento de la producción por pozo se observa que los yacimientos muestran un descenso de la presión drástico en los primeros cinco años de producción (tasa de declinación promedio de 0.026 nominal mensual), con un posterior periodo de estabilización (declinación promedio de 0.009 nominal mensual), con base en lo cual se plantea que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. El punto de burbuja medido en las Zonas B y C varía según el bloque de producción entre 750 y 2,240 psi a temperatura de yacimiento.

4.2. Características de los fluidos de superficie del campo Gala¹⁰.

Los fluidos del campo Gala poseen las siguientes características:

- ✓ Crudo producido entre 17 y 21 °API.
- ✓ Agua de formación de alta salinidad, en promedio 28,000 ppm de Cl⁻.
- ✓ Viscosidad entre 269 cp a 25 °C y 85 cp a 45 °C. (tomadas a 20°API).
- ✓ Densidad de 0.9339 gr/cc.
- ✓ Composición del gas:

Tabla 4. Tabla de composición del gas del campo Gala¹⁰.

Componente	Unidad	Resultado
C1	%Molar	85.017
C2	%Molar	3.958
C3	%Molar	1.802
i-C4	%Molar	0.758
n-C4	%Molar	0.805
i-C5	%Molar	0.366
n-C5	%Molar	0.286
n-C6	%Molar	0.579
O ₂	%Molar	0.171
N ₂	%Molar	6.009
CO ₂	%Molar	0.249
Poder calorífico real	BTU / pc	1050
Gravedad específica		0.7858

Además de estas características cabe resaltar que el fluido posee una emulsión muy estable junto a un alto porcentaje de espuma.

4.3 Elaboración del algoritmo para determinar el patrón de flujo, empleando la ecuación de Beggs y Brill^{3,4}.

El siguiente es el procedimiento para determinar el patrón de flujo de acuerdo con la historia de producción del campo Gala:

Sean:

N registros de producción para el pozo i:

16 pozos en el sistema.

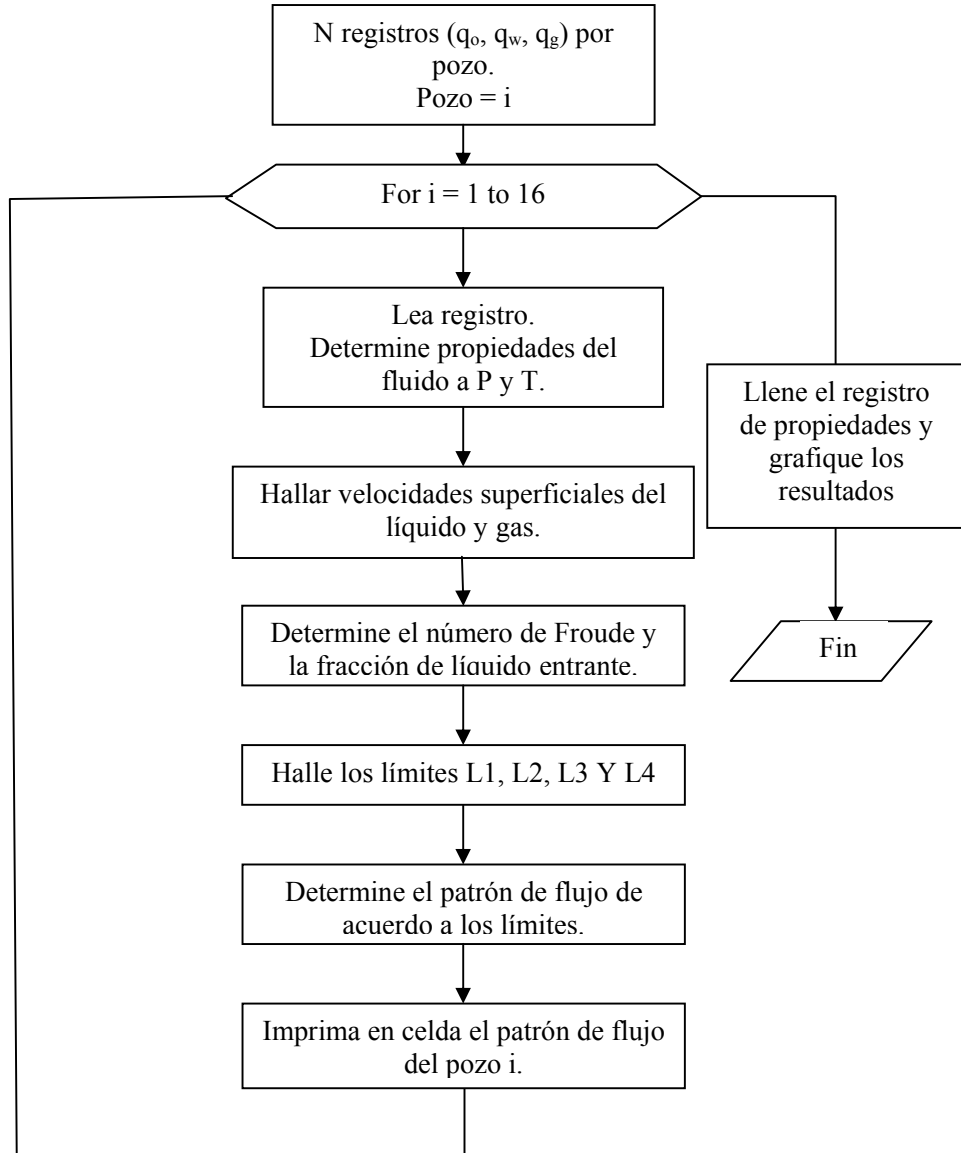
En cada registro se tienen los parámetros de hidráulica en cabeza: caudal de gas, agua y aceite.

Para los 16 pozos del sistema se tiene una matriz de 16xN registros.

1. para i desde 1 hasta 16:
 - a. Lea el registro.
 - b. A P y T determine las propiedades de los fluidos ($B_o, B_g, B_w, Z, \rho_o, \rho_w, \rho_g$).
 - c. Convierta el flujo a condiciones de línea, halle las velocidades de flujo y determine la fracción de líquido entrante.
 - d. Determine el número de Froude, y los parámetros: L1, L2, L3 y L4 de la correlación de *Beggs y Brill*^{3,4}.
 - e. Evalúe los límites de flujo.
 - f. Reporte el patrón de flujo.
2. Llene el registro de propiedades y grafique los resultados.
3. Fin.

El anterior procedimiento se representa en el siguiente diagrama de flujo:

Figura 24. Diagrama para determinación del patrón de flujo.



Para la determinación del patrón de flujo y la realización del mapa de flujo se debe tener conocimiento de algunas variables que interviene en el cálculo de dicho patrón; estas variables están descritas en la tabla 5, en donde se especifica el método de cálculo y su respectivo autor.

Tabla 5. Variables del patrón de flujo.

Variable	Método de cálculo	Autor
Viscosidad gas	Directo, correlación	Lee, González y Eakin
Viscosidad aceite	Directo, correlación.	Andrade
Viscosidad agua	Directo, correlación	Mccain
Z gas	Directo, correlación.	Standing
Densidad gas	Directo.	Ecuación de estado.
Densidad aceite	Directo, balance a s. c.	Standing
Densidad agua	Directo, correlación	Beggs
Factor volumétrico gas	Directo, correlación	Ecuación de estado
Factor volumétrico del aceite	Directo, correlación.	Vásquez-Beggs, Standing.
Velocidad superficial del líquido	Directo, ecuación.	
Velocidad superficial del gas	Directo, ecuación.	
Velocidad superficial de la mezcla.	Directo, ecuación.	
Numero de Froude.	Directo, correlación.	

4.4 Herramienta GALA _ PATRÓN v 1.0.

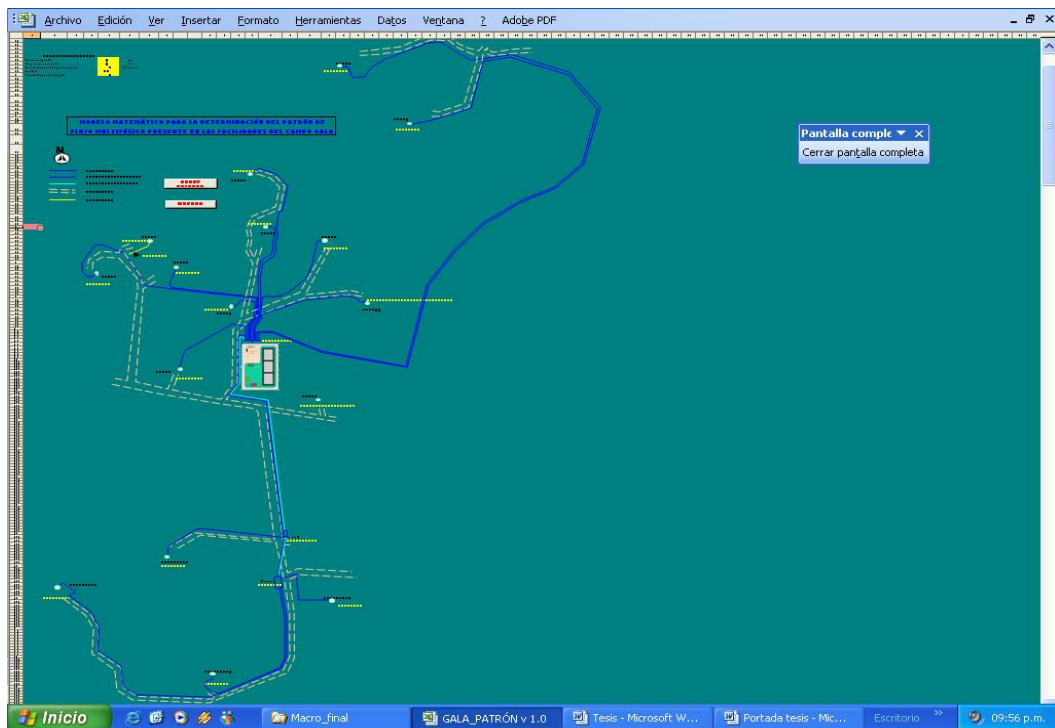
La herramienta desarrollada permite al usuario realizar un chequeo puntual en los puntos críticos del sistema.

La herramienta GALA _ PATRÓN v 1.0 fue construida en el lenguaje Visual Basic perteneciente al Software Microsoft Excel; esta herramienta consta de 7 ventanas u hojas de cálculo:

1. *Ventana1. Campo Gala:*

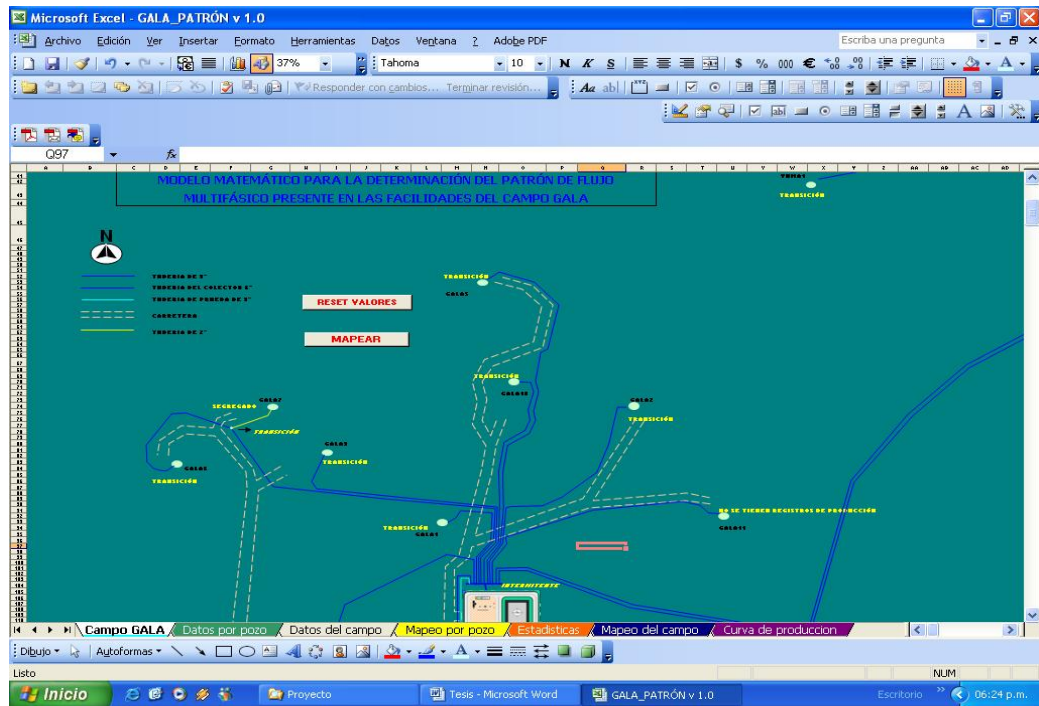
En esta ventana se muestran las facilidades de superficie presentes en el campo Gala (pozos, red de tubería, colectores, manifold y la estación); pertenecientes a la Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRMM) de Ecopetrol S.A. (ver fig. 25).

Fig. 25 Facilidades de superficie del campo Gala.



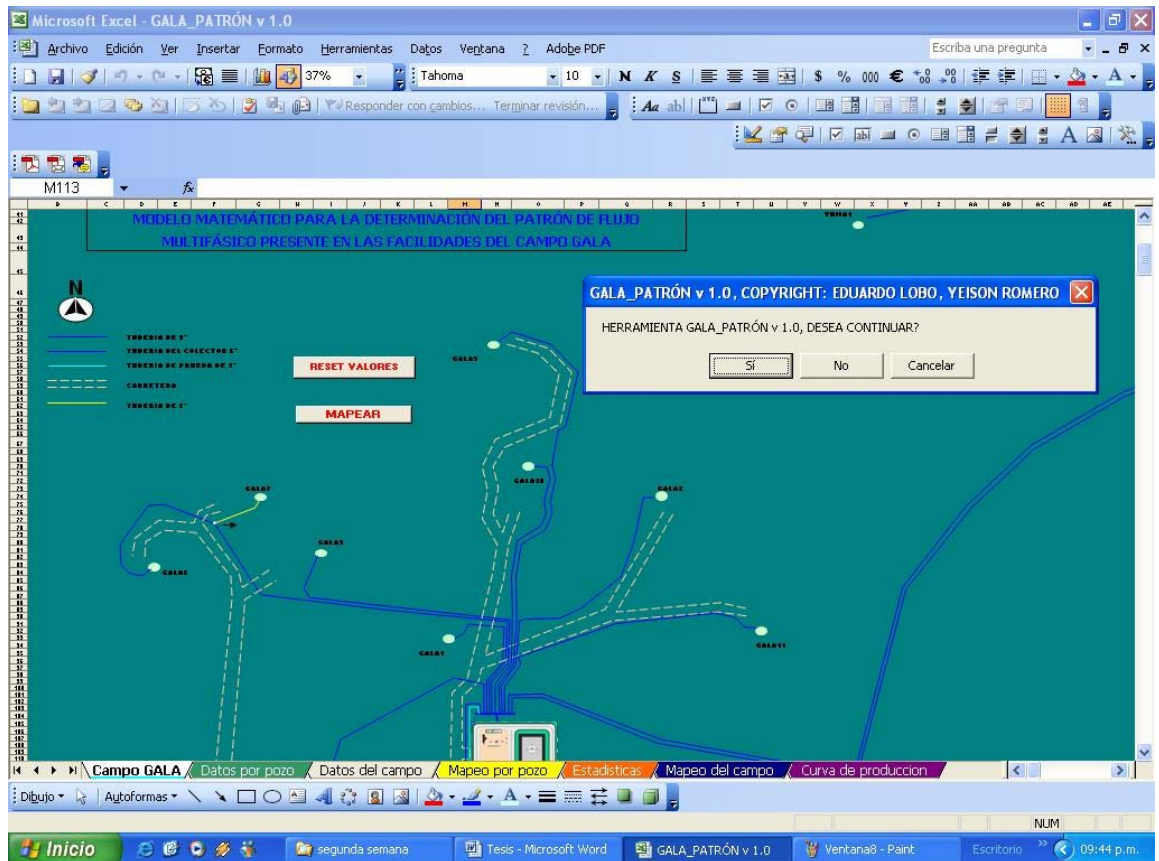
En ella, la herramienta describe el patrón de flujo actual de cada pozo, los dos colectores, el nodo de unión de los pozos Gala6 y Gala7 y el *manifold* de entrada a la estación Gala. Además, se encuentran dos botones, “MAPEAR” y “RESET VALORES” (ver fig. 26).

Fig. 26 Ventana1. Campo GALA.



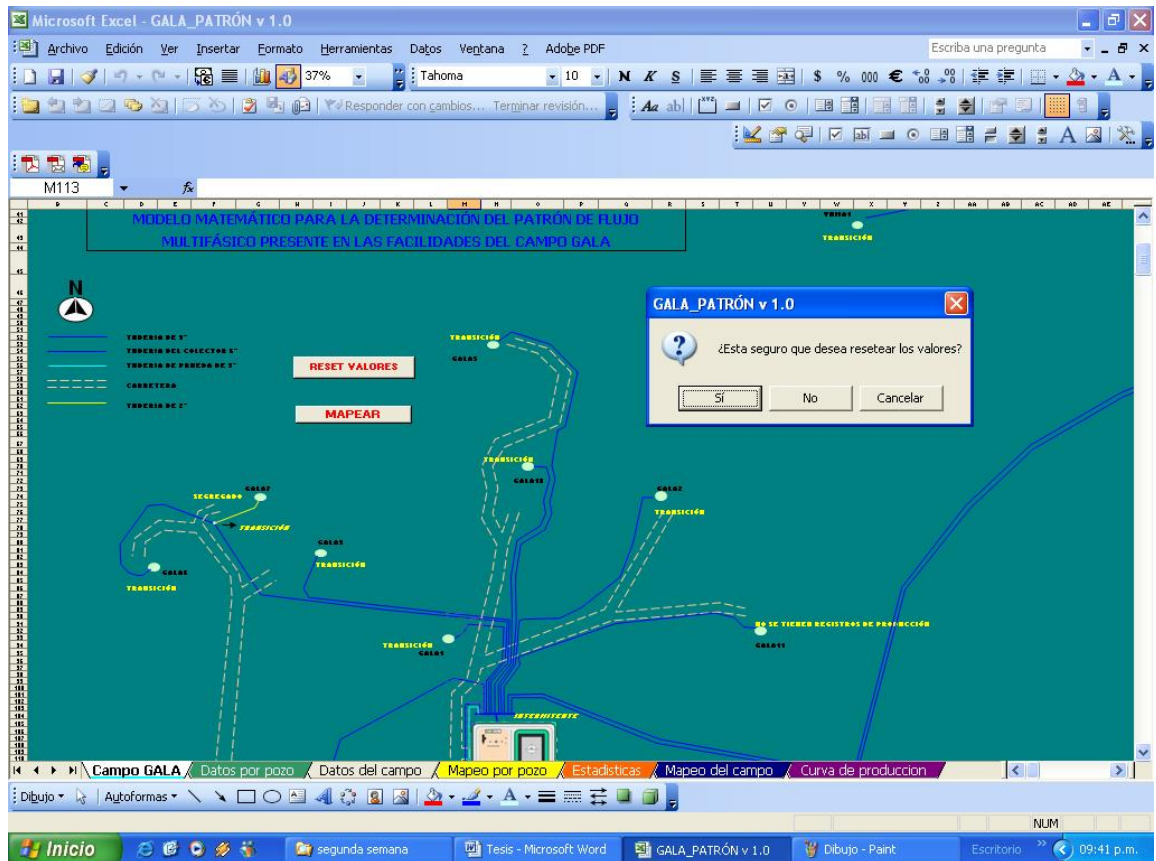
El primer botón (“MAPEAR”) hace el mapa de patrones de flujo y reporta propiedades de los fluidos de los distintos pozos (ver fig. 27).

Fig. 27 Mapear.



Y el segundo botón ("RESET VALORES"), resetea las funciones desarrolladas por el primer botón (ver fig. 28).

Fig. 28 Resetear valores.



2. Ventana2. Reporte de datos pozo a pozo:

En esta ventana se reportan históricamente los datos de producción mensuales de cada pozo, desde su inicio hasta febrero de 2005. Además, se muestran las distintas propiedades del fluido (en base a sus respectivos datos históricos de producción), necesarias para determinar el patrón de flujo histórico de cada pozo. Los datos reportados son:

- ❖ GOR (STB/SCF).
- ❖ Patrón de flujo.

- ❖ Velocidad superficial del aceite, v_{soil} .
- ❖ Velocidad superficial del gas, v_{sgas} .
- ❖ Velocidad superficial del líquido, v_{sliq} .
- ❖ Número de Froude, N_{FR} .
- ❖ Fracción de líquido entrante, λ .
- ❖ Flujo másico del gas, $F_{\text{mas gas}}$.
- ❖ Flujo másico del líquido, $F_{\text{mas liq}}$.
- ❖ Densidad del gas, Den_{gas} .
- ❖ Densidad del aceite, Den_{oil} .
- ❖ Densidad del agua, Den_{w} .
- ❖ Factor volumétrico del gas, B_{g} .
- ❖ Factor volumétrico del aceite, B_{o} .
- ❖ Factor volumétrico del agua, B_{w} .
- ❖ Viscosidad del gas, vis_{gas} .
- ❖ Viscosidad del aceite, vis_{oil} .
- ❖ Viscosidad del agua, vis_{w} .
- ❖ Límites de patrones de flujo, L1, L2, L3 y L4.

Fig. 29 Ventana2. Reporte de datos pozo a pozo.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZO A POZO GALA1											
Coordenadas mapa Beggs											
Pozo	Fecha	oil (bbl/d)	agua (bbl/d)	Gas (mscf/d)	GOR(STB/SCF)	Patrón de flujo	Vsoil	Vsgas	Vsliq	NFR	Lambda
GALA0001(2)	01/02/1985	231,00	1,00	28,00	121,21	TRANSICIÓN	0,29	1,80	2,09	0,55	0,14
GALA0001(2)	01/03/1985	532,00	2,00	118,00	221,80	INTERMITENTE	0,66	7,60	8,27	8,53	0,08
GALA0001(2)	01/04/1985	499,00	2,00	125,00	250,50	INTERMITENTE	0,62	8,06	8,68	9,39	0,07
GALA0001(2)	01/05/1985	556,00	2,00	217,00	390,29	INTERMITENTE	0,69	13,98	14,68	26,86	0,05
GALA0001(2)	01/06/1985	413,00	2,00	130,00	314,77	INTERMITENTE	0,51	8,38	8,89	9,86	0,06
GALA0001(2)	01/07/1985	533,00	2,00	166,00	311,44	INTERMITENTE	0,66	10,70	11,36	16,10	0,06
GALA0001(2)	01/08/1985	536,00	1,00	104,00	194,03	INTERMITENTE	0,67	6,70	7,37	6,77	0,09
GALA0001(2)	01/09/1985	457,00	1,00	48,00	105,03	INTERMITENTE	0,57	3,09	3,66	1,67	0,16
GALA0001(2)	01/10/1985	424,00	1,00	27,00	63,68	TRANSICIÓN	0,53	1,74	2,27	0,64	0,23
GALA0001(2)	01/11/1985	406,00	1,00	24,00	59,11	TRANSICIÓN	0,51	1,55	2,05	0,53	0,25
GALA0001(2)	01/12/1985	433,00	1,00	25,00	57,74	TRANSICIÓN	0,54	1,61	2,15	0,58	0,25
GALA0001(2)	01/01/1986	352,00	1,00	23,00	65,34	TRANSICIÓN	0,44	1,48	1,92	0,46	0,23
GALA0001(2)	01/02/1986	337,00	3,00	23,00	68,25	TRANSICIÓN	0,42	1,48	1,91	0,45	0,22
GALA0001(2)	01/03/1986	398,00	9,00	33,00	82,91	TRANSICIÓN	0,50	2,13	2,64	0,87	0,19
GALA0001(2)	01/04/1986	319,00	4,00	28,00	87,77	TRANSICIÓN	0,40	1,80	2,21	0,61	0,18
GALA0001(2)	01/05/1986	315,00	5,00	13,00	41,27	TRANSICIÓN	0,39	0,84	1,24	0,19	0,32
GALA0001(2)	01/06/1986	429,00	3,00	66,00	153,85	INTERMITENTE	0,53	4,25	4,79	2,86	0,11
GALA0001(2)	01/07/1986	350,00	2,00	79,00	225,71	TRANSICIÓN	0,44	5,09	5,53	3,81	0,08
GALA0001(2)	01/08/1986	388,00	1,00	136,00	350,52	INTERMITENTE	0,48	8,76	9,25	10,66	0,05
GALA0001(2)	01/09/1986	407,00	17,00	144,00	353,81	INTERMITENTE	0,51	9,28	9,81	12,00	0,05
GALA0001(2)	01/10/1986	359,00	20,00	114,00	317,55	INTERMITENTE	0,45	7,35	7,82	7,63	0,06
GALA0001(2)	01/11/1986	431,00	29,00	163,00	378,19	INTERMITENTE	0,54	10,50	11,08	15,31	0,05
GALA0001(2)	01/12/1986	423,00	45,00	153,00	361,70	INTERMITENTE	0,53	9,86	10,45	13,61	0,06
GALA0001(2)	01/01/1987	434,00	34,00	140,00	322,58	INTERMITENTE	0,54	9,02	9,61	11,51	0,06
GALA0001(2)	01/02/1987	424,00	32,00	92,00	216,98	INTERMITENTE	0,53	5,93	6,50	5,27	0,09
GALA0001(2)	01/03/1987	395,00	53,00	47,00	118,99	INTERMITENTE	0,49	3,03	3,60	1,61	0,16
GALA0001(2)	01/04/1987	367,00	70,00	40,00	108,99	TRANSICIÓN	0,46	2,58	3,13	1,22	0,18
GALA0001(2)	01/05/1987	372,00	74,00	36,00	96,77	TRANSICIÓN	0,46	2,32	2,89	1,04	0,20

3. Ventana3. Datos mensuales históricos del campo GALA:

Utilizando la historia de producción mensual del campo Gala, desde su inicio hasta febrero de 2005; se suman los diferentes caudales aportados por cada pozo en la determinada fecha.

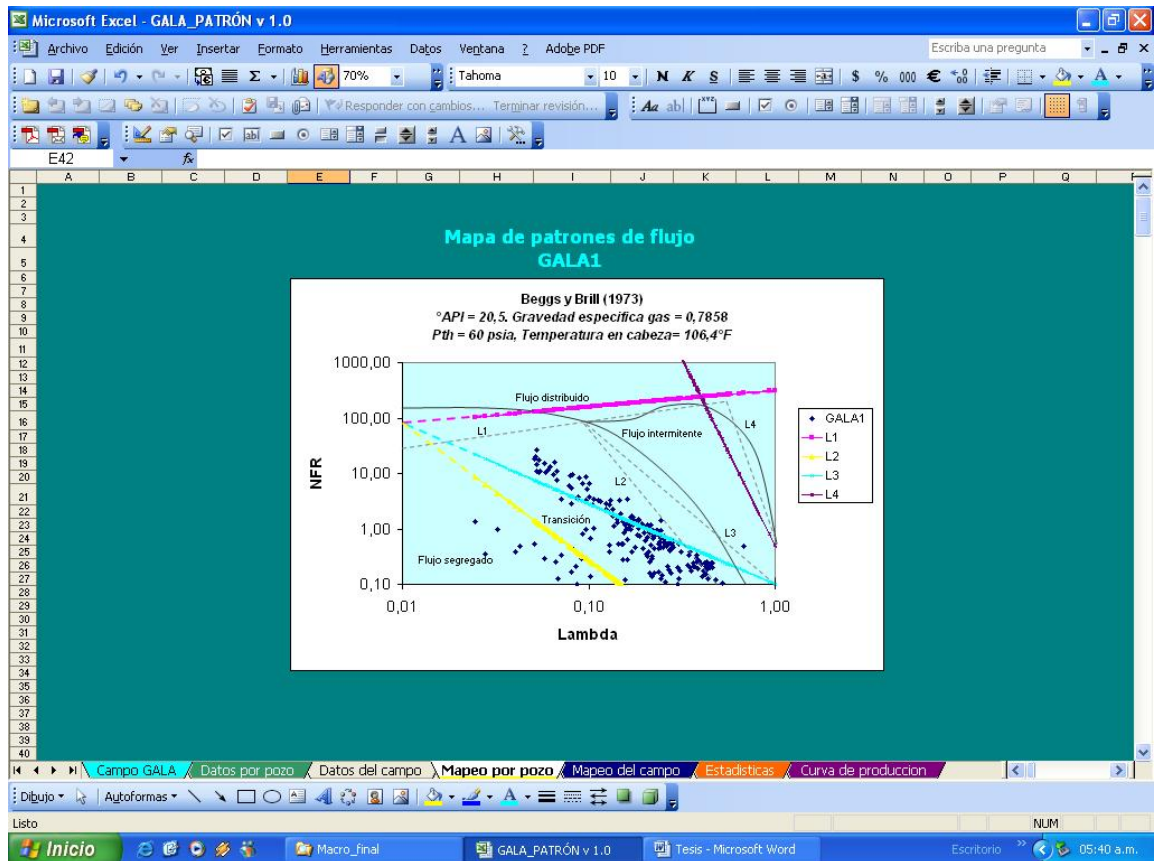
Fig. 30. Ventana3. Datos mensuales históricos del campo GALA.

FECHA	Qtot	Qtw	Qtg	Numero de meses
01/02/1985	231,00	1,00	28,00	1,00
01/03/1985	532,00	2,00	118,00	2,00
01/04/1985	499,00	2,00	125,00	3,00
01/05/1985	556,00	2,00	217,00	4,00
01/06/1985	413,00	2,00	130,00	5,00
01/07/1985	533,00	2,00	166,00	6,00
01/08/1985	536,00	1,00	104,00	7,00
01/09/1985	1189,00	25,00	126,00	8,00
01/10/1985	1130,00	14,00	73,00	9,00
01/11/1985	1380,00	25,00	79,00	10,00
01/12/1985	2165,00	20,00	103,00	11,00
01/01/1986	1873,00	17,00	98,00	12,00
01/02/1986	1531,00	13,00	91,00	13,00
01/03/1986	1657,00	22,00	118,00	14,00
01/04/1986	1442,00	35,00	127,00	15,00
01/05/1986	1521,00	31,00	52,00	16,00
01/06/1986	1620,00	46,00	173,00	17,00
01/07/1986	1371,00	18,00	228,00	18,00
01/08/1986	1400,00	8,00	317,00	19,00
01/09/1986	1500,00	59,00	442,00	20,00
01/10/1986	1336,00	65,00	284,00	21,00
01/11/1986	1406,00	70,00	305,00	22,00
01/12/1986	1450,00	121,00	301,00	23,00
01/01/1987	1356,00	141,00	250,00	24,00
01/02/1987	1273,00	115,00	188,00	25,00
01/03/1987	1937,00	185,00	223,00	26,00
01/04/1987	1767,00	203,00	198,00	27,00
01/05/1987	1951,00	218,00	215,00	28,00
01/06/1987	2215,00	218,00	335,00	29,00
01/07/1987	2191,00	300,00	289,00	30,00

4. Ventana4. Mapeo de flujo pozo a pozo:

Utilizando las velocidades superficiales y los límites reportados en la ventana2, se construye en esta ventana los mapas de patrones de flujo propuestos por *Beggs* y *Brill*^{3,4} para cada pozo.

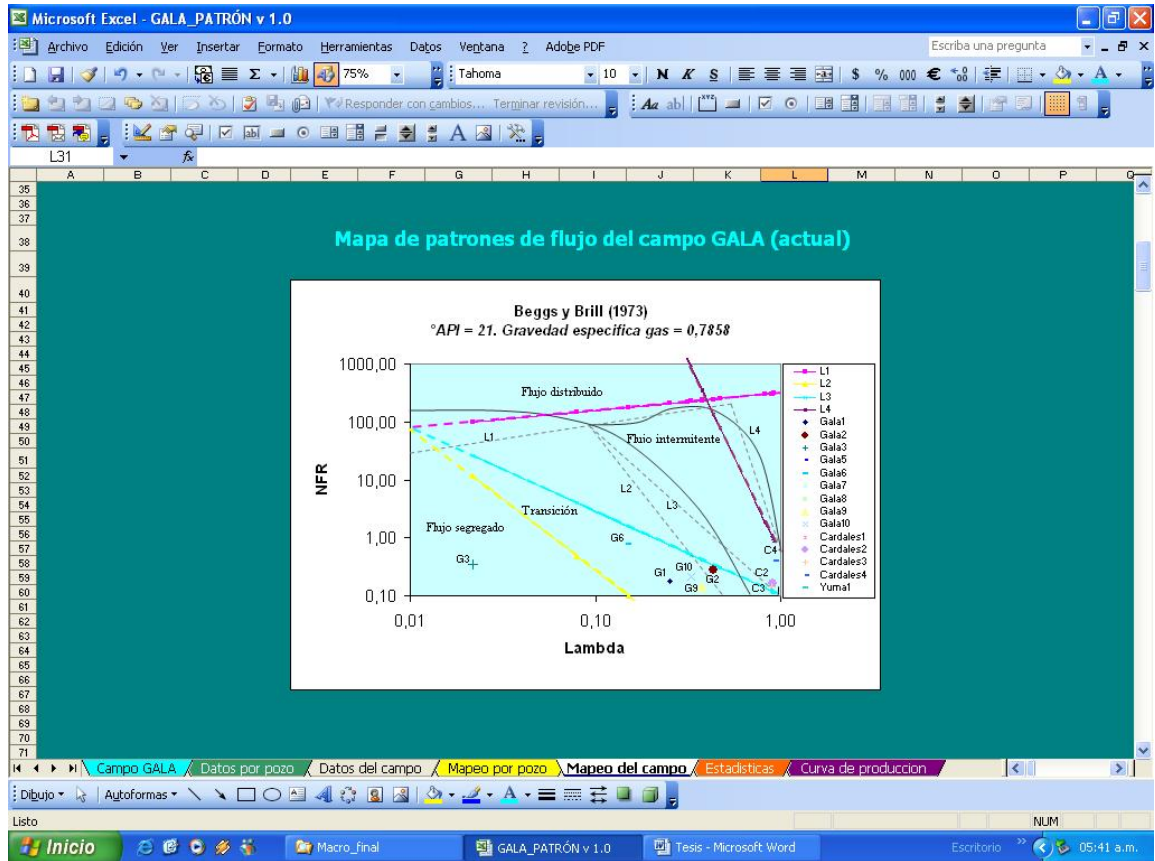
Fig. 31. Ventana4. Mapeo de flujo pozo a pozo.



5. Ventana5. Mapeo de flujo y estadísticas del campo GALA:

En esta ventana, utilizando las velocidades superficiales y los límites reportados en la ventana3, se construye el mapa de patrones de flujo de "Beggs y Brill^{3,4}" para el campo GALA usando los datos de producción del mes de febrero de 2005. Además, en una gráfica se reporta la curva de producción del campo.

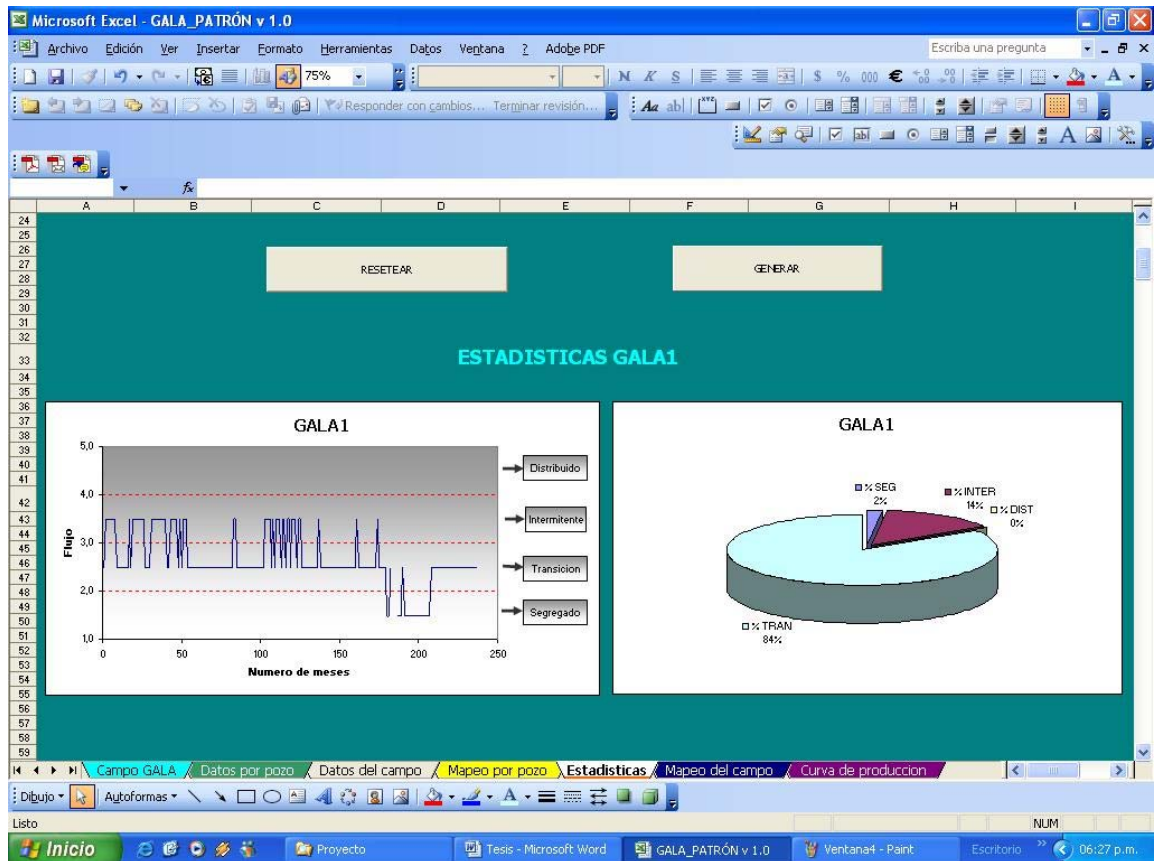
Fig. 32. Ventana5. Mapeo de flujo del campo GALA.



6. Ventana 6. Estadística del flujo multifásico pozo a pozo.

Por medio de dos graficas, en esta ventana se muestra el comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo por pozo y además, por medio de un diagrama pastel se muestra el porcentaje que cada patrón de flujo ha existido en la historia de producción de los pozos.

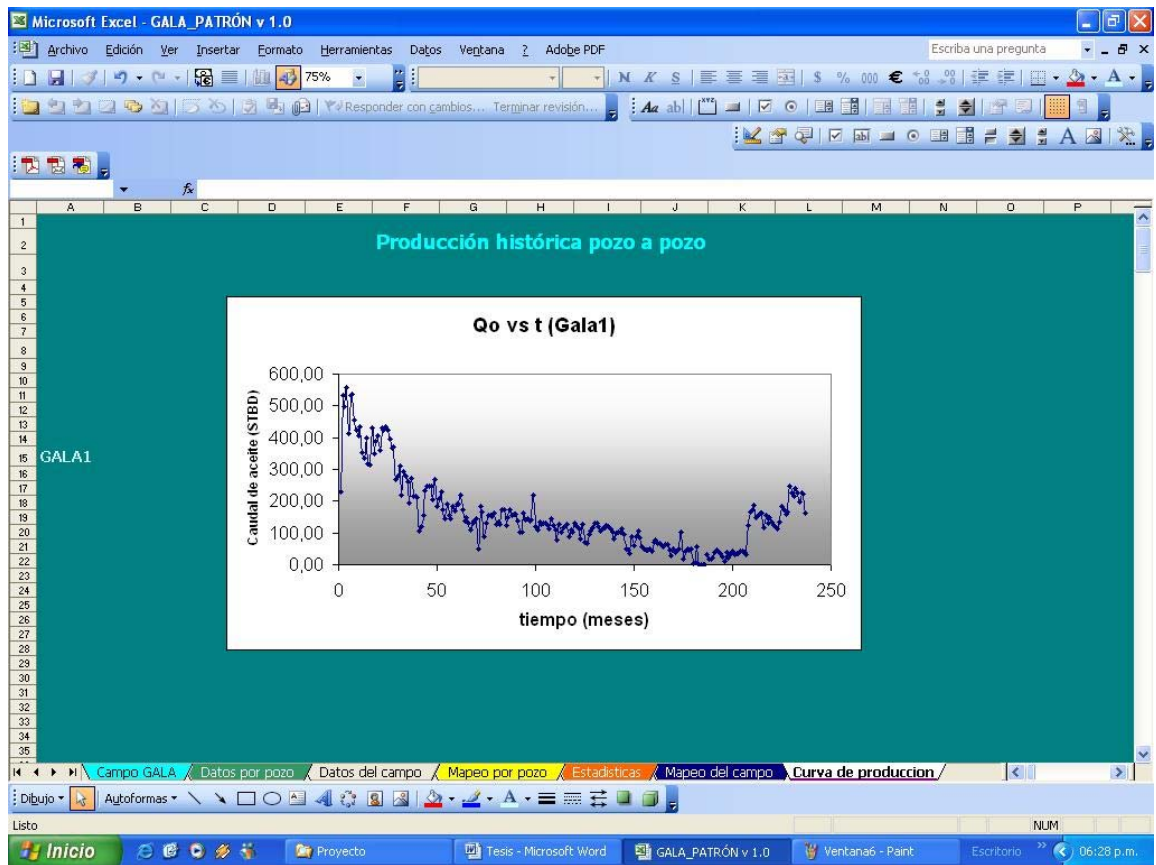
Fig. 33. Ventana6. Estadística del flujo multifásico pozo a pozo.



7. Ventana7. Curva histórica de producción por pozo:

En esta última ventana, se muestra la curva de producción por pozo del campo Gala.

Fig. 34. Ventana7. Curva histórica de producción por pozo.



4.5. Validación de la herramienta GALA _ PATRÓN v 1.0.

Esta herramienta fue desarrollada bajo los criterios de creación de mapas de patrones de flujo propuestos por *Beggs y Brill*^{3,4}. Para la aplicación de su metodología se corrieron en la herramienta ejercicios propuestos en los libros de *Beggs*³ y *M. Economides*⁹. Además, se cargaron los datos correspondientes al último registro de producción del campo Gala en el simulador *HYSYS 3.1*, obteniendo en ambos casos, resultados similares.

Posteriormente, con los datos reales de producción del campo se determinan los patrones de flujo y se construye el mapa de patrones de flujo con los límites reales del campo, generando un mapa de flujo real.

4.5.1. Descripción de los datos empleados en la validación.

Los datos reales empleados en la validación, corresponden a la historia de producción del campo Gala, desde el año 1985 hasta el último registro de producción perteneciente al mes de Febrero de 2005. Los datos fueron graficados en mapas de flujo, en donde las coordenadas corresponden a las velocidades superficiales de gas y líquido. Estas variables se calculan a partir de los potenciales mensuales de cada pozo, teniendo en cuenta la relación directa que existe entre ellos y el diámetro interno de cada línea de flujo.

Las propiedades volumétricas de los fluidos (B_o , B_g , B_w), son evaluados por la herramienta a la presión y temperaturas medidas durante el periodo comprendido entre marzo-abril de 2005. La gravedad API del crudo se encuentra entre 20.5 y 21 grados; el BS&W para cada pozo y la salinidad del agua de formación (28000 ppm), son datos reportados por los laboratorios de fluido de ECOPETROL S.A.

4.5.2. Mapas de patrones de flujo.

La herramienta realiza el cálculo simultáneo e histórico de las coordenadas para el mapa de flujo teniendo en cuenta variables como: velocidades superficiales de las fases, la fracción de líquido entrante y el diámetro interno de la línea de flujo, en un proceso determinístico en el que los límites para los diferentes patrones de flujo son superpuestos en los límites cualitativos ideales del mapa de flujo original de *Beggs y Brill*^{3,4} (1973).

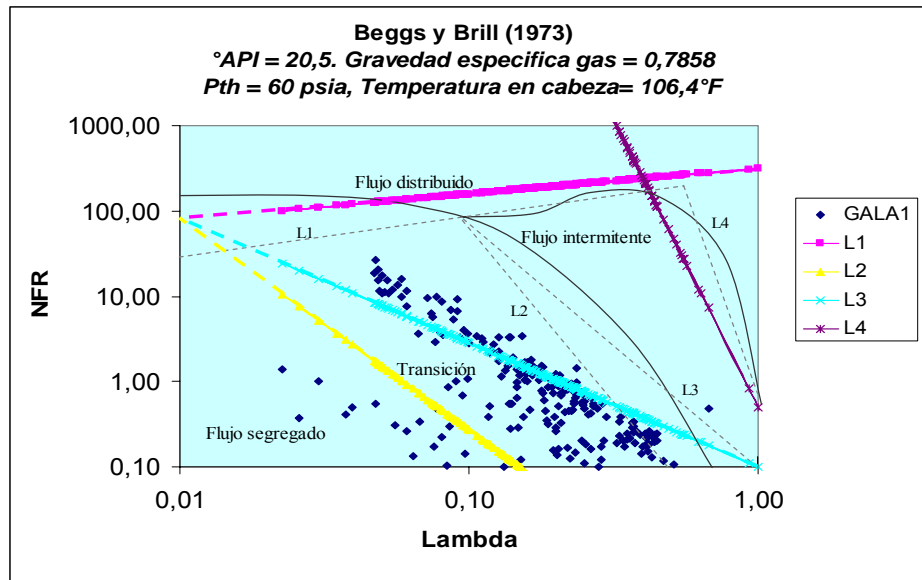
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Análisis pozo a pozo.

5.1.1 Gala1.

El pozo Gala1 posee 237 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 35).

Fig. 35. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala1.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 36 y se encontró que el 84% predominó el flujo *transición*, 14% para flujo *intermitente* y el 2% para flujo *segregado* (ver fig. 37).

Fig. 36. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala1.

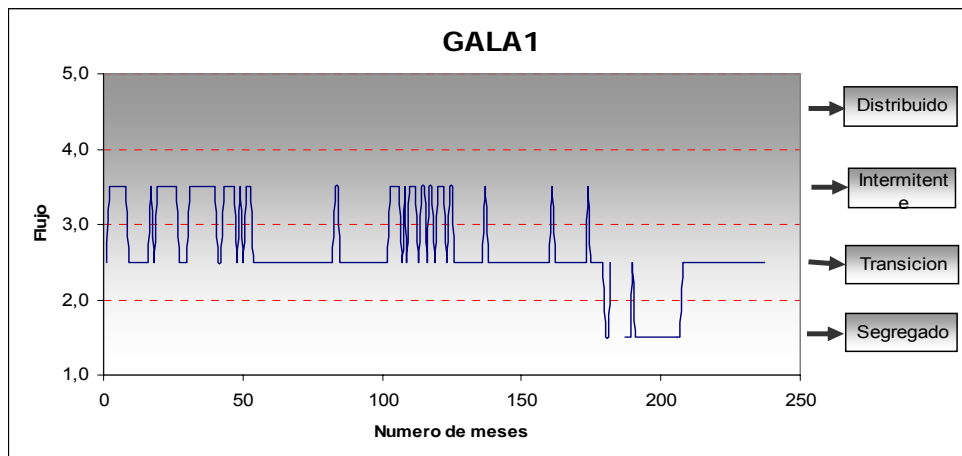
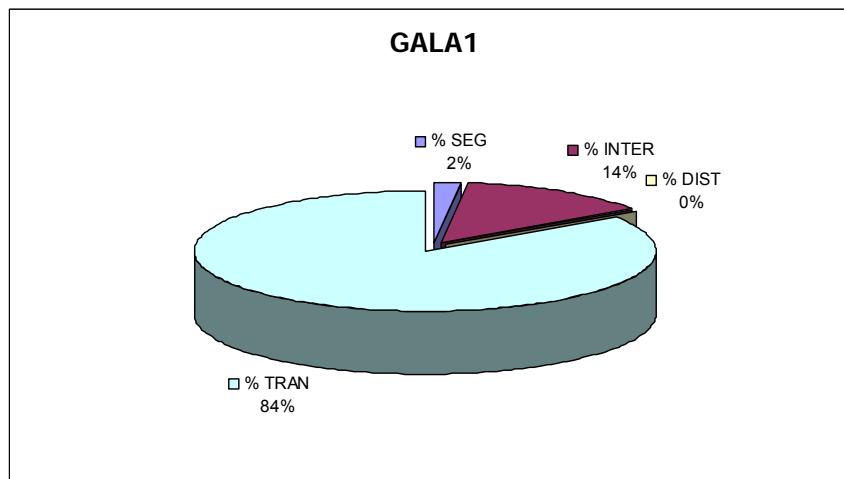
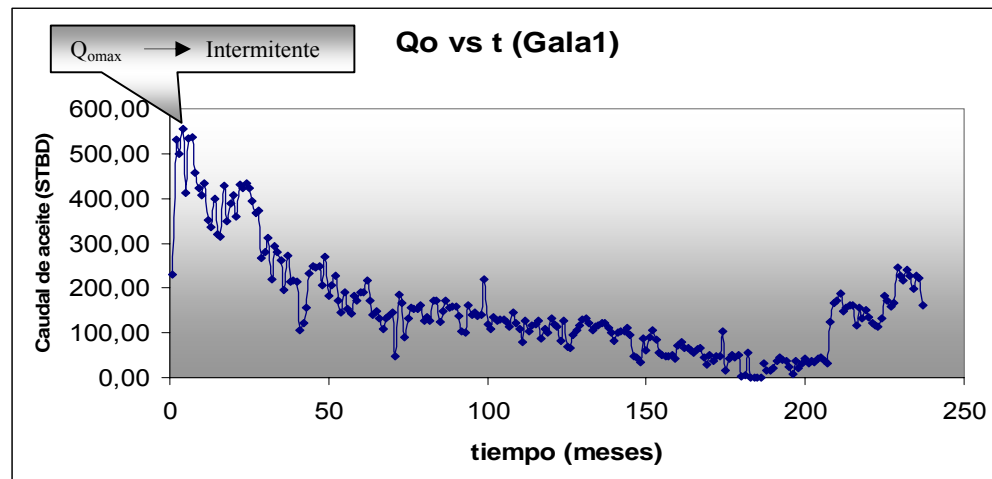


Fig. 37. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala1.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 38).

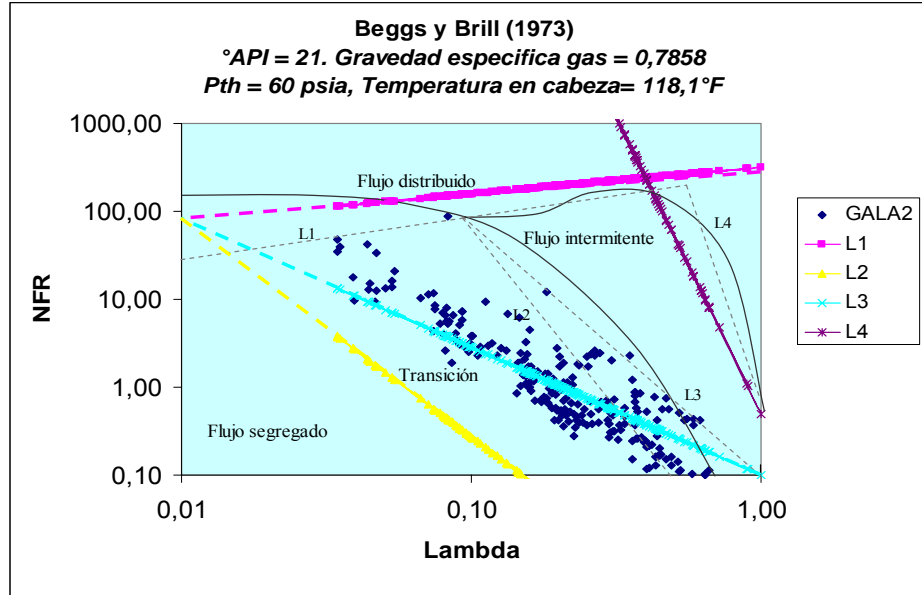
Fig. 38. Curva de producción histórica del pozo Gala1.



5.1.2 Gala2.

El pozo Gala2 posee 234 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 39).

Fig. 39. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala2.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 40 y se encontró que el 53% predominó el flujo *transición*, y el 47% para flujo *intermitente* (ver fig. 41).

Fig. 40. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala2.

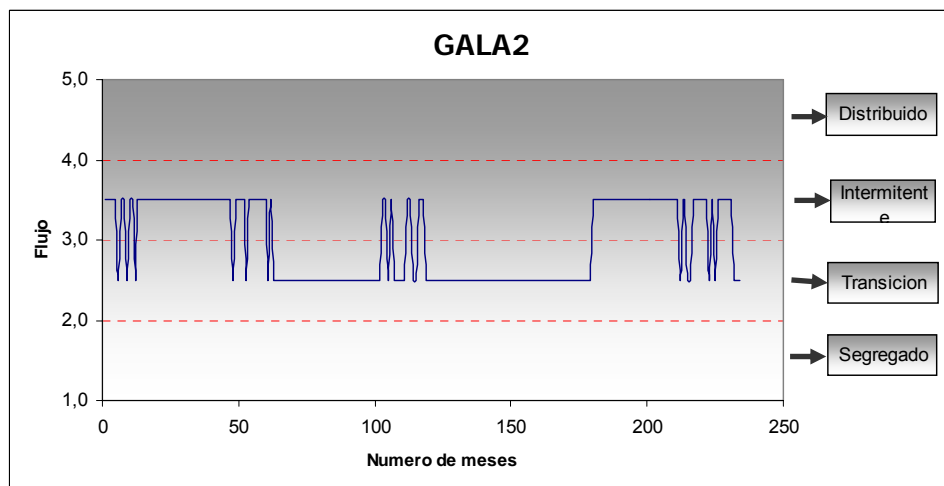
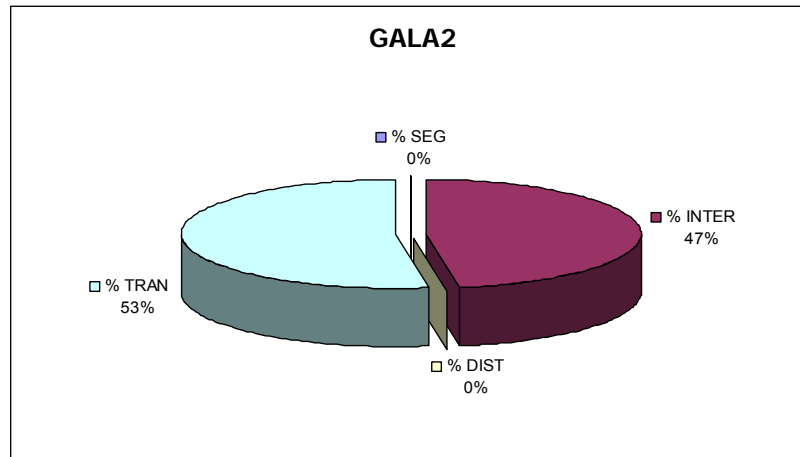
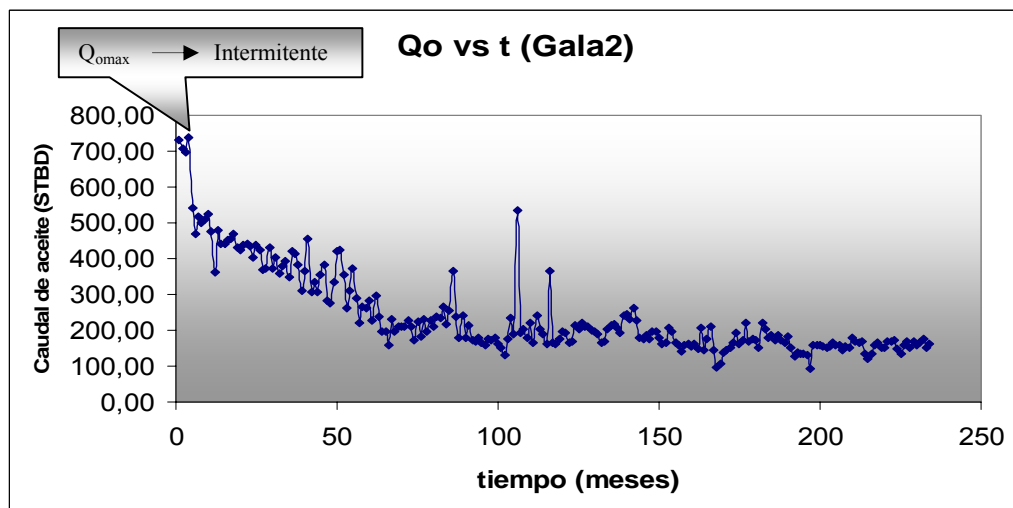


Fig. 41. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala2.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 42).

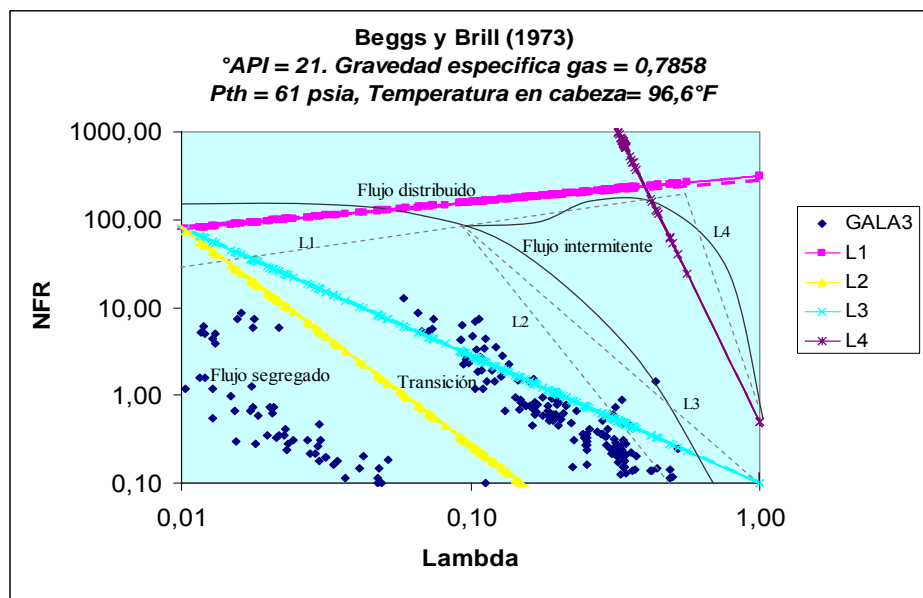
Fig. 42. Curva de producción histórica del pozo Gala2.



5.1.3 Gala3.

El pozo Gala3 posee 229 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 43).

Fig. 43. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala3.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 44. y se encontró que el 50% predominó el flujo *transición*, 38% para flujo *segregado* y 12% para flujo *intermitente* (ver fig. 45).

Fig. 44. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala3.

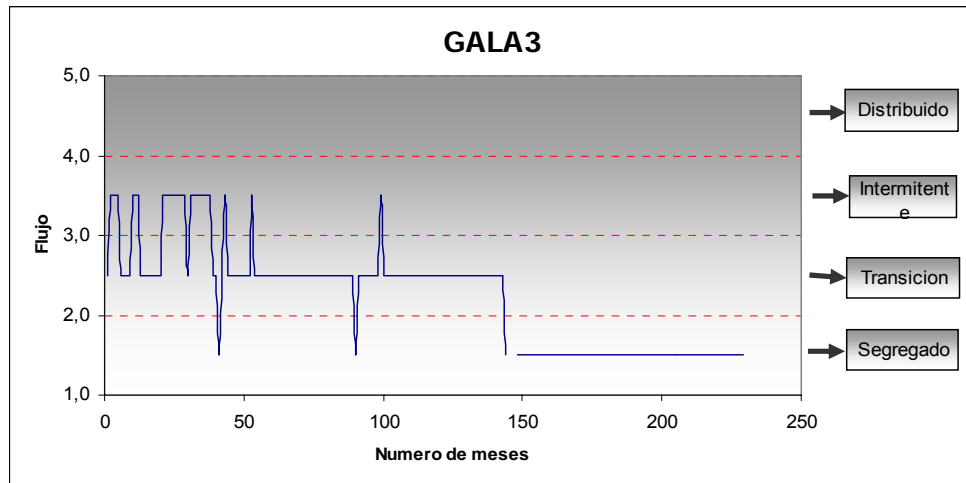
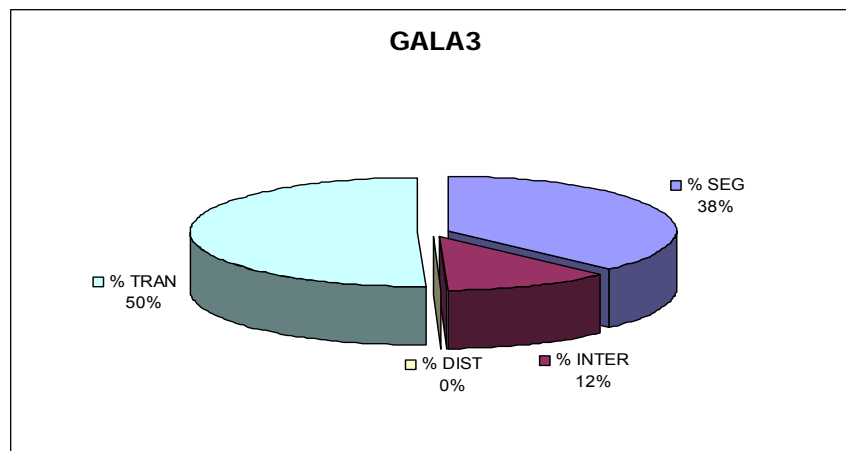
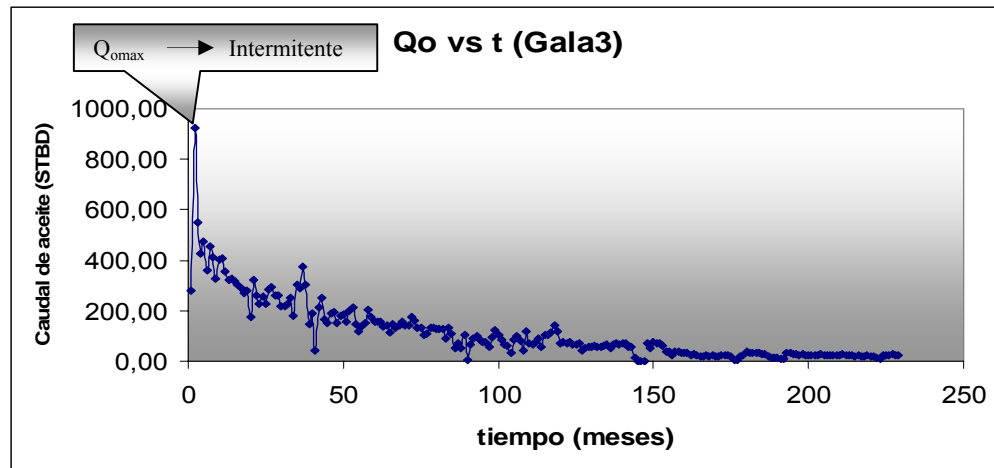


Fig. 45. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala3.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 46).

Fig. 46. Curva de producción histórica del pozo Gala3.



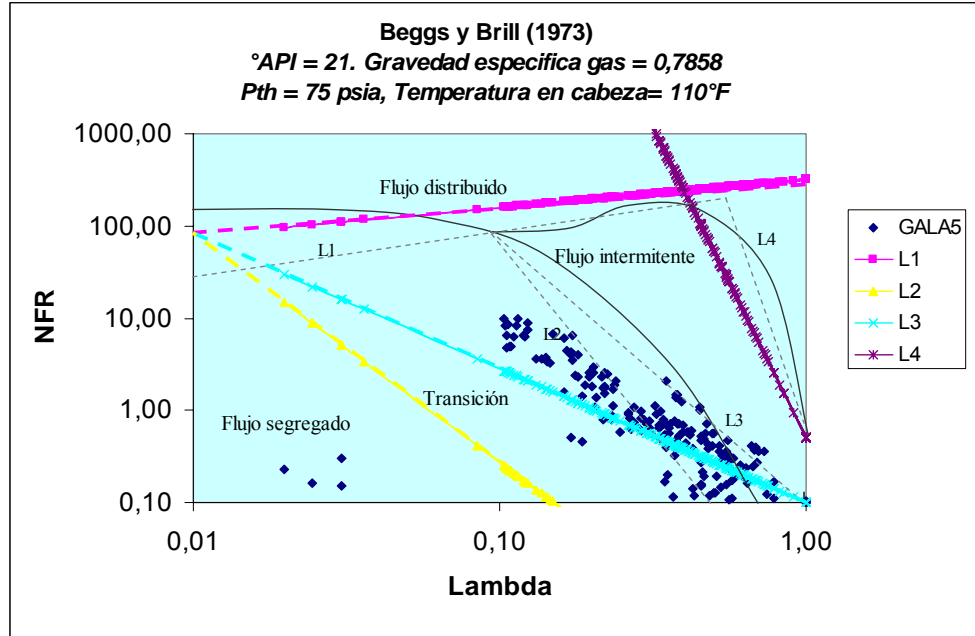
5.1.4. Gala4.

Este pozo empezó a producir desde diciembre de 1985 hasta marzo de 2003, en donde se abandonó permanentemente por problemas de baja producción y porque los trabajos de *workover* no arrojaron buenos resultados.

5.1.5 Gala5.

El pozo Gala5 posee 216 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 47).

Fig. 47. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala5.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 48 y se encontró que el 65% predominó el flujo *intermitente*, 31% para flujo *transición* y 4% para flujo *segregado* (ver fig. 49).

Fig. 48. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala5.

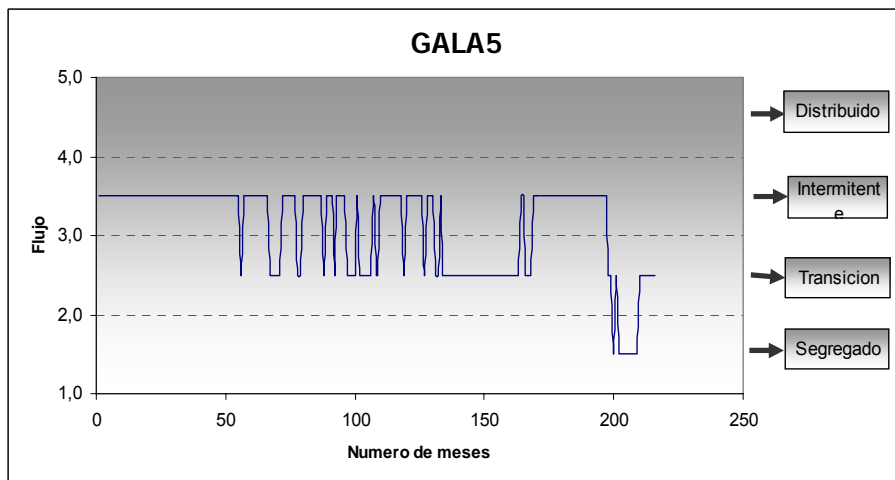
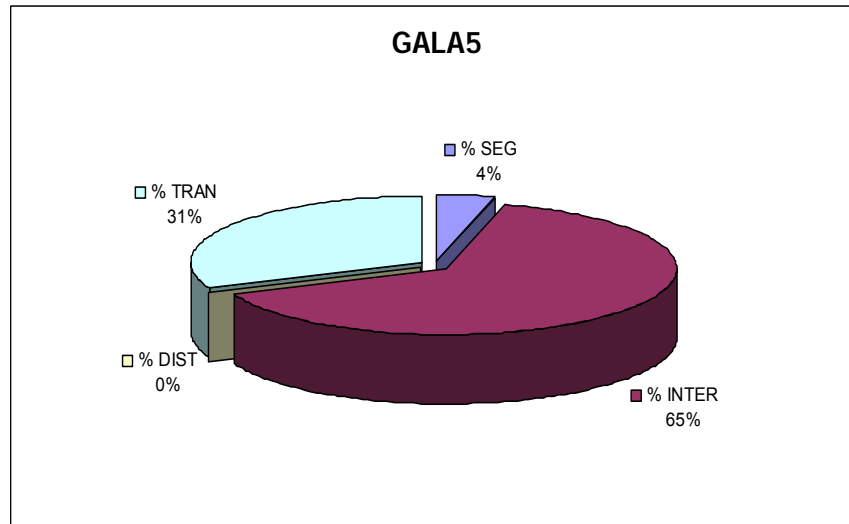
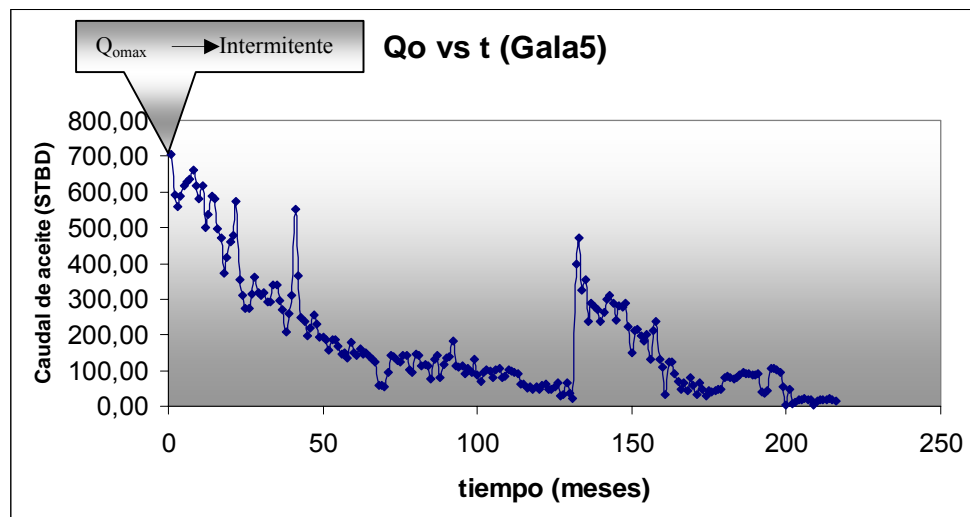


Fig. 49. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala5.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 50).

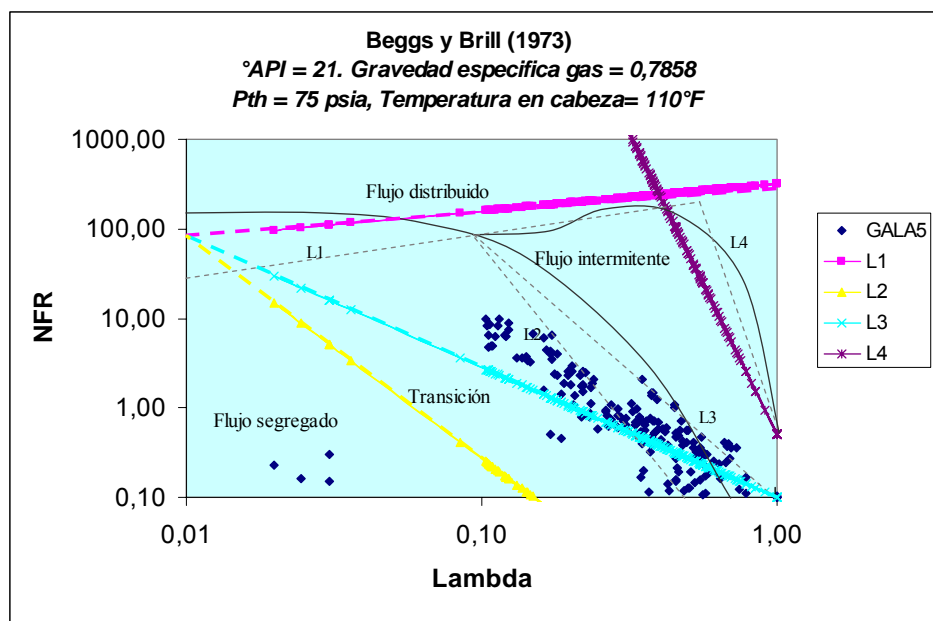
Fig. 50. Curva de producción histórica del pozo Gala5.



5.1.6 Gala6.

El pozo Gala6 posee 218 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 51).

Fig. 51. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala6.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 52. y se encontró que el 84% predominó el flujo *transición*, 14% para flujo *intermitente* y 2% para flujo *segregado* (ver fig. 53).

Fig. 52. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala6.

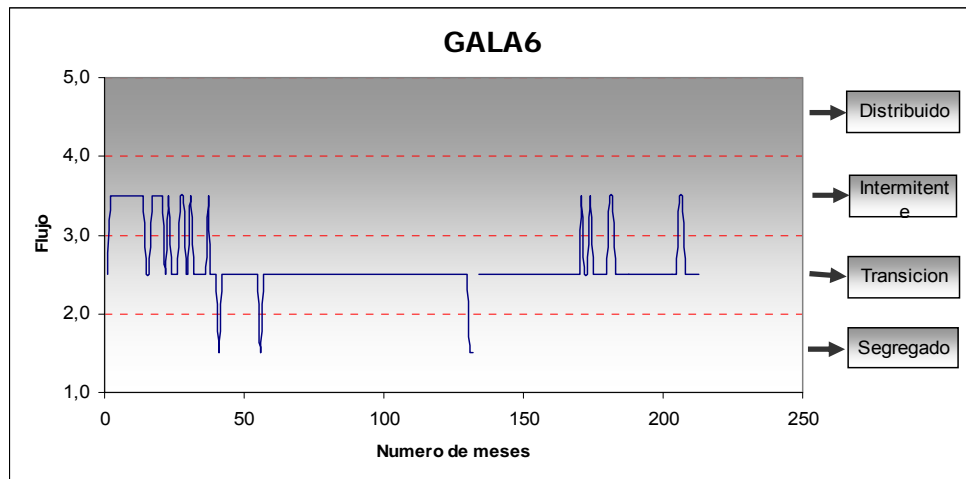
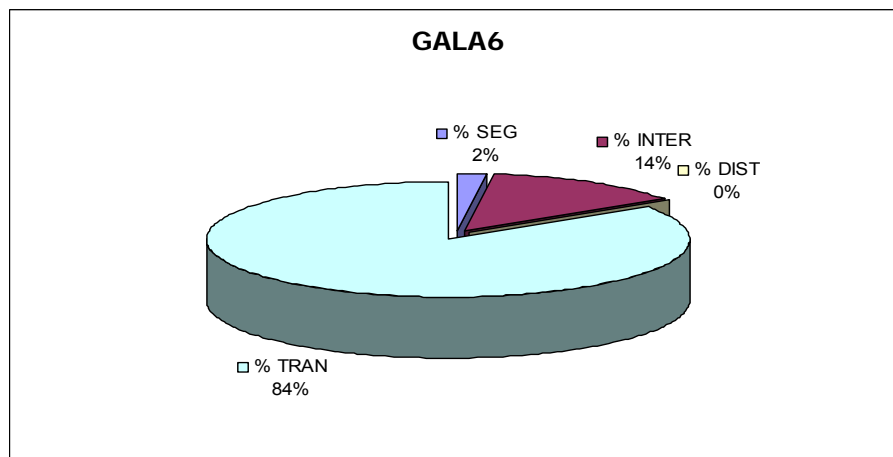
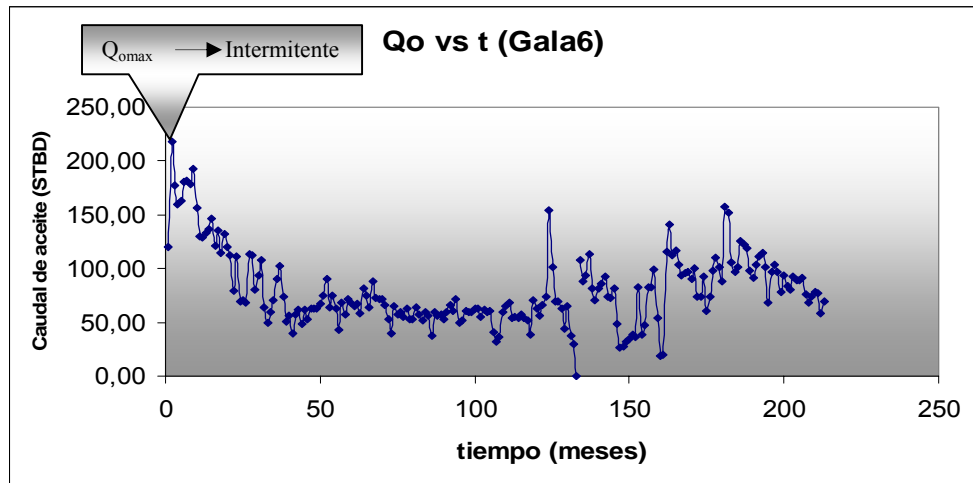


Fig. 53. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala6.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 54).

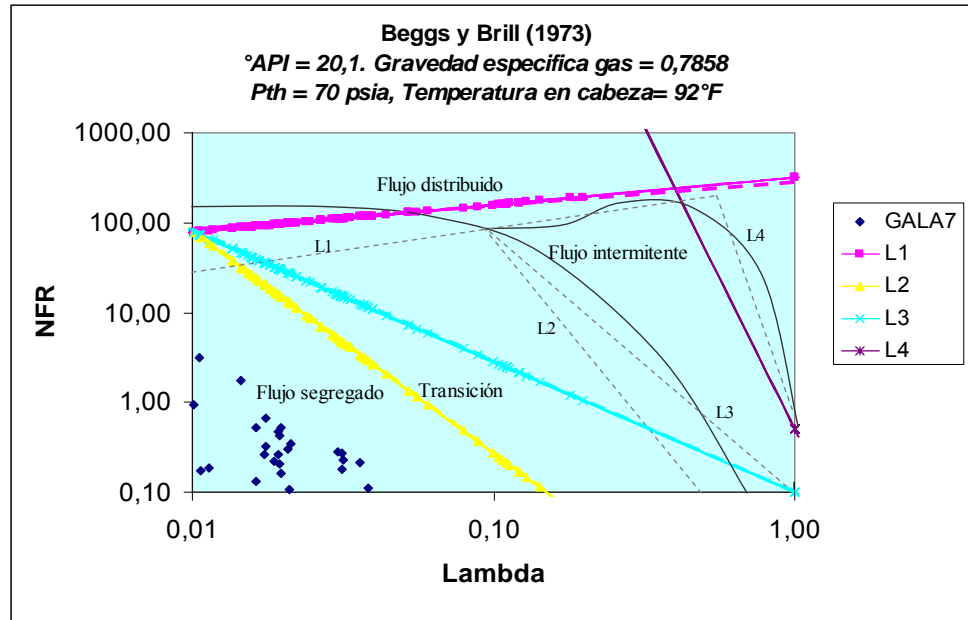
Fig. 54. Curva de producción histórica del pozo Gala6.



5.1.7 Gala7.

El pozo Gala7 posee 174 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 55).

Fig. 55. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala7.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 56 y se encontró que el 100% predomina el flujo segregado (ver fig. 57).

Fig. 56. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala7.

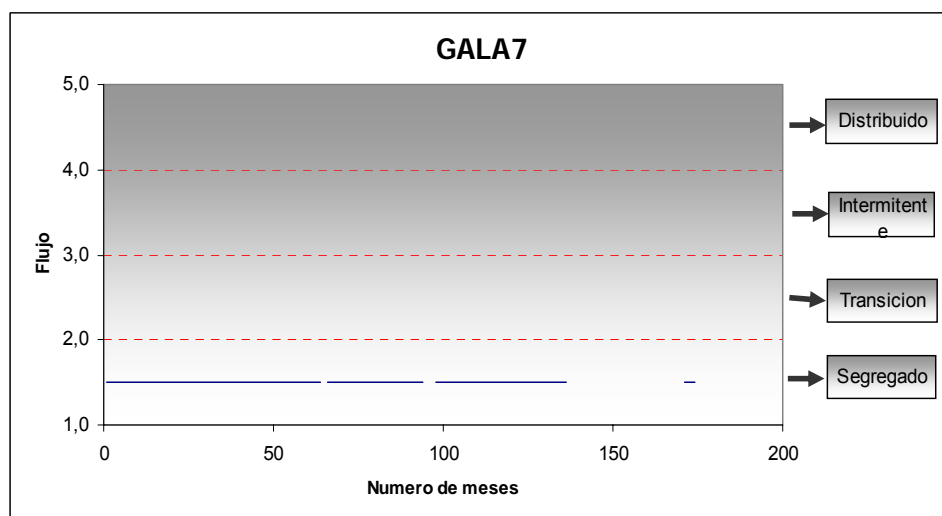
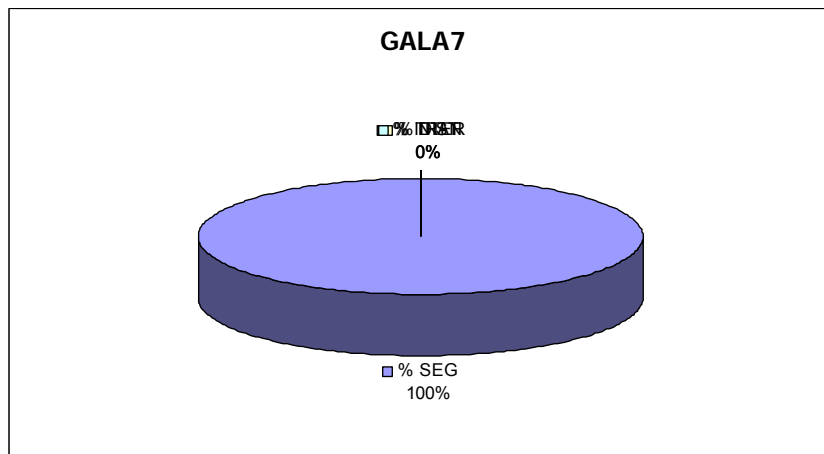
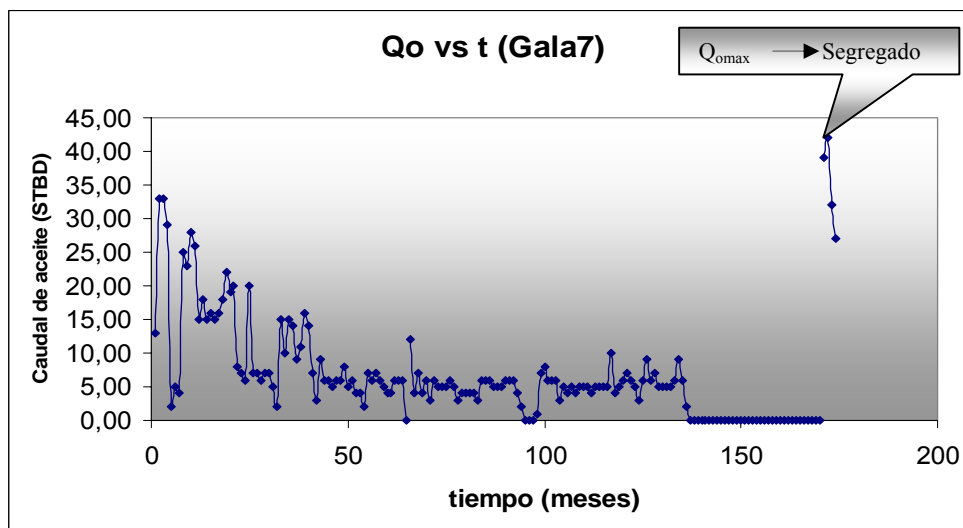


Fig. 57. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala7.



Lógicamente, debido a que siempre ha existido el patrón de flujo *segregado*, este fue el correspondiente para el pico máximo de producción (ver fig. 58).

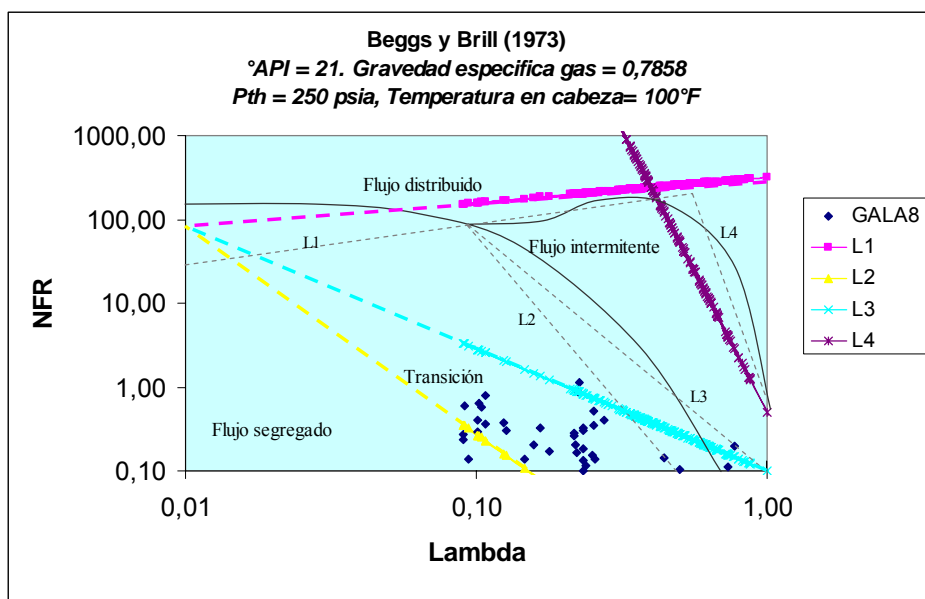
Fig. 58. Curva de producción histórica del pozo Gala7.



5.1.8 Gala8.

El pozo Gala8 posee 235 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 59).

Fig. 59. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala8.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 60 y se encontró que el 90% predominó el flujo *transición*, 9% para flujo *segregado* y 1% para flujo *intermitente* (ver fig. 61).

Fig. 60. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala8.

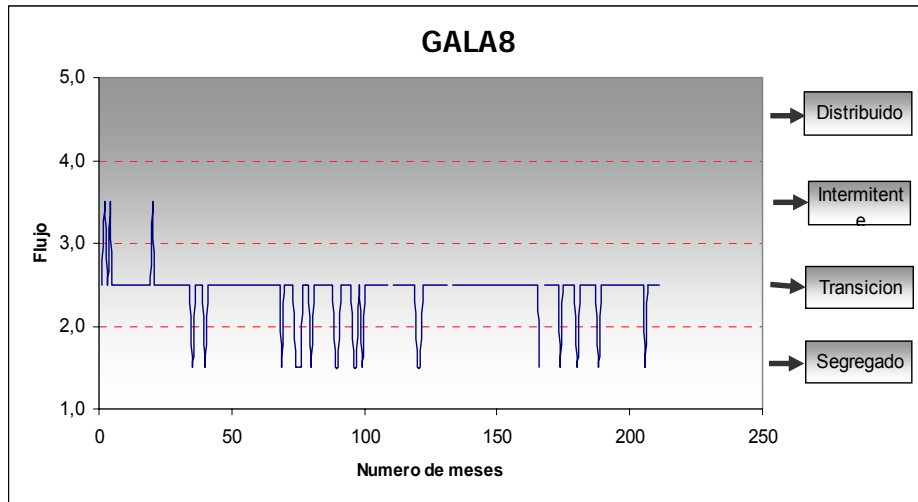
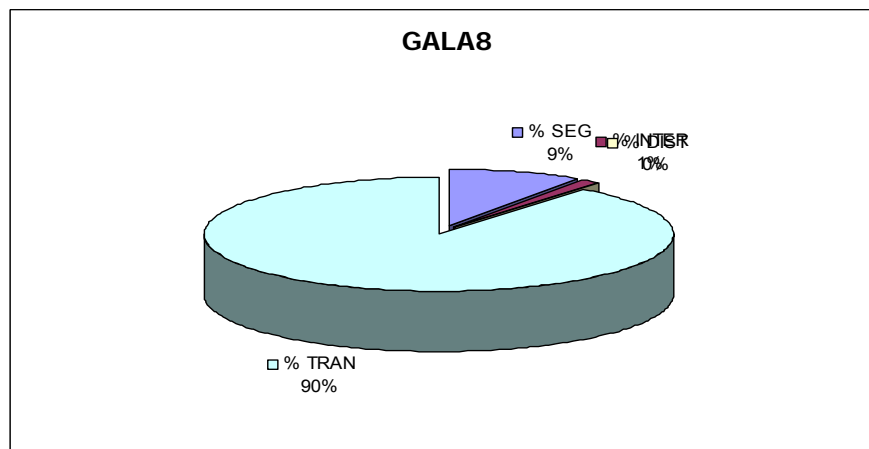
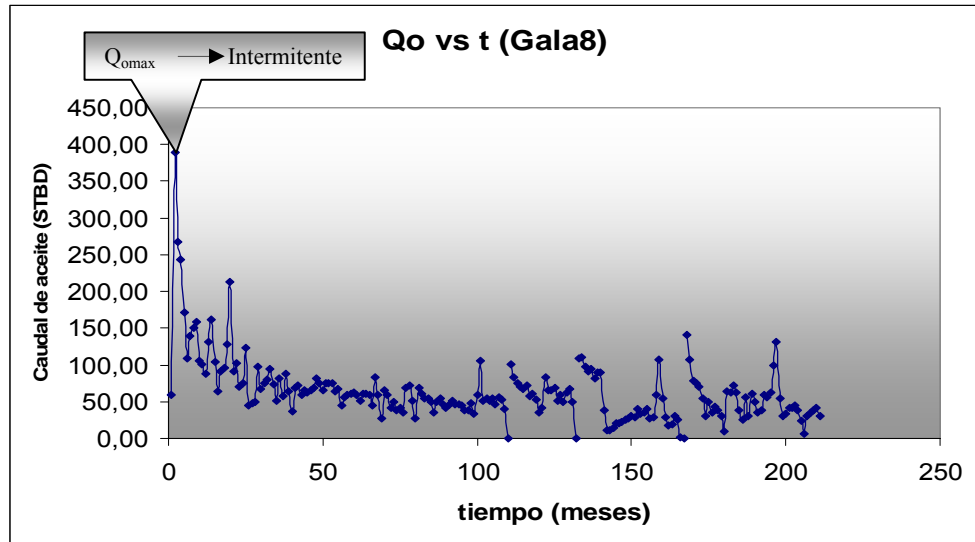


Fig. 61. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala8.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 62).

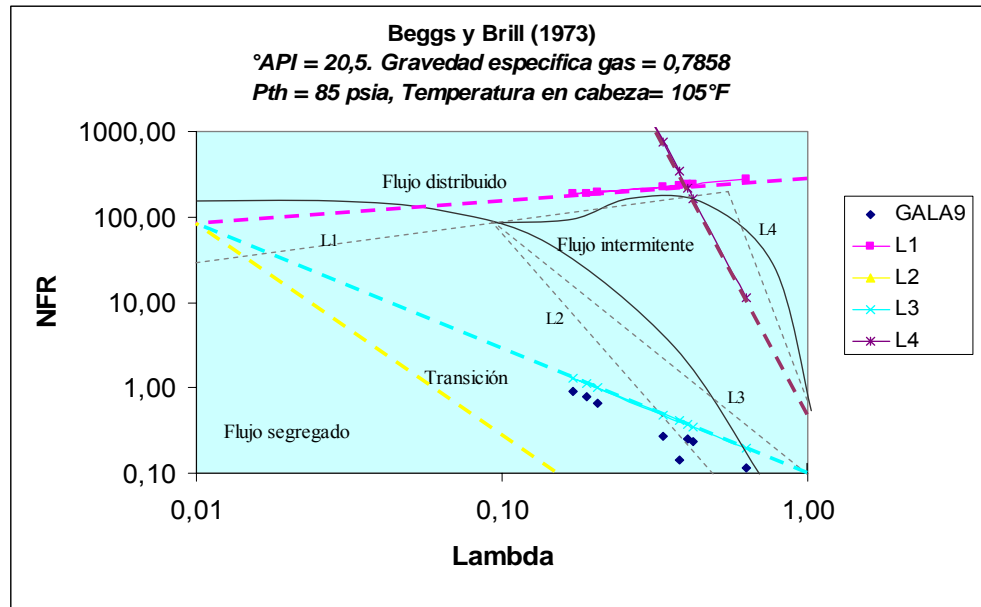
Fig. 62. Curva de producción histórica del pozo Gala8.



5.1.9 Gala9.

El pozo Gala9 posee 8 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 63).

Fig. 63. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala9.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 64. y se encontró que el 100% predominó el flujo *transición* (ver fig. 65).

Fig. 64. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala9.

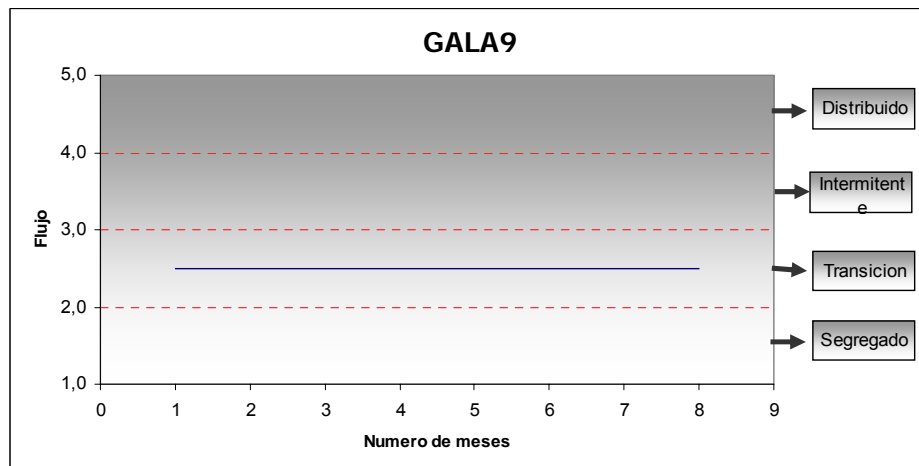
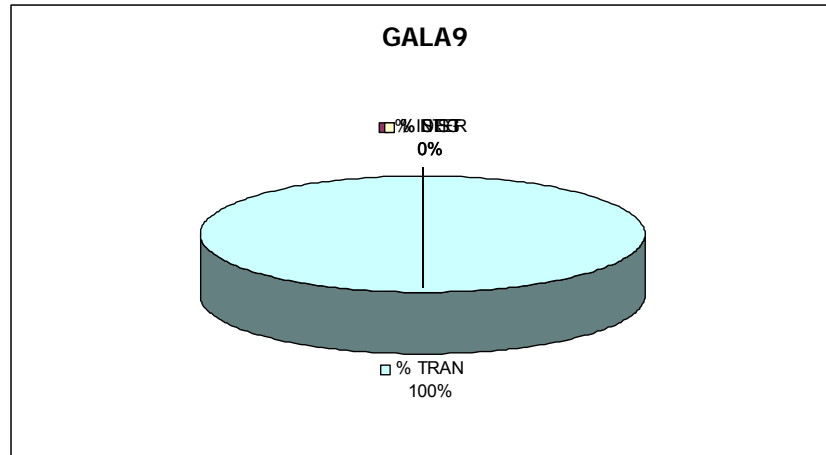
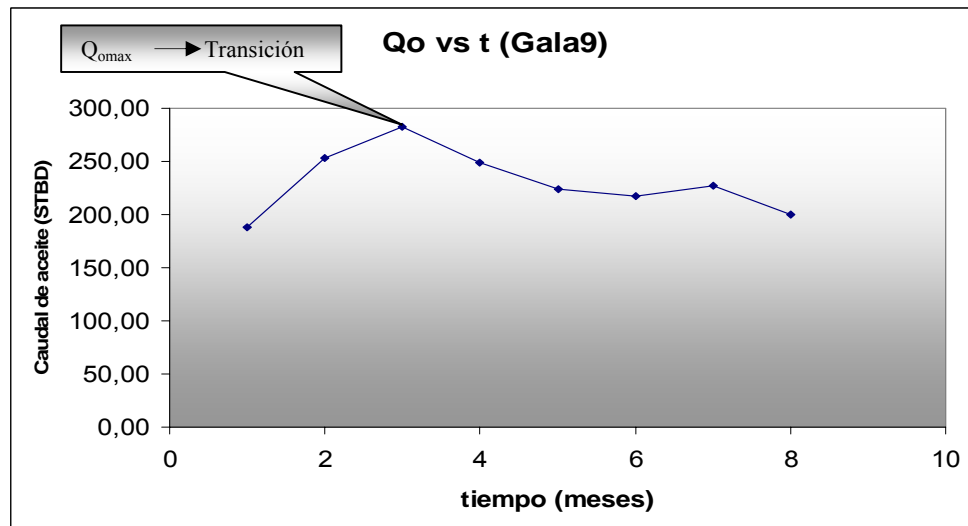


Fig. 65. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala9.



Lógicamente, debido a que siempre ha existido el patrón de flujo *transición*, este fue el correspondiente para el pico máximo de producción (ver fig. 66).

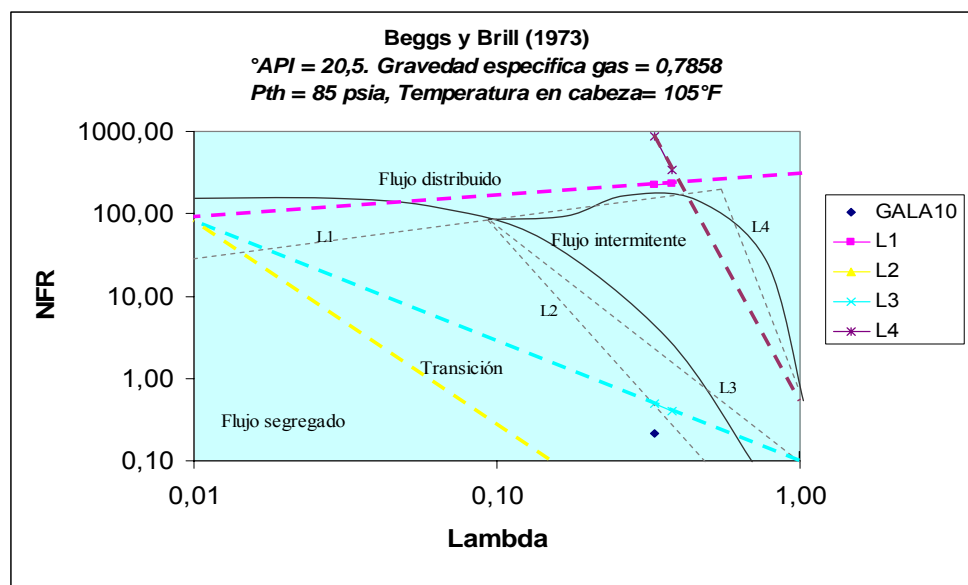
Fig. 66. Curva de producción histórica del pozo Gala9.



5.1.10 Gala10.

El pozo Gala10 posee 2 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 67).

Fig. 67. Mapa de patrón de flujo del pozo Gala10.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 68 y se encontró que el 100% predominó el flujo *transición* (ver fig. 69).

Fig. 68. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Gala10.

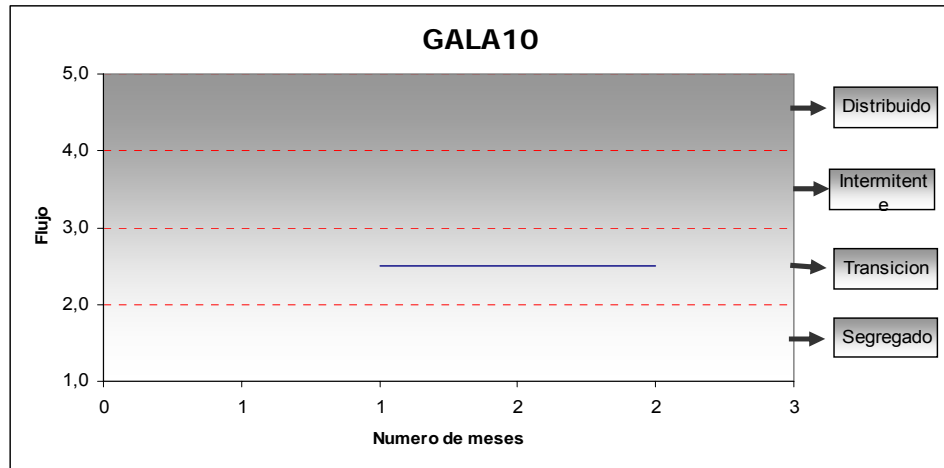
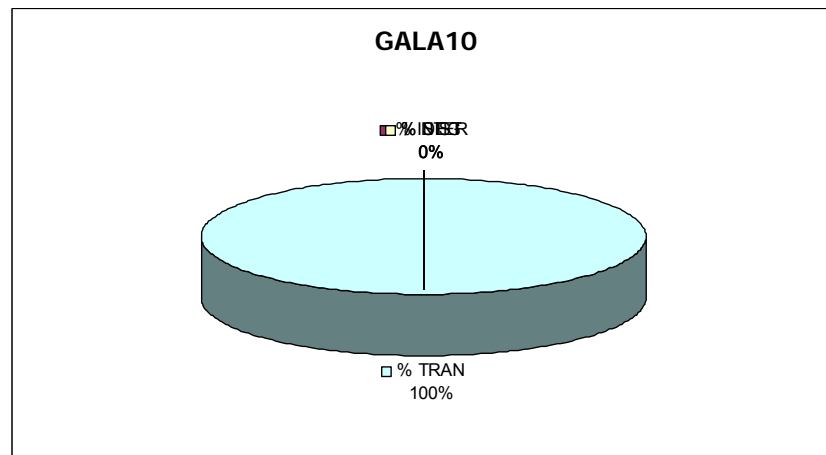
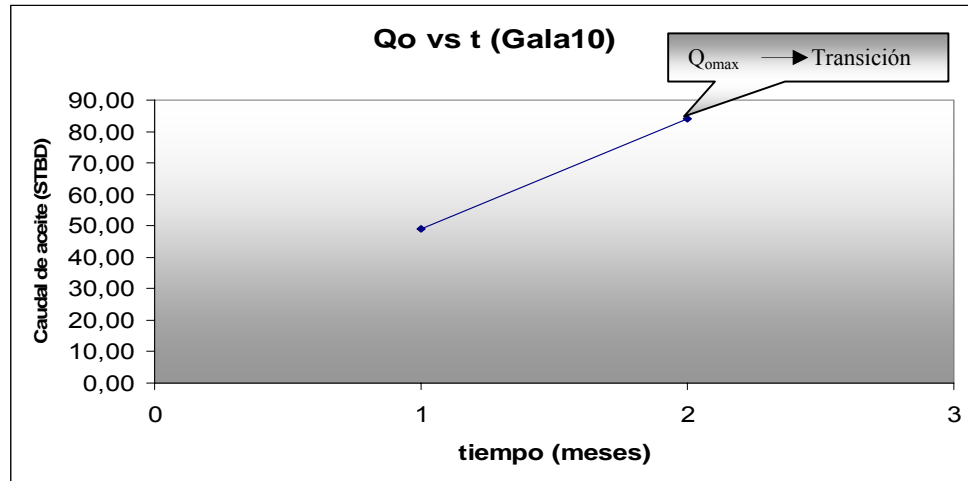


Fig. 69. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Gala10.



Lógicamente, debido a que siempre ha existido el patrón de flujo *transición*, este fue el correspondiente para el pico máximo de producción (ver fig. 70).

Fig. 70. Curva de producción histórica del pozo Gala10.



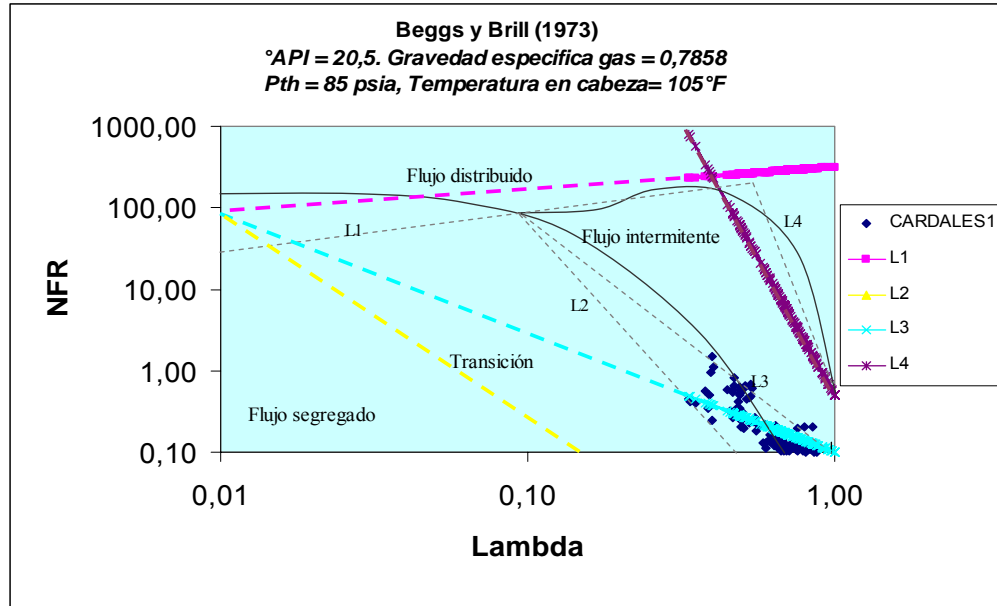
5.1.11 Gala11.

Este pozo fue recientemente perforado y no se posee aun datos de producción.

5.1.12 Cardales1.

El pozo Cardales1 posee 199 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 71).

Fig. 71. Mapa de patrón de flujo del pozo Cardales1.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 72 y se encontró que el 82% predominó el flujo *transición* y 18% para flujo *intermitente* (ver fig. 73).

Fig. 72. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales1.

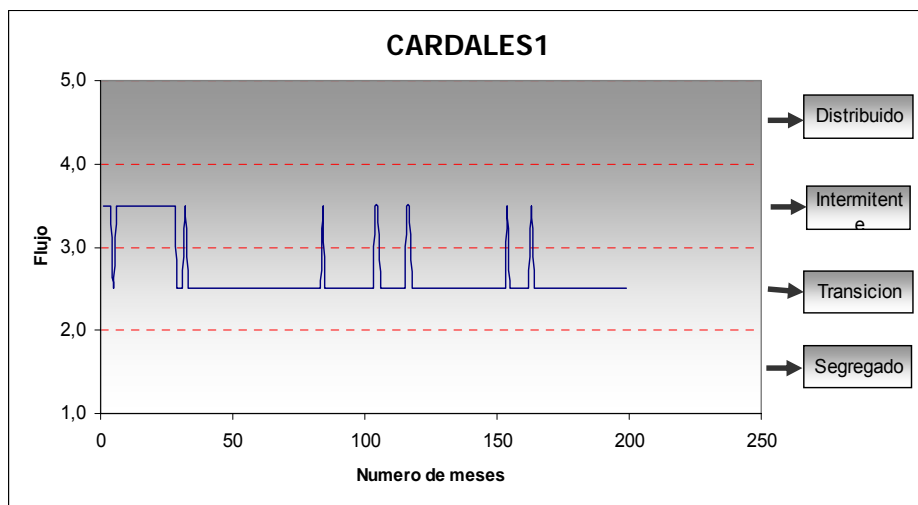
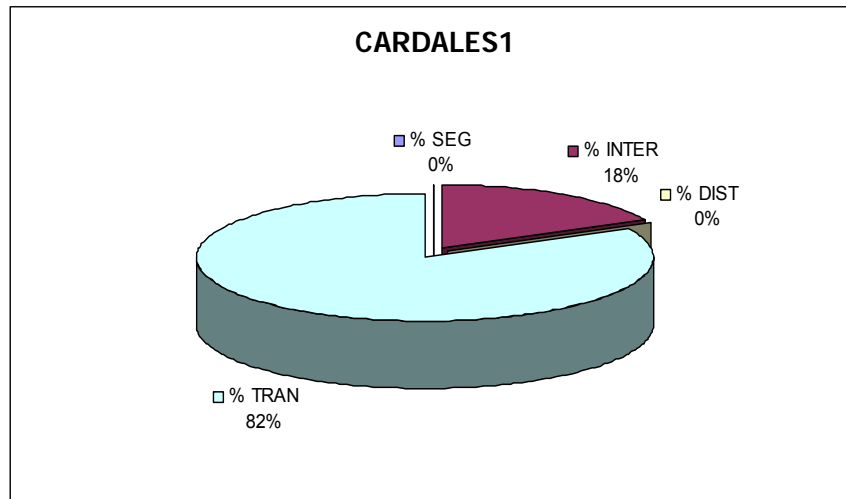
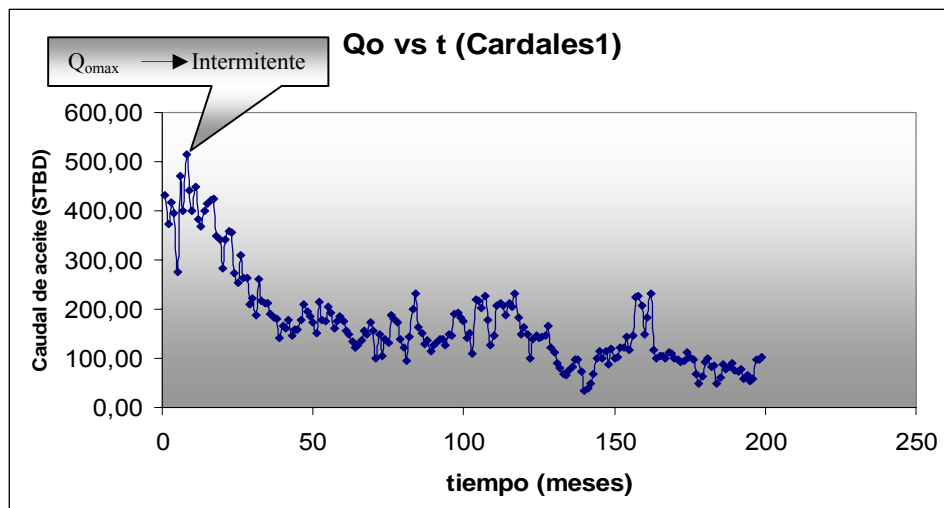


Fig. 73. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales1.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 74).

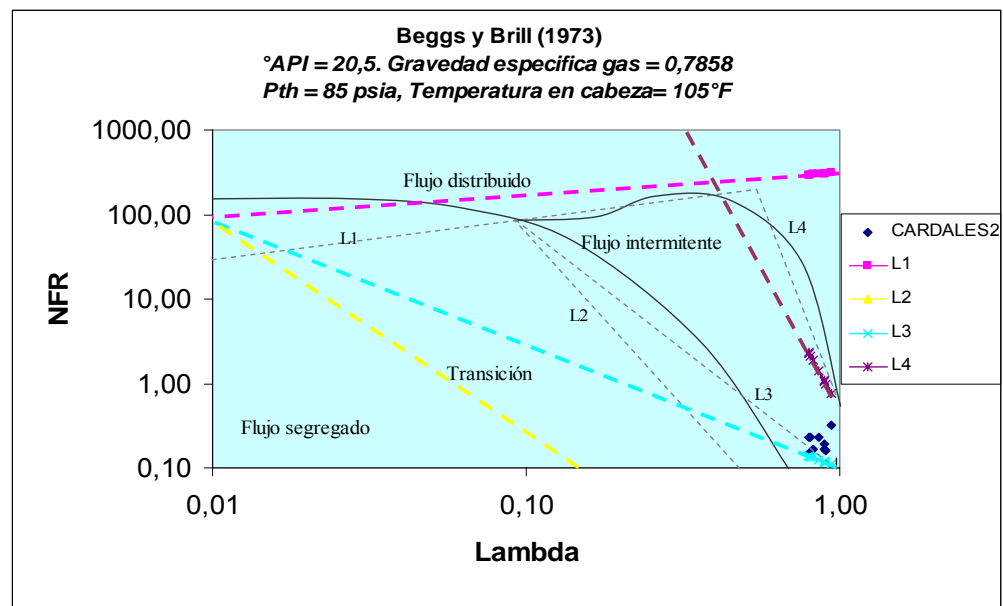
Fig. 74. Curva de producción histórica del pozo Cardales1.



5.1.13 Cardales2.

El pozo Cardales2 posee 9 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 75).

Fig. 75. Mapa de patrón de flujo del pozo Cardales2.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 76 y se encontró que el 100% predomina el flujo *intermitente* (ver fig. 77).

Fig. 76. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales2.

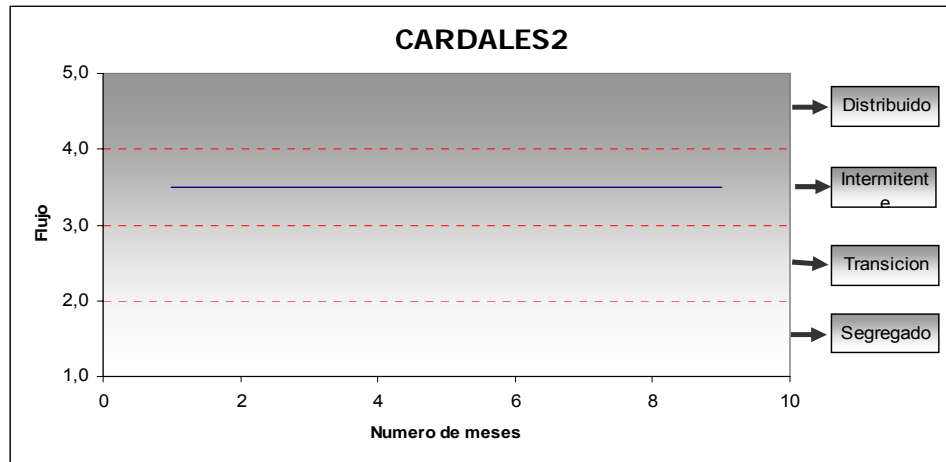
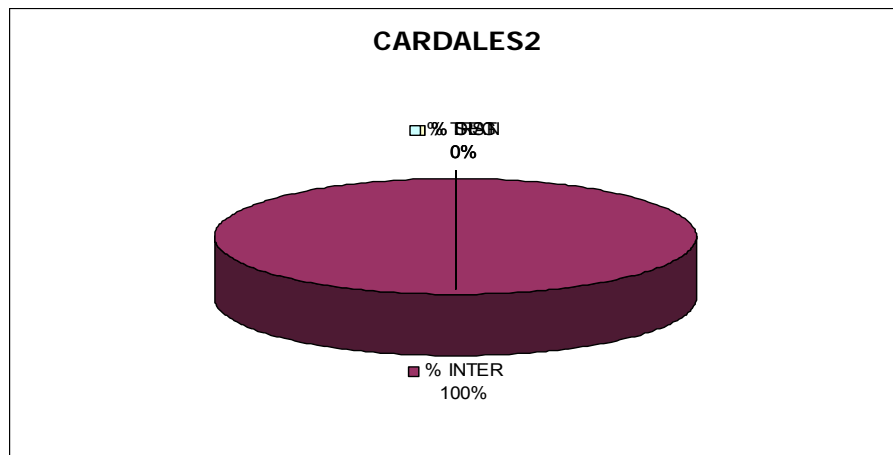
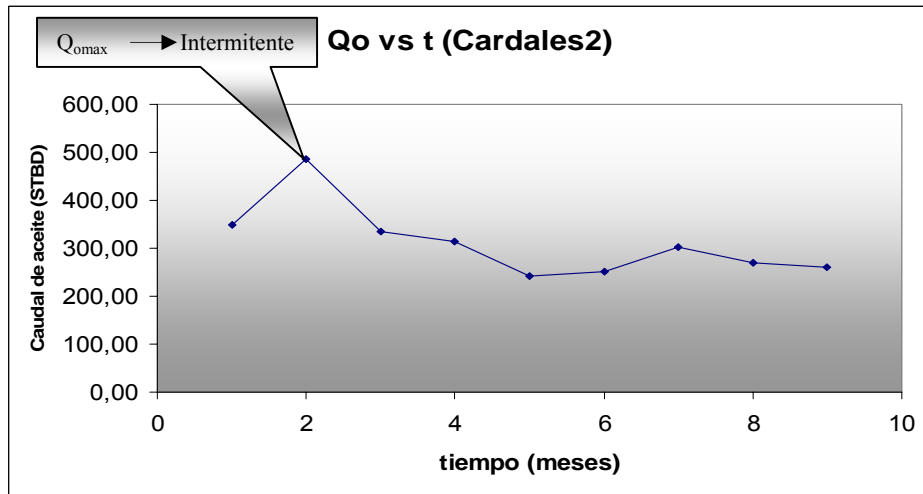


Fig. 77. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales2.



Lógicamente, debido a que siempre ha existido el patrón de flujo *intermitente*, este fue el correspondiente para el pico máximo de producción (ver fig. 78).

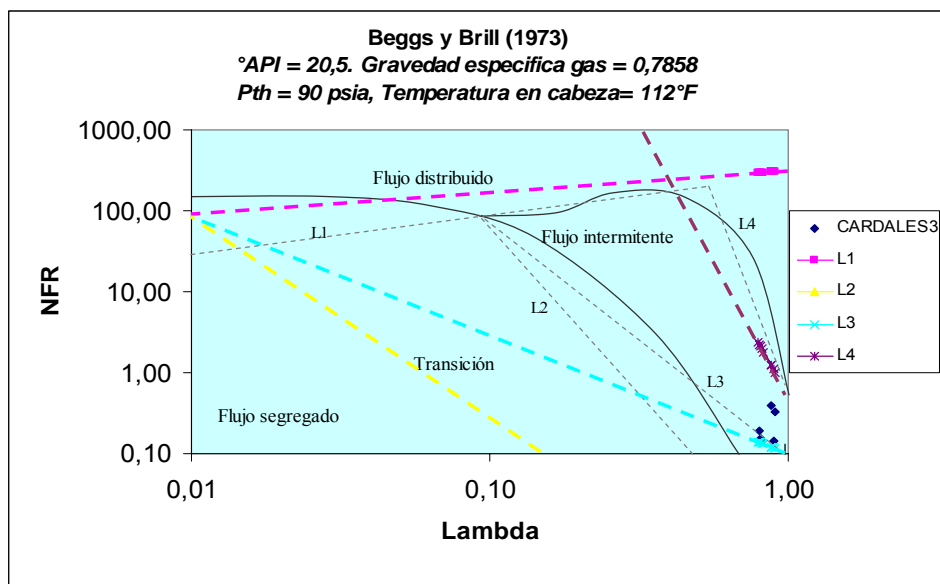
Fig. 78. Curva de producción histórica del pozo Cardales2.



5.1.14 Cardales3.

El pozo Cardales3 posee 9 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 79).

Fig. 79. Mapa de patrón de flujo del pozo Cardales3.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 80 y se encontró que el 67% predominó el flujo *intermitente* y 33% para flujo *transición* (ver fig. 81).

Fig. 80. Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales3.

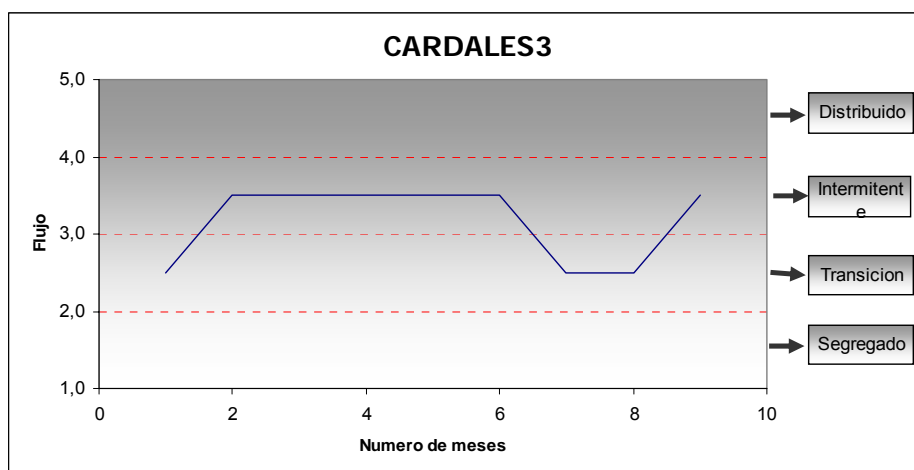
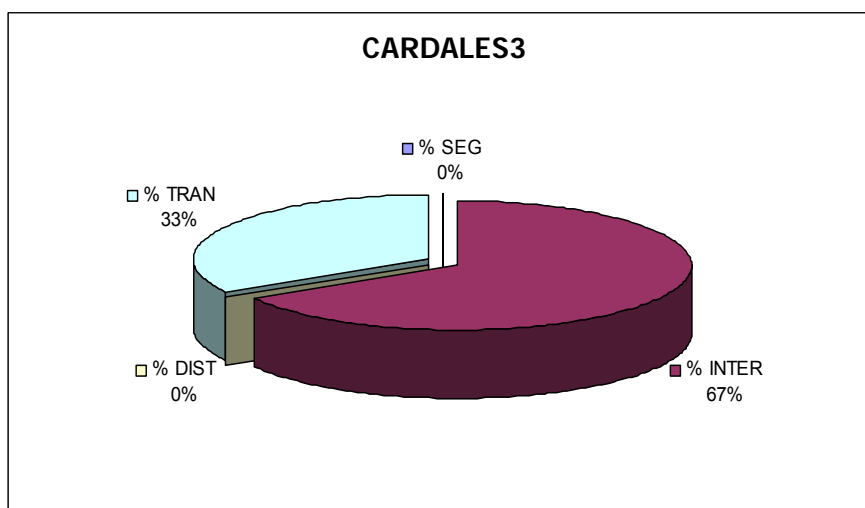
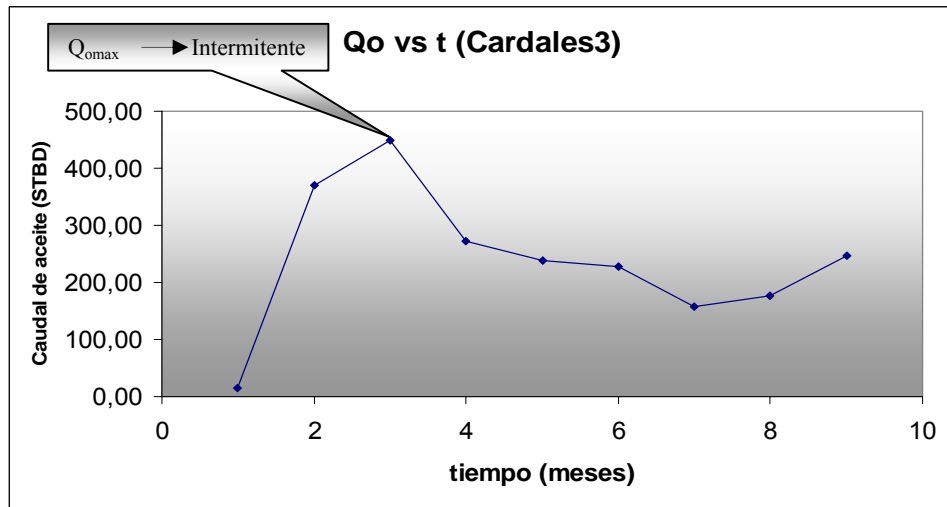


Fig. 81. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales3.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 82).

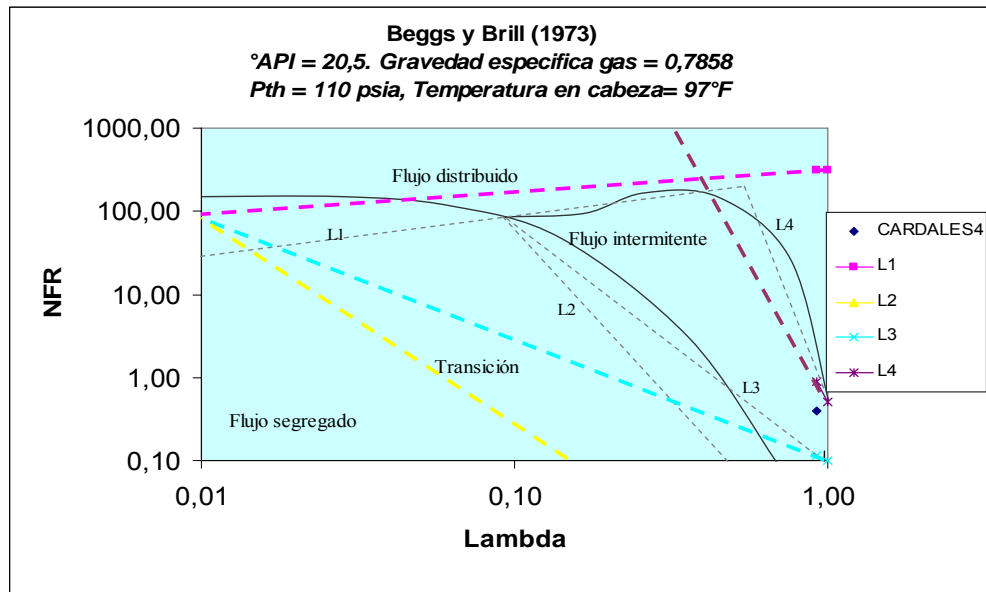
Fig. 82. Curva de producción histórica del pozo Cardales3.



5.1.15 Cardales4.

El pozo Cardales4 posee 2 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 83).

Fig. 83. Mapa de patrón de flujo del pozo Cardales4.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 84 y se encontró que el 50% predominó el flujo *intermitente* y 50% para flujo *transición* (ver fig. 85).

Fig. 84 Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Cardales4.

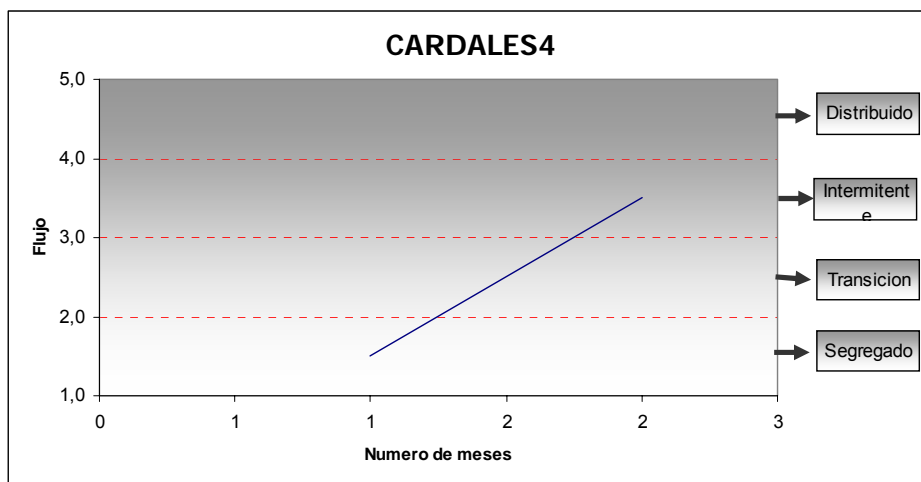
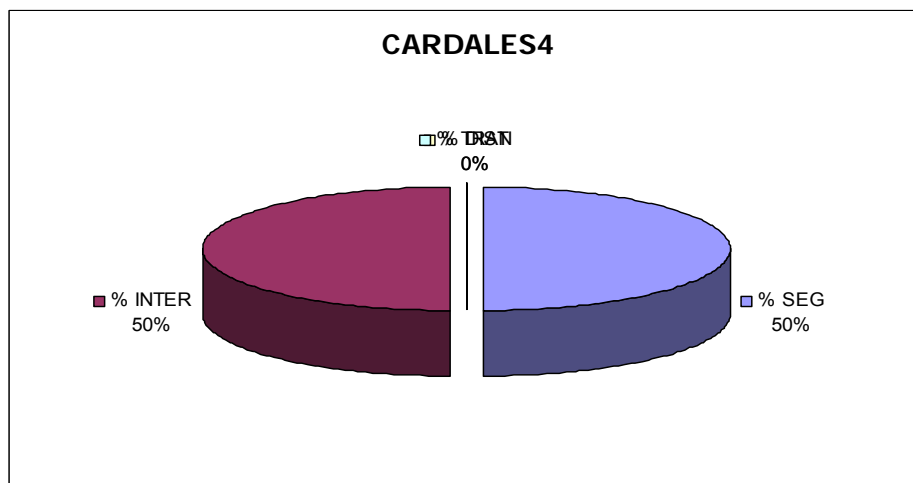
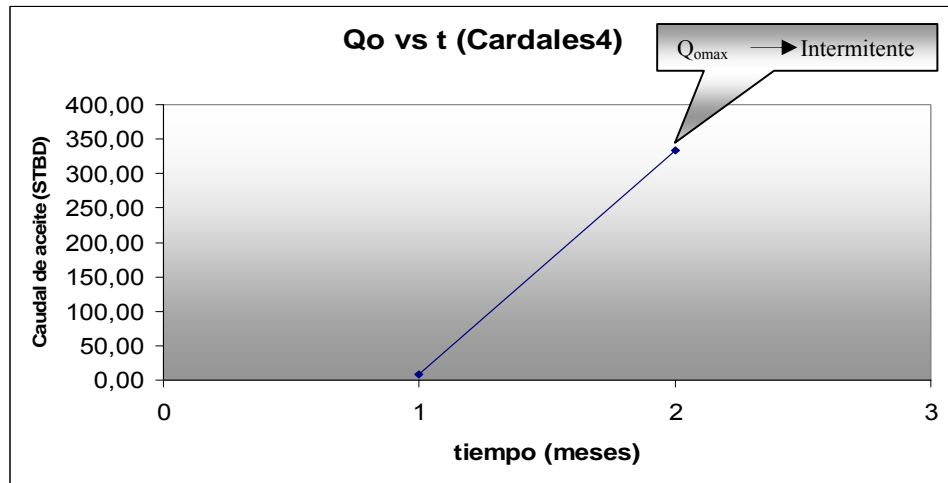


Fig. 85. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Cardales4.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 86).

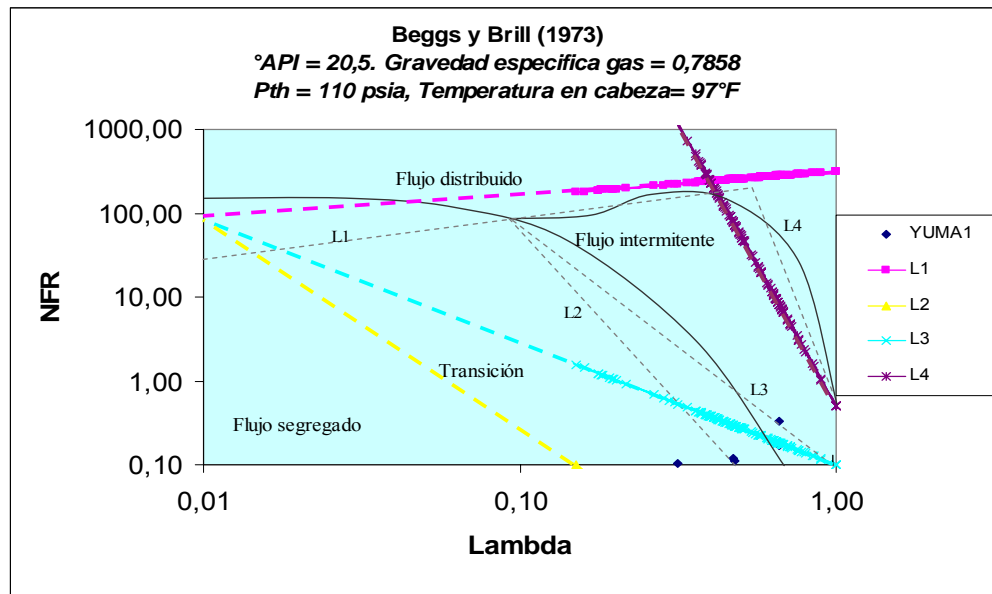
Fig. 86. Curva de producción histórica del pozo Cardales4.



5.1.16 Yuma1.

El pozo Yuma1 posee 168 registros mensuales de historia de producción, en donde cada uno de estos registros contiene un patrón de flujo correspondiente a cada fecha mensual; los cuales son esquematizados en el siguiente mapa histórico de patrón de flujo (ver fig. 87).

Fig. 87. Mapa de patrón de flujo del pozo Yuma1.



Este pozo reportó un comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo representado en la figura 88 y se encontró que el 52% predominó el flujo *segregado*, 47% para flujo *transición* y 1% para flujo *intermitente* (ver fig. 89).

Fig. 88 Comportamiento del patrón de flujo a través del tiempo para el pozo Yuma1.

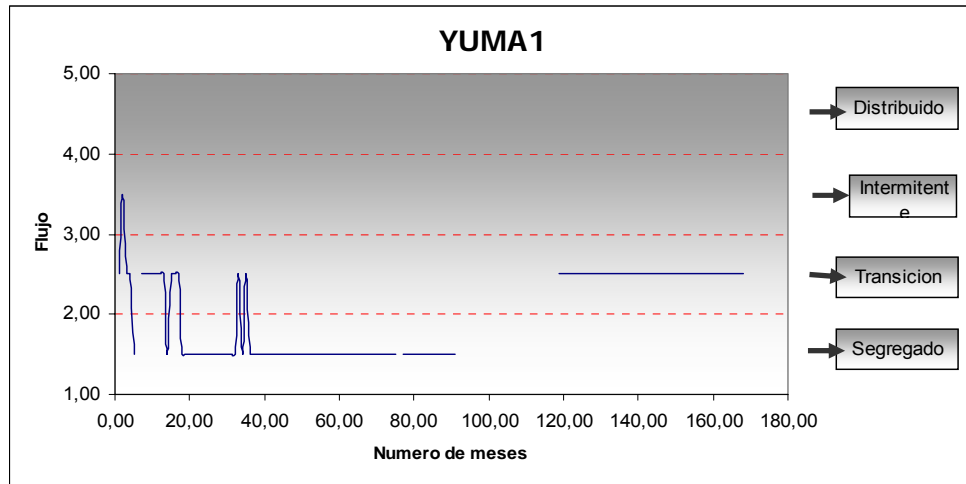
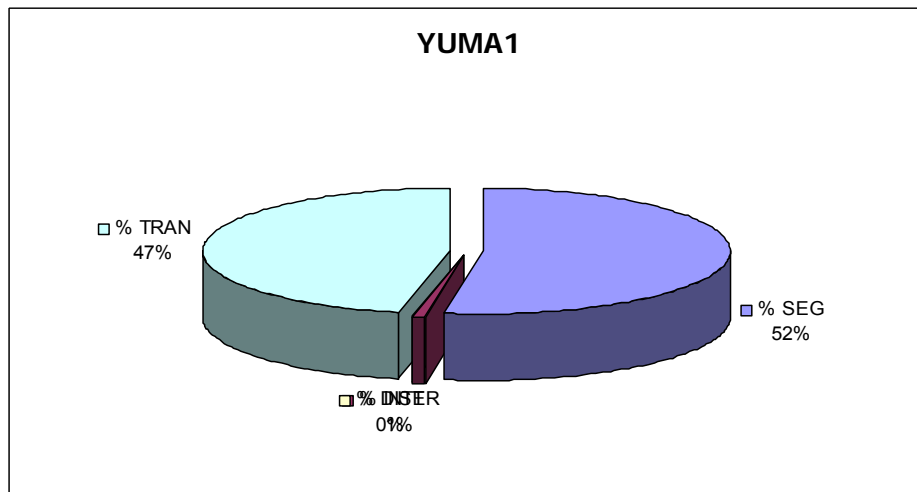
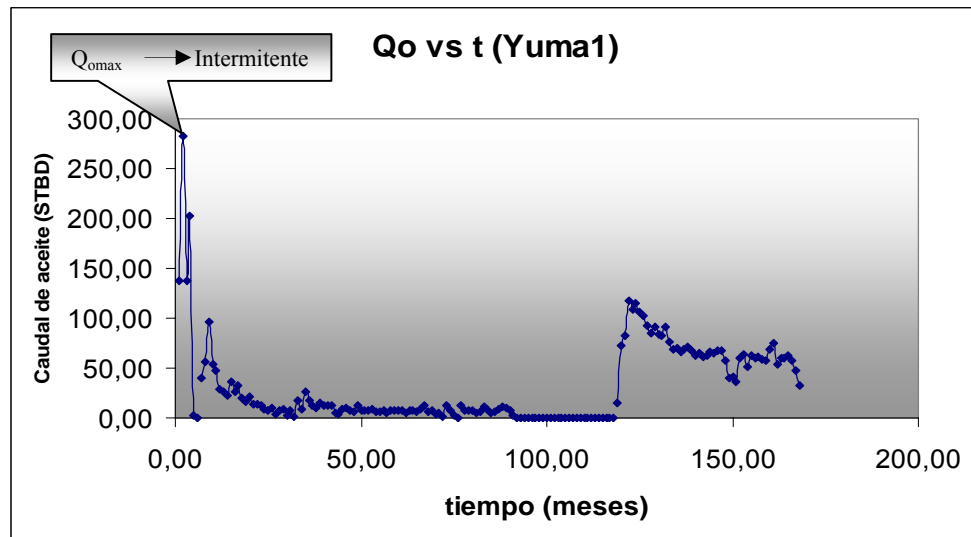


Fig. 89. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el pozo Yuma1.



También se pudo determinar que el pico máximo de la curva de producción histórica del campo, en donde el patrón de flujo correspondiente era *intermitente* (ver fig. 90).

Fig. 90. Curva de producción histórica del pozo Yuma1.



5.2. Análisis generalizado de los pozos del campo.

Los distintos mapas de patrones de flujo pozo a pozo, muestran que los límites de flujo reales del pozo (líneas continuas a color) poseen una tendencia semejante a los límites cualitativos y tendencias generales propuestas por *Beggs* y *Brill* (líneas intermitentes en gris).

Con los datos actuales de producción de cada pozo, se ubicaron los diferentes pozos del campo Gala sobre el mapa de patrones de flujo de *Beggs* y *Brill*^{3,4} (ver fig. 91); además, se encontró que en la vida productiva del campo predominó el patrón de flujo *transición* con un 58% del total de los meses de producción, el patrón de flujo intermitente predominó en un 24% y el patrón segregado con un 18% (ver fig. 92).

Como se pudo apreciar en las anteriores graficas de curvas de producción histórica, se encontró en los picos máximos de producción de cada pozo lo siguiente: 11 pozos con flujo *intermitente*, 1 pozo con flujo *segregado* y 2 pozos con flujo *transición*; siendo éste último patrón de flujo el predominante en los pozos durante la vida de producción de cada pozo.

Y por último, se grafico la producción mensual histórica del campo Gala contra el tiempo. Se observó que el campo tuvo su más alta producción entre los años 1988 a 1990, y además, también se observa una notable alza en la producción debido a los nuevos pozos perforados en el campo (Gala9, Gala10, Gala11 y Cardales4), (ver fig. 93).

Fig. 91. Mapa de patrones de flujo del campo Gala (actual).

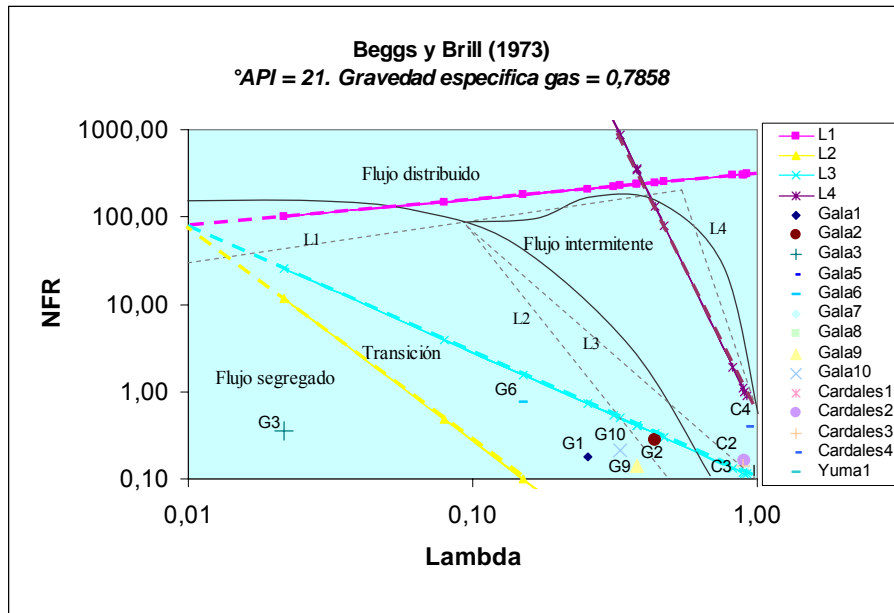


Fig. 92. Esquema de porcentajes del patrón de flujo predominante para el campo Gala.

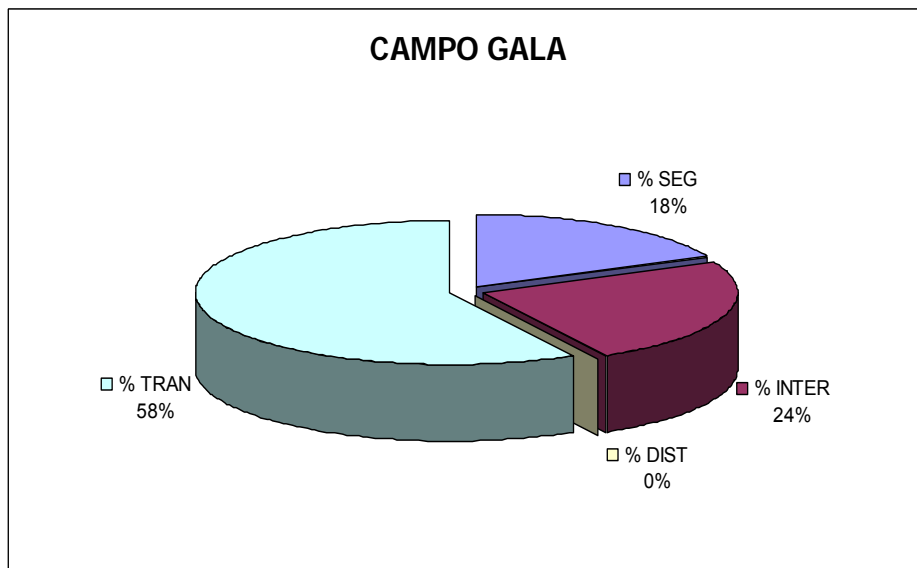
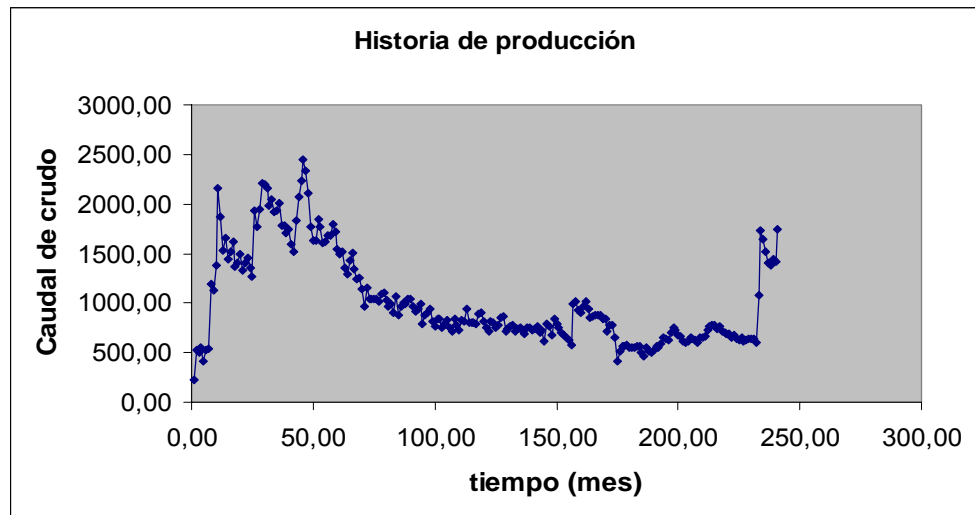


Fig. 93. Curva de producción histórica del campo Gala.



5.3 Comparación del software GALA_PATRON v 1.0 con HYSYS 3.1.

En la figura 94 se muestra el caso cargado del campo Gala en el simulador HYSYS 3.1, y en las figuras 95 a la figura 108 se muestran los reportes de los resultados por pozo obtenidos del simulador.

Fig. 94. Simulación del campo Gala en HYSYS 3.1.

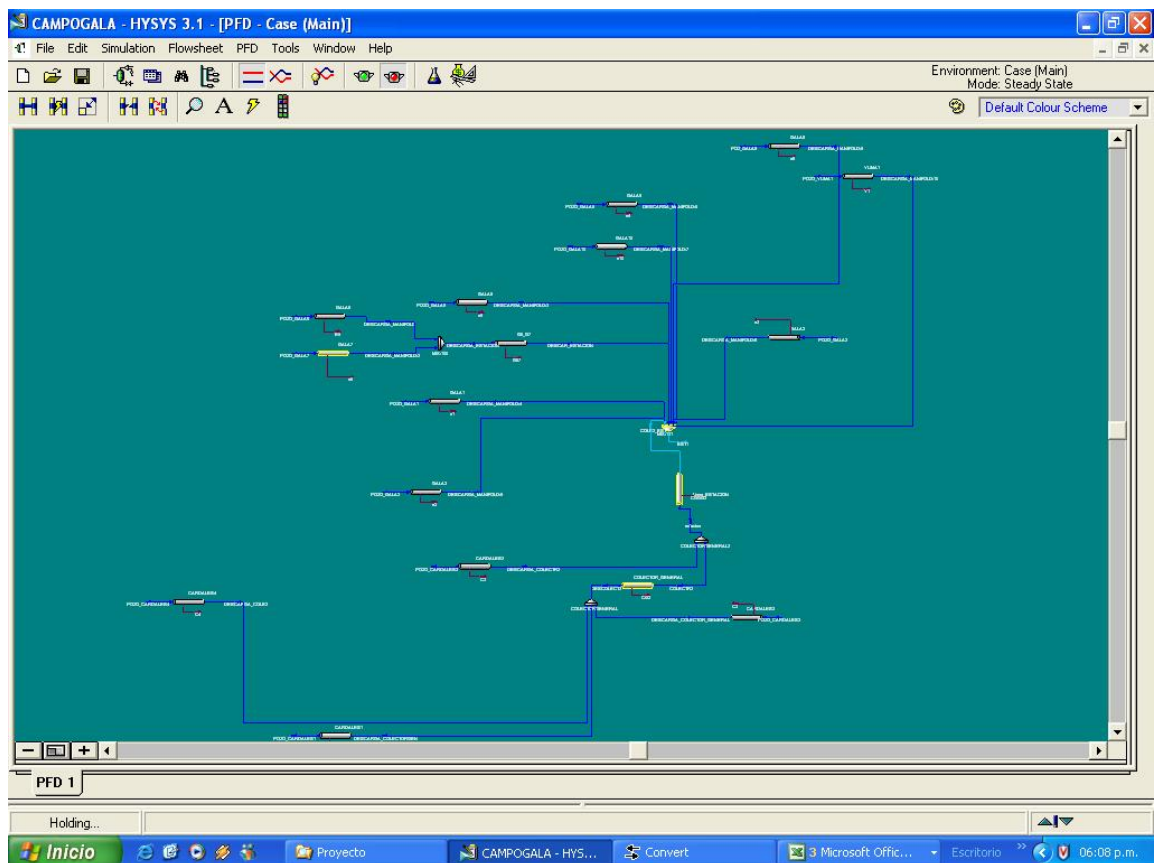


Fig. 95. Reporte de resultados del pozo Gala1.

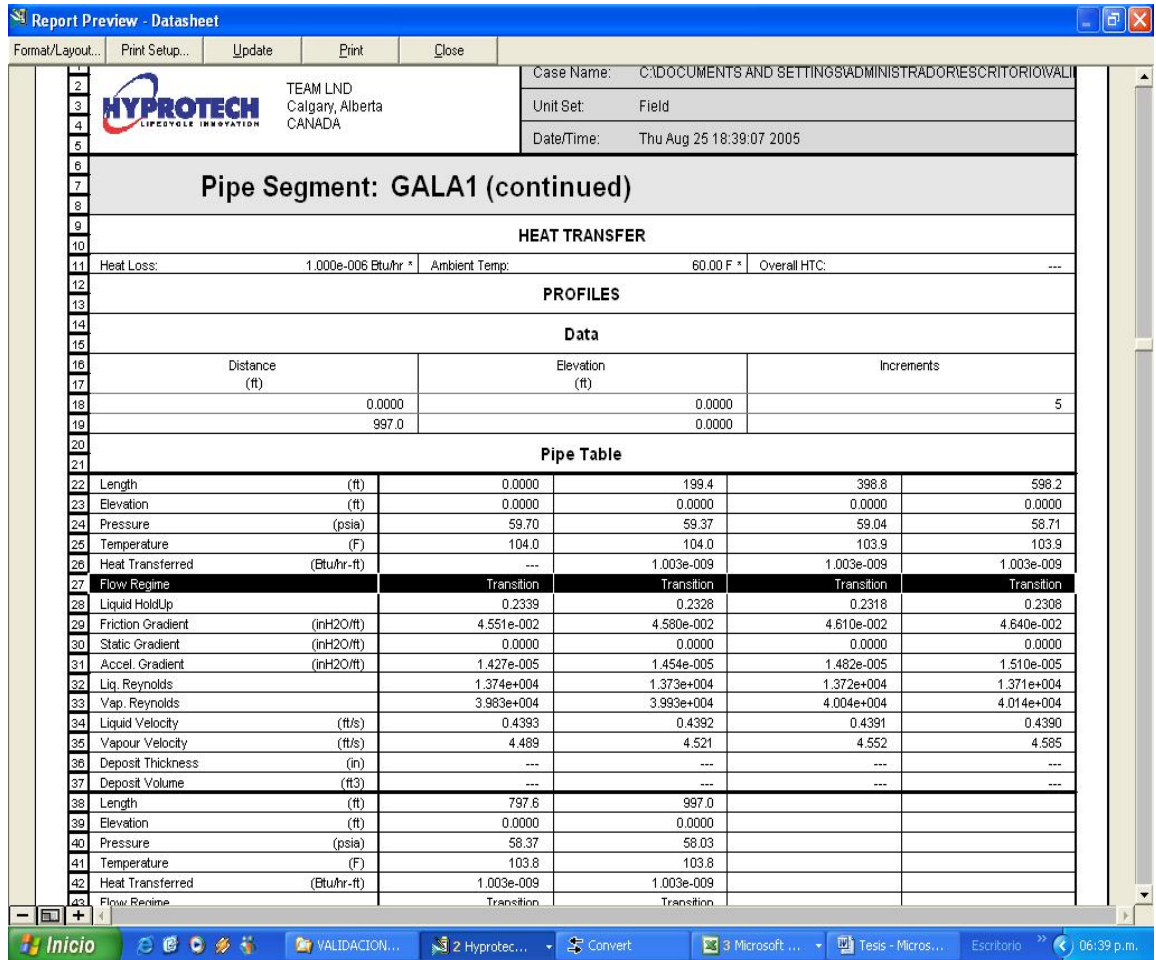


Fig. 96. Reporte de resultados del pozo Gala2.

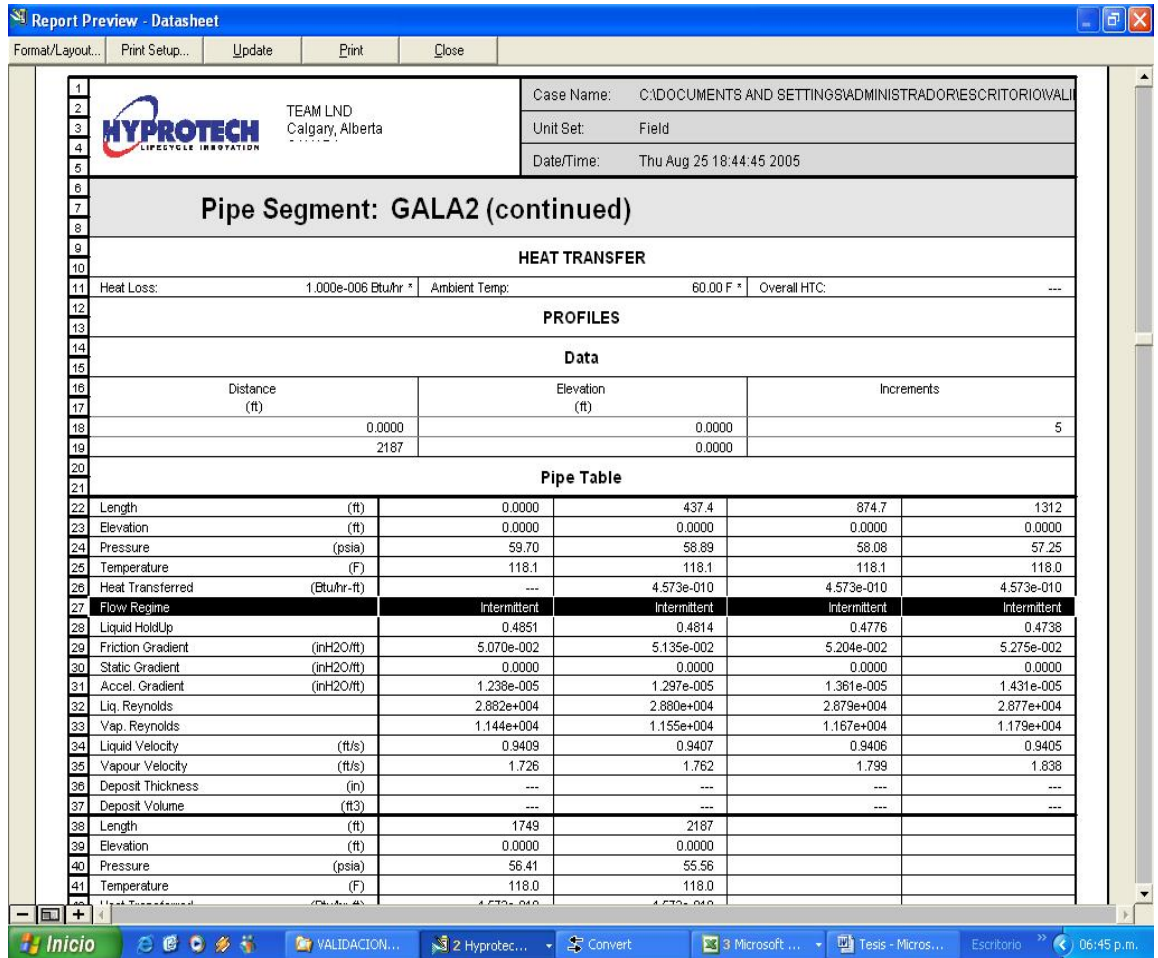


Fig. 97. Reporte de resultados del pozo Gala3.

Report Preview - Datasheet

Format/Layout... Print Setup... Update Print Close

Case Name: C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\ADMINISTRADOR\ESCRITORIO\VALIDACION

Unit Set: Field

Date/Time: Thu Aug 25 18:46:25 2005

HYPROTECH TEAM LND
LIFECYCLE INNOVATION Calgary, Alberta CANADA

Pipe Segment: GALA3 (continued)

HEAT TRANSFER

Heat Loss: 1.000e-004 Btu/hr * Ambient Temp: 60.00 F * Overall HTC: ---

PROFILES

Data

Distance (ft)	Elevation (ft)	Increments
0.0000	0.0000	5
1394	0.0000	

Pipe Table

22	Length (ft)	0.0000	278.9	557.7	836.6
23	Elevation (ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	Pressure (psia)	60.73	60.71	60.70	60.68
25	Temperature (F)	96.60	96.60	96.60	96.59
26	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	---	7.172e-008	7.172e-008	7.172e-008
27	Flow Regime	Segregated	Segregated	Segregated	Segregated
28	Liquid HoldUp	0.3805	0.3805	0.3804	0.3803
29	Friction Gradient (inH2O/ft)	1.635e-003	1.636e-003	1.636e-003	1.636e-003
30	Static Gradient (inH2O/ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	Accel. Gradient (inH2O/ft)	1.772e-008	1.773e-008	1.775e-008	1.776e-008
32	Liq. Reynolds	2558	2558	2558	2558
33	Vap. Reynolds	7377	7378	7379	7380
34	Liquid Velocity (ft/s)	8.477e-002	8.476e-002	8.476e-002	8.476e-002
35	Vapour Velocity (ft/s)	0.8184	0.8187	0.8190	0.8193
36	Deposit Thickness (in)	---	---	---	---
37	Deposit Volume (ft3)	---	---	---	---
38	Length (ft)	1115	1394		
39	Elevation (ft)	0.0000	0.0000		
40	Pressure (psia)	60.66	60.65		
41	Temperature (F)	96.59	96.59		
42	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	7.172e-008	7.172e-008		

Inicio VALIDACION... 2 Hyprotect... Convert 3 Microsoft ... Tesis - Micros... Escritorio 06:47 p.m.

Fig. 98. Reporte de resultados del pozo Gala5.

Report Preview - Datasheet

Format/Layout... Print Setup... Update Print Close

Case Name: C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\ADMINISTRADOR\ESCRITORIO\VALIDACION

Unit Set: Field

Date/Time: Thu Aug 25 18:49:05 2005

HYPROTECH TEAM LND
LIFECYCLE INNOVATION Calgary, Alberta
CANADA

Pipe Segment: GALA5 (continued)

HEAT TRANSFER

Heat Loss: 2.000e-004 Btu/hr * Ambient Temp: 60.00 F * Overall HTC: ---

PROFILES

Data

Distance (ft)	Elevation (ft)	Increments
0.0000	0.0000	5
1394	0.0000	

Pipe Table

22	Length (ft)	0.0000	278.9	557.7	836.6
23	Elevation (ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	Pressure (psia)	74.73	74.63	74.53	74.43
25	Temperature (F)	110.0	110.0	110.0	110.0
26	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	---	1.434e-007	1.434e-007	1.434e-007
27	Flow Regime	Transition	Transition	Transition	Transition
28	Liquid HoldUp	0.3413	0.3410	0.3406	0.3403
29	Friction Gradient (inH2O/ft)	9.798e-003	9.796e-003	9.794e-003	9.791e-003
30	Static Gradient (inH2O/ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	Accel. Gradient (inH2O/ft)	6.033e-007	6.050e-007	6.067e-007	6.084e-007
32	Liq. Reynolds	8206	8204	8203	8201
33	Vap. Reynolds	2.059e+004	2.060e+004	2.062e+004	2.063e+004
34	Liquid Velocity (ft/s)	0.2508	0.2508	0.2508	0.2508
35	Vapour Velocity (ft/s)	1.951	1.955	1.958	1.961
36	Deposit Thickness (in)	---	---	---	---
37	Deposit Volume (ft3)	---	---	---	---
38	Length (ft)	1115	1394		
39	Elevation (ft)	0.0000	0.0000		
40	Pressure (psia)	74.34	74.24		
41	Temperature (F)	110.0	110.0		
42	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	1.434e-007	1.434e-007		

Inicio VALIDACION... 2 Hyprotec... Convert 3 Microsoft ... Tesis - Micros... Escritorio 06:49 p.m.

Fig. 99. Reporte de resultados del pozo Gala6.

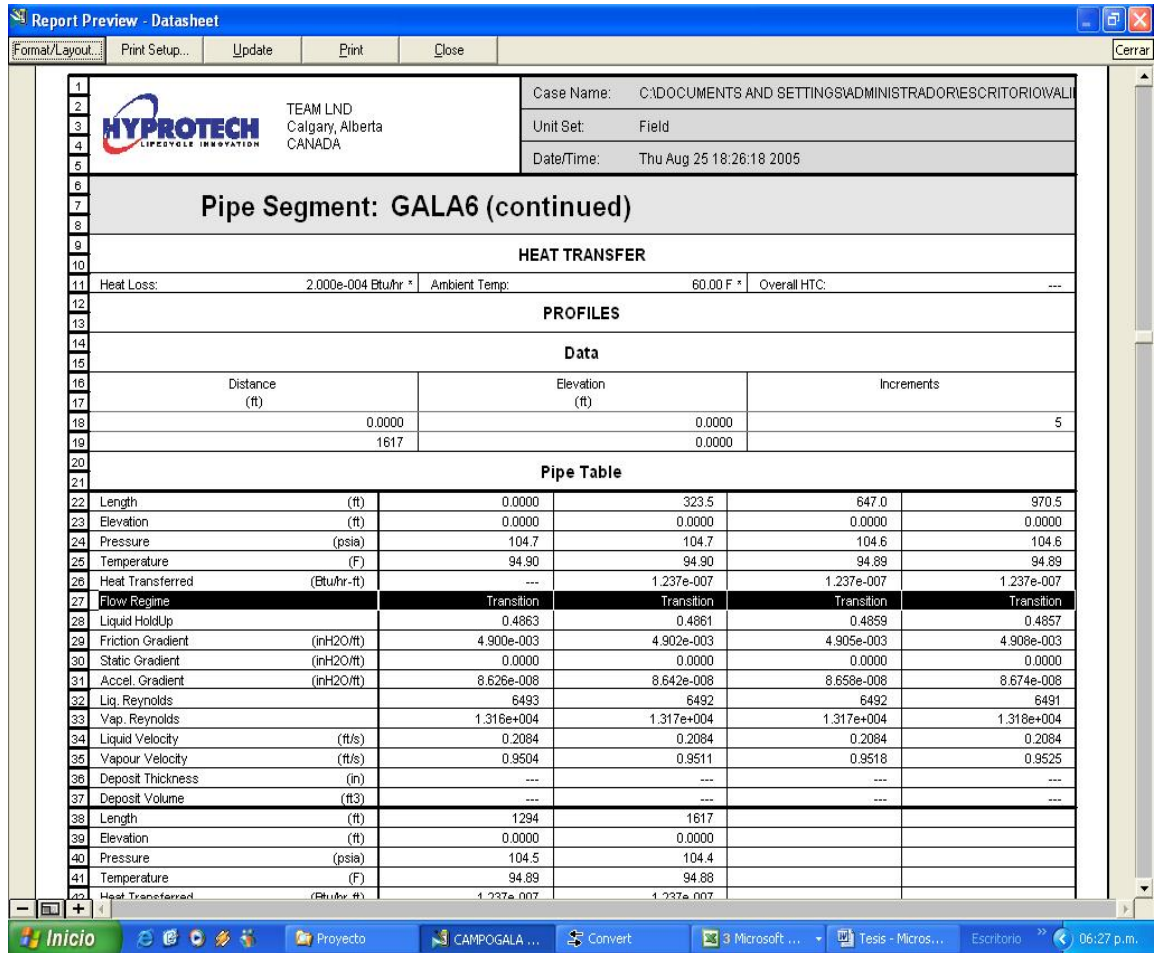


Fig. 100. Reporte de resultados del pozo Gala7.

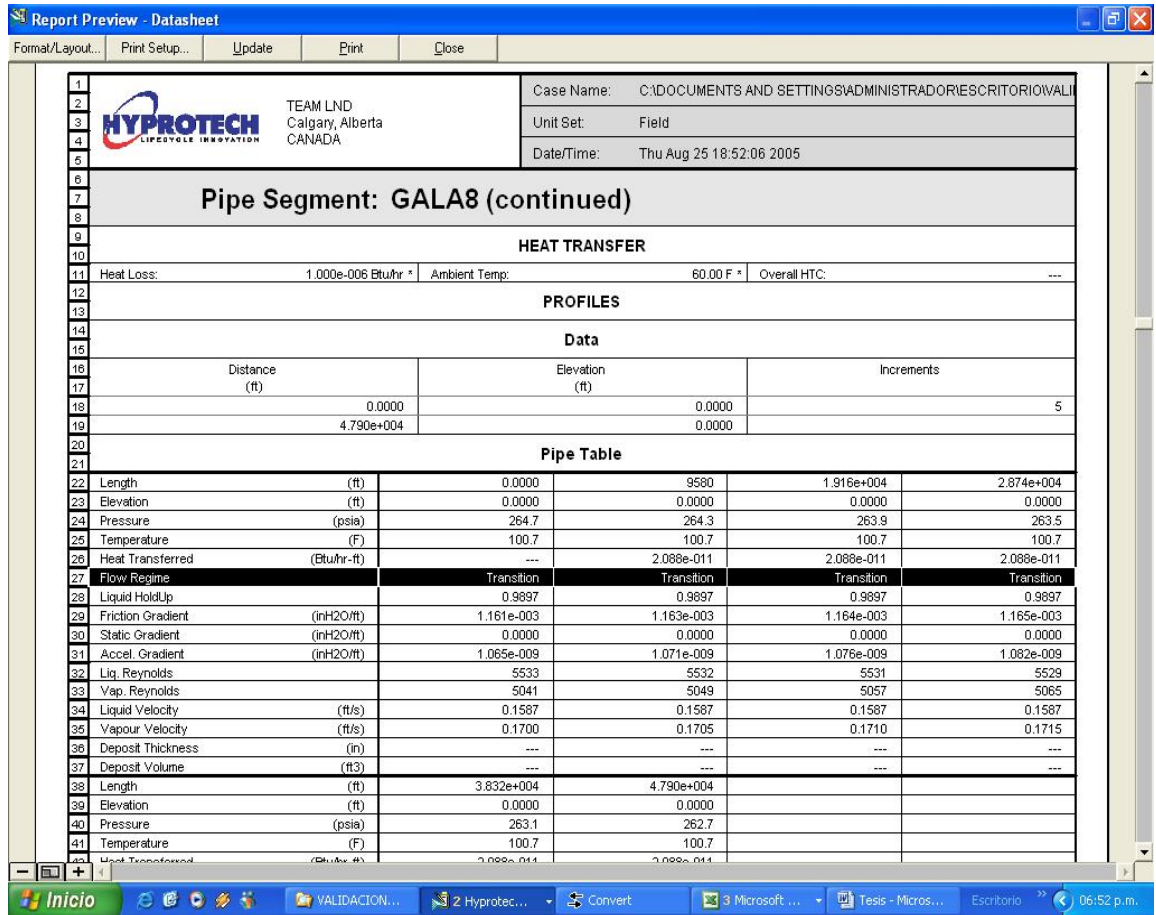


Fig. 101. Reporte de resultados del pozo Gala8.

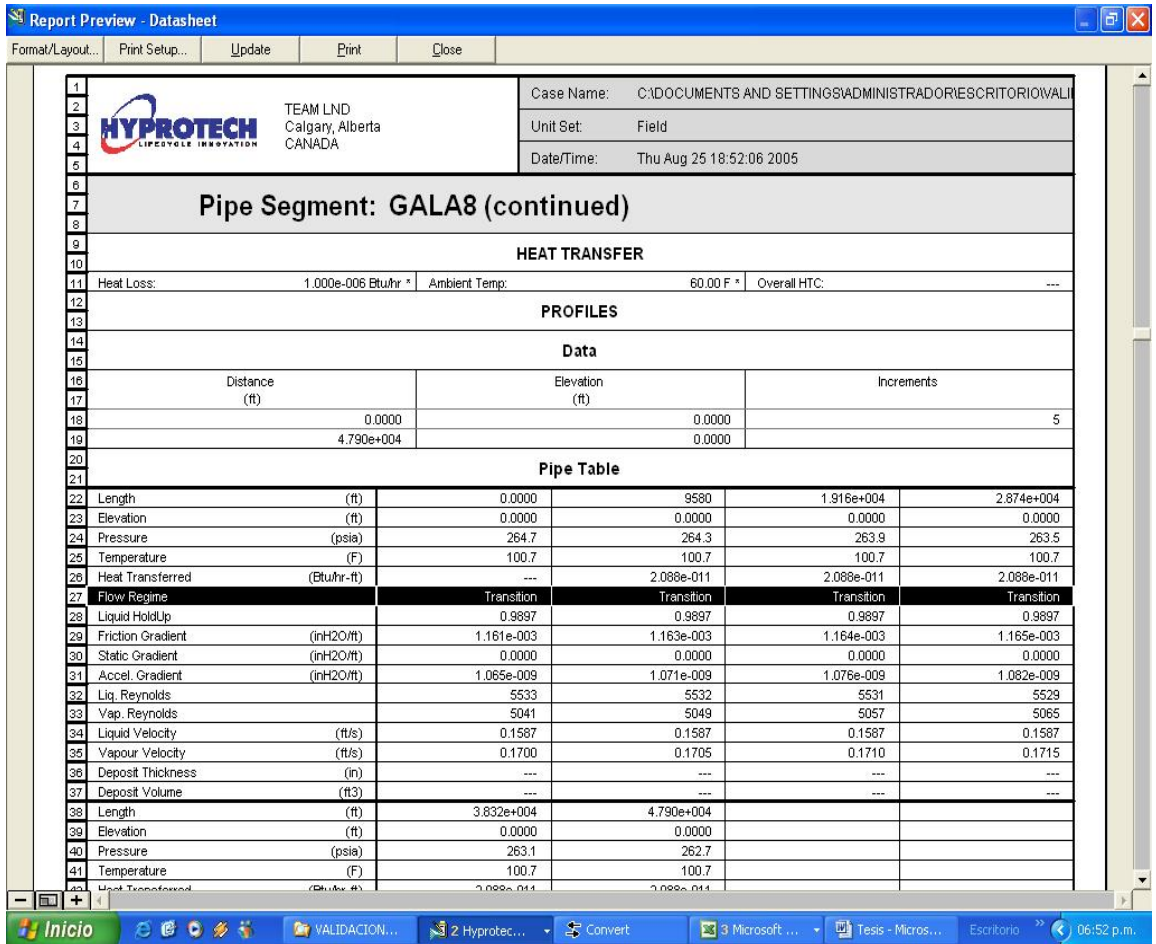


Fig. 102. Reporte de resultados del pozo Gala9.

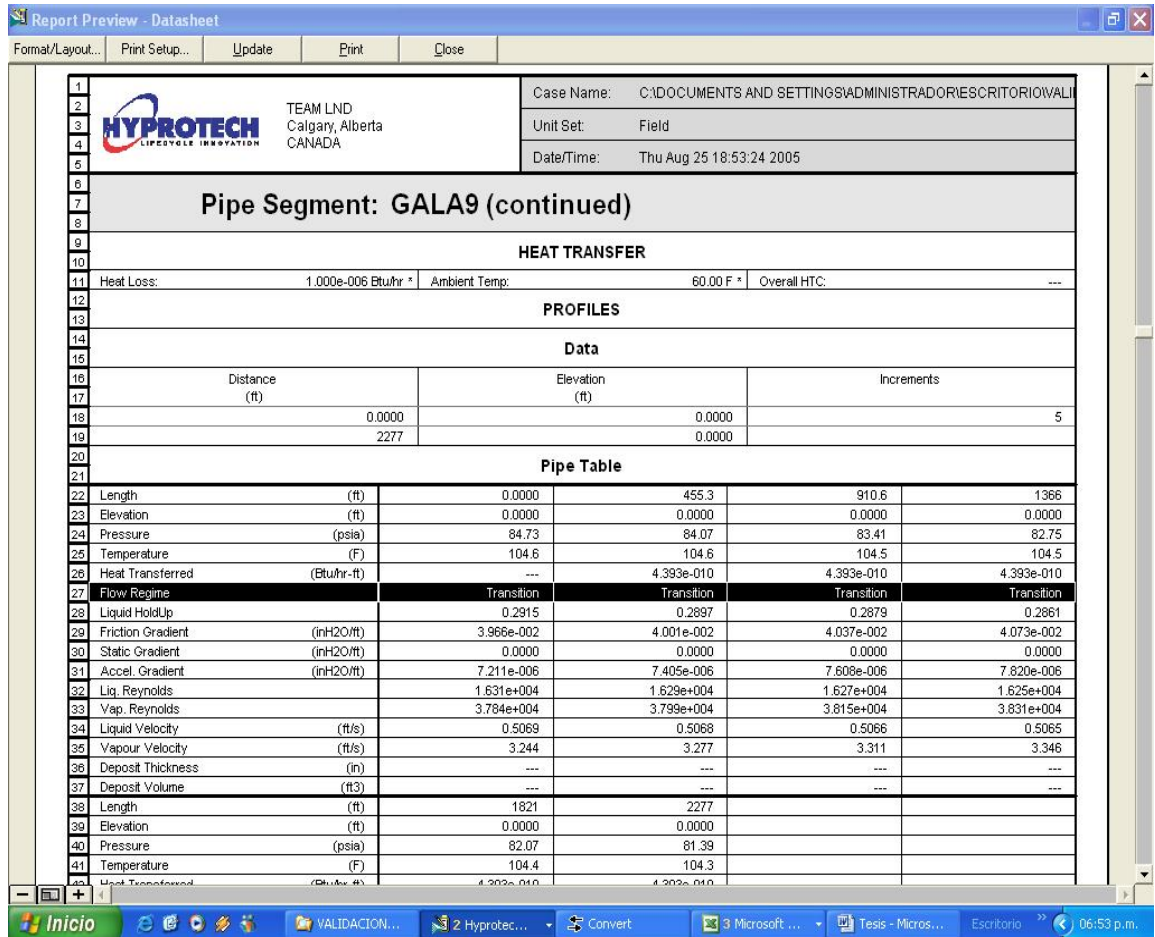


Fig. 103. Reporte de resultados del pozo Gala10.

Report Preview - Datasheet

Format/Layout... Print Setup... Update Print Close

Case Name: C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\ADMINISTRADOR\ESCRITORIO\VALIDACION

Unit Set: Field

Date/Time: Thu Aug 25 18:54:56 2005

HYPROTECH TEAM LND
LIFECYCLE INNOVATION Calgary, Alberta CANADA

Pipe Segment: GALA10 (continued)

HEAT TRANSFER

Heat Loss: 1.000e-006 Btu/hr * Ambient Temp: 60.00 F * Overall HTC: ---

PROFILES

Data

Distance (ft)	Elevation (ft)	Increments
0.0000	0.0000	5
1825	0.0000	

Pipe Table

22	Length (ft)	0.0000	365.0	730.0	1095
23	Elevation (ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	Pressure (psia)	59.70	59.32	58.94	58.56
25	Temperature (F)	105.3	105.3	105.3	105.3
26	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	---	5.479e-010	5.479e-010	5.479e-010
27	Flow Regime	Transition	Transition	Transition	Transition
28	Liquid HoldUp	0.4305	0.4263	0.4262	0.4240
29	Friction Gradient (inH2O/ft)	2.855e-002	2.874e-002	2.894e-002	2.914e-002
30	Static Gradient (inH2O/ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	Accel. Gradient (inH2O/ft)	4.388e-006	4.488e-006	4.582e-006	4.700e-006
32	Liq. Reynolds	1.791e+004	1.790e+004	1.789e+004	1.789e+004
33	Vap. Reynolds	1.293e+004	1.299e+004	1.305e+004	1.311e+004
34	Liquid Velocity (ft/s)	0.6106	0.6105	0.6104	0.6104
35	Vapour Velocity (ft/s)	1.658	1.674	1.690	1.707
36	Deposit Thickness (in)	---	---	---	---
37	Deposit Volume (ft3)	---	---	---	---
38	Length (ft)	1460	1825		
39	Elevation (ft)	0.0000	0.0000		
40	Pressure (psia)	58.17	57.78		
41	Temperature (F)	105.2	105.2		
42	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	5.479e-010	5.479e-010		

Inicio VALIDACION... 2 Hyprotec... Convert 3 Microsoft... Tesis - Micros... Escritorio 06:55 p.m.

Fig. 104. Reporte de resultados del pozo Cardales1.

Report Preview - Datasheet

Format/Layout... Print Setup... Update Print Close

Case Name: C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\ADMINISTRADOR\ESCRITORIO\WALI
 Unit Set: Field
 Date/Time: Thu Aug 25 18:57:07 2005

HYPROTECH TEAM LND
 Calgary, Alberta
 CANADA

Pipe Segment: CARDALES1 (continued)

HEAT TRANSFER

Heat Loss: 1.000e-006 Btu/hr * Ambient Temp: 60.00 F * Overall HTC: ---

PROFILES

Data

Distance (ft)	Elevation (ft)	Increments
0.0000	0.0000	5
1986	0.0000	

Pipe Table

22	Length (ft)	0.0000	397.2	794.5	1192
23	Elevation (ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	Pressure (psia)	104.7	104.4	104.1	103.9
25	Temperature (F)	117.2	117.2	117.2	117.2
26	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	---	5.035e-010	5.035e-010	5.035e-010
27	Flow Regime	Transition	Transition	Transition	Transition
28	Liquid HoldUp	0.5385	0.5373	0.5361	0.5350
29	Friction Gradient (inH2O/ft)	2.030e-002	2.035e-002	2.041e-002	2.047e-002
30	Static Gradient (inH2O/ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	Accel. Gradient (inH2O/ft)	1.099e-006	1.110e-006	1.122e-006	1.134e-006
32	Liq. Reynolds	1.995e+004	1.994e+004	1.993e+004	1.993e+004
33	Vap. Reynolds	1.434e+004	1.438e+004	1.442e+004	1.446e+004
34	Liquid Velocity (ft/s)	0.5966	0.5965	0.5965	0.5964
35	Vapour Velocity (ft/s)	1.058	1.063	1.068	1.074
36	Deposit Thickness (in)	---	---	---	---
37	Deposit Volume (ft3)	---	---	---	---
38	Length (ft)	1589	1986		
39	Elevation (ft)	0.0000	0.0000		
40	Pressure (psia)	103.6	103.3		
41	Temperature (F)	117.2	117.2		
42	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	5.035e-010	5.035e-010		

Inicio VALIDACION... 2 Hyprot... Convert 3 Microsoft... Tesis - Micros... Escritorio 06:57 p.m.

Fig. 105. Reporte de resultados del pozo Cardales2.

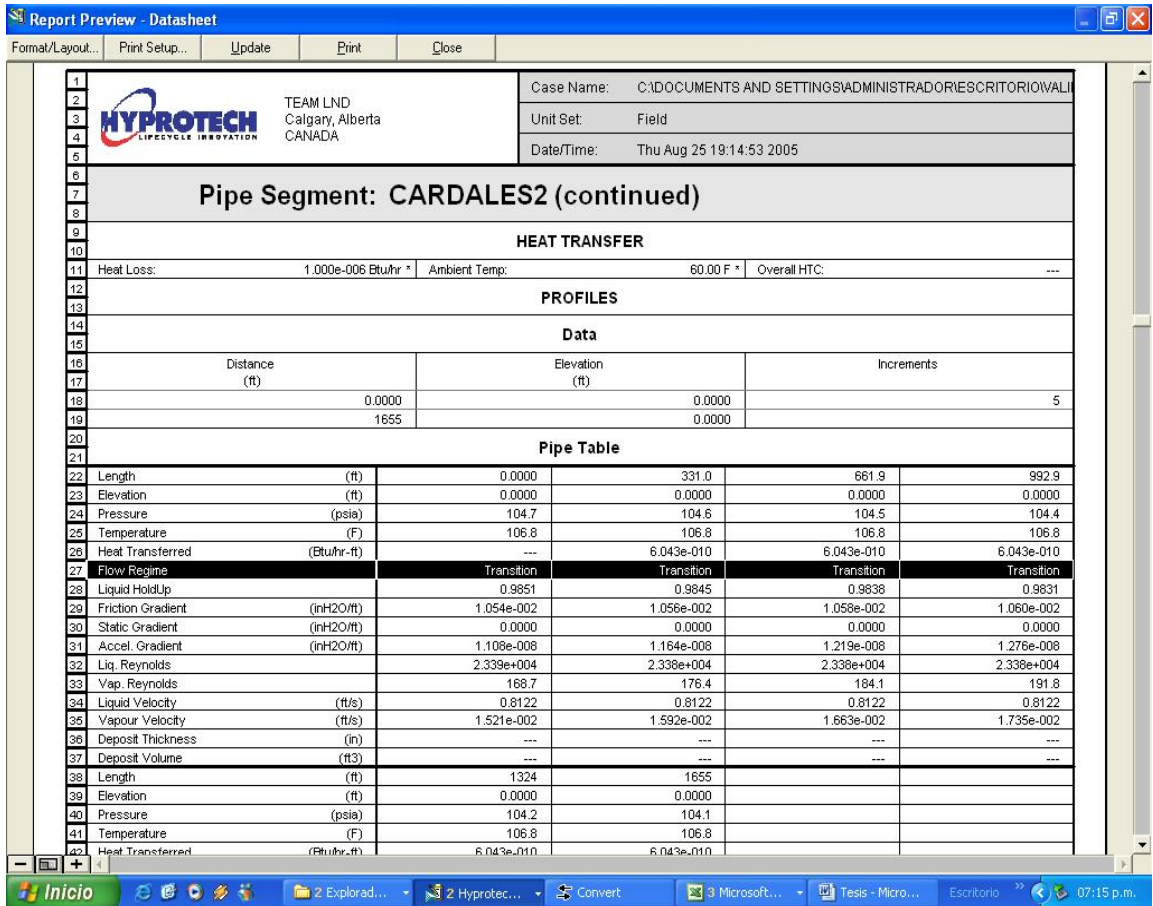


Fig. 106. Reporte de resultados del pozo Cardales3.

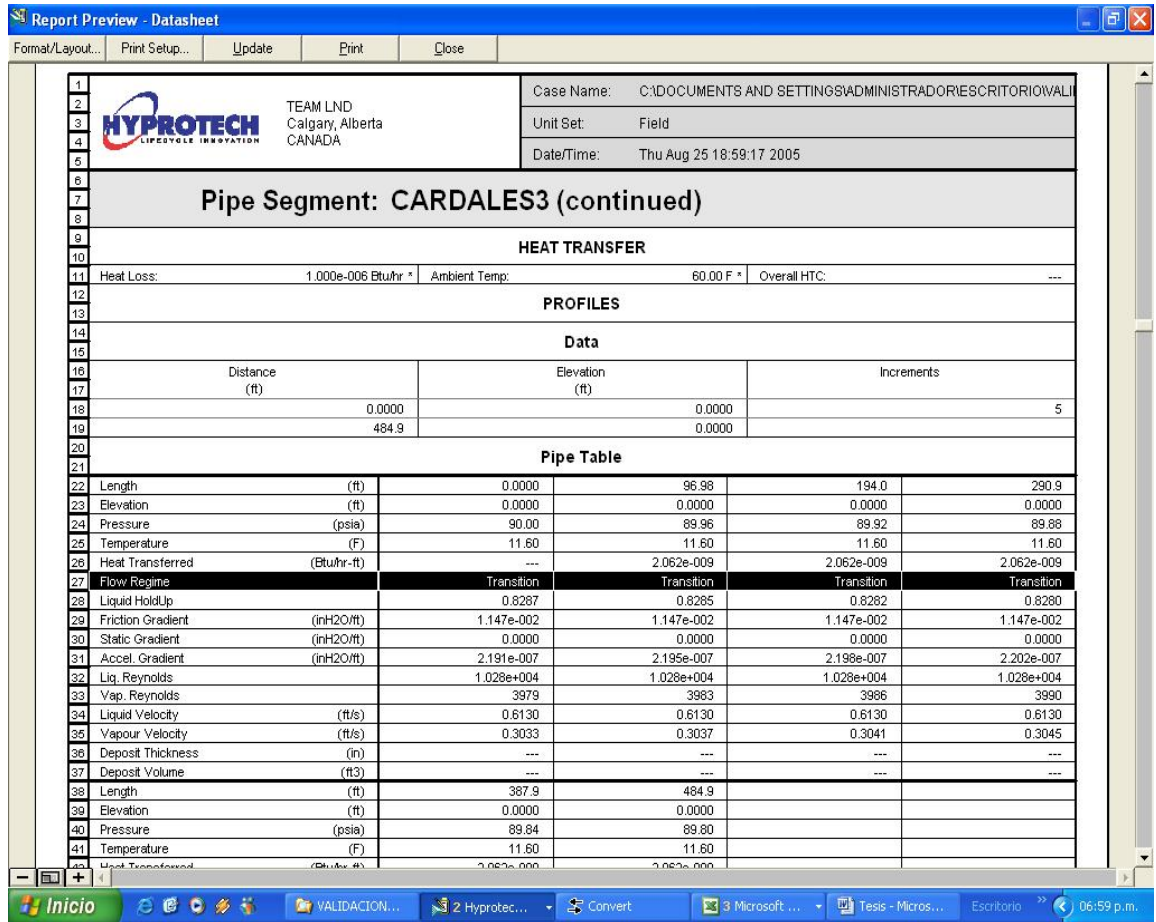


Fig. 107. Reporte de resultados del pozo Cardales4.

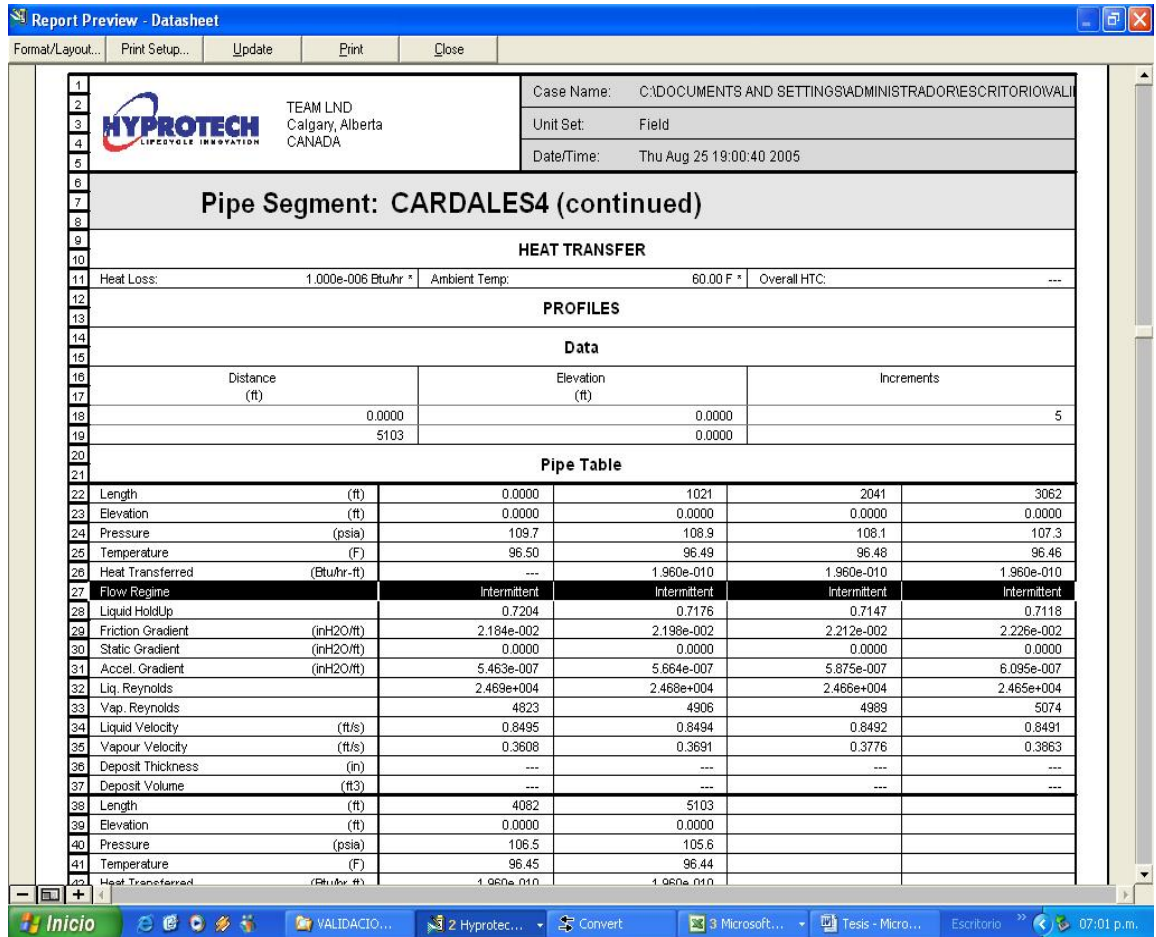



Fig. 108. Reporte de resultados del pozo Yuma1.

Report Preview - Datasheet

Format/Layout... Print Setup... Update Print Close

1			Case Name: C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\ADMINISTRADOR\RESCRITORIO\WALI		
2	TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Unit Set: Field		
3			Date/Time: Thu Aug 25 18:55:57 2005		
4					
5					
6					
7	Pipe Segment: YUMA1 (continued)				
8	HEAT TRANSFER				
9					
10	PROFILES				
11	Heat Loss: 1.000e-006 Btu/hr * Ambient Temp: 60.00 F * Overall HTC: ---				
12	Data				
13					
14	PROFILES				
15					
16	Data				
17					
18	Distance (ft)	Elevation (ft)	Increments		
19	0.0000	0.0000	5		
20	5103	0.0000			
21	Pipe Table				
22	Length (ft)	0.0000	1021	2041	3062
23	Elevation (ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	Pressure (psia)	364.7	364.7	364.7	364.6
25	Temperature (F)	103.8	103.8	103.8	103.8
26	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	---	1.960e-010	1.960e-010	1.960e-010
27	Flow Regime	Transition	Transition	Transition	Transition
28	Liquid HoldUp	0.9949	0.9949	0.9949	0.9949
29	Friction Gradient (inH2O/ft)	7.831e-004	7.832e-004	7.832e-004	7.832e-004
30	Static Gradient (inH2O/ft)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	Accel. Gradient (inH2O/ft)	2.198e-010	2.199e-010	2.199e-010	2.200e-010
32	Liq. Reynolds	5415	5415	5415	5415
33	Vap. Reynolds	3064	3064	3065	3065
34	Liquid Velocity (ft/s)	0.1472	0.1472	0.1472	0.1472
35	Vapour Velocity (ft/s)	7.853e-002	7.854e-002	7.856e-002	7.858e-002
36	Deposit Thickness (in)	---	---	---	---
37	Deposit Volume (ft3)	---	---	---	---
38	Length (ft)	4082	5103		
39	Elevation (ft)	0.0000	0.0000		
40	Pressure (psia)	364.6	364.6		
41	Temperature (F)	103.8	103.8		
42	Heat Transferred (Btu/hr-ft)	1.960e-010	1.960e-010		

Windows taskbar: Inicio, VALIDACION..., 2 Hyprotec..., Convert, 3 Microsoft..., Tesis - Micros..., Escritorio, 06:56 p.m.

A partir de los resultados obtenidos por el simulador *HYSYS 3.1*, y la herramienta *GALA_PATRON v 1.0* se obtuvo el siguiente cuadro comparativo de los patrones de flujo de cada herramienta:

Tabla 6. Comparación de resultados de los patrones de flujo actuales de *HYSYS 3.1* y *GALA_PATRON v 1.0*.

POZO	GALA_PATRON v 1.0	HYSYS 3.1
Gala1	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Gala2	<i>Transición</i>	<i>Intermitente</i>
Gala3	<i>Segregado</i>	<i>Segregado</i>
Gala5	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Gala6	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Gala7	<i>Segregado</i>	<i>Transición</i>
Gala8	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Gala9	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Gala10	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Cardales1	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Cardales2	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Cardales3	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Cardales4	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>
Yuma1	<i>Transición</i>	<i>Transición</i>

Se puede apreciar que de los 14 pozos del campo, la herramienta coincide con el simulador *HYSYS 3.1*, en 12 pozos. Del pozo *Gala7* se puede decir que no coincide debido a que posee una tubería de 2" que va unida a la tubería del pozo *Gala6* de 3"; originando esta unión de líneas un nodo del que no se conoce su presión y temperatura; por tanto la predicción de *HYSYS 3.1* esta sujeta a las opciones internas del simulador que son: ecualización de la presión en ese punto lo cual no representa el fenómeno real o seteo de la presión de la corriente de salida a la menor presión de entrada lo cual puede ser válido en el caso de un mezclador con flujo controlado y estable, pero en el caso de la unión de dos líneas de flujo no.

6. CONCLUSIONES.

1. Se elaboró una aplicación software en el entorno de Microsoft Excel 2003, que permite determinar el patrón de flujo multifásico en las facilidades de superficie del campo Gala.
2. La correlación de *Beggs y Brill* (1973) fue aplicada para elaborar el mapa de patrones de flujo de los diferentes nodos (pozos, *manifolds* y colectores) del sistema de recolección y tratamiento de fluidos del campo, basada en los datos históricos de producción.
3. El patrón de flujo predominante en la historia de producción del campo corresponde a la **transición**, sin embargo para las tasas máximas de producción de aceite el patrón predominante fue el **intermitente**, debido a que coincide con fechas posteriores a trabajos de mantenimiento en los pozos.
4. La predicción efectuada por la herramienta *GALA_PATRON v 1.0* mostró concordancia con los resultados arrojados por el simulador *HYSYS 3.1*, la única diferencia consiste en el mapeo histórico del patrón de flujo multifásico que la herramienta realiza tomando los datos históricos de producción del campo.
5. Se concluye que la intermitencia en el patrón de flujo de los pozos se puede atribuir a los siguientes factores:
 - La presencia de espumas en varios de los pozos, razón por la cual el flujo es altamente inestable y difícil de modelar únicamente con correlaciones para flujo multifásico.

- No se conoce exactamente el valor de la relación Gas-Aceite por tanto las predicciones están sujetas a los datos suministrados por ECOPETROL S.A.
- En algunos pozos la producción fluctúa de una manera rápida de acuerdo con los datos de producción mensual.
- No se conoce el efecto térmico que se produce al mezclar las corrientes de los diferentes pozos, ya que existen diferencias de temperatura entre pozo y pozo de hasta 20°F.
- El diseño de las facilidades de superficie se ha venido realizando sin tener en cuenta el efecto de patrón de flujo una vez se abandonan o ingresan nuevos pozos al sistema de tuberías de superficie.
- No existe registro del *Well Performance* del campo, por tanto se desconoce el perfil de presiones del mismo.
- La simulación cargada en el software HYSYS 3.1 se realiza con el módulo hidráulico fijando las presiones en las conexiones (nodos) como el promedio de las presiones de entrada o simplemente tomando la menor, y en ningún momento se hace la solución de la red interconectada de tuberías y accesorios para determinar el perfil de presiones real del campo.

7. RECOMENDACIONES

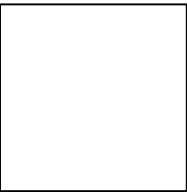
1. Se recomienda que la aplicación desarrollada se programe en un lenguaje de alto nivel con orientación a objeto, con lo cual se puede representar de una manera más cercana el sistema de recolección y tratamiento de fluidos del campo GALA.
2. Implementar nuevas correlaciones y mapas de flujo para mejorar la predicción de la herramienta, dotando al usuario de un mayor número de opciones.
3. Es conveniente realizar la revisión de los datos de la historia de producción del campo, aplicando técnicas estadísticas tales como minería de datos, filtrando aquellos que puedan introducir ruido a la predicción del patrón de flujo de los pozos realizada por la herramienta.
4. Se recomienda caracterizar tanto la emulsión como la espuma presente en las facilidades del campo para poder modelar su comportamiento utilizando correlaciones multifásicas.
5. Se debe modelar la red de venteo de gas y el sistema de recolección de fluido líquido simultáneamente para determinar el valor real de la relación gas/aceite.
6. Se debe hacer el seguimiento de los eventos de producción pozo a pozo para determinar los efectos de los mismos sobre el patrón de flujo multifásico con respecto al caudal óptimo de los pozos.
7. Se debe evaluar el efecto térmico sobre la producción global del campo en general, especialmente de las corrientes mezcladas en los colectores.

8. Para rediseñar las facilidades de producción al incluir nuevos pozos o la salida de otros, se debe realizar un mapeo riguroso del patrón de flujo dinámico del campo con el fin de optimizar el diseño de las operaciones y predecir de manera acertada la capacidad de recolección del sistema de tratamiento y transporte de fluidos del campo.

9. Se debe realizar el *Well Performance* del campo, para determinar el potencial real de cada pozo y determinar así los índices de productividad dinámicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ansari, A. M.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores", paper SPE 20630, Sept. 1990.
2. Baker, O.: "Design of Pipelines for the Simultaneous Flow of Oil and Gas", *Oil and Gas J.* 1953.
3. Beggs, H. D.: "Production Optimization Using Nodal Analysis" OGCI Publications, Oklahoma, 1991.
4. Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Pressure Drop in Inclined Pipes" JPT, May 1973 (Cap. 3).
5. Brill, J. P. And Arirachakaran, S.J.: "State of the Art in Multiphase Flow" paper SPE 23835, May 1992.
6. Dukler, A. E.: "Gas-Liquid Flow in Pipelines", AGA and API Monograph, Project NX-28, 1969.
7. Duns, H. and Ros, N. C.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc. Sixth World Petroleum Congress, paper 22, 1963.
8. Eaton, B. A.: "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow In Horizontal Pipelines", paper JPT, June 1967.
9. Economides, J. M. and Hill, A. D.: "Petroleum Production Systems", Hall PTR Prentice, New Jersey, 1994 (Cap. 7 y 10).
10. "ECOPETROL S.A.". Base de datos. OFM. DFW.
11. Griffith, P. and Wallis, G. B.: "Two Phase Flow", ASME, August, 1961.
12. Hasan, A. R. and Kabir, C. S.: "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells", paper SPE 263-72, May 1988.
13. Mandhane, J. M.: "A Flow Pattern Map for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes", *Int. J. Multiphase Flow*, 1974.

- 
14. Ocanto, L.: "Artificial Lift Systems Pattern Recognition Using Neural Networks", paper SPE 69405, March 2001.
 15. Omana, R. and Brown, K, et al.: "Multiphase Flow Through Chokes", paper SPE 2682, 1969.
 16. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe" JPT, June 1967.
 17. Osman, E. A.: "Artificial Neural Networks Models for Identifying Flow Regimes and Predicting Liquid Holdup in Horizontal Multiphase Flow", paper SPE 68219, March 2001.
 18. Ozon, P.: "A New Multiphase Flow Model to Predict Pressure and Temperature Profiles in Wells", paper SPE 16535, September 1987.
 19. Taitel, Y.: "Advances in Two Phase Flow Modeling", paper SPE 27959, May 1995.
 20. Xiao, J. J.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines", paper SPE 20631, Sept. 1990.