

ANÁLISIS DE YACIMIENTO MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS
DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL
CAMPO EL TRIUNFO

ANDRÉS FELIPE CELIS LOZANO
MARÍA FERNANDA MORENO MORA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2018

ANÁLISIS DE YACIMIENTO MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS
DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL
CAMPO EL TRIUNFO

ANDRÉS FELIPE CELIS LOZANO
MARÍA FERNANDA MORENO MORA

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:
José Peñaloza
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2018

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bogotá, febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General.

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano de Facultad.

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director Programa Ingeniería de Petróleos.

Dr. José Humberto Cantillo

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Doy gracias a mi familia y pareja que me han apoyado en alcanzar todas aquellas cosas que me he propuesto en la vida, finalizar este proceso universitario es una de ellas; también doy gracias a mi tío que de no ser por él no hubiese alcanzado esta meta; así como agradezco a la universidad y directores de la empresa por brindarnos todos aquellos conocimientos y herramientas necesarias para llevar a cabo este proyecto.

Andrés Felipe Celis Lozano

A mis papás Francisco y Myriam, quienes me apoyaron incondicionalmente en esta etapa de mi vida; a mis abuelos Francisco y Rosa, quienes son mi modelo a seguir; a mi padrino Mauricio, porque sin él no hubiera sido posible alcanzar esta meta; a mi familia, quienes me apoyaron, acompañaron y guiaron durante todo el proceso; a Harold, por ser mi gran apoyo.

“Aprovechar lo aprendido es el verdadero reto”.

María Fernanda Moreno Mora

AGRADECIMIENTOS

Al culminar este trabajo de grado, es necesario agradecer a aquellas personas e instituciones que gracias a su participación lo hicieron posible.

Agradecemos principalmente a los ingenieros José Peñaloza y Jorge Ramos, quienes nos guiaron y apoyaron durante la elaboración de este trabajo, haciéndonos crecer tanto a nivel personal como profesional.

A la empresa VETRA, por darnos la oportunidad de aprender y poner en práctica los conocimientos adquiridos en el proceso de formación de ingenieros de petróleos.

Agradecemos también al asesor que nos fue asignado, el ingeniero Iván Peñaloza quien nos orientó y colaboró durante todo el proceso.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	28
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO EL TRIUNFO	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	31
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.2.1 Formación Caballos	35
1.3.2.2 Formación Villeta	35
1.3.2.3 Formación Rumiyocho	35
1.3.2.4 Formación Pepino	35
1.3.2.5 Grupo Orito	36
1.3.3 Geología estructural	36
1.3.3.1 Geología del petróleo	37
1.3.3.2 Roca Generadora	37
1.3.3.3 Roca Reservorio	37
1.3.3.4 Migración	38
1.3.3.5 Roca Sello	38
1.3.3.6 Trampa	38
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO EL TRIUNFO	38
1.4.1 Método de producción	38
1.4.2 Tipo de fluido	38
1.4.3 Tiempo de producción	39
1.4.4 Número de pozos	39
1.4.5 Producción acumulada Campo El Triunfo	40
2. PRUEBAS DE PRESIÓN	41
2.1 GENERALIDADES	41
2.2 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	41

2.2.1 DST (Drillsteam test)	41
2.2.2 Declinación de presión (Drawdown test)	42
2.2.3 Restauración de presión (Buildup test)	43
2.2.4 Prueba Falloff	44
2.2.5 Prueba de interferencia	44
2.2.6 Prueba de pulso	45
2.3 PRUEBAS DE PRESIÓN EN EL CAMPO EL TRIUNFO	47
2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN	47
2.4.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN IDEAL	47
2.4.1.1 Región de Tiempo Temprano (ETR)	49
2.4.1.2 Región de Tiempo Medio (MTR)	50
2.4.1.3 Región de Tiempo Tardío (LTR)	50
2.4.2 Pruebas de restauración real	50
2.4.2.1 Gráficos Semi-Log y Log-Log	51
2.4.2.2 Curvas tipo	56
2.5 PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS EN EL CAMPO EL TRIUNFO	58
3. TREN DE PRESIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	59
3.1 TREN DE PRESIÓN	59
3.1.1 Tren de presión en el campo el triunfo	59
3.2 IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO EL TRIUNFO	60
4. MODELO DE FLUIDO	70
4.1 PRUEBAS PVT	70
4.2 ANÁLISIS P.V.T. CAMPO EL TRIUNFO	72
4.2.1 Propiedades del petróleo	73
4.2.1.1 Presión de burbuja (P_b)	75
4.2.1.2 Razón gas disuelto-petróleo (R_s)	76
4.2.1.3 Factor volumétrico del petróleo (B_o)	78
4.2.1.4 Viscosidad del Petróleo (μ_o)	81
4.2.1.5 Densidad del petróleo (ρ_o)	84
4.2.2 Propiedades del gas	86
4.2.2.1 Gravedad Específica del Gas (γ_g)	86

4.2.2.2	Factor Volumétrico del Gas (Bg)	87
4.2.2.3	Viscosidad del gas (μg)	88
4.2.3	Propiedades del agua	91
4.2.3.1	Compresibilidad del agua (Cw)	91
5. INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN PANSYSTEM		92
5.1	PANSYSTEM	92
5.1.1	Datos de entrada	92
5.1.2	Interpretación de pruebas	93
5.1.1.1	Importar los datos de presión y caudal	93
5.1.1.2	Preparación de los datos	97
5.1.1.3	Análisis de pruebas de presión	103
6. ACTUALIZACIÓN DEL TREN DE PRESIÓN E HISTÓRICO DE DAÑO		110
6.1	ACTUALIZACIÓN DEL TREN DE PRESIÓN DEL CAMPO EL TRIUNFO	110
6.2	HISTÓRICO DE DAÑO DE FORMACIÓN	112
6.2.1	Daño de formación	112
6.2.1.1	Factores que afectan el daño de formación	114
6.2.2	Histórico de daño de formación del Campo el Triunfo	114
6.2.2.1	Triunfo-1	114
6.2.2.2	Triunfo-2	115
6.2.2.3	Triunfo-3	116
6.2.2.4	Triunfo-4	117
6.2.2.5	Triunfo-5	117
6.2.2.6	Triunfo-6	118
6.2.2.7	Triunfo-7	118
6.2.2.8	Triunfo-8	119
6.2.2.9	Triunfo-9	120
6.2.2.10	Triunfo-10	120
6.2.2.11	Trunfo-11	121
6.2.2.12	Triunfo-12	121
6.2.2.13	Triunfo-13	122

6.2.2.14 Triunfo-14	123
6.2.2.15 Triunfo-15	124
7. MAPAS DE PERMEABILIDAD, PRESIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE BARRERAS	126
7.1 PERMEABILIDAD	126
7.1.1 Factores que afectan la permeabilidad	126
7.1.1.1 Selección	126
7.1.1.2 Forma de los granos	126
7.1.1.3 Diagénesis	127
7.1.1.4 Esfuerzo y presión	127
7.1.2 Mapas de permeabilidad del campo el triunfo	127
7.2 PRESIÓN DE YACIMIENTO	134
7.2.1 Mecanismos de producción	134
7.2.1.1 Empuje por agua	134
7.2.1.2 Empuje por gas en solución	134
7.2.1.3 Expansión de la roca y de los fluidos	134
7.2.1.4 Empuje por capa de gas	134
7.2.1.5 Drenaje por gravedad	134
7.2.2 Métodos de recuperación primaria	135
7.2.2.1 Inyección de agua	136
7.2.2.2 Inyección de gas	136
7.2.3 Mapas de presión del campo el triunfo	136
7.3 LIMITES DE YACIMIENTO	144
7.3.1 Tipos de límites	144
7.3.1.1 Trampas estructurales	144
7.3.1.2 Trampas estratigráficas	144
7.3.1.3 Trampas mixtas	145
7.3.2 Mapas de distribución de barreras del campo el triunfo	145
8. CONCLUSIONES	151
9. RECOMENDACIONES	153

BIBLIOGRAFÍA	154
ANEXOS	156

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de ubicación y acceso al Campo el Triunfo.	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Putumayo.	34
Figura 3. Marco tectónico regional de la Cuenca de Putumayo.	37
Figura 4. Drillstem test.	42
Figura 5. Prueba de declinación de presión.	43
Figura 6. Prueba de restauración de presión.	43
Figura 7. Prueba Fall-off.	44
Figura 8. Prueba de interferencia.	45
Figura 9. Tasa histórica de flujo de una prueba ideal de restauración de presión.	48
Figura 10. Regiones de una prueba de restauración de presión.	48
Figura 11. Tasa histórica de flujo de una prueba normal de restauración de presión.	50
Figura 12. Importar y exportar datos en PANSYSTEM.	94
Figura 13. Seleccionar archivo para importar.	95
Figura 14. Seleccionar la hoja de trabajo en Excel.	95
Figura 15. Seleccionar número de líneas y columnas a utilizar.	96
Figura 16. Opción de cambio de caudales.	97
Figura 17. Datos de presión y caudal del PBU seleccionado.	98
Figura 18. Pestaña de control del fluido.	100
Figura 19. Pestaña de control del pozo.	101
Figura 20. Pestaña de parámetros de yacimiento.	102
Figura 21. Pestaña de parámetros de fluido de petróleo.	103
Figura 22. Definir régimen de flujo.	105
Figura 23. Selección del modelo de límite del yacimiento.	106
Figura 24. Identificación del modelo del fluido y el límite del yacimiento.	106
Figura 25. Ilustración de la zona dañada.	113
Figura 26. Ilustración de la permeabilidad en las rocas.	126
Figura 27. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro.	135
Figura 28. Acumulación de petróleo en un anticlinal.	144
Figura 29. Trampas estratigráficas asociadas a discordancias.	145
Figura 30. Trampa mixta: Anticlinal y falla.	145

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos de entrada tren de presión.	59
Tabla 2. Ejemplo de formato de datos de presión, caudal y tiempo para una prueba de restauración de presión.	68
Tabla 3. Datos de entrada análisis P.V.T. por correlaciones del Campo el Triunfo.	73
Tabla 4. Valores de las constantes correlación Vázquez y Beggs (Pb y Rs).	75
Tabla 5. Valores de ajuste para Presión de Burbuja.	76
Tabla 6. Resultados Razón Gas disuelto-Petróleo.	77
Tabla 7. Valores de ajuste para Presión de Burbuja.	78
Tabla 8. Valores constantes correlación Vázquez y Beggs (Bo).	79
Tabla 9. Resultados Factor Volumétrico del Petróleo.	79
Tabla 10. Valores de ajuste para Factor Volumétrico del Petróleo.	80
Tabla 11. Resultados Viscosidad del Petróleo.	82
Tabla 12. Valores de ajuste para Viscosidad del Petróleo.	83
Tabla 13. Resultados Densidad del Petróleo.	85
Tabla 14. Valores de ajuste para Densidad del Petróleo.	86
Tabla 15. Resultados Factor Volumétrico del Gas.	88
Tabla 16. Valores de ajuste para Factor Volumétrico del Gas.	88
Tabla 17. Resultados Factor Volumétrico del Gas.	90
Tabla 18. Valores de ajuste para Factor Volumétrico del Gas.	90
Tabla 19. Formato para importar archivos en Pansystem.	93
Tabla 20. Datos de la capa y de los fluidos para el Campo el Triunfo.	101
Tabla 21. Resultados de la línea gráfico Log-Log.	107
Tabla 22. Resultados de la línea gráfico cartesiano.	108
Tabla 23. Resultados de la línea gráfico Semi-Log.	109
Tabla 24. Resultados de la línea gráfico lineal.	109
Tabla 25. Datos de entrada actualización tren de presión.	110
Tabla 26. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-1.	114
Tabla 27. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-2.	115
Tabla 28. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-3.	116
Tabla 29. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-5.	117
Tabla 30. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-7.	118
Tabla 31. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-8.	119
Tabla 32. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-10.	120
Tabla 33. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-12.	121
Tabla 34. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-13.	122
Tabla 35. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-14.	123
Tabla 36. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-15.	124

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Producción acumulada Campo El Triunfo.	40
Gráfico 2. Gráfico de Horner.	52
Gráfico 3. Gráfico del método de la derivada.	54
Gráfico 4. Curva tipo Ramey's.	57
Gráfico 5. Curva tipo Mckinley's.	57
Gráfico 6. Curva tipo Bourdet.	58
Gráfico 7. Tren de presión Campo el Triunfo.	60
Gráfico 8. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-1.	61
Gráfico 9. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-2.	61
Gráfico 10. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-3.	62
Gráfico 11. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-4.	62
Gráfico 12. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-5.	63
Gráfico 13. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-6.	63
Gráfico 14. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-7.	64
Gráfico 15. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-8.	64
Gráfico 16. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-9.	65
Gráfico 17. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-10.	65
Gráfico 18. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-11.	66
Gráfico 19. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-12.	66
Gráfico 20. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-13.	67
Gráfico 21. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-14.	67
Gráfico 22. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-15.	68
Gráfico 23. Correlaciones para Relación Gas-Petróleo.	73
Gráfico 24. Correlaciones para Factor Volumétrico del Petróleo.	74
Gráfico 25. Correlaciones para Viscosidad del Petróleo.	74
Gráfico 26. Correlaciones para Densidad del Petróleo.	75
Gráfico 27. Relación Gas disuelto-Petróleo del Campo el Triunfo.	78
Gráfico 28. Factor Volumétrico del Petróleo del Campo el Triunfo.	81
Gráfico 29. Viscosidad del Petróleo del Campo el Triunfo.	83
Gráfico 30. Densidad del Petróleo del Campo el Triunfo.	86
Gráfico 31. Factor Volumétrico del Gas del Campo el Triunfo.	88
Gráfico 32. Viscosidad del Gas del Campo el Triunfo.	90
Gráfico 33. Compresibilidad del agua Dodson, C.R. y Standing, M.B.	91
Gráfico 34. Gráfico de los datos importados.	96
Gráfico 35. Selección del PBU a interpretar.	97
Gráfico 36. PBU con los cambios de caudales realizados.	99
Gráfico 37. Eliminación de datos que no corresponden al PBU.	99
Gráfico 38. Gráfico de PBU ajustado.	100
Gráfico 39. Gráfico Log-Log.	104
Gráfico 40. Selección de régimen de flujo de tiempo temprano.	104
Gráfico 41. Selección de flujo de tiempo mediano y ajuste de líneas.	105

Gráfico 42. Regímenes de flujo ajustados.	107
Gráfico 43. Gráfico cartesiano.	108
Gráfico 44. Gráfico Semi-Log.	108
Gráfico 45. Gráfico de flujo lineal.	109
Gráfico 46. Tren de presión actualizado del Campo el Triunfo.	111
Gráfico 47. Histórico de daño de formación Triunfo-1.	115
Gráfico 48. Histórico de daño de formación Triunfo-2.	116
Gráfico 49. Histórico de daño de formación Triunfo-3.	117
Gráfico 50. Histórico de daño de formación Triunfo-5.	118
Gráfico 51. Histórico de daño de formación Triunfo-7.	119
Gráfico 52. Histórico de daño de formación Triunfo-8.	120
Gráfico 53. Histórico de daño de formación Triunfo-10.	121
Gráfico 54. Histórico de daño de formación Triunfo-12.	122
Gráfico 55. Histórico de daño de formación Triunfo-13.	123
Gráfico 56. Histórico de daño de formación Triunfo-14.	124
Gráfico 57. Histórico de daño de formación Triunfo-15.	125
Gráfico 58. Mapa de permeabilidad año 1989.	127
Gráfico 59. Mapa de permeabilidad año 2004.	128
Gráfico 60. Mapa de permeabilidad año 2005.	128
Gráfico 61. Mapa de permeabilidad año 2010.	129
Gráfico 62. Mapa de permeabilidad año 2011.	129
Gráfico 63. Mapa de permeabilidad semestre 2012-1.	130
Gráfico 64. Mapa de permeabilidad semestre 2012-2.	130
Gráfico 65. Mapa de permeabilidad semestre 2013-1.	131
Gráfico 66. Mapa de permeabilidad semestre 2013-2.	131
Gráfico 67. Mapa de permeabilidad semestre 2014-1.	132
Gráfico 68. Mapa de permeabilidad semestre 2014-2.	132
Gráfico 69. Mapa de permeabilidad año 2015.	133
Gráfico 70. Mapa de presión año 1989.	136
Gráfico 71. Mapa de presión año 2004.	137
Gráfico 72. Mapa de presión año 2005.	137
Gráfico 73. Mapa de presión año 2008.	138
Gráfico 74. Mapa de presión año 2010.	138
Gráfico 75. Mapa de presión año 2011.	139
Gráfico 76. Mapa de presión semestre 2012-1.	139
Gráfico 77. Mapa de presión semestre 2012-2.	140
Gráfico 78. Mapa de presión semestre 2013-1.	140
Gráfico 79. Mapa de presión semestre 2013-2.	141
Gráfico 80. Mapa de presión semestre 2014-1.	141
Gráfico 81. Mapa de presión semestre 2014-2.	142
Gráfico 82. Mapa de presión año 2015.	142
Gráfico 83. Mapa de distribución de barreras año 2011.	146
Gráfico 84. Mapa de distribución de barreras semestre 2012-1.	146
Gráfico 85. Mapa de distribución de barreras semestre 2012-2.	147
Gráfico 86. Mapa de distribución de barreras semestre 2013-1.	147

Gráfico 87. Mapa de distribución de barreras semestre 2013-2.	148
Gráfico 88. Mapa de distribución de barreras semestre 2014-1.	148
Gráfico 89. Mapa distribución de barreras semestres 2014-2.	149
Gráfico 90. Mapa distribución de barreras año 2015.	149

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Inicio de producción pozos del Campo el Triunfo.	39
Cuadro 2. Estado de los pozos del Campo el Triunfo.	39
Cuadro 3. Tipos de pruebas de presión.	46
Cuadro 4. Pruebas de restauración de presión realizadas en el Campo El Triunfo.	58
Cuadro 5. Pruebas de restauración de presión realizadas en el Campo El Triunfo.	69
Cuadro 6. Rangos de aplicación correlaciones petróleo.	71
Cuadro 7. Características de los mecanismos de producción.	135

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tiempo de producción.	51
Ecuación 2. Permeabilidad.	52
Ecuación 3. Daño de formación.	52
Ecuación 4. Diferencia de tiempo.	53
Ecuación 5. Coeficiente de almacenamiento.	53
Ecuación 6. Caída de presión.	54
Ecuación 7. Derivada de presión.	55
Ecuación 8. Permeabilidad.	55
Ecuación 9. Coeficiente de almacenaje.	55
Ecuación 10. Daño de formación.	56
Ecuación 11. Conversión de presión al datum.	59
Ecuación 12. Correlación de Vázquez y Beggs para Presión de Burbuja.	75
Ecuación 13. Correlación Vázquez y Beggs para Razón gas disuelto-Petróleo $P \leq P_b$.	76
Ecuación 14. Correlación Vázquez y Beggs para Factor Volumétrico del Petrónimo $P \leq P_b$.	79
Ecuación 15. Correlación Vázquez y Beggs para Factor Volumétrico del Petrónimo $P > P_b$.	79
Ecuación 16. Correlación Beggs y Robinson para Viscosidad del Petrónimo sin gas en solución (muerto).	81
Ecuación 17. Correlación Beggs y Robinson para Viscosidad del Petrónimo $P \leq P_b$.	82
Ecuación 18. Correlación Vázquez y Beggs para Viscosidad del Petrónimo $P > P_b$.	82
Ecuación 19. Correlación para Densidad de petróleo $P \leq P_b$.	84
Ecuación 20. Correlación para Gravedad específica del Gas disuelto.	84
Ecuación 21. Correlación para Densidad del petróleo cuando $P > P_b$.	85
Ecuación 22. Correlación para Gravedad Específica del Gas.	87
Ecuación 23. Correlación estándar para Factor Volumétrico del Gas.	87
Ecuación 24. Correlación de Lee, González y Eakin para Viscosidad del Gas.	89
Ecuación 25. Correlación de Lee, González y Eakin para Densidad del Gas.	89
Ecuación 26. Correlaciones de Lee, González y Eakin para las variables K, X y Y.	89

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-1 mayo del 2011	157
Anexo 2. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-1 mayo del 2012	160
Anexo 3. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-2 mayo del 2012	163
Anexo 4. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-3 abril del 2014	166
Anexo 5. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-3 julio del 2014	169
Anexo 6. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-3 junio del 2015	172
Anexo 7. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-4 febrero del 2013	175
Anexo 8. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-5 enero del 2013	175
Anexo 9. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-5 agosto del 2013	179
Anexo 10. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-5 abril del 2014	182
Anexo 11. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-7 junio del 2012	185
Anexo 12. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-7 agosto 2013	188
Anexo 13. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-7 mayo del 2014	191
Anexo 14. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-8 septiembre 2013	194
Anexo 15. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-8 junio 2014	197
Anexo 16. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-10 julio del 2014	200
Anexo 17. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-10 junio del 2015	203
Anexo 18. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-12 febrero del 2013	206
Anexo 19. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-12 mayo del 2014	209
Anexo 20. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-13 enero 2013	212

Anexo 21. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-13 julio del 2014	215
Anexo 22. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-14 julio del 2014	218
Anexo 23. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-14 mayo del 2015	221
Anexo 24. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-15 julio del 2014	224
Anexo 25. Resultados interpretación prueba de restauración de presión Triunfo-15 enero del 2016	227
Anexo 26. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-1	230
Anexo 27. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-3	231
Anexo 28. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-4	233
Anexo 29. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-5	235
Anexo 30. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-6	238
Anexo 31. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-7	239
Anexo 32. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-8	241
Anexo 33. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-9	244
Anexo 34. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-10	247
Anexo 35. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-11	249
Anexo 36. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-12	251
Anexo 37. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-13	254
Anexo 38. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-14	257
Anexo 39. Identificación de cierres de producción del pozo el Triunfo-15	259

LISTA DE ABREVIATURAS

°: Grados.
°C: Grados Celcius.
°F: Grados Fahrenheit
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API: American Petroleum institute.
BES: Bombeo electrosumergible.
B_o: Factor volumétrico de la formación, (BY/BN).
BOPD: Barriles de petróleo por día.
BWPD: Barriles de agua por día.
BY: Barriles a condiciones de yacimiento.
BN: Barriles a condiciones normales.
cP: Centipoise
Ft: Pies
GOR: Gas Oil Ratio (scf/bls)
h: Espesor,(ft).
MBLS: Miles de barriles
mD: Milidarcy
Pb: Presión de burbuja (Psi).
p_g: Densidad del gas (lb/ft³).
Psi: Libra por pulgada cuadrada.
Inch: Pulgadas
PVT: Presión, volumen, temperatura.
Pwf Presión de fondo fluyente, (Psi).
Ps Presión estática del yacimiento, (Psi).
q_o: Tasa de producción del pozo, (BOPD).
Ro: Reflectancia del aceite.
Rs: Razón de solubilidad (scf/bl).
r_w: Radio de pozo, (ft).
S: Factor de daño, adimensional.
Scf: Standard cubic feet.
Sw: Saturación de agua (%)
TOC: Total organic carbon.
TVD: True Vertical Deep (ft)
y_g: Gravedad específica del gas (adm).
μ_g: Viscosidad del gas, (cP).
μ_o: Viscosidad del aceite o petróleo (cP).
μ_{ob}: Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja (cP).
μ_{od}: Viscosidad de crudo muerto (cP).
ρ_r: Densidad del líquido, (lb/ft³).

GLOSARIO

ACUÍFERO: formaciones geológicas en las cuales se encuentra agua, además son permeables permitiendo así el almacenamiento de agua en espacios subterráneos.

AGUAS SOMERAS: aguas someras es una expresión utilizada por la Organización Hidrográfica Internacional (órgano que regula toda la actividad hidrográfica) al hablar de las aguas poco profundas, es decir, profundidades hasta 30 metros.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde pueden depositarse sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones físicas, químicas y biológicas que la diferencian de zonas adyacentes.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin fisilidad que está formada por partículas de tamaño pequeño menor o igual a 0,0039mm. Está compuesta de minerales arcillosos y cuarzo.

ARENISCA: roca sedimentaria con textura detrítica y cuyo tamaño promedio de granos está entre un diámetro de 0,0625mm a 2 mm. Su matriz es generalmente sílicea, y se compone de cuarzo feldespato.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación de una estructura plana medido respecto a un datum horizontal.

CABALGAMIENTO: falla inversa de bajo ángulo (generalmente menor de 45°), que presenta una componente de movimiento principal según su buzamiento y en la que el bloque o labio levantado se sitúa encima del bloque o labio hundido.

CAMPO: una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la forma de representar gráficamente los rasgos más relevantes de la secuencia geológica expuesta o del subsuelo. Representa los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo con la evolución geológica del área de estudio.

COMPRESIBILIDAD: cambio relativo en el volumen del fluido en relación con un cambio de una unidad de presión. Se expresa usualmente como cambio de volumen por unidad de volumen de fluido por psi de cambio de presión. El gas tiene mayor compresibilidad que el líquido (petróleo o agua).

CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA: producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho de la fractura para una fractura de conductividad finita.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria, constituida por granos redondeados de tamaño grava, cuyo diámetro es mayor a dos mm. Conformada en su mayoría por clastos que pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades y que representa el contacto. A estos contactos se les llama discordancias.

CROMATOGRAFÍA: método de análisis que permite la separación de gases o líquidos de una mezcla por adsorción selectiva, produciendo manchas diferentemente coloreadas en el medio adsorbente; está basado en la diferente velocidad con la que se mueve cada fluido a través de una sustancia porosa.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada.

DENSIDAD: relación entre la masa y el volumen de un cuerpo o fluido.

DOLOMITIZACIÓN: el proceso geoquímico que tiene lugar en las zonas de lagunas efímeras supramareales, por el que los iones de magnesio [Mg], provenientes de la evaporación del agua de mar, reemplazan a los iones de calcio [Ca] de la calcita, formando el mineral dolomía.

ESTRATIGRAFIA: parte de la geología que estudia la disposición y las características de las rocas sedimentarias y los estratos.

FACIES: las características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FACTOR VOLUMÉTRICO: cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas en solución.

FALLA: es una fractura en el terreno a lo largo de la cual hubo movimiento de uno de los lados respecto al otro. Se forman por esfuerzos tectónicos o gravitatorios actuantes en la corteza.

FALLA INVERSA: tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del labio alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del labio bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FLUIDO SUBSATURADO: una solución que podría contener más soluto que el que ahora tiene disuelto.

FLUJO MULTIFÁSICO: flujo simultáneo de más de una fase fluida a través de un medio poroso. La mayoría de los pozos de petróleo producen, a la par, petróleo y gas desde la formación y, con frecuencia, producen agua.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la estratigrafía. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman tipos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GEOLOGIA ESTRUCTURAL: es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

GEOLOGIA DEL PETRÓLEO: parte de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección, para localizar posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y estimar reservas potenciales.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: la relación adimensional entre la densidad de un material y la densidad del mismo volumen de agua. La mayoría de los minerales comunes poseen gravedades específicas oscilantes entre 2 y 7.

INFRAYACE: formación o unidad de roca que se encuentra por debajo de otra.

KERÓGENO: es la porción de materia orgánica natural contenida en las rocas sedimentarias, compuestos por hidrógeno y carbono el cual es insoluble en disolventes orgánicos normales, debido al enorme peso molecular de sus compuestos componentes.

LIMOLITAS: roca sedimentaria detrítica. Está constituida por un tamaño de partícula correspondiente al limo cuyo diámetro está entre 0,0039mm a 0,0625mm. Este tipo de roca procede de la cementación y compactación de partículas entre arcillas y arenas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, compuesta por granos de tamaño menor a 0,0039mm. Está formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en capas relativamente de poco espesor.

MARCO GEOLÓGICO: resume la geología de un lugar que puede incluir la estratigrafía, las rocas presentes en el área y datos geológicos regionales o puntuales dependiendo de la escala a la que se trabaje.

MIGRACIÓN: es el desplazamiento de hidrocarburos desde la roca madre a las rocas yacimiento, más porosas y permeables.

MONOCLINAL: hace referencia a la estructura en la que todas las capas tiene una misma inclinación y dirección.

PERFILAJE DE POZOS: son los registros de parámetros y/o caracteres de las formaciones perforadas, que se recogen mediante sondas especiales, operadas y controladas por cable desde superficie. La información de parámetros esta presentada en perfiles, ordenadas acorde a las profundidades que les corresponda.

POROSIDAD: es la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos, midiendo la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca.

POROSIDAD SECUNDARIA: la porosidad generada a través de la alteración de la roca, normalmente a través de procesos tales como la dolomitización, la disolución y el fracturamiento.

POZO: perforación del subsuelo que busca conectar el yacimiento con la superficie con el objetivo de hallar y extraer combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

PROPIEDADES INTRÍNSECAS: son aquellas propiedades que diferencian y caracterizan a cada una de las sustancias, pueden ser físicas o químicas.

REFLECTANCIA DE VITRINITA: medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

ROCA: agregado de minerales o de materia orgánica (en el caso del carbón, que no está compuesto de minerales debido a su origen orgánico), o de vidrio volcánico (la obsidiana, que forma una roca, pero no se considera un mineral debido a su naturaleza no cristalina amorfa). Las rocas pueden contener un solo mineral, tal como la sal de roca (Halita) y ciertas calizas (Calcita), o muchos minerales, tal es el caso del granito (Cuarzo, Feldespato, Mica y otros minerales).

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT). Una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.

ROCA RESERVORIO: son rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella. Su principal agente es su Permeabilidad, se mide en unidades llamadas Darcy, aunque la mayoría de los yacimientos solamente tienen permeabilidades en rango de milidarcy con promedios entre 50 y 600 milidarcys.

ROCA SELLO: roca que por su baja permeabilidad y porosidad hace que el hidrocarburo se acumule en las trampas y constituya el yacimiento. Es indispensable que sea impermeable y que no esté fracturada para que no haya migración del hidrocarburo y evitar su escape. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolífero completo.

SARTA DE PERFORACIÓN: también llamada tubería de perforación. Es el tipo de tubería utilizada para realizar la perforación de pozos petroleros.

SHALE: roca sedimentaria detrítica de grano fino formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo que tienen menos de 0,004mm de tamaño. Es la roca sedimentaria más abundante.

SLICKLINE (Cable de acero): cable conductor de un solo filamento que se utiliza para introducir y recuperar herramientas y equipo de control de flujo en pozos de petróleo y gas. El alambre de un único filamento circular pasa a través de un prensaestopas y del equipo de control de presión que está montado sobre el cabezal del pozo para que se puedan llevar a cabo operaciones con línea de acero de manera segura en pozos vivos.

SUPRAYACE: formación o unidad de roca que se encuentra por encima de otra.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolífero.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

VOLUMEN APARENTE: el volumen por unidad de masa de un material seco más el volumen del aire entre sus partículas.

WIRELINE (Cable eléctrico): término general utilizado para describir operaciones de intervención de pozos que se realizan con un alambre o cable de un solo filamento o multifilamento para intervención en pozos de petróleo o gas.

WORKOVER: proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas. En muchos casos, la remediación implica la remoción y el reemplazo de la sarta de la tubería de producción, después de que se ha matado (ahogado) el pozo y se ha colocado un equipo de reparación de pozo en su ubicación.

YACIMIENTO: es un volumen de rocas en el subsuelo, cuyas características físicas permiten la acumulación de agua y/o hidrocarburos. Se genera por diferentes períodos de deposición de sedimentos en una cuenca. Y se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

RESUMEN

Las pruebas de presión son una fuente de información que permite mediante su interpretación obtener propiedades del yacimiento que contribuyen a mejorar el entendimiento del mismo. Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, se realiza la interpretación de pruebas de restauración de presión de los pozos productores del Campo El Triunfo.

La interpretación de pruebas de restauración de presión de los pozos productores del Campo el Triunfo se realizó mediante el software PANSYSTEM de Weatherford, a partir del análisis de los diferentes regímenes de flujo con los gráficos Log-Log, Semi-Log, cartesiano y de flujo lineal, mediante los cuales se determinaron parámetros de yacimiento como: Permeabilidad, presión de yacimiento, daño de formación, barreras de yacimiento, entre otros.

Seguido a esto, mediante los resultados obtenidos en la interpretación se actualizó el tren de presión del yacimiento, se realizó el histórico de daño de formación y los mapas de permeabilidad, presión de yacimiento y distribución de barreras. Para finalmente llevar a cabo el análisis del comportamiento de estas propiedades en el yacimiento con respecto al tiempo.

PALABRAS CLAVES: ANÁLISIS YACIMIENTO, PRUEBAS RESTAURACIÓN PRESIÓN, EVALUACIÓN FORMACIONES, CAMPO EL TRIUNFO, CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO.

INTRODUCCIÓN

El proyecto se realiza en el Campo El Triunfo ubicado en el departamento de Putumayo en el Municipio de Puerto Asís. Actualmente el Campo cuenta con 15 pozos perforados de los cuales 13 son productores y 2 inyectores. Los pozos productores tienen instalado un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible que cuenta con sensores que registran la presión en el fondo en tiempo real. El proyecto tiene como objetivo realizar la interpretación de pruebas de restauración de presión a partir de los datos de presión registrados por los sensores y analizar los resultados de las interpretaciones de las pruebas de restauración de presión y complementar la visión actual del yacimiento.

El análisis de restauración de presión permite obtener límites del yacimiento y la distancia hasta estos, determinar permeabilidad de la roca, determinar presión del yacimiento, el factor de daño, entre otras propiedades que ayudan a obtener un mejor entendimiento de los pozos. Por medio del programa PANSYSTEM se realiza la interpretación de pruebas de restauración de presión con el fin de obtener y realizar el análisis de las propiedades del yacimiento.

Finalmente, mediante la realización del tren de presión, el histórico de daño de formación y los mapas de permeabilidad, presión y distribución de barreras se realiza el análisis de las distintas propiedades del yacimiento con respecto al tiempo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar el yacimiento mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión de los pozos productores del Campo El Triunfo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades y geología del Campo El Triunfo.
2. Describir las pruebas de restauración de presión y las técnicas de interpretación asociadas.
3. Determinar tren de presiones a partir de la información de pruebas de restauración de presión del yacimiento actualmente disponibles.
4. Analizar la información de presión de fondo e historia de producción de los pozos productores.
5. Realizar el modelo de fluido que se utilizará en la interpretación de las pruebas de restauración de presión.
6. Interpretar las pruebas de restauración de presión mediante el software de análisis de pruebas de presión Pansystem.
7. Actualizar el tren de presión de yacimientos con los resultados de la interpretación realizada.
8. Consolidar histórico de daño de formación de los pozos productores.
9. Generar mapas de permeabilidad absoluta, isobárico y de distribución de barreras comparándolos con el modelo geológico existente para la evaluación de la heterogeneidad areal.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO EL TRIUNFO

En el siguiente capítulo se describe la historia, localización, marco geológico e historia de producción del Campo el Triunfo, sobre el cual se realiza este estudio.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del Campo El Triunfo inició cuando se suscribe el contrato entre ECOPETROL, VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S.

El primer pozo exploratorio Triunfo-1 se perforó durante el segundo semestre de 1989 con una profundidad total de 9580 ft y fue exitoso dando como resultado la presencia de hidrocarburos comercialmente explotables en las arenas N, sin embargo, debido a problemas de orden público se mantuvo cerrado hasta el año 2004 periodo en el que inició la evaluación de las arenas de la formación Villeta N.

Fue entre los años 2004 y 2010 en donde se hizo un estudio del campo, gracias a la producción del Triunfo-1 durante este periodo, donde se declaró el campo comercial en un área aproximada de 60 km². A partir del segundo semestre del año 2010, se inició con la campaña de perforación, periodo en el que se perforaron los pozos de evaluación Triunfo-2 y Triunfo-3. El Triunfo-2, se encuentra ubicado a 1 km del Triunfo-1, con una profundidad de 9471 ft y siendo exitoso al encontrar hidrocarburos en las arenas N de la formación Villeta; y el Triunfo-3, con una profundidad de 8704 ft y siendo también exitoso por parte de la misma formación anterior. Además, la evaluación arrojó que no se encuentran acuíferos en el yacimiento.

A noviembre del 2017 el Campo El Triunfo es operado por VETRA EXPLORACIÓN. Tiene un área aproximada de 60 km² y se encuentra activo y en producción.

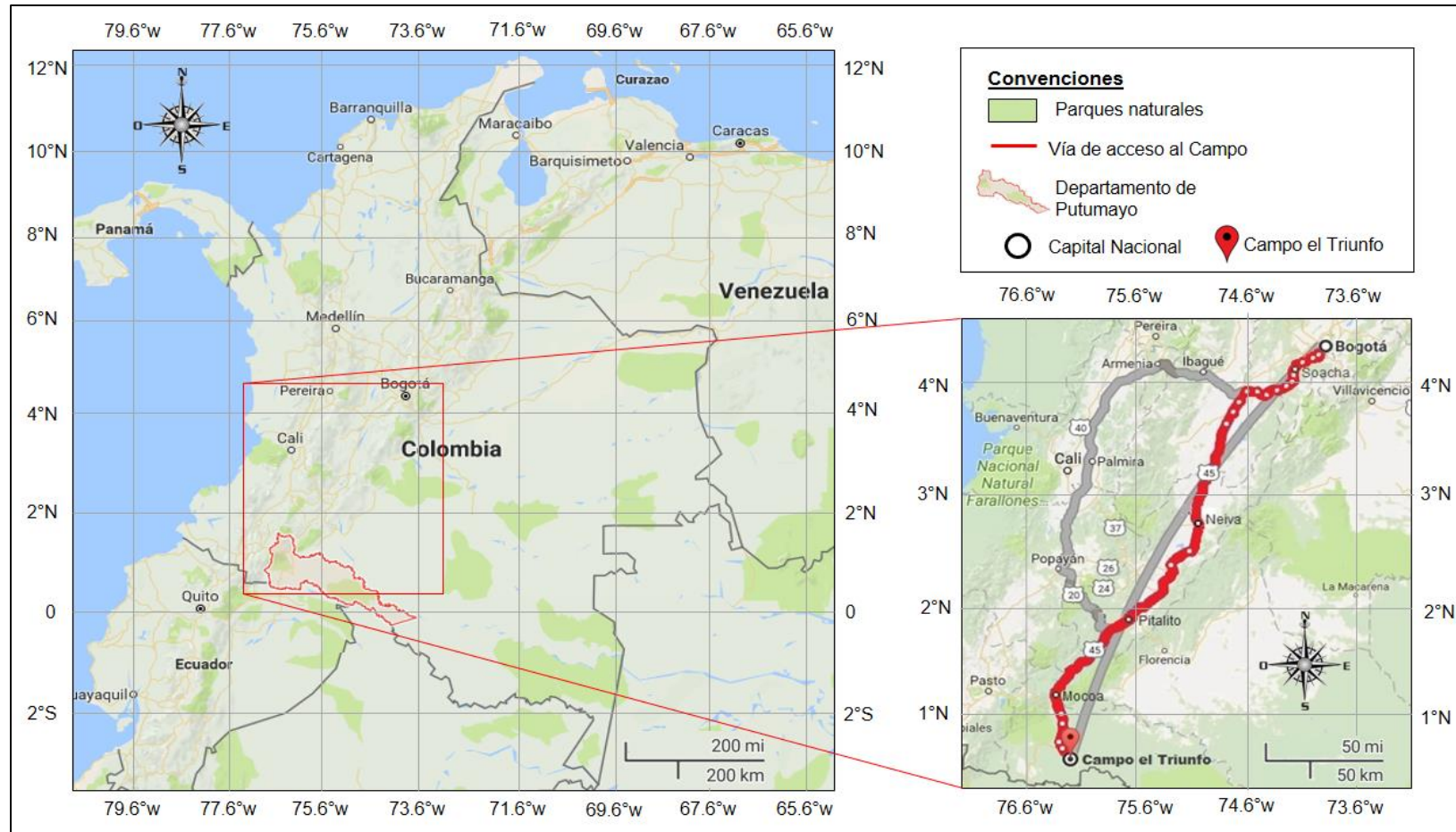
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo el Triunfo, se encuentra ubicado en Colombia en la cuenca de Caguán Putumayo, en el departamento del Putumayo, en el municipio de Puerto Asís.

El acceso al Campo el Triunfo se puede hacer bien sea por vía aérea o por vía terrestre. Para el desplazamiento terrestre partiendo desde Bogotá, se sale por la Autopista Sur en sentido Norte-Sur hacia Soacha tomando la carretera 40. Siguiendo esta ruta se pasa por Soacha, Granada, Silvania, Fusagasugá, Chinauta y Melgar; Antes de llegar a Girardot se toma la variante hasta alcanzar la carretera 45 y se continúa por esta vía pasando por Espinal, Guamo, Saldaña, Natagaima, Aipé, Neiva, Campoalegre, Hobo, Gigante, Garzón, Altamira, Timaná, Pitalito, Condagua, Mocoa, Villagarzón, Puerto Caicedo, Santa Ana y finalmente Puerto Asís haciendo un trayecto completo de 715 km. Una vez allí se toma la Vía Muelle (transversal 26) desviándose hacia el sector el Águila en donde se encuentra el acceso a el Campo el Triunfo.

Por otro lado, para el desplazamiento aéreo partiendo desde Bogotá (aeropuerto El Dorado), se viaja a Puerto Asís (aeropuerto Tres de Mayo) con una duración aproximada de una hora y media de trayecto aéreo, desde donde se inicia un desplazamiento terrestre por la Vía Muelle (transversal 26). Ver **Figura 1**.

Figura 1. Mapa de ubicación y acceso al Campo el Triunfo.



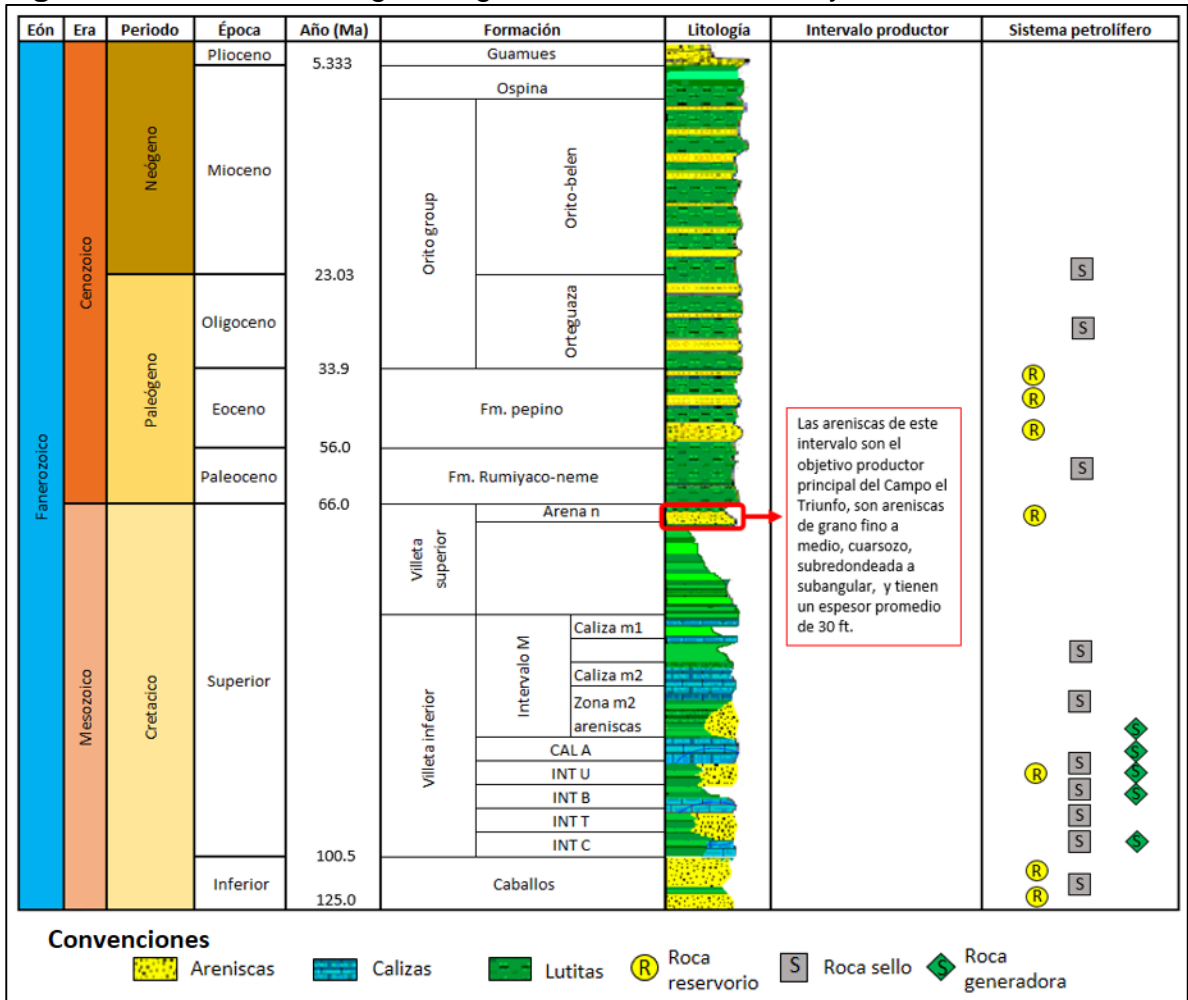
Fuente: Mapa tomado de Google maps. Disponible en: <https://www.google.com.co/maps/place/Putumayo/@3.3048398,-79.1582566,5.65z/data=!4m5!3m4!1s0x8e27101c0962d3e1:0x387bc490530e12a6!8m2!3d0.4359506!4d-75.5276699?hl=es-419>. Modificado por los autores

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y la geología del petróleo asociada al Campo El Triunfo.

1.3.1 Columna estratigráfica. La figura 2 presente muestra la columna estratigráfica generalizada para la cuenca de Caguán-Putumayo compuesta por una secuencia de sedimentos, cuyas edades están comprendidas entre el Jurásico y el Mioceno. Los pozos del Campo El Triunfo alcanzan la formación Villeta superior, cuyo objetivo principal son las Arenas N.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Putumayo.



Fuente: VETRA, Informe técnico anual de geología, geofísica, ingeniería de petróleos año 2016. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se realiza la descripción de las formaciones geológicas de la Cuenca de Caguán Putumayo desde la más antigua a la más reciente. Haciendo énfasis en los datos aportados por los pozos del Campo El Triunfo.

1.3.2.1 Formación Caballos. Edad Cretáceo inferior (Aptiano Superior y Albiano) según OLSSON (1956). La Formación Caballos fue nombrada originalmente por geólogos de la Texas Petroleum Company y su localidad tipo se encuentra en el Cerro Caballos al suroeste de Ortega, Departamento de Tolima. Está constituida por gruesas capas de areniscas cuarzosas y areniscas de cuarzo con cemento carbonático, interestratificadas con capas delgadas de lutitas negras carbonosas. El espesor promedio en el bloque es 100 pies. El ambiente de depositación ha sido interpretado como marino.

La formación Caballos se encuentra en contacto concordante con la Formación Saldaña que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Villeta que la suprayace.¹

1.3.2.2 Formación Villeta. Edad Cretáceo según HETTNER (1892). Está compuesta por una alternancia de areniscas, calizas y arcillas cuya edad está comprendida entre el Albiense y el Campaniense. Las areniscas han sido nombradas de base a tope como: arenisca “T”, (Espesor promedio 80’), arenisca “U” inferior, (Espesor promedio 70’), arenisca U superior, arenisca “M2” y arenisca “N”, (Espesor promedio: 400’). De igual forma las calizas se han nombrado como caliza “C” en la base, caliza “B”, caliza “A” y caliza “M2”. El ambiente de depositación ha sido interpretado como marino.

La Formación Villeta se encuentra en contacto concordante con la Formación Caballos que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Rumiyaco que la suprayace.²

1.3.2.3 Formación Rumiyaco. Pertenece a las edades del Paleoceno y del Daniano según OLSSON (1956). Está constituida por arcillolitas y limolitas con un cambio de facies a areniscas hacia el este, sobre el alto de Florencia. El espesor promedio en el bloque es 120 pies. El ambiente de depositación interpretado es marino.

La formación Rumiyaco se encuentra en contacto concordante con la Formación Villeta que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Pepino que la suprayace.³

1.3.2.4 Formación Pepino. Edad Eoceno. Está constituida por niveles de conglomerados en la base y tope con la parte media constituida por arcillas y limolitas. El espesor promedio en el bloque es 170 pies. El ambiente de sedimentación es principalmente continental.⁴

¹ JULIVERT M. Amérique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973. 144 p.

² JULIVERT M. Amérique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973. 484 p.

³ JULIVERT M. Amérique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973. 422 p.

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016. 8 p.

La formación Pepino se encuentra en contacto discordante con la formación Rumiayaco que la infrayace y en contacto concordante con el Grupo Orito que la suprayace.

1.3.2.5 Grupo Orito. Pertenece a las edades del Oligoceno, por Orteguzza, y del Mioceno Tardío, por Ospina. Está compuesto por las formaciones Orteguzza, Orito – Belén y Ospina. Constituido principalmente por una alternancia de arcillolitas, limolitas y areniscas rojas con desarrollos locales de lignito y algunos nódulos de yeso. La edad del grupo está comprendida entre el Medio, debido a que el resto de la columna estratigráfica, constituida por las formaciones Ospina, Guamuez y Caimán, se encuentra erosionada. Las unidades presentes están representadas por arcillolitas y limolitas con niveles de areniscas conglomeráticas, algunos niveles de carbón y fósiles de conchas. El espesor promedio en el bloque es 700 pies. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como transicional deltaico con escasas influencias marinas.⁵

El Grupo Orito se encuentra en contacto concordante con la formación Pepino que lo infrayace y en contacto concordante con la Formación Ospina que lo suprayace.

1.3.3 Geología estructural. Los rasgos estructurales generales presentes en la cuenca del Putumayo permiten definir dos provincias tectónicas, las cuales están diferenciadas de acuerdo a sus características estructurales como se define a continuación y se observa en la **figura 3**.

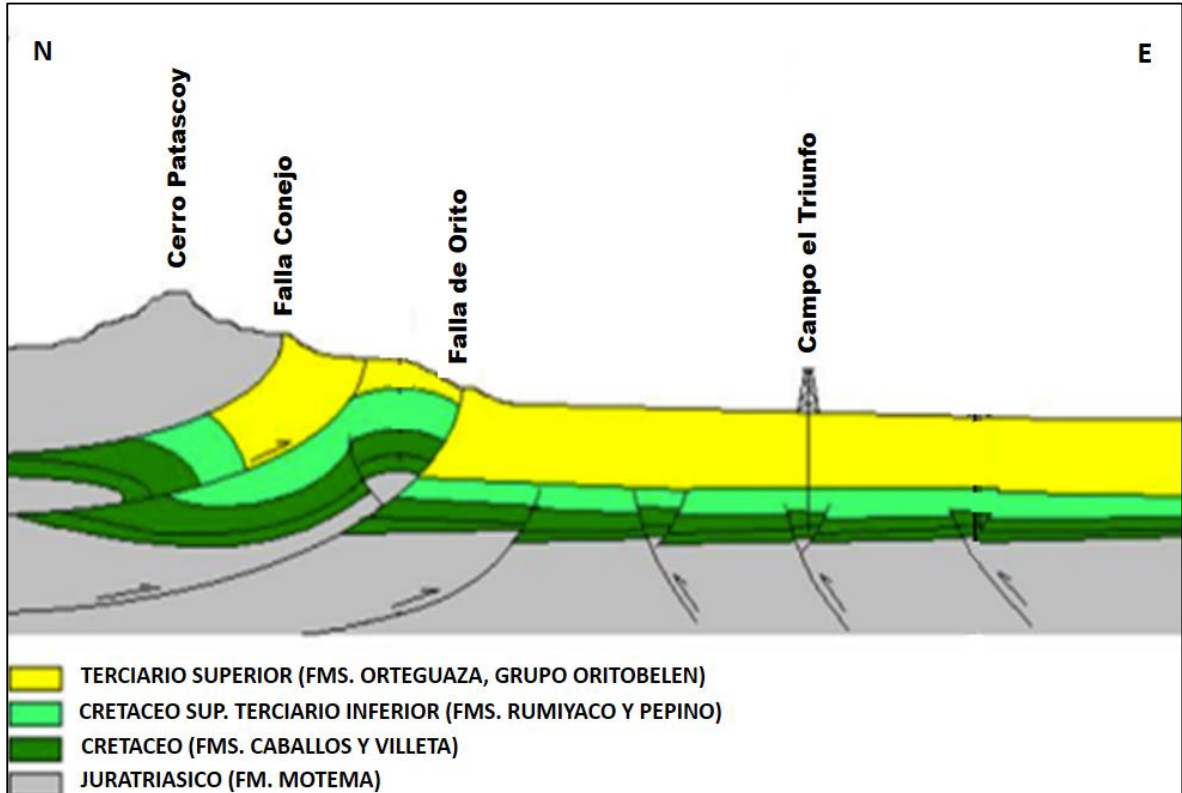
- Una zona altamente plegada asociado a un límite convergente entre placas que ocasiona zonas de cabalgamientos con presencia de fallas inversas y de gran desplazamiento vertical, con rumbos NE – SO y buzamientos al oeste, con pliegues asimétricos que se ubican en la parte occidental de la cuenca, la cual reposa sobre el Piedemonte y está limitada al este por el sistema de fallas Orito, LoroHormiga.⁶
- Una provincia de plataforma, menos tectonizada, conformada por bloques rígidos separados por sistemas de fallas de gran longitud. Presenta estructuras muy sutiles por movimiento diferencial en el salto de las fallas y estructuras asociadas a altos del basamento. Estas fallas con más de 20 Km de longitud separan a los bloques. Las fallas principales por lo general tienen direcciones desde N –S hasta N50E.⁷

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016. 8 p.

⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016. 9 p.

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016. 9 p.

Figura 3. Marco tectónico regional de la Cuenca de Putumayo.



Fuente: VETRA, Informe técnico anual de geología, geofísica, ingeniería de petróleos año 2016. Modificado por los autores.

El Campo el Triunfo se encuentra en un monoclinallado en donde la mayoría de pozos fueron perforados en trampas estructurales asociadas a altos o estructuras sutiles que cierran contra grandes fallas, actualmente inversas reactivadas de dirección N40°O a N40°E.

1.3.3.1 Geología del petróleo. A continuación, se describe los principales elementos del sistema petrolífero asociados al Campo el Triunfo.

1.3.3.2 Roca Generadora. Las calizas y lutitas de las formaciones Caballos y Villeta poseen un excelente potencial generador de hidrocarburos líquidos obteniendo una mezcla entre Kerógeno Tipo I y Tipo II y un valor de Reflectancia de la Vitrinita (R_o) entre 0,5% y 1% encontrándose en la ventana de producción de Hidrocarburos líquidos.

1.3.3.3 Roca Reservorio. Las principales rocas reservorio de la cuenca son las areniscas Cretácicas de la Formación Villeta (Miembros T, U, M2 Y N), con espesores variables entre 70ft y 400ft, una porosidad que varía de 12% a 24% y permeabilidades entre 140 md a 4000 md. También se encuentran reservorios en las areniscas Cretácicas de la Formación Caballos especialmente cuando se desarrollaron fallas de un desplazamiento mayor de 61 m. Las porosidades van desde un 10% a un 16% y unas permeabilidades entre 30md y 60md.

1.3.3.4 Migración. La expulsión de los Hidrocarburos ocurre en el Mioceno tardío poco después de la formación de las mayores estructuras. La migración ocurre de oeste a este (donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental) desde la Cuenca del Valle Superior del Magdalena hacia el Piedemonte llanero a lo largo de las areniscas de las Formaciones Caballos y Villeta, y de manera vertical a través de fracturas y zonas de falla.

1.3.3.5 Roca Sello. Las principales rocas sello de la cuenca vienen siendo los Shales y niveles calcáreos de la Formación Villeta, son excelentes unidades de sello lateral y al tope. Es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos efectivos al poner en contacto areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos. Los shales de las formaciones Rumiyaco y Ortegua también son sellos importantes.

1.3.3.6 Trampa. Las principales acumulaciones de petróleo descubiertas están relacionadas a trampas estructurales de tipo fallas inversas, formadas durante el Mioceno debido a procesos compresivos de las placas. Los rasgos estructurales generales presentes en el Campo El Triunfo permiten definir una provincia de plataforma, conformada por bloques rígidos separados por sistemas de fallas de gran longitud que permiten la acumulación de petróleo.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO EL TRIUNFO

La historia de producción del Campo El Triunfo data del primer semestre del año 2004 periodo en el cual se dio el completamiento del pozo el Triunfo-1 pero debido a los problemas sociales que se presentan en el Departamento del Putumayo; el plan de desarrollo del Campo el Triunfo comienza a ejecutarse a partir del año 2011 cuando se perforan 2 pozos adicionales y se prolonga hasta el año 2013 cuando se alcanzan a completar los quince pozos contemplados en el plan de desarrollo.

1.4.1 Método de producción. El Campo El Triunfo producía inicialmente por flujo natural mediante el mecanismo de producción de expansión de roca y fluidos. Posteriormente, debido a las características del yacimiento a los pozos del Campo el Triunfo se les instaló el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible el cual permite desplazar volúmenes de fluido con alta eficiencia mediante el uso de bombas centrífugas ubicadas en el fondo del pozo.

Debido a una rápida caída de presión que se observó al inicio de la producción, en el año 2012 se inició la inyección de agua por arreglo invertido como método de recuperación primaria, convirtiendo los pozos Triunfo-1 y Triunfo-6 en inyectores, lo cual permitió brindar sostenimiento energético al yacimiento. Con el fin de controlar el frente de barrido y mantener la presión, el fluido de inyección de cada patrón está condicionado para lograr un remplazamiento de fluido del 100%.

1.4.2 Tipo de fluido. El campo el Triunfo produce principalmente hidrocarburos medianos con un contenido de 3.8% de CO₂ y una gravedad API entre el rango de

16,4-19,5. Los cortes de agua a lo largo de la producción varían entre 0,1-55%. La principal formación productora del campo es la Formación Villeta.

1.4.3 Tiempo de producción. El Campo el Triunfo inició su producción el 31 de mayo del 2004 con el pozo Triunfo-1. Debido a la caída de presión el pozo Triunfo-1 y Triunfo-6 se convirtieron en pozos inyectores en noviembre del 2012 y noviembre del 2013 respectivamente. El **cuadro 1** muestra la fecha de inicio de producción de los pozos productores del Campo el Triunfo.

Cuadro 1. Inicio de producción pozos del Campo el Triunfo.

Pozo	Inicio de producción	Formación de interés
Triunfo-1	31-Mayo-2004	Villeta
Triunfo-2	22-Marzo-2011	Villeta
Triunfo-3	14-Mayo-2011	Villeta
Triunfo-4	29-Julio-2012	Villeta
Triunfo-5	22-Abril-2012	Villeta
Triunfo-6	23-Abril-2013	Villeta
Triunfo-7	25-Mayo-2012	Villeta
Triunfo-8	7-Septiembre-2012	Villeta
Triunfo-9	23-Abril-2013	Villeta
Triunfo-10	16-Mayo-2013	Villeta
Triunfo-11	7-Agosto-2012	Villeta
Triunfo-12	19-Noviembre-2012	Villeta
Triunfo-13	25-Diciembre-2012	Villeta
Triunfo-14	6-Junio-2013	Villeta
Triunfo-15	9-Julio-2013	Villeta

1.4.4 Número de pozos. A la fecha en el Campo el Triunfo se han perforado quince pozos desde el año 2004 hasta el año 2013, de los cuales dos son pozos inyectores activos y 13 productores activos, como se puede ver en el **cuadro 2**.

Cuadro 2. Estado de los pozos del Campo el Triunfo.

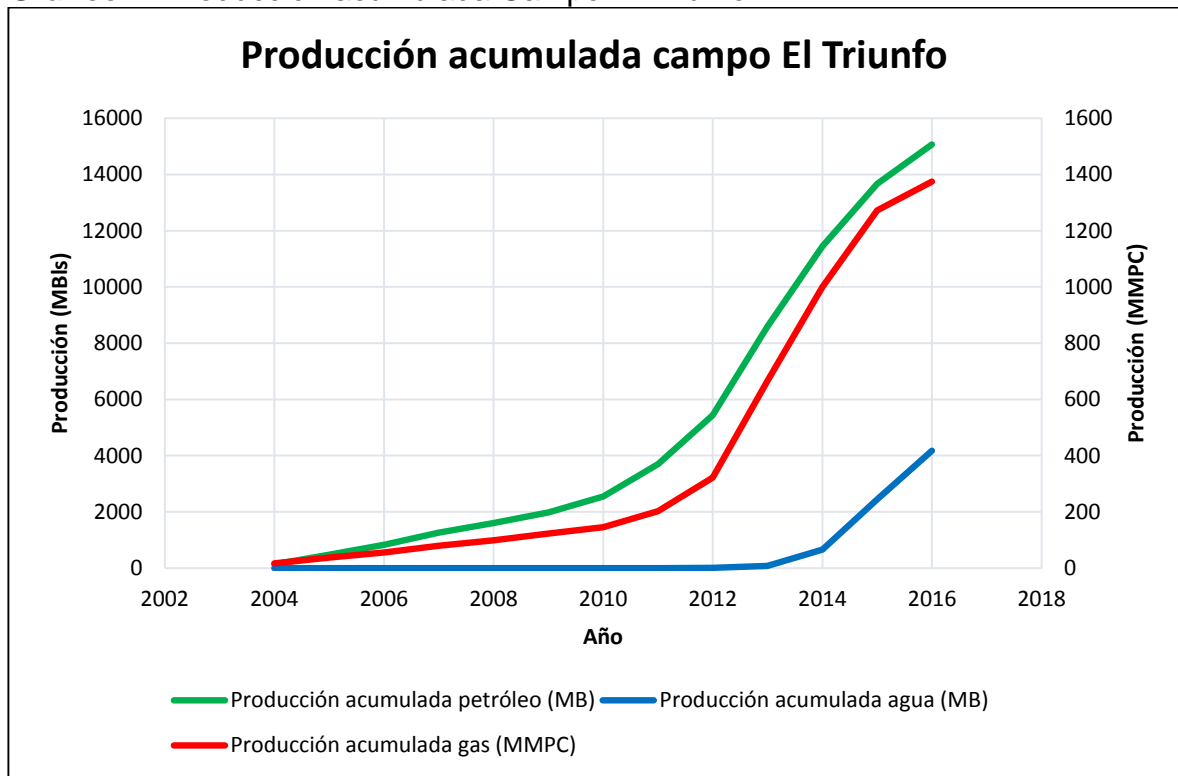
POZO	AÑO	FORMACIÓN DE INTERÉS	ESTADO
Triunfo-1	2004	Villeta	Inyector activo
Triunfo-2	2011	Villeta	Productor activo
Triunfo-3	2011	Villeta	Productor activo
Triunfo-4	2013	Villeta	Productor inactivo
Triunfo-5	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-6	2013	Villeta	Inyector activo
Triunfo-7	2013	Villeta	Productor inactivo
Triunfo-8	2013	Villeta	Productor activo

Cuadro 2. (Continuación).

POZO	AÑO	FORMACIÓN DE INTERÉS	ESTADO
Triunfo-9	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-10	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-11	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-12	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-13	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-14	2013	Villeta	Productor activo
Triunfo-15	2013	Villeta	Productor activo

1.4.5 Producción acumulada Campo El Triunfo. En el **gráfico 1** se puede observar la producción acumulada del Campo El Triunfo iniciando en el 2004 hasta el 2016. Se puede observar también que a finales del año 2012 se inició inyección de agua que se usó principalmente para mantener la presión en el Campo.

Gráfico 1. Producción acumulada Campo El Triunfo.



Fuente: VETRA, Reporte de producción área de estudio 2016.

2. PRUEBAS DE PRESIÓN

En este capítulo se describirán las pruebas de restauración de presión y las técnicas de interpretación usadas en la industria petrolera, como herramienta para describir y definir el modelo de un yacimiento, debido a que los regímenes de flujo dependen directamente de las características del sistema petrolífero.

2.1 GENERALIDADES

Una prueba de presión por medio de una perturbación o cambio temporal en la tasa de producción o inyección causa un cambio en el transiente de presión en un determinado periodo de tiempo, entonces, el caudal de flujo es tomado como la entrada y el transiente de presión como la respuesta de salida.

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento, ya que permite determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud, conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento.

Visto desde un punto de vista operacional las pruebas de presión consisten en la obtención de datos de presión y producción a partir de cierres o aperturas controladas que se realizan al pozo.

La información puede ser obtenida de dos maneras distintas:

- Clásica: La presión es medida en el pozo donde se genera el disturbio de presión.
- Interferencia: La presión es medida en un pozo distinto al pozo donde se genera el disturbio de presión, este recibe el nombre de pozo observador.

2.2 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En la ingeniería de yacimientos, existen diferentes pruebas de presión, por lo cual es necesario dependiendo de la información que se necesite o el parámetro que se quiera obtener, la elección adecuada de esta. Las pruebas de presión se clasifican en:

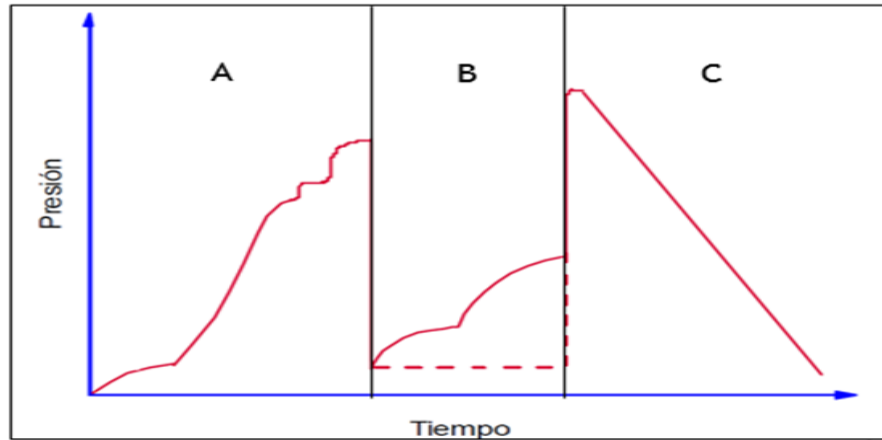
2.2.1 DST (Drillsteam test). Esta prueba se usa durante o inmediatamente después de la perforación del pozo y consiste de pruebas de cierre o flujo cortas y seguidas. Su propósito es establecer el potencial del pozo. ⁸

Como se puede observar en la **figura 4**, podemos dividir esta prueba en tres zonas debido a los diferentes comportamientos de la presión. La zona A hace referencia a cuando se baja la sarta de perforación en el pozo para llevar a cabo la prueba, la zona B es el comportamiento que se obtiene al llevar a cabo cierres y flujos que consisten en la realización de la prueba de presión, una vez finalizada pasamos a

⁸ ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 222 p.

la zona C que muestra el comportamiento que se obtiene al sacar la sarta de perforación del pozo.

Figura 4. Drillsteam test.



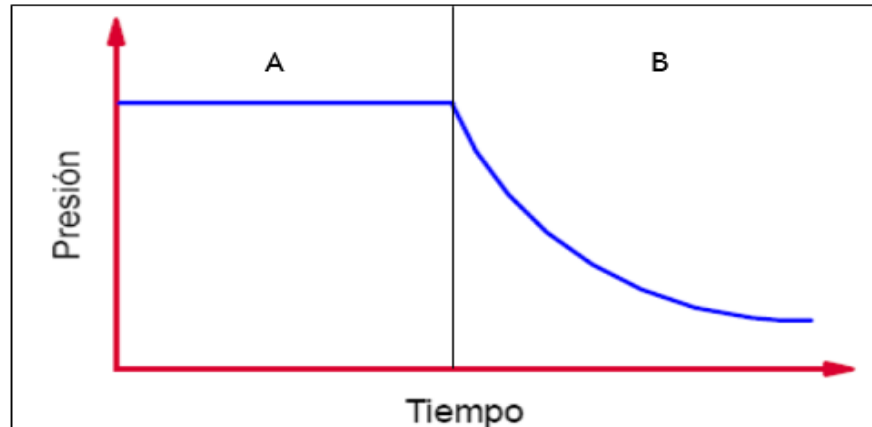
Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 279. Modificado por los autores.

2.2.2 Declinación de presión (Drawdown test). También denominada prueba de flujo. Se efectúa cuando el pozo se encuentra cerrado en condiciones estables, y se coloca en producción, a caudal constante, mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. ⁹

Como se puede observar en la **figura 5**, se puede dividir el comportamiento de la presión en dos zonas. La presión en la zona A se encuentra estable debido a que el pozo está cerrado y la zona B muestra como la presión disminuye una vez se pone en marcha la producción a un caudal constante. La presión disminuye debido a que para poder fluir se hace uso de la presión que se encuentra en el pozo.

⁹ ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 78 p.

Figura 5. Prueba de declinación de presión.

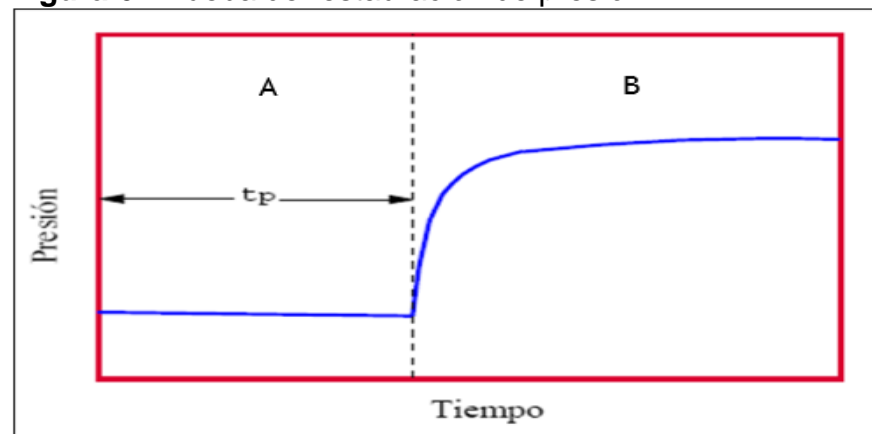


Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 26. Modificado por los autores.

2.2.3 Restauración de presión (Buildup test). También denominado prueba de cierre. Se efectúa cuando el pozo se encuentra en flujo a condiciones estables y se cierra, mientras se registra la presión estática del fondo del pozo en función del tiempo.¹⁰

Como se puede observar en la **figura 6**, se puede dividir el comportamiento de la presión en dos zonas. La presión en la zona A se encuentra estable debido a que el pozo se encuentra fluyendo a condiciones estables y la zona B la presión aumenta debido a que, al cerrar el flujo, el yacimiento tiende a recuperar la presión.

Figura 6. Prueba de restauración de presión.



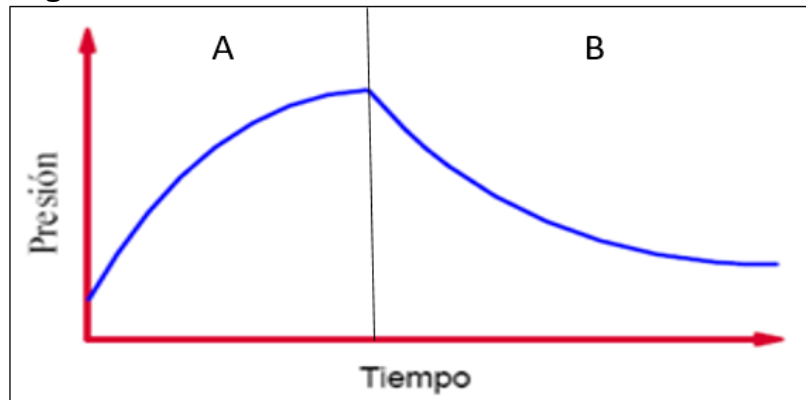
Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 26. Modificado por los autores.

¹⁰ ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 185 p.

2.2.4 Prueba Falloff. Considera una declinación de presión inmediatamente después de la inyección. El pozo se encuentra inyectando fluido a condiciones estables y luego se cierra.¹¹

Como se puede observar en la **figura 7**, se puede dividir el comportamiento de la presión en dos zonas. La presión en la zona A se encuentra en aumento debido a que se está inyectando un fluido hacia el yacimiento y la zona B la presión disminuye debido a que, al cerrar el flujo de inyección, el yacimiento tiende a recuperar la presión que este poseía antes de la inyección.

Figura 7. Prueba Fall-off.



Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 26. Modificado por los autores.

2.2.5 Prueba de interferencia. La prueba de interferencia involucra dos pozos: un productor o inyector y un pozo de observación. La idea es producir en un pozo la caída de presión y observarla en el otro. Para realizar una prueba de interferencia, los pozos involucrados se cierran hasta estabilizar sus presiones de fondo. Luego se abre el pozo inyector o productor; si existe interferencia, se registra una caída de presión en el pozo de observación.¹²

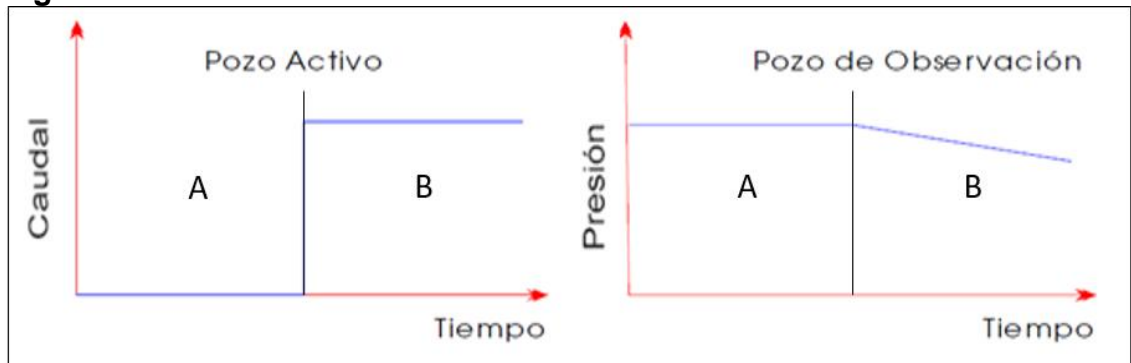
Se puede observar en la **figura 8** el comportamiento del caudal en el Pozo Activo (genera la perturbación de presión) y la presión en el Pozo de Observación (recibe la perturbación de presión) a través del tiempo. El pozo activo se divide a su vez en dos zonas. En la zona A el pozo se encuentra cerrado y en la zona B se abre para dejar fluir petróleo, este cambio de flujo genera una perturbación en la presión del yacimiento, que viaja a través de este hasta llegar al Pozo Observador. Como se observa en la figura, en la zona A del Pozo Observador, la perturbación de presión aún no ha llegado al pozo y en la Zona B la perturbación de presión llega al pozo

¹¹ ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 18 p.

¹² ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 256 p.

haciendo que la estabilidad que se tenía en la Zona A se pierda y genere una caída de presión, esta caída demuestra que si hay interferencia de un pozo a otro.

Figura 8. Prueba de interferencia.



Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 318. Modificado por los autores.

2.2.6 Prueba de pulso. Consta de una serie de pulsos cortos de tasa de flujo. Los pulsos son periodos alternantes de producción o inyección y cierre con el mismo caudal en cada periodo. Al igual que en la prueba de interferencia se involucran dos pozos: un productor o inyector y un pozo de observación. La respuesta de presión a los pulsos se mide en el pozo de observación.¹³

Todas estas pruebas son utilizadas para la obtención de datos de presión en función del tiempo que junto con el registro de producción y uso de diferentes métodos numéricos se puedan determinar características y propiedades petrofísicas de la formación como permeabilidad, daño de formación, volumen poroso, límites de yacimiento, longitud de fractura, entre otros, que permiten la caracterización y obtención de un mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento. Cada una de las pruebas determina diferentes parámetros o características del yacimiento como se observa en el **cuadro 3**.

¹³ ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 267 p.

Cuadro 3. Tipos de pruebas de presión.

Tipo de prueba	Pozo	Parámetro obtenido
DST	Exploratorio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Establecer la probabilidad de comerciabilidad ✓ Permeabilidad ✓ Daño ✓ Longitud de fractura ✓ Presión del yacimiento ✓ Límites del yacimiento
Prueba de declinación de presión (Drawdown test)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comportamiento del yacimiento ✓ Permeabilidad ✓ Daño ✓ Longitud de fractura ✓ Límites del yacimiento
Prueba de restauración de presión (Buildup test)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comportamiento del yacimiento ✓ Permeabilidad ✓ Daño ✓ Longitud de fractura ✓ Límites del yacimiento
Prueba Falloff	Inyector	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Movilidad en varios bancos ✓ Daño ✓ Presión del yacimiento ✓ Longitud de fractura ✓ Ubicación del frente
Prueba de pulso e interferencia	Productor e inyector	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comunicación entre pozos ✓ Comportamiento del yacimiento ✓ Porosidad ✓ Permeabilidad vertical
Multitasa (Flow after flow)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Índice de productividad ✓ Daño ✓ Presión del yacimiento ✓ Permeabilidad ✓ Límites de yacimiento

Fuente: Freddy Humberto Escobar, Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva. Universidad Surcolombiana, 3ª edición. 2014. Pág. 23. Modificado por los autores.

2.3 PRUEBAS DE PRESIÓN EN EL CAMPO EL TRIUNFO

Las pruebas de presión disponibles en el Campo son pruebas de restauración de presión, dada la facilidad operativa para realizarlas. Para la ejecución de requiere de un sensor de presión, que, para el caso de estos pozos, se encuentran instalados en el sistema de levantamiento artificial (bombeo electro-sumergible), pues esta es una fuente adicional de información para la evaluación de las propiedades del yacimiento. Debido a que permite obtener límites del yacimiento y la distancia hasta estos, determinar permeabilidad de la roca, determinar presión inicial y presión promedio del yacimiento, el factor de daño de la formación, entre otras propiedades que ayudan a obtener un mejor entendimiento de los pozos.

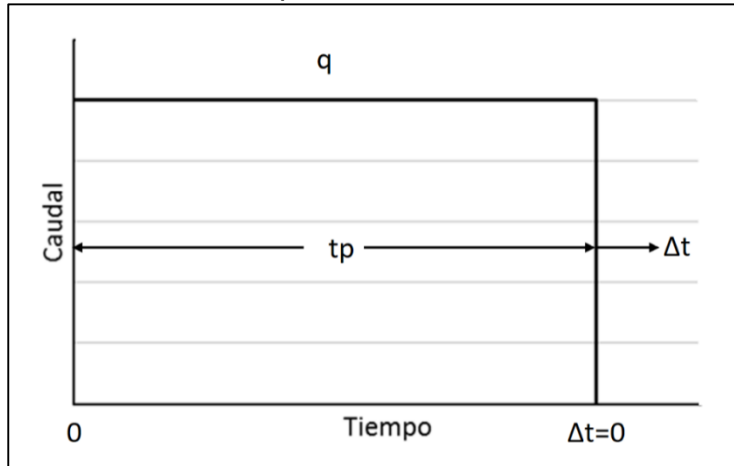
2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN

A continuación, se procederá a explicar los diferentes análisis e interpretaciones que se pueden obtener a partir de los diferentes métodos o técnicas para la interpretación de información que presente un comportamiento de Restauración de Presión.

2.4.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN IDEAL. El término ideal se refiere a un reservorio infinito, homogéneo e isotrópico que contenga un fluido compresible, en una sola fase con propiedades constantes y que no tenga daño de formación a nivel de perforados, y que permita un comportamiento, como se puede observar en la figura 9, en donde la producción pasa de un valor constante y estable en el tiempo a cerrarse totalmente en un instante. Ningún yacimiento posee estas descripciones, sin embargo, los métodos de análisis para este modelo han sido útiles a la hora de analizar pruebas en yacimientos con características más realistas.¹⁴

¹⁴ LEE,W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 21 p.

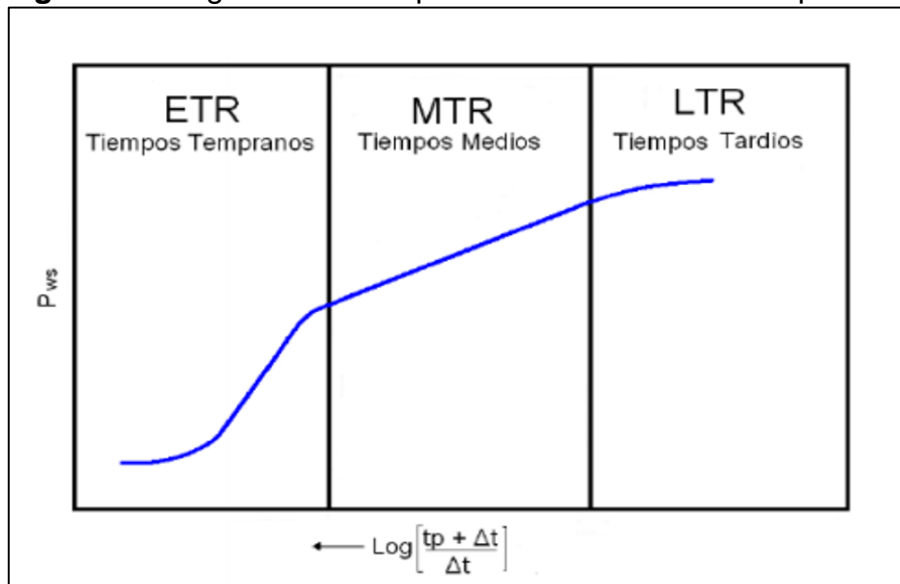
Figura 9. Tasa histórica de flujo de una prueba ideal de restauración de presión.



Fuente: John Lee, Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. Pág. 22. Modificado por los autores.

En comparación de la simpleza que hay en la fácil aplicación de la teoría de la prueba de restauración ideal, se encuentra lo que realmente sucede en una prueba de restauración de presión. Esto se ve evidenciado en la curva resultante de los datos de restauración de presión en función del tiempo. Esta curva se divide en tres regiones que se observan en la **figura 10**.

Figura 10. Regiones de una prueba de restauración de presión.



Fuente: John Lee, Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. Pág.23.

Estas regiones y su comportamiento están determinados por unos períodos de flujo y por características propias de las formaciones. Esto quiere decir, que las curvas no tendrán el mismo comportamiento de un yacimiento a otro. Los períodos de flujo son:

- Período transiente. Se presenta cuando la perturbación de presión viaja a través del yacimiento y no ha llegado a un solo punto del límite exterior del yacimiento. Se comporta como un yacimiento infinito.¹⁵
- Período post-transiente. Inicia cuando la perturbación de presión ha llegado a algún punto del límite exterior del yacimiento y termina cuando la perturbación de presión haya llegado a todos los puntos del límite exterior del yacimiento.¹⁶
- Período Pseudoestable o Estable. Inicia cuando todos los puntos del límite exterior del yacimiento han sido afectados por la perturbación de presión.¹⁷

Las regiones que dividen la curva de restauración de presión junto con sus características son:

2.4.1.1 Región de Tiempo Temprano (ETR). Debido a la alteración de la permeabilidad que ocurre en la cara del pozo ocasionado por un daño de formación, es de esperarse que el comportamiento de la curva en esta sección no sea estrictamente el de una línea recta. Otra complicación en esta región, el continuo movimiento de fluido hacia el pozo aún después de haber sido cerrado el paso de fluido en superficie (efecto postflujo, ocurre como un proceso de almacenamiento).¹⁸

Como se observa en la **figura 9** se espera que al cerrarse el flujo pase de un valor constante y estable en el tiempo a cerrarse totalmente en un instante, sin embargo, en la práctica esto si ocurre en superficie, pero en fondo sigue habiendo movimiento de fluido hacia al pozo. Este movimiento de fluido a medida que pasa el tiempo va reduciendo hasta quedar totalmente estático. Este proceso de reducción de caudal influye en el comportamiento de la curva de restauración de presión como se puede observar en la **figura 11**. Esta región se rige por el comportamiento de un período transiente.

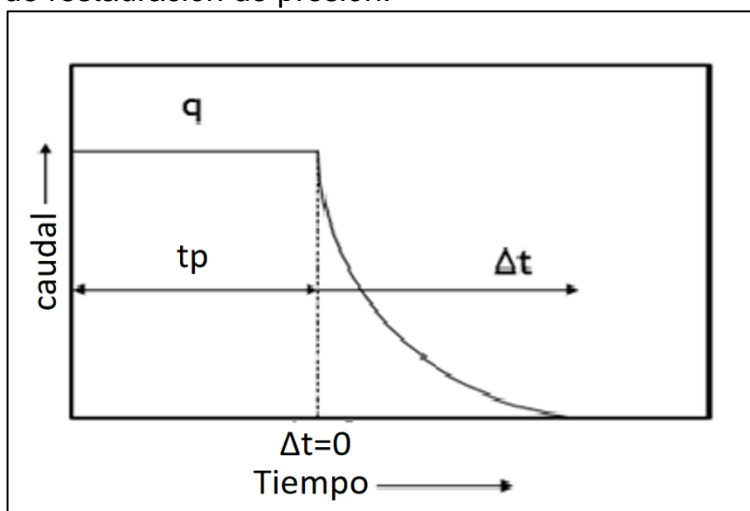
¹⁵ NARANJO AGUDELO, Abel. Evaluación De Yacimientos De Hidrocarburos. 2nd ed. Medellín, Universidad Nacional de Colombia: 2009. 6 p.

¹⁶ NARANJO AGUDELO, Abel. Evaluación De Yacimientos De Hidrocarburos. 2nd ed. Medellín, Universidad Nacional de Colombia: 2009. 6 p.

¹⁷ NARANJO AGUDELO, Abel. Evaluación De Yacimientos De Hidrocarburos. 2nd ed. Medellín, Universidad Nacional de Colombia: 2009. 7 p.

¹⁸ LEE,W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 24 p.

Figura 11. Tasa histórica de flujo de una prueba normal de restauración de presión.



Fuente: John Lee, Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. Pág.24. Modificado por los autores.

2.4.1.2 Región de Tiempo Medio (MTR). Cuando el radio de investigación se encuentra más allá de la influencia de la zona alterada por el daño de formación y cuando el período postflujo haya terminado usualmente se observa un comportamiento ideal de la recta en la curva de restauración de presión. Esta línea recta continúa hasta que el radio de investigación se encuentre con uno o más límites de la formación, masivas heterogeneidades o un contacto fluido-fluido que perturben el comportamiento de la curva. Esta región es importante debido a que permite la determinación de la permeabilidad y el factor de daño que son propiedades esenciales de la formación. Tiene un comportamiento de período transiente hasta cuando se encuentre con un límite de formación.¹⁹

2.4.1.3 Región de Tiempo Tardío (LTR). En esta región el radio de investigación alcanza los límites de drenaje de pozo. El comportamiento de la curva estará influenciado por la configuración que se tenga de los límites de formación como pueden ser: interferencia por presencia de otros pozos, heterogeneidades significantes de formación o contacto fluido-fluido, entre otras. Tiene un comportamiento pseudoestable. Generalmente este comportamiento casi nunca se observa en la curva debido a que requieren tiempos muy largos de cierre para que se puedan observar y si el pozo se encuentra cerrado significa sacrificar tiempo de producción.²⁰

2.4.2 Pruebas de restauración real. Existen varias técnicas para realizar el análisis de pruebas de restauración de presión en la industria y se dividen en:

¹⁹ LEE,W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 24 p.

²⁰ LEE,W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 24 p.

2.4.2.1 Gráficos Semi-Log y Log-Log. Estos métodos de gráficos actualmente son las bases para cualquier determinación de características del yacimiento a partir de datos de restauración de presión. Actualmente en la industria se utilizan softwares que llevan a cabo estos análisis, pero son los mismos métodos. Los métodos más representativos usados en la industria son:

➤ **Método de Horner.** Este método se usa cuando el tiempo de producción antes del cierre sea al menos el doble del tiempo anterior de producción y se usa preferiblemente en pozos nuevos porque tenemos la presión inicial del pozo. En el **gráfico 2** se puede observar el comportamiento de una prueba de restauración de presión por el método de Horner en un gráfico semilogarítmico. En la figura también se puede observar dos de las regiones mencionadas anteriormente: En la Zona A se puede observar que el comportamiento de la curva no es del todo una recta debido al postflujo o almacenaje que se da en esta región. Siguiendo la curva, cuando inicia la Zona B empieza a tomar un comportamiento lineal debido a que ha llegado a la región de Tiempo Medio que viene siendo la región más importante en este método debido a que la pendiente de esta curva se utiliza para determinar las diferentes propiedades. Si la prueba es lo suficientemente extensa se podría percibir un límite de formación ocasionando un cambio en la dirección de la curva como se explica en la región de Tiempo Tardío. La técnica de Horner según Amanat Chaudhry implica los siguientes pasos²¹:

1. Calcular tiempo de producción, con la producción acumulada y el caudal de producción antes del cierre. Ver **ecuación 1**.

Ecuación 1. Tiempo de producción.

$$t_p = \frac{24N_p}{q_o}$$

Fuente: John Lee, Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. Pág. 15.

Donde,

tp: Tiempo de producción, hrs.

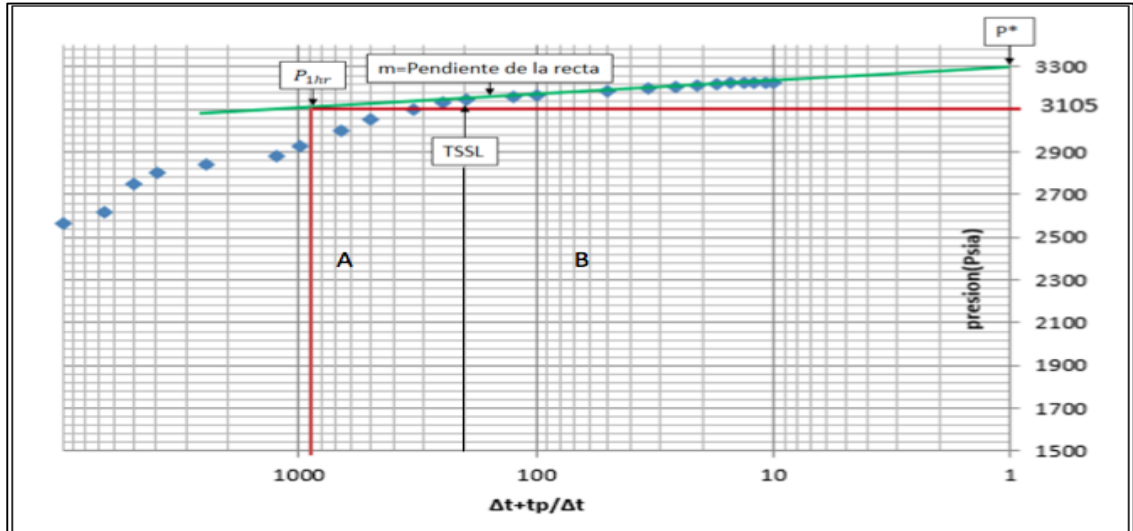
Np: Producción acumulada, bbl.

qo: Caudal, BPD.

2. Graficar pws en función del $\log((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ en papel semilog.

²¹ CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 157 p.

Gráfico 2. Gráfico de Horner.



- Hallar la pendiente m de la porción en línea recta del gráfico de Horner (línea verde del **gráfico 2**) y extrapolar la línea a $((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 1$ para encontrar P^* .
- Calcular la permeabilidad con la **ecuación 2** y la pendiente hallada en el paso 3.

Ecuación 2. Permeabilidad.

$$k = \frac{126,6q_o\mu_o\beta_o}{mh}$$

Fuente: Amanat Chaudhry. Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. pág. 165.

Donde,

k: Permeabilidad, md.

qo: Caudal, BPD.

μ_o : Viscosidad del crudo, cp.

β_o : Factor Volumétrico, bbl/STB.

m: Pendiente.

h: Espesor, ft.

- En la línea recta leer P_{ws} en $\Delta t = 1$ hora, referida como P_{1hr} . Reemplazando el Δt en la ecuación $((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ y usando el t_p hallado en el paso 1.
- Calcular el daño de formación **ecuación 3**, con la P_{1hr} hallada y la pendiente de la recta.

Ecuación 3. Daño de formación.

$$s = 1,151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right)$$

Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 166.

Donde,
s: Daño de formación.
P1hr: Presión a una hora, psi.
Pwf: Presión de fondo, psi.
k: Permeabilidad, md.
Ø: Porosidad, %.
μo: Viscosidad del crudo, cp.
Ct: Compresibilidad, psi⁻¹.
rw: Radio de pozo, ft.

7. Calcular Δt con la **ecuación 4**, tomando el TSSL como el último punto que está dentro de la tendencia de la gráfica.

Ecuación 4. Diferencia de tiempo.

$$\Delta t = \frac{t_p}{TSSL - 1}$$

Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 166.

Donde,
tp: Tiempo de producción, hrs.
 Δt : Diferencia de tiempo, hrs.
TSSL: Último punto en la tendencia lineal

8. Calcular el coeficiente de almacenamiento de pozo con la **ecuación 5** y el Δt hallado.

Ecuación 5. Coeficiente de almacenamiento.

$$C = \left(\frac{\Delta t * k * h}{170 * \mu * e^{0.14s}} \right)$$

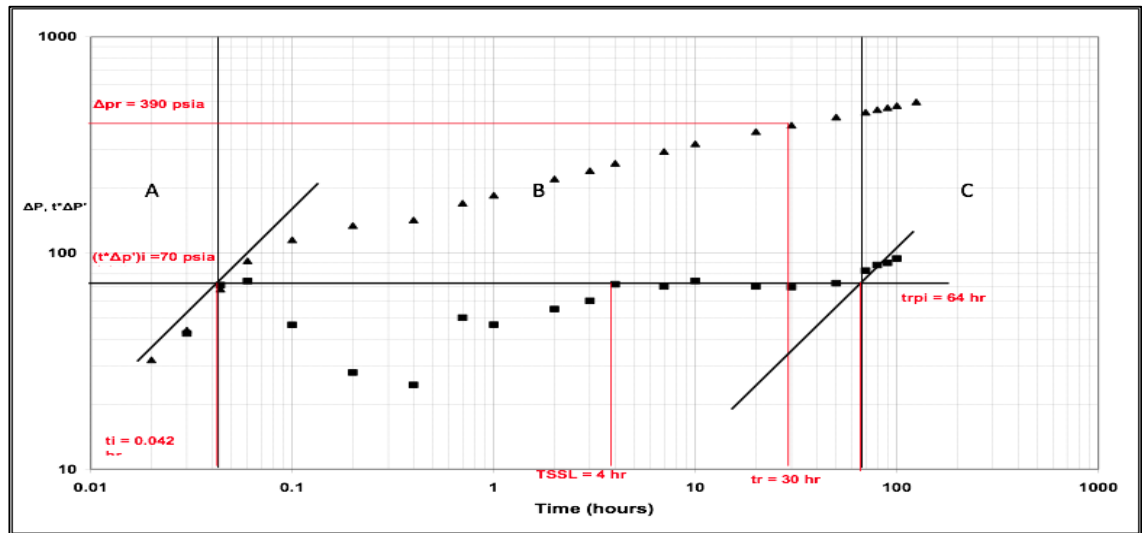
Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 166.

Donde,
 Δt : Diferencia de tiempo, hrs.
k: Permeabilidad, md.
μo: Viscosidad del crudo, cp.
h: Altura, ft.
s: Daño de formación.

- **Método Log-Log o Derivada.** El método de la Derivada fue desarrollado por Bourdet y Tiab (aproximadamente en la década de los 80's). Este método es utilizado actualmente en la industria. El caso ideal se puede observar en la **figura 10** cuando en la gráfica Log-Log se observan en los tiempos tempranos (Zona A) la pendiente correspondiente al almacenaje como se explica en la región de

Tiempo Temprano, la línea horizontal corresponde al régimen de flujo radial infinito (Zona B), haciendo referencia a la región de Tiempo Medio, y este régimen infinito acaba cuando la perturbación se encuentra con un límite que haga que el comportamiento de la curva cambie, como se observa en la Zona C que es lo que sucede en la región de Tiempo Tardío. En el **gráfico 3** también se observan dos curvas donde la primera representa la representación de los datos de presión a través del tiempo en horas y la segunda es la derivada que posee los tres comportamientos ya nombrados y la que se usa para la determinación de las diferentes propiedades.

Gráfico 3. Gráfico del método de la derivada.



El método de la derivada según Djebbar Tiab involucra los siguientes pasos²²:

1. Calcular ΔP con la **ecuación 6**.

Ecuación 6. Caída de presión.

$$\Delta P = P_i - P_{wf}$$

Fuente: Djebbar Tiab, Analysis of pressure and pressure derivative without type curve matching- skin and wellbore storage. 1995.

Donde,

ΔP : Caída de presión, psia.

P_i : Presión inicial, psia.

P_{wf} : Presión de fondo, psia.

2. Calcular la derivada con la **ecuación 7**.

²² TIAB, Djebbar y DONALDSON, Eric C. Petrophysics. 2ª ed. Gulf Professional Publishing, 2003.

Ecuación 7. Derivada de presión.

$$\Delta P' = (tx\Delta P')$$

Fuente: Djebbar Tiab, Analysis of pressure and pressure derivative without type curve matching- skin and wellbore storage. 1995.

3. Graficar ΔP y $(tx\Delta P')$ vs tiempo en papel log-log.
4. Trazar la recta con pendiente $m=1$, correspondiente al coeficiente de almacenaje de manera que cuadre con el comportamiento de la recta en la Zona A.
5. Trazar la línea horizontal, correspondiente al comportamiento radial infinito con respecto a la curva de la derivada.
6. Seleccionar un tiempo t durante el comportamiento radial infinito y leer el correspondiente $\Delta P'$ de la curva de $\Delta P'$.
7. Calcular la permeabilidad mediante la **ecuación 8**.

Ecuación 8. Permeabilidad.

$$k = \frac{70,6 q_0 B_0 \mu_0}{h (t \times \Delta P')_r}$$

Fuente: Djebbar Tiab, Analysis of pressure and pressure derivative without type curve matching- skin and wellbore storage. 1995.

Donde,

k: Permeabilidad, md.

q_0 : Caudal, BPD.

μ_0 : Viscosidad del crudo, cp.

β_0 : Factor Volumétrico, bbl/STB.

$(t \times \Delta P')_r$: Punto de la gráfica.

H: Espesor, ft.

8. Seleccionar un punto de la línea de pendiente 1 y leer t_i y ΔP_i .
9. Calcular el coeficiente de almacenaje con la **ecuación 9**.

Ecuación 9. Coeficiente de almacenaje.

$$C = \left(\frac{q_0 B_0}{24} \right) \frac{t_i}{\Delta P_i}$$

Fuente: Djebbar Tiab, Analysis of pressure and pressure derivative without type curve matching- skin and wellbore storage. 1995.

Donde,

q_0 : Caudal, BPD.

β_0 : Factor Volumétrico, bbl/STB.

t_i : Punto de la gráfica.

ΔP_i : Punto de la gráfica.

10. Calcular el daño mediante la **ecuación 10**.

Ecuación 10. Daño de formación.

$$S = 0,5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t \times \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 7,43 \right]$$

Fuente: Djebbar Tiab, Analysis of pressure and pressure derivative without type curve matching- skin and wellbore storage. 1995.

Donde,

s: Daño de formación.

k: Permeabilidad, md.

Ø: Porosidad, %.

μo: Viscosidad del crudo, cp.

Ct: Compresibilidad, psi⁻¹.

rw: Radio de pozo, ft.

2.4.2.2 Curvas tipo. Estas son curvas prediseñadas a partir de soluciones teóricas de las ecuaciones de difusividad. Son útiles en el análisis de pruebas de pozos especialmente cuando se les usa en escalas logarítmica y semi-logarítmica. Las curvas tipo son ventajosas porque pueden permitir la interpretación de la prueba incluso cuando el almacenamiento del pozo distorsiona la mayor parte o la totalidad de los datos de la prueba. En ese caso, los métodos convencionales fallan.²³

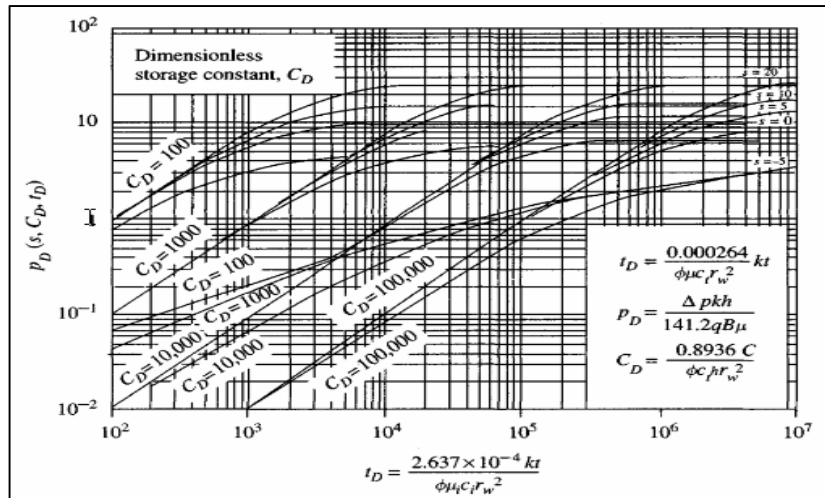
Lo más importante para hacer uso de las curvas tipo es entender las suposiciones que se usaron para construir estas curvas. Esas suposiciones tienen que ver con las propiedades del yacimiento y el modelo del yacimiento. Con las curvas tipo se puede estimar: propiedades de la formación, identificar el modelo de la formación e identificar patrones de flujo durante la prueba. Generalmente las curvas tipo se presentan en términos de variables adimensionales. Este método consiste en superponer las curvas tipo sobre la gráfica de la derivada y encontrar el comportamiento que más se acerque al comportamiento de la derivada facilitando la obtención de las propiedades del yacimiento. Esto se aplica para todas las curvas tipo. Las principales curvas tipo son:

- **Curva tipo Ramey's.** Estas curvas tipo se aplican para yacimientos homogéneos, con fluido levemente compresible, de tasa constante, prueba de flujo o comportamiento infinito. Esta curva es el gráfico del cambio de la presión adimensional P_D versus el cambio del tiempo adimensional t_D . Estas curvas pueden ser distinguidas una de otras por dos parámetros: el factor de daño s y la constante adimensional de almacenamiento C_{SD} .²⁴ El **gráfico 4** muestra la curva tipo Ramey's.

²³ CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 287 p.

²⁴ CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 287 p.

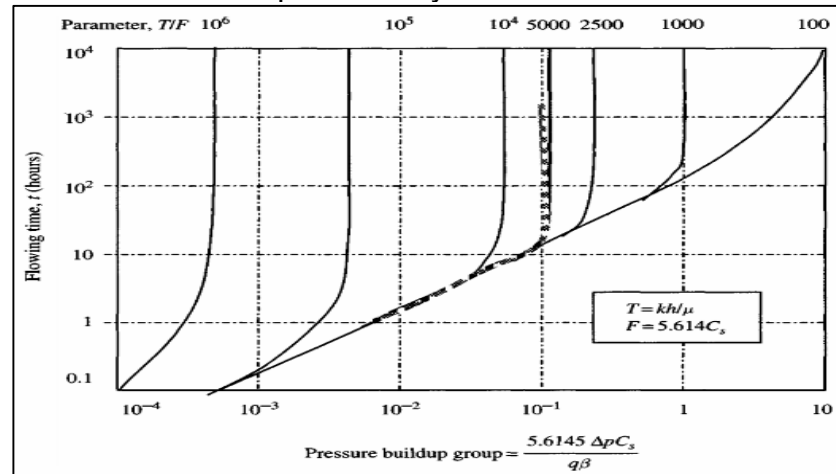
Gráfico 4. Curva tipo Ramey's.



Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 288.

- **Curvas tipo McKinley's.** McKinley propuso curvas de tipo que pueden usarse para caracterizar el daño o la estimulación en una prueba drawdown o pruebas de restauración en la que el almacenamiento del pozo distorsiona la mayor parte de la totalidad de los datos. Estas curvas se calcularon por simulación numérica del proceso post-flujo completo formando un equilibrio dinámico entre las capacidades del pozo para almacenar fluido y la resistencia del pozo al flujo de fluido desde el depósito.²⁵ El **gráfico 5** muestra la curva tipo McKinley's.

Gráfico 5. Curva tipo McKinley's.



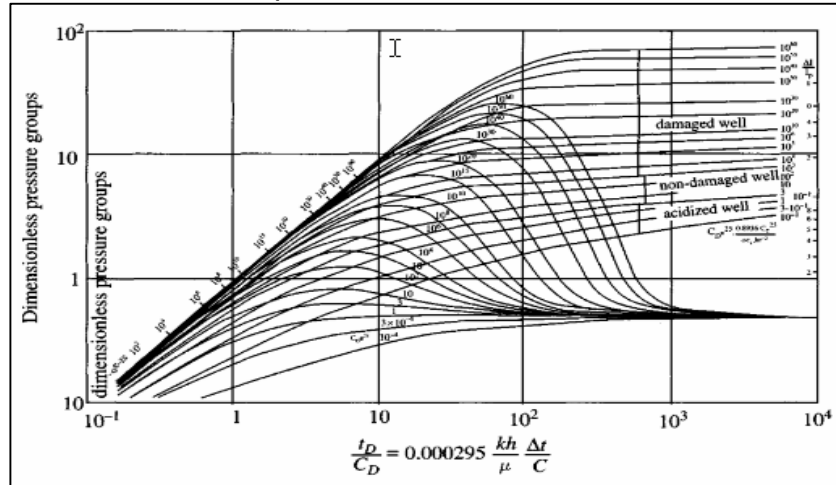
Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 306.

- **Curva tipo Bourdet o derivada.** Bourdet y sus co-autores propusieron que los regímenes de flujo pueden tener formas características claras si la "derivada de

²⁵ CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 302-303 p.

presión" en lugar de la presión se representa en función del tiempo en las coordenadas log-log. Desde la introducción de la curva tipo derivada, el análisis de las pruebas de pozos se ha mejorado mucho con su uso.²⁶ El **gráfico 6** muestra la curva tipo Bourdet.

Gráfico 6. Curva tipo Bourdet.



Fuente: Amanat Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. Pág. 361.

2.5 PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS EN EL CAMPO EL TRIUNFO

El **cuadro 4** muestra las pruebas interpretadas del Campo el Triunfo a la fecha (10 pruebas ya están interpretadas), con el fin de identificar cuales no han sido analizadas para ser interpretadas en este proyecto.

Cuadro 4. Pruebas de restauración de presión realizadas en el Campo El Triunfo.

Pozo	Prueba	Estado
El Triunfo-1	PE 2002	Interpretada
El Triunfo-1	PE 2008	Interpretada
El Triunfo-1	PBU 2004	Interpretada
El Triunfo-1	PBU 2005	Interpretada
El Triunfo-1	PBU 2007	Interpretada
El Triunfo-1	PBU 2010	Interpretada
El Triunfo-2	MDT	Interpretada
El Triunfo-4	PBU AGO-2012	Interpretada
El Triunfo-8	RFT AGO-12	Interpretada
El Triunfo-15	PBU JUN-2017	Interpretada

²⁶ CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 359 p.

3. TREN DE PRESIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

En este capítulo se determinó el tren de presión por medio de la información de pruebas de restauración de presión disponible y se identificaron los cierres a partir del análisis de la información de presión de fondo y la historia de producción de los pozos productores.

3.1 TREN DE PRESIÓN

Es el comportamiento de la presión con respecto a la producción, esta gráfica se realiza mediante la presión de yacimiento y la producción acumulada y es necesario actualizarla cada vez que se mide la presión de yacimiento, ya que permite entender cómo se comporta la presión en el yacimiento.

3.1.1 Tren de presión en el campo el triunfo. Para la realización del tren de presión del Campo el Triunfo es necesaria la siguiente información para llenar la **tabla 1**:

- Presión estática obtenida mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión del Campo el Triunfo al DATUM (8479 ft TVD). Conversión de la presión al datum:

Debido a que las pruebas de restauración de presión generan como resultado la presión del yacimiento a la profundidad del sensor con el que fueron registrados los datos de la prueba, es necesario convertirla al datum para realizar cualquier análisis. Esta conversión se realiza mediante la **ecuación 11**.

Ecuación 11 Conversión de presión al datum.

$$P_i(\text{Datum}) = P_i(\text{Sensor}) + (G_f * (\text{Profundidad al datum} - \text{Profundidad del sensor}))$$

Donde,

$P_i(\text{Datum})$ = Presión del yacimiento al datum, psia.

$P_i(\text{Sensor})$ = Presión del yacimiento a la profundidad del sensor, psia.

G_f = Gradiente del fluido, psia/ft.

Profundidad al datum, ft.

Profundidad del sensor, ft.

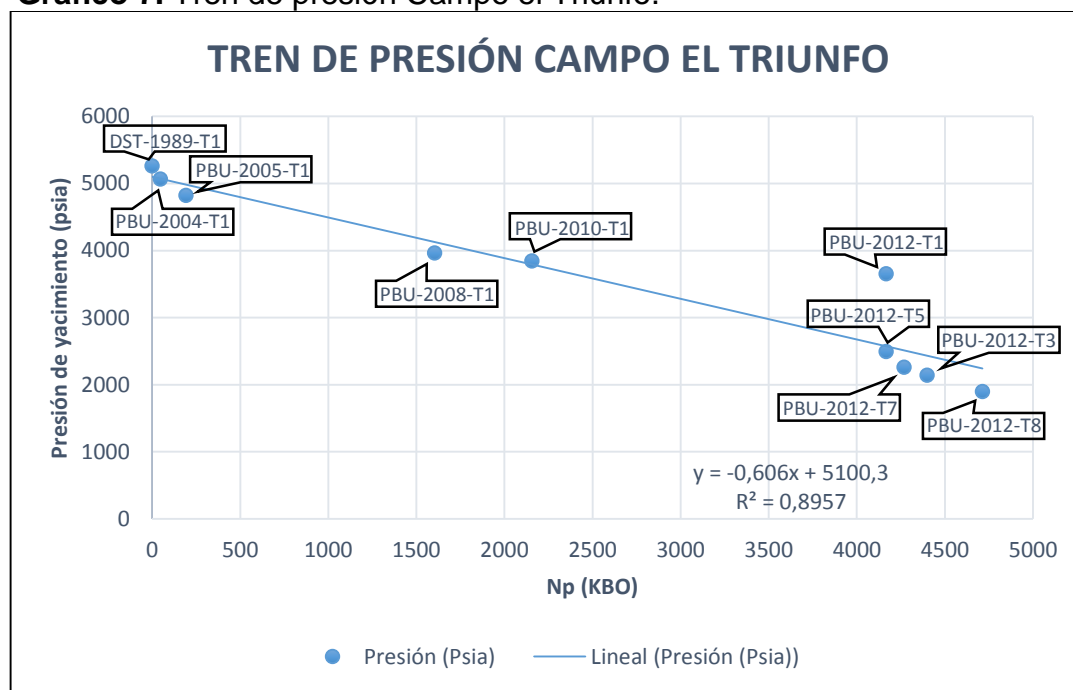
- Producción acumulada de petróleo a la fecha de realización de la prueba de restauración obtenida a partir de la historia de producción.

Tabla 1. Datos de entrada tren de presión.

Pozo	Fecha	Prueba	Np(MBLS)	Presión (psia)
EL TRIUNFO -1	Dic-31-1989	# DST	0	5249,99
EL TRIUNFO -1	Sep-14-2004	# PBU	46,967	5054,49
EL TRIUNFO -1	Feb-16-2005	# PBU	192,06	4808,87
EL TRIUNFO -1	Dic-14-2008	# PBU	1602,61	3949,76
EL TRIUNFO -1	May-28-2010	# PBU	2155,32	3830,81
EL TRIUNFO -1	May-09-2012	# PBU	4166,82	2482,80
EL TRIUNFO -5	May-10-2012	# PBU	4166,92	3640,97
EL TRIUNFO -7	Jun-03-2012	# PBU	4268,55	2244,80
EL TRIUNFO -3	Jun-28-2012	# PBU	4399,83	2127,43
EL TRIUNFO -8	Sep-13-2012	# PBU	4712,42	1884,95

Para la obtención del tren de presión es necesario graficar la presión de yacimiento vs la producción acumulada de petróleo como se muestra en el **gráfico 7**.

Gráfico 7. Tren de presión Campo el Triunfo.



3.2 IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO EL TRIUNFO

La identificación de cierres de producción en el Campo el Triunfo es necesaria para obtener los datos de presión en los que hubo cierres de producción, ya que esta es data de entrada para la interpretación de pruebas de restauración.

Para la identificación de cierres de producción se realizó el siguiente procedimiento:

1. De la historia de producción que se posee de los pozos del campo observar en que días la producción era cero, debido a cierres de producción y el motivo de cierre de producción. En el anexo se encontrará en detalle los resultados obtenidos en la identificación de cierres de producción. Los **gráficos** a continuación muestran el porcentaje y las causas de cierre de producción para cada pozo, hallados mediante la identificación de cierres de producción.

Gráfico 8. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-1.

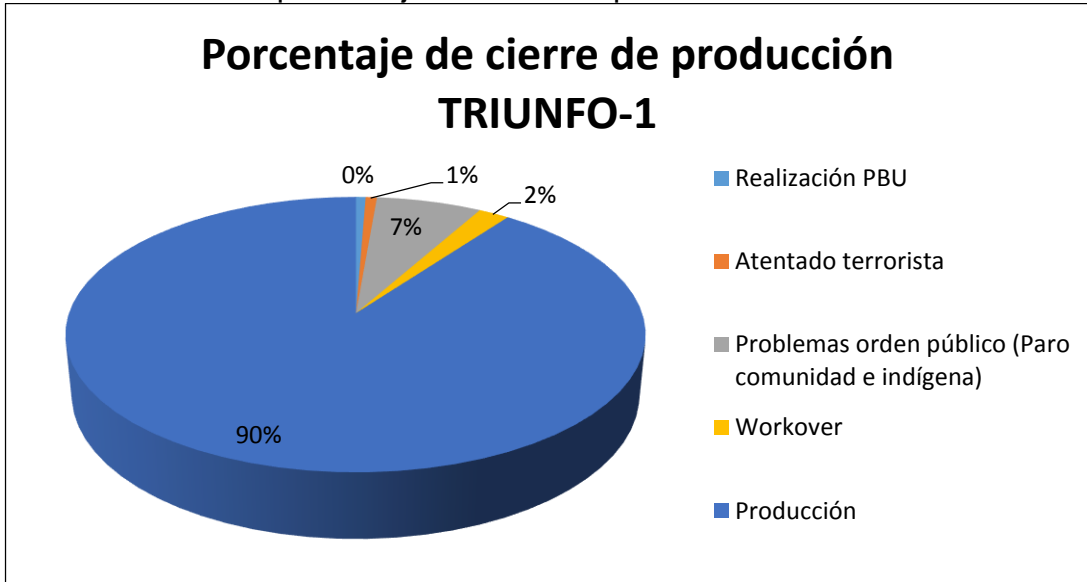


Gráfico 9. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-2.

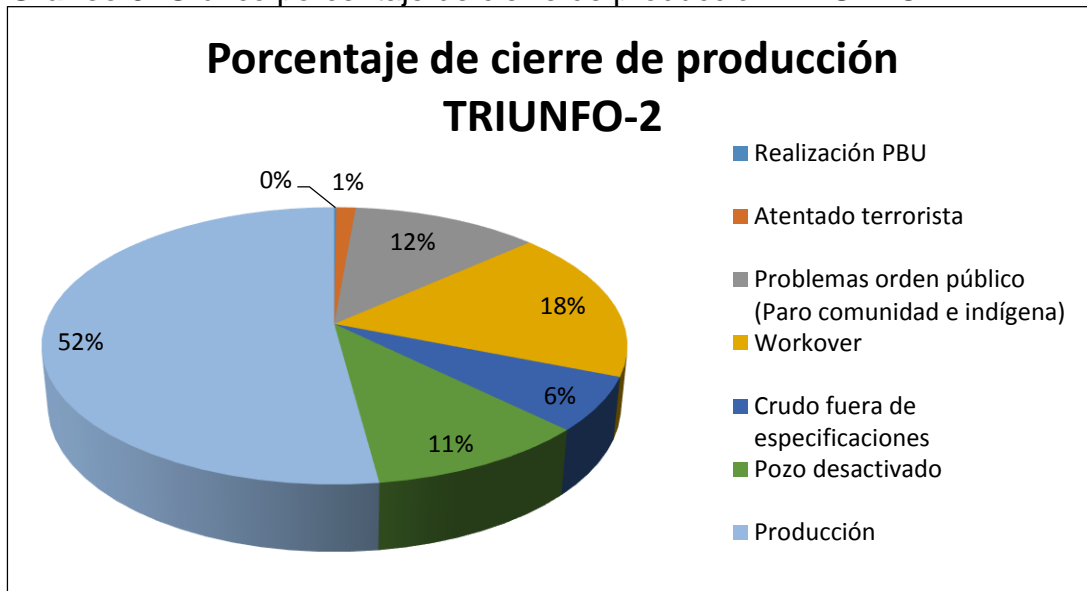


Gráfico 10. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-3.

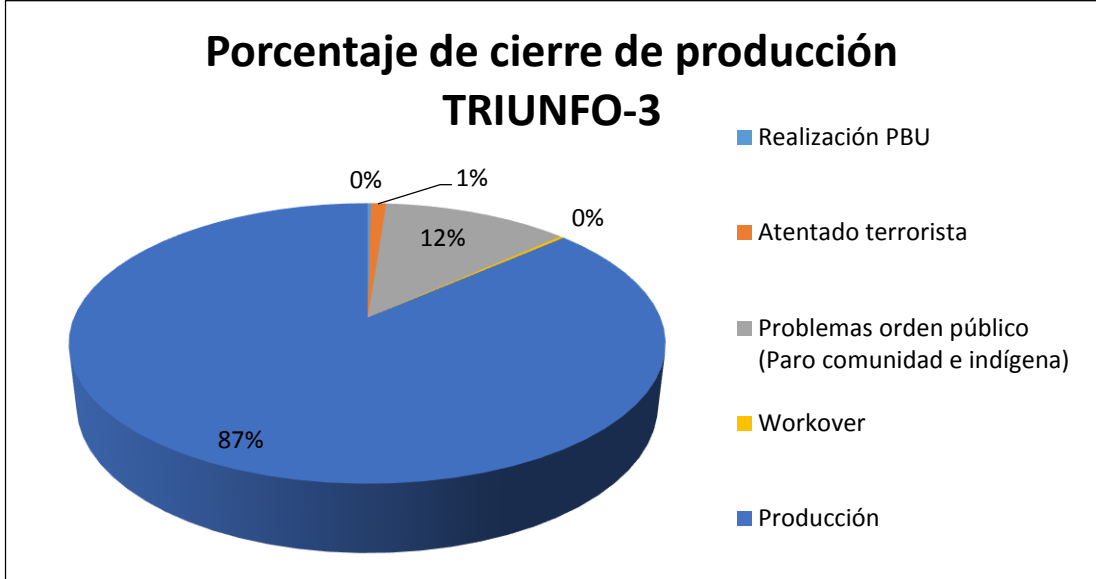


Gráfico 11. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-4.

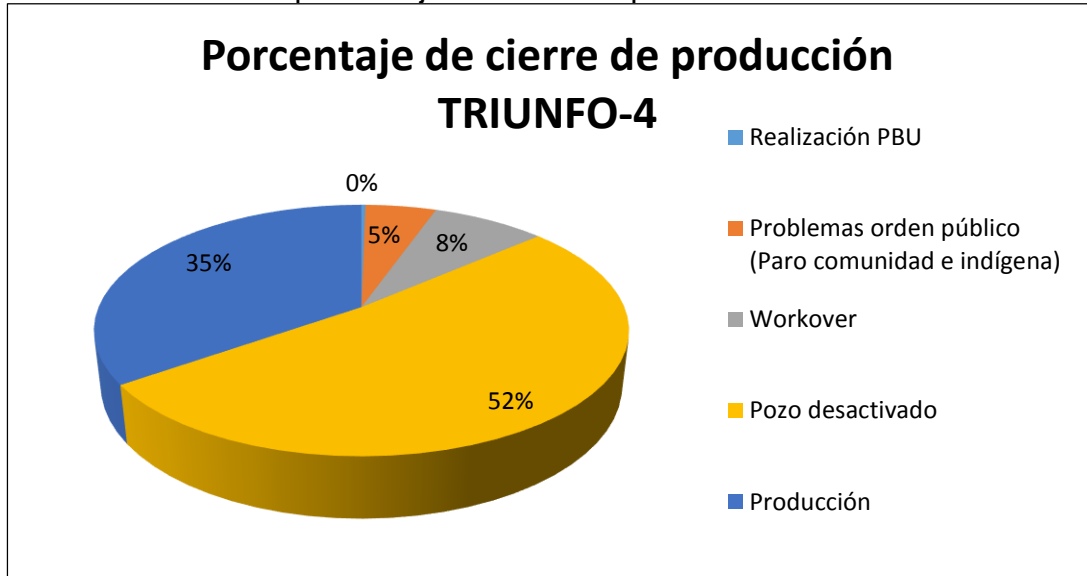


Gráfico 12. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-5.

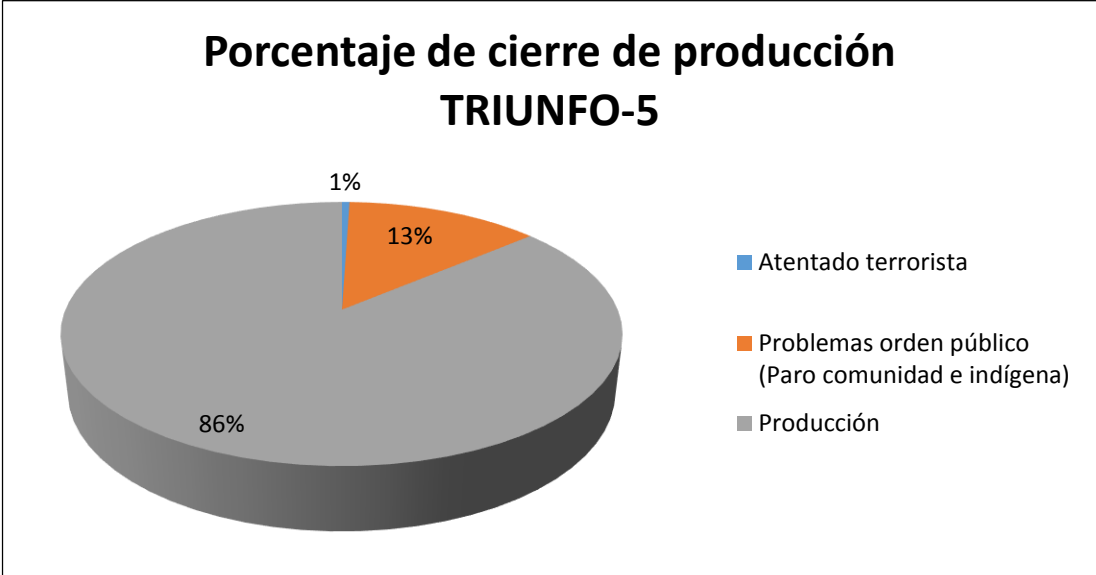


Gráfico 13. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-6.

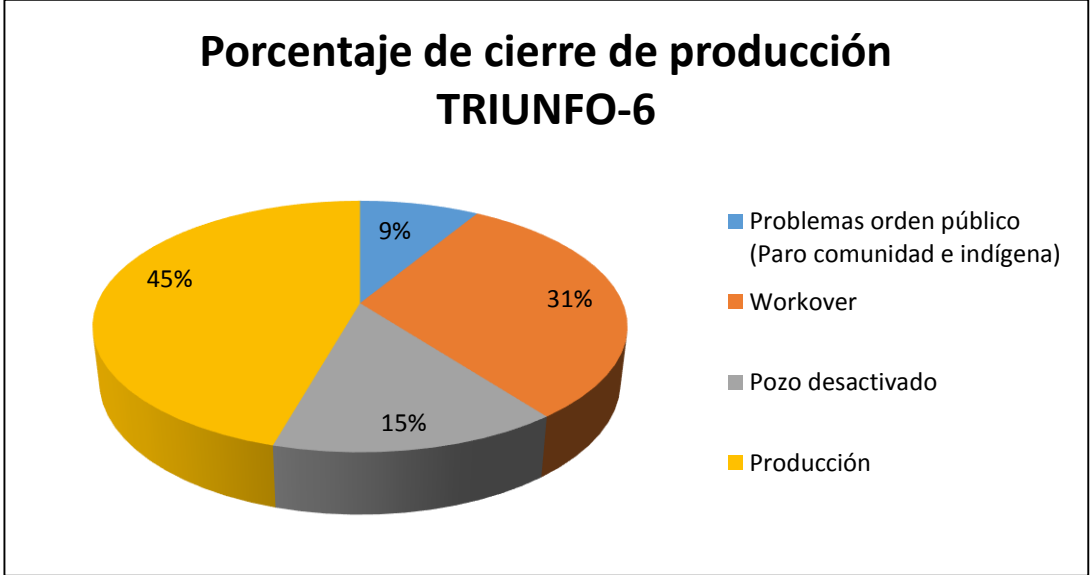


Gráfico 14. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-7.

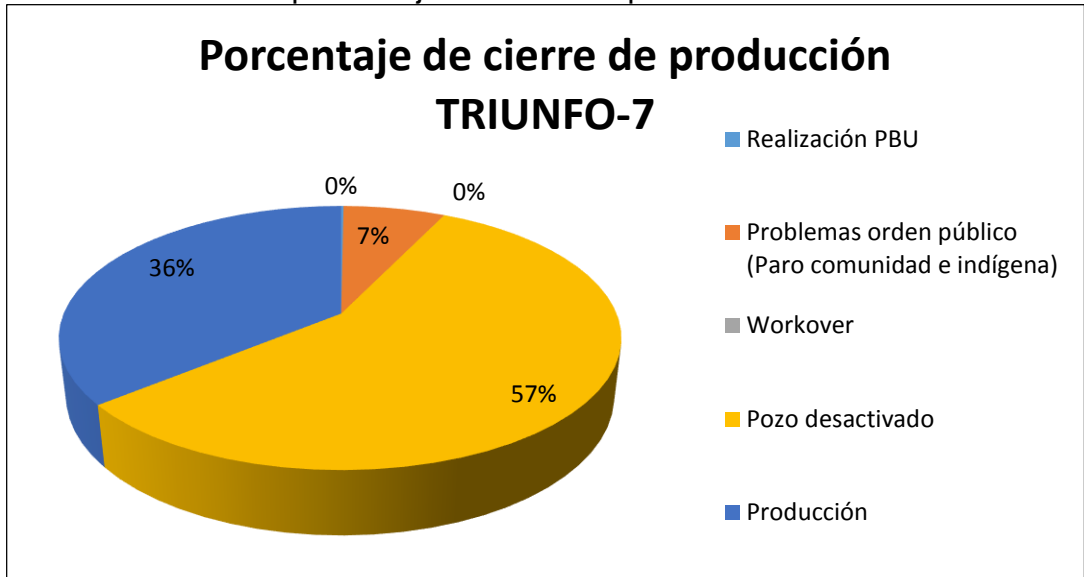


Gráfico 15. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-8.

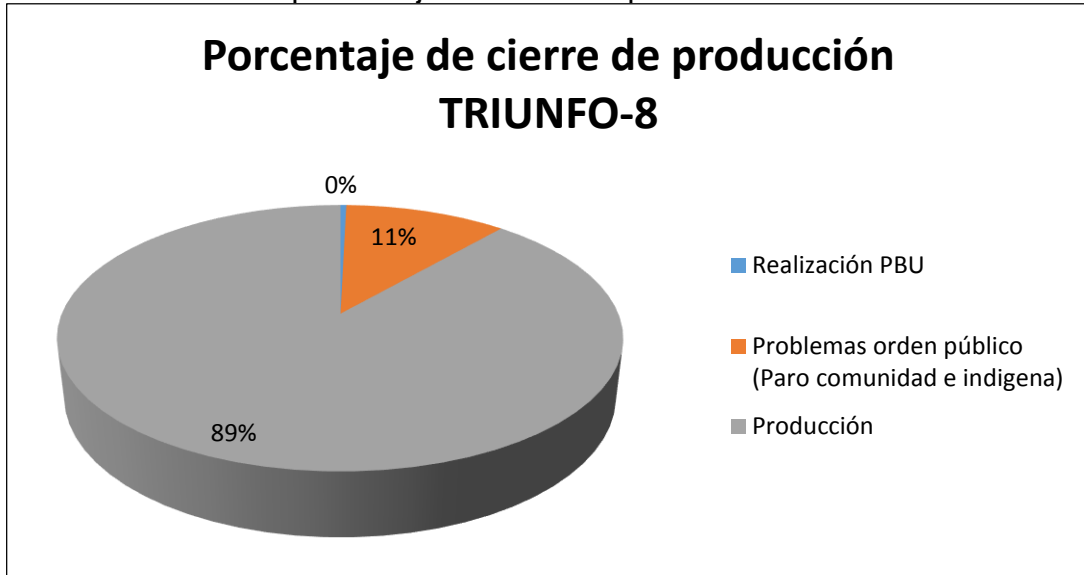


Gráfico 16. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-9.

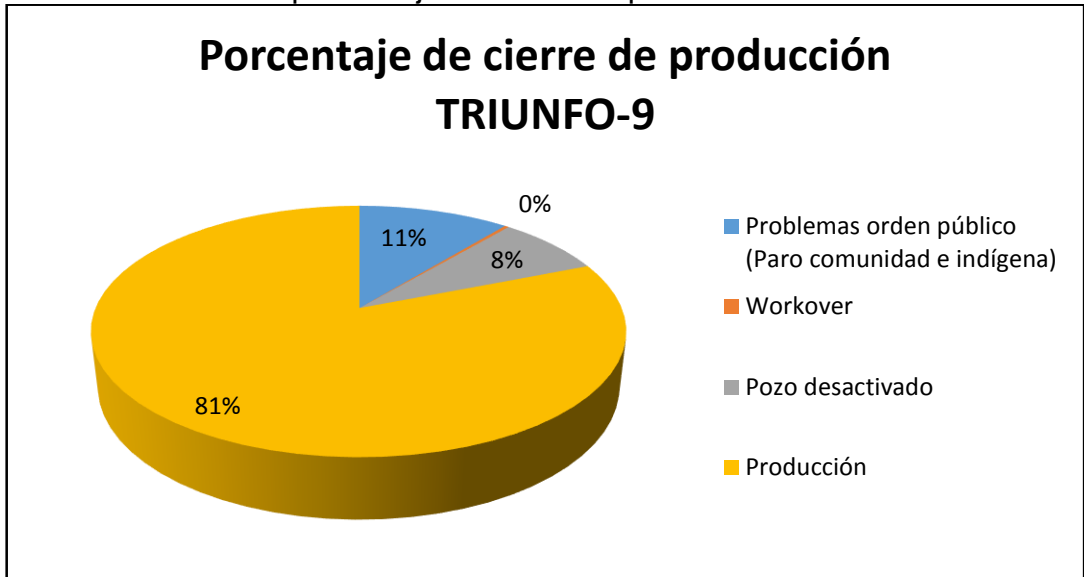


Gráfico 17. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-10.

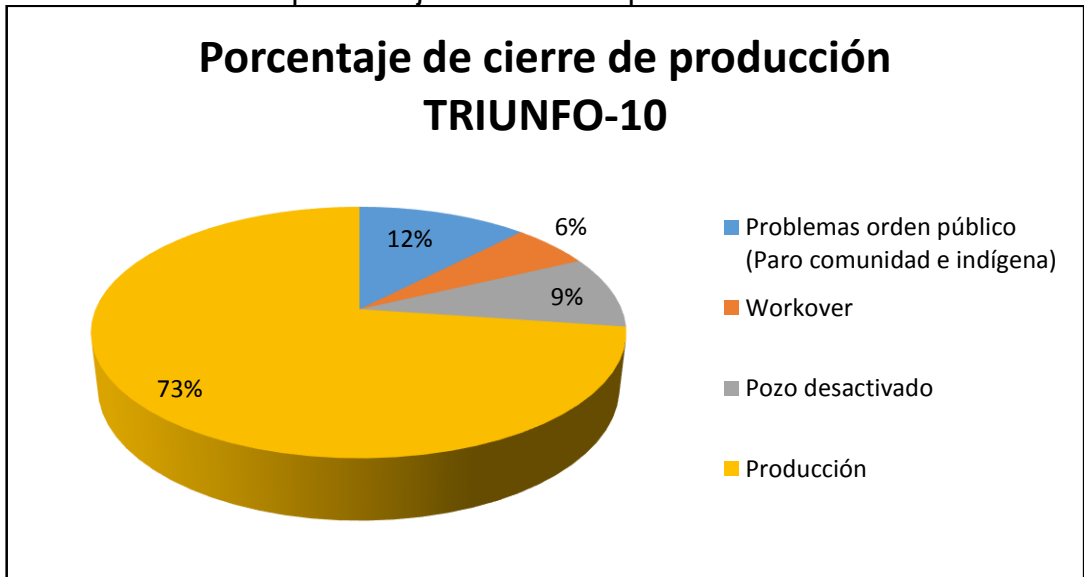


Gráfico 18. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-11.

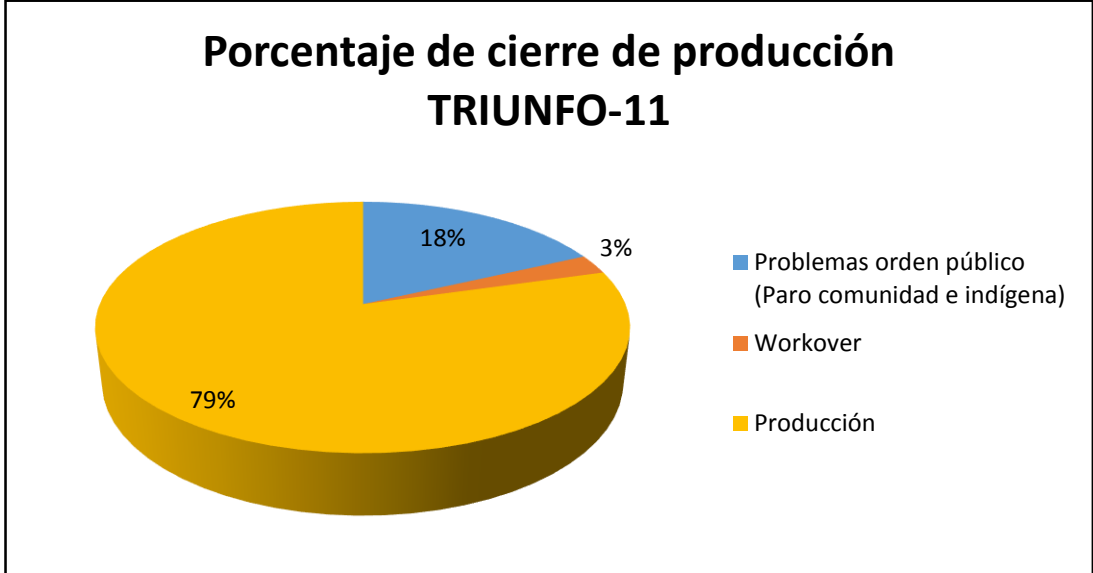


Gráfico 19. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-12.

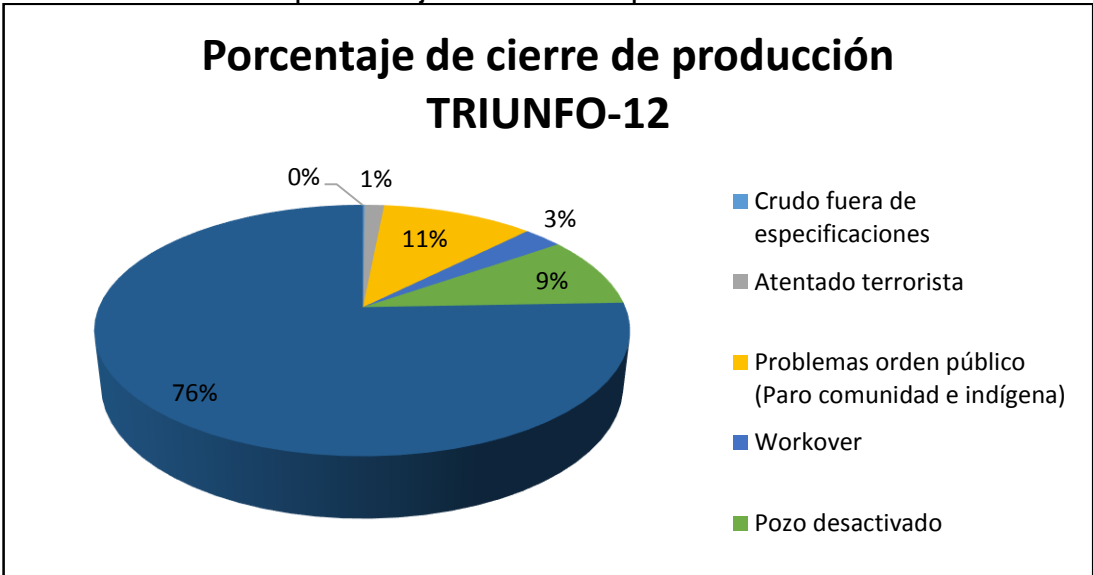


Gráfico 20. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-13.

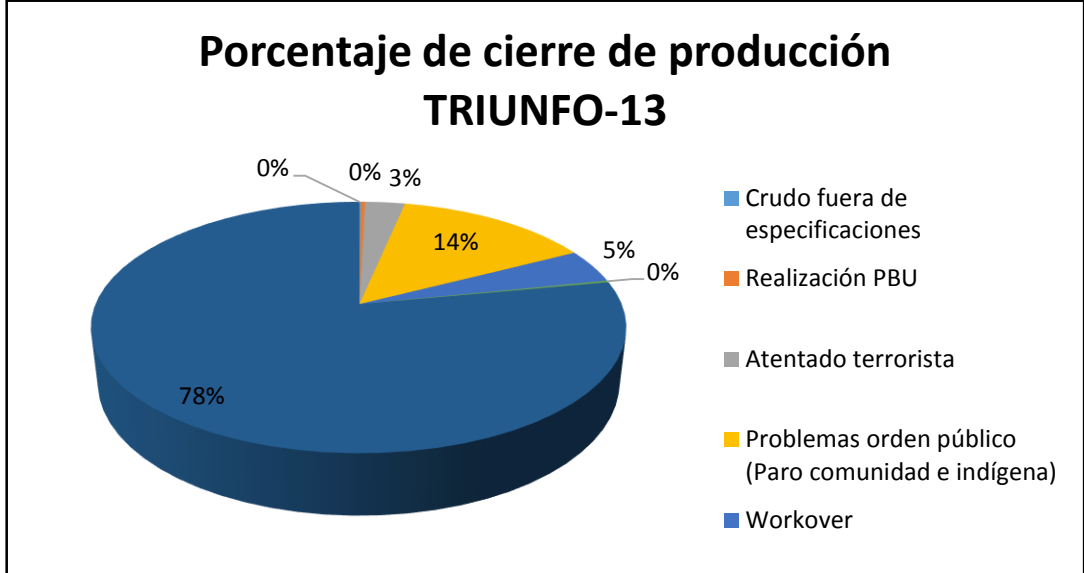


Gráfico 21. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-14.

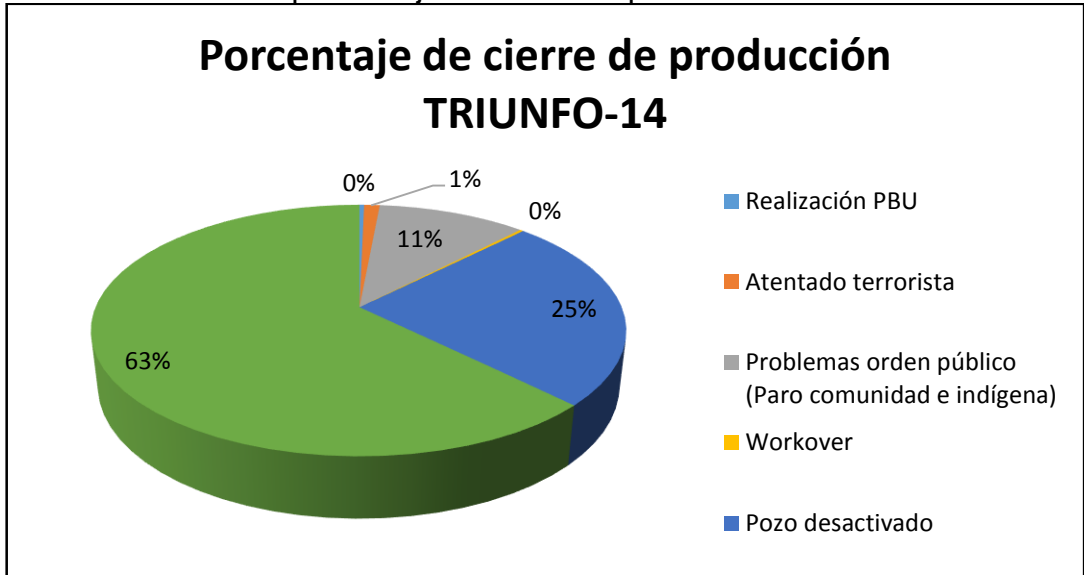
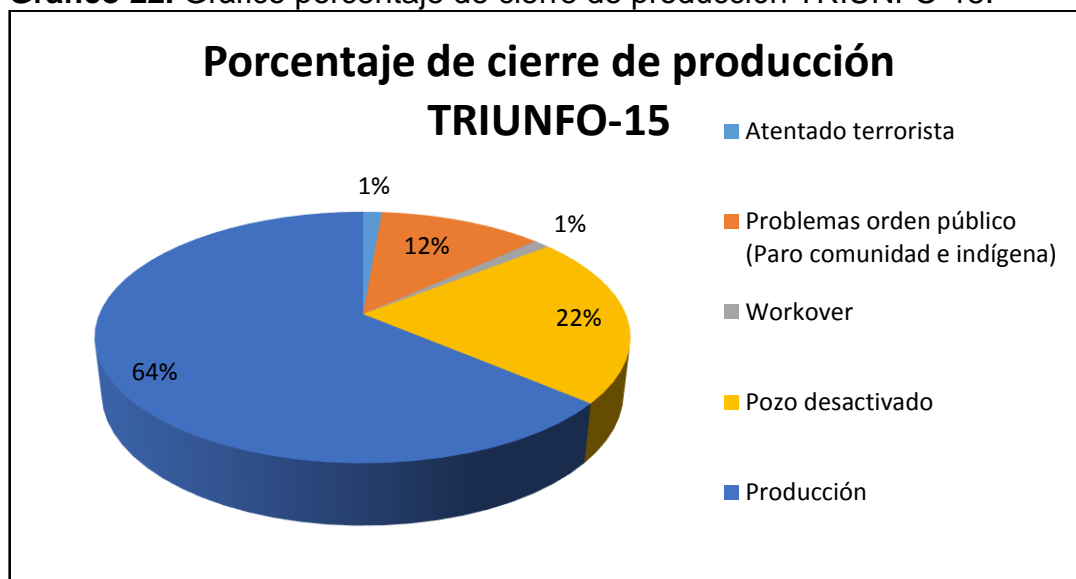


Gráfico 22. Gráfico porcentaje de cierre de producción TRIUNFO-15.



2. Buscar la información de presión disponible que corresponda a los cierres de producción en la historia del Campo el Triunfo.
3. Registrar los datos de presión con sus respectivos caudales y tiempos como se muestra en la **tabla 2** de cada una de las pruebas de restauración.

Tabla 2. Ejemplo de formato de datos de presión, caudal y tiempo para una prueba de restauración de presión.

Fecha	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Caudal (BPD)
12/01/2013	280,13	1541,22	1162,74
12/01/2013	280,63	1557,32	1162,74
12/01/2013	281,13	1569,92	1162,74
12/01/2013	281,63	1581,22	1162,74
12/01/2013	282,13	1590,92	1162,74
12/01/2013	282,63	1598,82	1162,74
12/01/2013	283,13	1606,42	1162,74
12/01/2013	283,63	1613,22	1162,74
12/01/2013	284,13	1619,12	1162,74
12/01/2013	284,63	1624,62	1162,74
12/01/2013	285,13	1629,82	1162,74
12/01/2013	285,63	1634,52	1162,74
12/01/2013	286,13	1638,72	1162,74
12/01/2013	286,63	1642,92	1162,74
12/01/2013	287,13	1646,92	1162,74
12/01/2013	287,63	1650,12	1162,74
13/01/2013	288,13	1653,72	0,00

Tabla 2. (Continuación).

Fecha	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Caudal (BPD)
13/01/2013	288,63	1656,92	0,00
13/01/2013	289,13	1659,72	0,00

4. Después de analizar los cierres y de determinar cuáles de esos cierres tenían información de presión disponible, se determinaron los cierres que equivalen a pruebas de restauración que no se han interpretado (total de 24 pruebas de restauración de presión pendientes de interpretación) como se muestra en el **cuadro 5**.

Cuadro 5. Pruebas de restauración de presión realizadas en el Campo El Triunfo.

Pozo	Prueba	Estado
El Triunfo-1	PBU 2011	No interpretada
El Triunfo-1	PBU 2012	No interpretada
El Triunfo-3	PBU ABR-14	No interpretada
El Triunfo-3	PBU JUL-14	No interpretada
El Triunfo-3	PBU 10-06-15	No interpretada
El Triunfo-4	PBU 03-09-15	No interpretada
El Triunfo-5	PBU 18-01-2013	No interpretada
El Triunfo-5	PBU 10-08-2013	No interpretada
El Triunfo-5	PBU AGO-14	No interpretada
El Triunfo-7	PBU 03-JUN-2012	No interpretada
El Triunfo-7	PBU AGO-2013	No interpretada
El Triunfo-7	PBU MAY-2014	No interpretada
El Triunfo-8	PBU SEP-13	No interpretada
El Triunfo-8	PBU JUL-14	No interpretada
El Triunfo-10	PBU 09-07-14	No interpretada
El Triunfo-10	PBU 10-06-15	No interpretada
El Triunfo-12	PBU 25-02-13	No interpretada
El Triunfo-12	PBU 07-14	No interpretada
El Triunfo-13	PBU ENE-2013	No interpretada
El Triunfo-13	PBU JUL-2014	No interpretada
El Triunfo-14	PBU JUL-2014	No interpretada
El Triunfo-14	PBU MAY-2015	No interpretada
El Triunfo-15	PBU JUL-2014	No interpretada
El Triunfo-15	PBU 17-01-16	No interpretada

5. A continuación, se hace la interpretación de cada uno de los cierres del **cuadro 5** para obtener el comportamiento de las propiedades del yacimiento a través del tiempo.

4. MODELO DE FLUIDO

A continuación, se describirá y realizará el modelo de fluido que será usado en la interpretación de pruebas de restauración de presión del Campo el Triunfo, mediante el uso de correlaciones.

4.1 PRUEBAS PVT

Es el conjunto de pruebas que se utilizan para determinar propiedades físicas de los fluidos. Estas pruebas se denominan análisis Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T., como comúnmente se llama. Consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos.

Para el análisis del comportamiento de yacimientos, como este trabajo lo requiere, cálculo de reservas y diseño de equipos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras tomadas en fondo o mediante muestras tomadas en superficie.

Sin embargo, existen métodos para determinar estas propiedades cuando no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o por que sencillamente resulta muy costoso realizar el análisis PVT. En estos casos, lo que se hace para determinar las propiedades físicas de los fluidos es ser determinados por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas.²⁷

Estas correlaciones PVT estan desarrolladas a partir de datos de laboratorio o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo como lo son la Presión y la Temperatura del Yacimiento, entre otros, inversión o esfuerzo. Todos las propiedades de los diferentes fluidos que se pueden obtener son:

1. Propiedades del petróleo:
 - Gravedad específica, γ_o .
 - Presión de burbuja, P_b .
 - Razón gas disuelto-petróleo, R_s .
 - Factor volumetrico, B_o .
 - Compresibilidad, C_o .
 - Viscosidad, μ_o .
 - Densidad, ρ_o .

2. Propiedades del gas:
 - Gravedad específica del gas, γ_g .
 - Factor de compresibilidad, z .

²⁷ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 1 p.

- Factor volumetrico, B_g .
 - Compresibilidad, C_g .
 - Viscosidad, μ_g .
 - Densidad, ρ_g .
3. Propiedades del agua:
- Razón gas disuelto-agua, R_{sw} .
 - Factor volumétrico, B_w .
 - Compresibilidad, C_w .
 - Viscosidad, μ_w .
 - Densidad, ρ_w .

Aunque se puedan obtener todas estas propiedades anteriormente mencionadas, este trabajo se enfocará en aquellas propiedades clave para la interpretación de Pruebas de Restauración de Presión. Para determinar estas propiedades se usan principalmente las siguientes correlaciones:

- Correlación de Standing.
- Correlación de Vazquez y Beggs.
- Correlación de Lasater.
- Correlación de Glasco.
- Correlación de Beggs y Brill.
- Correlación Petrosky y Farshad.

Algunas correlaciones del petróleo y sus rangos de aplicación se muestran en el **cuadro 6**.

Cuadro 6. Rangos de aplicación correlaciones petróleo.

CORRELACIONES PVT PETRÓLEO					
Parámetros	Autor	Rango de T(°F)	Rango de P (psia)	Rango API	Rango G.E. gas
Pb (psia)	Lasater	82< T< 272	48<P< 5780	17.9< °API< 51.1	0.574< Yg< 1.233
	Standing	100< T <258	130< P < 7000	16.5< °API <63.8	0.59< Yg <0.95
	Vázquez and Beggs	70< T <295	15< P < 4572	5.3< °API <30	0.511< Yg <1.351
	Glasco O VOLATILE	80< T <280	165< P <7142	22.3< °API < 48.1	0.65< Yg < 1.276
	Petrosky and Farshad	114< T< 288	1700<P< 10692	16.3< °API< 45	0.5781<Yg< 0.8519

Cuadro 6. (Continuación).

CORRELACIONES PVT PETRÓLEO					
Parámetros	Autor	Rango de T(°F)	Rango de P (psia)	Rango API	Rango G.E. gas
Rs (PCN/BN)	Lasater	82 < T < 272	48 < P < 5780	17.9 < °API < 51.1	0.574 < Yg < 1.233
	Standing	100 < T < 258	130 < P < 7000	16.5 < °API < 63.8	0.59 < Yg < 0.95
	Vázquez and Beggs	70 < T < 295	15 < P < 4572	5.3 < °API < 30	0.511 < Yg < 1.351
	Glasso volatile	80 < T < 280	165 < P < 7142	22.3 < °API < 48.1	0.65 < Yg < 1.276
	Petrosky and Farshad	114 < T < 288	1700 < P < 10692	16.3 < °API < 45	0.5781 < Yg < 0.8519
Bo (BY/BN)	Standing	100 < T < 258	130 < P < 7000	16.5 < °API < 63.8	0.59 < Yg < 0.95
	Vázquez and Beggs	70 < T < 295	15 < P < 4572	5.3 < °API < 30	0.511 < Yg < 1.351
	Glasso	80 < T < 280	165 < P < 7142	22.3 < °API < 48.1	0.65 < Yg < 1.276
	Petrosky and Farshad	114 < T < 288	1700 < P < 10692	16.3 < °API < 45	0.5781 < Yg < 0.8519
Co (psi-1)	Vázquez and Beggs	70 < T < 295	141 < P < 9515	15.3 < °API < 59.5	0.511 < Yg < 1.351
	Petrosky and Farshad	114 < T < 288	1700 < P < 10692	16.3 < °API < 45	0.5781 < Yg < 0.8519
μo (cp)	Beggs and Robinson	70 < T < 295	15 < P < 5265	16 < °API < 58	NA
	Beal	98 < T < 250	NA	10 < °API < 52.5	NA
	Glasso (dead oil)	50 < T < 300	NA	20.1 < °API < 48.1	NA

4.2 ANÁLISIS P.V.T. CAMPO EL TRIUNFO

El modelo de fluido en el Campo el triunfo se realizó en laboratorios con la muestra obtenida del pozo El Triunfo-1. Se demostrará que, con el uso de correlaciones, teniendo en cuenta los rangos de aplicación y el error promedio de cada una de estas, para la correlación con el comportamiento más cercano a los datos obtenidos en laboratorio se puedan determinar unos ajustes para que el error entre estas sea el mínimo. Esto ayudará para cuando la empresa requiera reajustar las propiedades P.V.T. relacionadas a diferentes presiones, puede hacer el uso de estas

correlaciones y estos ajustes de manera rápida y sencilla. La **tabla 3** muestra los datos de entrada usados para realizar el análisis P.V.T por correlaciones.

Tabla 3. Datos de entrada análisis P.V.T. por correlaciones del Campo el Triunfo.

Datos iniciales		
PRESIÓN INICIAL	5191	psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	205	°F
GRAVEDAD API	18	°API
GE DEL GAS	0,882	-
RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN	68	PCN/BN
FACTOR VOLUMÉTRICO	1,036	BY/BN
COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO	6.72E-6	psi-1

4.2.1 Propiedades del petróleo. Las propiedades del petróleo que se obtendrán con el uso de correlaciones y serán comparadas con los datos obtenidos en laboratorio son: Presión de Burbuja (P_b), Relación Gas disuelto–Petróleo (R_s), Factor Volumétrico del Petróleo (B_o), Viscosidad del Petróleo (μ_o) y Densidad del petróleo (D_o).

Para determinar todas estas propiedades del Petróleo, entre todas las correlaciones disponibles, si se comparan los datos de entrada de la **tabla 3** con los rangos para su utilización del **cuadro 6**, se obtiene que se pueden utilizar las correlaciones de Vázquez y Beggs y las de Standing. Al realizar las correlaciones anteriormente mencionadas para las diferentes propiedades se obtuvieron los siguientes **gráficos**.

Gráfico 23. Correlaciones para Relación Gas-Petróleo.

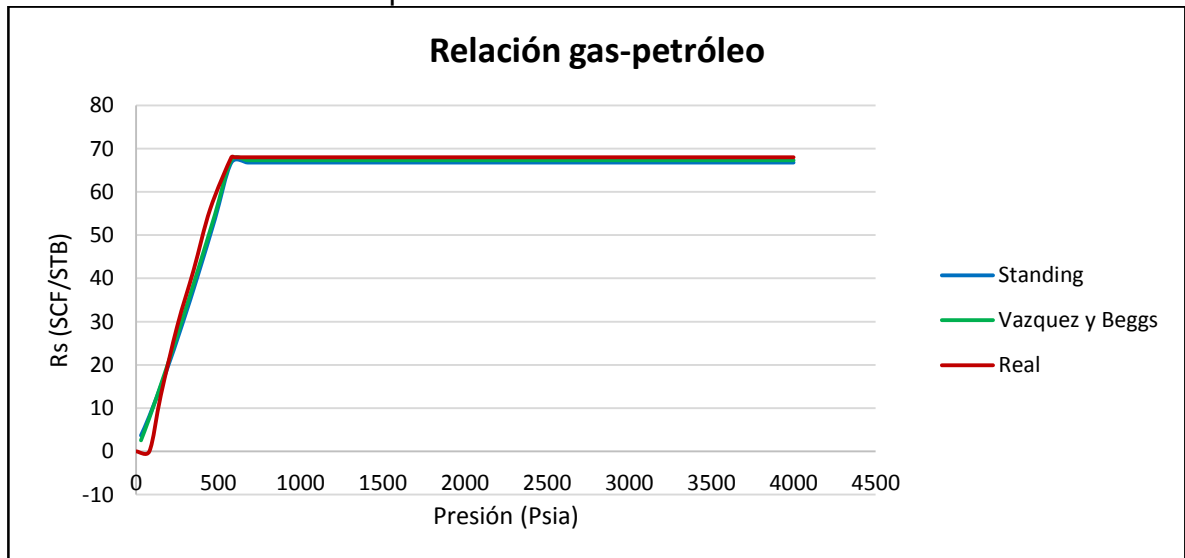


Gráfico 24. Correlaciones para Factor Volumétrico del Petróleo.

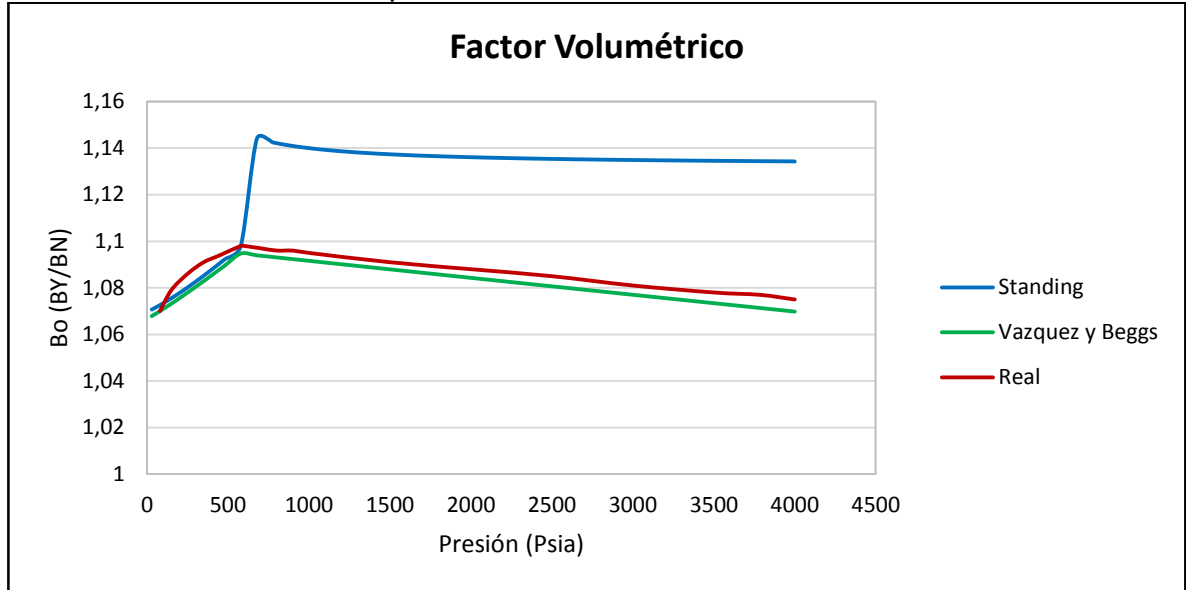


Gráfico 25. Correlaciones para Viscosidad del Petróleo.

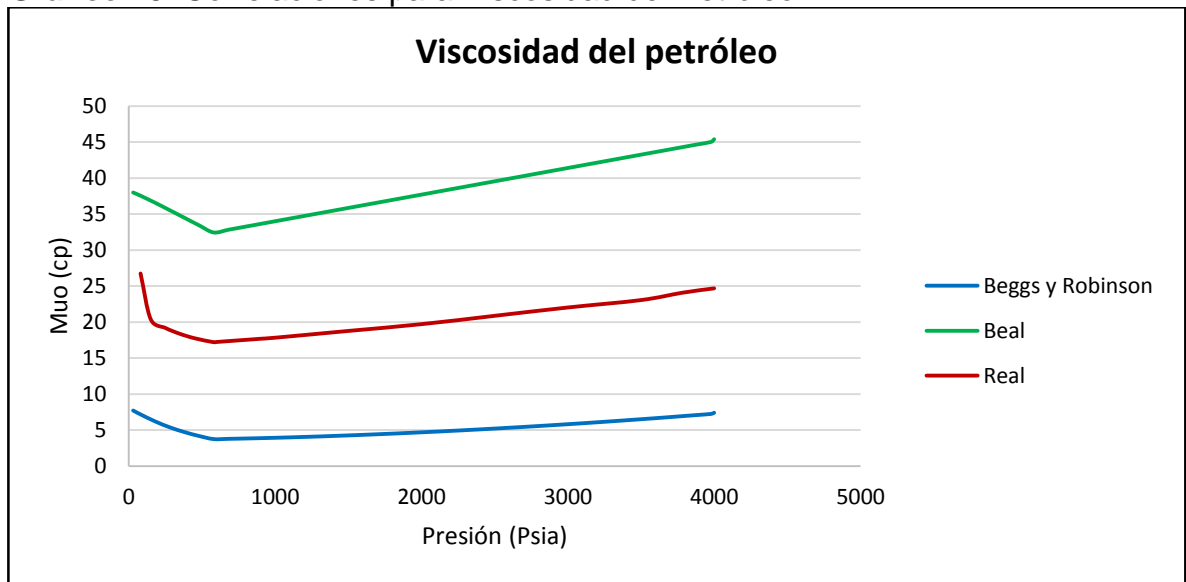
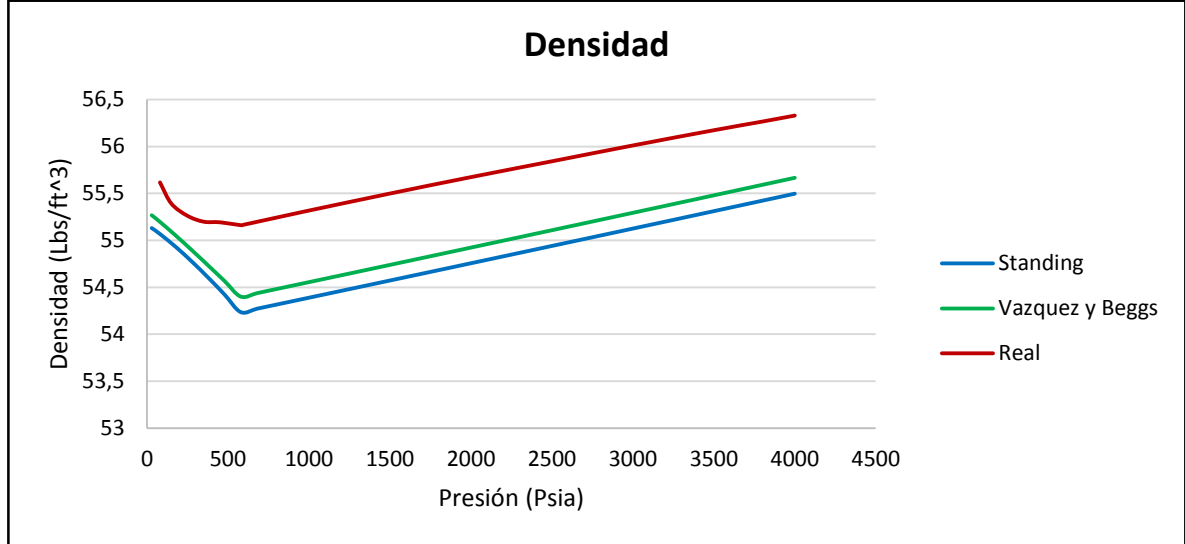


Gráfico 26. Correlaciones para Densidad del Petróleo.



Como se pudo observar en los **gráficos** anteriores, las correlaciones de Vázquez y Beggs estaban más cerca de la real, por lo tanto, se hizo uso de todas estas para la realización de los ajustes para cada una de las propiedades.

4.2.1.1 Presión de burbuja (P_b): Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de un sistema en estado líquido a uno en estado de dos fases. Por debajo de la presión de burbuja se forman dos fases en equilibrio: Líquida y gaseosa.²⁸ La **ecuación 12** muestra la correlación de Vázquez y Beggs para la Presión de Burbuja.

Ecuación 12. Correlación de Vázquez y Beggs para Presión de Burbuja.

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C1 * \gamma_g * \exp\left(\frac{C3 * API}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C2}}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág.54.

Donde,

P_b : Presión de burbuja, Psia.

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo

T: Temperatura del yacimiento, °F.

γ_g : Gravedad específica del gas.

API: Gravedad del petróleo, °API.

La **tabla 4** presenta los valores de las constantes C1, C2 y C3 de acuerdo con la gravedad API del crudo.

²⁸ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 48 p.

Tabla 4. Valores de las constantes correlación Vázquez y Beggs (Pb y Rs).

Gravedad API	C1	C2	C3
API≤30	0.0362	1.0937	25.724
API>30	0.0178	1.1870	23.931

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 54.

Al reemplazar los datos de entrada en la **ecuación 12** y las constantes para la gravedad API≤30 de la **tabla 4**, se obtuvo el siguiente resultado.

$$P_b = \left[\frac{68}{0.0362 * 0,882 * \exp\left(\frac{25.724 * 18}{205 + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{1.0937}} = 552,41 \text{psia}$$

Comparando este resultado con la Presión de Burbuja obtenida en laboratorio (Pb lab = 593,7psia) y determinando los ajustes para esta correlación se obtiene los datos de la **tabla 5**.

Tabla 5. Valores de ajuste para Presión de Burbuja.

a	b	Interpretación
1,074744	1	Pb

Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 4** se obtiene.

$$P_b \text{ ajustado} = a * P_b \text{ corr}^b$$

$$P_b \text{ ajustado} = 1,074744 * 552,41^1 = 593,7 \text{psia}$$

$$\text{Error} = (P_b \text{ lab} - P_b \text{ ajustado})^2 = (593,7 - 593,7)^2 = 0$$

Para este ajuste el error es de 0.

4.2.1.2 Razón gas disuelto-petróleo (Rs): Se define como el número de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.²⁹ La **ecuación 13** muestra la correlación de Vázquez y Beggs para determinar la Razón gas disuelto-Petróleo.

Ecuación 13. Correlación Vázquez y Beggs para Razón gas disuelto-Petróleo P≤Pb.

$$R_s = C1 * \gamma_g * P^{C2} * \exp\left(\frac{C3 * API}{T + 460}\right)$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 66.

Donde,

R_s: Razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN.

P: Presión de interés, psia.

T: Temperatura de yacimiento, °F.

γ_g: Gravedad específica del gas.

²⁹ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 63 p.

API: Gravedad del petróleo, °API.

La relación de Gas disuelto-Petróleo a la Presión de Burbuja (Rsb) es el valor máximo de gas que puede disolver el petróleo, por tanto, por más que aumente la presión de interés sobre esta P_b el R_s siempre será el R_{sb} como se observa en la **tabla 6**. Esto define dos comportamientos de R_s según la Presión de interés. Un comportamiento de R_s por encima de la Presión de Burbuja ($P > P_b$) y uno por debajo de la presión de burbuja ($P \leq P_b$). Por lo general en las diferentes propiedades del petróleo es común ver este cambio de comportamientos. Se puede apreciar mejor este cambio en el **gráfico 27**.

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3**, las constantes presentes en la **tabla 4** de acuerdo con la gravedad API y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 6** y **tabla 7**.

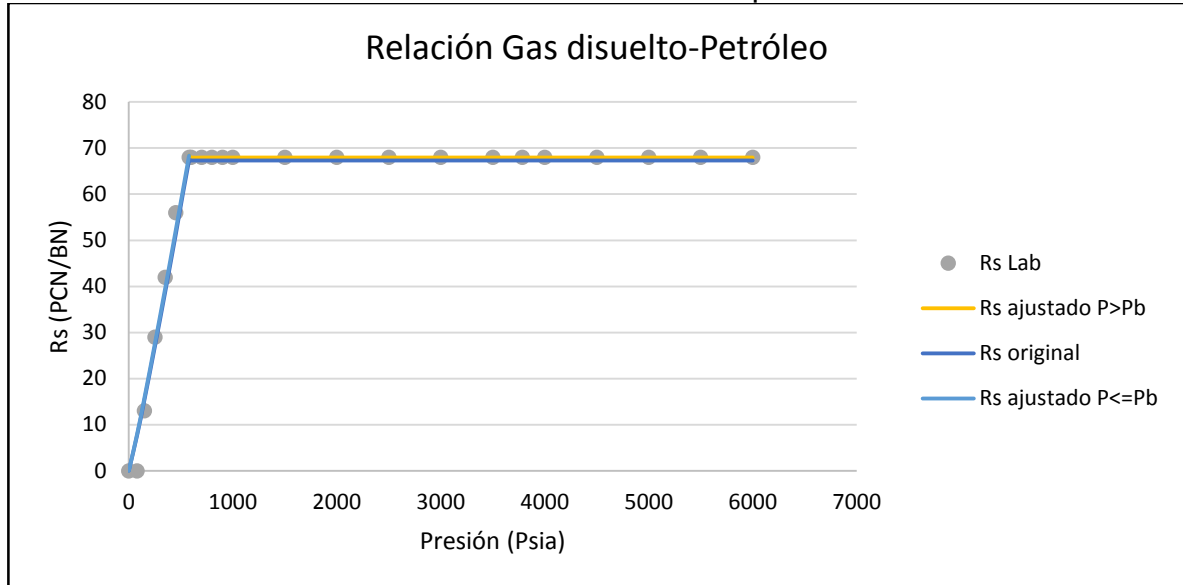
Tabla 6. Resultados Razón Gas disuelto-Petróleo.

Real		Vazquez Y Beggs	Aproximada	-
Presión	R_s (SCF/STB)	R_s (SCF/STB)	R_s (SCF/STB)	Error
0	0	0,0000	0,0000	0,0000
80	0	7,7265	8,0243	64,3894
150	13	15,3661	15,8490	8,1170
250	29	26,8657	27,5558	2,0858
350	42	38,8167	39,6675	5,4407
450	56	51,0964	52,0729	15,4219
579	68	67,3152	68,4129	0,1705
600	68	67,3152	67,9553	0,0020
700	68	67,3152	67,9553	0,0020
800	68	67,3152	67,9553	0,0020
900	68	67,3152	67,9553	0,0020
1000	68	67,3152	67,9553	0,0020
1500	68	67,3152	67,9553	0,0020
2000	68	67,3152	67,9553	0,0020
2500	68	67,3152	67,9553	0,0020
3000	68	67,3152	67,9553	0,0020
3500	68	67,3152	67,9553	0,0020
3784	68	67,3152	67,9553	0,0020
4000	68	67,3152	67,9553	0,0020
4500	68	67,3152	67,9553	0,0020
5000	68	67,3152	67,9553	0,0020
5500	68	67,3152	67,9553	0,0020
6000	68	67,3152	67,9553	0,0020

Tabla 7. Valores de ajuste para Presión de Burbuja.

a	b	Interpretación
1,010173	0.999843	P>Pb
1.06	0.99	P<=Pb

Gráfico 27. Relación Gas disuelto-Petróleo del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 6** se obtiene.

$$Rs \text{ ajustado} = a * Rs \text{ corr}^b$$

$$Rs \text{ ajustado} = 1,010173 * Rs \text{ corr}^{0.999843} \text{ para } P > Pb$$

$$Rs \text{ ajustado} = 1,06 * Rs \text{ corr}^{0.99} \text{ para } P \leq Pb$$

$$Error = Prom(Rs \text{ lab} - Rs \text{ ajustado})^2 = 4,159$$

Para el comportamiento completo de la curva de Rs junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 4,1590.

4.2.1.3 Factor volumétrico del petróleo (Bo): Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.³⁰ La **ecuación 14** muestra la correlación de Vázquez y Beggs para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo cuando la presión del yacimiento es menor a la Presión de Burbuja y la **ecuación 15** para cuando la presión está por encima.

³⁰ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 72 p.

Ecuación 14. Correlación Vázquez y Beggs para Factor Volumétrico del Petróleo $P \leq P_b$.

$$B_o = 1.0 + C1 * R_{sb} + C2(T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_g} \right)$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 74.

Donde,

B_o : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

R_{sb} : Razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN.

T: Temperatura del yacimiento, °F.

γ_g : Gravedad específica del gas.

API: Gravedad del petróleo, °API.

La **tabla 8** muestra los valores de las constantes C1, C2 Y C3, de acuerdo con la gravedad API del crudo.

Tabla 8. Valores constantes correlación Vázquez y Beggs (B_o).

Gravedad API	C1	C2	C3
API ≤ 30	4.677E-4	1.751E-5	-1.8106E-8
API > 30	4.670E-4	1.100E-5	1.3370E-9

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 74.

Ecuación 15. Correlación Vázquez y Beggs para Factor Volumétrico del Petróleo $P > P_b$.

$$B_o = B_{ob} * \exp(C_o * (P_b - P))$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 77.

Donde,

B_o : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo en la Presión de Burbuja, BY/BN.

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi-1.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

P: Presión de interés, psia.

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3**, las constantes presentes en la **tabla 8**, de acuerdo con la gravedad API, y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 9**, **tabla 10** y **gráfico 28**.

Tabla 9. Resultados Factor Volumétrico del Petróleo.

	Real	Vazquez Y Beggs	Ajustado	-
Presión	Bo (BY/BN)	Bo (BY/BN)	Bo (BY/BN)	Error
80	1,0700	1,0518	1,0698	0,0000
150	1,0790	1,0572	1,0754	0,0000
250	1,0860	1,0638	1,0823	0,0000

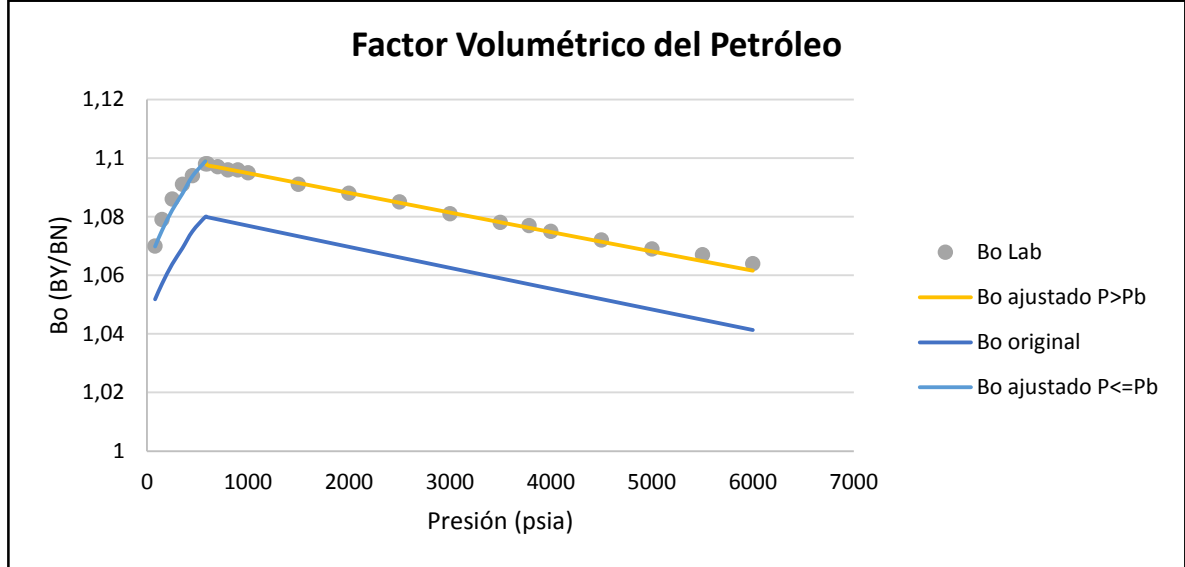
Tabla 9. (Continuación).

Real		Vazquez Y Beggs	Ajustado	-
Presión	Bo (BY/BN)	Bo (BY/BN)	Bo (BY/BN)	Error
350	1,0910	1,0692	1,0878	0,0000
450	1,0940	1,0750	1,0938	0,0000
579	1,0980	1,0800	1,0990	0,0000
600	1,0980	1,0798	1,0976	0,0000
700	1,0970	1,0791	1,0969	0,0000
800	1,0960	1,0784	1,0962	0,0000
900	1,0960	1,0776	1,0955	0,0000
1000	1,0950	1,0769	1,0949	0,0000
1500	1,0910	1,0733	1,0915	0,0000
2000	1,0880	1,0697	1,0881	0,0000
2500	1,0850	1,0661	1,0848	0,0000
3000	1,0810	1,0625	1,0814	0,0000
3500	1,0780	1,0590	1,0781	0,0000
3784	1,0770	1,0570	1,0762	0,0000
4000	1,0750	1,0554	1,0748	0,0000
4500	1,0720	1,0519	1,0715	0,0000
5000	1,0690	1,0484	1,0682	0,0000
5500	1,0670	1,0448	1,0649	0,0000
6000	1,0640	1,0413	1,0616	0,0000

Tabla 10. Valores de ajuste para Factor Volumétrico del Petróleo.

a	b	Interpretación
1,02279	0,91892	P>Pb
1.01630	1.016301	P<=Pb

Gráfico 28. Factor Volumétrico del Petróleo del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 10** se obtiene.

$$Bo \text{ ajustado} = a * Bo \text{ corr}^b$$

$$Bo \text{ ajustado} = 1,02279 * Bo \text{ corr}^{0,91892} \text{ para } P > P_b$$

$$Bo \text{ ajustado} = 1,016301 * Bo \text{ corr}^{1,016301} \text{ para } P \leq P_b$$

$$Error = Prom(Bo \text{ lab} - Bo \text{ ajustado})^2 = 0,000193$$

Para el comportamiento completo de la curva de Bo junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 0,000193.

4.2.1.4 Viscosidad del Petróleo (μ_o): La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales.³¹ A continuación, se tienen las correlaciones de Beggs y Robinson para la Viscosidad del Petróleo sin gas en solución, **ecuación 16**, Viscosidad a una presión menor a la Presión de Burbuja, **ecuación 17** y Viscosidad a una presión por encima a la de burbuja, **ecuación 18**.

Ecuación 16. Correlación Beggs y Robinson para Viscosidad del Petróleo sin gas en solución (muerto).

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 99.

Donde,

$$x = y * T^{-1,163}$$

$$y = 10^z$$

³¹ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 93 p.

$$z = 3,0324 - 0,02023 * \gamma_{API}$$

μ_{od} : Viscosidad del Petróleo libre de gas, cp.

γ_{API} : Gravedad del Petróleo, °API.

T: Temperatura del yacimiento, °F.

Ecuación 17. Correlación Beggs y Robinson para Viscosidad del Petróleo $P \leq P_b$.

$$\mu_{ob} = a * \mu_{od}^b$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 103.

Donde,

$$a = 10,715 * (R_{sb} + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5,44 * (R_{sb} + 100)^{-0,338}$$

μ_{ob} : Viscosidad del Petróleo a la Presión de Burbuja, cp.

μ_{od} : Viscosidad del Petróleo libre de gas, cp.

Ecuación 18. Correlación Vázquez y Beggs para Viscosidad del Petróleo $P > P_b$.

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{P_b}\right)^m$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 105.

Donde,

μ_o : Viscosidad del Petróleo, cp.

μ_{ob} : Viscosidad del Petróleo a la Presión de Burbuja, cp.

P: Presión de interés, psia.

P_b : Presión de burbuja, psia.

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3** y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 11**, **tabla 12** y **gráfico 29**.

Tabla 11. Resultados Viscosidad del Petróleo.

Real		Vazquez Y Beggs	Ajustado	-
Presión	μ_o (cp)	μ_o (cp)	μ_o (cp)	Error
80	26,7514	8,0044	24,0175	7,4742
150	20,3714	7,0952	22,1493	3,1609
250	19,1838	6,2228	20,2809	1,2036
350	18,3630	5,6570	19,0230	0,4355
450	17,7522	5,1525	17,8661	0,0130
579	17,2105	4,7870	17,0046	0,0424
600	17,2415	4,7953	17,4440	0,0410

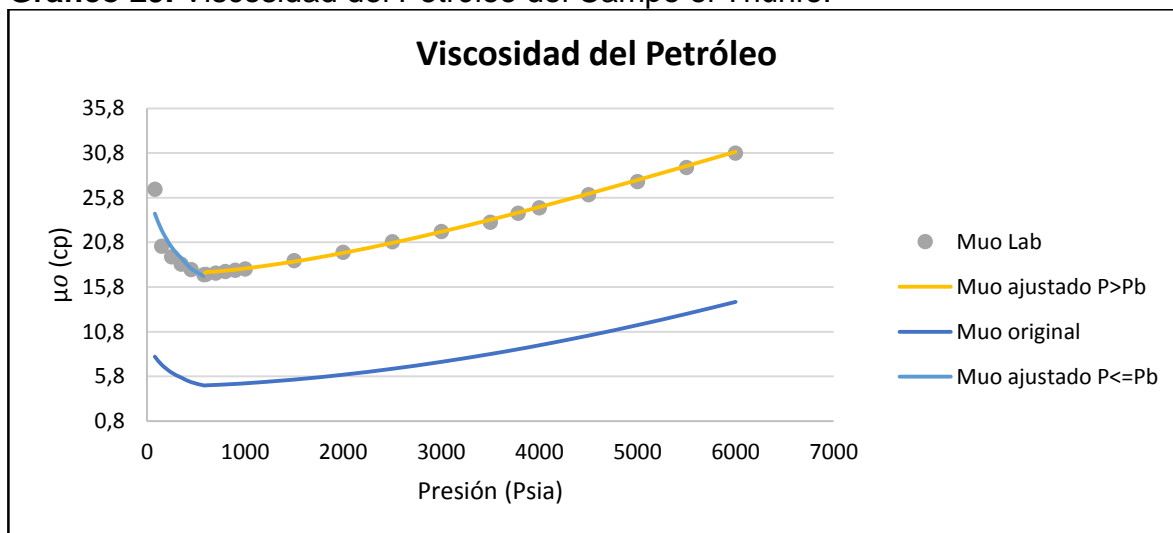
Tabla 11. (Continuación).

Real		Vazquez Y Beggs	Ajustado	-
Presión	μ o (cp)	μ o (cp)	μ o (cp)	Error
700	17,3891	4,8401	17,5302	0,0199
800	17,5367	4,8927	17,6309	0,0089
900	17,6843	4,9524	17,7445	0,0036
1000	17,8319	5,0186	17,8700	0,0015
1500	18,7730	5,4372	18,6450	0,0164
2000	19,7140	5,9836	19,6157	0,0097
2500	20,8725	6,6457	20,7376	0,0182
3000	22,0309	7,4179	21,9817	0,0024
3500	23,0585	8,2967	23,3257	0,0714
3784	24,0860	8,8422	24,1263	0,0016
4000	24,6846	9,2790	24,7508	0,0044
4500	26,1526	10,3604	26,2400	0,0076
5000	27,6206	11,5354	27,7773	0,0246
5500	29,2118	12,7963	29,3473	0,0184
6000	30,8031	14,1337	30,9349	0,0174

Tabla 12. Valores de ajuste para Viscosidad del Petróleo.

a	b	Interpretación
7,6	0,53	P>Pb
5,94	0,671675	P<=Pb

Gráfico 29. Viscosidad del Petróleo del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 12** se obtiene.

$$\begin{aligned} \mu_o \text{ ajustado} &= a * \mu_o \text{ corr}^b \\ \mu_o \text{ ajustado} &= 7,6 * \mu_o \text{ corr}^{0,53} \text{ para } P > P_b \\ \mu_o \text{ ajustado} &= 5,94 * \mu_o \text{ corr}^{0,671675} \text{ para } P \leq P_b \\ \text{Error} &= \text{Prom}(\mu_o \text{ lab} - \mu_o \text{ ajustado})^2 = 0,572567 \end{aligned}$$

Para el comportamiento completo de la curva de μ_o junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 0,572567.

4.2.1.5 Densidad del petróleo (ρ_o): La Densidad del petróleo en la industria se encuentra en lb/pie^3 .³² Para la determinación de la Densidad a presiones menores a la Presión de Burbuja se usa la **ecuación 19**. Para la determinación de la densidad a una presión mayor a la P_b se usa la **ecuación 21** que a su vez para su utilización se debe conocer la Gravedad Específica del Gas disuelto a través de la **ecuación 20**.

Ecuación 19. Correlación para Densidad de petróleo $P \leq P_b$.

$$\rho_o = \frac{350 \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) + 0.0764 * \gamma_{gd} * R_s}{5.615 * B_o}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 108.

Donde,

ρ_o : Densidad de petróleo, lbs/pie^3 .
 B_o : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
 R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN.
 API : Gravedad del petróleo, °API.
 γ_{gd} : Gravedad específica del gas disuelto.

Ecuación 20. Correlación para Gravedad específica del Gas disuelto.

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + API}{50} - 3.5715E - 6 * API * R_s$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 109.

Donde,

γ_{gd} : Gravedad específica del gas disuelto.
 R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN.
 API : Gravedad del petróleo, °API.

³² BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 108 p.

Ecuación 21. Correlación para Densidad del petróleo cuando $P > P_b$.

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o * (P - P_b)]$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 109.

Donde,

ρ_o : Densidad del petróleo a $P > P_b$, lbs/ft³.

ρ_{ob} : Densidad de petróleo a P_b , lbs/ft³.

C_o . Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi⁻¹.

P_b : Presión de burbuja, psia.

P : Presión de interés, psia.

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3** y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 13**, **tabla 14** y **gráfico 30**.

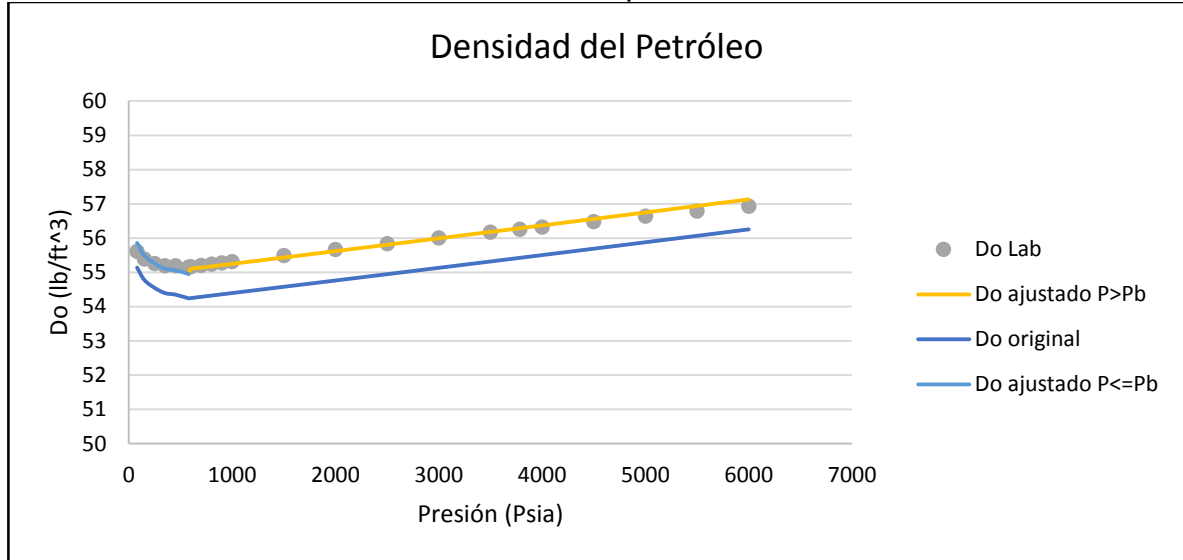
Tabla 13. Resultados Densidad del Petróleo.

	Real	Estándar	Aproximada	-
Presión	ρ_o (lb/ft ³)	ρ_o (lb/ft ³)	ρ_o (lb/ft ³)	Error
80	55,6171	55,1378	55,8586	0,0584
150	55,3923	54,7778	55,4941	0,0104
250	55,2612	54,5465	55,2599	0,0000
350	55,1988	54,3946	55,1062	0,0086
450	55,1926	54,3506	55,0616	0,0172
579	55,1613	54,2421	54,9518	0,0439
600	55,1676	54,2498	55,1002	0,0045
700	55,2050	54,2862	55,1372	0,0046
800	55,2425	54,3227	55,1741	0,0047
900	55,2800	54,3593	55,2110	0,0047
1000	55,3174	54,3958	55,2480	0,0048
1500	55,4985	54,5789	55,4333	0,0042
2000	55,6733	54,7626	55,6192	0,0029
2500	55,8418	54,9470	55,8058	0,0013
3000	56,0104	55,1319	55,9929	0,0003
3500	56,1727	55,3175	56,1807	0,0001
3784	56,2601	55,4232	56,2877	0,0008
4000	56,3287	55,5037	56,3691	0,0016
4500	56,4848	55,6906	56,5582	0,0054
5000	56,6409	55,8780	56,7479	0,0114
5500	56,7907	56,0661	56,9382	0,0218
6000	56,9343	56,2548	57,1292	0,0380

Tabla 14. Valores de ajuste para Densidad del Petróleo.

a	b	Interpretación
1,03061	0,99634	P>Pb
1,01561	0,99937	P<=Pb

Gráfico 30. Densidad del Petróleo del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 14** se obtiene.

$$\rho_o \text{ ajustado} = a * \rho_o \text{ corr}^b$$

$$\rho_o \text{ ajustado} = 1,03061 * \rho_o \text{ corr}^{0,99634} \text{ para } P > Pb$$

$$\rho_o \text{ ajustado} = 1,01561 * \rho_o \text{ corr}^{0,99937} \text{ para } P \leq Pb$$

$$\text{Error} = \text{Prom}(\rho_o \text{ lab} - \rho_o \text{ ajustado})^2 = 0,0113$$

Para el comportamiento completo de la curva de Do junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 0,0113.

4.2.2 Propiedades del gas. Las propiedades del gas que se obtendrán a diferencia de las propiedades del petróleo son: Gravedad Específica del Gas (γ_g), Factor Volumétrico del Gas (Bg) y Viscosidad del Gas (μ_g).

4.2.2.1 Gravedad Específica del Gas (γ_g): Es la razón entre la densidad del gas y la densidad del aire y ambas medidas a las mismas condiciones de Presión y Temperatura.³³ La Gravedad Específica del Gas se determina con la **ecuación 22**.

³³ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 2 p.

Ecuación 22. Correlación para Gravedad Específica del Gas.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28,96}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 3.

Donde,

γ_g : Gravedad Específica del gas.

ρ_g : Densidad del gas, lb/ft³.

ρ_a : Densidad del aire, lb/ft³.

M_g : Peso Molecular del gas, lb/lb-mol.

M_a : Peso Molecular del aire (28,96 lb/lb-mol).

Reemplazando en la ecuación con los datos de entrada de la **tabla 3** podemos obtener el valor del Peso Molecular del gas debido a que por datos de cromatografía se obtuvo una Gravedad Específica del Gas de 0,882.

$$M_g = \gamma_g * M_a = 0,882 * 28,96 = 25,54 \text{ lb/lbmol}$$

4.2.2.2 Factor Volumétrico del Gas (Bg): Se define como el volumen, generalmente en pies cúbicos, que ocupa en el yacimiento un pie cúbico de gas a condiciones normales.³⁴ El Factor Volumétrico del Gas se determina usando la **ecuación 23**.

Ecuación 23. Correlación estándar para Factor Volumétrico del Gas.

$$B_g = 0,00503 \frac{z * T}{P}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 29.

Donde,

Bg: Factor Volumétrico del Gas, BY/PCN.

z: Factor de compresibilidad del gas.

P: Presión de Yacimiento, psia.

T: Temperatura de Yacimiento, R (°F+460).

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3** y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 15**, **tabla 16** y **gráfico 31**.

³⁴ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 29 p.

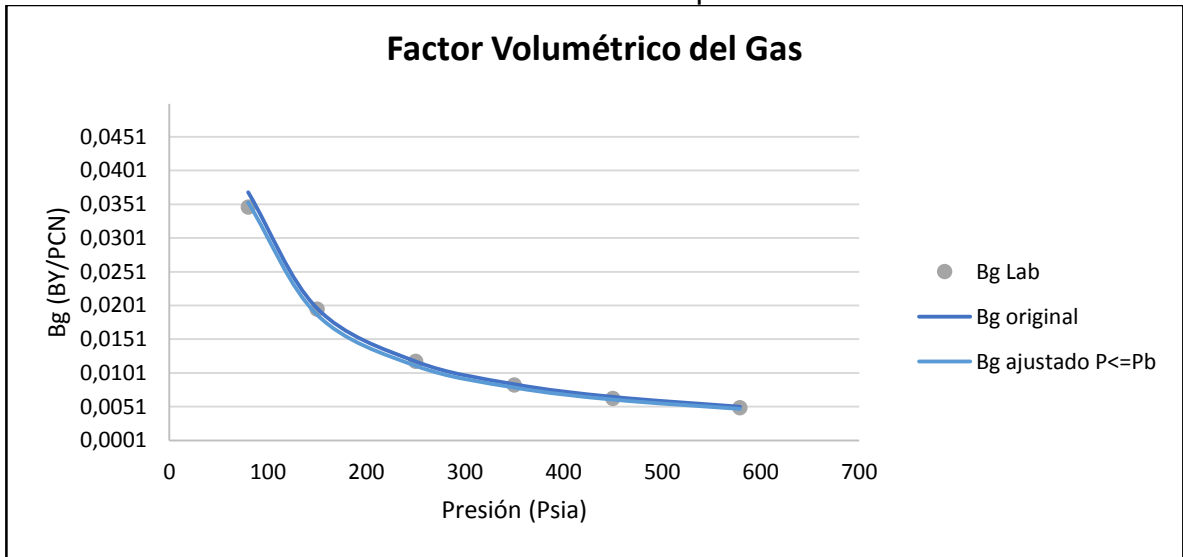
Tabla 15. Resultados Factor Volumétrico del Gas.

	Real	Estándar	Aproximado	-
Presión	B _g (ft ³ /SCF)	B _g (ft ³ /SCF)	B _g (ft ³ /SCF)	Error
80	0,0347	0,0369	0,0354	0,4915
150	0,0195	0,0197	0,0187	0,6754
250	0,0118	0,0118	0,0112	0,3996
350	0,0083	0,0084	0,0079	0,1214
450	0,0063	0,0066	0,0062	0,0174
579	0,0049	0,0051	0,0048	0,0214

Tabla 16. Valores de ajuste para Factor Volumétrico del Gas.

a	b	Interpretación
1	1,012640	P ≤ P _b

Gráfico 31. Factor Volumétrico del Gas del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 16** se obtiene.

$$B_g \text{ ajustado} = a * B_g \text{ corr}^b$$

$$B_g \text{ ajustado} = 1 * B_g \text{ corr}^{1,012640} \text{ para } P \leq P_b$$

$$\text{Error} = \text{Prom}(B_g \text{ lab} - B_g \text{ ajustado})^2 * 1E6 = 0,287761$$

Para el comportamiento completo de la curva de B_g junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 0,287761.

4.2.2.3 Viscosidad del gas (μg): La viscosidad de un gas, en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias

intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido.³⁵ La Viscosidad del Gas se determina a través de las correlaciones de Lee, González y Eakin como se observan en la **ecuación 24**, **ecuación 25** y **ecuación 26**.

Ecuación 24. Correlación de Lee, González y Eakin para Viscosidad del Gas.

$$\mu_g = \frac{K * \exp(X * D_g^Y)}{10000}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 43.

Donde,

μ_g : Viscosidad del gas a P y T, cp.

D_g : Densidad del gas, grs/cc.

K: Variables.

X: Variables.

Y: Variables.

Donde las demás constantes se obtienen de:

Ecuación 25. Correlación de Lee, González y Eakin para Densidad del Gas.

$$D_g = 1,4935E - 3 * \frac{PM}{zT}$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 43.

Donde,

D_g : Densidad del gas, grs/cc.

P: Presión, psia.

M: Peso molecular del gas, lb/lb-mol.

z: Factor de Compresibilidad del Gas.

T: Temperatura del yacimiento, °F.

Ecuación 26. Correlaciones de Lee, González y Eakin para las variables K, X y Y.

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M) * T^{1,5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 * T$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X$$

Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág. 43.

Donde,

M: Peso molecular del gas, lb/lb-mol.

T: Temperatura del yacimiento, °F.

K: Variables.

X: Variables.

Y: Variables.

³⁵ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 39 p.

Reemplazando los datos de entrada de la **tabla 3** y realizando los diferentes ajustes se obtuvieron los siguientes resultados presentes en la **tabla 17**, **tabla 18** y **gráfico 32**.

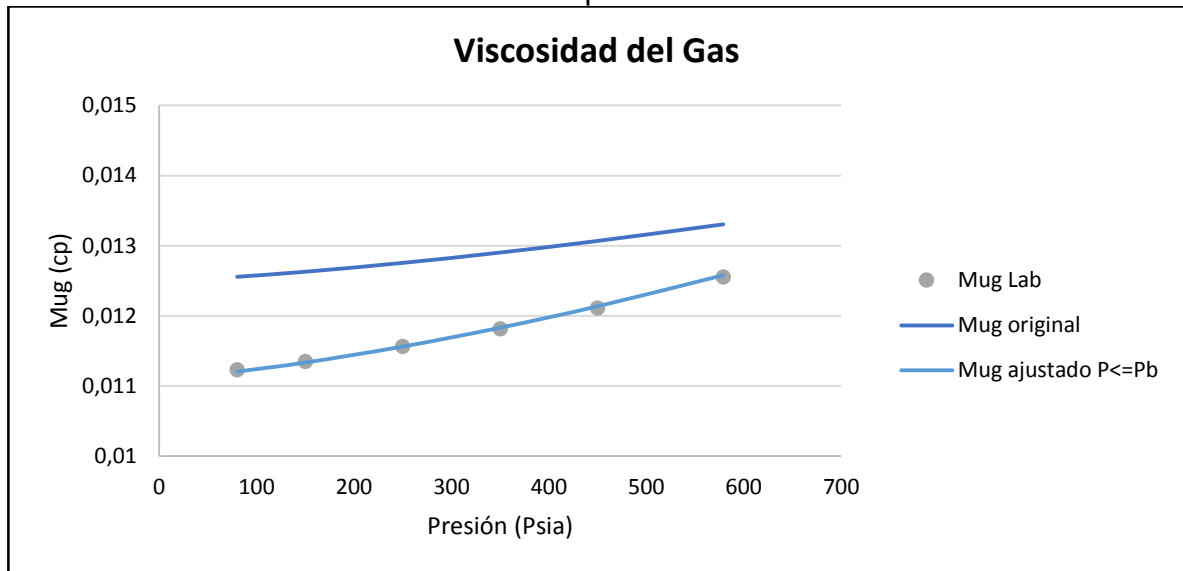
Tabla 17. Resultados Viscosidad del Gas.

Real	Estándar	Aproximado	-
Presión	μ_g (cp)	μ_g (cp)	Error
80	0,0112	0,0126	0,0006
150	0,0114	0,0126	0,0003
250	0,0116	0,0128	0,0001
350	0,0118	0,0129	0,0001
450	0,0121	0,0131	0,0005
579	0,0126	0,0133	0,0005

Tabla 18. Valores de ajuste para Viscosidad del Gas.

a	b	Interpretación
71,0635	2	$P \leq P_b$

Gráfico 32. Viscosidad del Gas del Campo el Triunfo.



Reemplazando los valores de ajuste de la **tabla 18** se obtiene.

$$\mu_g \text{ ajustado} = a * \mu_g \text{ corr}^b$$

$$\mu_g \text{ ajustado} = 71,0635 * \mu_g \text{ corr}^2 \text{ para } P \leq P_b$$

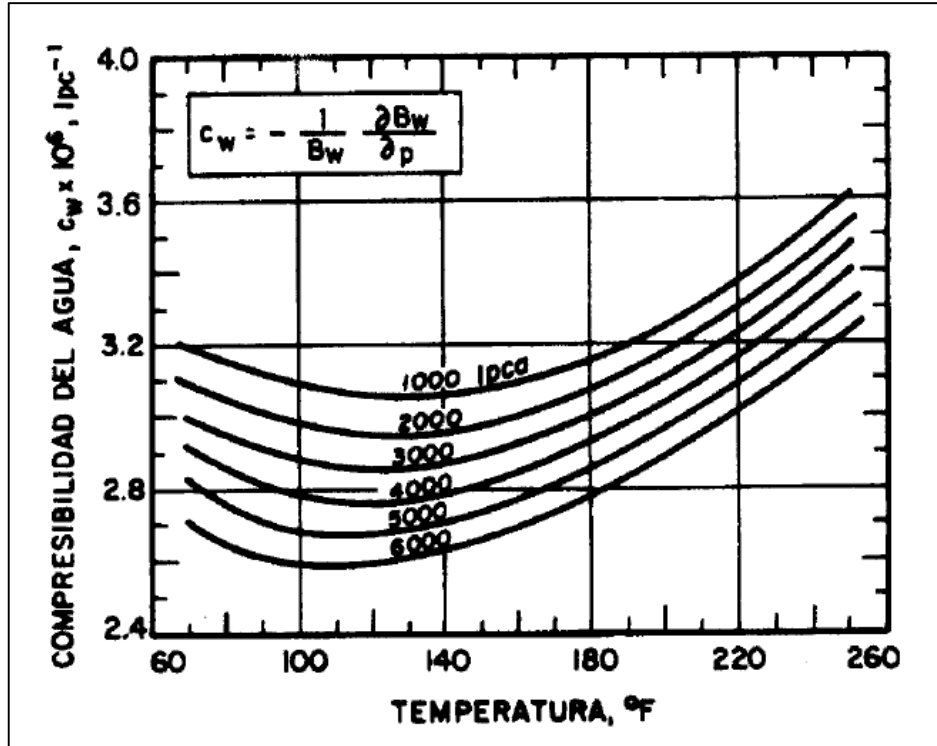
$$\text{Error} = \text{Prom}(\mu_g \text{ lab} - \mu_g \text{ ajustado})^2 * 1E6 = 0,003906$$

Para el comportamiento completo de la curva de μ_g junto con los ajustes realizados a cada uno de los comportamientos de esta misma curva se obtiene un error promedio de 0,003906.

4.2.3 Propiedades del agua. La propiedad del agua que se obtendrá a diferencia de las del Petróleo y Gas es la Compresibilidad (C_w).

4.2.3.1 Compresibilidad del agua (C_w): Esta propiedad está afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua, la cual a su vez es afectada por la salinidad.³⁶ Para determinar la compresibilidad se usará la correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B., esta correlación se presenta en el **gráfico 33**.

Gráfico 33. Compresibilidad del agua Dodson, C.R. y Standing, M.B.



Fuente: Carlos Banzer. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. Pág 122.

³⁶ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 121 p.

5. INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN PANSYSTEM

Este capítulo muestra el procedimiento que se llevó a cabo para realizar la interpretación de pruebas de restauración de presión del Campo El Triunfo mediante el uso del software de análisis de pruebas de presión PANSYSTEM.

5.1 PANSYSTEM

El software PANSYSTEM mediante el uso de algoritmos permite evaluar el rendimiento del yacimiento, simplificando el análisis de transiente de presión en pruebas de pozo. Además, permite evaluar y obtener condiciones del yacimiento como:

- Permeabilidad del yacimiento
- Presión del yacimiento
- Eficiencia del completamiento
- Estructura del yacimiento (Límites y heterogeneidades)
- Tamaño y calidad de la fractura hidráulica
- Área de drenaje, volumen de poros conectados e hidrocarburos in situ.
- Rendimiento del pozo
- Comunicación entre pozos.

5.1.1 Datos de entrada: Para realizar la corrida de la prueba en el programa son necesarios los siguientes datos de entrada.

Información de cierre de presión:

- Presión registrada
- Caudales de producción

Parámetros del pozo:

- Radio del pozo, ft.

Parámetros de la capa:

- Espesor, ft.
- Porosidad, fracción decimal.
- Presión de yacimiento, psia.
- Temperatura de yacimiento, °F.
- Saturación de agua, fracción decimal.
- Saturación de gas, fracción decimal.
- Compresibilidad de la roca, psi-1.

Parámetros del fluido del petróleo:

- Relación gas petróleo, scf/STB.

- Factor volumétrico del petróleo, RB/STB.
- Viscosidad del petróleo, cp.
- Compresibilidad del fluido, psi-1.
- Densidad del petróleo, Lb/ft³.
- Corte de agua, fracción decimal.
- Factor volumétrico del agua, RB/STB.
- Viscosidad del agua, cp.
- Compresibilidad del agua, psi-1.
- Factor volumétrico del gas, RB/STB.
- Viscosidad del gas, cp.
- Compresibilidad del gas, psi-1.
- Compresibilidad total, psi-1.
- Punto de burbuja, psia.

5.1.2 Interpretación de pruebas. Para llevar a cabo la interpretación de pruebas de restauración en el Campo el Triunfo mediante el software de interpretación se realizaron los siguientes pasos:

Los pasos a continuación se hacen con los resultados obtenidos parte del análisis del cierre de producción ocurrido en el Triunfo-1 en mayo del 2011.

5.1.1.1 Importar los datos de presión y caudal. En este paso se lleva a cabo el procedimiento necesario para importar los datos en el programa mostrando como deben ser organizados y que formato se debe usar.

El programa Pansystem permite importar archivos Excel, block de notas, RMS, entre otros. Pero es necesario que lleven un formato; para el caso de estudio se realizó en Excel como lo muestra la siguiente **tabla**:

Tabla 19. Formato para importar archivos en Pansystem (Triunfo-1 mayo/2011).

Fecha	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Caudal (BOPD)
1/05/2011	0,00	1558,85	1857,07
1/05/2011	1,00	1558,65	1857,07
1/05/2011	2,00	1558,85	1857,07
1/05/2011	3,00	1558,45	1857,07
1/05/2011	5,00	1558,25	1857,07
1/05/2011	6,00	1558,25	1857,07
1/05/2011	7,00	1558,15	1857,07
1/05/2011	8,00	1551,25	1857,07
1/05/2011	9,00	1558,15	1857,07
1/05/2011	10,00	1558,05	1857,07

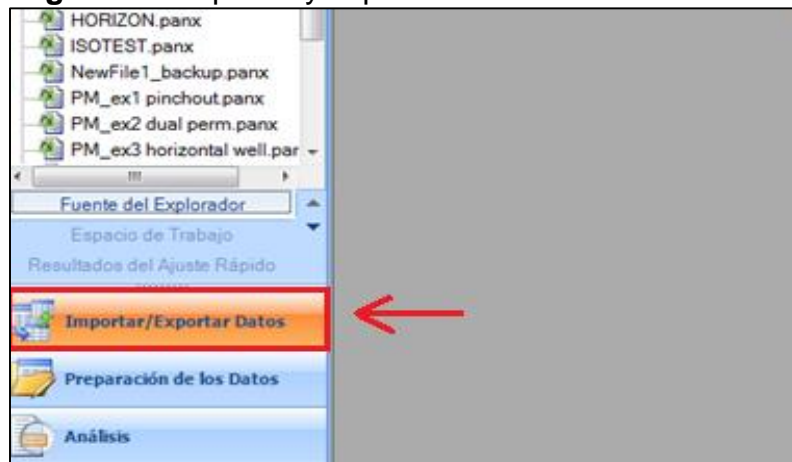
Tabla 19. (Continuación).

Fecha	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Caudal (BOPD)
1/05/2011	11,00	1557,75	1857,07
1/05/2011	12,00	1558,25	1857,07
1/05/2011	13,00	1558,05	1857,07

Pasos para la importación de datos:

1. Seleccionar en el menú que aparece en la parte inferior a la izquierda la opción importar/exportar datos, como se muestra en la **figura 12**.

Figura 12. Importar y exportar datos en PANSYSTEM.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

A continuación, se desplegará un menú a la derecha, seleccionar el tipo de archivo en el que se va a subir la información de tiempo, presión y caudal

ASCII: Permite importar los archivos en formato de nota de texto.

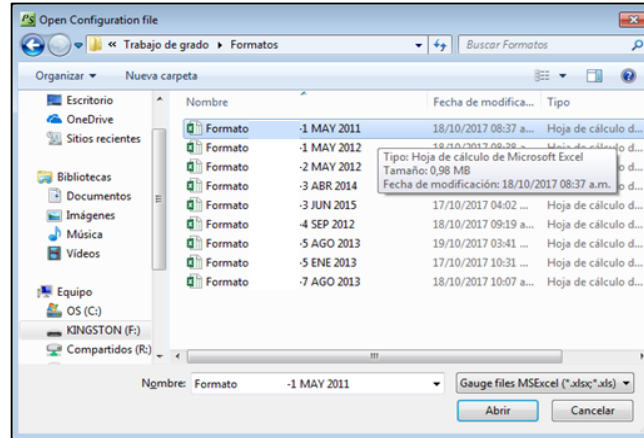
PAN: Permite importar archivos de un archivo de PANSYSTEM.

EXCEL: Permite importar los archivos en formato Excel.

La información que se posee del Campo el Triunfo está en formato Excel, por lo cual se seleccionará esta opción.

2. A continuación, se desplegará una ventana en la cual se seleccionará el archivo que se desea importar, como lo muestra la **figura 13**.

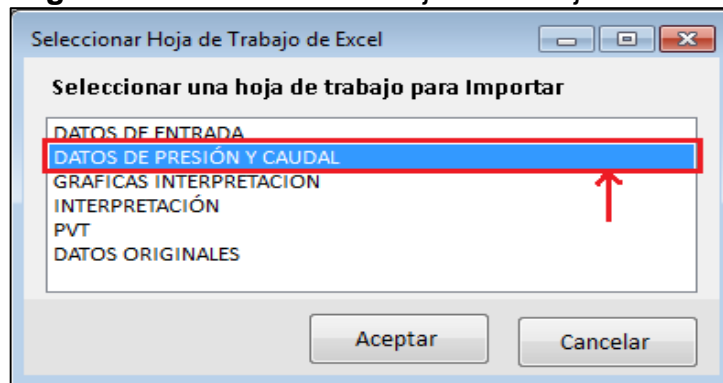
Figura 13. Seleccionar archivo para importar.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM.
Modificado por los autores.

3. Seleccionar del archivo de Excel la hoja de trabajo en la que se encuentra la información de presión y caudal, en la ventana que se desplegará como se observa en la **figura 14**.

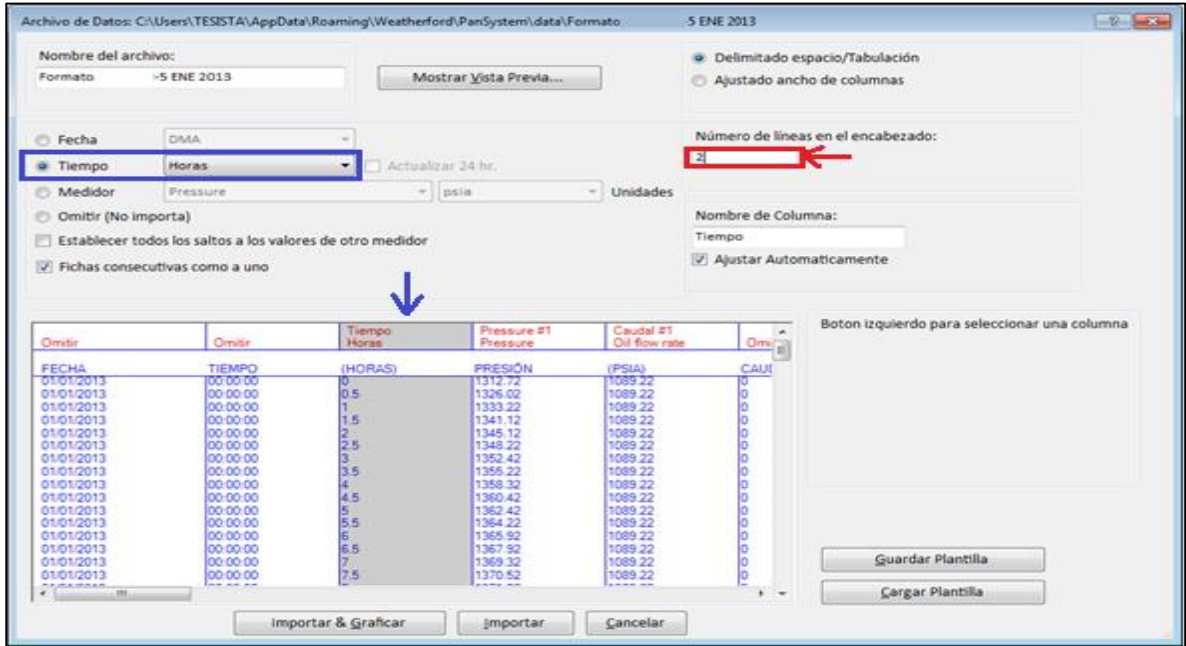
Figura 14. Seleccionar la hoja de trabajo en Excel.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

4. En la ventana emergente, es necesario poner el número de líneas del encabezado ya que estas se deben omitir como se muestra en la **figura 15** con una línea de rojo, además hay que seleccionar las columnas importantes como lo son el tiempo, la presión y el caudal para asignarles el nombre y las unidades respectivas como se muestra con la línea azul. Para seleccionar las columnas solo es necesario dar click derecho en la columna que se quiere seleccionar.

Figura 15. Seleccionar número de líneas y columnas a utilizar.

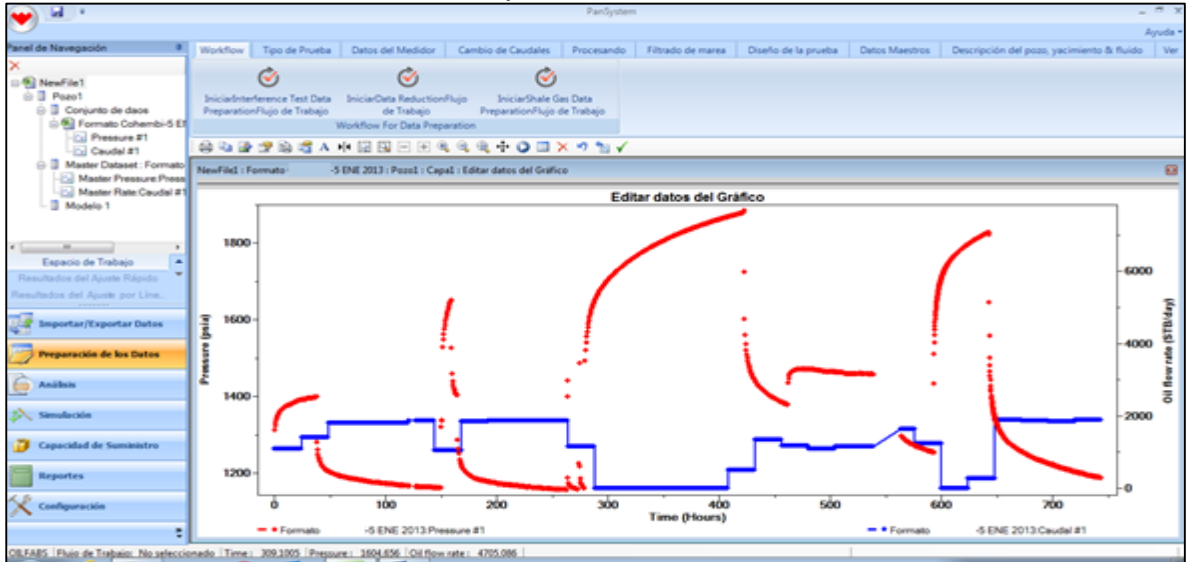


Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

- Se desplegará una ventana en la cual se puede guardar una plantilla de los datos cargados, si se requiere, seleccionar sí o no, si no es necesario, además saldrá una ventana mostrando el número de datos importados poner aceptar para continuar.

El programa mostrará la gráfica de los datos importados como se muestra en el **gráfico 34**.

Gráfico 34. Gráfico de los datos importados.

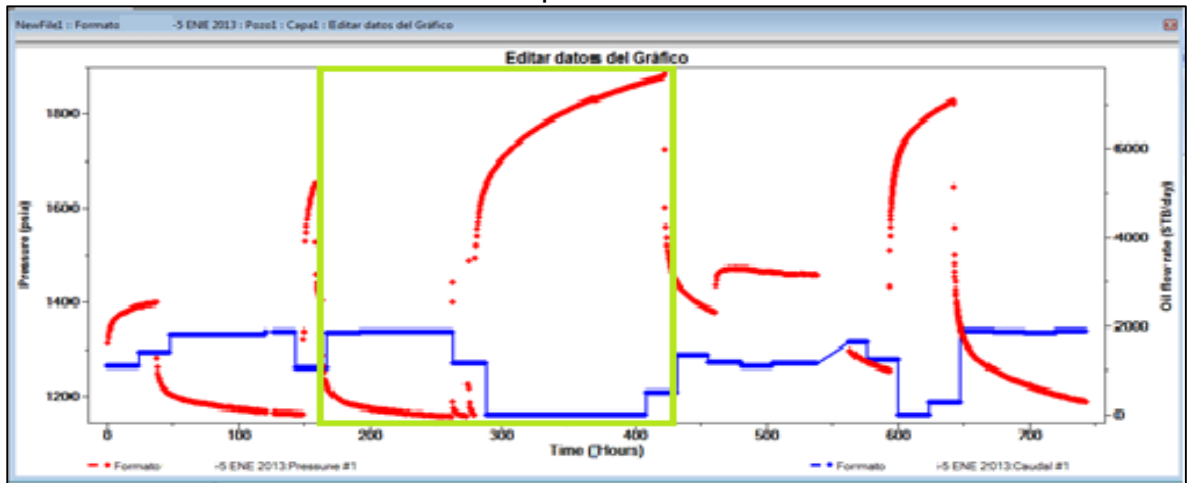


Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

5.1.1.2 Preparación de los datos. En este paso se llevará a cabo la adecuación de los datos importados para realizar la interpretación de la prueba de restauración de presión.

1. Seleccionar del menú lateral izquierdo la opción preparación de los datos. En esta opción es necesario identificar el PBU que se va a interpretar para realizar la preparación de datos adecuadamente. Hay que tener en cuenta que un PBU de mayor duración permitirá obtener información de mayor calidad debido a la cantidad de datos. Para esta interpretación se seleccionó el PBU que está señalada con la línea amarilla, como lo muestra el **gráfico 35**.

Gráfico 35. Selección del PBU a interpretar.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Al seleccionar la opción de preparación de datos se desplegará un menú con varias opciones de las cuales se usarán las siguientes:

- Cambio de caudales: Esta opción permite relacionar los puntos de presión y caudal.
 - Descripción del pozo, yacimiento & fluido: En esta opción se pondrán los valores de los parámetros del yacimiento y el pozo.
2. Seleccionar la opción de cambio de caudales y en el menú que aparece la opción cambio de caudales como se muestra en la **figura 16**.

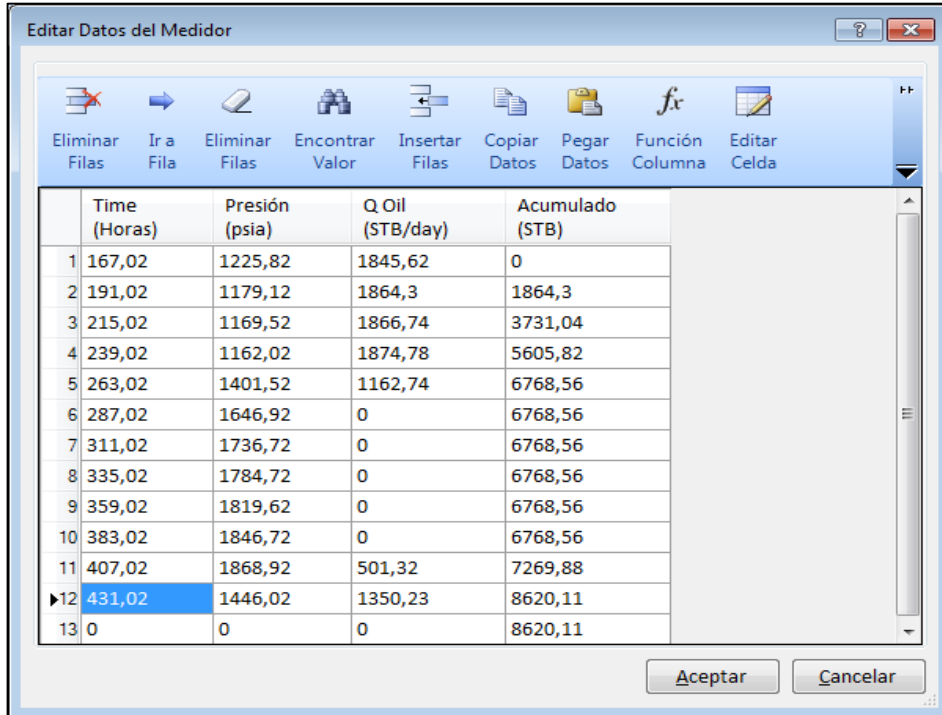
Figura 16. Opción de cambio de caudales.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

3. En la ventana emergente es necesario introducir los datos de caudal y presión, correspondientes al PBU que se eligió para realizar la interpretación, teniendo en cuenta el tiempo en horas. Este paso es de gran importancia debido que permite anclar la información para la interpretación, como se muestra en la **figura 17**. Para agregar los datos a la tabla se selecciona el dato que se quiere agregar, se copia y se pega en la tabla dando click derecho y seleccionando la opción pegar.

Figura 17. Datos de presión y caudal del PBU seleccionado.

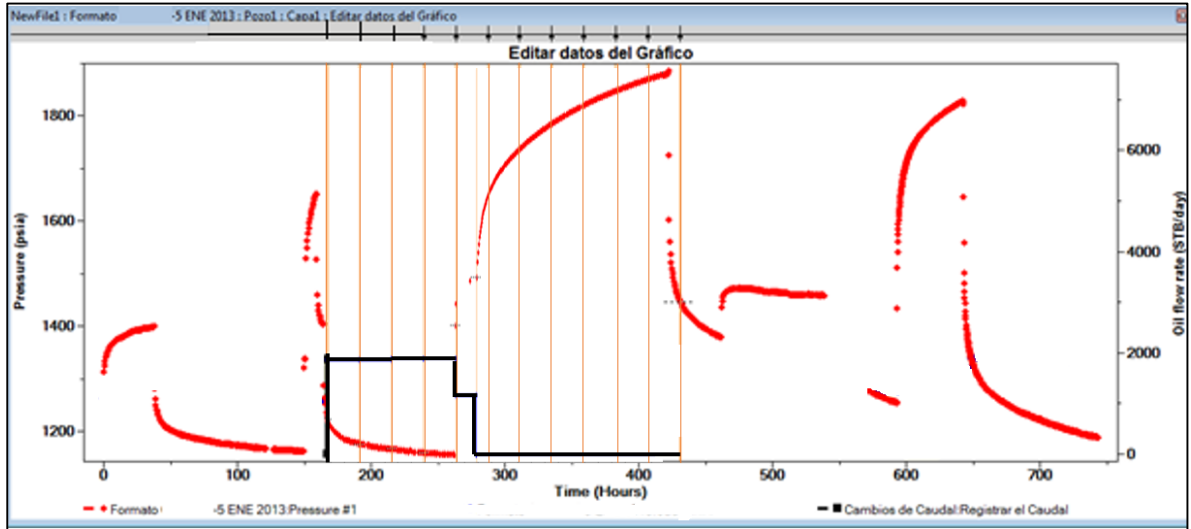


	Time (Horas)	Presión (psia)	Q. Oil (STB/day)	Acumulado (STB)
1	167,02	1225,82	1845,62	0
2	191,02	1179,12	1864,3	1864,3
3	215,02	1169,52	1866,74	3731,04
4	239,02	1162,02	1874,78	5605,82
5	263,02	1401,52	1162,74	6768,56
6	287,02	1646,92	0	6768,56
7	311,02	1736,72	0	6768,56
8	335,02	1784,72	0	6768,56
9	359,02	1819,62	0	6768,56
10	383,02	1846,72	0	6768,56
11	407,02	1868,92	501,32	7269,88
▶12	431,02	1446,02	1350,23	8620,11
13	0	0	0	8620,11

Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

4. Al introducir los datos se mostrará una gráfica en la cual aparecerán registrados los cambios de caudales como se muestra en el **gráfico 36**.

Gráfico 36. PBU con los cambios de caudales realizados.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.


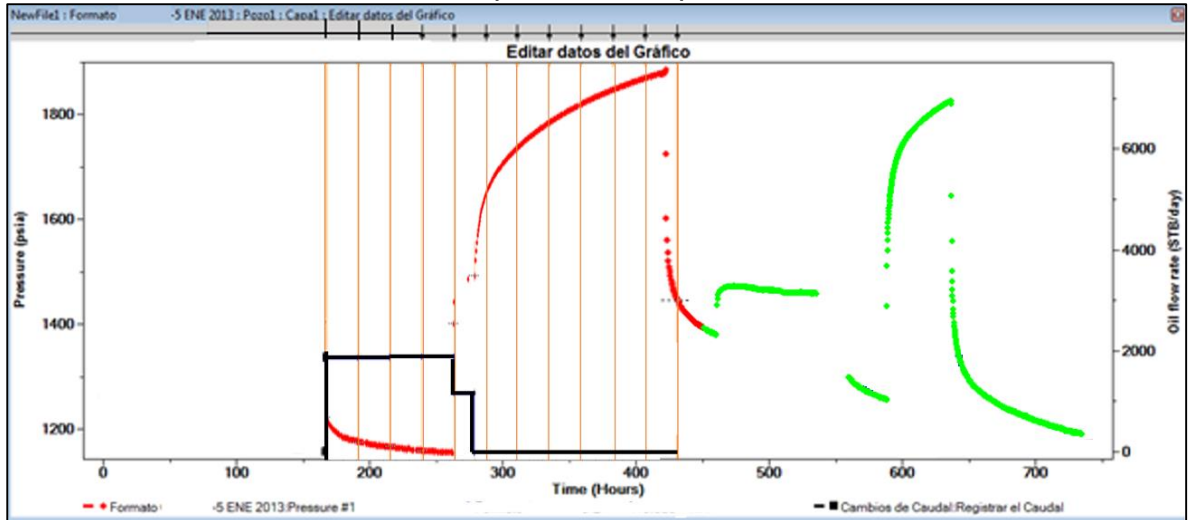
5. Borrar los datos de presión que no pertenezcan al PBU que se va a interpretar con la  opción ubicada en el menú superior, esta opción permite seleccionar manualmente los puntos, una vez seleccionados oprimir la tecla suprimir. Este paso es necesario debido a que un PBU consta de un tiempo de producción constante y un cierre de producción, por lo cual es necesario eliminar los demás flujos o cierres. Los puntos verdes en el **gráfico 37**, son los puntos que se seleccionaron para el caso de estudio.

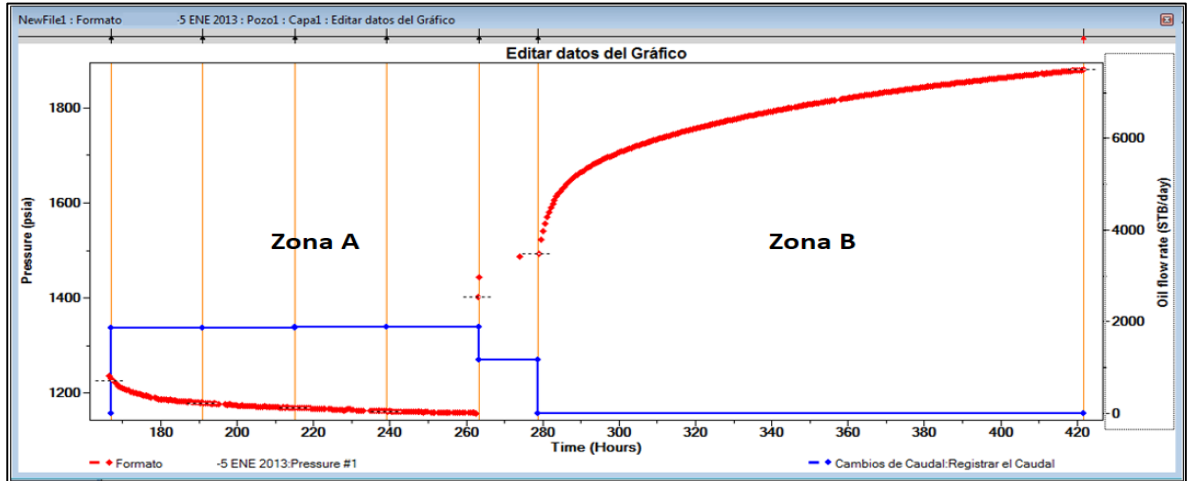
Gráfico 37. Eliminación de datos que no corresponden al PBU.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

6. El **gráfico 38** muestra el PBU después de la eliminación de datos no correspondientes al PBU seleccionado, la zona A muestra el tiempo de producción del pozo y la zona B muestra el tiempo de cierre de producción.

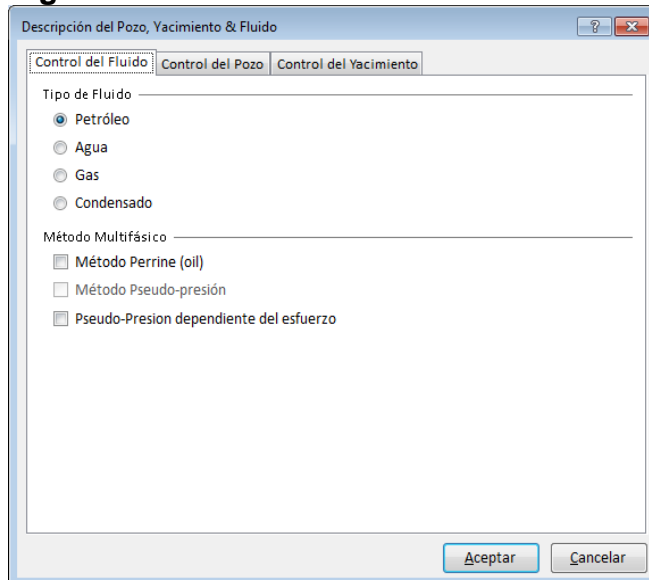
Gráfico 38. Gráfico de PBU ajustado.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

7. Seleccionar la opción de descripción del pozo, yacimiento & fluido para introducir las propiedades del yacimiento, en el menú que se desplegara seleccionar modelo analítico, en la ventana emergente es necesario introducir los datos del fluido, del pozo y del yacimiento.
8. En la pestaña de control del fluido se selecciona el tipo de fluido que se tiene en el yacimiento en este caso se seleccionara petróleo, aunque el programa permite seleccionar gas y agua también dependiendo de si es flujo multifásico. Como se muestra en la **figura 18**.

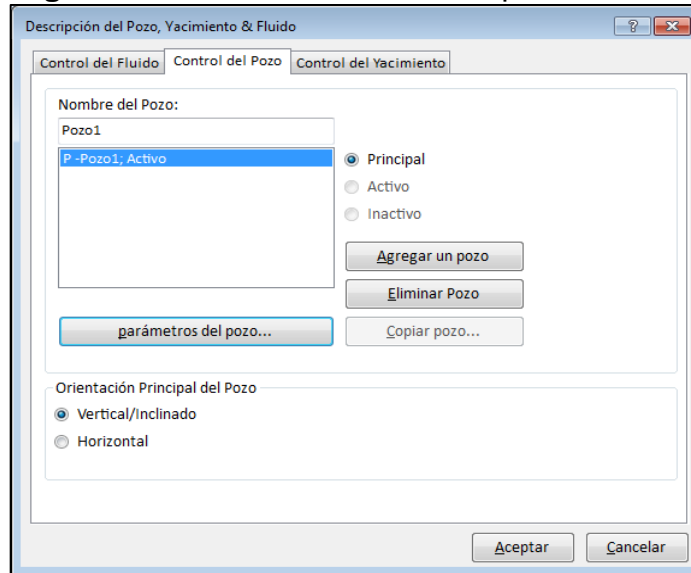
Figura 18. Pestaña de control del fluido.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

9. En la pestaña de control de pozo se introducirá el radio de pozo que se tiene en el yacimiento en unidades de campo, además es necesario seleccionar la orientación del pozo que para este caso será vertical, observar **figura 19**.

Figura 19. Pestaña de control del pozo.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM.
Modificado por los autores.

10. En la pestaña de control de yacimiento es necesario introducir los datos de la capa y de los fluidos, los datos del fluido fueron sacados del PVT del Campo El Triunfo el cual se puede observar en el capítulo de modelo de fluido, los datos de entrada para el Triunfo-5 PBU enero del 2013 se muestran en la **tabla 20**.

Tabla 20. Datos de la capa y de los fluidos para el Campo el Triunfo.

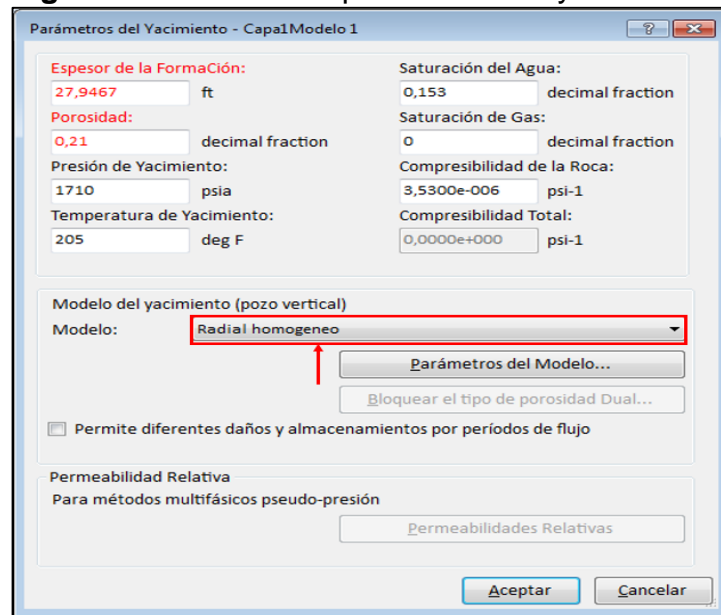
Parámetro	Valor
Porosidad (%)	21,0%
Espesor (ft)	27,94
Radio del pozo (ft)	0,35
Profundidad sensor (md)	8833
Profundidad sensor (tvd)	8144,87
Presión del yacimiento (psia)	1710
Temperatura del yacimiento (°f)	205
Viscosidad del gas (cp)	0,012
Viscosidad del petróleo (cp)	19,27
Bs&w (%)	0,10%
Saturación de agua inicial (%)	15,3%
Relación de gas en solución (scf/stb)	68
Factor volumétrico del gas (rb/stb)	0,0049

Tabla 20. (Continuación).

Parámetro	Valor
Factor volumétrico del petróleo (rb/stb)	1,08
Densidad del petróleo (lbs/ft3)	55,102
Factor volumétrico del petróleo (rb/stb)	1,08
Densidad del petróleo (lbs/ft3)	55,102
Punto de burbuja (psia)	593,7
Compresibilidad agua (psi-1)	3,26E-06
Compresibilidad fluido (psi-1)	6,23E-06
Compresibilidad de la formación (psi-1)	3,53E-06
Compresibilidad total (psi-1)	9,31E-06

11. En la pestaña de parámetros de yacimiento también es posible seleccionar el modelo del límite como se muestra en la **figura 20** con la línea roja, para el caso de estudio se seleccionará radial homogéneo debido a que los límites del yacimiento no se tienen definidos y se hallaran con la interpretación.

Figura 20. Pestaña de parámetros de yacimiento.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

12. En la pestaña de parámetros de fluido es necesario ingresar los datos, para este caso se usarán los datos hallados en el capítulo del modelo de fluido. En caso de no tener los datos, el programa puede calcularlos mediante el uso de correlaciones seleccionando la opción correlaciones y las correlaciones que se deseen usar. Como se muestra en la **figura 21**.

Figura 21. Pestaña de parámetros de fluido de petróleo.

Parámetros del fluido de petróleo - Capa1

Parámetros de fluido del Petróleo

GOR Producido: 68 scf/STB Corte de Agua: 0,001 Fracción decimal Revisar la presión: 1710 psia Revisar la temperatura: 205 Grado F

Usar Correlaciones

Gravedad del Petróleo: 5 API Bo, Pb, Rs: Giaso

Gravedad Específica del Gas: 0 sp grav Viscosidad del Petróleo: Beal et al

Salinidad del Agua: 0 ppm Viscosidad del Gas: Carr et al

Cálculo de la Compresibilidad de la Formación: Correlaciones Hall

Módulo de Young (E): 0 psi

Relación de Poisson (Nu): 0 unidad

Propiedades del Petróleo: Bo: 1,089212408 RB/STB, Uo: 19,27722842 cp, Co: 6,239E-06 psi-1, po: 55,10212766 lb/ft3

Propiedades del Agua: Bw: 0 RB/STB, Uw: 0 cp, Cw: 3,260E-06 psi-1, pw: 0 lb/ft3

Propiedades del Gas: Bg: 0,004912692 pie3/scf, Ug: 0,012556099 cp, Cg: 0,0000e+000 psi-1, pg: 0 lb/ft3

GOR en solución (Rs): 68 scf/STB Punto de Burbuja (Pb): 593,7 psia

Compresibilidad Total y de Formación: Cf: 3,5300e-006 psi-1, Ct: 9,313E-06 psi-1

Botones: Corrección al Datum..., Tabla Pseudo..., Aceptar, Cancelar

Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

5.1.1.3 Análisis de pruebas de presión. En este paso se realiza el análisis de las pruebas de restauración, por lo cual es necesario ubicar los regímenes de flujo, seleccionar el modelo del límite más adecuado y realizar las gráficas de análisis que se requieran.

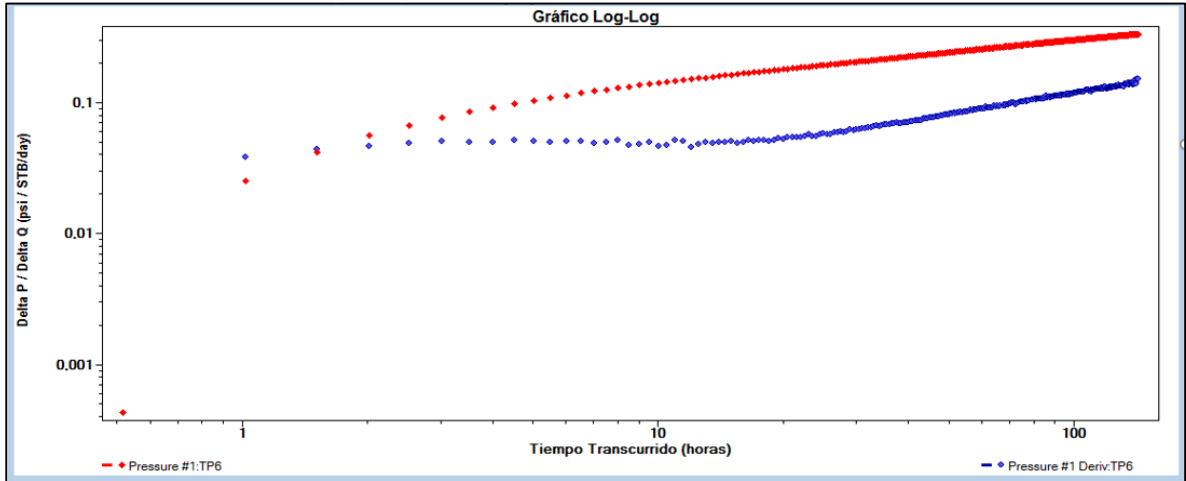
1. Seleccionar la pestaña de análisis, esta opción permite realizar la interpretación. Se desplegará un menú en el cual se seleccionará la opción tipos de gráficos, en este se encontrarán diferentes opciones, las cuales son:

- Gráfico Log- Log.
- Gráfico Semi-Log.
- Gráfico lineal.
- Gráfico cartesiano.

El tipo de gráfico que se seleccionará depende de la interpretación, para el caso de estudio se seleccionó el gráfico Log-Log puesto que este permite identificar los regímenes de flujo, además el Semi-Log debido a que permite verificar si el flujo radial quedo bien ubicado, el gráfico cartesiano que permite verificar si el coeficiente de almacenamiento quedo bien ubicado y el gráfico lineal que permite observar si hay flujo lineal.

2. Realizar el gráfico Log-Log, seleccionar la opción que dice Log-Log, aparecerá la gráfica de la presión y la derivada de presión como se muestra en el **gráfico 39**.

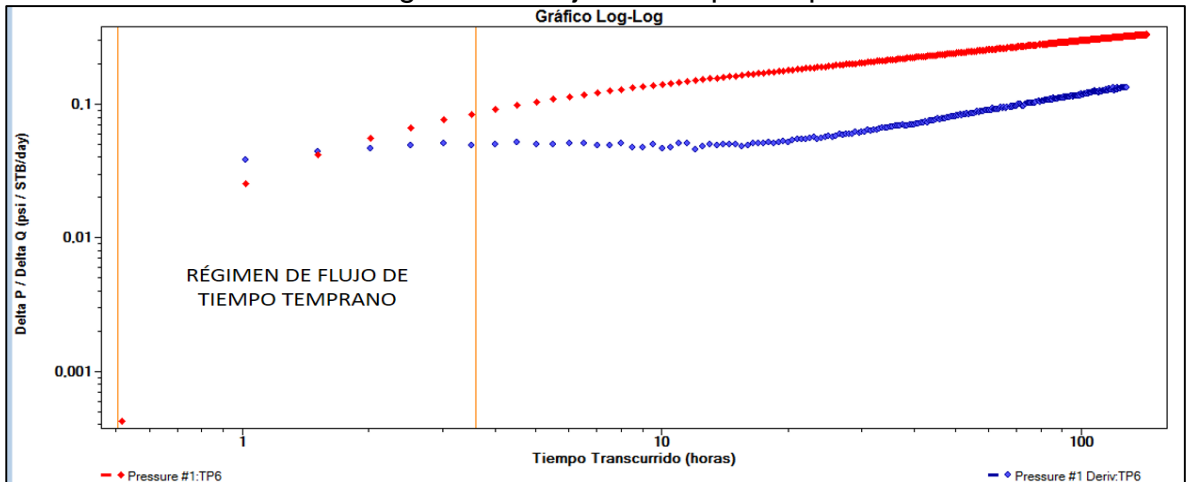
Gráfico 39. Gráfico Log-Log.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

3. Seleccionar la opción de régimen de flujo en la cual se ajustarán los regímenes de flujo: Almacenamiento de pozo y flujo radial.
4. El tiempo temprano permitirá determinar el coeficiente de almacenamiento este se identificará donde la curva de la presión y la derivada se superpongan e ira hasta donde la curva de presión deje de tener una pendiente de 1, al seleccionar la opción de regímenes de flujo saldrán unas líneas, ubicarlas donde se identificó cada régimen, como se muestra en el **gráfico 40**.

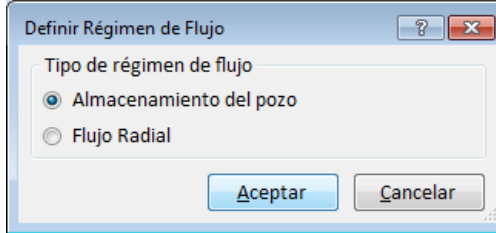
Gráfico 40. Selección de régimen de flujo de tiempo temprano.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

5. Al ubicar el régimen de flujo se desplegará una ventana en esta se debe definir el régimen de flujo que se ubicó, como lo muestra la **figura 22**.

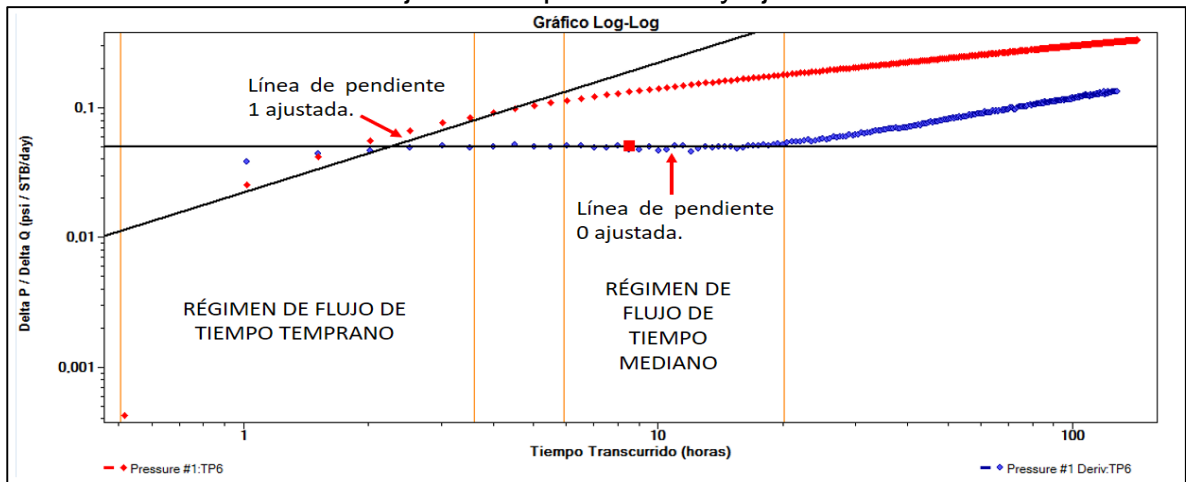
Figura 22. Definir régimen de flujo.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

6. A continuación, saldrá una línea la cual debe ubicarse donde se identificó el régimen de flujo, para el almacenamiento de pozo.
7. Para ubicar el régimen de flujo radial se repetirá el procedimiento. El flujo radial permitirá identificar el flujo de yacimiento radial, este se establecerá donde la curva de la derivada de presión tenga una pendiente de 0, como lo muestra el **gráfico 41**.

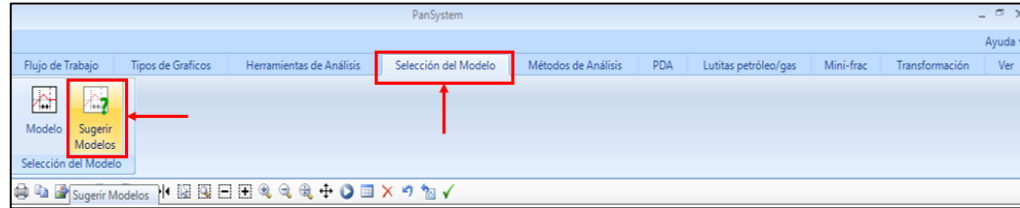
Gráfico 41. Selección de flujo de tiempo mediano y ajuste de líneas.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

8. Seleccionar la opción selección del modelo en el menú de la parte superior, y en las opciones que se desplegarán seleccionar la opción modelo si ya se tiene identificado el límite de yacimiento o la opción sugerir modelos si no se ha identificado, para el caso de estudio se seleccionó la opción sugerir modelos, como se muestra en la **figura 23** con la línea roja.

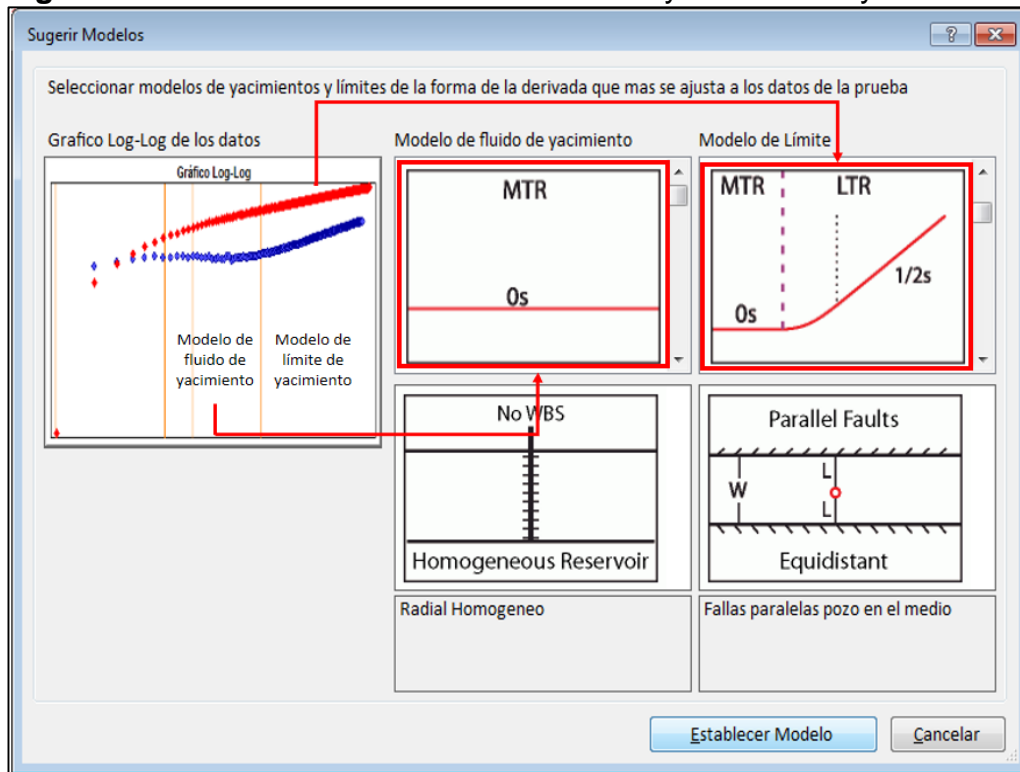
Figura 23. Selección del modelo de límite del yacimiento.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

9. En la ventana que se desplegara, se identificará el modelo del fluido del yacimiento y el modelo del límite identificando la opción que mejor se ajuste a la gráfica de presión que se tiene, como se observa en la **figura 24**.

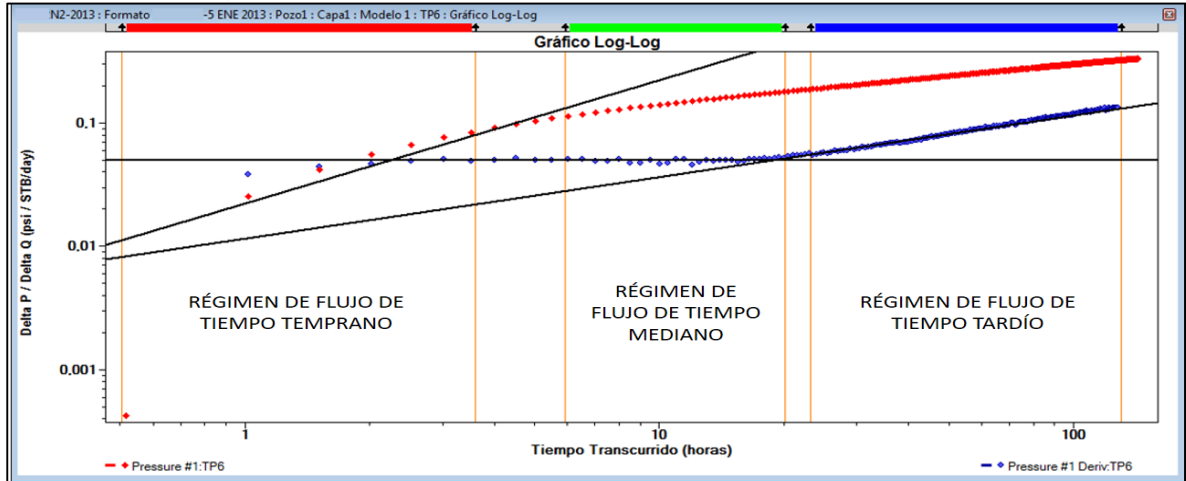
Figura 24. Identificación del modelo del fluido y el límite del yacimiento.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

10. Ajustar mediante la opción de régimen de flujo el tiempo tardío y ajustar la línea que representa el límite a los puntos que se tienen de la prueba como se observa en el **gráfico 42**.

Gráfico 42. Regímenes de flujo ajustados.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

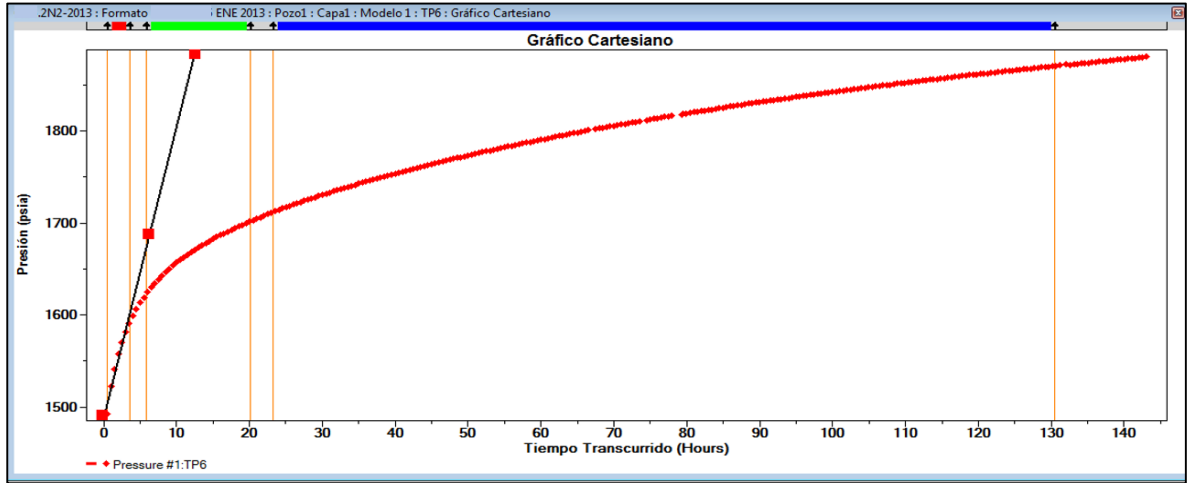
11. Después de ajustar los regímenes de flujo en el panel de navegación ubicado a la izquierda se desplegarán los resultados obtenidos en el análisis. La **tabla 21** muestra los resultados obtenidos en el gráfico Log-Log.

Tabla 21. Resultados de la línea gráfico Log-Log.

Resultados de la línea gráfico Log-Log	
CS	2,05 bbl/psi
KH	29812,37 md.ft
K	1066,75 md
W	1338,73 ft
S	-5,63
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

12. Seleccionar en la opción tipos de gráfico el gráfico cartesiano, si se observa que es necesario ajustar el régimen de flujo mediante el cursor seleccionar con click derecho la línea que se quiere ajustar y moverla a donde se requiera. Al igual que para el gráfico log-log los resultados pueden observarse en el panel de navegación. El **gráfico 43** muestra el gráfico cartesiano y la **tabla 22** los resultados obtenidos.

Gráfico 43. Gráfico cartesiano.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

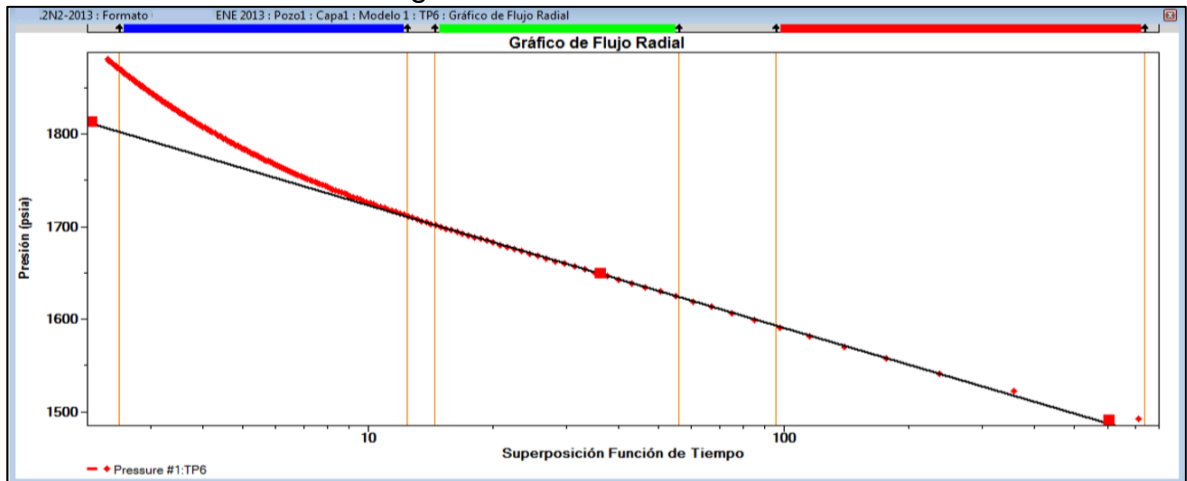
Tabla 22. Resultados de la línea gráfico cartesiano.

Resultados de la línea gráfico Cartesiano

CS	1,68 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

13. Seleccionar de la opción de tipos de gráficos el gráfico semi-log para generar el gráfico semi-log como se muestra en el **gráfico 44**, los resultados obtenidos se muestran en la **tabla 23**.

Gráfico 44. Gráfico Semi-Log.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

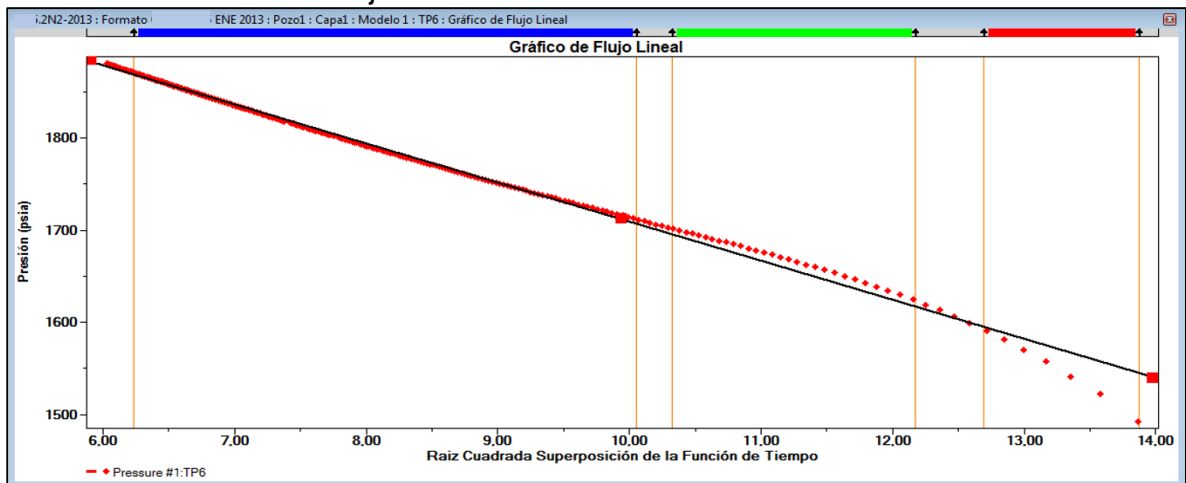
Tabla 23. Resultados de la línea gráfico Semi-Log.

Resultados de la línea gráfico Semi-Log

KH	30142,92 md.ft
K	1078,58 md
S	-5,71
DPS	-655,48 psi
FE	2,80
P*	1854,62 psia
RINV	1854,98 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

14. Seleccionar de la opción tipos de gráfico lineal para generar el gráfico lineal como se muestra en el **gráfico 45**, la **tabla 24** muestra los resultados obtenidos.

Gráfico 45. Gráfico de flujo lineal.



Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Tabla 24. Resultados de la línea gráfico lineal.

Resultados de la línea gráfico de Flujo Lineal

K	1078,58 md
W	836,67 ft
S	-5,71
P*	2131,22 psia
L1	418,34 ft
SCONV	5,90
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

En el anexo se encontrará en detalle todos los resultados, de todas las pruebas de restauración de presión junto con sus gráficas que los soportan.

6. ACTUALIZACIÓN DEL TREN DE PRESIÓN E HISTÓRICO DE DAÑO

En este capítulo se actualizó el tren de presión y se consolidó el histórico de daño de formación de los pozos productores; por medio de los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de restauración de presión.

6.1 ACTUALIZACIÓN DEL TREN DE PRESIÓN DEL CAMPO EL TRIUNFO

Para la actualización del tren de presión del Campo el Triunfo se utilizó como data de entrada las presiones resultantes de la interpretación de las pruebas de restauración de este proyecto.

Para realizar el tren de presión se realizó el mismo procedimiento llevado a cabo en el capítulo tres. En la **tabla 25** se muestran los datos de entrada de la actualización del tren de presión.

Tabla 25. Datos de entrada actualización tren de presión.

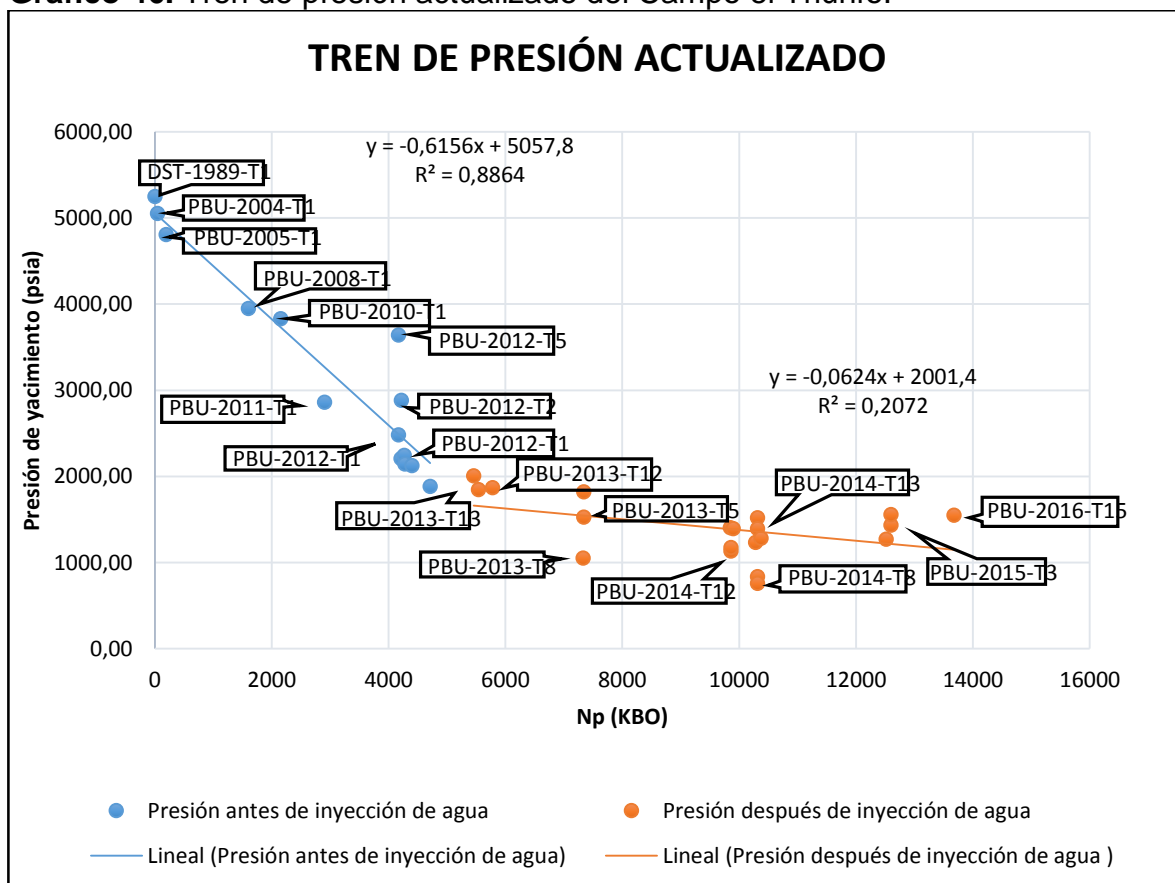
Pozo	Fecha	Prueba	Np(MBN)	Presión (Psia)
El Triunfo -1	Dic-31-1989	# DST	0	5249,99
El Triunfo -1	Sep-14-2004	# PBU	46,97	5054,49
El Triunfo -1	Feb-16-2005	# PBU	192,07	4808,87
El Triunfo -1	Dic-14-2008	# PBU	1602,61	3949,77
El Triunfo -1	May-28-2010	# PBU	2155,32	3830,81
El Triunfo -1	May-21-2011	# PBU	2901,69	2862,65
El Triunfo -1	May-09-2012	# PBU	4166,82	2482,81
El Triunfo -5	May-10-2012	# PBU	4166,92	3640,98
El Triunfo -1	May-09-2012	# PBU	4210,89	2208,05
El Triunfo -2	May-10-2012	# PBU	4215,79	2881,97
El Triunfo -7	Jun-03-2012	# PBU	4268,55	2244,81
El Triunfo -7	Jun-02-2012	# PBU	4277,27	2145,86
El Triunfo -3	Jun-28-2012	# PBU	4399,83	2127,43
El Triunfo -8	Sep-13-2012	# PBU	4712,43	1884,95
El Triunfo -5	Ene-12-2013	# PBU	5458,15	2005,90
El Triunfo -13	Ene-22-2013	# PBU	5537,86	1848,61
El Triunfo -12	Feb-25-2013	# PBU	5778,75	1870,24
El Triunfo -8	Ago-15-2013	# PBU	7328,52	1053,15
El Triunfo -5	Ago-16-2013	# PBU	7342,07	1528,08
El Triunfo -7	Ago-16-2013	# PBU	7342,07	1818,41
El Triunfo -5	Abr-28-2014	# PBU	9849,85	1407,00
El Triunfo -3	Abr-29-2014	# PBU	9860,50	1133,30

Tabla 25. (Continuación).

Pozo	Fecha	Prueba	Np(MBN)	Presión (Psia)
El Triunfo -12	Abr-29-2014	# PBU	9860,50	1175,48
El Triunfo -7	May-02-2014	# PBU	9896,57	1395,71
El Triunfo -15	Jun-29-2014	# PBU	10280,73	1233,88
El Triunfo -8	Jul-02-2014	# PBU	10316,16	837,84
El Triunfo -10	Jul-02-2014	# PBU	10316,16	1520,39
El Triunfo -13	Jul-02-2014	# PBU	10316,16	1395,36
El Triunfo -14	Jul-02-2014	# PBU	10316,16	760,44
El Triunfo -3	Jul-09-2014	# PBU	10373,54	1284,36
El Triunfo -14	May-25-2015	# PBU	12514,65	1272,54
El Triunfo -3	Jun-09-2015	# PBU	12600,05	1435,40
El Triunfo -10	Jun-09-2015	# PBU	12600,05	1556,31
El Triunfo -15	Ene-16-2016	# PBU	13678,27	1549,47

El **gráfico 46** muestra el tren de presión actualizado el cual se realiza al graficar la presión de yacimiento vs el petróleo producido.

Gráfico 46. Tren de presión actualizado del Campo el Triunfo.



En el tren de presión se puede observar que la gráfica tiene dos comportamientos, al principio se tiene una línea azul que representa una caída en la presión del yacimiento por la falla de soporte energético que tenía el yacimiento inicialmente, a finales del año 2012 se inició la inyección de agua en el primer pozo y a finales de 2013 en el segundo para disminuir y controlar la caída de presión en el yacimiento. Como se puede observar en la línea naranja la presión se mantuvo casi constante demostrando que la inyección de agua realizó el efecto que se esperaba.

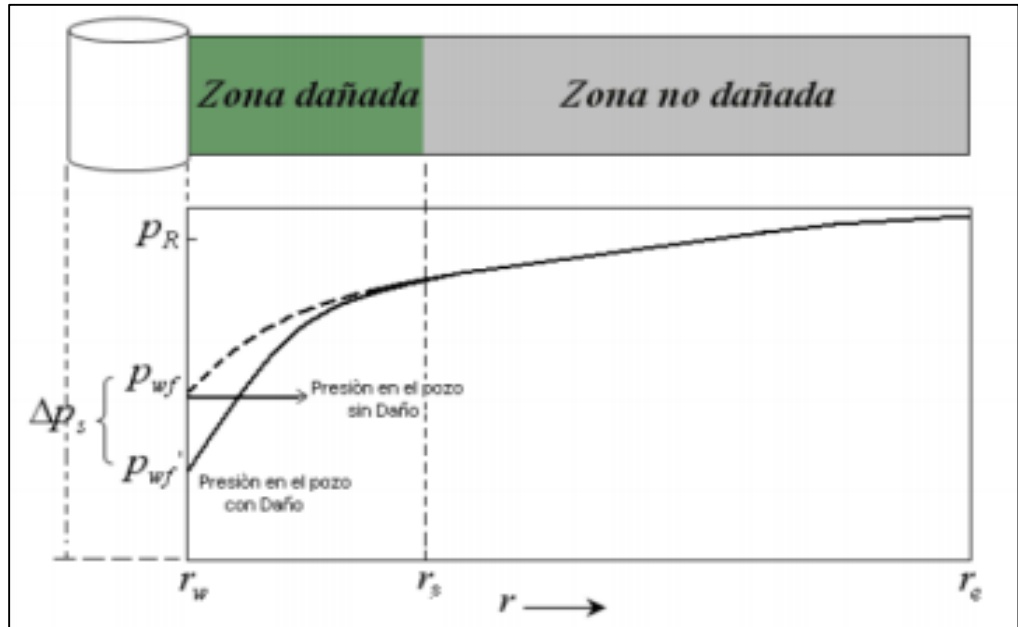
6.2 HISTÓRICO DE DAÑO DE FORMACIÓN

El histórico de daño de formación permite observar el cambio del daño a lo largo de la historia de producción del pozo, debido a las actividades de perforación y workover que se han llevado a cabo en este.

6.2.1 Daño de formación. Es usual para materiales como el filtrado de lodo, cemento o partículas de arcilla entrar a la formación durante las operaciones de perforación, completamiento o workover y así reducir la permeabilidad en las cercanías del pozo, este efecto es comúnmente llamado daño de pozo, y la región dañada por la permeabilidad es llamada la zona alterada. Muchos pozos son estimulados por acidificación y fracturamiento, lo cual incrementa la permeabilidad en la cara del pozo. Por lo tanto, la permeabilidad en la cara del pozo es diferente de la permeabilidad donde la formación no ha sido afectada por perforación o estimulación.³⁷ En la **figura 25** se ilustra la zona dañada.

³⁷ GODIN SIERRA, Francisco; PACHON ORDOÑEZ, Yessika. Realización E Interpretación De Una Prueba De Restauración De Presión En Un Pozo Con Bombeo Mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. 29 p.

Figura 25. Ilustración de la zona dañada.



Fuente: Michael Golan. Well performance. 2ª ed. EnglewoodsCliffs, NJ: Prentice Hall, 1991.p. 127.

Según Godín y Pachón los valores de daño pueden ser interpretados para caracterizar físicamente la cara del pozo, teniendo en cuenta los siguientes valores³⁸:

- **Daño mayor a 0 ($S > 0$):** cuando una zona dañada esta cerca a la cara del pozo, la permeabilidad disminuye. La magnitud del factor de daño incrementa con la disminución de la permeabilidad de la cara del pozo y la longitud del radio dañado incrementa. Debido a esto la presión con la que sale el fluido de la formación hacia el pozo disminuye como se observa en la **figura 25**, haciendo mas difícil llevar los fluidos a superficie.
- **Daño igual a cero ($S = 0$):** esto ocurre cuando no hay alteración de la permeabilidad inicial en la cara del pozo. Como se observa en la **figura 25**, en una zona sin daño la caída de presión representa la presión necesaria para que se de el flujo de fluidos a una permeabilidad inicial.
- **Daño menor a 0 ($S < 0$):** cuando la permeabilidad en la cara del pozo es mayor que la de la formación, existe un valor de daño negativo, lo cual indica que se ha realizado una operación de disminución de daño. Esta alteración en la permeabilidad genera que los fluidos fluyan con mayor facilidad a superficie, pesto que poseen una mayor presión al salir de la formación.

³⁸ GODIN SIERRA, Francisco; PACHON ORDOÑEZ, Yessika. Realización E Interpretación De Una Prueba De Restauración De Presión En Un Pozo Con Bombeo Mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. 31 p.

6.2.1.1 Factores que afectan el daño de formación. Según Juan González los factores de daño que afectan la permeabilidad alrededor de la cara del pozo son³⁹:

- **Perforación:** en operaciones de perforación la zona productora está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, debido a la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos, tanto de los recortes de la broca como del fluido de perforación.
- **Cementación:** durante la cementación de la tubería, las lechadas de cemento que están formadas por fluidos lavadores, espaciadores, y otros productos químicos pueden ser fuentes potenciales de daño de formación.
- **Terminación:** durante la terminación de pozo se llevan a cabo operaciones como: asentamiento de tubería de producción, limpieza del pozo, recementaciones, control de pozo, entre otras. En este tipo de operaciones pueden perderse sólidos y fluidos que invaden la formación causando daño.
- **Estimulación:** la estimulación de pozos es una operación realizada para disminuir el daño de formación, por lo que debe ser diseñada cuidadosamente para evitar que el fluido inyectado contra la formación deje residuos que causen daños difíciles de remover.
- **Limpieza:** mediante esta operación se busca remover materiales diversos, lo cual disminuiría el factor de daño, pero al igual que con la estimulación es necesario evaluar la compatibilidad de los fluidos que se usaran.
- **Producción:** durante la producción los intervalos cañoneados son susceptibles a ser taponeados por sólidos de la formación que son arrastrados por el flujo de fluidos, lo que puede generar daño de formación.

6.2.2 Histórico de daño de formación del Campo el Triunfo. El histórico de daño de formación del Campo el Triunfo se realizó para cada pozo teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de restauración de presión, graficando el tiempo versus el daño de formación obtenido.

6.2.2.1 Triunfo-1. Se realizaron 6 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 26**.

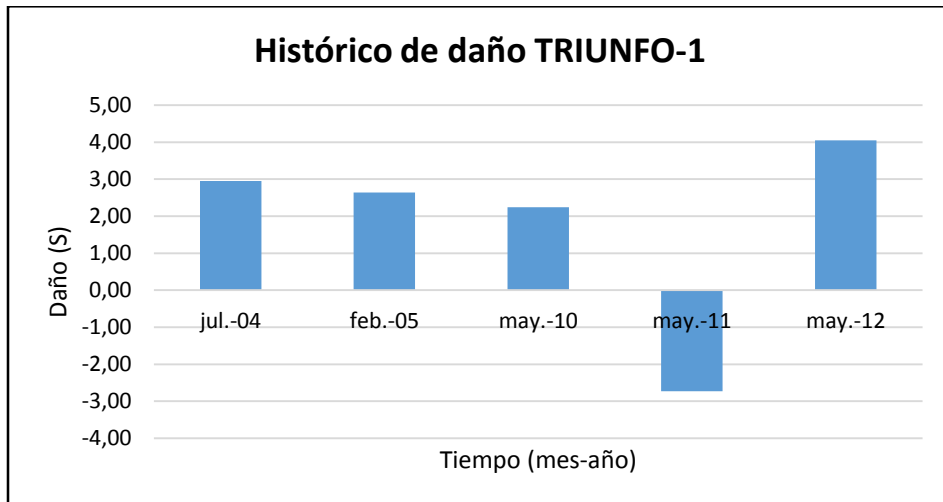
Tabla 26. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-1.

Año	S
2004	2,95
2005	2,64
2007	5,42
2010	2,24
2011	-2,73
2012	3,62

³⁹ GONZÁLES ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F. : Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. 11-13 p.

En el **gráfico 47** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-1 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 47. Histórico de daño de formación Triunfo-1.



En el **gráfico 47** se observa la variación del daño de formación debido a operaciones de workover. En el año 2004 se observa un daño de formación positivo ya que se realizó una operación de wireline intentando sentar el mandril de inyección, en el año 2011 se dio una disminución del daño debido a una intervención con slick line en la cual, por medio de un limpiador de arena, se limpia el pozo por taponamiento con arena y en el año 2012 se observa el aumento de daño por trabajos de coiled tubing y la migración de sólidos de la formación a la cara del pozo por la producción de fluidos.

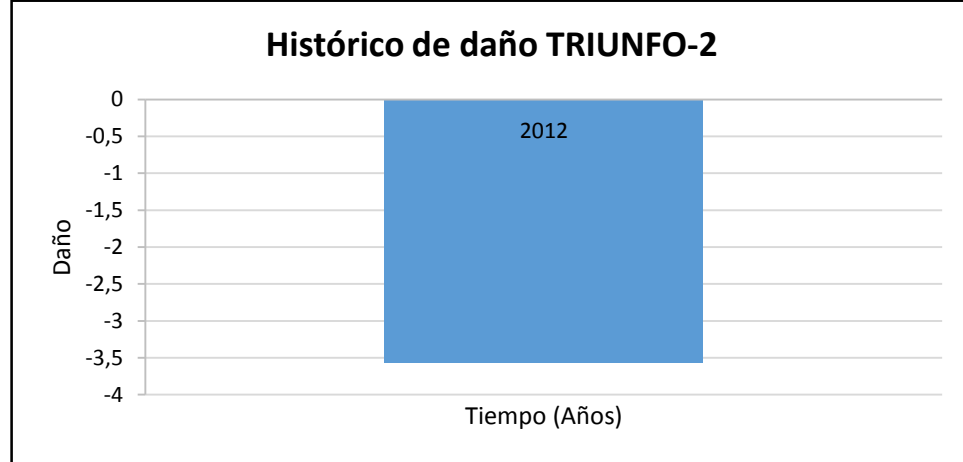
6.2.2.2 Triunfo-2. Se realizó 1 prueba de restauración de presión de la cual se obtuvo el siguiente valor de daño de formación como se muestra en la **tabla 27**. Ver **anexo 3**.

Tabla 27. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-2.

Año	S
2012	-3,57

En el **gráfico 48** se puede observar el daño de formación del pozo Triunfo-2 en el año 2012.

Gráfico 48. Histórico de daño de formación Triunfo-2.



Como se observa en el **gráfico 48** para el Triunfo-2 existe un valor negativo de daño de formación, esto se debe a las excelentes propiedades de roca que tiene este pozo.

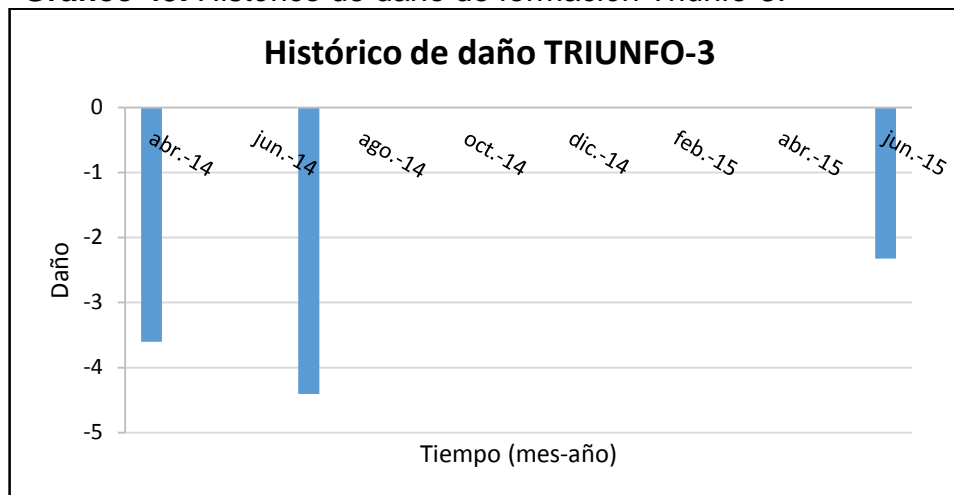
6.2.2.3 Triunfo-3. Se realizaron 3 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 28**. Ver **anexos 4, 5 y 6**.

Tabla 28. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-3.

Fecha	S
ABR-14	-3,60
JUL-14	-4,40
JUN-15	-2,32

En el **gráfico 49** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-3 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 49. Histórico de daño de formación Triunfo-3.



En el **gráfico 49** se observa que el Triunfo-3 ha permanecido estimulado en el transcurso del tiempo. Esto se debe a que el pozo posee excelentes propiedades de la roca. En junio del 2015 se observa un aumento en el daño de formación ocasionado por la producción de fluidos con la cual ocurre migración de sólidos de la formación a la cara del pozo.

6.2.2.4 Triunfo-4. El histórico de daño de formación del pozo Triunfo-4 no se realizó debido a que los resultados obtenidos de la interpretación de pruebas de restauración son gráficos no representativos, que impiden realizar de manera adecuada el análisis. Ver **anexo 7**.

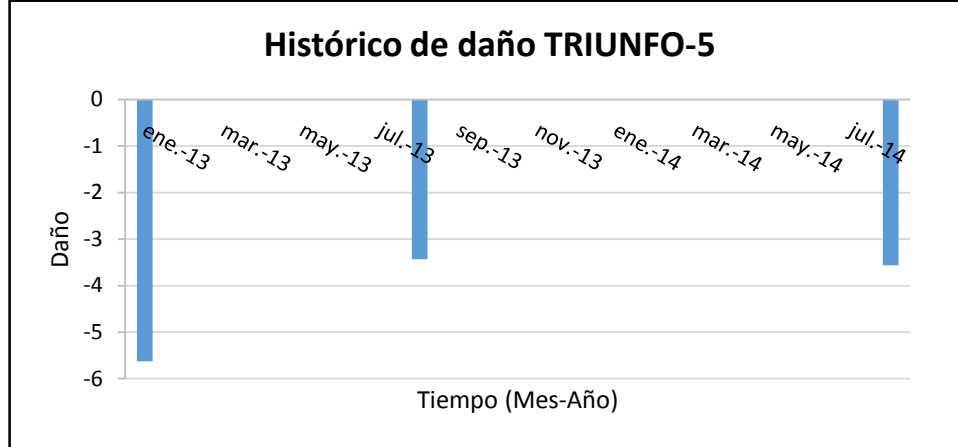
6.2.2.5 Triunfo-5. Se realizaron 3 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 29**. Ver **anexos 8, 9 y 10**.

Tabla 29. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-5.

Fecha	S
ENE-13	-5,62
AGO-13	-3,43
AGO-14	-3,56

En el **gráfico 50** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-5 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 50. Histórico de daño de formación Triunfo-5.



En el **gráfico 50** se observa que el Triunfo-5 ha permanecido estimulado en el transcurso del tiempo. En agosto del 2013 ocurre un aumento en el daño de formación debido a la producción normal de fluidos, en este periodo y en agosto del 2014 el pozo continúa estimulado sin presentar alteraciones en el daño de formación.

6.2.2.6 Triunfo-6. Debido a que es un pozo inyector, allí no se realizan pruebas de restauración de presión sino pruebas de inyectividad y de tipo fall-off.

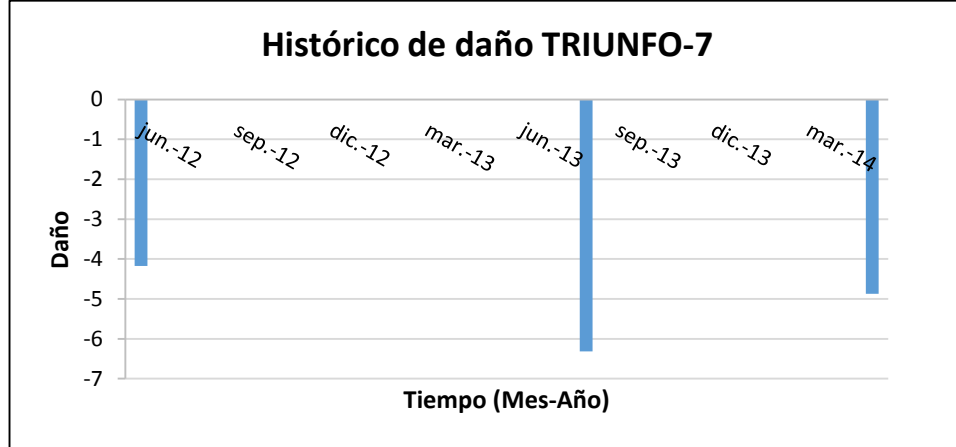
6.2.2.7 Triunfo-7. Se realizaron 3 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 30**. Ver **anexos 11, 12 y 13**.

Tabla 30. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-7.

Año	S
JUN-12	-4,17
AGO-13	-6,31
MAY-14	-4,87

En el **gráfico 51** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-7 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 51. Histórico de daño de formación Triunfo-7.



En el **gráfico 51** se observa que el Triunfo-7 ha permanecido estimulado en el transcurso del tiempo. En agosto del 2013 se observa una disminución en el daño de formación debido a operaciones de mantenimiento donde el fluido utilizado durante esta operación alteró positivamente el daño de formación. El aumento del daño de formación en mayo del 2014 es debido a la migración de sólidos de la formación hacia la cara del pozo por la producción de fluidos.

6.2.2.8 Triunfo-8. Se realizaron 2 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 31**. Ver **anexos 14 y 15**.

Tabla 31. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-8.

Año	S
SEP-13	0
JUN-14	-2,86

En el **gráfico 52** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-8 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 52. Histórico de daño de formación Triunfo-8.



En el **gráfico 52** se observa que en septiembre del 2013 se tiene un daño de formación 0 debido a un comportamiento diferente en el régimen de flujo con respecto a todas las demás pruebas de los diferentes pozos, siendo para esta prueba slanted-well o pozo con inclinación ocasionando este comportamiento. Se observa que en junio del 2014 ocurre una disminución en el daño de formación debido a un lavado con crudo liviano que ocurre a principios de ese daño.

6.2.2.9 Triunfo-9. No se han realizado pruebas de restauración de presión por lo cual no se tienen datos para realizar el histórico de daño de formación de este pozo.

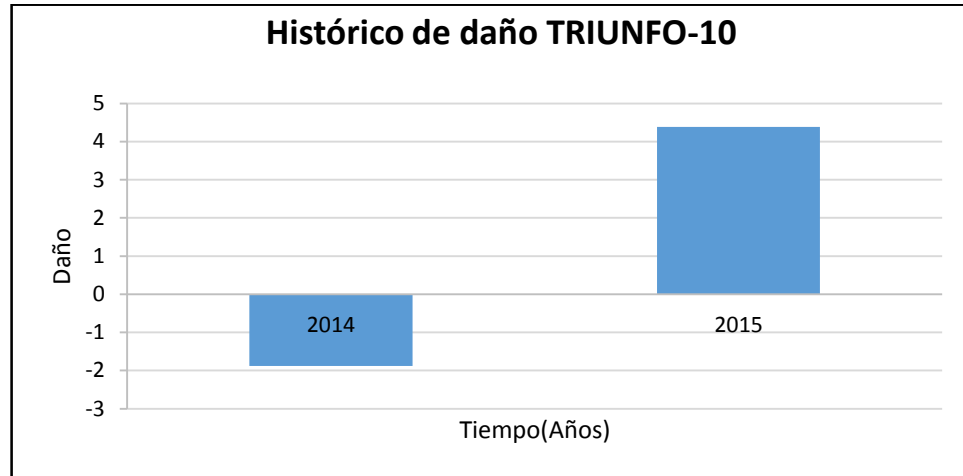
6.2.2.10 Triunfo-10. Se realizaron 2 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 32**. Ver **anexos 16 y 17**.

Tabla 32. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-10.

Año	S
2014	-1,88
2015	4,38

En el **gráfico 53** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-10 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 53. Histórico de daño de formación Triunfo-10.



En el **gráfico 53** se observa que en el año 2014 el pozo debido a condiciones normales en las propiedades de la roca este se encontraba estimulado, sin embargo, el daño de formación aumentó considerablemente para el año 2015 debido a la acumulación de sólidos en la cara del pozo durante la producción de fluidos en este periodo de tiempo.

6.2.2.11 Trunfo-11. Se le realizó una prueba de restauración de presión de la cual se tenía interpretada la presión estática del pozo, pero no se realizó el análisis de daño de formación, por lo cual no es posible realizar el histórico de daño de formación.

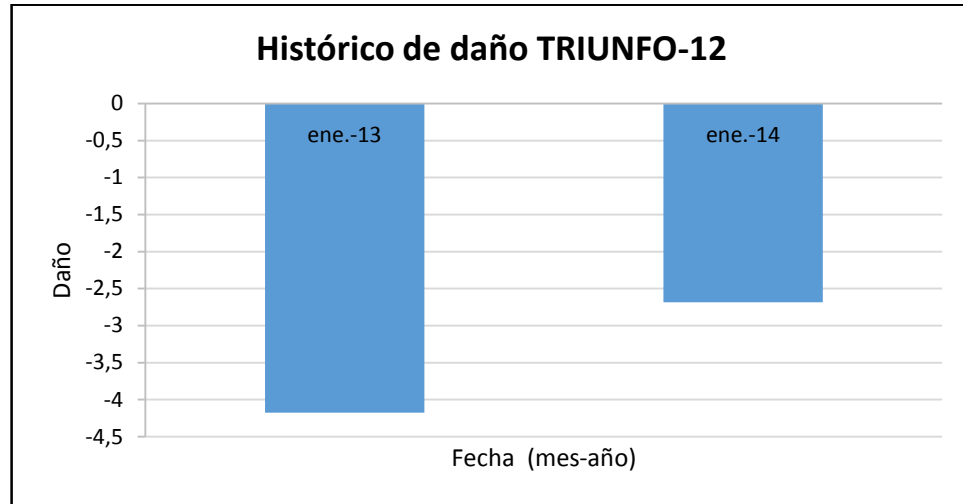
6.2.2.12 Triunfo-12. Se realizaron 2 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 33**. Ver **anexos 18 y 19**.

Tabla 33. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-12.

Año	S
FEB-13	-4,17
JUL-14	-2,68

En el **gráfico 54** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-12 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 54. Histórico de daño de formación Triunfo-12.



En el **gráfico 54** se observa como en el transcurso del tiempo el Triunfo-12 ha permanecido estimulado. Esto se debe a que el pozo posee excelentes propiedades de la roca. El aumento en el daño de formación en enero del 2014 se debe a la acumulación de sólidos en la cara del pozo por la producción de fluidos que ocasiona migración de sólidos.

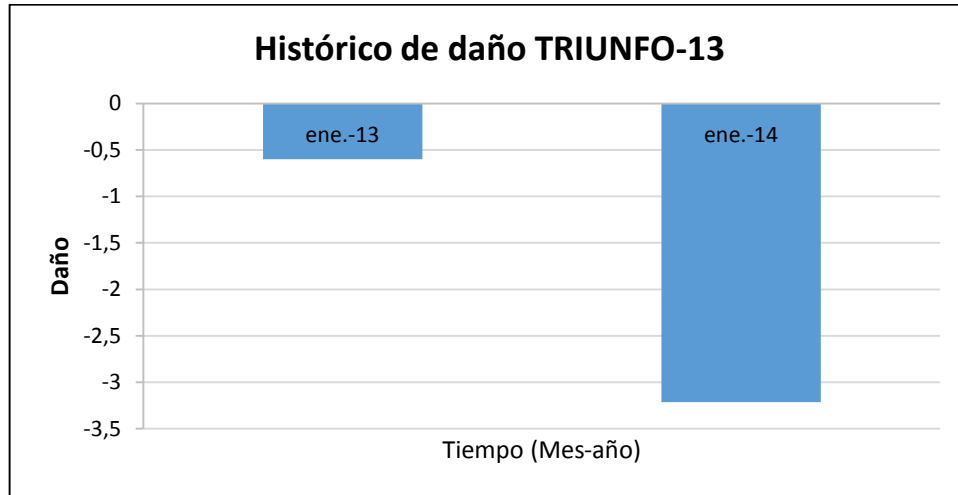
6.2.2.13 Triunfo-13. En el pozo el Triunfo-13 se realizaron 3 pruebas de restauración de presión, de las cuales en una se obtuvieron gráficos no representativos que no permitían realizar el análisis por lo cual el histórico de daño de formación se realizó con los resultados de las otras pruebas realizadas como se observa en la **tabla 34**. Ver **anexos 20 y 21**.

Tabla 34. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-13.

Año	S
ENE-13	-0,6
JUL-14	-3,21

En el **gráfico 55** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-13 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 55. Histórico de daño de formación Triunfo-13.



En el **gráfico 55** se observa como en el transcurso del tiempo el Triunfo-13 ha permanecido estimulado. En enero del 2014 ocurre una disminución en el daño de formación debido a una operación de Workover en donde se realiza un lavado con agua de formación a la cara del pozo para llevar a cabo operaciones de pesca.

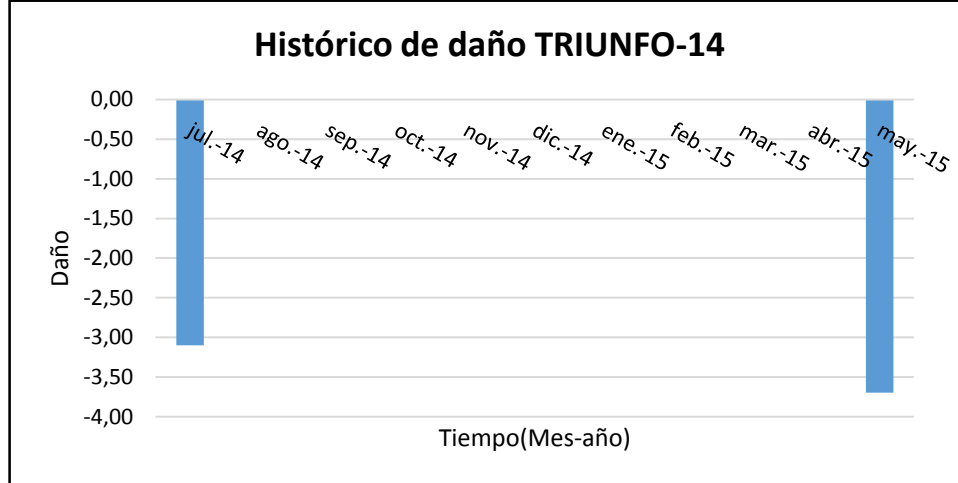
6.2.2.14 Triunfo-14. Se realizaron 2 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 35**. Ver **anexos 22** y **23**.

Tabla 35. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-14.

Año	S
JUL-14	-3,10
MAY-15	-3,70

En el **gráfico 56** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-14 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 56. Histórico de daño de formación Triunfo-14.



En el **gráfico 56** se observa como en el transcurso del tiempo el Triunfo-14 ha permanecido estimulado. Esto se debe a que el pozo posee excelentes propiedades de la roca. En mayo del 2015 se observa una disminución en el daño de formación debido a operaciones de mantenimiento donde el fluido utilizado durante esta operación alteró positivamente el daño de formación.

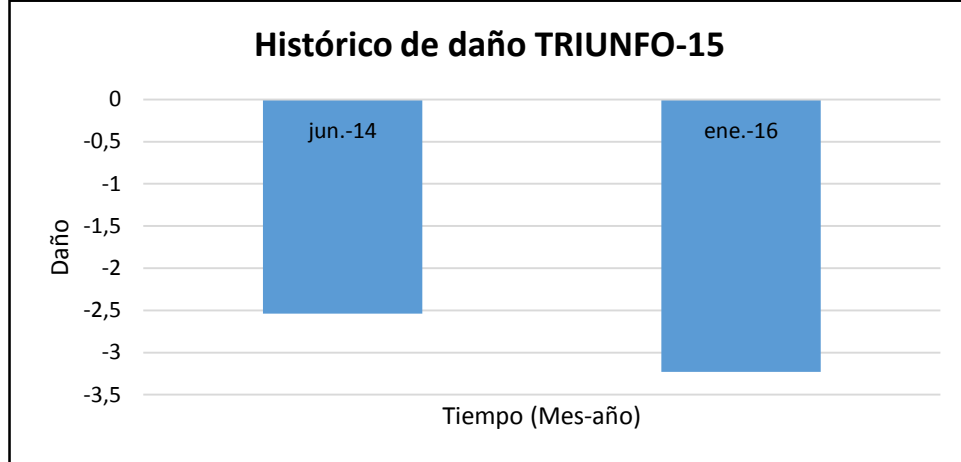
6.2.2.15 Triunfo-15. Se realizaron 2 pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvieron los siguientes valores de daño de formación presentes en la **tabla 36**. Ver **anexos 24 y 25**.

Tabla 36. Datos de entrada histórico de daño de formación Triunfo-15.

Año	S
JUN-14	-2,54
ENE-16	-3,23

En el **gráfico 57** se puede observar el cambio de daño de la formación del Triunfo-15 a lo largo de la historia de producción.

Gráfico 57. Histórico de daño de formación Triunfo-15.



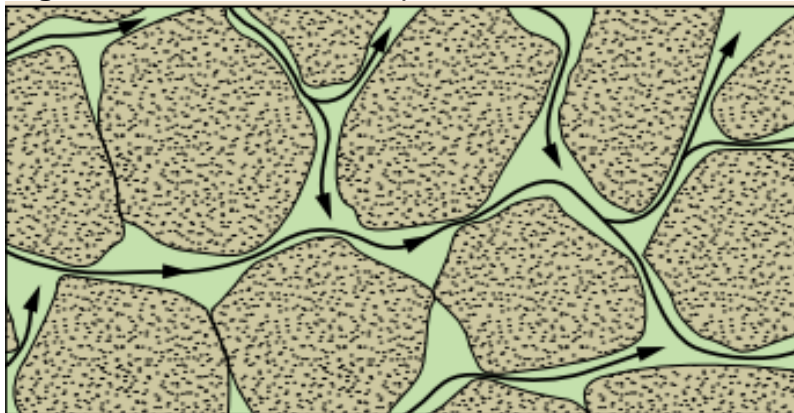
En el **gráfico 57** se observa como en el transcurso del tiempo el Triunfo-15 ha permanecido estimulado. Esto se debe a que el pozo posee excelentes propiedades de la roca. En enero del 2016 se observa una disminución en el daño de formación debido a operaciones de mantenimiento donde el fluido utilizado durante esta operación alteró positivamente el daño de formación.

7. MAPAS DE PERMEABILIDAD, PRESIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE BARRERAS

A continuación, se mostrarán los mapas de permeabilidad, presión y distribución de barreras obtenidos a partir de los resultados de la interpretación de pruebas de restauración de presión.

7.1 PERMEABILIDAD

Figura 26. Ilustración de la permeabilidad en las rocas.



Fuente: Djebbar Tiab y Eric C. Donaldson. *Petrophysics*. 2ª ed. Gulf Professional Publishing, 2003. Pág. 101.

Es una propiedad intrínseca de los materiales porosos y de esta depende la facilidad con la que los fluidos se desplazan a través del yacimiento.⁴⁰ La **figura 26** muestra la importancia de la conectividad de los poros que es la característica que le confiere a la roca su permeabilidad.

7.1.1 Factores que afectan la permeabilidad. Los factores texturales y geológicos determinan la magnitud de la permeabilidad, debido a que incrementan o reducen el espacio poroso abierto. Estos factores se dividen en⁴¹:

7.1.1.1 Selección: esta se define como el rango de tamaños de granos existentes en los materiales sedimentarios. Una buena selección significa que los granos poseen el mismo tamaño, mientras que una selección pobre quiere decir que los granos poseen diversos tamaños. La permeabilidad se reduce a medida de la variación de la selección puesto que en una selección pobre los granos pequeños rellenan los espacios entre granos grandes.

7.1.1.2 Forma de los granos: las distintas medidas de las formas de grano son: esfericidad, redondez y rugosidad. Este factor afecta el empaquetamiento, a medida que aumenta el grado de empaquetamiento, los espacios existentes entre los

⁴⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. 561 p.

⁴¹ NOLEN-HOEKSEMA, Richard. El flujo de fluidos a través de los poros. En: *OILFIELD REVIEW*. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish14/aut14/define_perm.pdf

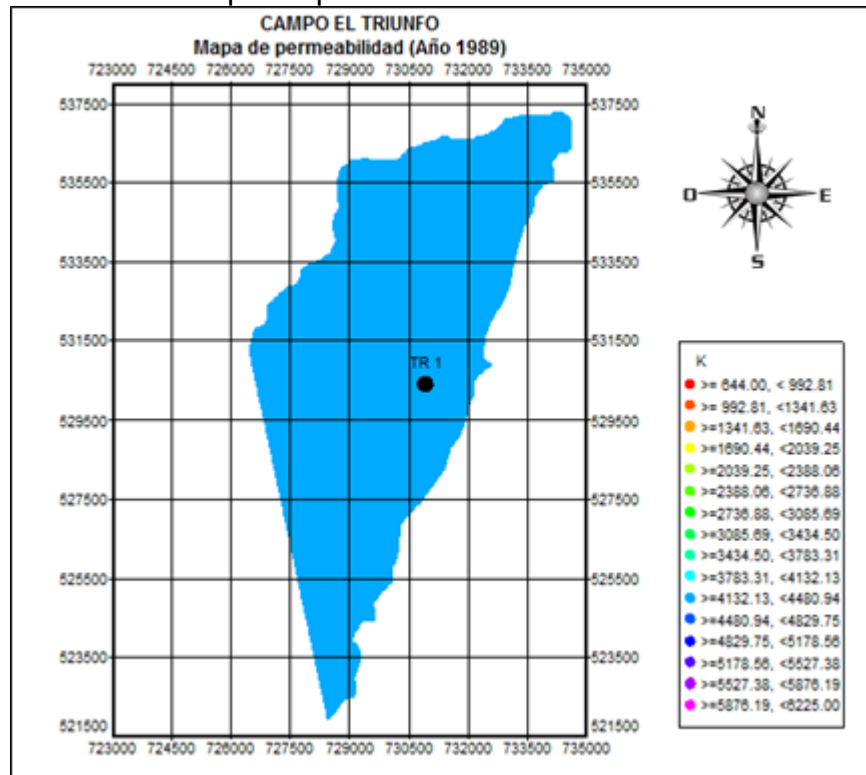
granos y las secciones transversales abiertas al flujo disminuyen lo que genera menor permeabilidad.

7.1.1.3 Diagénesis: es la alteración de la textura y la mineralogía original de una roca. Procesos como la disolución, la dolomitización, el fracturamiento, entre otros. Generan una porosidad adicional o secundaria que puede incrementar la permeabilidad.

7.1.1.4 Esfuerzo y presión: debido al aumento del esfuerzo y la presión conforme a la profundidad, el volumen poroso y el volumen aparente de la roca se comprimen causando una reducción en la permeabilidad.

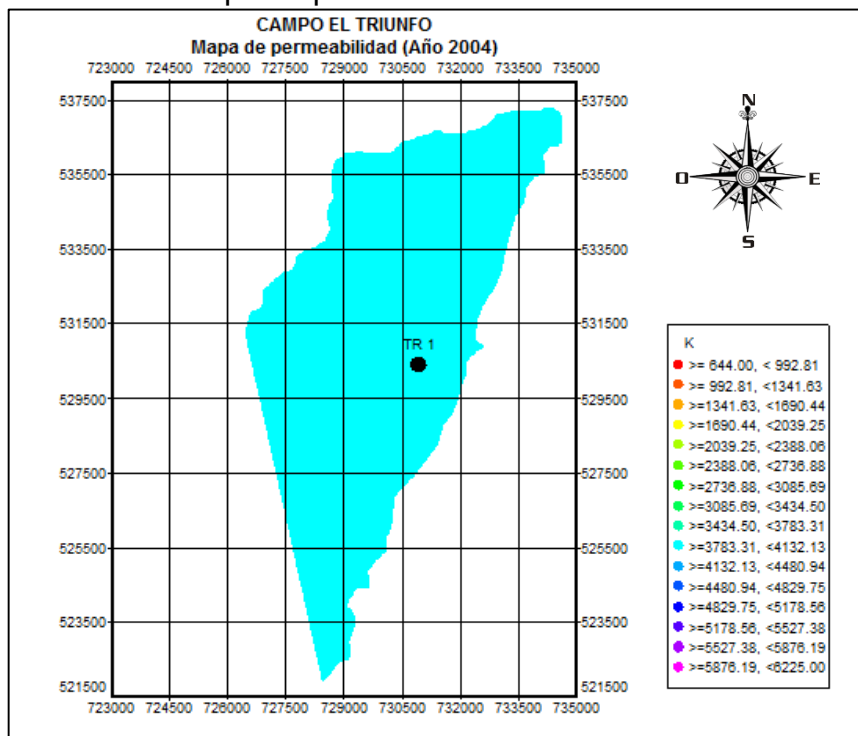
7.1.2 Mapas de permeabilidad del campo el triunfo. Para la realización de los mapas de permeabilidad se usaron los resultados obtenidos en la interpretación de pruebas de restauración de presión en el gráfico log-log como datos de entrada. Teniendo en cuenta, que los mapas varían respecto a la cantidad, calidad de información que se posee y que el programa realiza una interpolación de datos con el fin de encontrar el mejor ajuste. Los resultados obtenidos se pueden ver a continuación:

Gráfico 58. Mapa de permeabilidad año 1989.



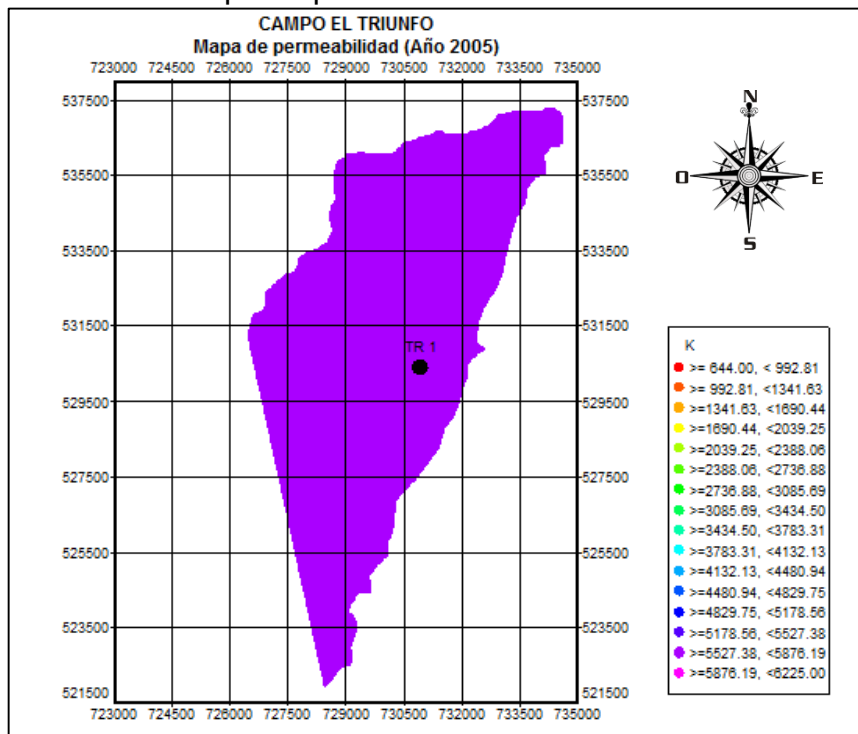
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 59. Mapa de permeabilidad año 2004.



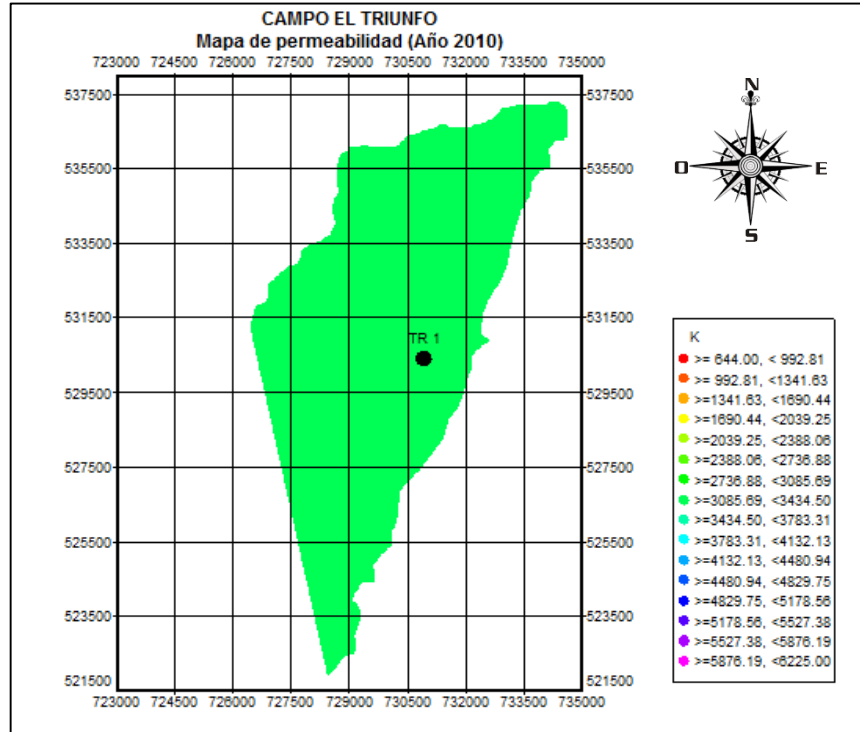
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores

Gráfico 60. Mapa de permeabilidad año 2005.



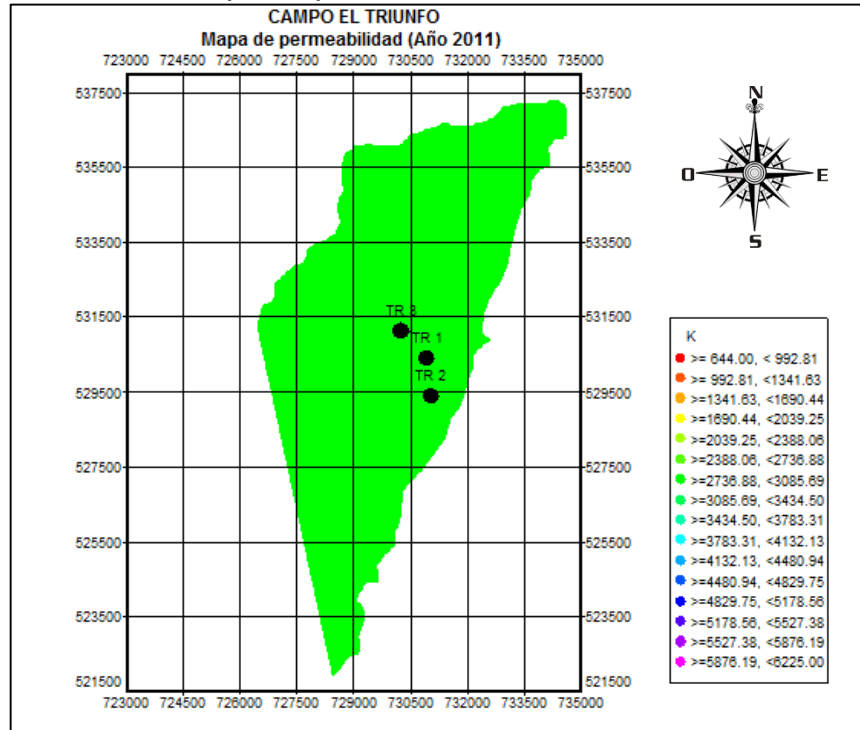
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 61. Mapa de permeabilidad año 2010.



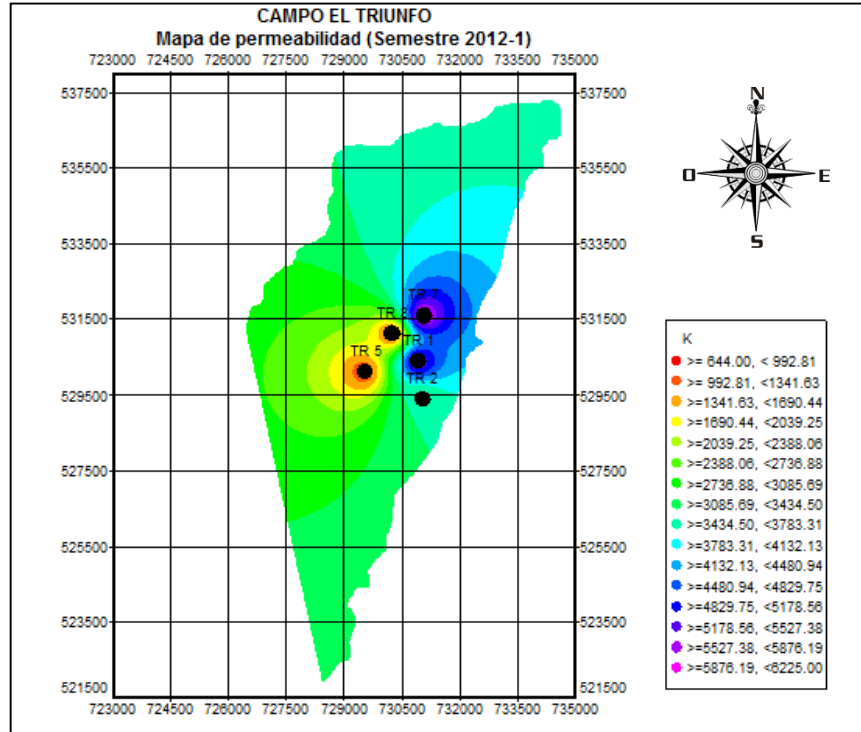
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 62. Mapa de permeabilidad año 2011.



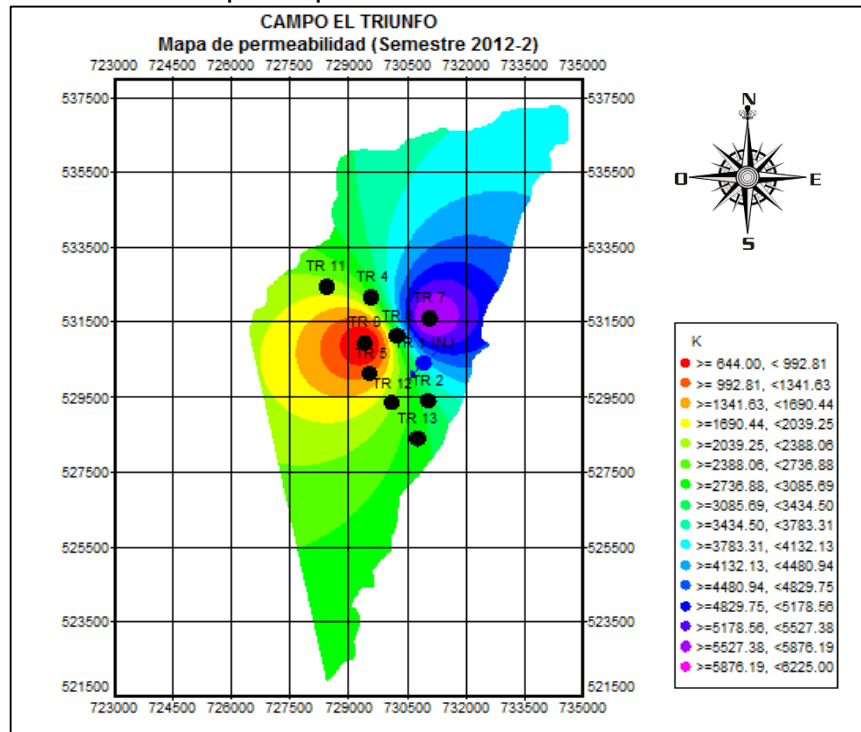
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 63. Mapa de permeabilidad semestre 2012-1.



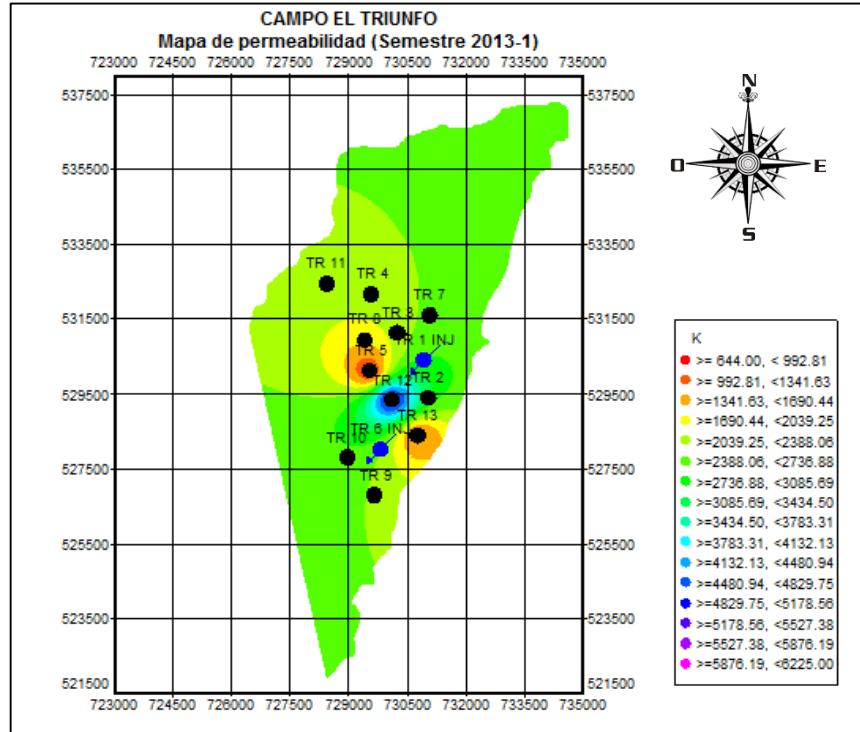
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 64. Mapa de permeabilidad semestre 2012-2.



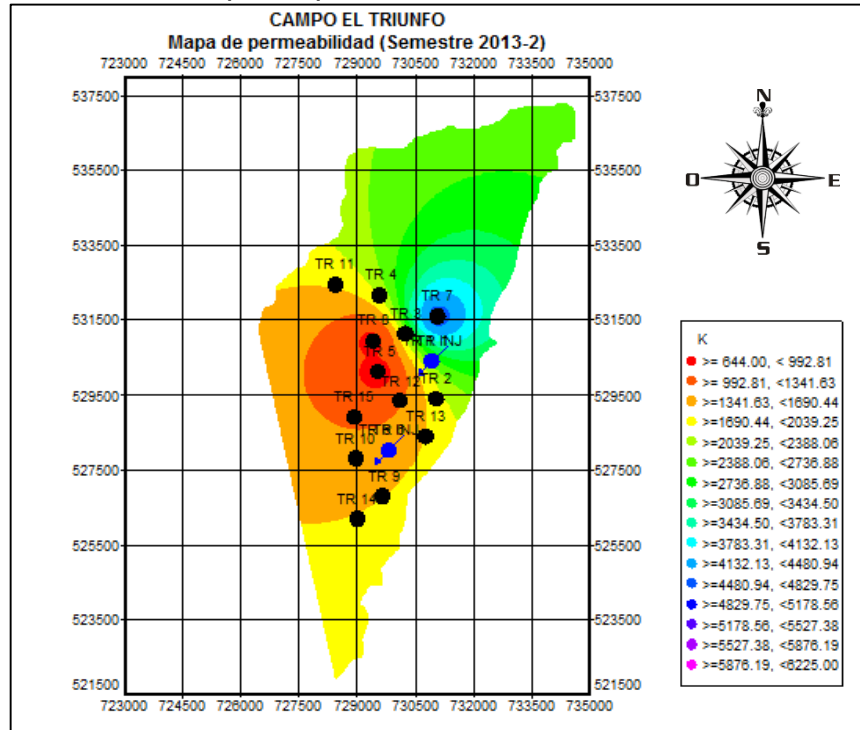
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 65. Mapa de permeabilidad semestre 2013-1.



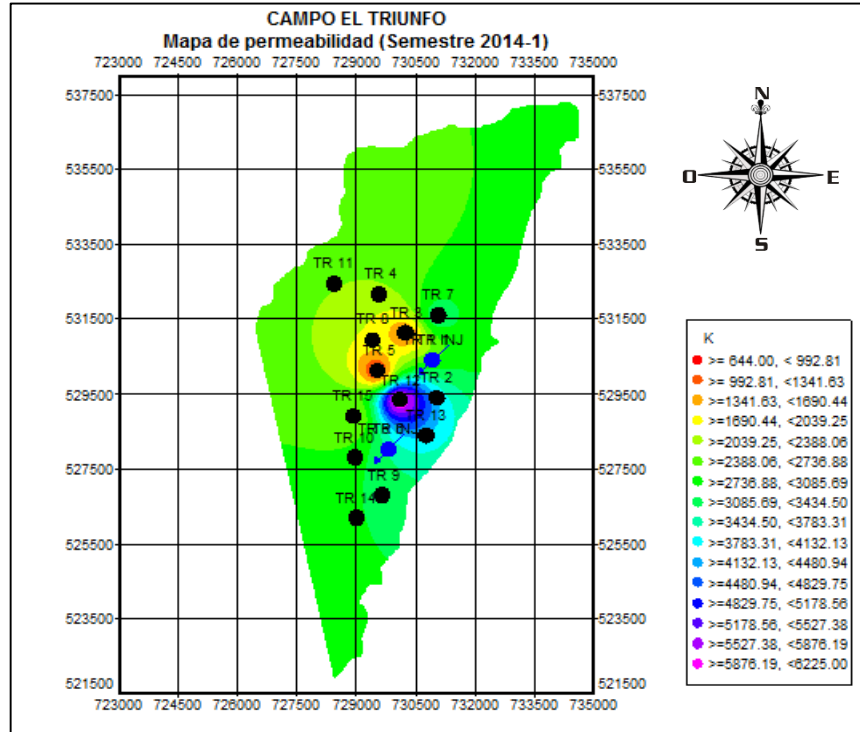
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 66. Mapa de permeabilidad semestre 2013-2.



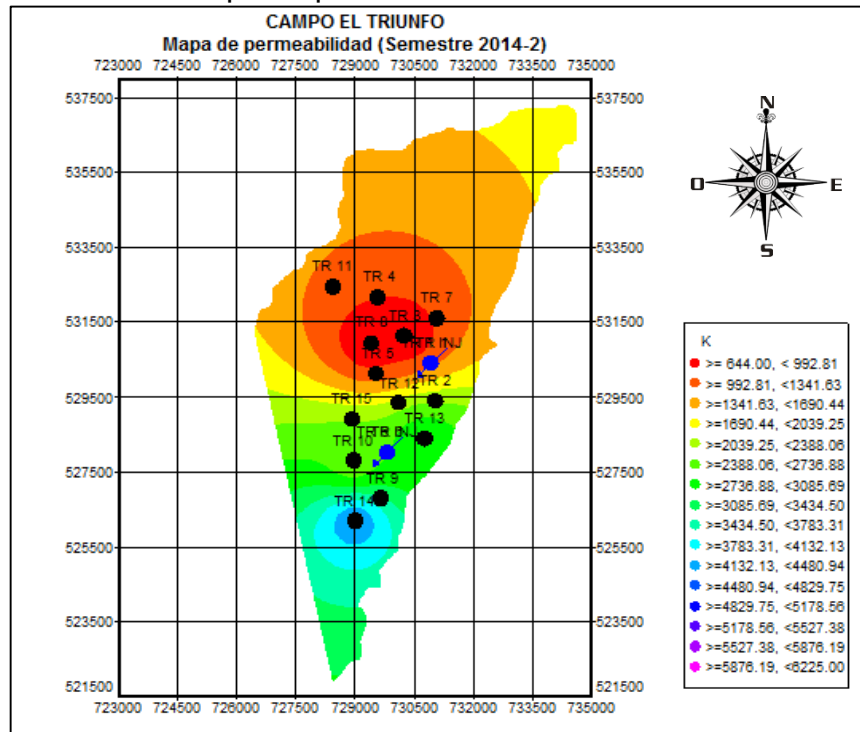
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 67. Mapa de permeabilidad semestre 2014-1.



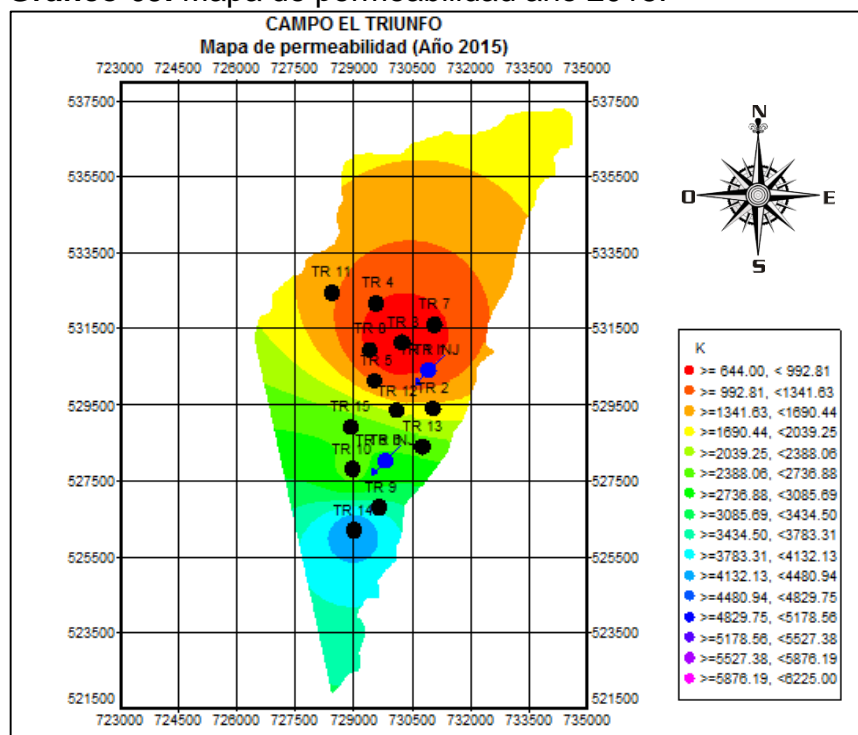
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 68. Mapa de permeabilidad semestre 2014-2.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 69. Mapa de permeabilidad año 2015.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Al observar el comportamiento de la permeabilidad a través del tiempo, se puede deducir que hay zonas en el campo con altas permeabilidades y otras con bajas permeabilidades. En el campo, la zona noreste donde se encuentra el pozo Triunfo-7 como se observa en el **gráfico 64** se tiene una permeabilidad que varía entre 3200 md-5900 md, la zona este donde se encuentran los pozos Triunfo-12 y Triunfo-13 tienen una permeabilidad que varía entre 3000 md-6000 md como se observa en el **gráfico 67** y la zona sur tiene una permeabilidad que varía en el rango de 4000 md-4400 md como se observa en el **gráfico 68** y **gráfico 69**, lo cual las hace zonas de buen potencial de producción.

También se puede observar que la zona oeste del campo donde se encuentran los pozos Triunfo-3, Triunfo-5 y Triunfo-8, posee una permeabilidad menor que varía entre 700 md-1000 md como se observa en el **gráfico 66**, **gráfico 67** y **gráfico 69**; estas zonas posiblemente tendrían menores tasas de producción.

Las gráficas de permeabilidad entre los años 1989-2011, debido a que la información de permeabilidad es de solo un pozo; no se logra hacer una interpolación adecuada por lo cual el software asume que la permeabilidad es la misma en toda la zona como se observa del **gráfico 58** al **gráfico 62**. Como se pudo observar en los gráficos del año 2012 en adelante en las que tuvo más información con la perforación de nuevo pozos permitiendo un mejor entendimiento sobre el comportamiento real de la permeabilidad en el Campo El Triunfo.

7.2 PRESIÓN DE YACIMIENTO

Es la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento. Dado a que la presión de yacimiento cambia con respecto al tiempo, es un valor medido con respecto a un tiempo específico. La presión del yacimiento es mayor a la presión del fondo del pozo, lo cual empuja los hidrocarburos hacia el pozo y la superficie. Debido a la producción, la presión de yacimiento disminuye siendo necesario implementar otro tipo de recuperación para mantener la presión en caso tal de que los mecanismos de producción primaria no sean efectivos.

7.2.1 Mecanismos de producción. Según Magdalena Paris de Ferrer son las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos, los distintos mecanismos de producción se dividen en⁴²:

7.2.1.1 Empuje por agua: en este tipo de mecanismo de producción el yacimiento tiene una conexión hidráulica con un acuífero, lo que genera que a medida que la presión disminuye debido a producción, el agua se expanda y cree una invasión de agua natural, lo cual mantiene la presión natural del yacimiento permitiendo la extracción de hidrocarburos.

7.2.1.2 Empuje por gas en solución: los hidrocarburos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura pueden contener grandes cantidades de gas disuelto. Debido a la disminución de presión del yacimiento, este gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores.

7.2.1.3 Expansión de la roca y de los fluidos: este tipo de mecanismo se da cuando el petróleo es altamente subsaturado, por lo cual mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y los fluidos.

7.2.1.4 Empuje por capa de gas: este tipo de mecanismo de producción se da cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, la capa de gas se expande desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

7.2.1.5 Drenaje por gravedad: es un mecanismo de producción en yacimientos de gran espesor, buena comunicación vertical y que poseen un gran buzamiento. Es un proceso lento debido a que consiste en que el gas se desplace al tope de la estructura con el fin de llenar el espacio ocupado por el petróleo.

⁴² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001. 3-10 p.

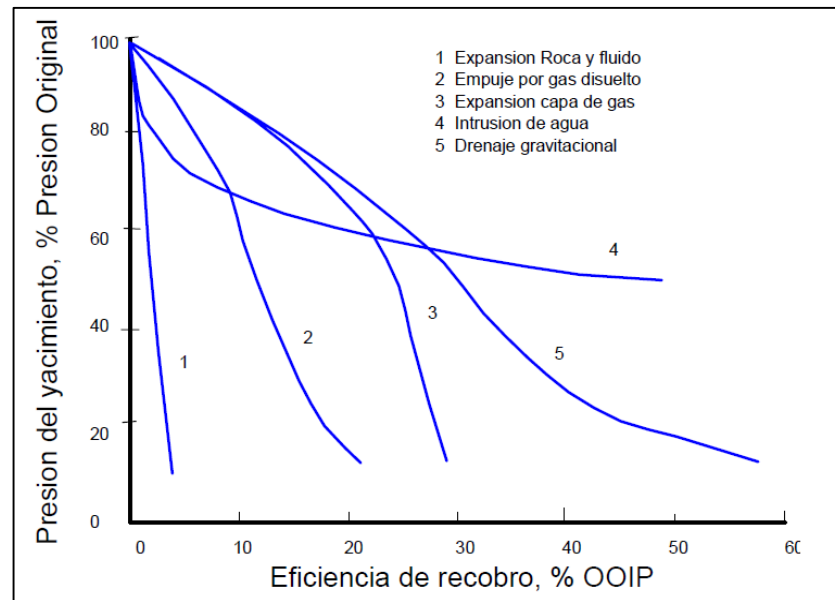
Cuadro 7. Características de los mecanismos de producción.

Mecanismo	Presión de yacimiento	Eficiencia
Empuje por agua	Permanece alta	35%-80%
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	5%-35%
Expansión de la roca y de los fluidos	Declina rápida y continuamente	1%-10%
Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	20%-40%
Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	40%-80%

Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001. Pág 8. Modificada por los autores.

La **figura 27** muestra la influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.

Figura 27. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro.



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001. Pág 5.

7.2.2 Métodos de recuperación primaria. Con el fin de aumentar la energía, y en consecuencia el recobro. La recuperación primaria consiste en inyectar fluidos en el

yacimiento durante la historia de producción. Usualmente los fluidos inyectados son agua y gas⁴³.

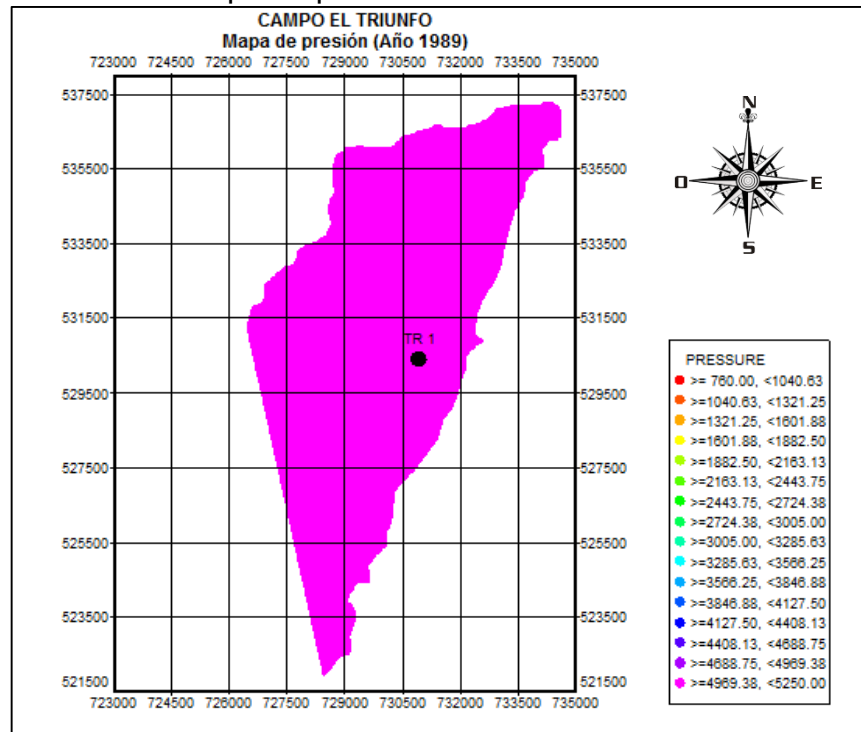
7.2.2.1 Inyección de agua: la inyección de agua inició con el objetivo de mantener la presión del yacimiento, aunque con el paso del tiempo se determinó que debido a que el agua entraba en la zona productora mejoraba la producción.

En la actualidad es uno de los métodos más conocidos de recuperación primaria y es el procedimiento que más ha contribuido al recobro de petróleo.

7.2.2.2 Inyección de gas: la inyección de gas se usó inicialmente con el fin de mantener la presión. Posteriormente, se descubrieron otras aplicaciones como el desplazamiento de petróleo y el aumento del recobro.

7.2.3 Mapas de presión del campo el triunfo. Los mapas de presión del Campo El Triunfo, fueron realizados a partir de los resultados obtenidos de la interpretación de pruebas de restauración de presión y se muestran a continuación:

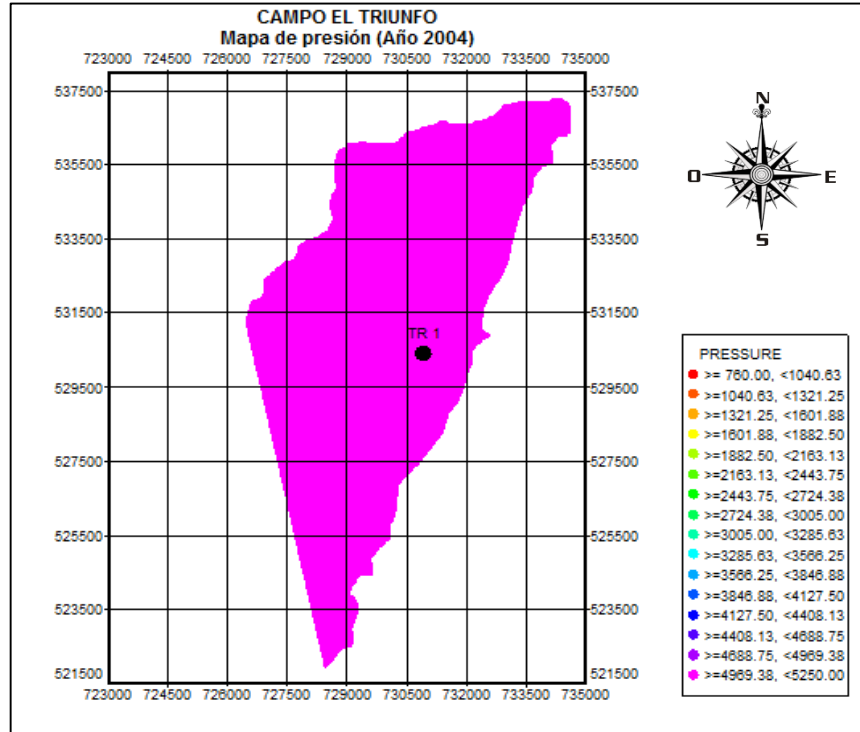
Gráfico 70. Mapa de presión año 1989.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

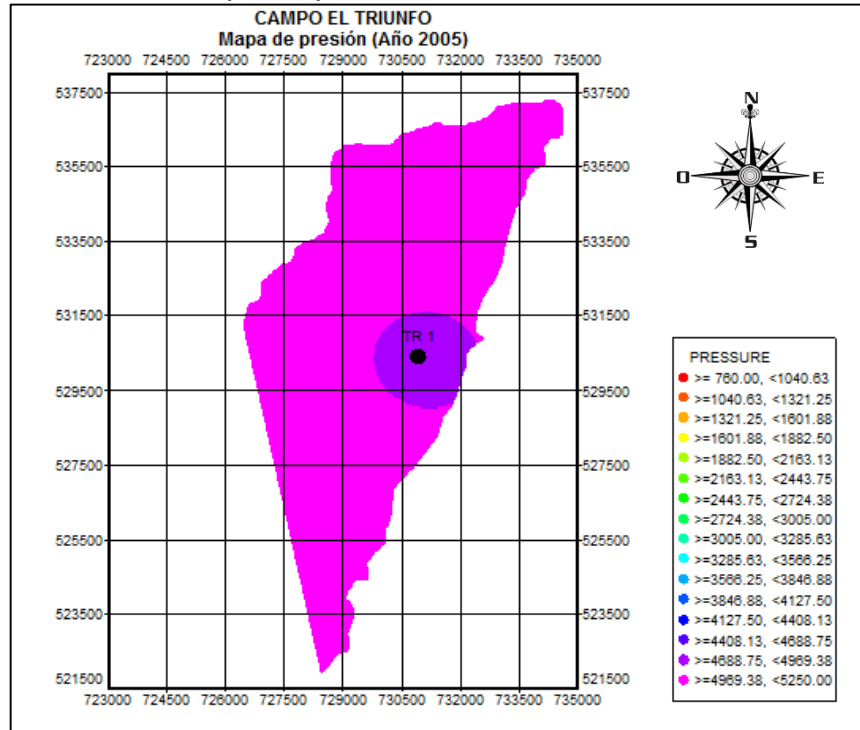
⁴³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001. 390 p.

Gráfico 71. Mapa de presión año 2004.



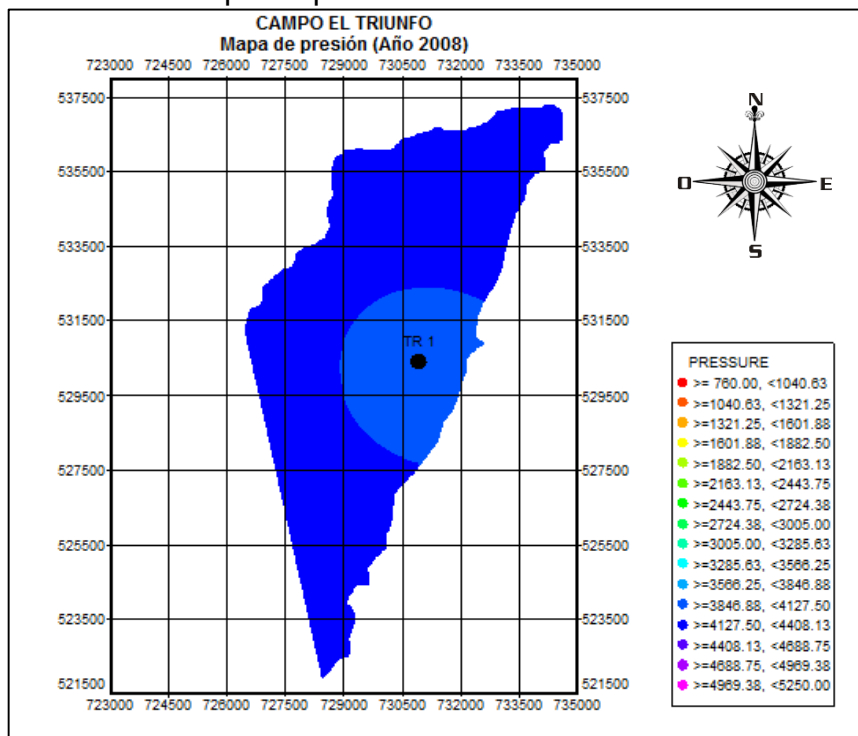
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 72. Mapa de presión año 2005.



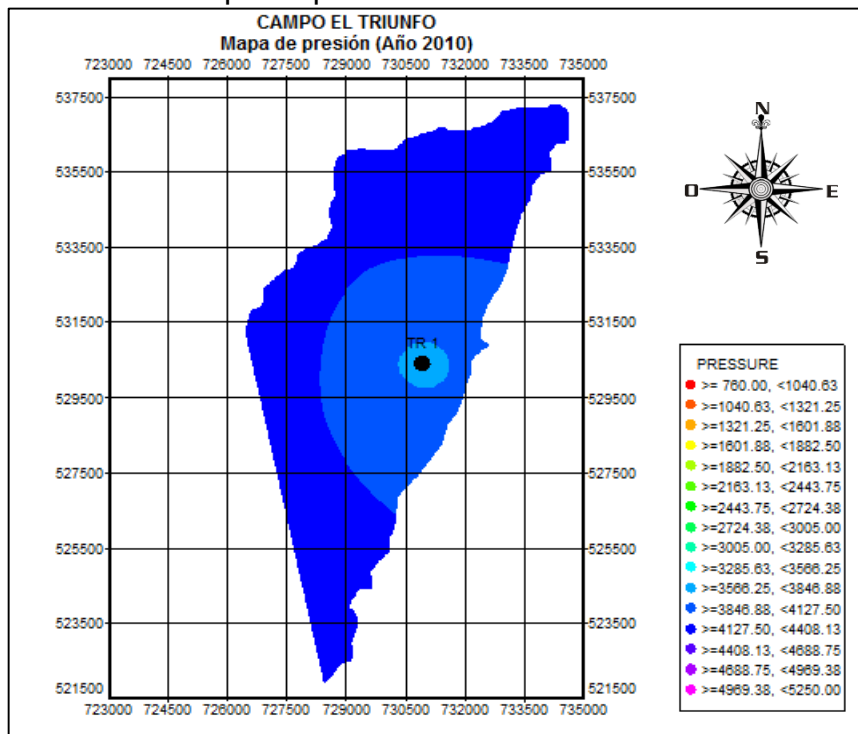
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 73. Mapa de presión año 2008.



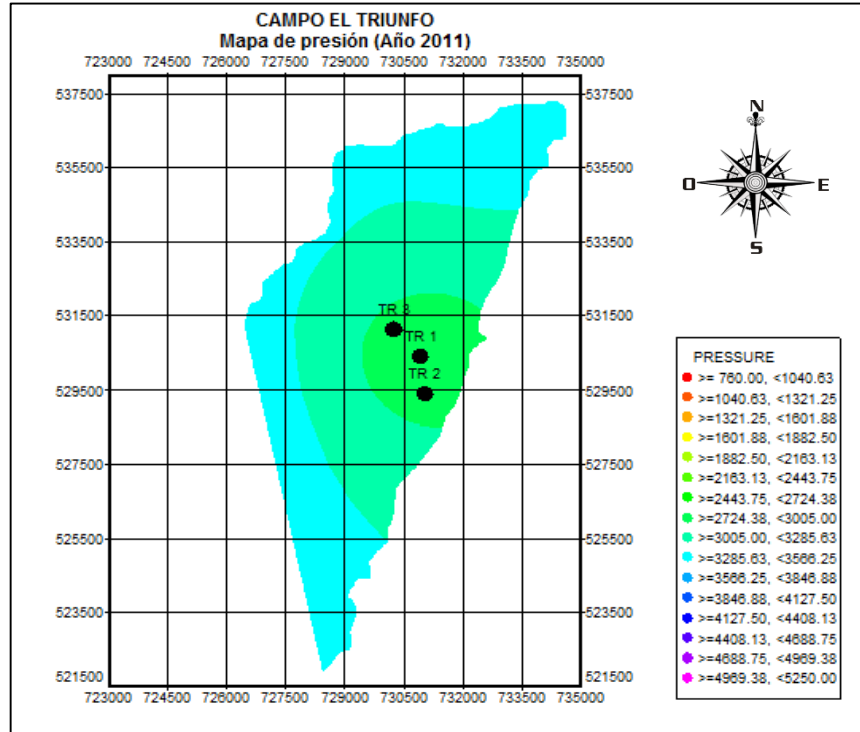
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 74. Mapa de presión año 2010.



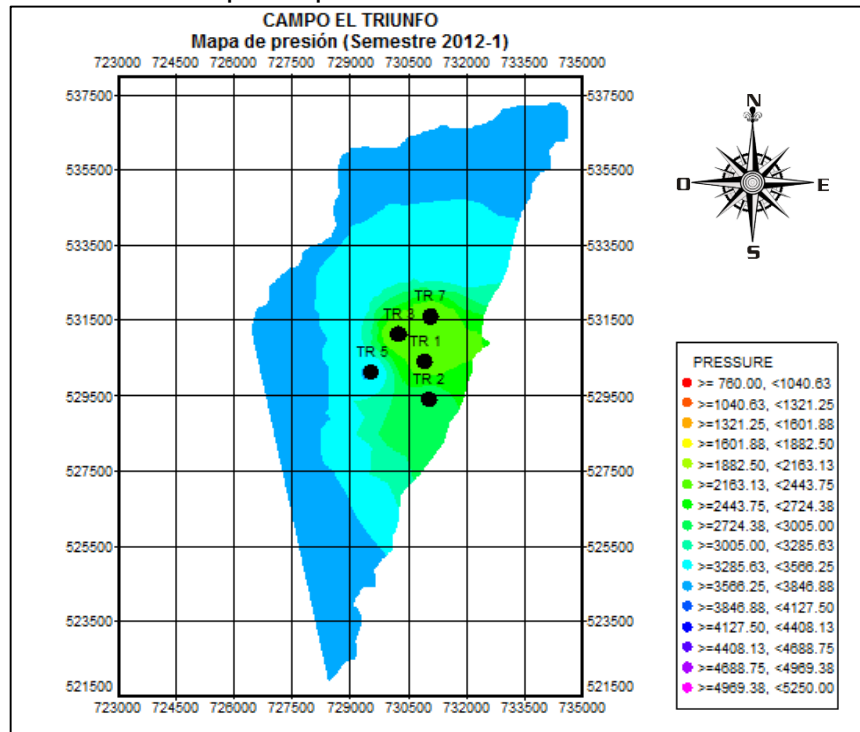
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 75. Mapa de presión año 2011.



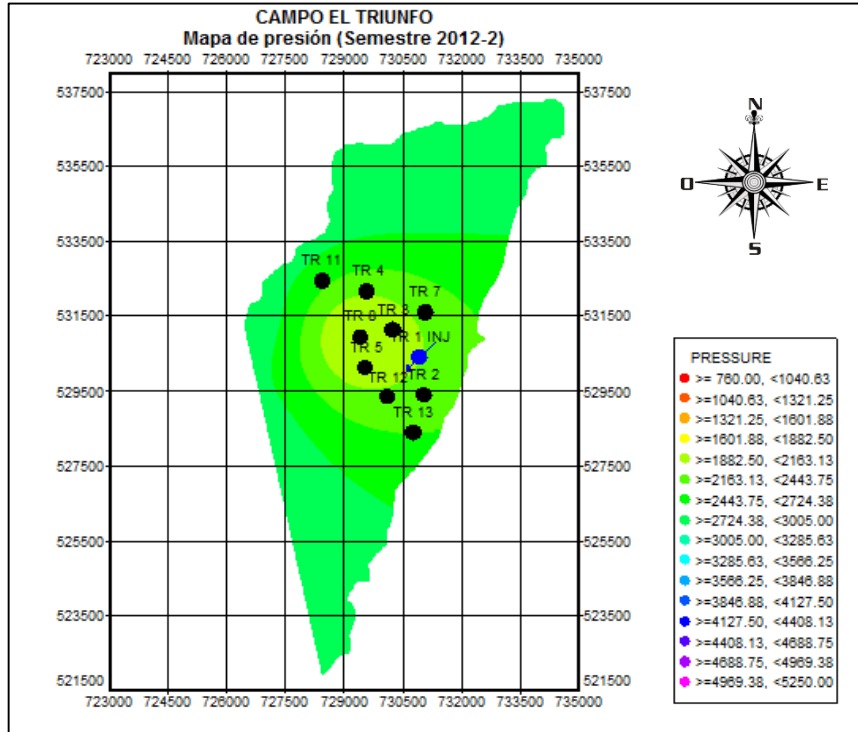
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 76. Mapa de presión semestre 2012-1.



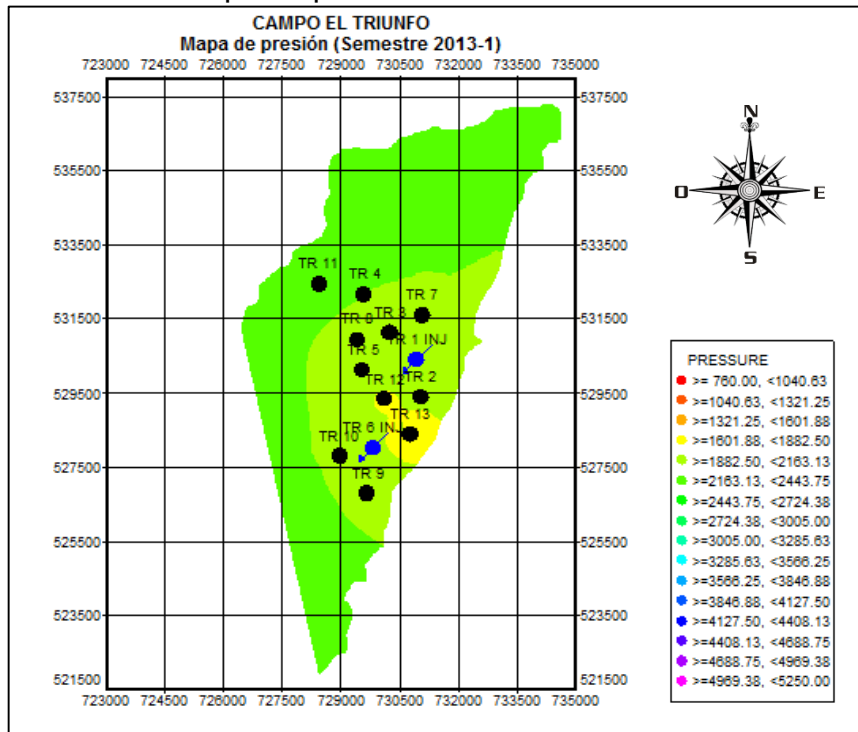
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 77. Mapa de presión semestre 2012-2.



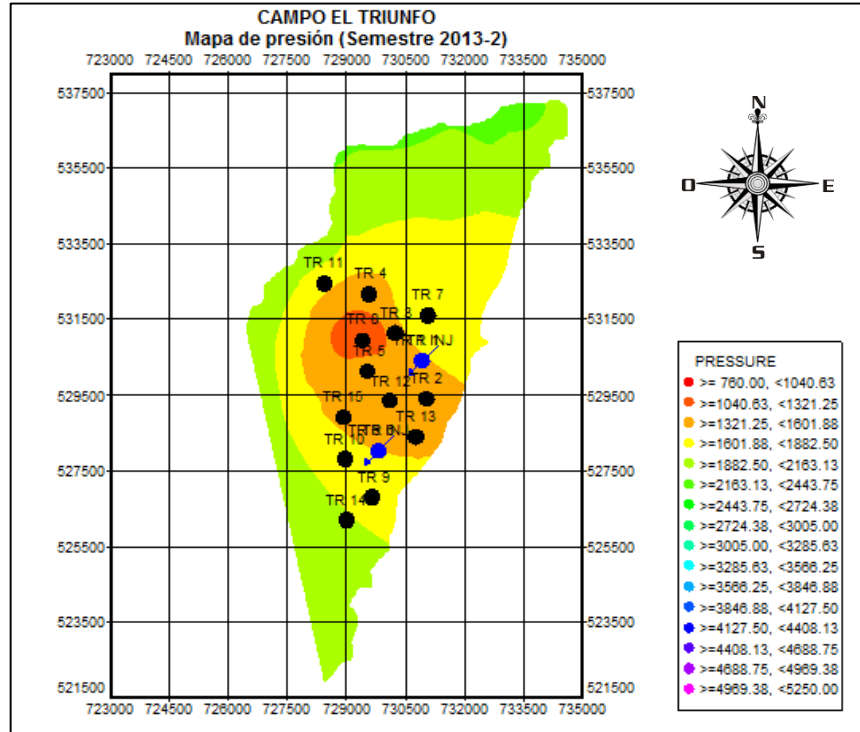
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 78. Mapa de presión semestre 2013-1.



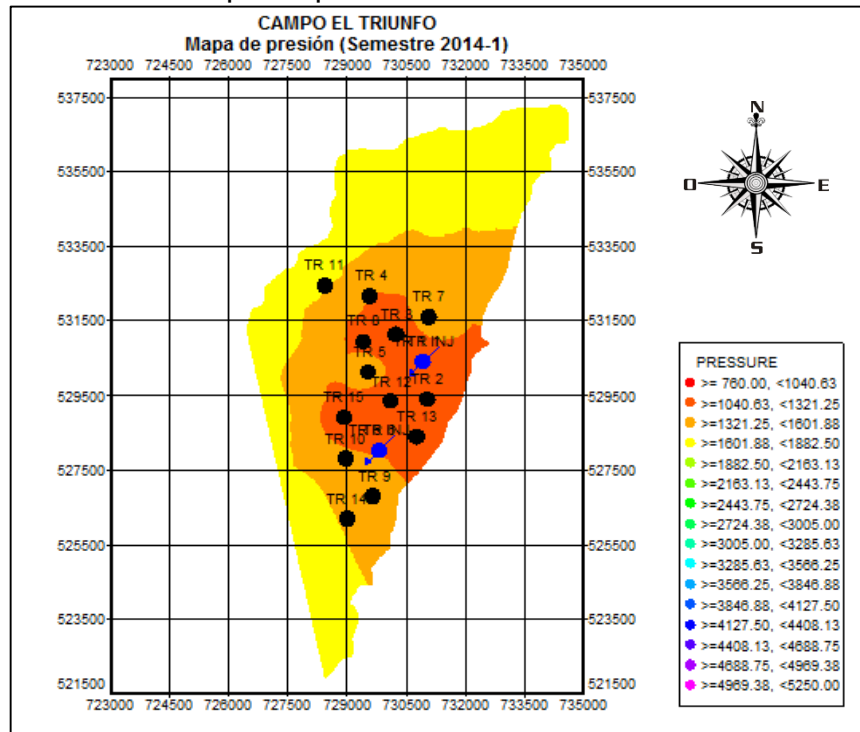
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 79. Mapa de presión semestre 2013-2.



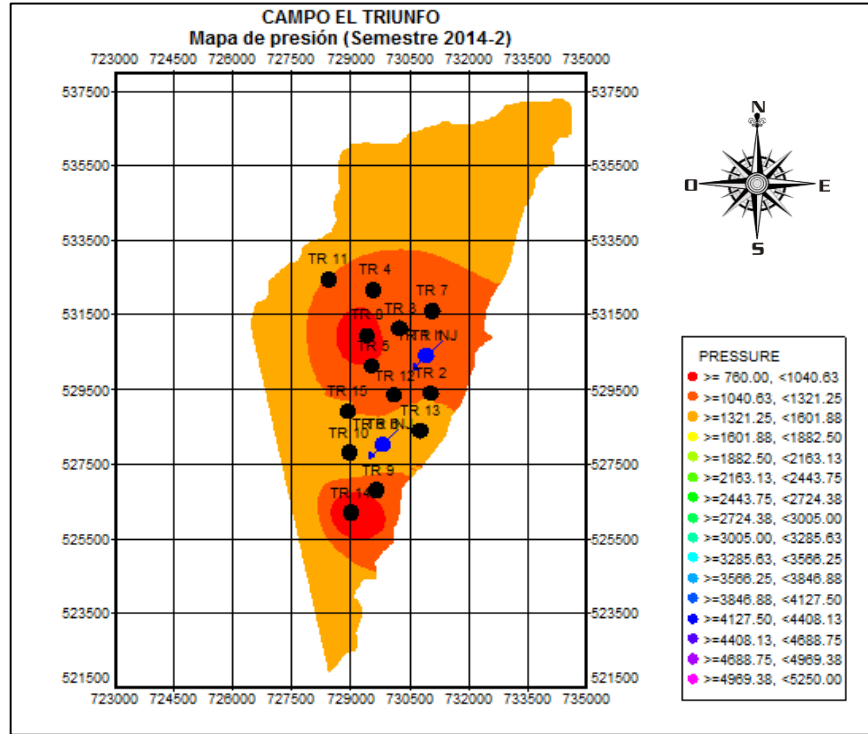
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 80. Mapa de presión semestre 2014-1.



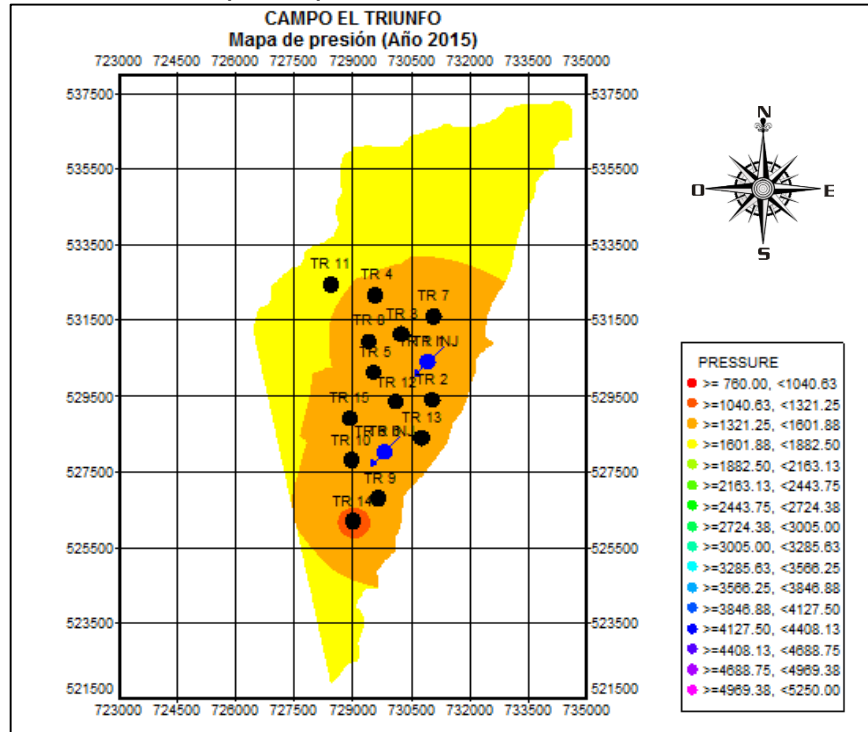
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 81. Mapa de presión semestre 2014-2.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 82. Mapa de presión año 2015.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

El mapa de presión del año 1989 fue realizado a partir de resultados obtenidos en una prueba DST realizada en el Triunfo-1 siendo este el primer pozo perforado en el Campo El Triunfo. La presión determinada hace referencia a la presión estática o presión inicial del campo, en consecuencia, la presión es la misma en toda el área del campo como se observa en el **gráfico 70**. La presión estática del campo es aproximadamente de 5250 psia. Lo mismo sucede con el mapa de presión del año 2004 debido a que, por problemas de orden público, se mantuvo cerrado manteniendo la presión estática en el yacimiento como se observa en el **gráfico 71**.

En los mapas de presión del Campo El Triunfo desde el año 2004 hasta el 2010 se pudo observar que la caída de presión fue de 1634 psia, también interpretada como una caída de 272 psia por año, aproximadamente, debido a la producción del pozo Triunfo-1 en este periodo de 6 años, el cual acumulo 4215 MBN aproximadamente. Como se observa desde el **gráfico 71** al **gráfico 74**, de estos años, la presión se depleta a causa del drenaje de fluidos en el yacimiento.

En el mapa de presión del año 2010 **gráfico 74** y 2011 **gráfico 75** se pudo observar una caída de presión de aproximadamente 968 psia la cual es una caída de presión más rápida que la observada entre los años 2004 a 2010. Esta caída de presión se da debido a que en el año 2011 se continúa con el plan de desarrollo que se tiene para esta área y se perforan los pozos Triunfo-2 y Triunfo-3.

En el año 2012 como se observa en el **gráfico 76** y **77** se realiza la perforación de los pozos Triunfo-4, Triunfo 5, Triunfo 7, Triunfo 11, Triunfo-12 y Triunfo-13 por lo cual a finales del semestre del 2012 se tiene una caída de presión de 1123 psia aproximadamente, debido a esta caída de presión del yacimiento a finales del año 2012 se convierte el pozo Triunfo-1 a inyector con el objetivo de mantener la presión; por lo que la caída de presión entre los años 2012 y 2013 es de aproximadamente 100 psia, valor que al compararlo con la caída de presión entre los años 2011 y 2012 resulta ser menor.

Del año 2013 en adelante se terminó de llevar a cabo el plan de desarrollo propuesto para el área como se muestra desde el **gráfico 78** al **gráfico 82**, perforando un total de 15 pozos entre los cuales está el triunfo-6 el cual se perforó a principios del 2013. Con el fin de contrarrestar la caída de presión causada por la producción de los 13 pozos adicionales a finales del 2013 se convierte el Triunfo-6 a inyector.

Al observar el comportamiento de la presión a través del tiempo se puede deducir que la zona norte y centro del campo tienen una buena conectividad, por lo cual a pesar de la caída de presión y la producción de hidrocarburos mediante la inyección de agua se logró mantener la presión. En la zona sur específicamente en el Triunfo-14 se logró observar que la presión cayo hasta aproximadamente 760 psia debido a la alta producción del pozo y posiblemente a la distancia que este tiene con el pozo inyector Triunfo-6 que causa que el barrido generado por el agua no sea tan bueno como los pozos cercanos al inyector.

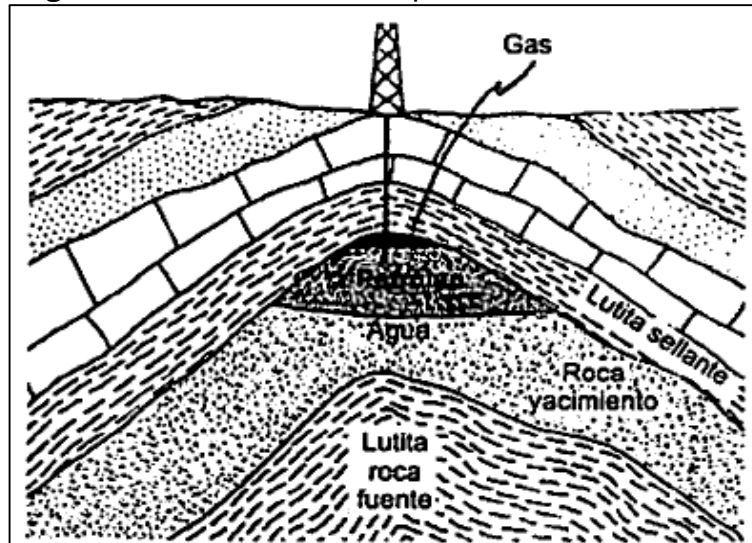
7.3 LIMITES DE YACIMIENTO

Son las formas físicas de las estructuras o estratos impermeables que limitan la roca yacimiento. Cuando los fluidos migran dentro del yacimiento, siguen un camino ascendente hasta que se encuentran con un límite, que detiene su ascenso ocasionando que los fluidos queden atrapados⁴⁴.

7.3.1 Tipos de límites. Según Magdalena Paris de Ferrer los límites de yacimiento se pueden clasificar de la siguiente forma⁴⁵:

7.3.1.1 Trampas estructurales: Se deben a procesos ocasionados después de la sedimentación como: la deformación de los estratos del subsuelo causada por fallas y plegamientos. Existen tres formas de una trampa estructural en la geología del petróleo, anticlinal, falla y domo salino. La **figura 28** muestra un ejemplo de trampa estructural.

Figura 28. Acumulación de petróleo en un anticlinal.



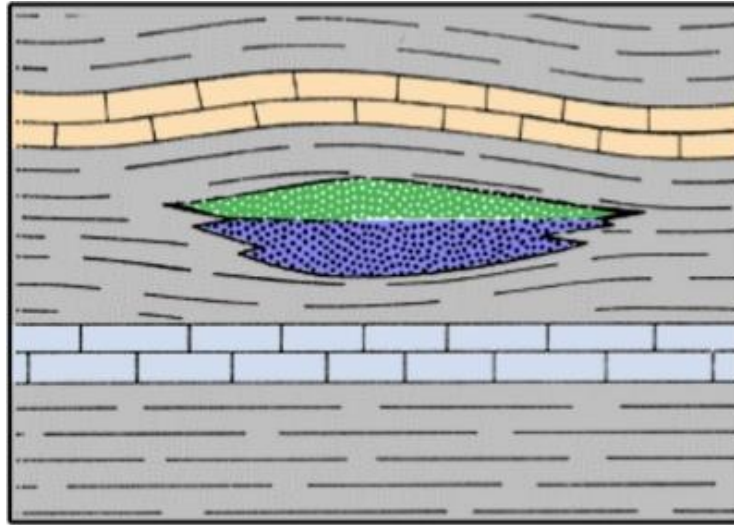
Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. Pág. 58.

7.3.1.2 Trampas estratigráficas: Son aquellas en las que el factor que origina la baja permeabilidad y porosidad de la roca yacimiento es el cambio litológico. Este tipo de trampas se relaciona con el ambiente de depositación de los estratos; como los lentes de arena. La **figura 29** muestra un ejemplo de trampa estratigráfica.

⁴⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. 57 p.

⁴⁵ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. 58-61 p.

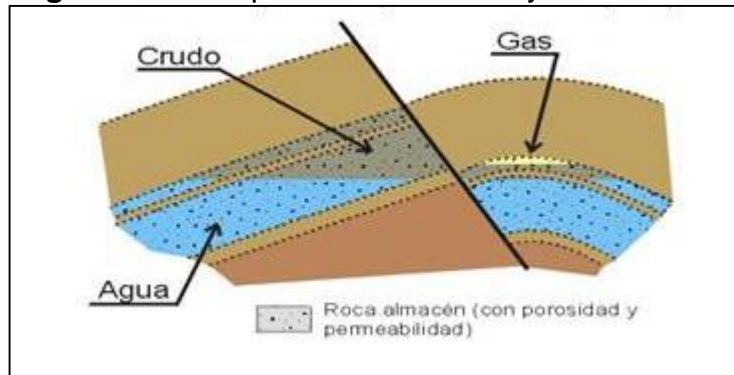
Figura 29. Trampas estratigráficas asociadas a discordancias.



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. Pág. 60.

7.3.1.3 Trampas mixtas: Este tipo de yacimientos está formado por la combinación de trampas estructurales y estratigráficas, cuya geometría es el resultado de una combinación de procesos tectónicos y cambios en la litología. La figura 30 muestra un ejemplo de una trampa mixta.

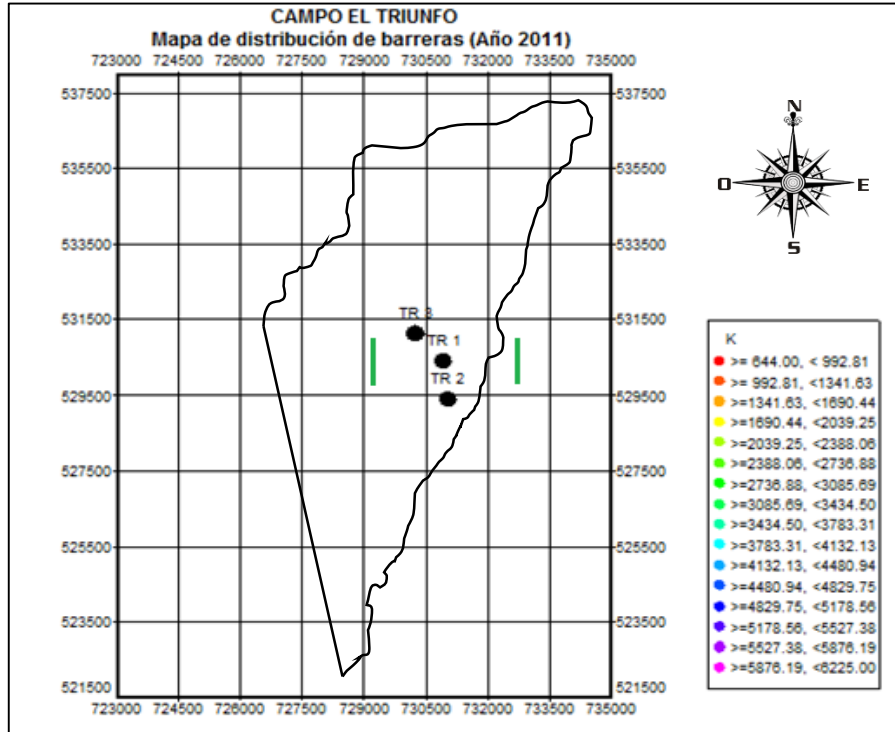
Figura 30. Trampa mixta: Anticlinal y falla.



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. Pág. 61.

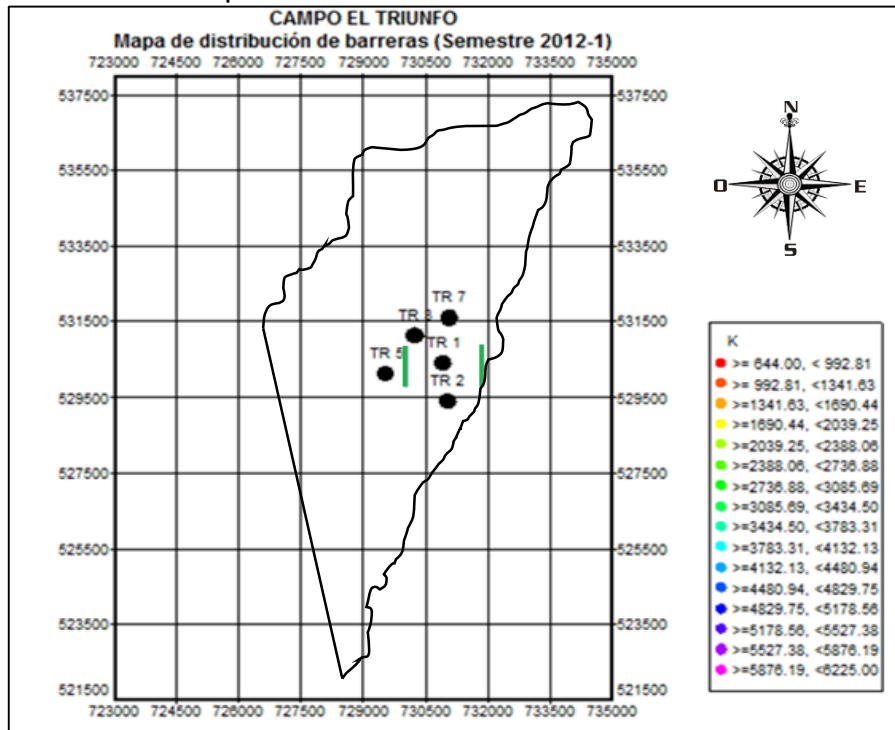
7.3.2 Mapas de distribución de barreras del campo el triunfo. Los mapas de distribución de barreras se realizaron con los resultados de la interpretación de pruebas de restauración de presión de las cuales se obtuvo, no solo el modelo del límite que resultó ser fallas paralelas para la mayoría de los pozos, sino también una magnitud de su posible distancia al pozo. A continuación, se muestran los mapas de distribución barreras del Campo el Triunfo.

Gráfico 83. Mapa de distribución de barreras año 2011.



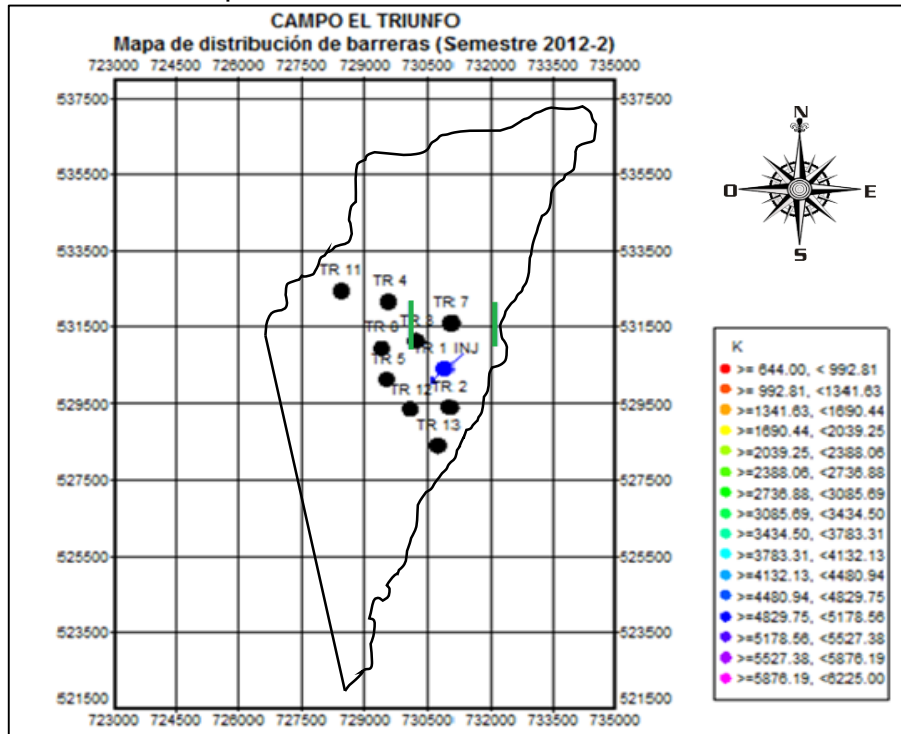
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 84. Mapa de distribución de barreras semestre 2012-1.



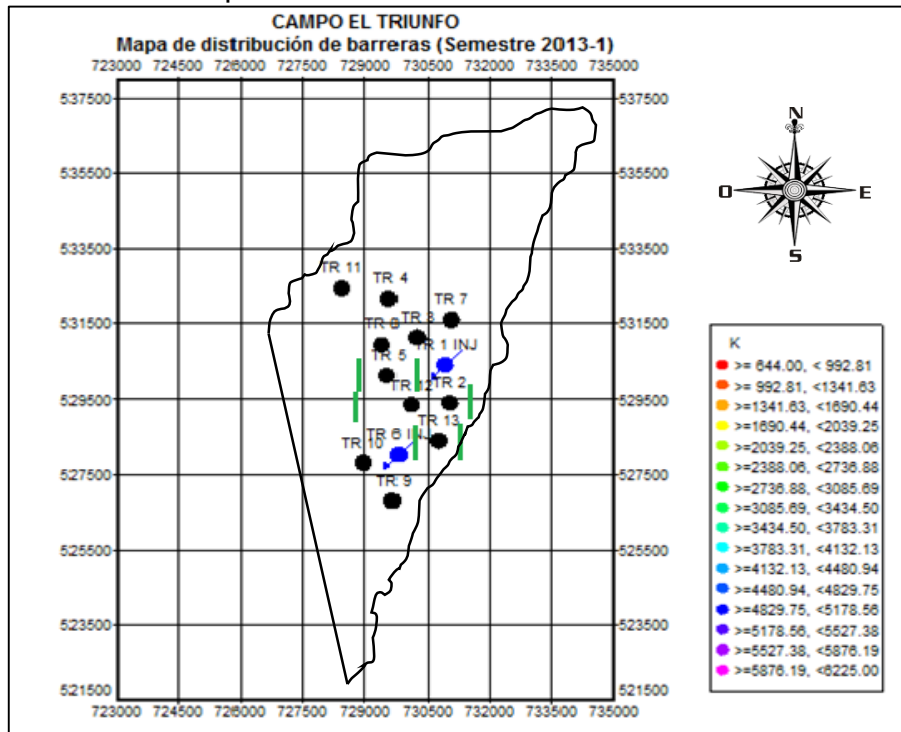
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 85. Mapa de distribución de barreras semestre 2012-2.



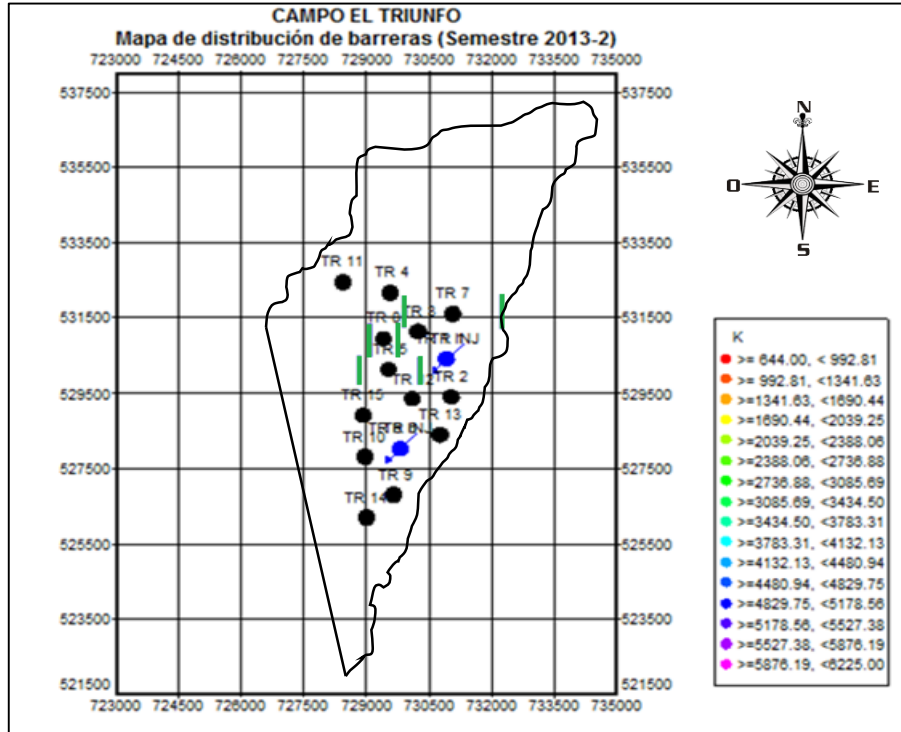
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 86. Mapa de distribución de barreras semestre 2013-1.



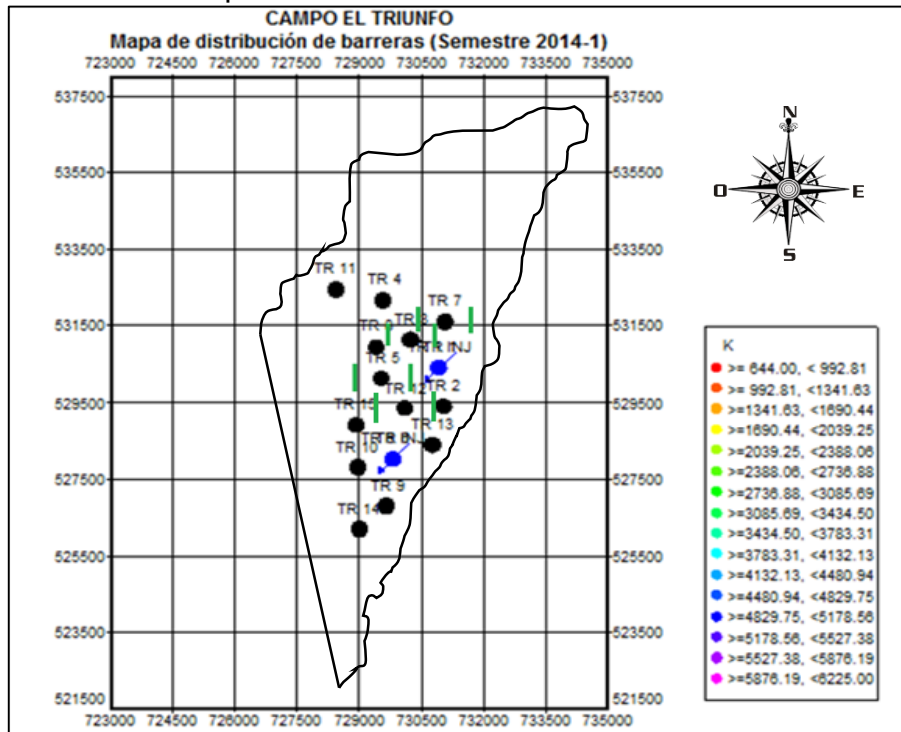
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 87. Mapa de distribución de barreras semestre 2013-2.



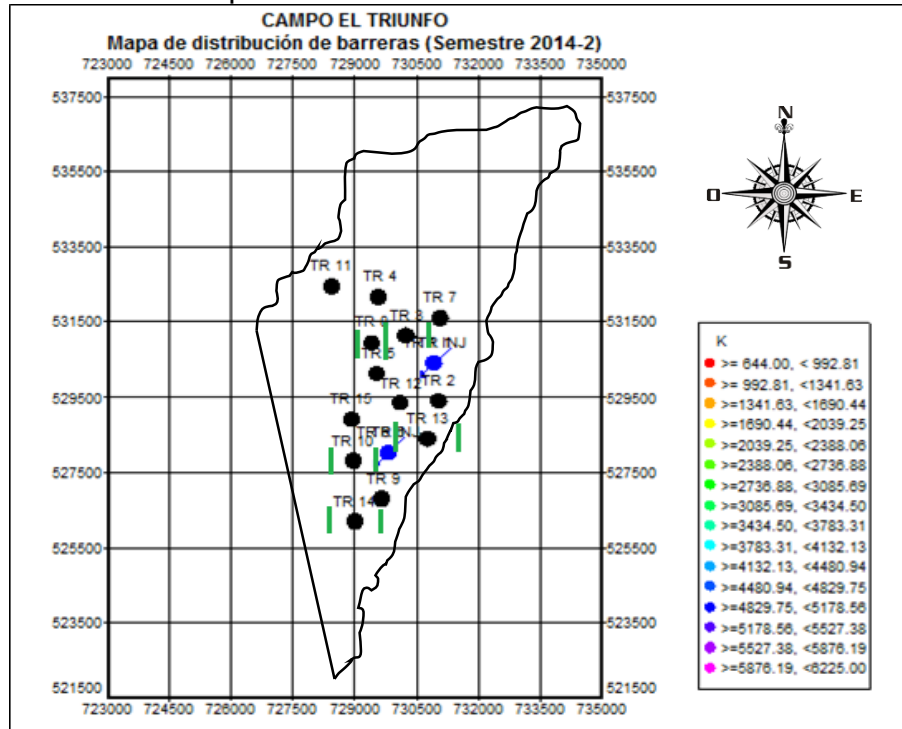
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 88. Mapa de distribución de barreras semestre 2014-1.



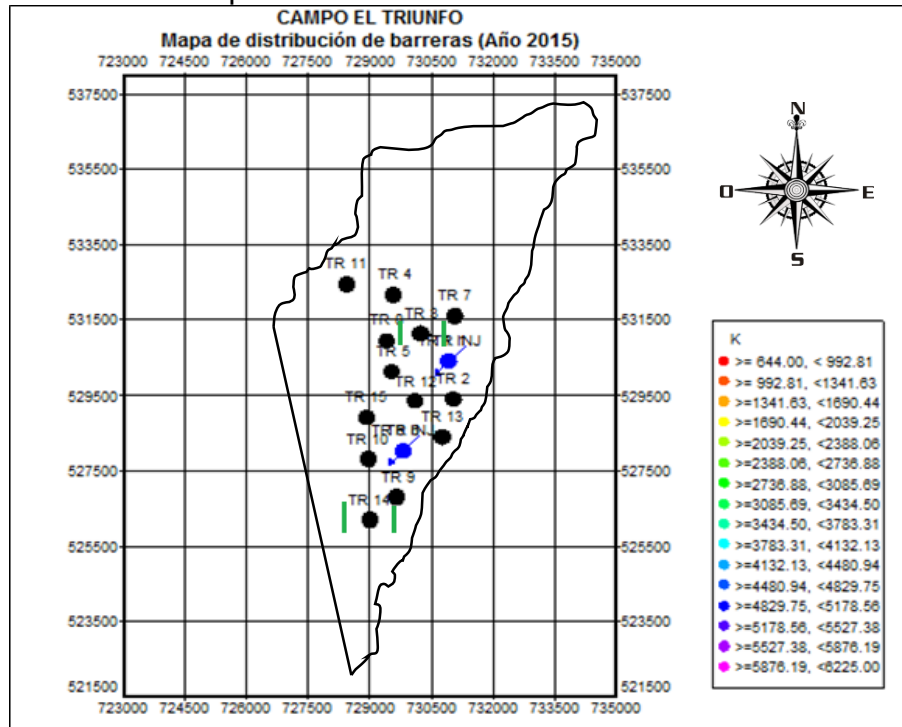
Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 89. Mapa distribución de barreras semestres 2014-2.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Gráfico 90. Mapa distribución de barreras año 2015.



Fuente: Schlumberger. OFM. Modificado por los autores.

Como se observa desde el **gráfico 83** al **gráfico 90**, en todos los mapas de distribución de barreras, el Campo El Triunfo tiene dos grandes fallas al este y oeste que cierran la estructura. A partir de los mapas de distribución de barreras que se generaron mediante los resultados de las pruebas de restauración de presión se logró observar que:

- En los pozos cercanos a la falla este del Campo, es decir, Triunfo-1, Triunfo-2, Triunfo-9 y Triunfo-13, que las barreras interpretadas en las pruebas de presión coinciden aproximadamente con la distancia de cada uno a esta falla, cotejando entonces con el modelo geológico del Campo El Triunfo.
- En el caso de los pozos Triunfo-5, Triunfo-6, Triunfo-8 y Triunfo-10, las barreras interpretadas corresponden posiblemente a cambios laterales de facies, dado que el Campo el Triunfo tiene un componente estratigráfico. Por lo tanto, se corroboró con los mapas de permeabilidad la ubicación de estas barreras y se encontró que en efecto correspondían a zonas donde la permeabilidad tenía grandes cambios.
- En cuanto al análisis de heterogeneidad areal se concluyó que el yacimiento tiene un comportamiento heterogéneo marcado por dos zonas, una zona de alta permeabilidad hacia el noreste, este y sur con permeabilidades que varían en el rango de 3000 md-4000 md y una permeabilidad menor hacia el oeste que varía entre 700 md-1500 md. Esta variación de propiedades se puede observar con más claridad en los pozos Triunfo-7 y Triunfo-8, los cuales poseen una permeabilidad de 4600 md y 900 md respectivamente y tienen una distancia de aproximadamente 1700 ft.

8. CONCLUSIONES

- Se observó la importancia de las pruebas de presión en el análisis de un yacimiento, las cuales permitieron conocer propiedades importantes para evaluar parámetros como lo son permeabilidad, presión de yacimiento y daño de formación. De igual forma, se entendió la importancia de tener sensores de presión en tiempo real en las bombas electrosumergibles en el fondo de los pozos, lo cual permitió obtener la información para realizar los análisis.
- Se verificó a partir del tren de presión que el mecanismo de producción primaria del yacimiento del Campo El Triunfo es expansión de roca y fluidos, dado que la presión de yacimiento cayó rápida y continuamente, sin soporte energético inicial, desde 5250 hasta 3100 psia.
- La identificación de los cierres de producción permitió determinar que la principal causa de cierres de producción de los pozos fueron los problemas de orden público que se ocasionaban en el departamento del Putumayo, constituyéndose entre el 5 al 18% del tiempo total de producción. Además, se determinó que en total había 34 pruebas de restauración de presión a lo largo de la historia de yacimiento de las cuales 10 estaban interpretadas y 24 faltaban por interpretar.
- El modelo del fluido realizado que más correlacionó y que más se ajustó a las propiedades reales del petróleo fue la correlación de Vázquez y Beggs, dado que fue el que más se aproximó a los resultados de la prueba PVT realizada al pozo El Triunfo-1.
- La actualización del tren de presión de yacimiento con los resultados de las pruebas interpretadas en el proyecto permitió determinar que el método de recuperación primaria por inyección de agua implementado en el Campo el Triunfo (finales del año 2012 con el Triunfo-1 y finales del 2013 con el Triunfo-6), tuvo el efecto esperado ya que logró disminuir la caída de presión de 0,6156 psia/ft a 0,0624 psia/ft, brindando sostenimiento de presión al yacimiento.
- El consolidado del histórico de daño de formación permitió identificar que éste no es una propiedad estática si no dinámica, ayudando a entender el comportamiento de la productividad de los pozos con el paso del tiempo. Además, que puede variar de acuerdo con las intervenciones que se le realicen a cada pozo.
- El análisis de producción, permeabilidad y de comportamiento de la presión permitió observar que las zonas norte, este y sur del campo que poseen mayor permeabilidad (4000 a 5000 md) corresponden a pozos de mayores tasas de producción (1000 a 1500 BPD), y que fueron las zonas que se depletaron inicialmente con mayor facilidad por la alta transmisibilidad de fluidos y conectividad que hay entre pozos.

- Mediante el análisis de mapas de permeabilidad y presión se cotejó el modelo geológico existente y se corroboró la presencia de barreras estructurales y la presencia de cambios estratigráficos que sugieren la heterogeneidad areal del campo por la fuerte variación lateral de las propiedades en este.
- Analizando las tendencias de la permeabilidad, el comportamiento de corte de agua en los pozos y el tiempo de inyección, se determinó que existen caminos preferenciales de la inyección de agua debido a las mayores permeabilidades observadas entre algunos pozos productores y los inyectores, lo cual se corroboró con la irrupción temprana y el aumento abrupto del corte de agua en algunos pozos.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un formato en el que se recopilen los parámetros petrofísicos, de propiedades de fluido y de historia de producción para facilitar la creación de los modelos en el software usado para la interpretación de las pruebas de presión.
- Realizar una macro en la cual se encuentren fácilmente las propiedades obtenidas en las pruebas de presión a lo largo de la historia del campo.
- Complementar el uso del software PANSYSTEM con el módulo de PANMESH para evaluar las pruebas de presión utilizando modelos tridimensionales y realizar la simulación del comportamiento de las pruebas lo cual permite una interpretación más avanzada.
- Utilizar el modelado del yacimiento y pozos obtenido con este proyecto como input para la construcción del modelo estático y dinámico de simulación numérica para la evaluación de nuevas estrategias de explotación.
- Por el comportamiento de mapa de permeabilidad se infiere que posiblemente hallan zonas que no han sido barridas uniformemente por la inyección de agua razón por la cual se sugiere evaluar el esquema de nuevos pozos inyectoros para mejorar la eficiencia de barrido o perforar pozos en las zonas aún no drenadas por la canalización existente.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996. 150 p.

BOURDET, Dominique. Well Test Analysis: The use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam; Boston: Elsevier, 2002. 426 p.

CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 525 p.

ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014. 284 p.

GODIN SIERRA, Francisco; PACHON ORDOÑEZ, Yessika. Realización E Interpretación De Una Prueba De Restauración De Presión En Un Pozo Con Bombeo Mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. 149 p.

GOLAN, Michael. Well performance. 2ª ed. EnglewoodsCliffs, NJ: Prentice Hall, 1991. 672 p.

GONZÁLES ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. 113 p.

HORNER, D. R. Pressure Build-Up in Wells. World Petroleum Congress, 1951.

JULIVERT M. Amérique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.

LEE, W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 159 p.

NARANJO AGUDELO, Abel. Evaluación De Yacimientos De Hidrocarburos. 2nd ed. Medellín, Universidad Nacional de Colombia: 2009. 373 p.

NOLEN-HOEKSEMA, Richard. El flujo de fluidos a través de los poros. En: OILFIELD REVIEW. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish14/aut14/define_perm.pdf

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009. 561 p.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001. 390 p.

TAREK AHMED, P. D. P. E. y MCKINNEY, P. Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Science, 2011. 424 p.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Eric C. Petrophysics. 2ª ed. Gulf Professional Publishing, 2003. 880 p.

ANEXOS

ANEXO 1. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-1 MAYO DEL 2011

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-1 Mayo 2011.

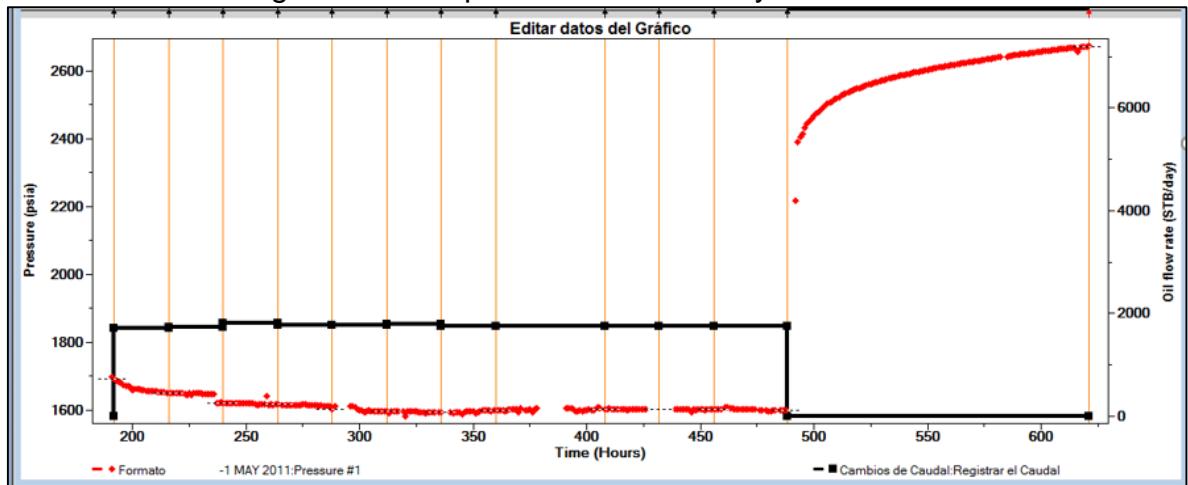


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-1 Mayo 2011.

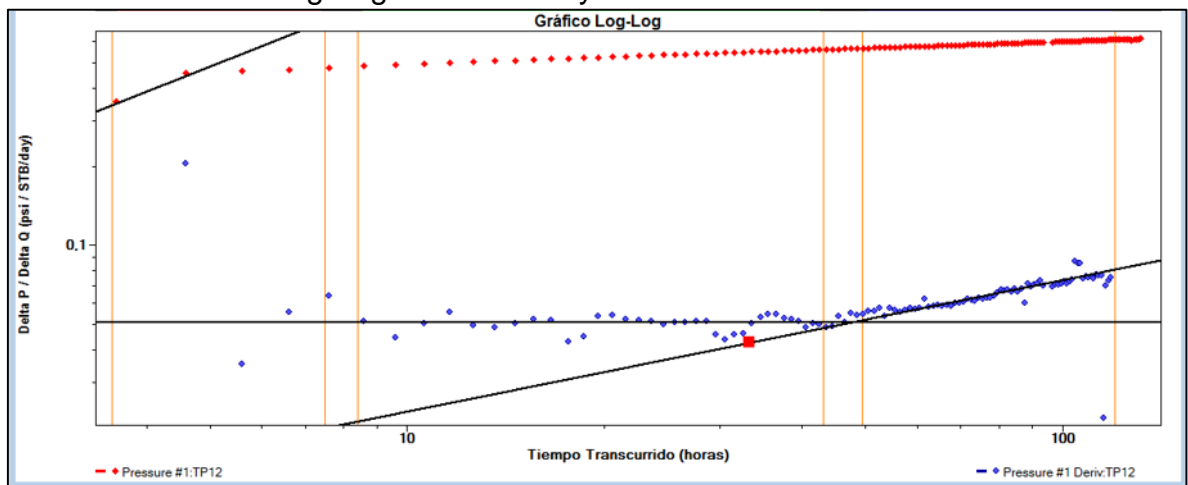


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-1 Mayo 2011.

Resultados de la línea

CS	0,46919 bbl/psi
KH	32023,197 md.ft
K	2784,626 md
W	3465,134 ft
S	-2,7324
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-1 Mayo 2011.

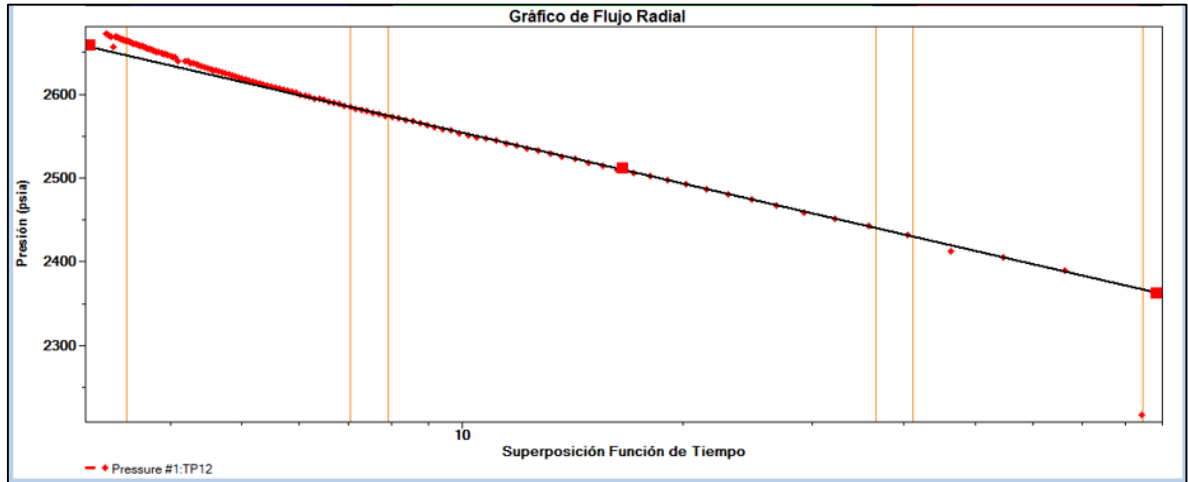


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-1 Mayo 2011.

Resultados de la línea

KH	32327,219 md.ft
K	2811,063 md
S	-2,6406
DPS	-462,458 psi
FE	1,3998
P*	2755,571 psia
RINV	2898,18 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-1 Mayo 2011.

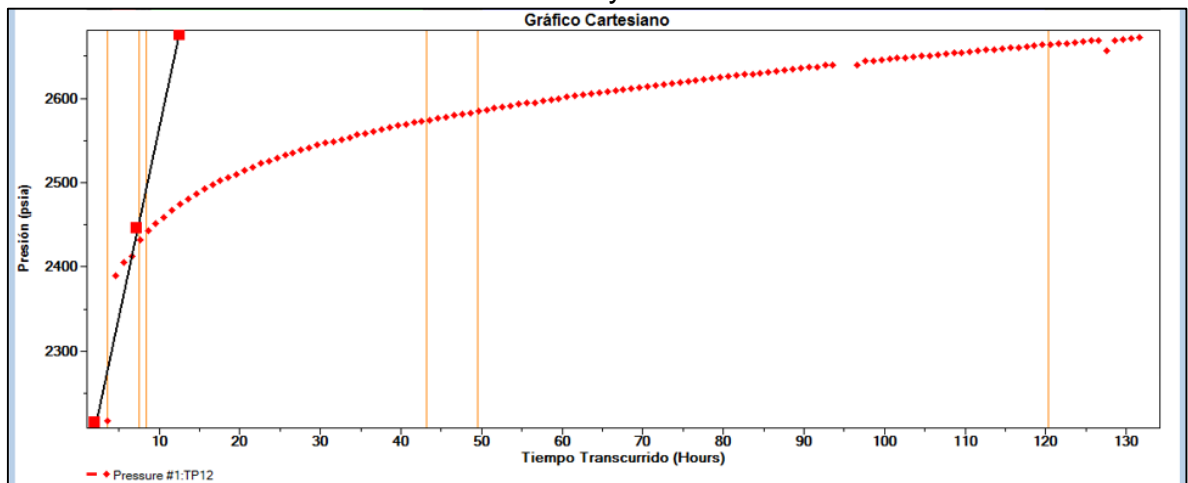


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-1 Mayo 2011.

Resultados de la línea

CS	1,7443 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-1 Mayo 2011.

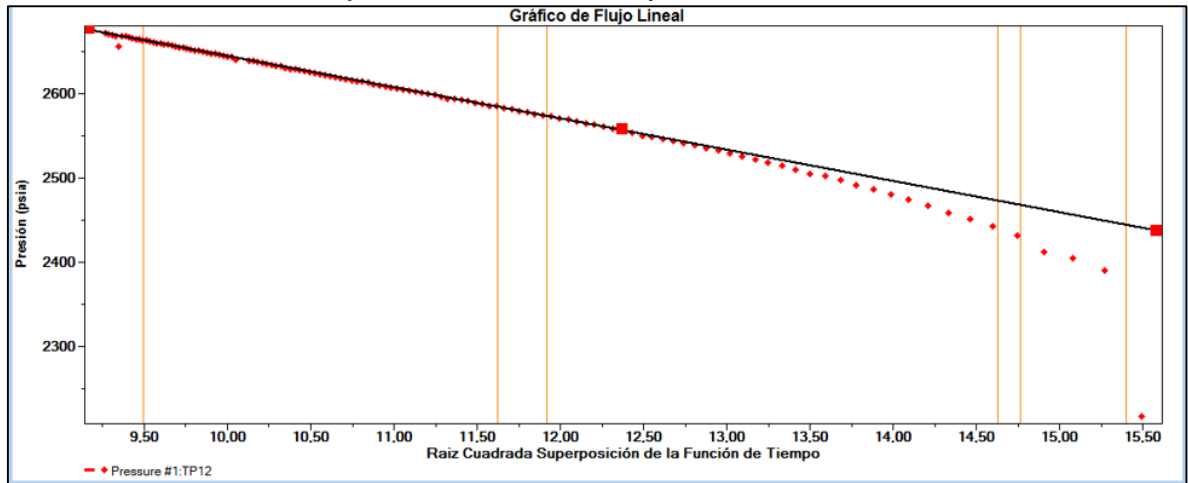


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-1 Mayo 2011.

Resultados de la línea

K	2784,626 md
W	2376,377 ft
S	-2,7324
P*	3016,061 psia
L1	790,487 ft
SCONV	7,119
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 2. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-1 MAYO DEL 2012

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-1 Mayo 2012.

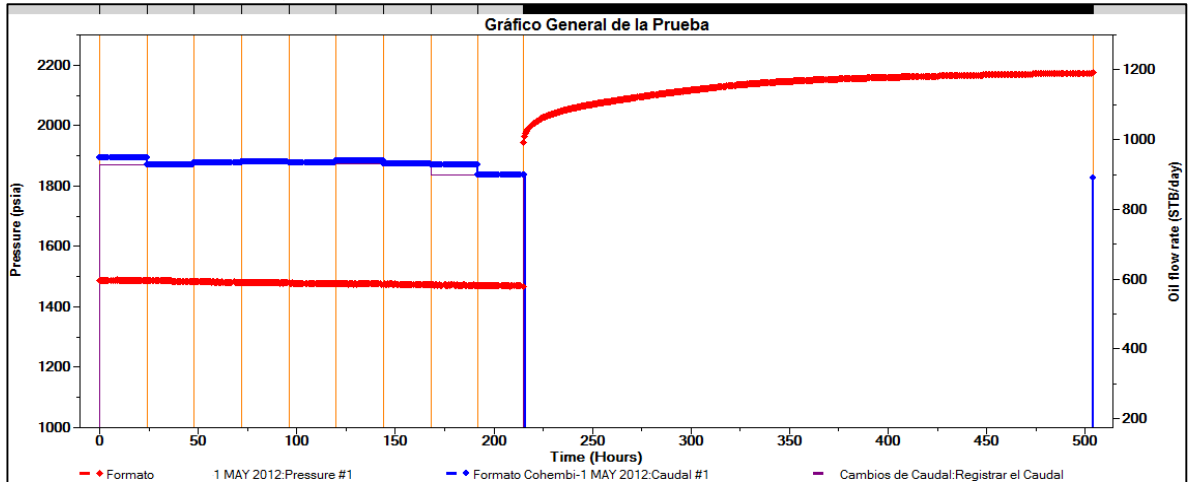


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-1 Mayo 2012.

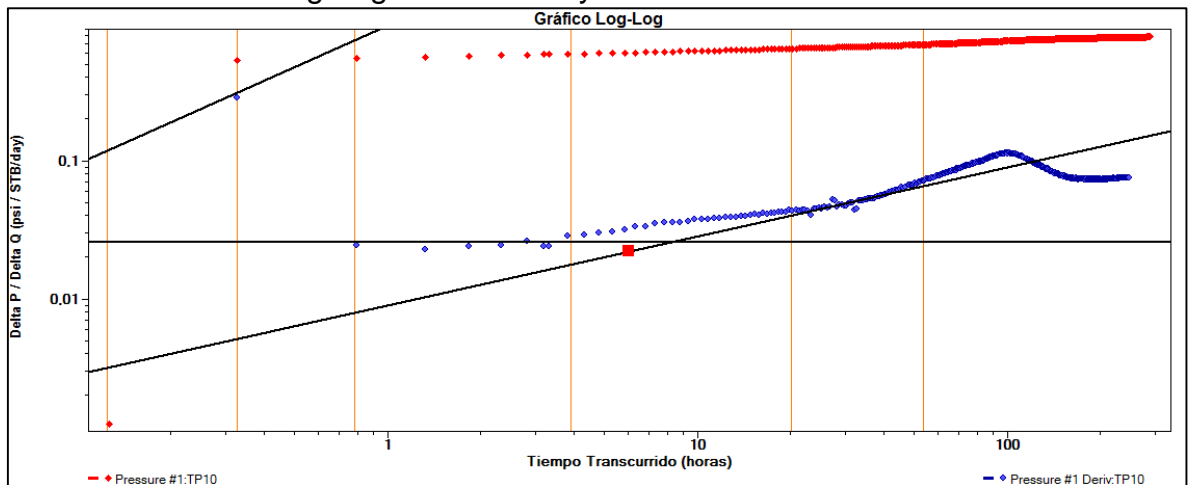


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-1 Mayo 2012.

Resultados de la línea

CS	0,04788 bbl/psi
KH	60049,814 md.ft
K	5459,074 md
W	2105,034 ft
S	4,0459
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-1 Mayo 2012.

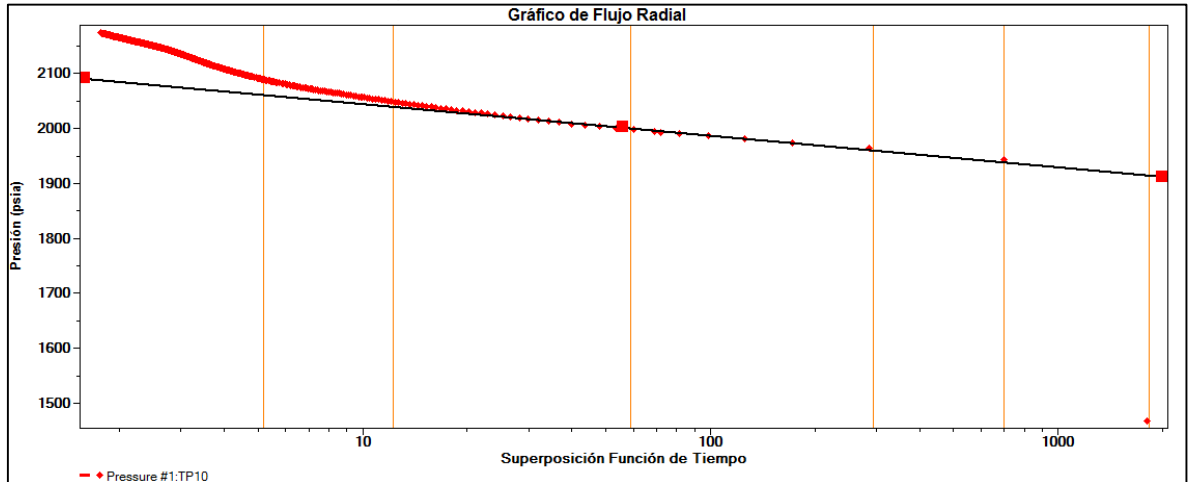


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-1 Mayo 2012.

Resultados de la línea

Kh	55370,497 md.ft
K	5033,682 md
S	3,1988
dpS	160,337 psi
FE	0,74696
P*	2100,966 psia
Rinv	6004,206 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-1 Mayo 2012.

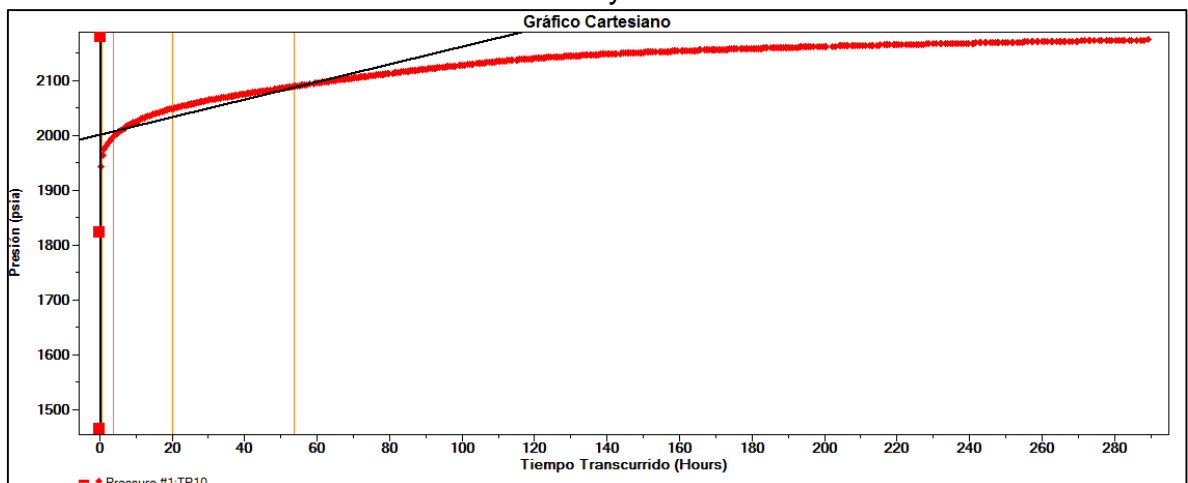


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-1 Mayo 2012.

Resultados de la línea

CS	0,01716 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-1 Mayo 2012.

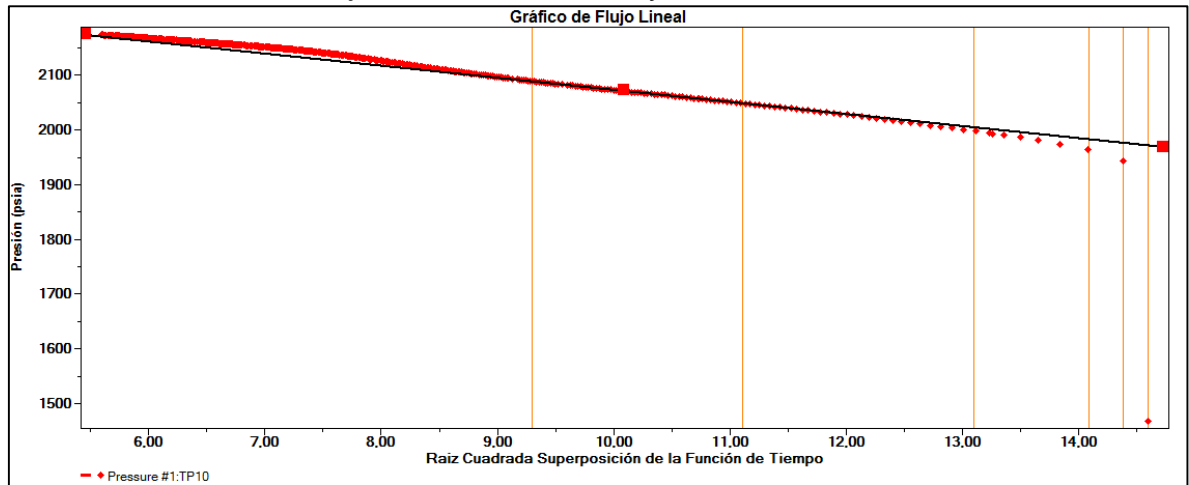


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-1 Mayo 2012.

Resultados de la línea

K	5459,074 md
W	1515,891 ft
S	4,0459
P*	2295,507 psia
L1	498,121 ft
SCONV	6,6769
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 3. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-2 MAYO DEL 2012

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-2 Mayo 2012.

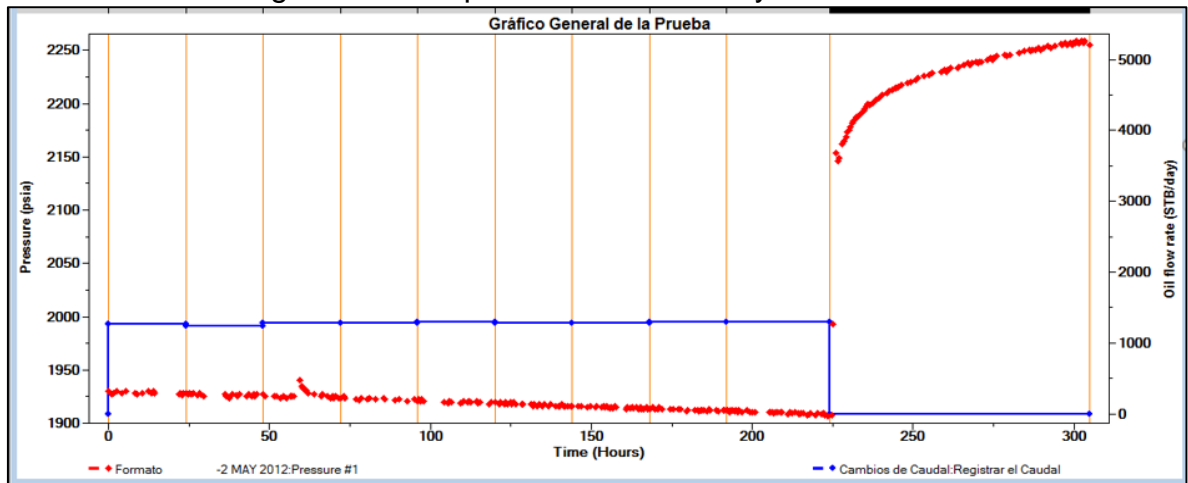


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-2 Mayo 2012.

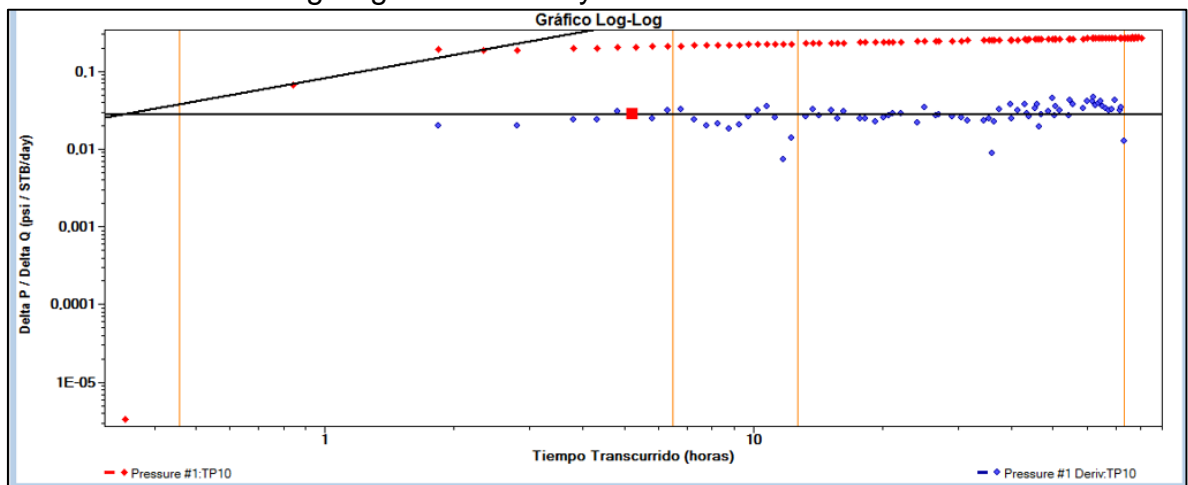


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-2 Mayo 2012.

Resultados de la línea

CS	0,56248 bbl/psi
KH	58115,272 md.ft
K	3434,059 md
S	-3,5718
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-2 Mayo 2012.

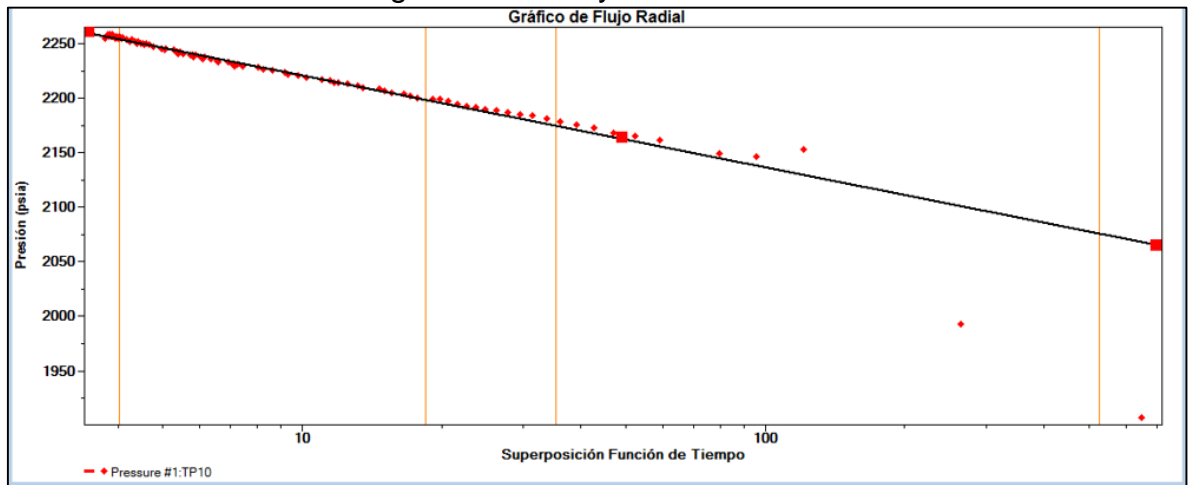


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-2 Mayo 2012.

Resultados de la línea

KH	55454,812 md.ft
K	3276,851 md
S	-3,6705
DPS	-267,72 psi
FE	1,6745
P*	2304,524 psia
RINV	2307,891 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-2 Mayo 2012.

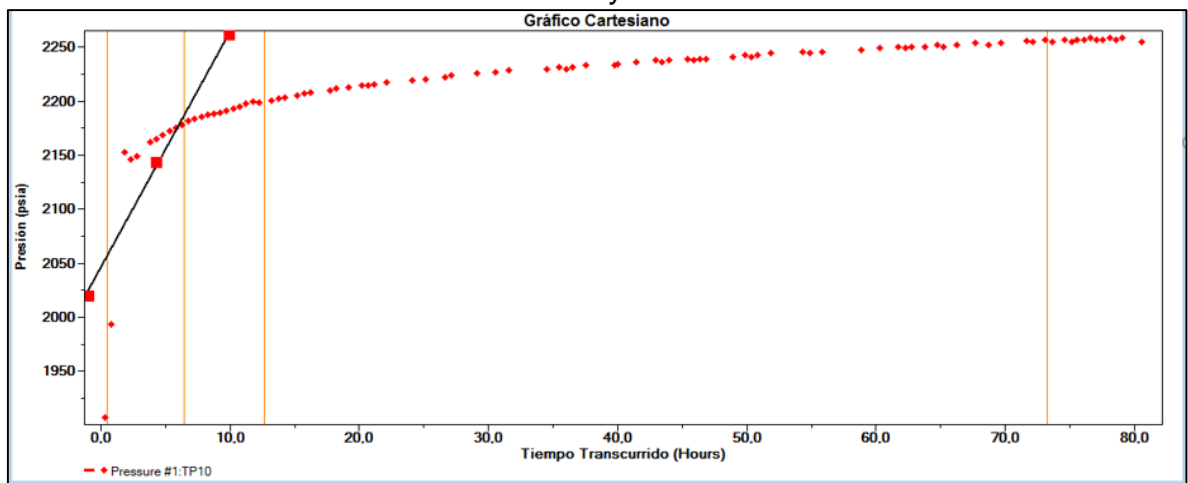


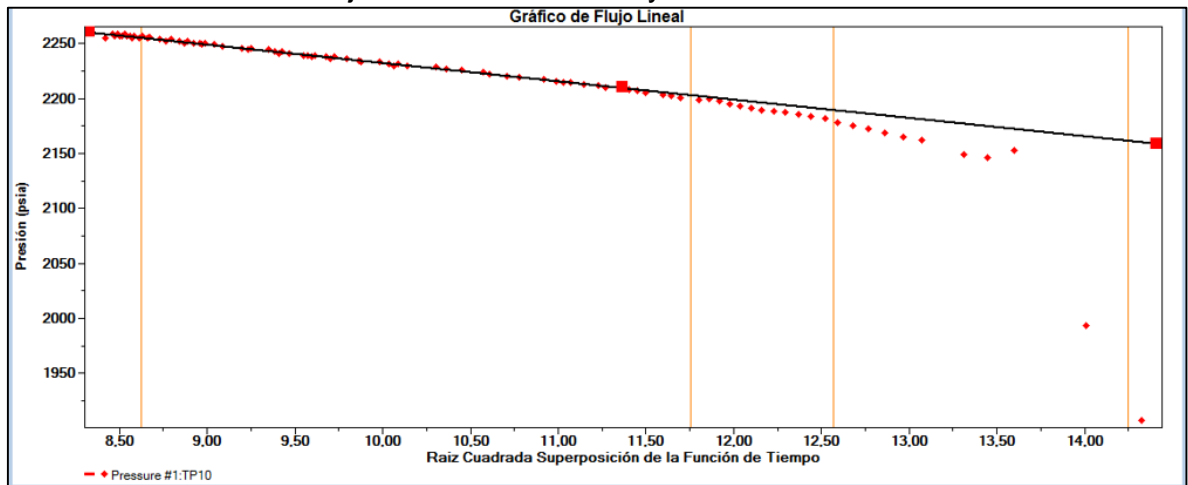
Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-2 Mayo 2012.

Resultados de la línea

CS	2,666 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-2 Mayo 2012.



Debido a que en esta prueba no se observan los límites, la línea de flujo lineal no arroja ningún resultado, pues es necesario identificar el modelo en el gráfico log-log para realizar la gráfica de flujo lineal.

ANEXO 4. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-3 ABRIL DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-3 Abril 2014.

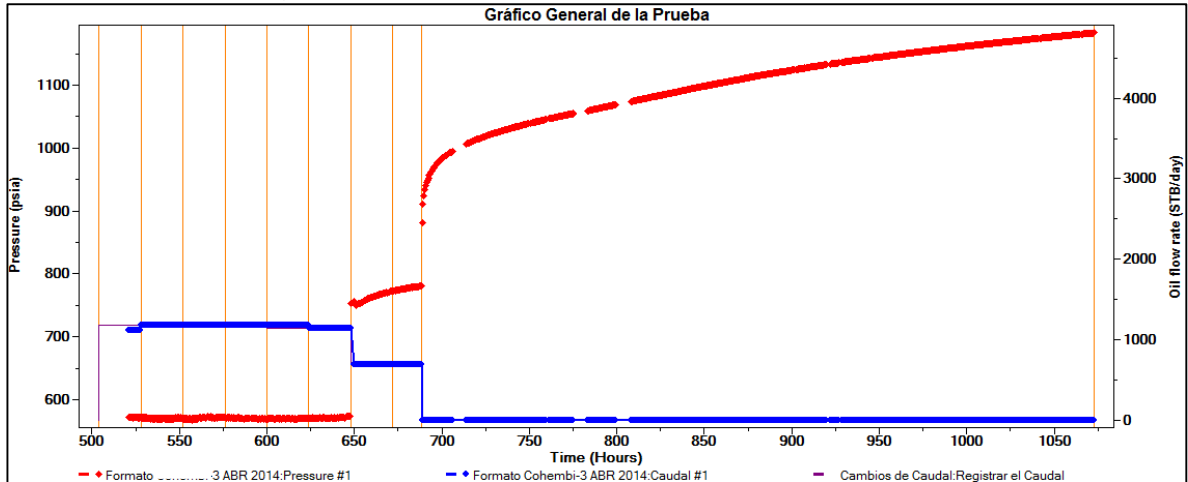


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-3 Abril 2014.

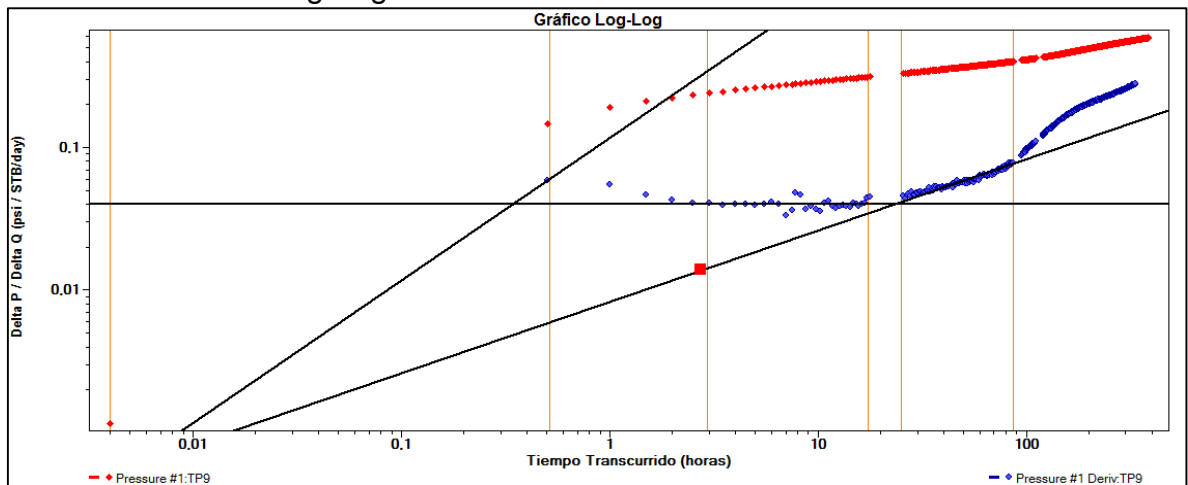


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-3 Abril 2014.

Resultados de la línea

CS	0,3915 bbl/psi
KH	35512,786 md.ft
K	1406,781 md
W	1812,642 ft
S	-3,609
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-3 Abril 2014.

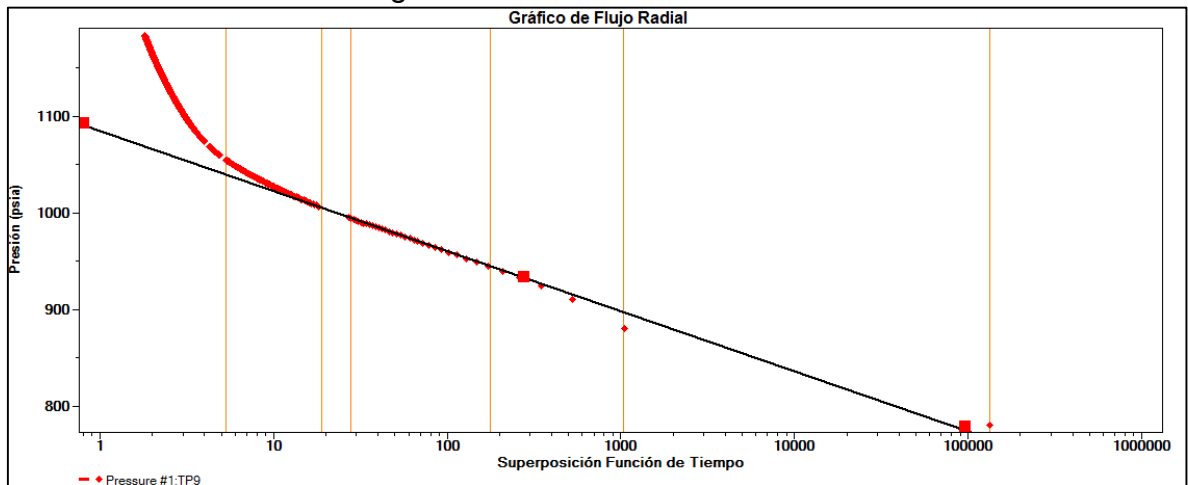


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-3 Abril 2014.

Resultados de la línea

Kh	35845,163 md.ft
K	1419,948 md
S	-3,6014
dpS	-193,632 psi
FE	1,6382
P*	1083,416 psia
Rinv	3717,503 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-3 Abril 2014.

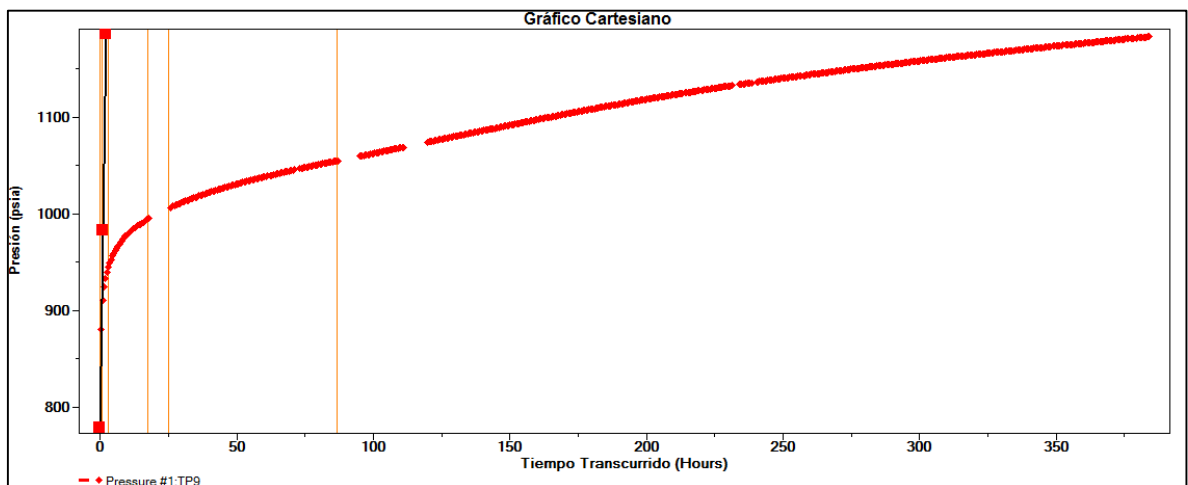


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-3 Abril 2014.

Resultados de la línea

CS	0,15596 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Abril 2014.

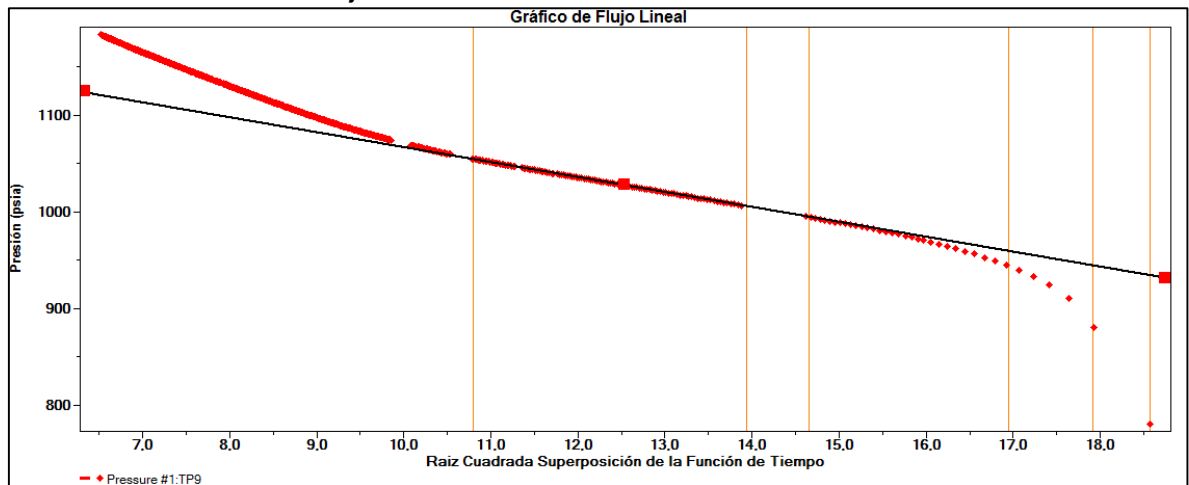


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Abril 2014.

Resultados de la línea

K	1406,781 md
W	1309,707 ft
S	-3,609
P*	1221,803 psia
L1	538,469 ft
SCONV	6,4176
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 5. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-3 JULIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-3 Julio 2014.

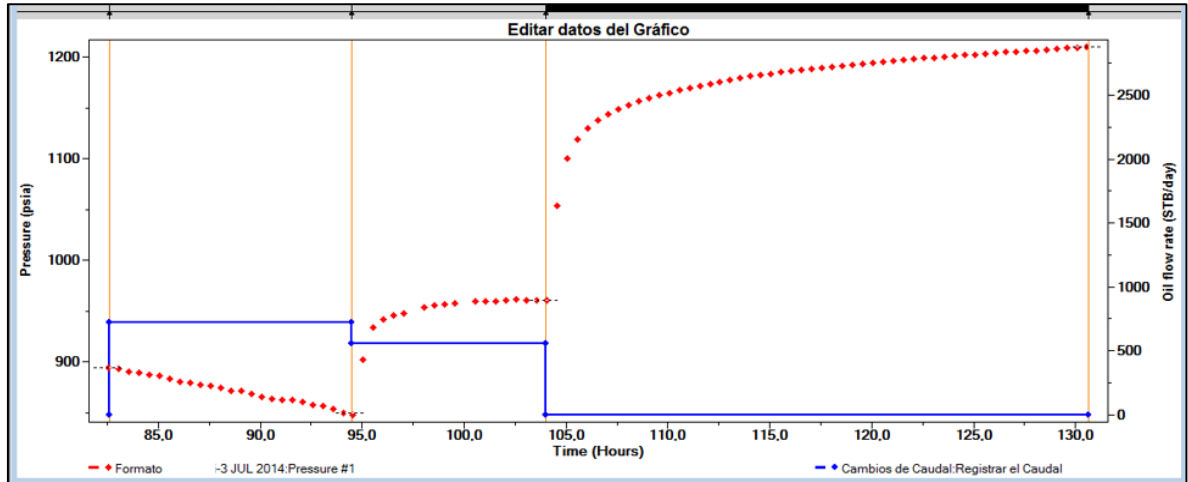


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-3 Julio 2014.

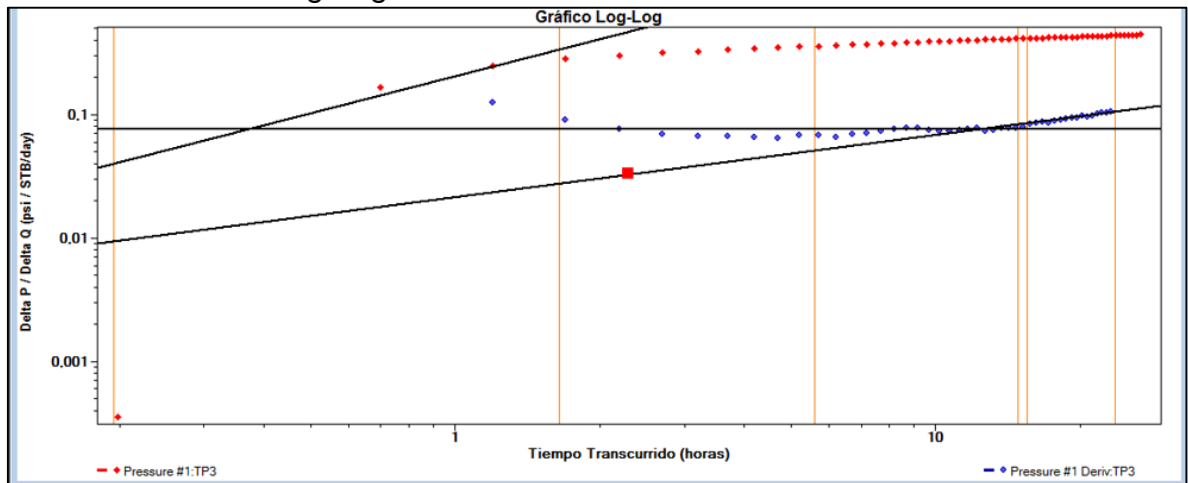


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-3 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,22378 bbl/psi
KH	18485,838 md.ft
K	793,384 md
W	1005,226 ft
S	-4,4053
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFCIO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-3 Julio 2014.

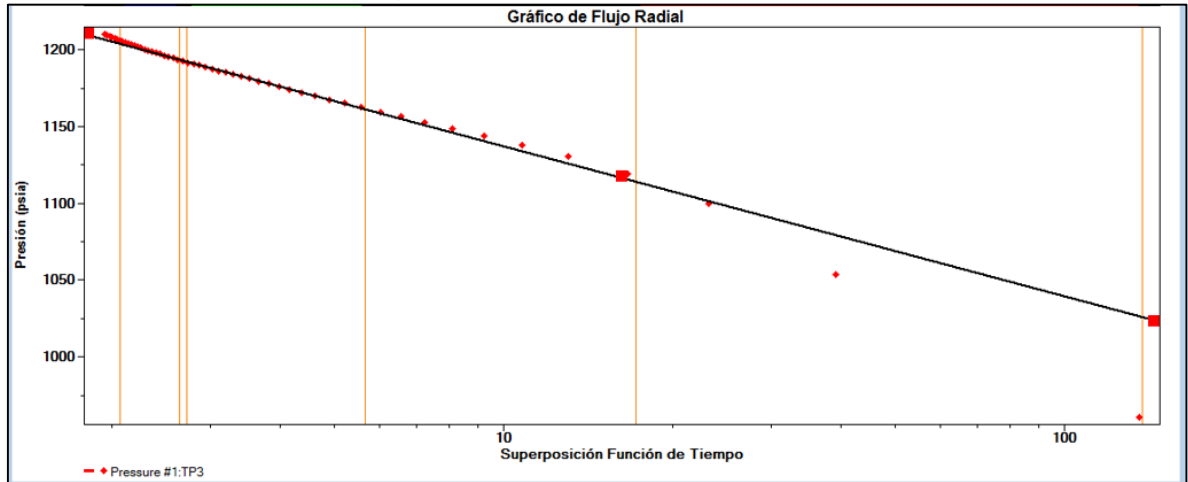


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-3 Julio 2014.

Resultados de la línea

KH	18620,902 md.ft
K	799,18 md
S	-4,2428
DPS	-359,764 psi
FE	2,3165
P*	1234,473 psia
RINV	735,599 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-3 Julio 2014.

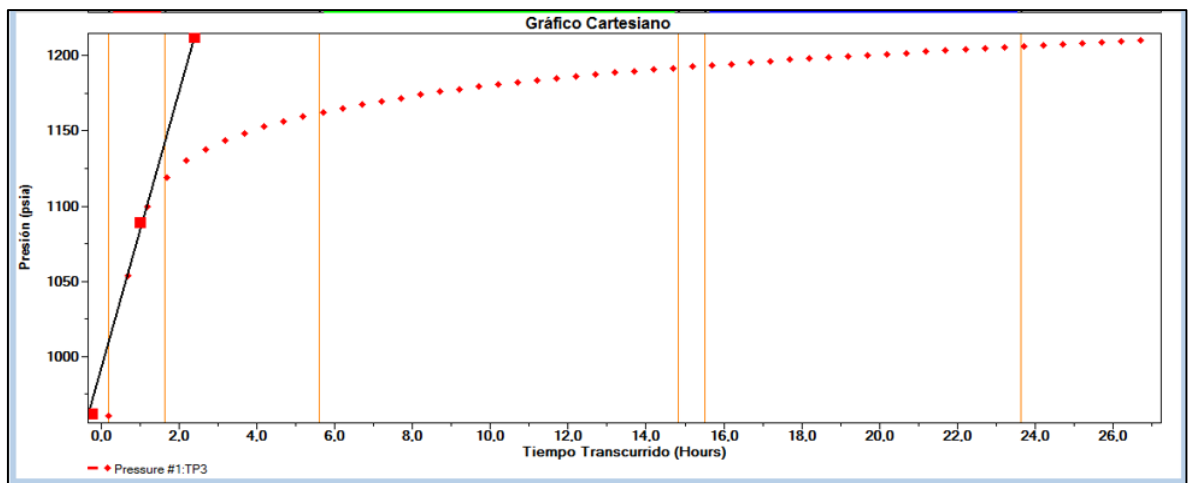


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-3 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,27601 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Julio 2014.

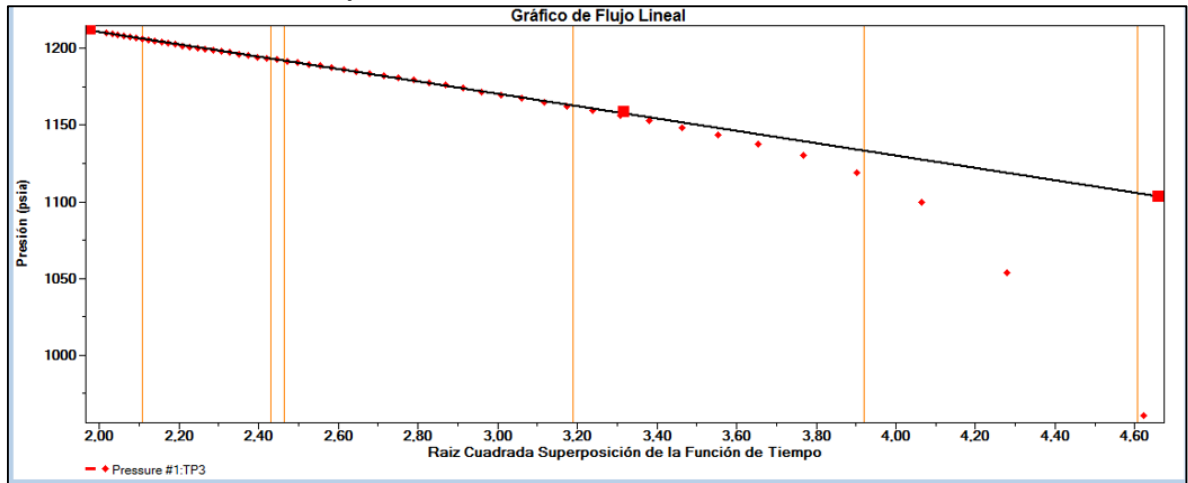


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Julio 2014.

Resultados de la línea

K	793,383 md
W	599,772 ft
S	-4,403
P*	1290,557 psia
L1	161,005 ft
SCONV	5,889
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 6. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-3 JUNIO DEL 2015

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-3 Junio 2015.

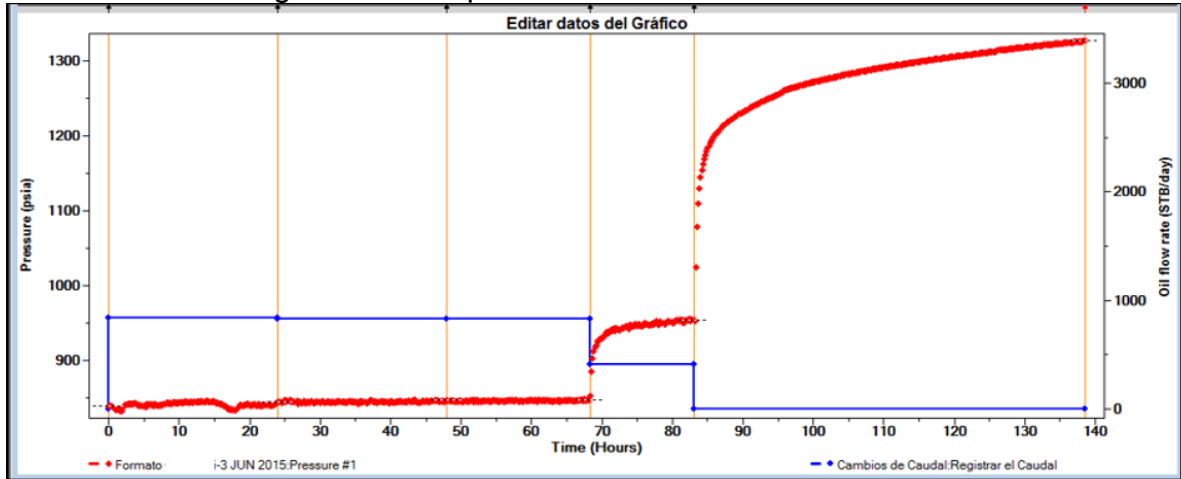


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-3 Junio 2015.

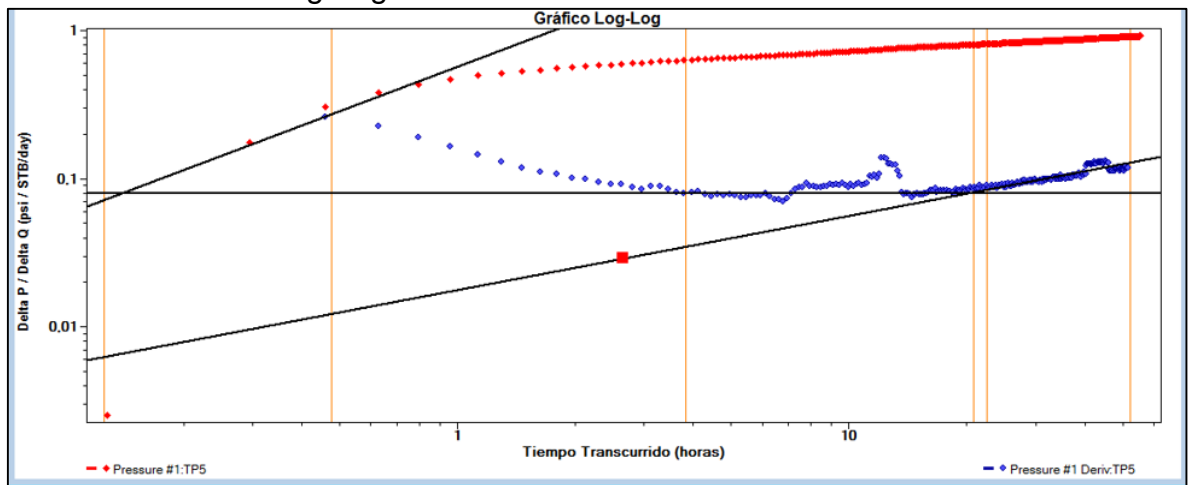


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-3 Junio 2015.

Resultados de la línea

CS	0,08004 bbl/psi
KH	18131,736 md.ft
K	718,259 md
W	1198,39 ft
S	-2,3226
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-3 Junio 2015.

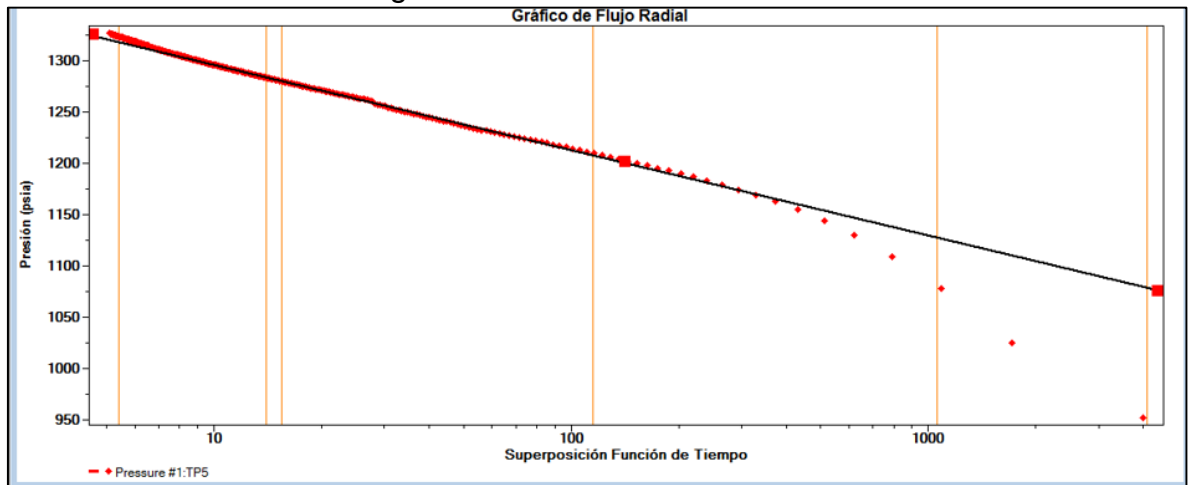


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-3 Junio 2015.

Resultados de la línea

KH	18620,902 md.ft
K	799,18 md
S	-4,2428
DPS	-359,764 psi
FE	2,3165
P*	1234,473 psia
RINV	735,599 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRAFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-3 Junio 2015.

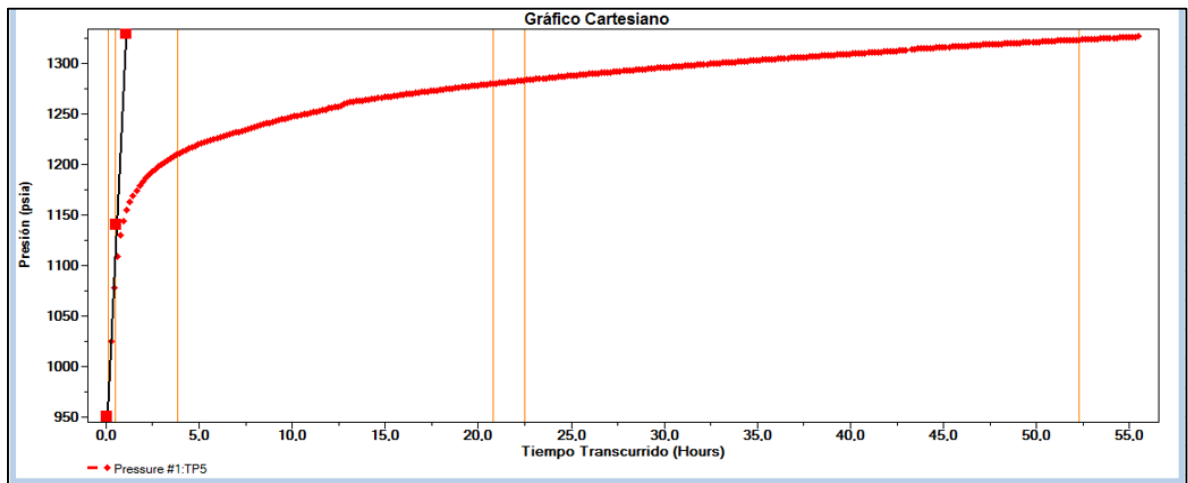


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-3 Junio 2015.

Resultados de la línea

CS	0,04899 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Junio 2015.

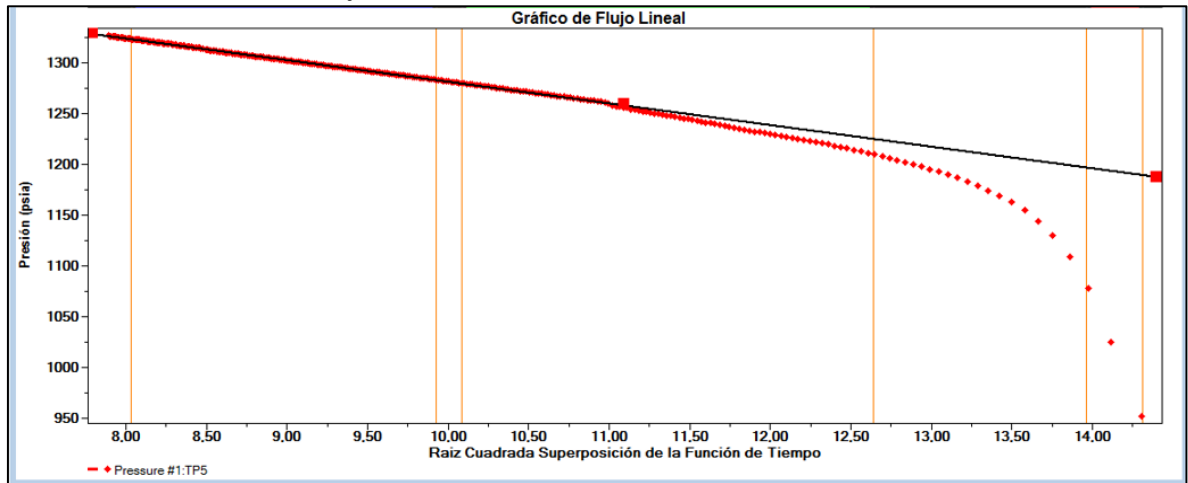


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-3 Junio 2015.

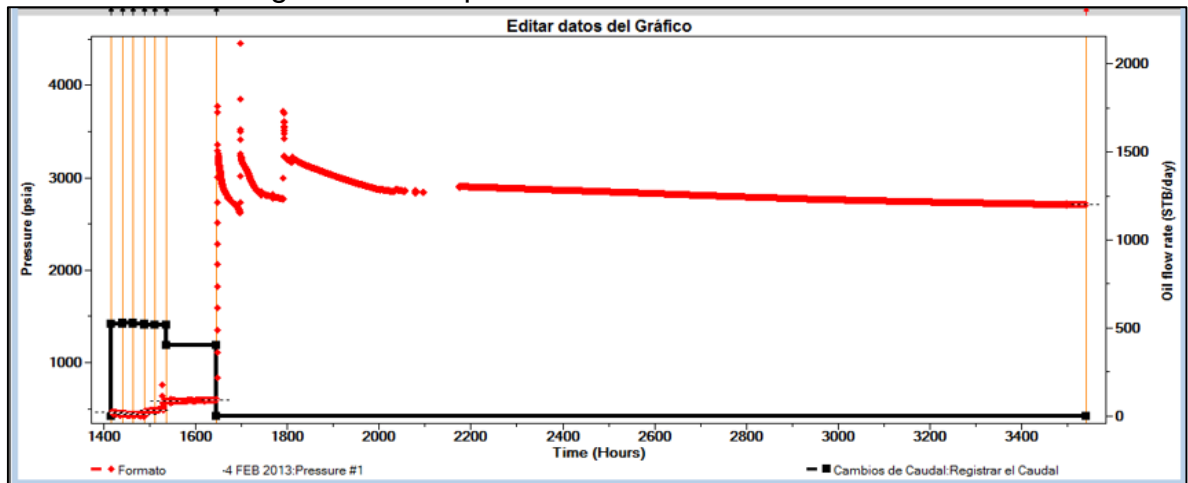
Resultados de la línea

K	718,259 md
W	799,097 ft
S	-2,3226
P*	1495,372 psia
L1	399,549 ft
SCONV	5,862
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 7. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-4 FEBRERO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

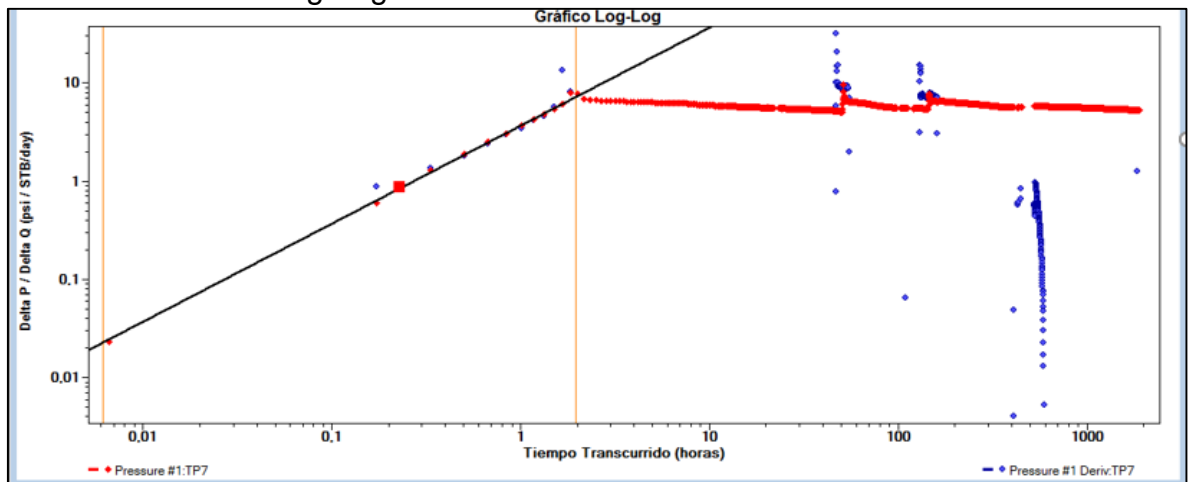
Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-4 Febrero 2013.



Al realizar la gráfica de la prueba general como se puede observar en la gráfica 1, este dio un gráfico no representativo debido a que no se veía ningún PBU; por lo cual no se podía realizar el análisis. Sin embargo, para verificarlo se realizó el gráfico log-log y se obtuvo que no era posible identificar ningún régimen de flujo pues no mostraba la derivada de la presión, como se puede ver en la gráfica 2.

GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-4 Febrero 2013.



ANEXO 8. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-5 ENERO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-5 Enero 2013.

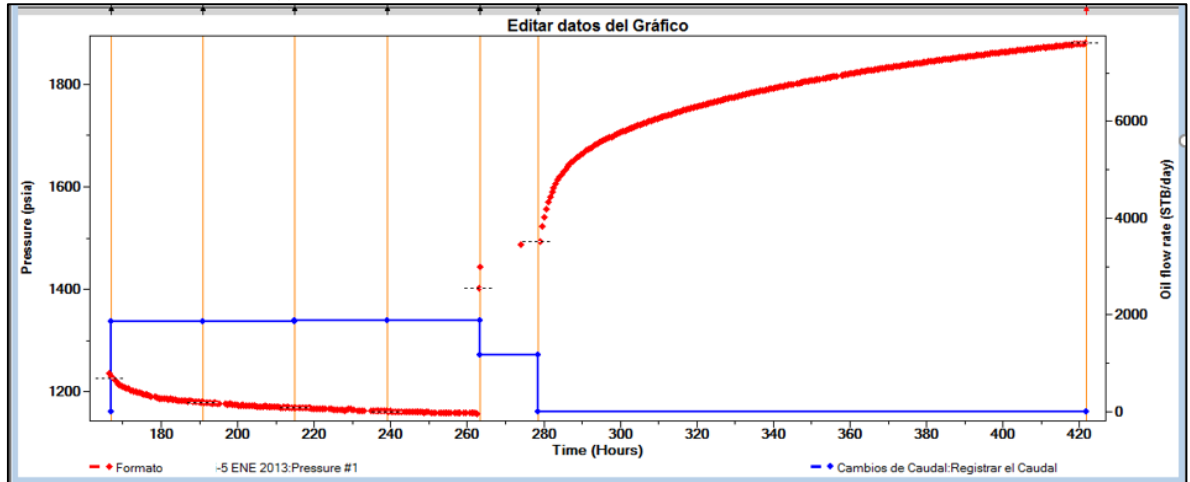


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-5 Enero 2013.

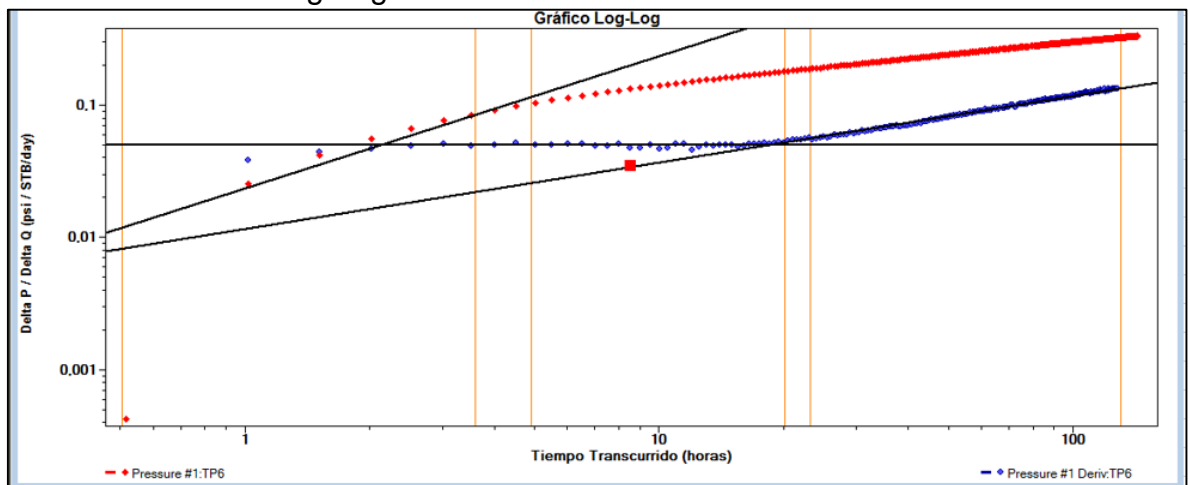


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-5 Enero 2013.

Resultados de la línea

CS	1,9424 bbl/psi
KH	29812,011 md.ft
K	1066,745 md
W	1300,502 ft
S	-5,6292
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-5 Enero 2013.

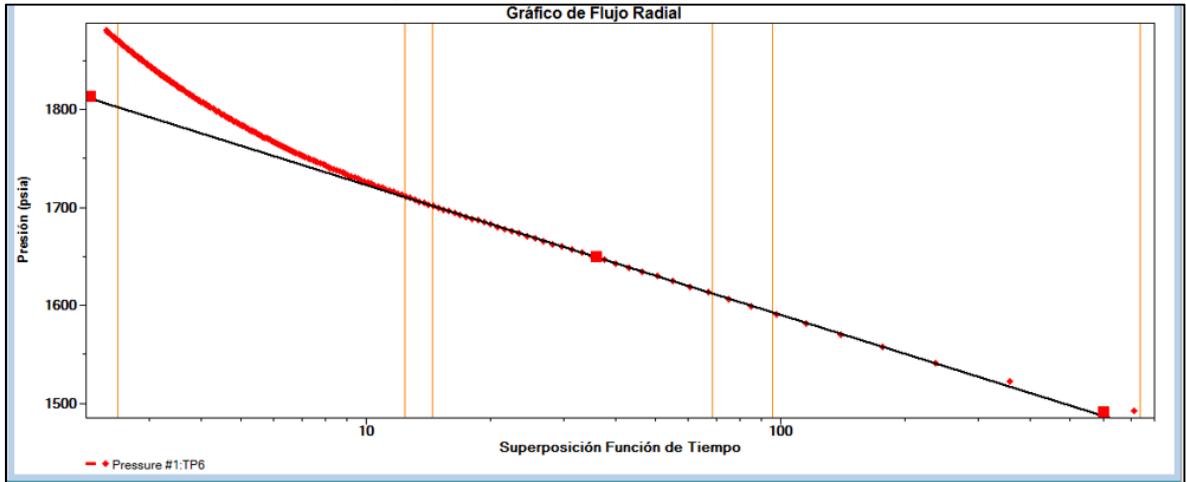


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-5 Enero 2013.

Resultados de la línea

KH	30142,477 md.ft
K	1078,57 md
S	-5,6938
DPS	-653,551 psi
FE	2,8044
P*	1854,625 psia
RINV	1823,996 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-5 Enero 2013.

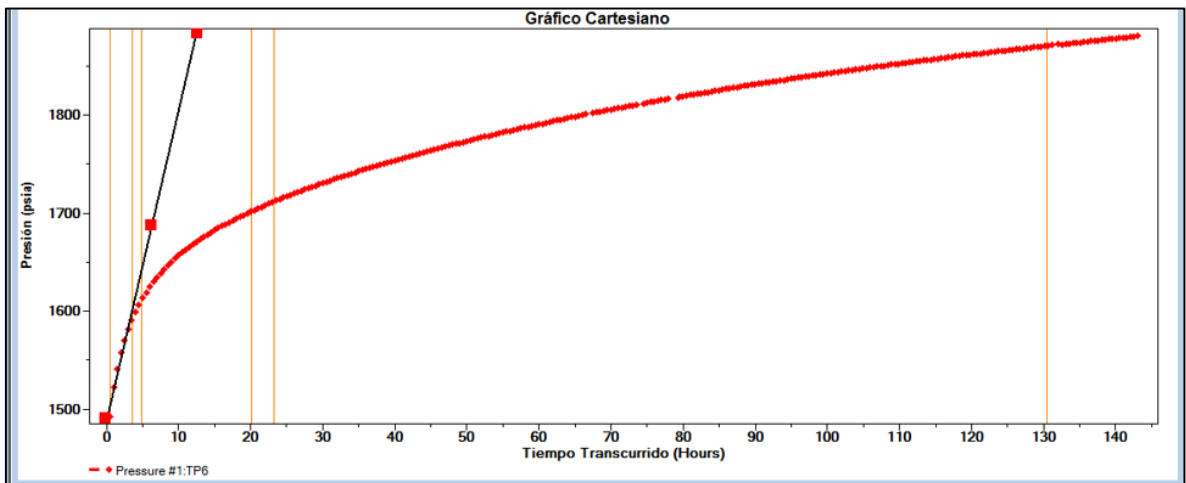


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-5 Enero 2013.

Resultados de la línea

CS	1,681 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Enero 2013.

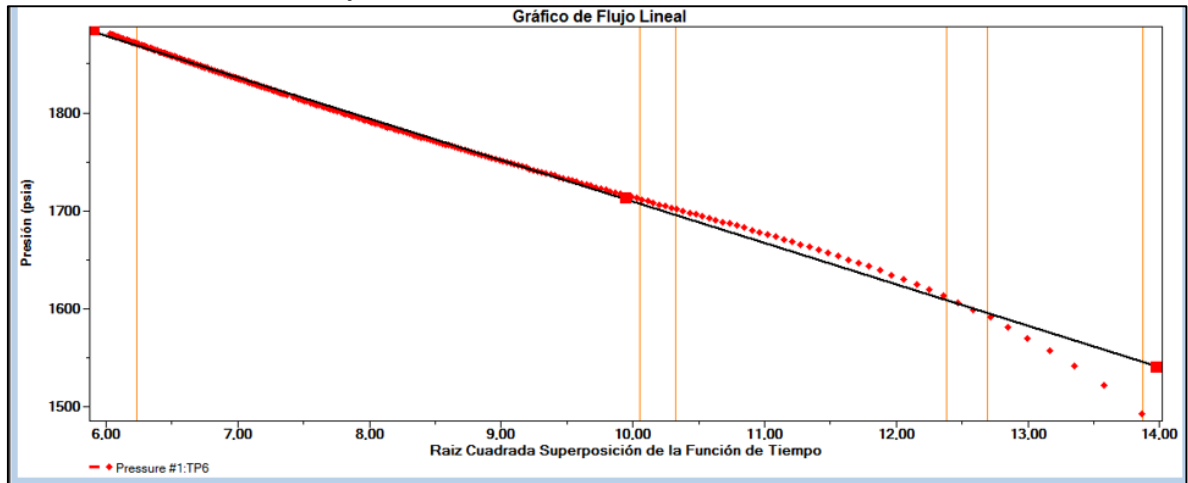


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Enero 2013.

Resultados de la línea

K	1066,745 md
W	827,259 ft
S	-5,6292
P*	2131,225 psia
L1	413,63 ft
SCONV	5,8261
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 9. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-5 AGOSTO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-5 Agosto 2013.

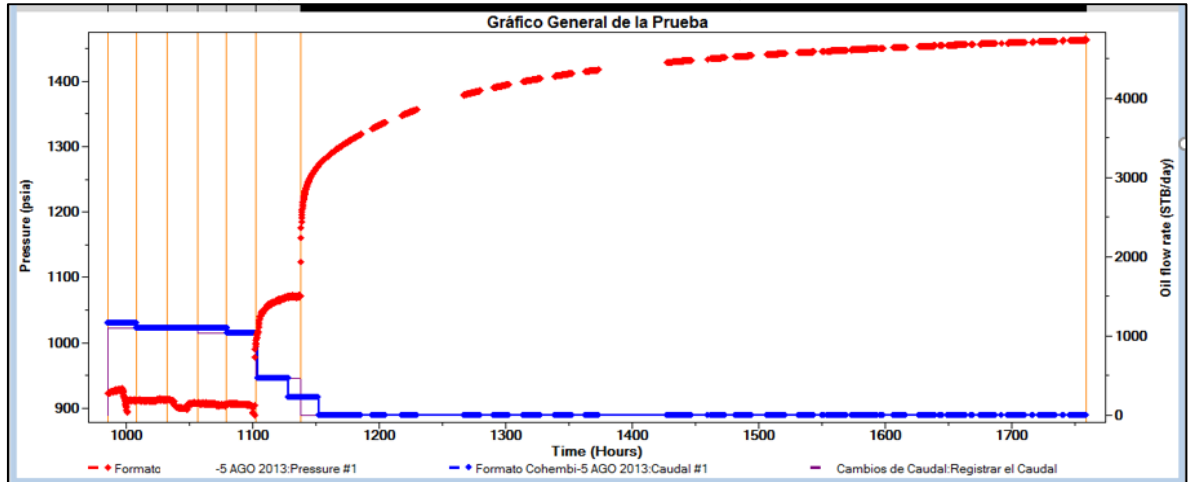


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-5 Agosto 2013.

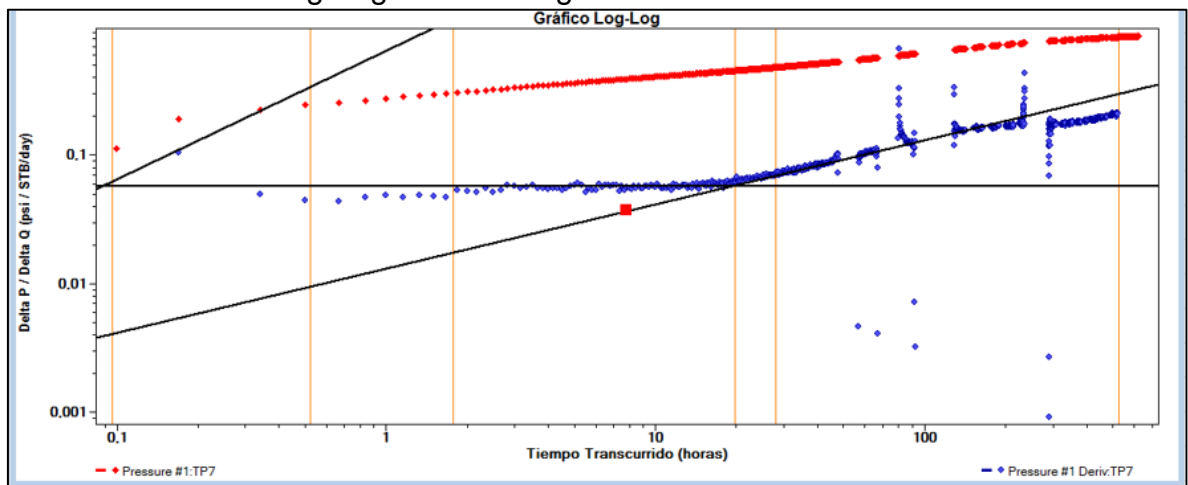


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-5 Agosto 2013.

Resultados de la línea

CS	0,07028 bbl/psi
KH	24817,631 md.ft
K	888,034 md
W	1238,613 ft
S	-3,4339
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-5 Agosto 2013.

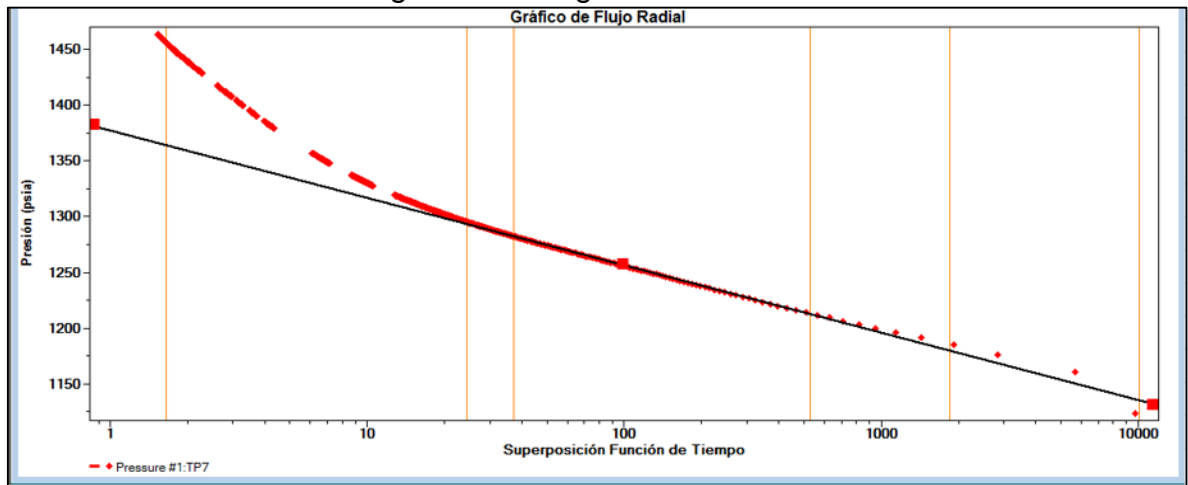


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-5 Agosto 2013.

Resultados de la línea

KH	25207,486 md.ft
K	901,984 md
S	-3,4548
DPS	-181,509 psi
FE	1,5949
P*	1376,806 psia
RINV	3555,751 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-5 Agosto 2013.

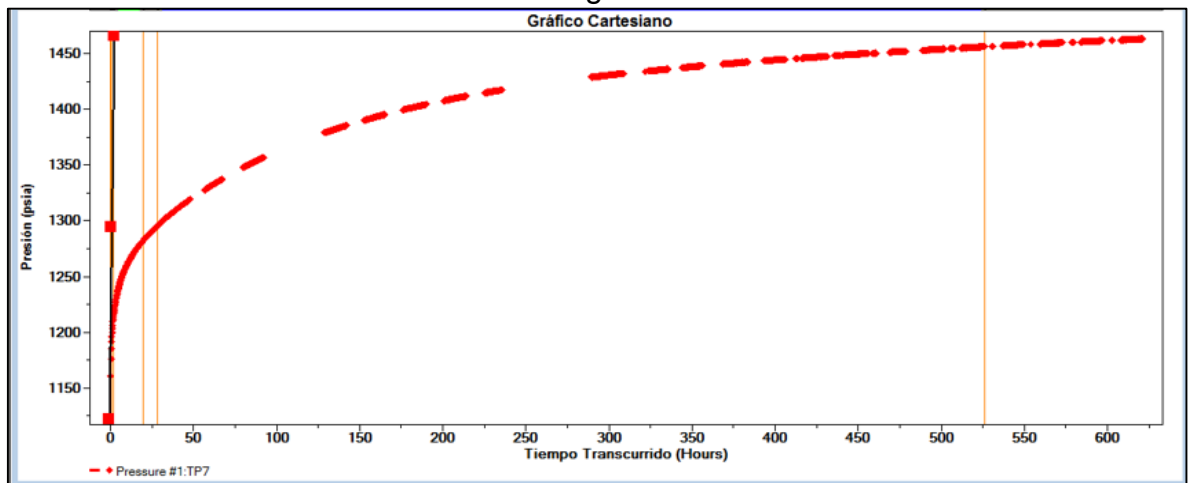


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-5 Agosto 2013.

Resultados de la línea

CS	0,15633 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Agosto 2013.

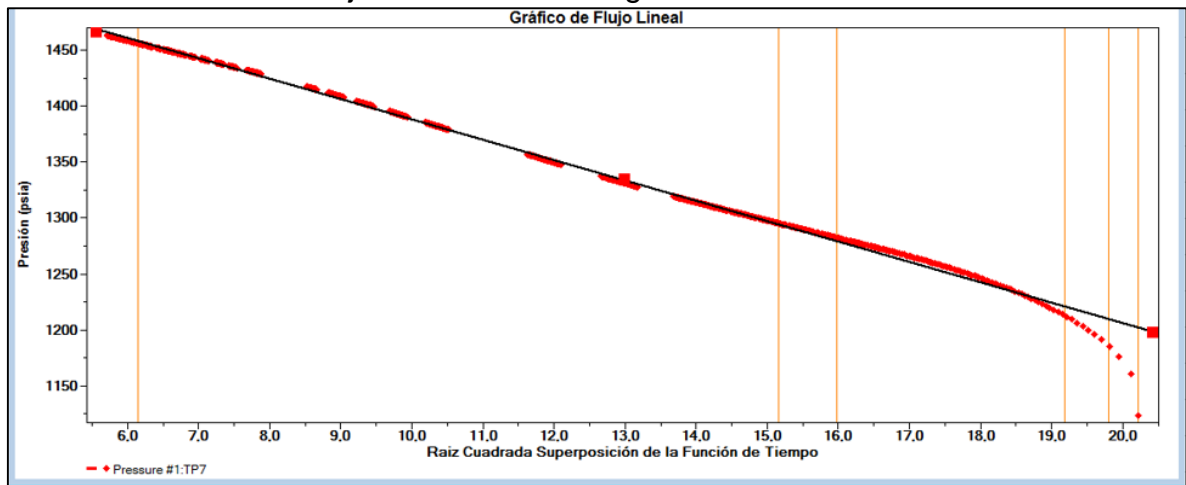


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Agosto 2013.

Resultados de la línea

K	888,034 md
W	822,066 ft
S	-3,4339
P*	1570,758 psia
L1	411,033 ft
SCONV	5,7652
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 10. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-5 ABRIL DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-5 Abril 2014.

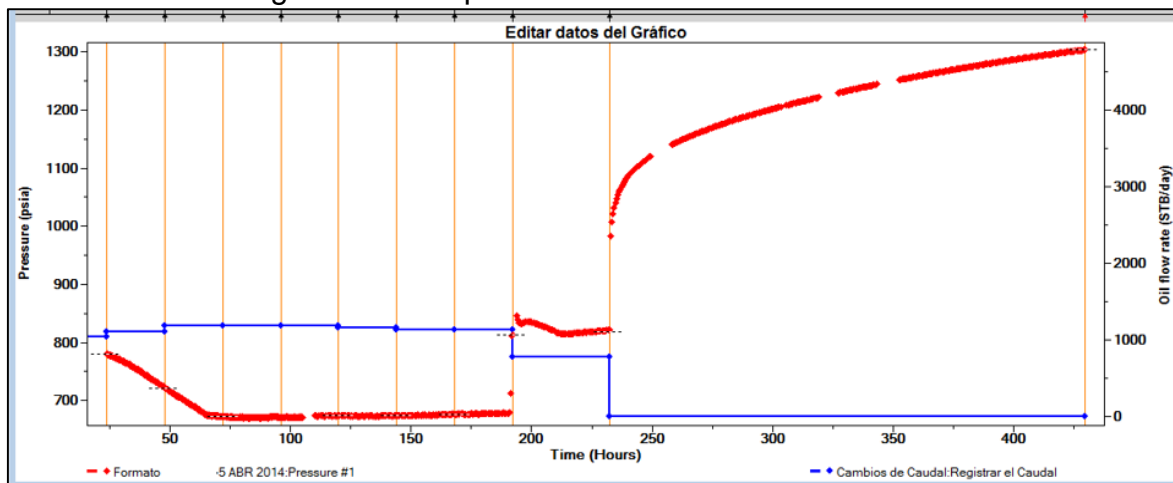


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-5 Abril 2014.

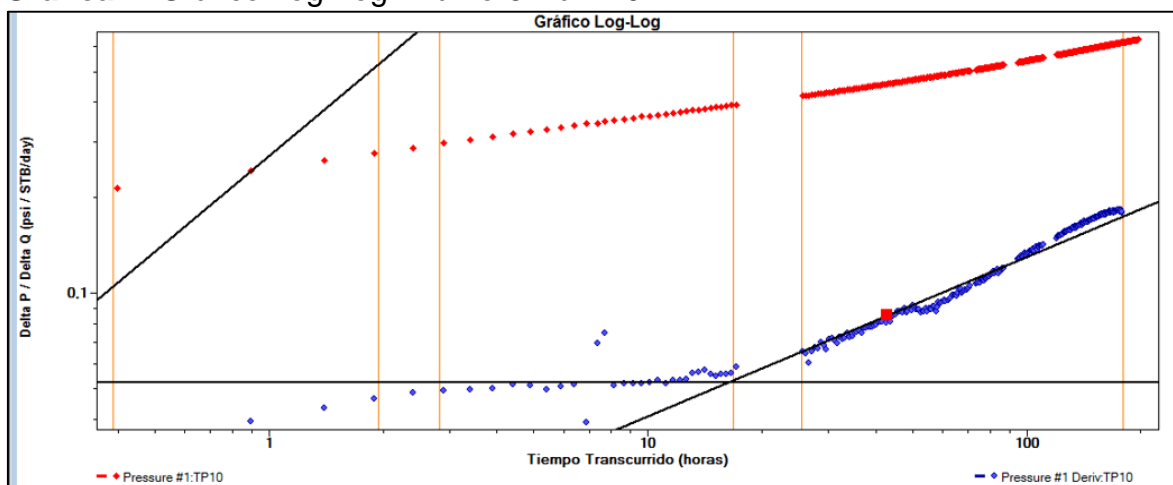


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-5 Abril 2014.

Resultados de la línea

CS	0,16908 bbl/psi
KH	27298,548 md.ft
K	976,808 md
W	1187,454 ft
S	-3,561
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-5 Abril 2014.

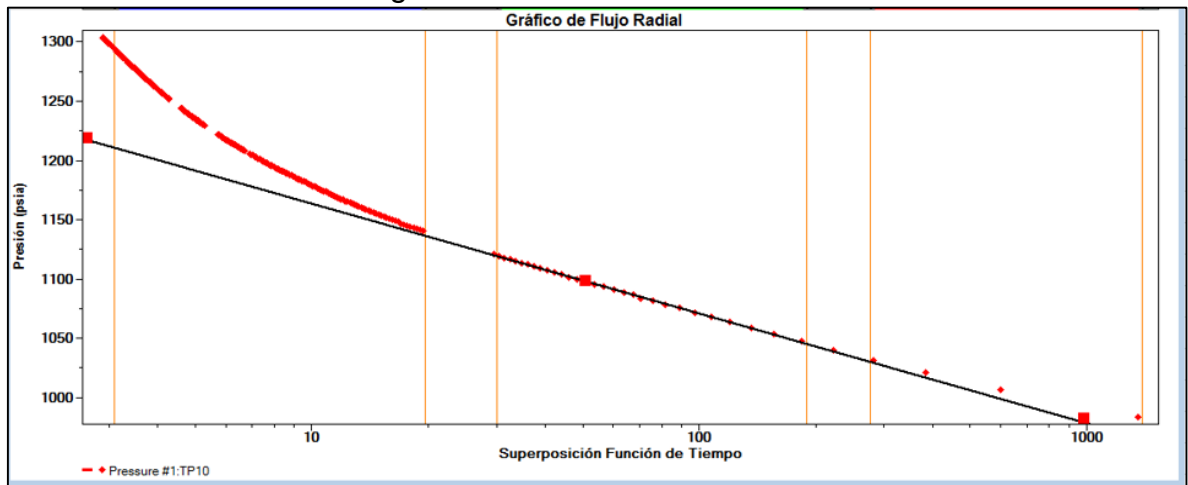


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-5 Abril 2014.

Resultados de la línea

KH	27378,789 md.ft
K	979,679 md
S	-3,5637
DPS	-286,172 psi
FE	1,6545
P*	1255,729 psia
RINV	2082,474 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-5 Abril 2014.

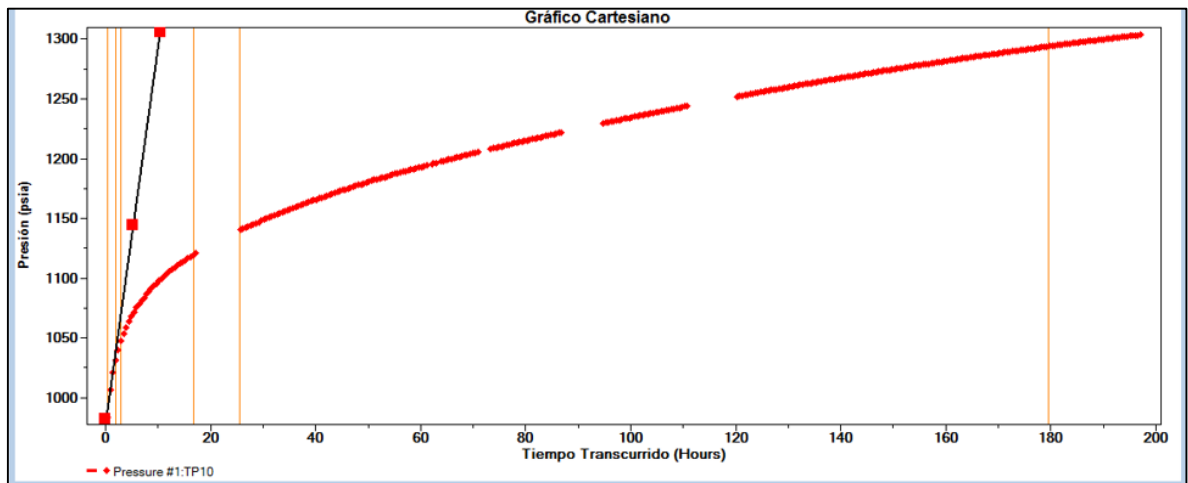


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-5 Abril 2014.

Resultados de la línea

CS	1,1168 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Abril 2014.

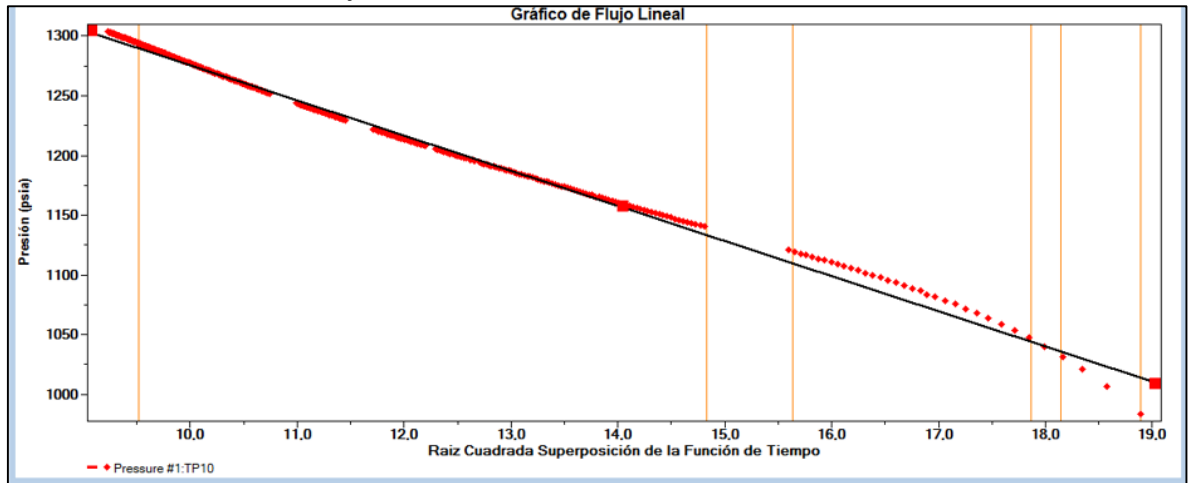


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-5 Abril 2014.

Resultados de la línea

K	976,808 md
W	805,658 ft
S	-3,561
P*	1569,527 psia
L1	402,784 ft
SCONV	5,7641
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 11. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-7 JUNIO DEL 2012

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-7 Junio 2012.

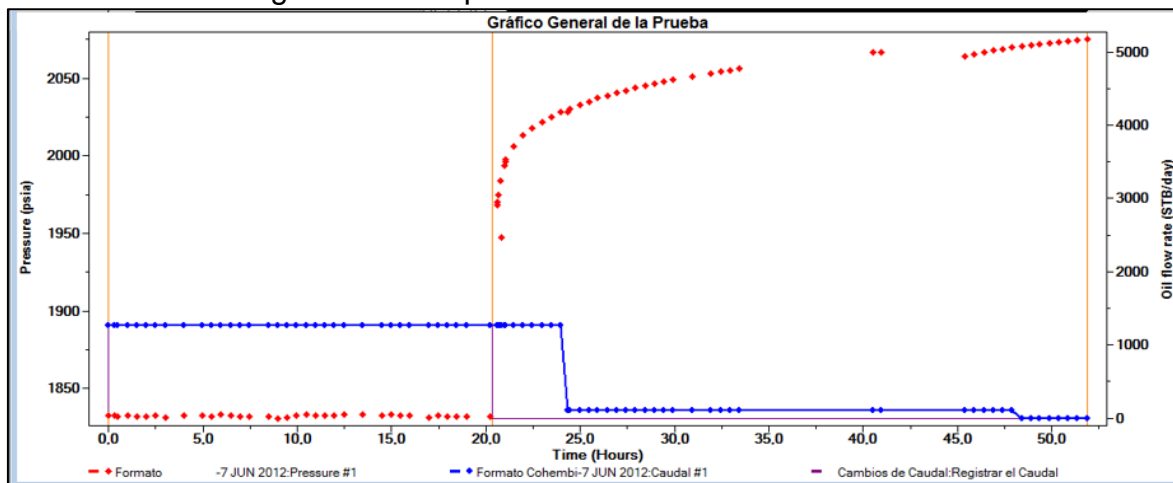


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-7 Junio 2012.

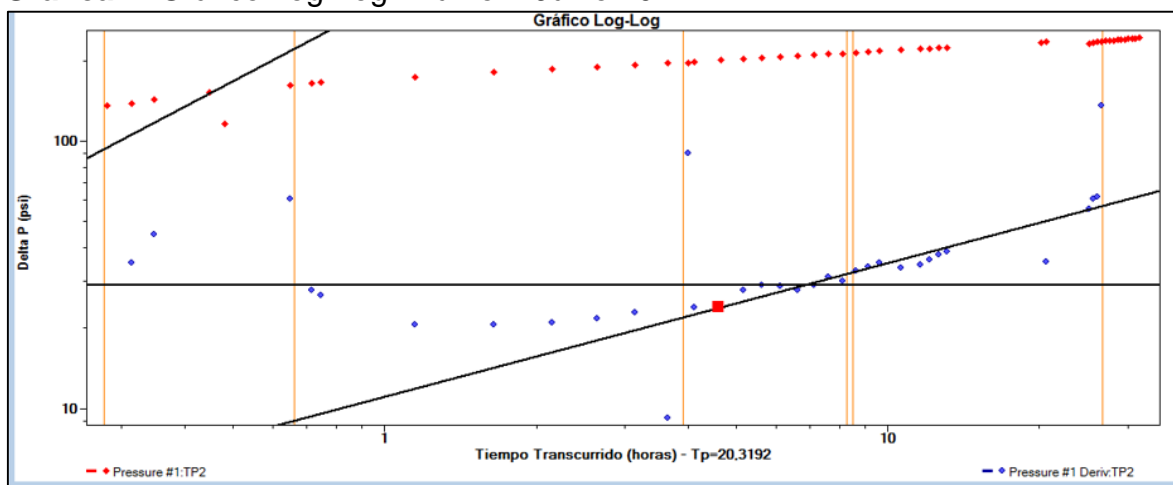


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-7 Junio 2012.

Resultados de la línea

CS	0,1722 bbl/psi
KH	64957,614 md.ft
K	5905,238 md
W	2057,397 ft
S	-4,1715
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-7 Junio 2012.

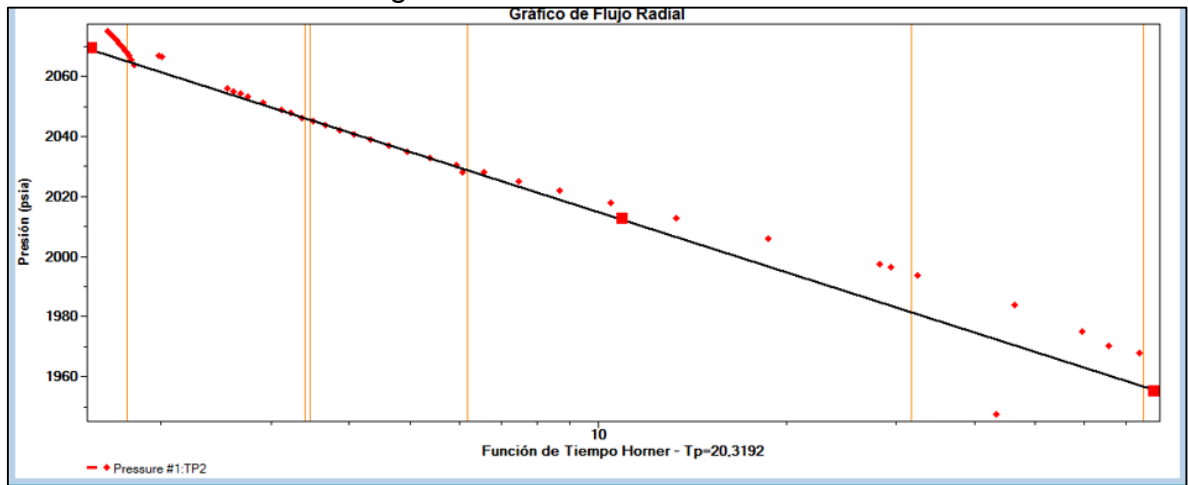


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-7 Junio 2012.

Resultados de la línea

KH	64964,537 md.ft
K	5905,867 md
S	-4,0428
DPS	-233,817 psi
FE	1,9387
P*	2081,211 psia
RINV	2223,285 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-7 Junio 2012.

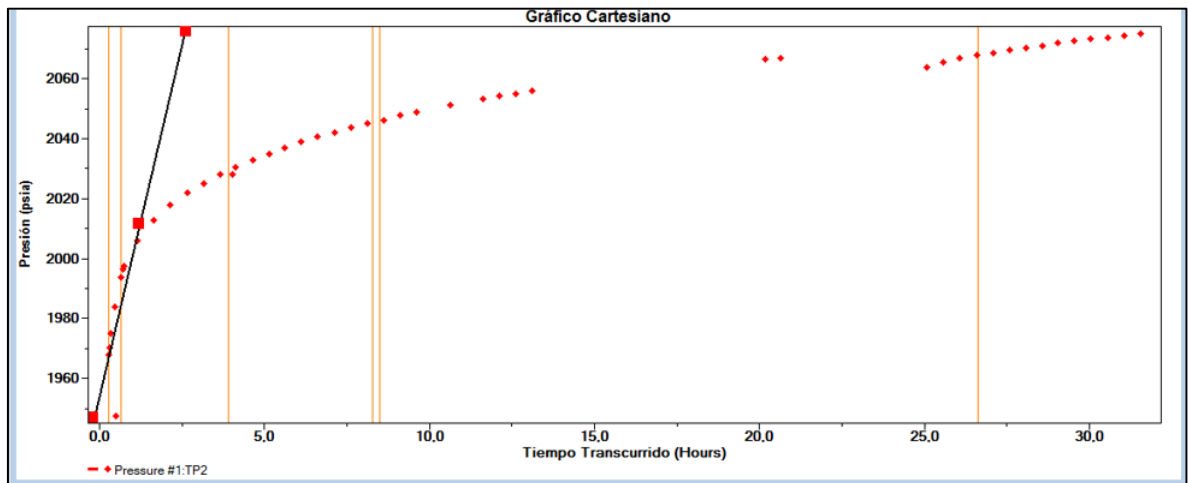


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-7 Junio 2012.

Resultados de la línea

CS	1,2255 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO DE LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Junio 2012.

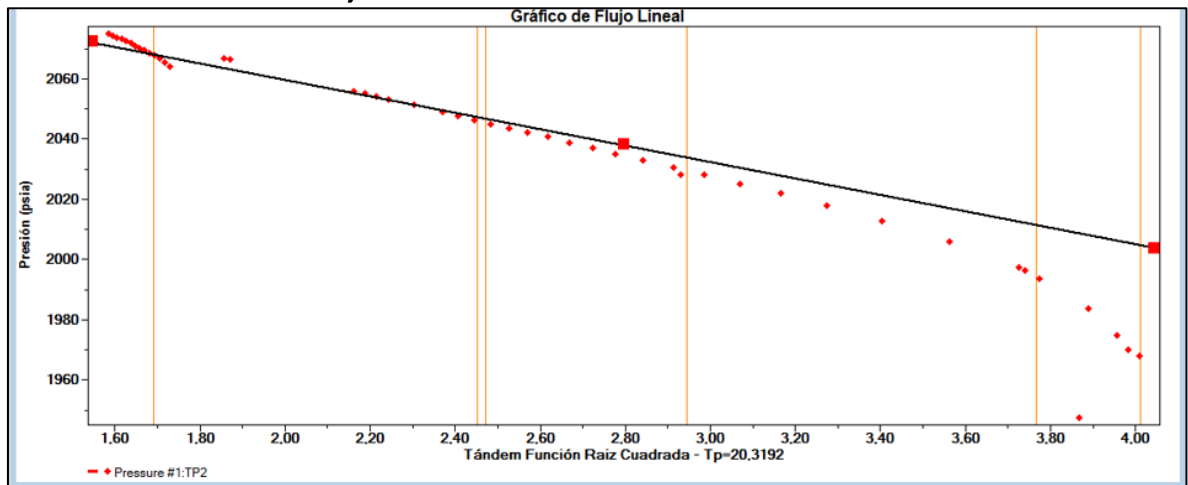


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Junio 2012.

Resultados de la línea

K	5905,236 md
W	1663,469 ft
S	-4,1704
P*	2114,229 psia
L1	440,862 ft
SCONV	6,9188
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 12. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-7 AGOSTO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-7 Agosto 2013.

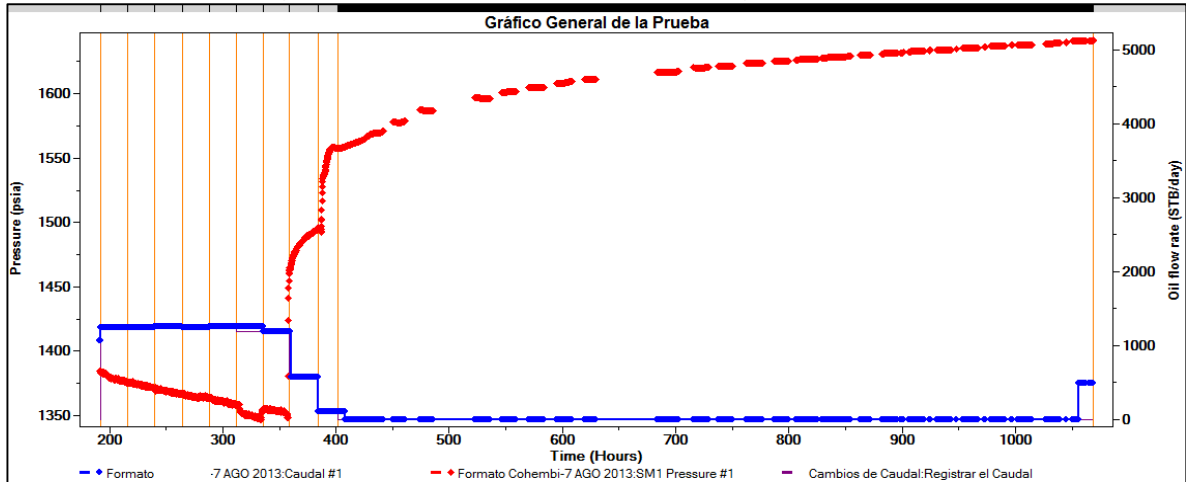


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-7 Agosto 2013.

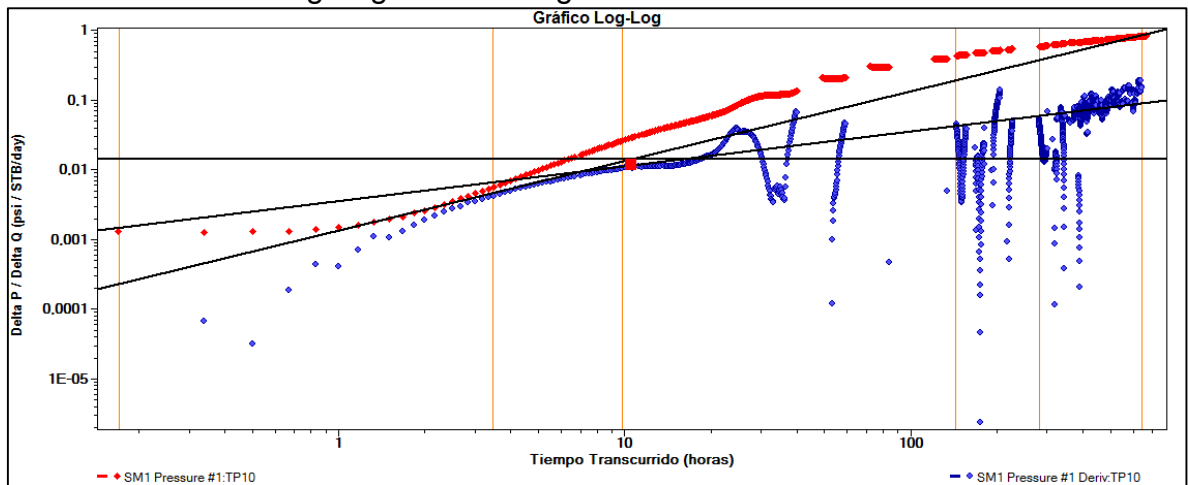


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-7 Agosto 2013.

Resultados de la línea

CS	35,768 bbl/psi
KH	99142,36 md.ft
K	4608,486 md
W	2412,423 ft
S	-2,845
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-7 Agosto 2013.

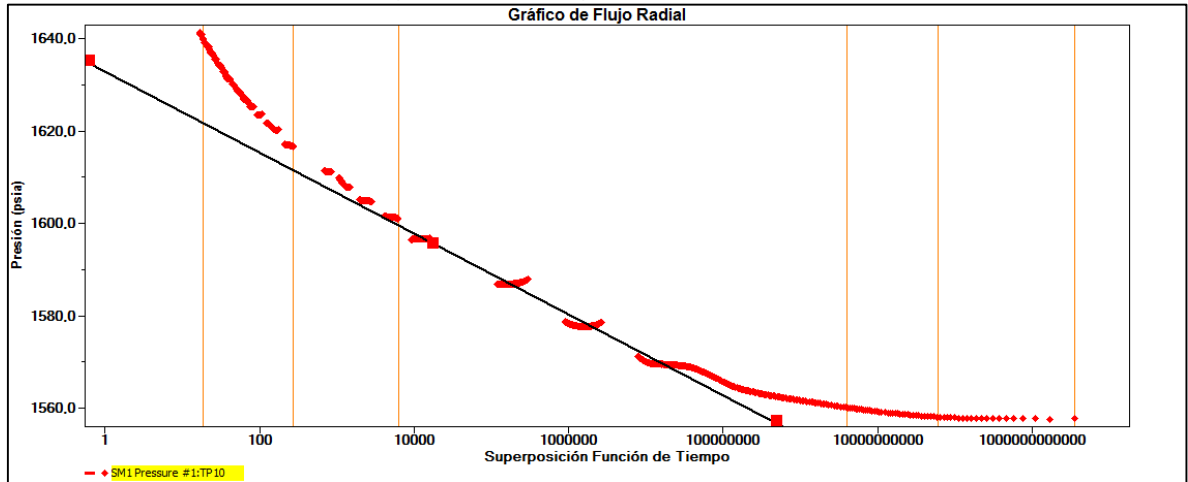


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-7 Agosto 2013.

Resultados de la línea

Kh	37082,954 md.ft
K	1723,746 md
S	-9,7777
dpS	-74,343 psi
FE	1,9877
P*	1632,784 psia
Rinv	4771,891 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-7 Agosto 2013.

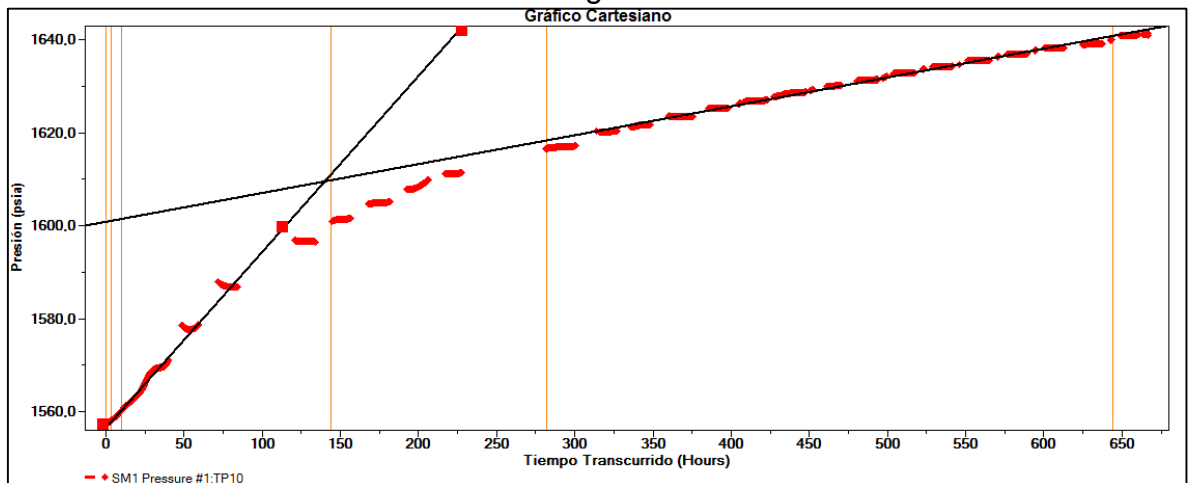


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-7 Agosto 2013.

Resultados de la línea

CS	12,036 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Agosto 2013.

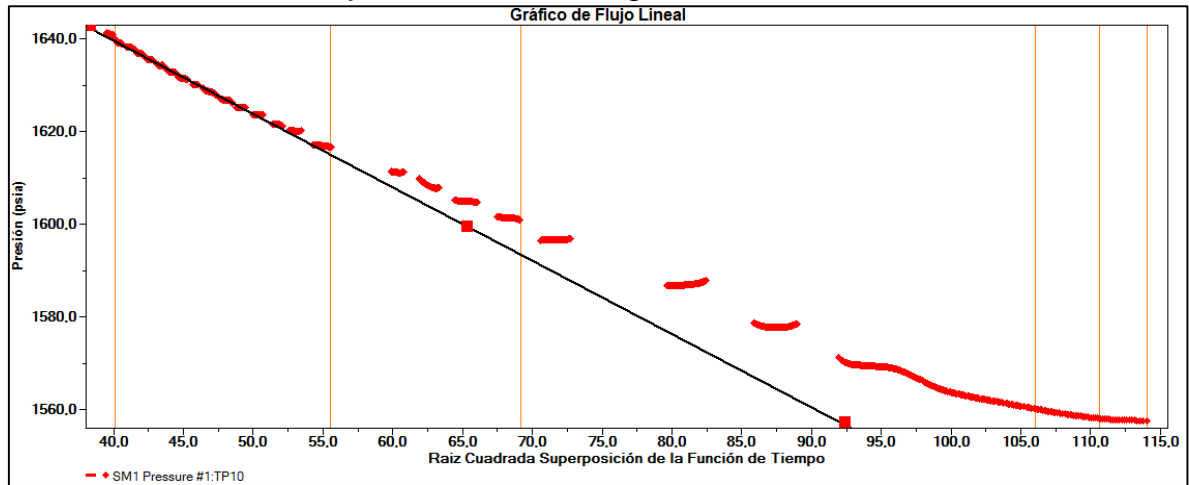


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Agosto 2013.

Resultados de la línea

K	4608,486 md
W	1076,917 ft
S	-2,845
P*	1703,071 psia
L1	- ft
SCONV	-9,781
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 13. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-7 MAYO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-7 Mayo 2014.

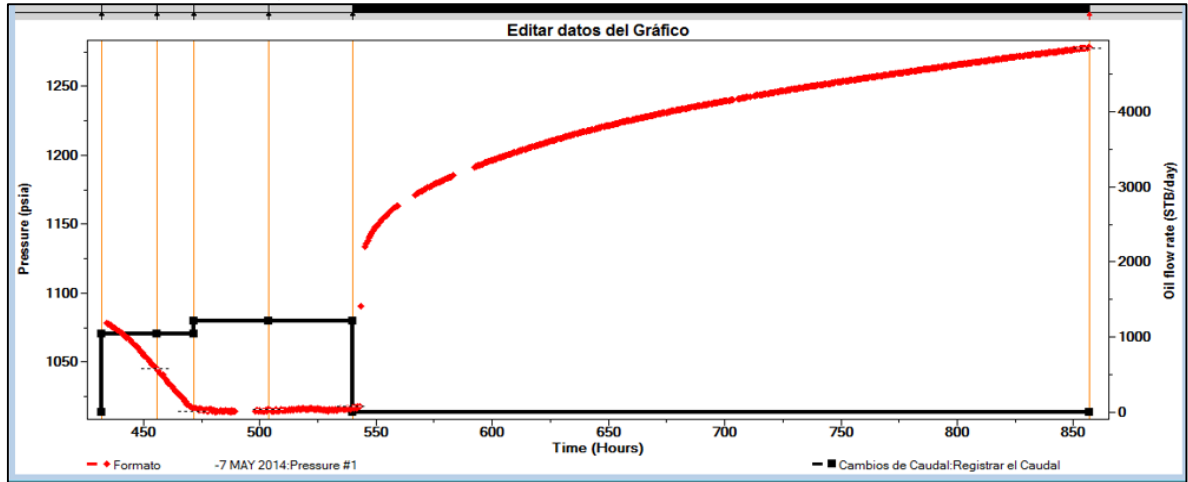


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-7 Mayo 2014.

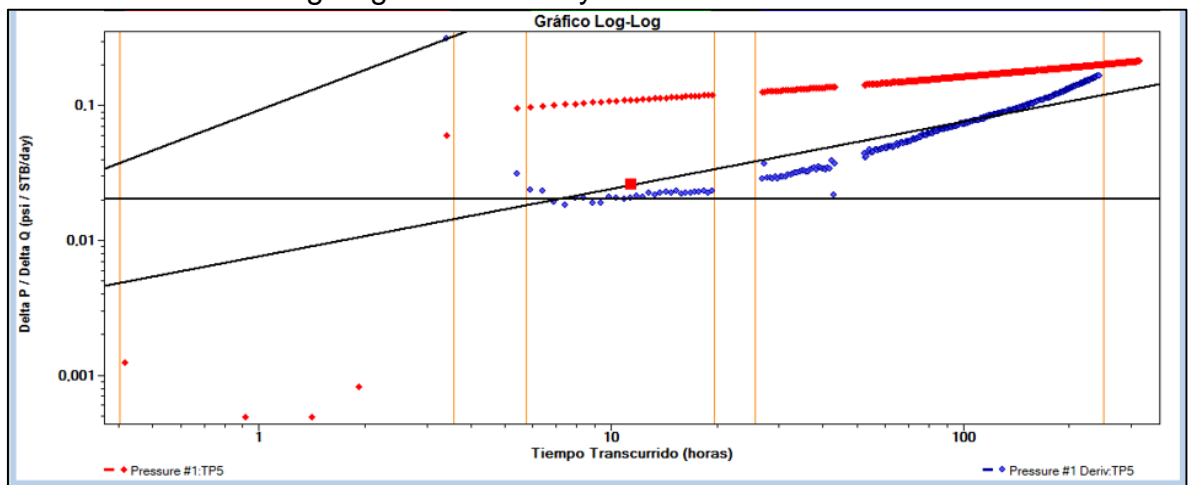


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-7 Mayo 2014.

Resultados de la línea

CS	0,49901 bbl/psi
KH	70715,447 md.ft
K	3287,103 md
W	1337,689 ft
S	-4,8718
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-7 Mayo 2014.

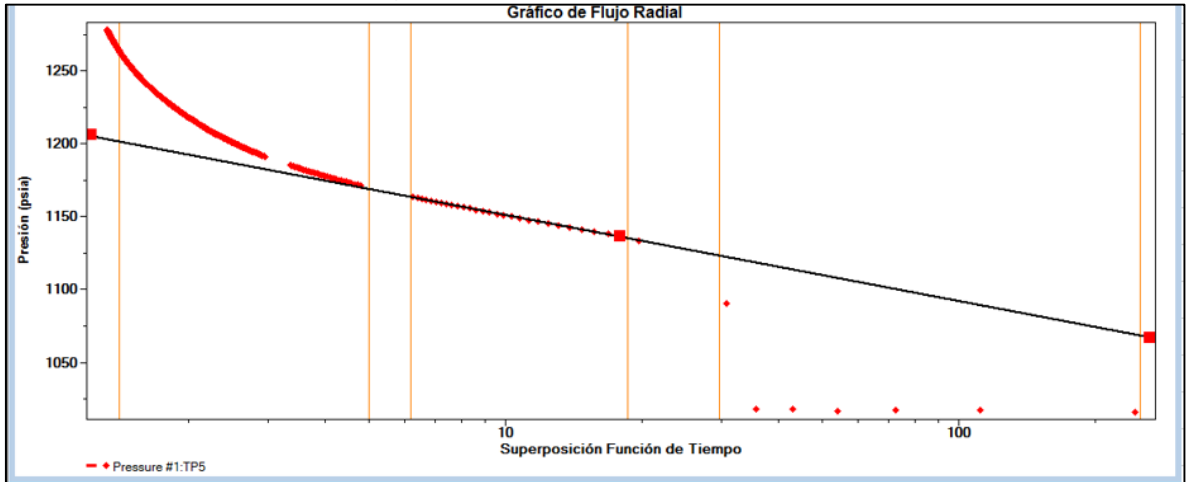


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-7 Mayo 2014.

Resultados de la línea

KH	66779,753 md.ft
K	3104,158 md
S	-4,9347
DPS	-253,054 psi
FE	2,3156
P*	1210,079 psia
RINV	4414,358 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-7 Mayo 2014.

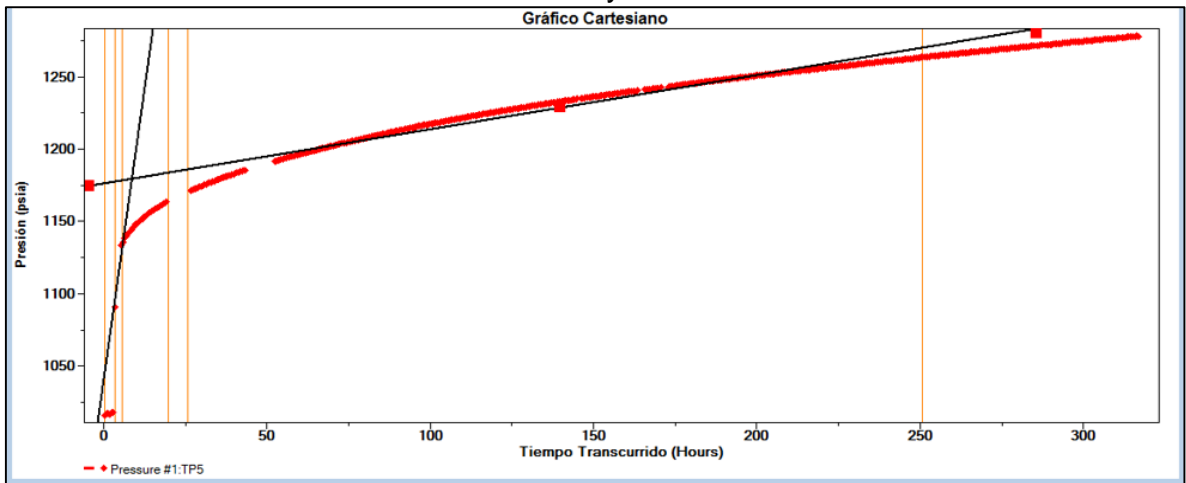


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-7 Mayo 2014.

Resultados de la línea

CS	3,4326 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Mayo 2014.

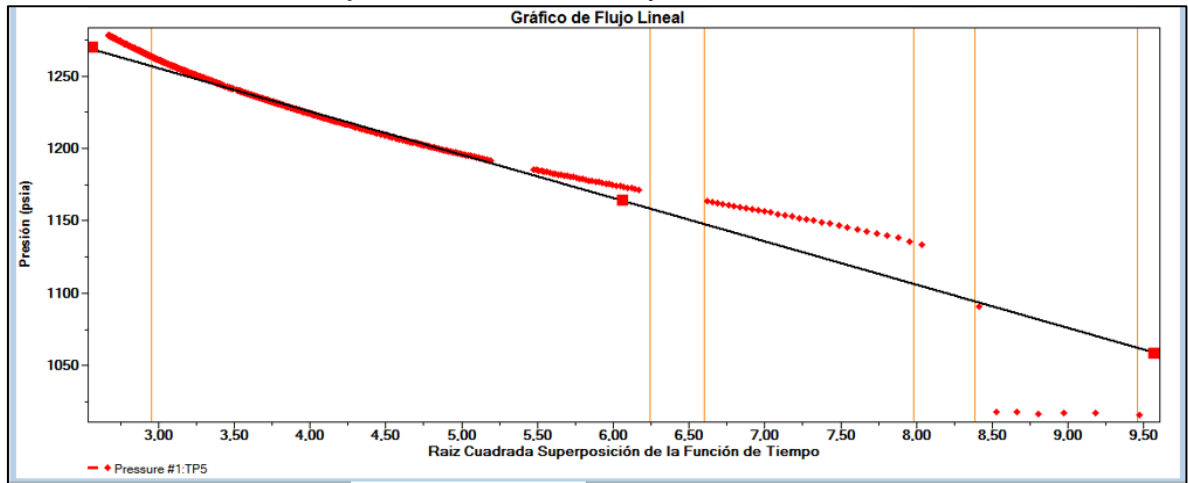


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-7 Mayo 2014.

Resultados de la línea

K	2964,119 md
W	862,017 ft
S	-5,109
P*	1345,149 psia
L1	431,009 ft
SCONV	5,5728
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 14. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-8 SEPTIEMBRE DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-8 Septiembre 2013.

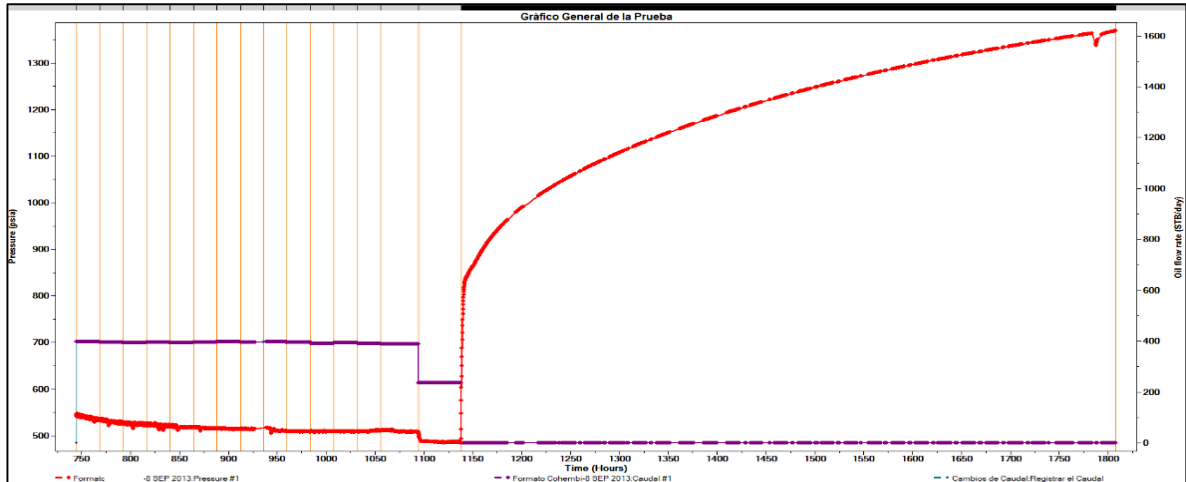


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-8 Septiembre 2013.

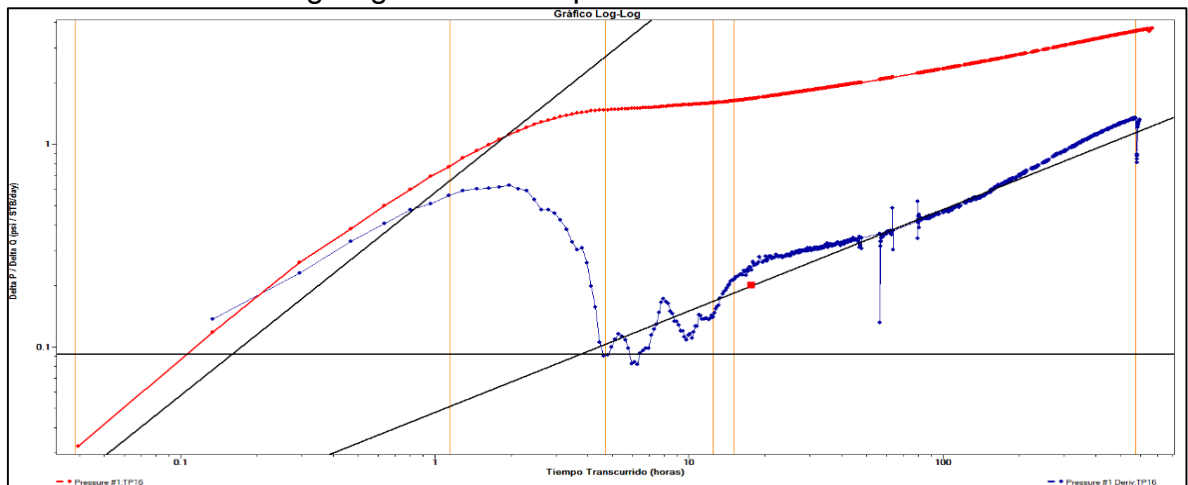


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-8 Septiembre 2013.

Resultados de la línea

CS	- bbl/psi
KH	13734,916 md.ft
K	915,661 md
W	591,931 ft
S	0
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas – Slanted Well

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-8 Septiembre 2013.

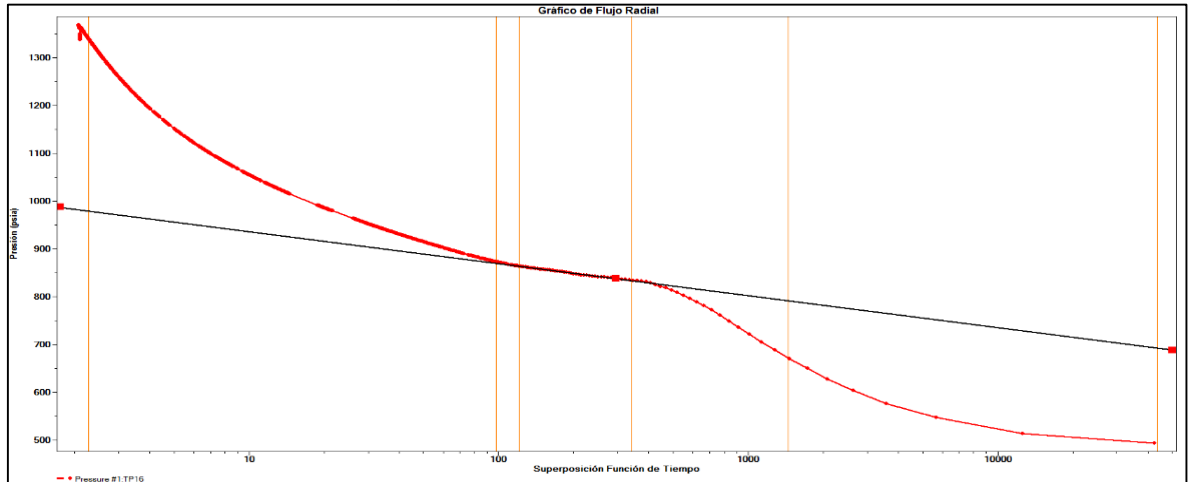


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-8 Septiembre 2013.

Resultados de la línea

Kh	- md.ft
K	- md
S	-
dpS	- psi
FE	-
P*	1002,794 psia
Rinv	- ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas – Slanted Well

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-8 Septiembre 2013.

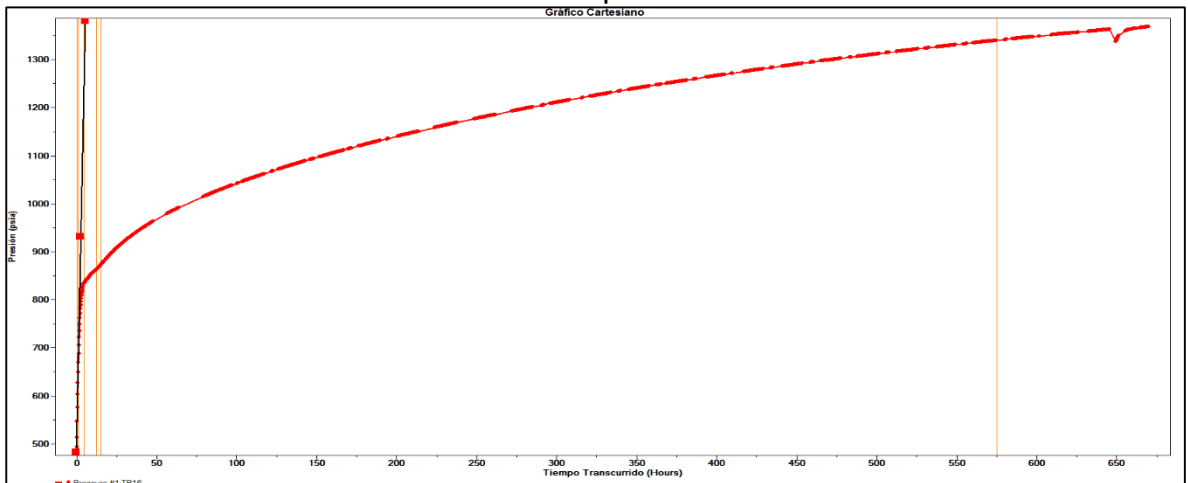


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-8 Septiembre 2013.

Resultados de la línea

CS MODELO DEL LIMITE	- bbl/psi Fallas Paralelas – Slanted Well
-------------------------	--

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-8 Septiembre 2013.

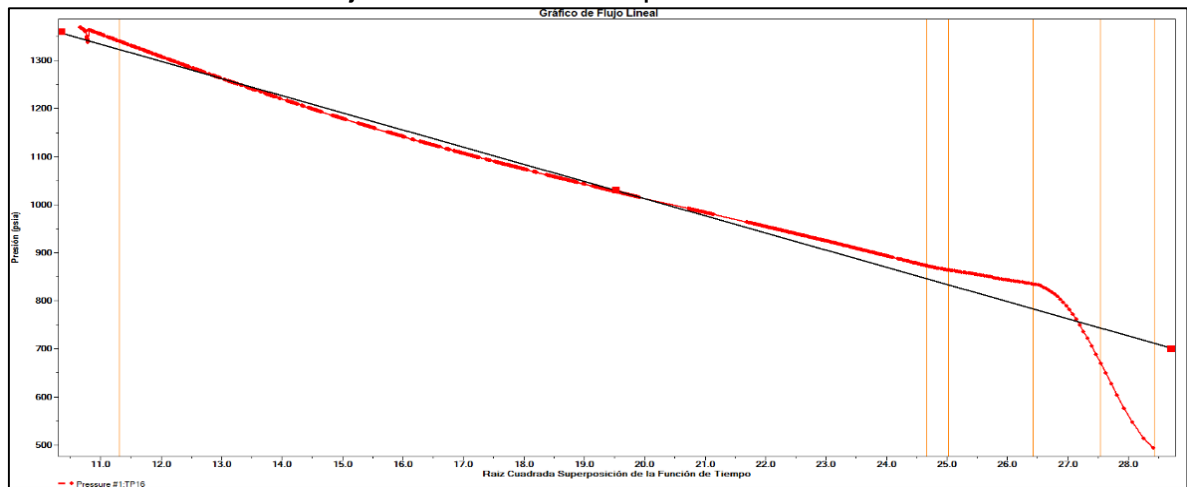


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-8 Septiembre 2013.

Resultados de la línea

K	- md
W	- ft
S	-
P*	- psia
L1	- ft
SCONV	-
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas – Slanted Well

ANEXO 15. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-8 JUNIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-8 Junio 2014.

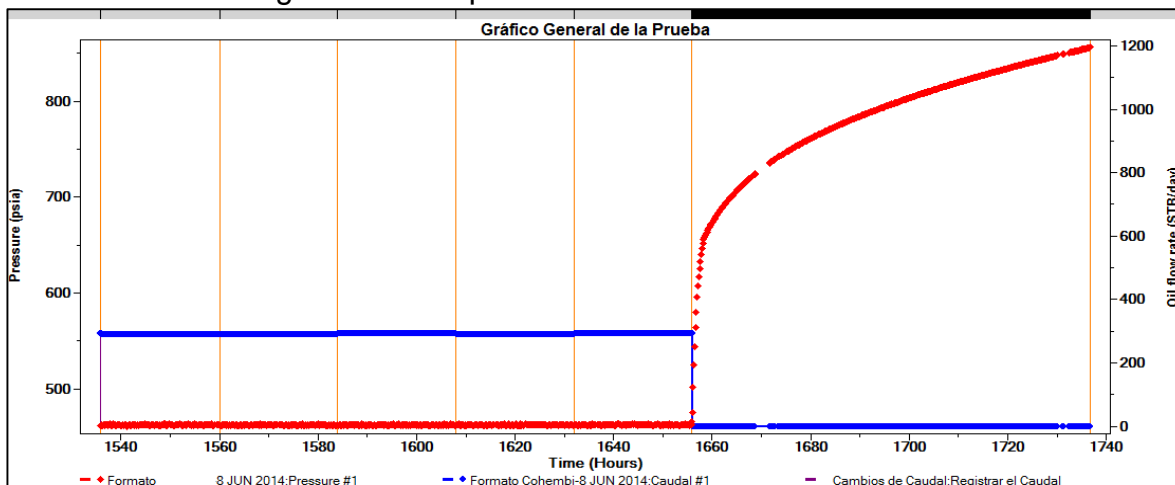


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-8 Junio 2014.

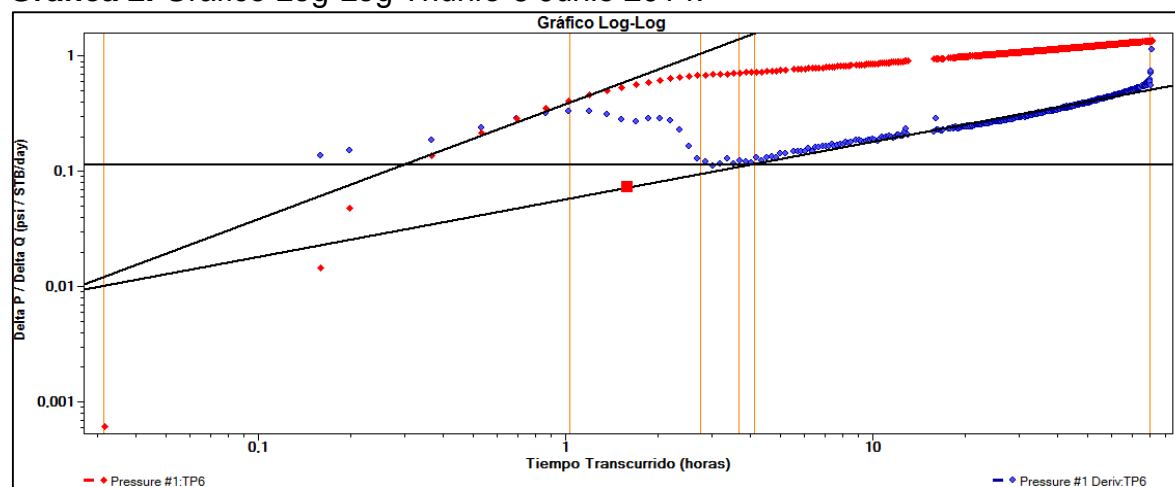


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-8 Junio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,11897 bbl/psi
KH	11083,149 md.ft
K	738,877 md
W	551,037 ft
S	-3,3121
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-8 Junio 2014.

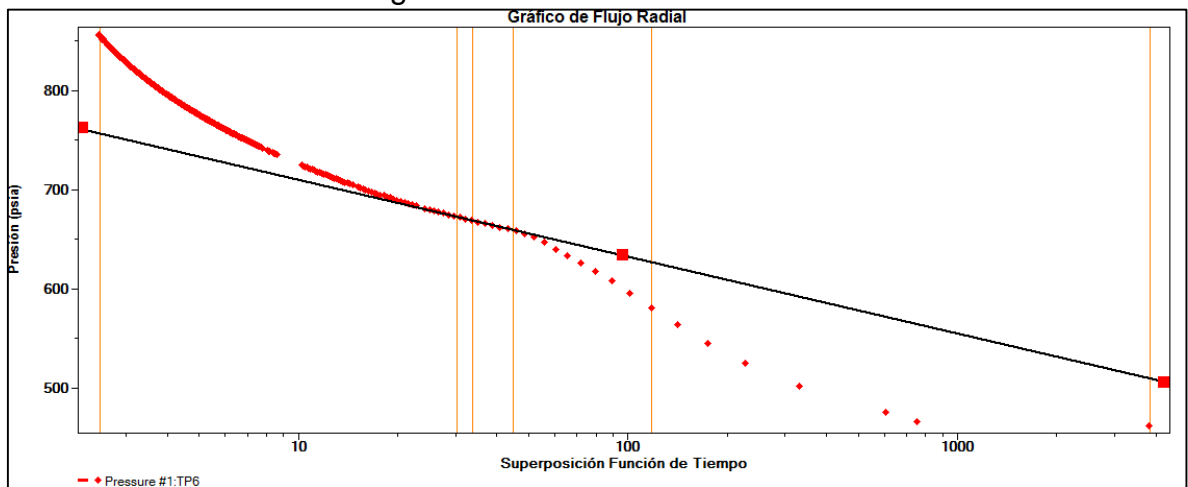


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-8 Junio 2014.

Resultados de la línea

Kh	10833,469 md.ft
K	722,231 md
S	-3,3565
dpS	-226,912 psi
FE	1,6969
P*	787,481 psia
Rinv	1226,083 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-8 Junio 2014.

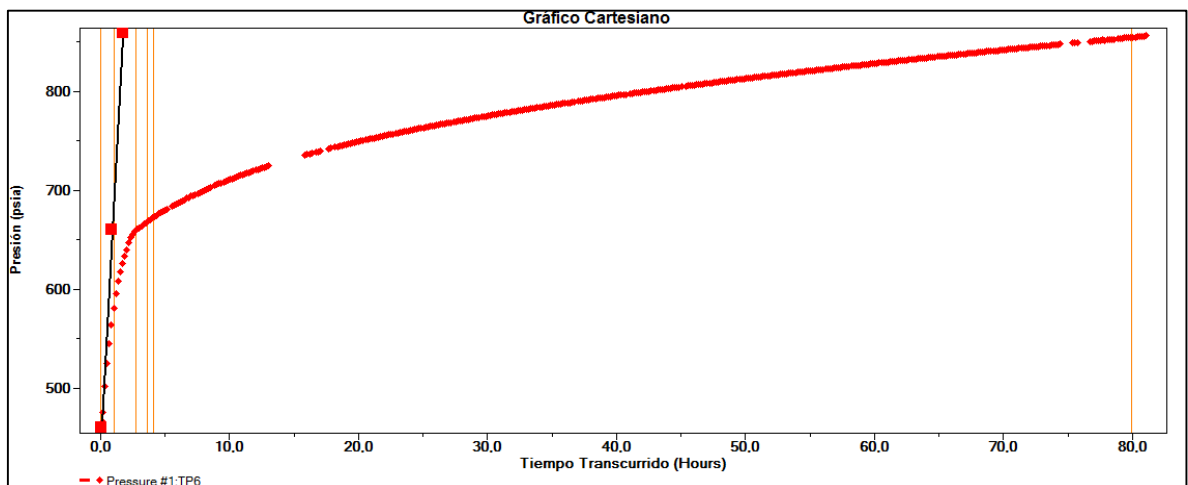


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-8 Junio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,05256 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-8 Junio 2014.

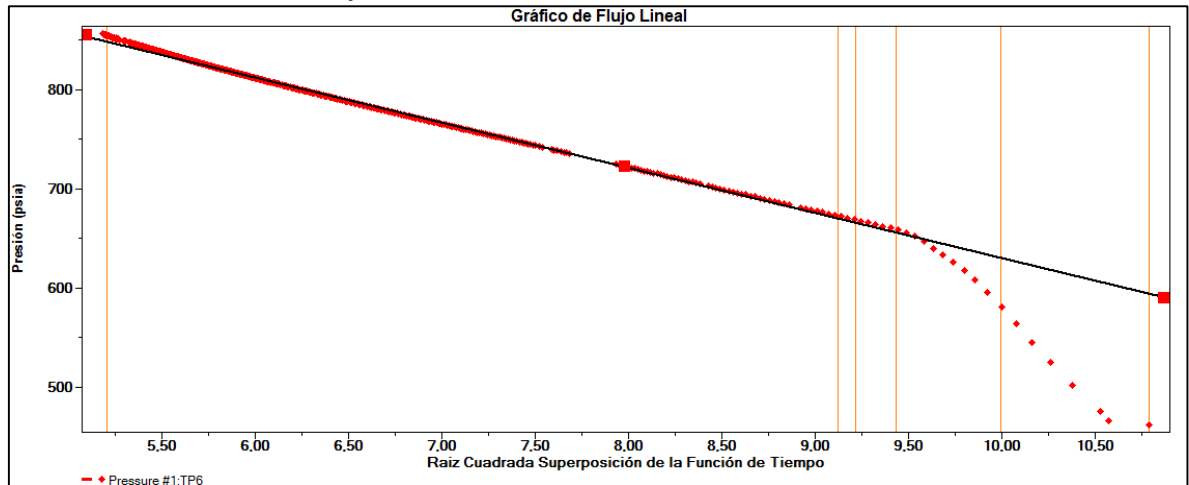


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-8 Junio 2014.

Resultados de la línea

K	786 md
W	384,08 ft
S	0
P*	1085,81 psia
L1	- ft
SCONV	1,9919
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 16. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-10 JULIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-10 Julio 2014.

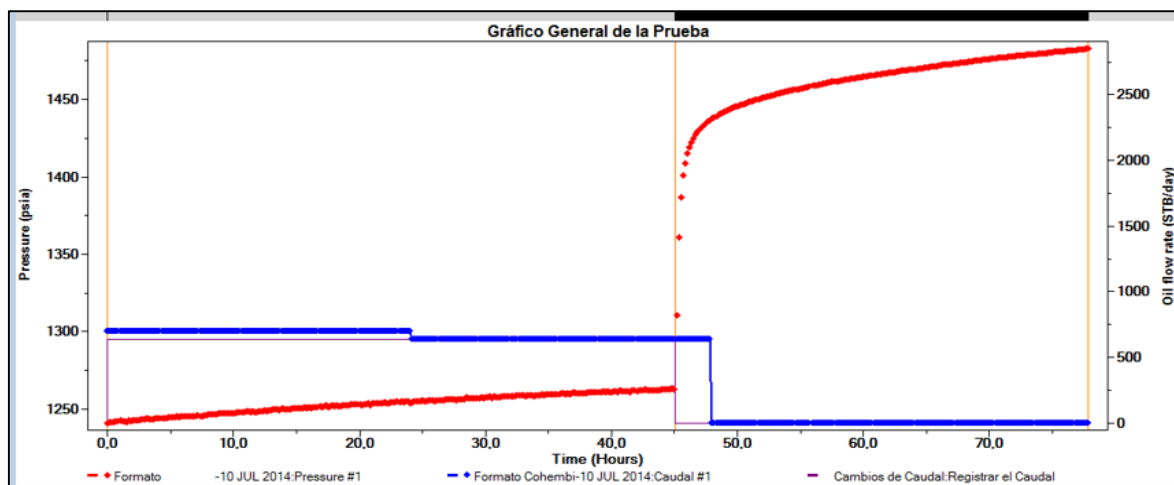


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-10 Julio 2014.

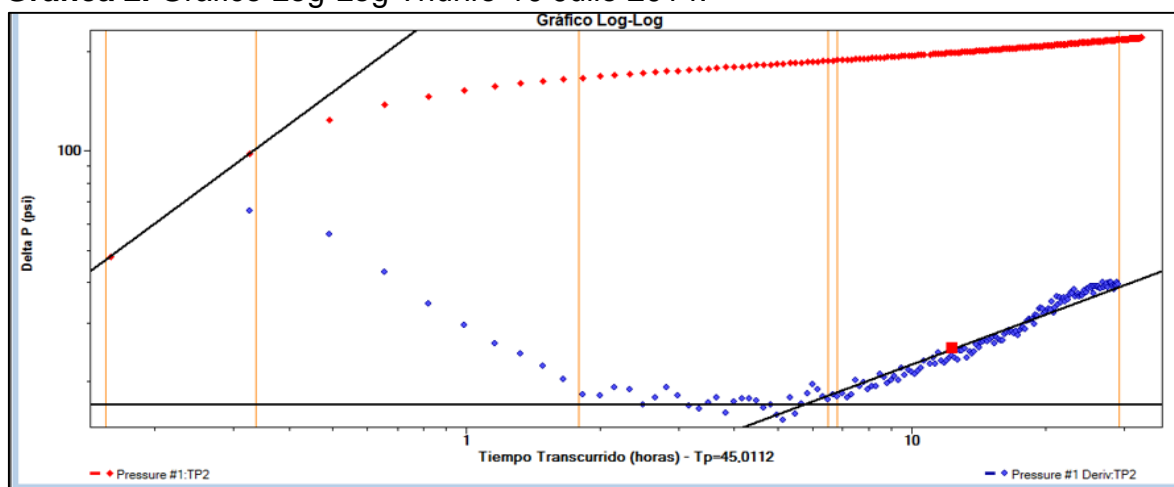


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-10 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,09448 bbl/psi
KH	38025,148 md.ft
K	2568,295 md
W	1279,41 ft
S	-1,8811
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-10 Julio 2014.

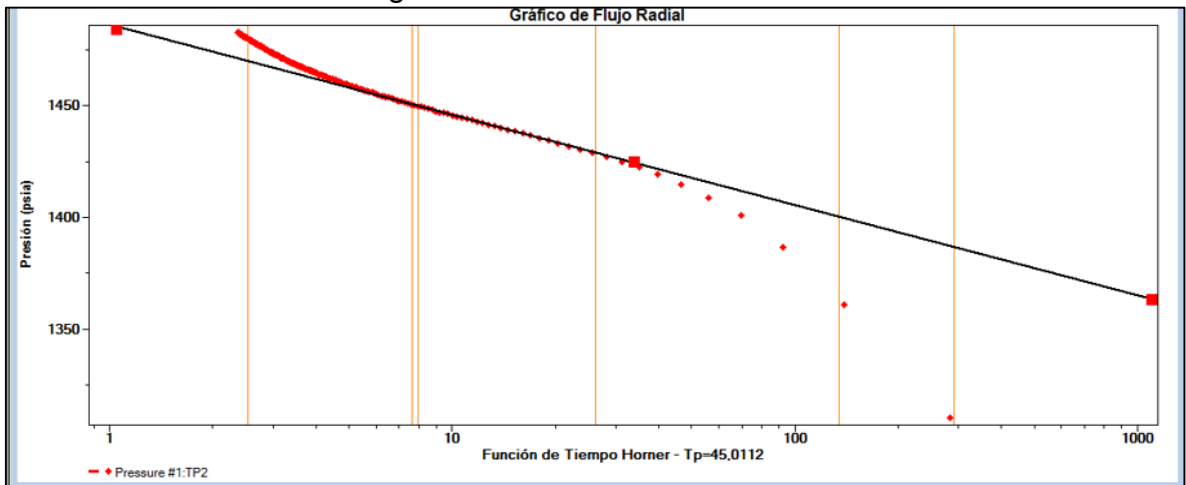


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-10 Julio 2014.

Resultados de la línea

KH	36781,842 md.ft
K	2484,32 md
S	-1,9895
DPS	-70,08 psi
FE	1,313
P*	1486,423 psia
RINV	1517,283 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-10 Julio 2014.

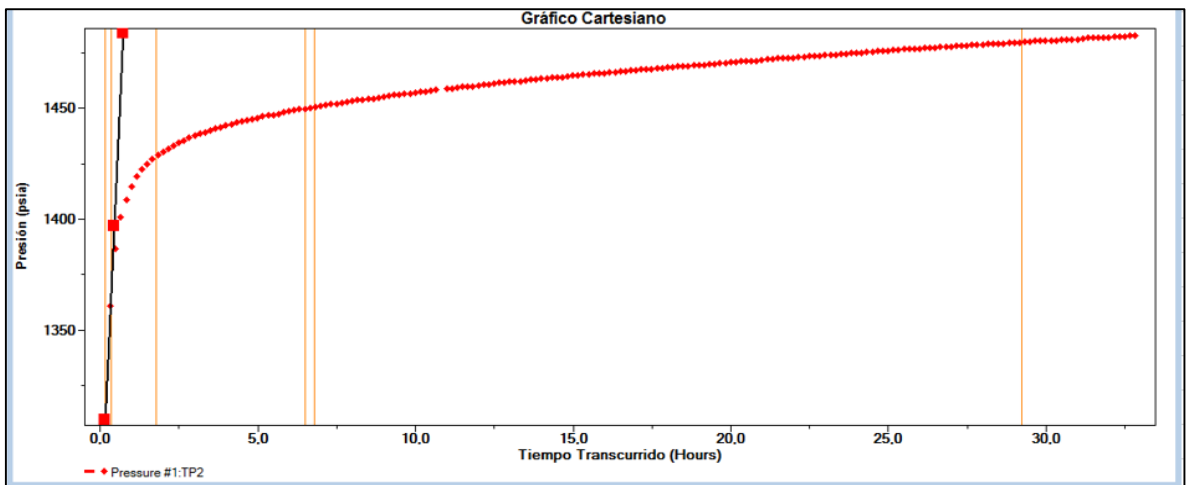


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-10 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	1,2255 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-10 Julio 2014.

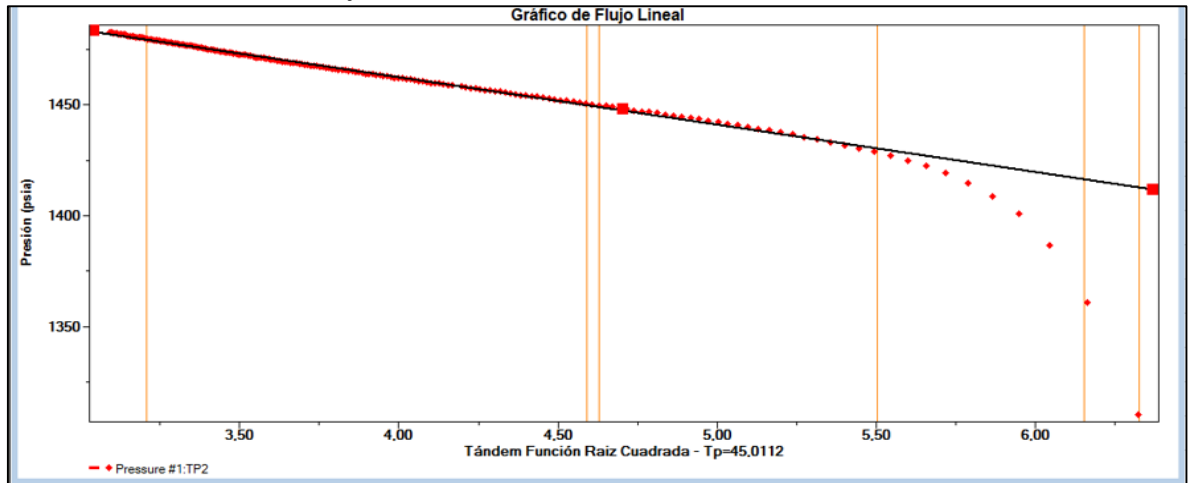


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-10 Julio 2014.

Resultados de la línea

K	2568,295 md
W	855,633 ft
S	-1,8811
P*	1547,588 psia
L1	306,007 ft
SCONV	6,056
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 17. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-10 JUNIO DEL 2015

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-10 Junio 2015.

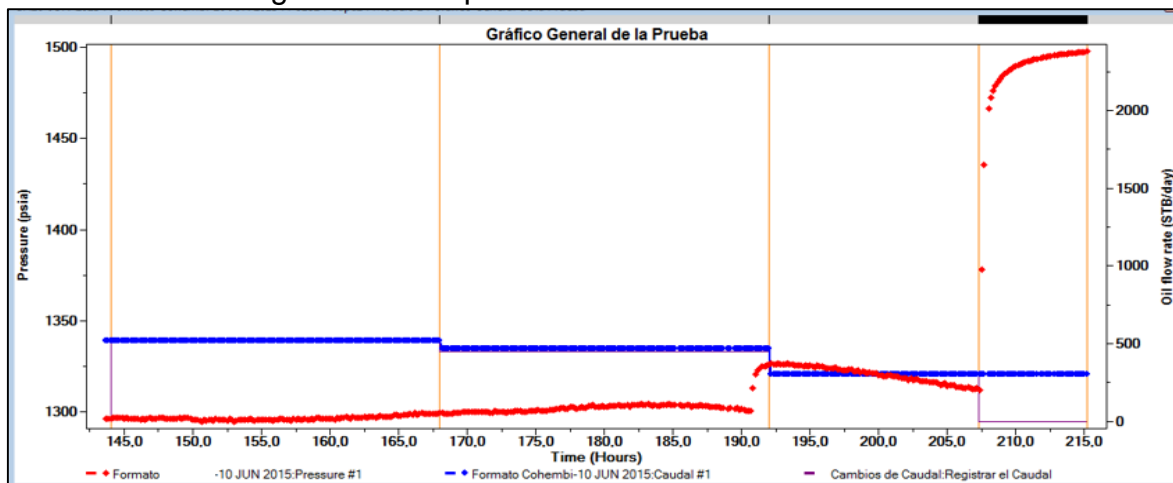


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-10 Junio 2015.

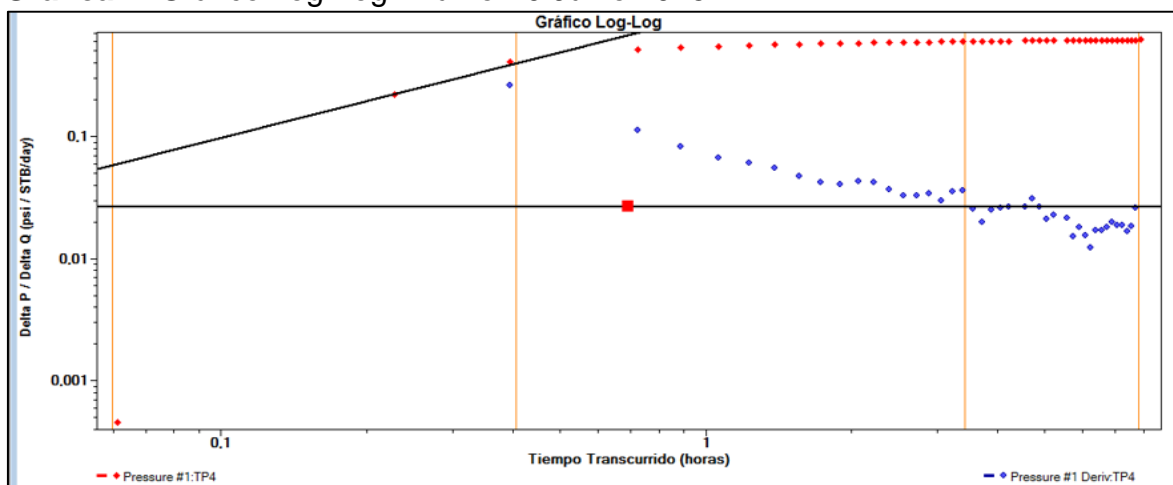


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-10 Junio 2015.

Resultados de la línea

CS	0,04612 bbl/psi
KH	39204,26 md.ft
K	2666,068 md
S	4,3851
MODELO DEL LIMITE	No se ven los limites

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-10 Junio 2015.

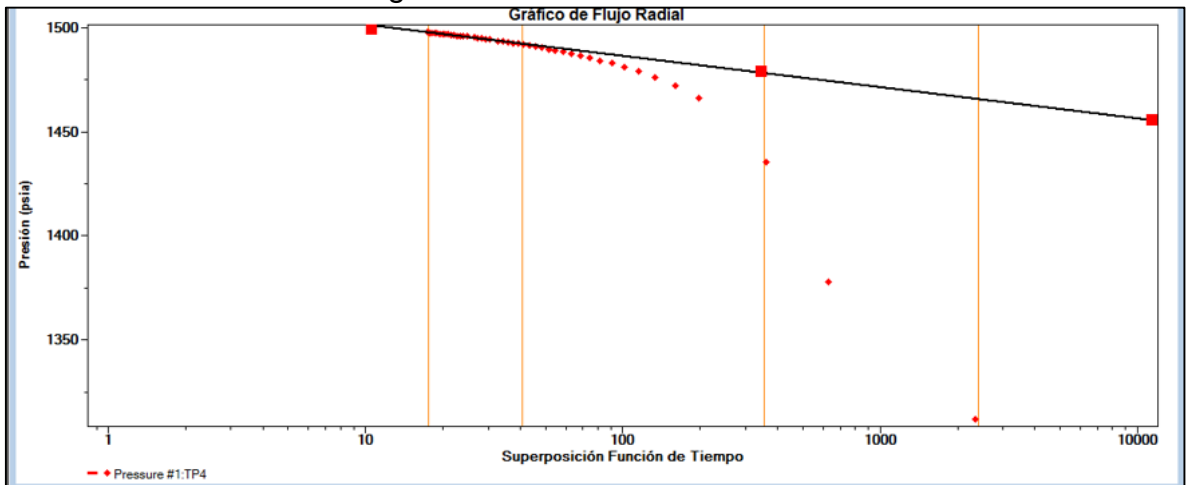


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-10 Junio 2015.

Resultados de la línea

KH	46865,534 md.ft
K	3187,069 md
S	6,5667
DPS	85,793 psi
FE	0,57945
P*	1516,426 psia
RINV	841,711 ft
MODELO DEL LIMITE	No se ven los límites

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 3. Gráfico cartesiano Triunfo-10 Junio 2015.

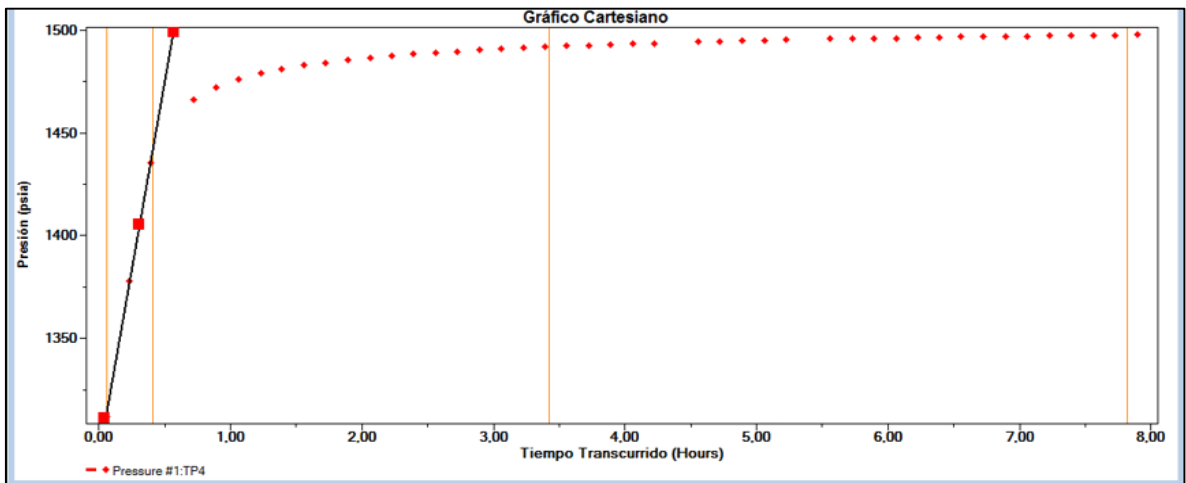


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-10 Junio 2015.

Resultados de la línea

CS	0,03638 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	No se ven los límites

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Debido a que no se ven los límites y no hay flujo lineal en ningún régimen de flujo, no es posible realizar este gráfico.

ANEXO 18. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-12 FEBRERO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-12 Febrero 2013.

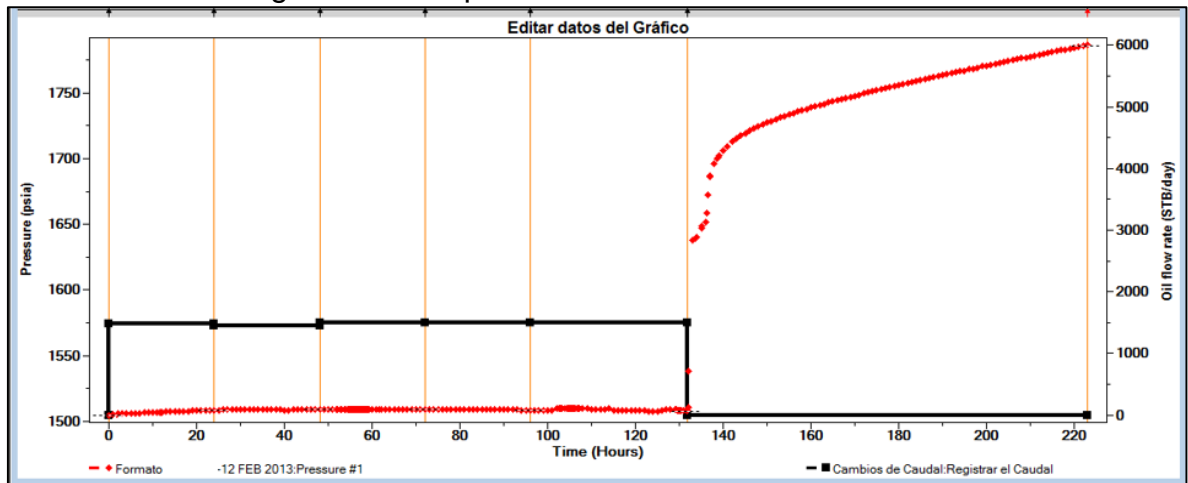


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-12 Febrero 2013.

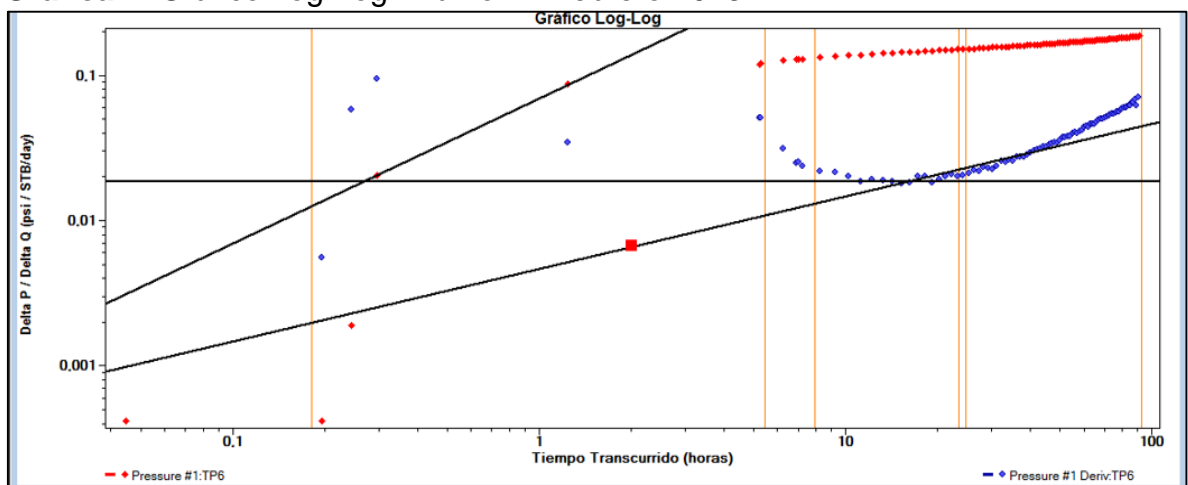


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-12 Febrero 2013.

Resultados de la línea

CS	0,65443 bbl/psi
KH	58569,571 md.ft
K	5005,946 md
W	2683,576 ft
S	-4,1773
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-12 Febrero 2013.

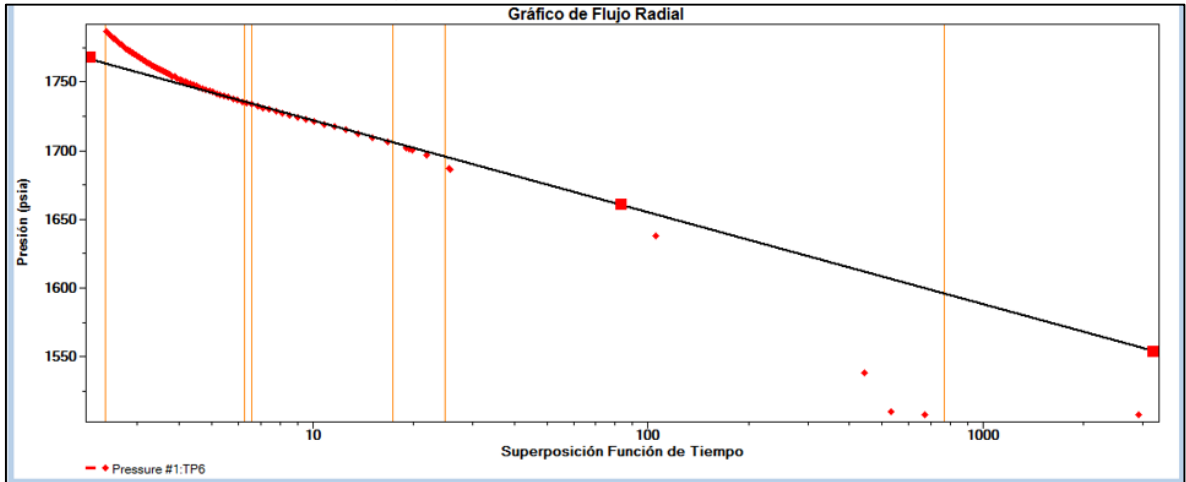


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-12 Febrero 2013.

Resultados de la línea

KH	56360,34 md.ft
K	4817,123 md
S	-4,2433
DPS	-245,539 psi
FE	1,8752
P*	1788,109 psia
RINV	3139,436 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-12 Febrero 2013.

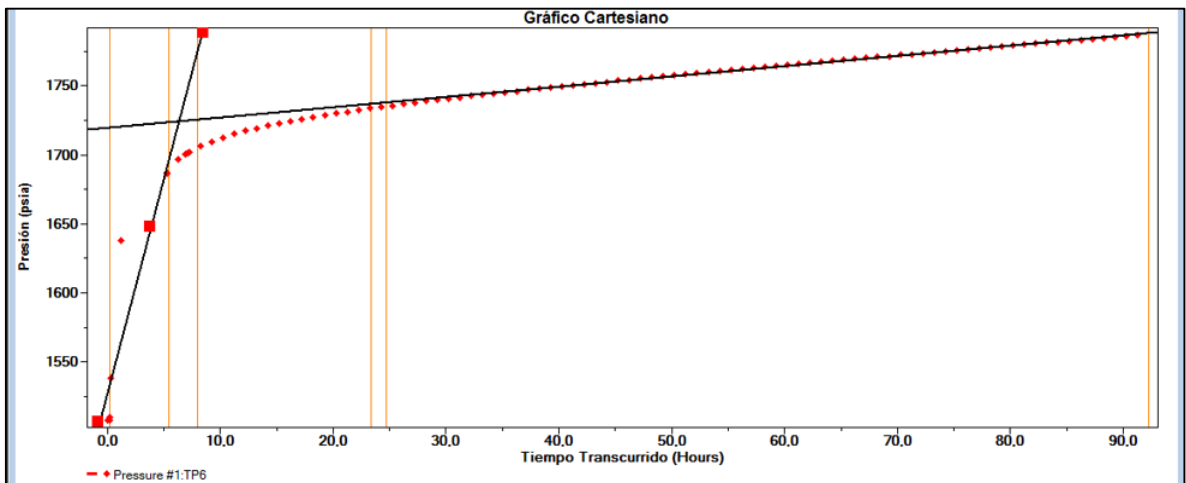


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-12 Febrero 2013.

Resultados de la línea

CS	2,1672 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-12 Febrero 2013.

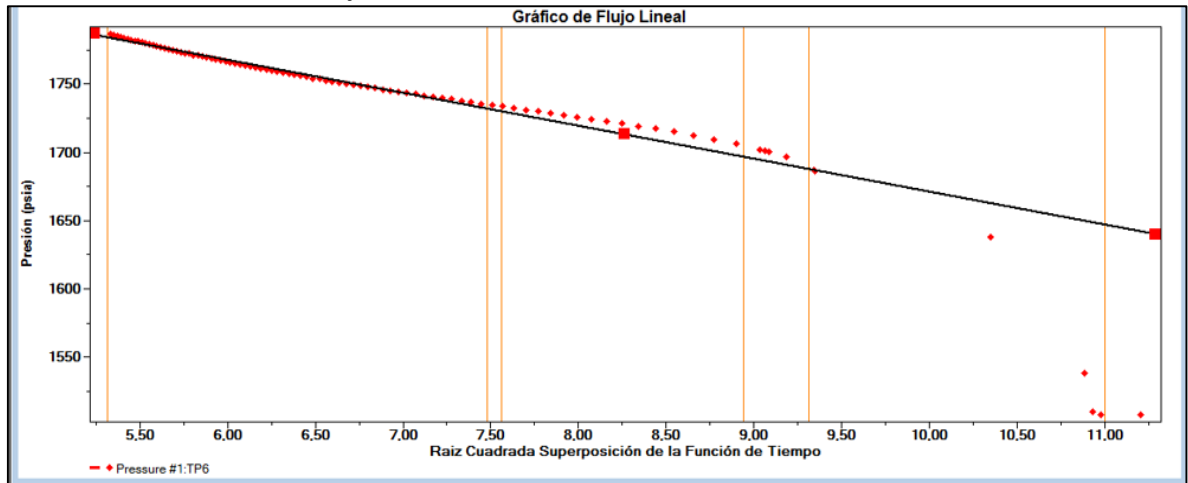


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-12 Febrero 2013.

Resultados de la línea

K	5005,946 md
W	1533,519 ft
S	-4,1773
P*	1912,371 psia
L1	766,759 ft
SCONV	6,4983
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 19. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-12 MAYO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-12 Mayo 2014.

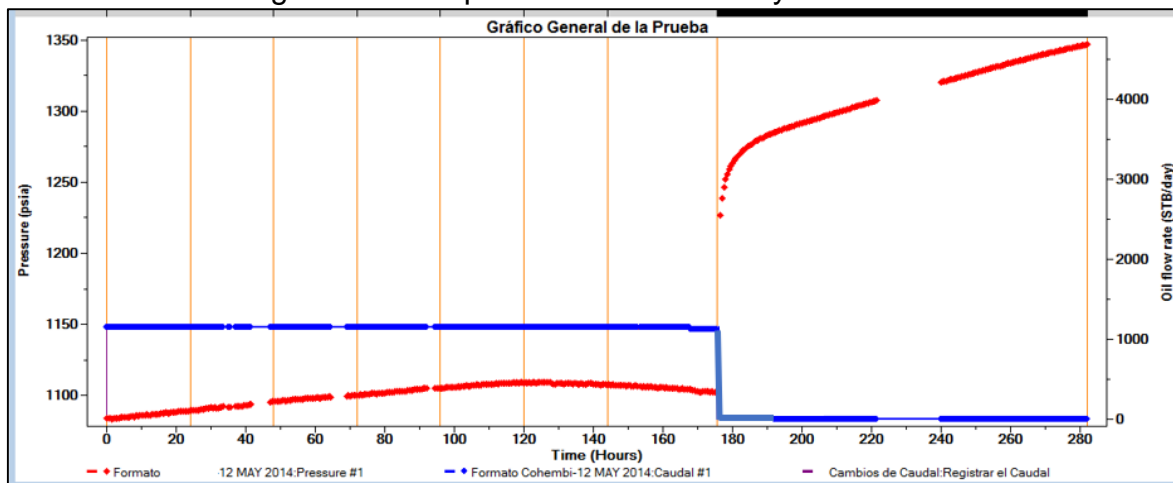


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-12 Mayo 2014.

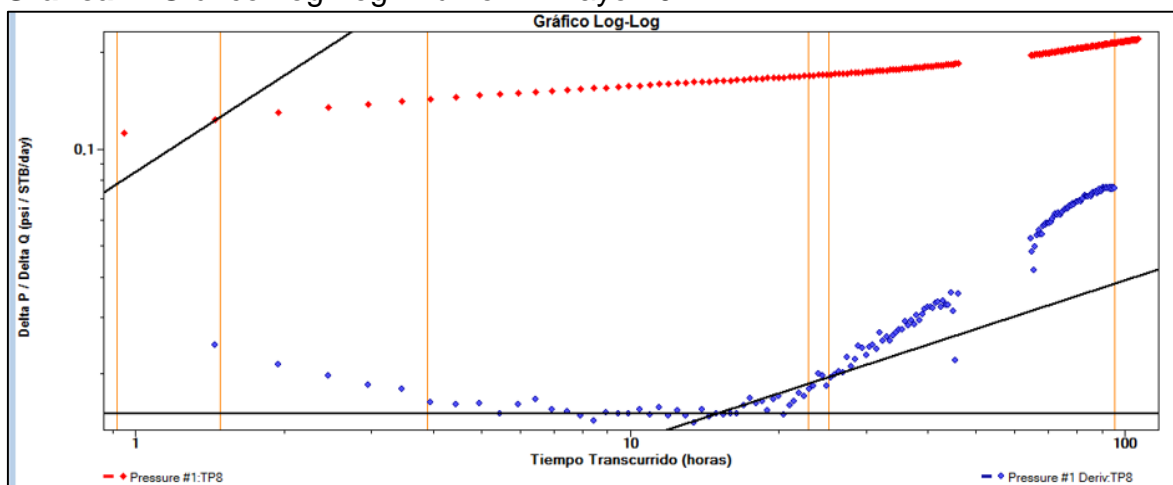


Tabla 1. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-12 Mayo 2014.

Resultados de la línea

CS	0,52995 bbl/psi
KH	72828,576 md.ft
K	6224,665 md
S	-2,6852
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-12 Mayo 2014.

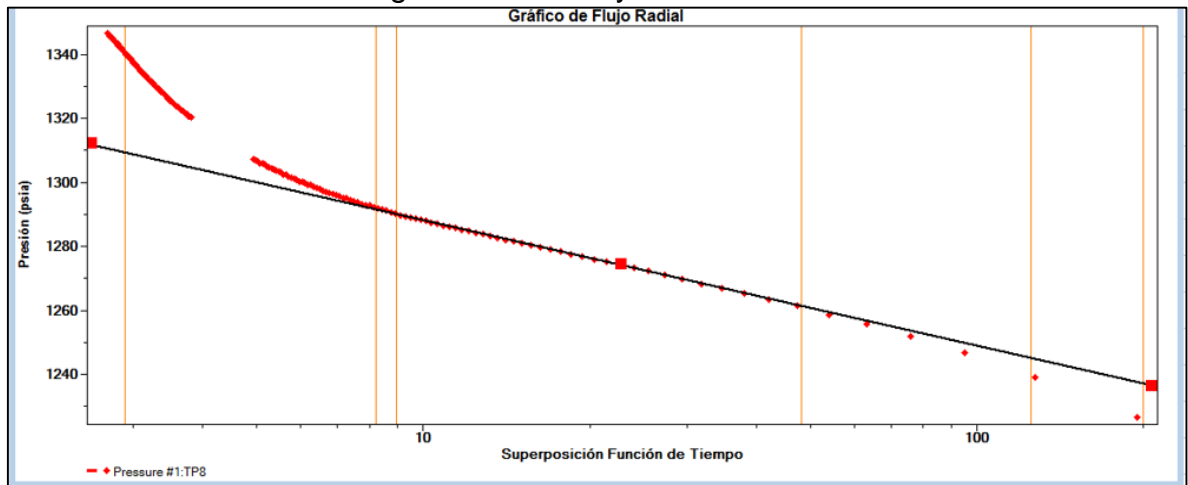


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-12 Mayo 2014.

Resultados de la línea

KH	71208,95 md.ft
K	6086,235 md
S	-2,7545
DPS	-93,669 psi
FE	1,4157
P*	1327,219 psia
RINV	3812,225 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-12 Mayo 2014.

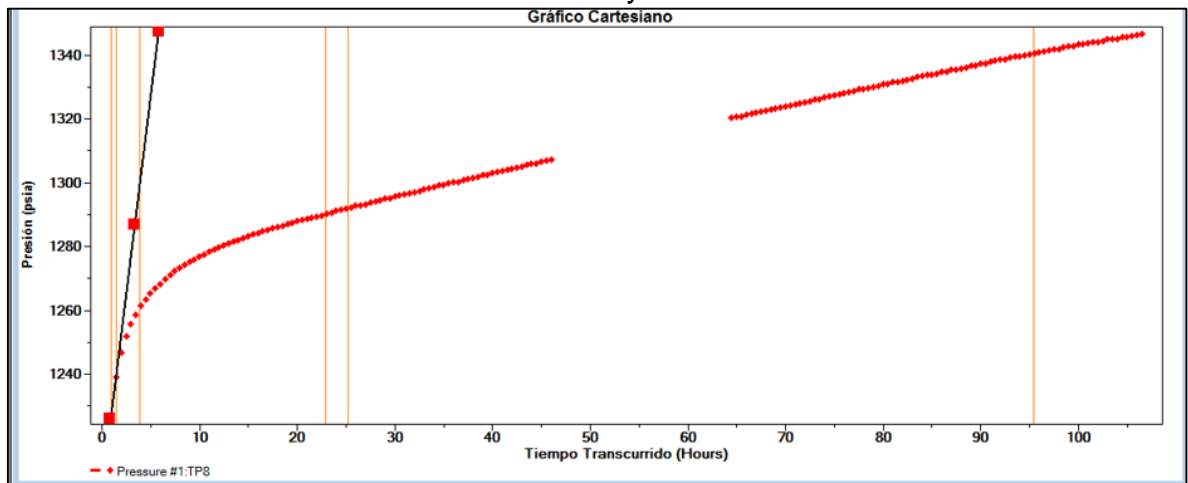


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-12 Mayo 2014.

Resultados de la línea

CS	2,0367 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-12 Mayo 2014.

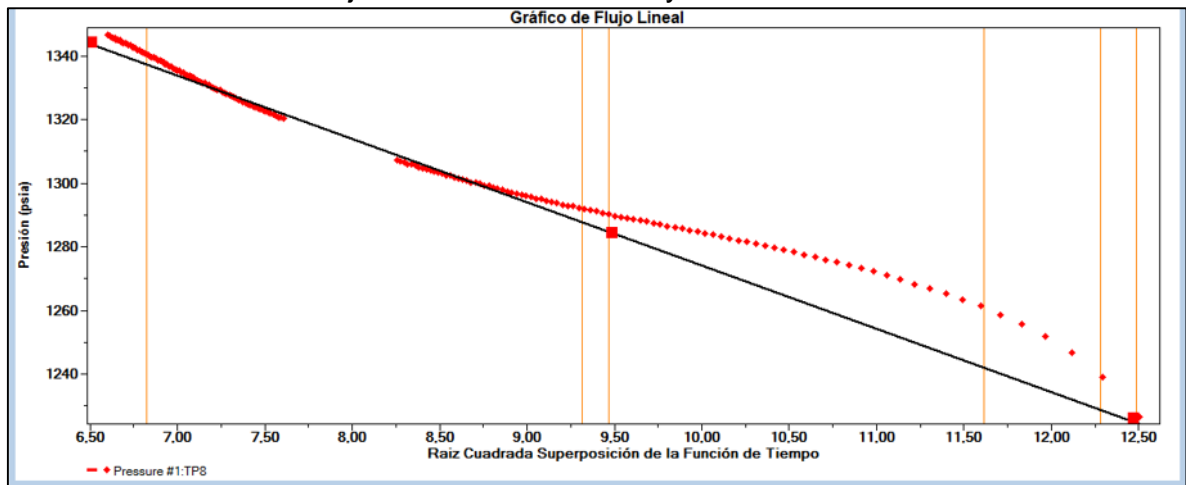


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-12 Mayo 2014.

Resultados de la línea

K	6224,665 md
W	1241,916 ft
S	-2,6826
P*	1472,585 psia
L1	620,958 ft
SCONV	5,8049
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 20. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-13 ENERO DEL 2013

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-13 Enero 2013.

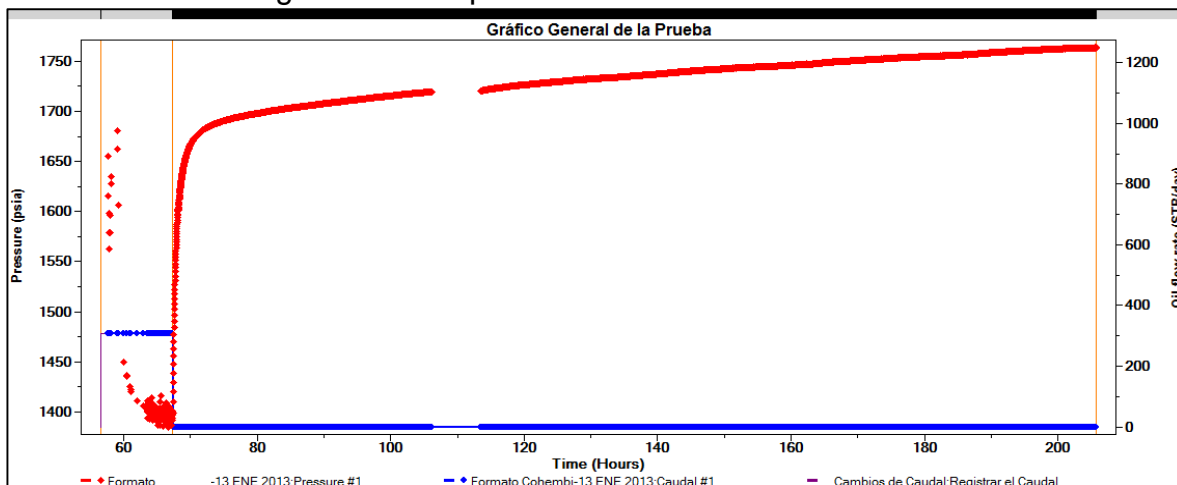


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-13 Enero 2013.

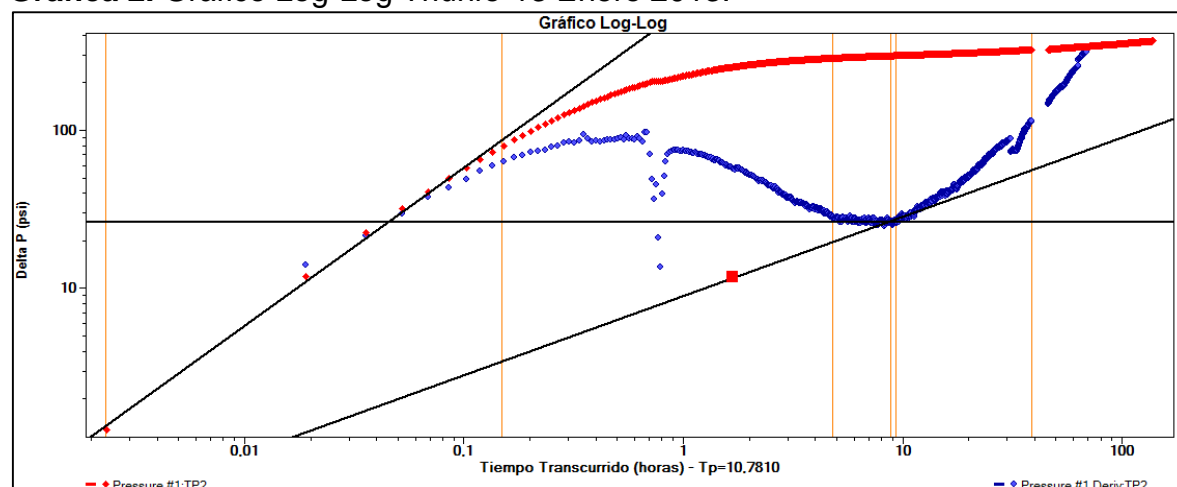


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-13 Enero 2013.

Resultados de la línea

CS	0,02414 bbl/psi
KH	17215,541 md.ft
K	1281,042 md
W	951,71 ft
S	-1,3581
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-13 Enero 2013.

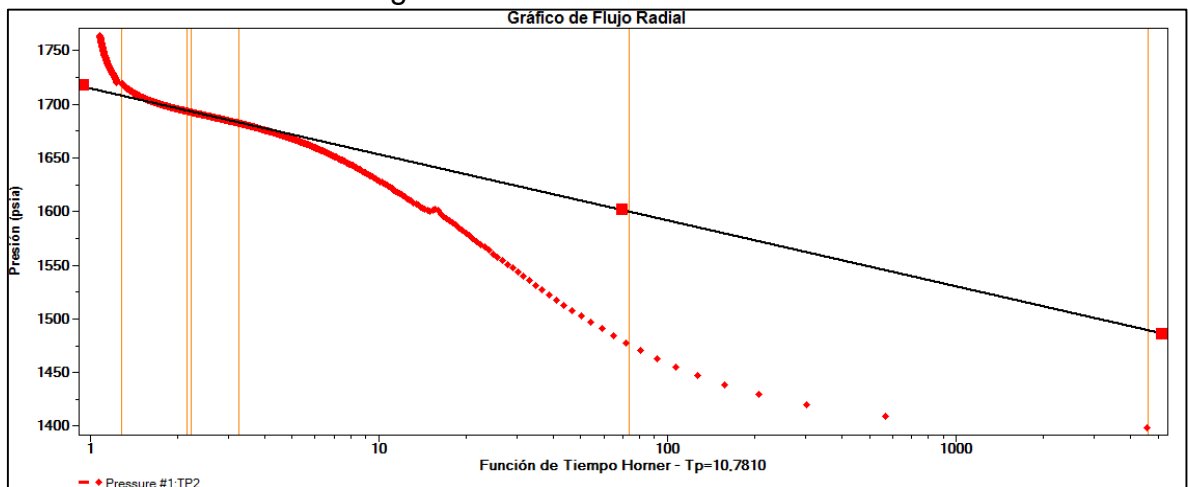


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-13 Enero 2013.

Resultados de la línea

Kh	16921,351 md.ft
K	1259,151 md
S	-1,2001
dpS	-63,972 psi
FE	1,2021
P*	1714,137 psia
Rinv	1899,825 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-13 Enero 2013.

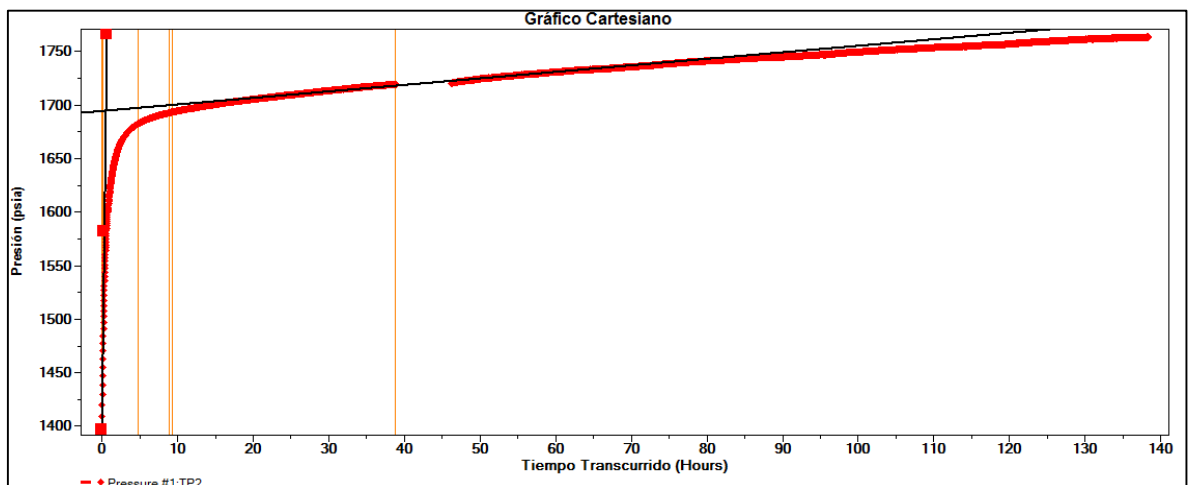


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-13 Enero 2013.

Resultados de la línea

CS	0,02623 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-13 Enero 2013.

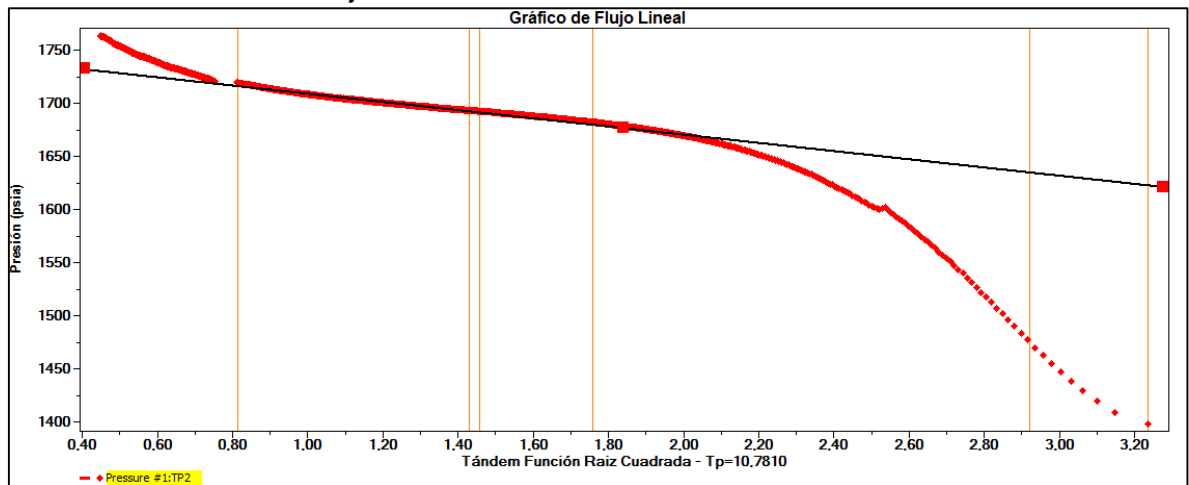


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-13 Enero 2013.

Resultados de la línea

K	1281,042 md
W	442,573 ft
S	0
P*	1746,913 psia
L1	- ft
SCONV	4,2659
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 21. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-13 JULIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-13 Julio 2014.

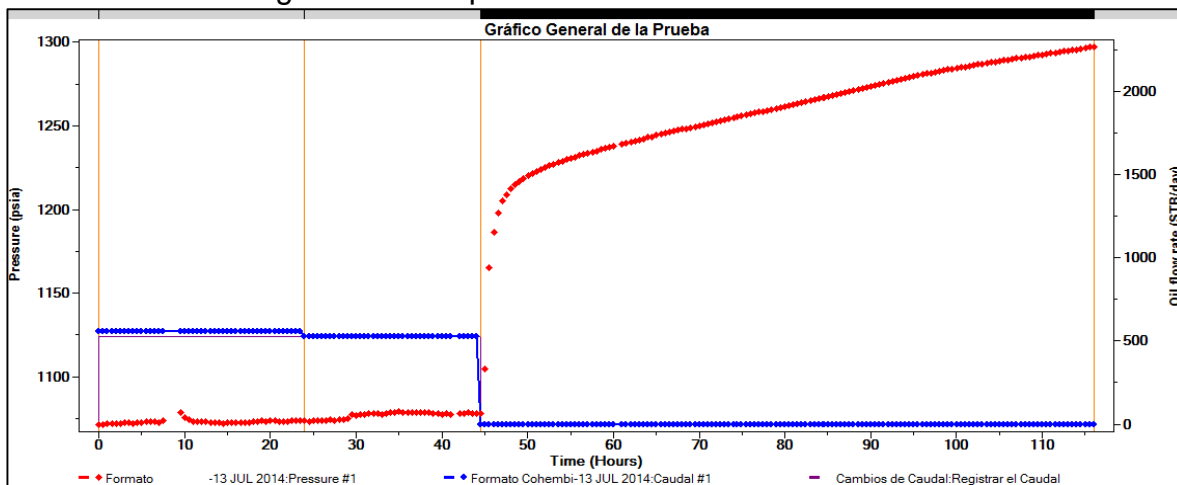


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-13 Julio 2014.

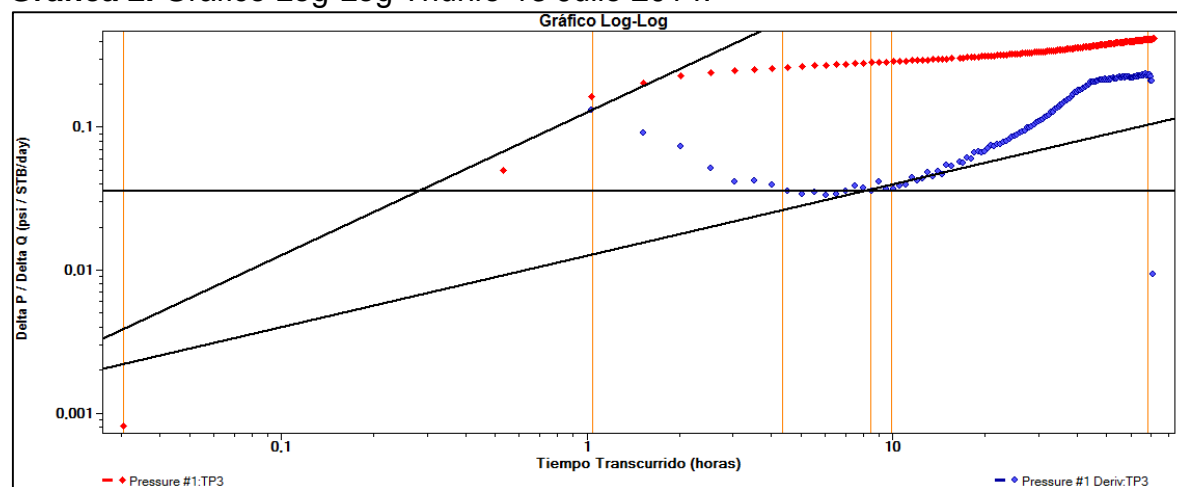


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-13 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,35901 bbl/psi
KH	39712,378 md.ft
K	2955,076 md
W	1422,779 ft
S	-3,4727
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-13 Julio 2014.

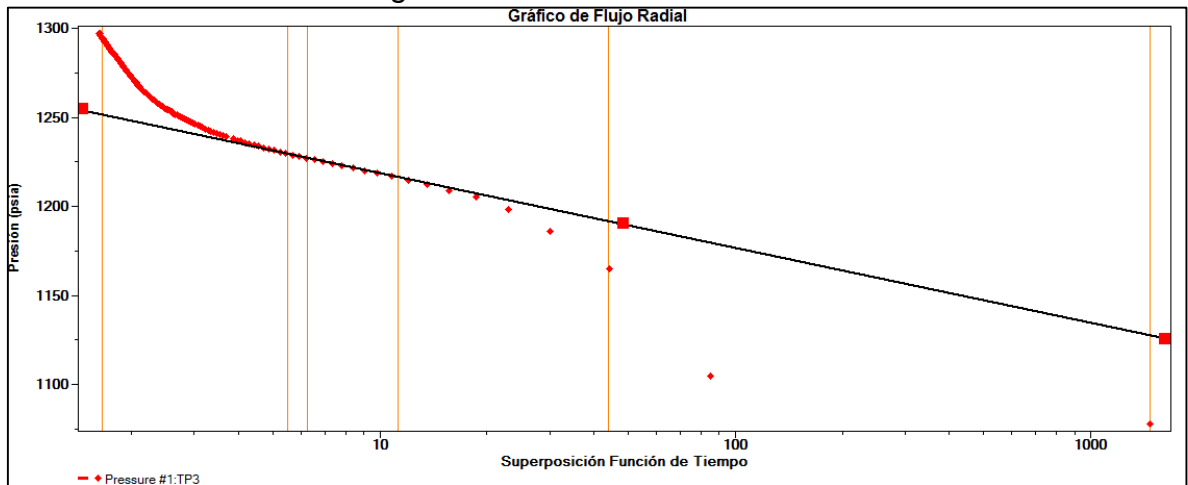


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-13 Julio 2014.

Resultados de la línea

Kh	40670,46 md.ft
K	3026,369 md
S	-3,3263
dpS	-121,385 psi
FE	1,6676
P*	1260,324 psia
Rinv	2170,79 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-13 Julio 2014.

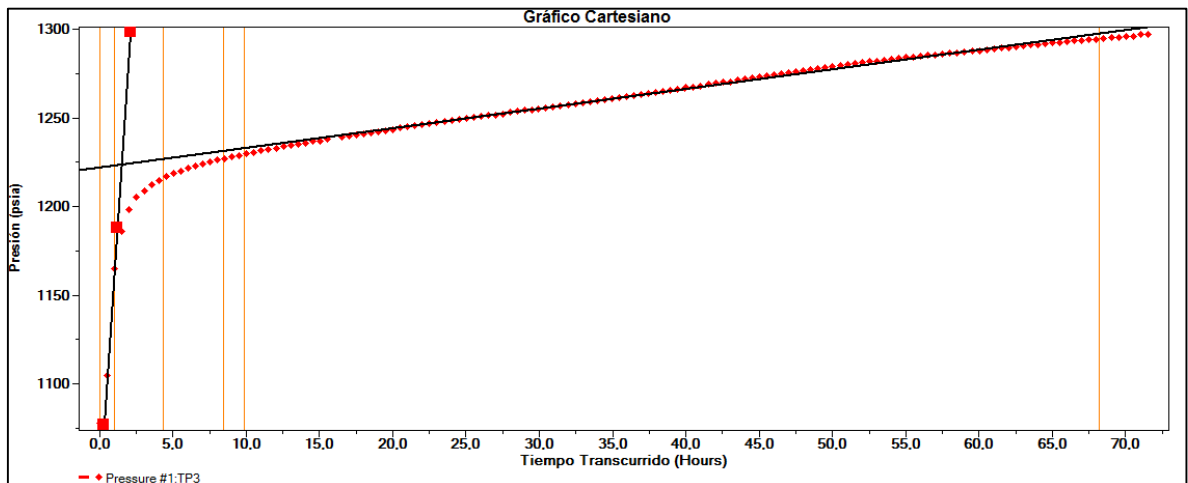


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-13 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,19996 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-13 Julio 2014.

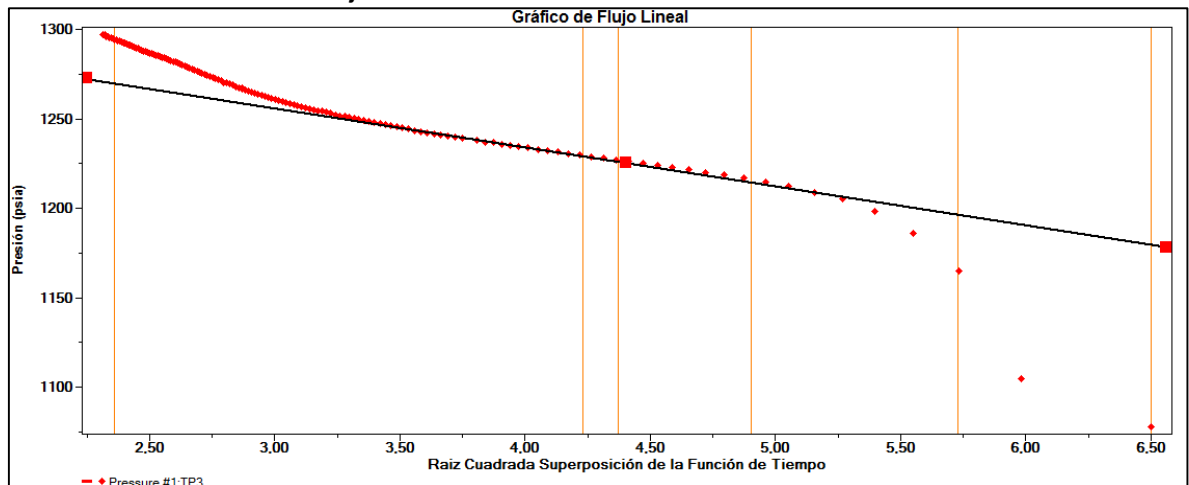


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-13 Julio 2014.

Resultados de la línea

K	2955,076 md
W	863,356 ft
S	-3,4727
P*	1320,994 psia
L1	305,595 ft
SCONV	6,0706
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 22. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-14 JULIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-14 Julio 2014.

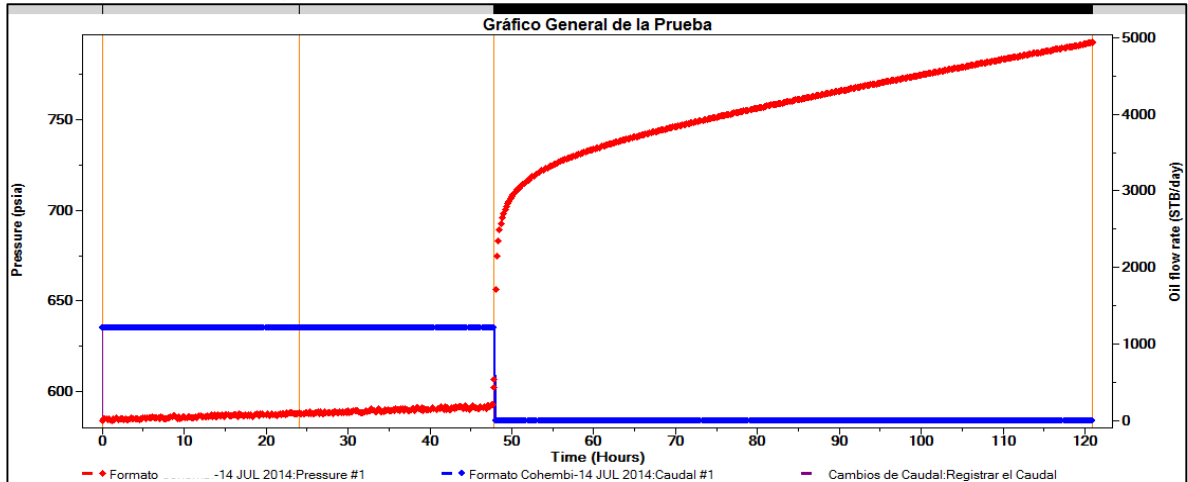


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-14 Julio 2014.

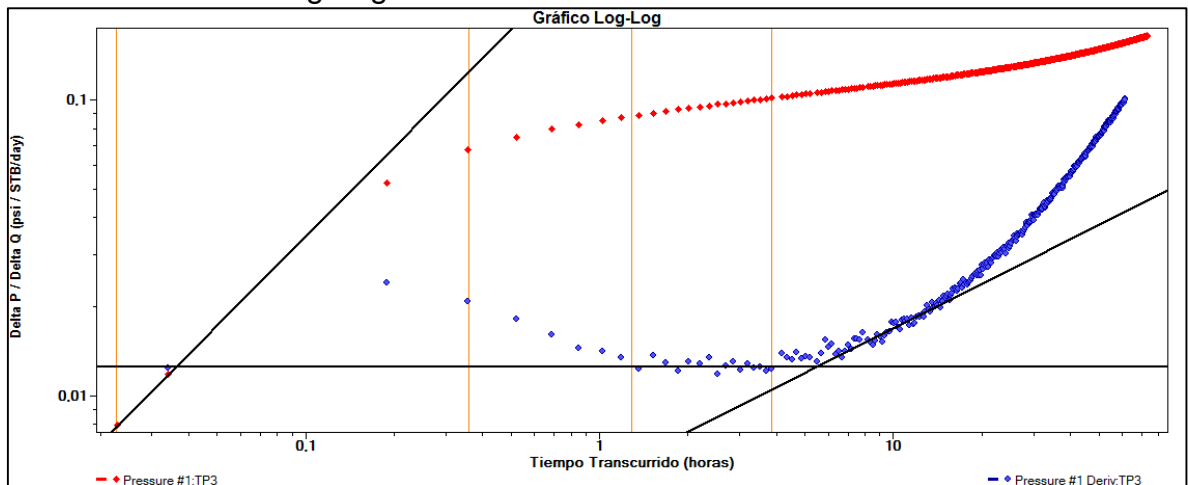


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-14 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,13228 bbl/psi
KH	109512,397 md.ft
K	4371,591 md
W	1325,287 ft
S	-3,0981
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-14 Julio 2014.

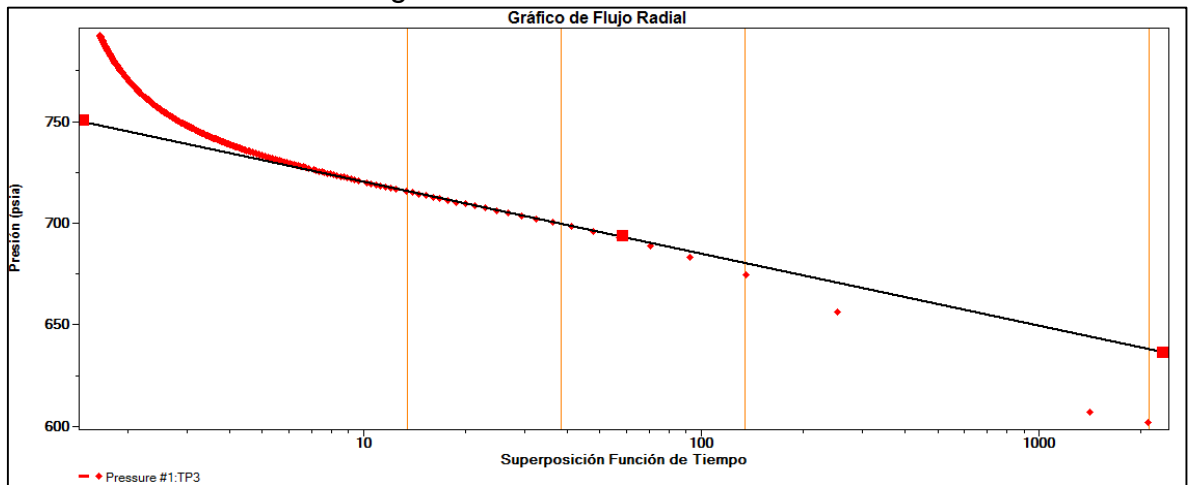


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-14 Julio 2014.

Resultados de la línea

Kh	166642,902 md.ft
K	4257,045 md
S	-3,1576
dpS	-97,415 psi
FE	1,5972
P*	755,697 psia
Rinv	2425,317 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-14 Julio 2014.

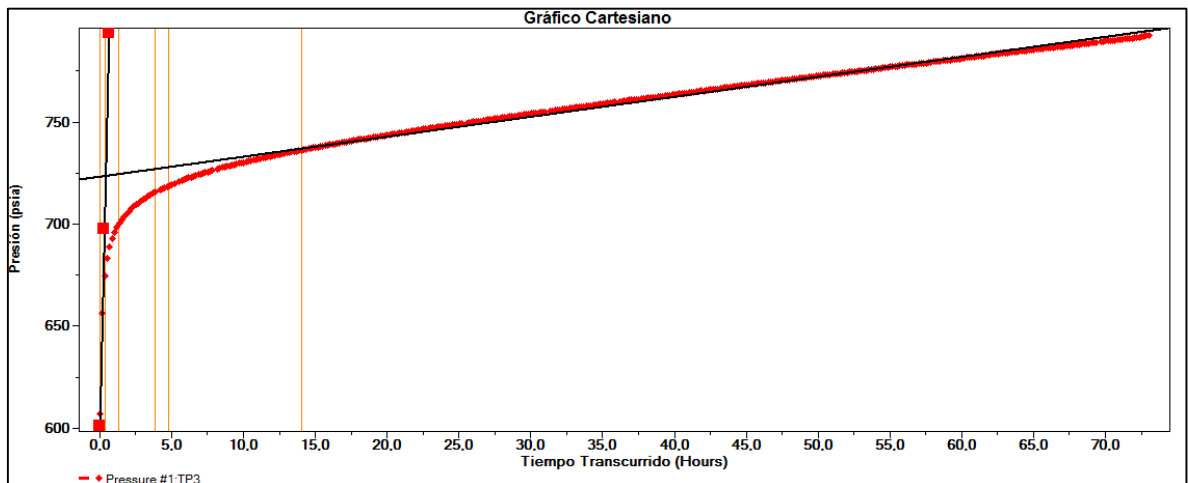


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-14 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,17297 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-14 Julio 2014.

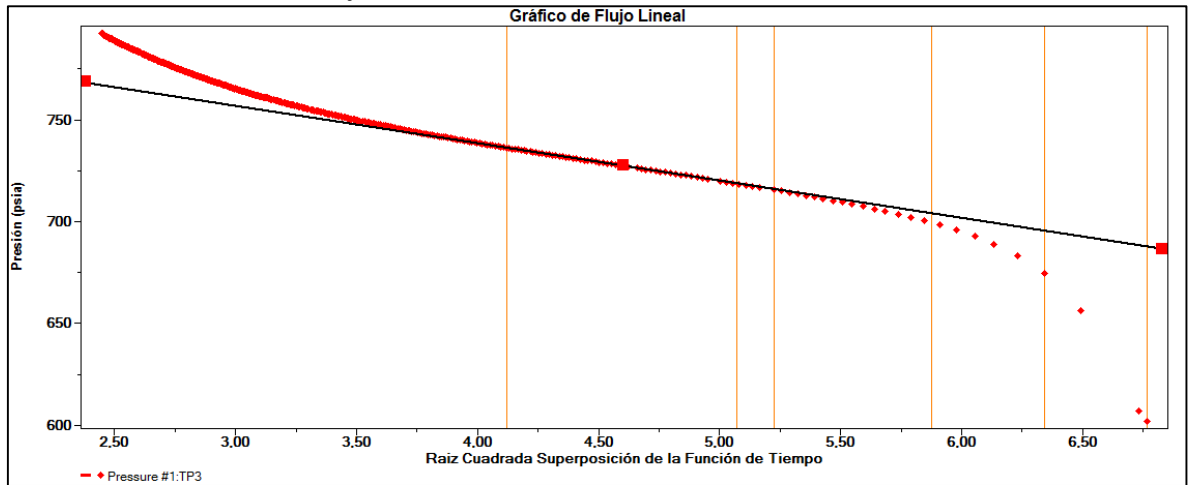


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-14 Julio 2014.

Resultados de la línea

K	4371,491 md
W	936,32 ft
S	-3,0981
P*	811,655 psia
L1	318,526 ft
SCONV	6,1743
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 23. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-14 MAYO DEL 2015

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-14 Mayo 2015.

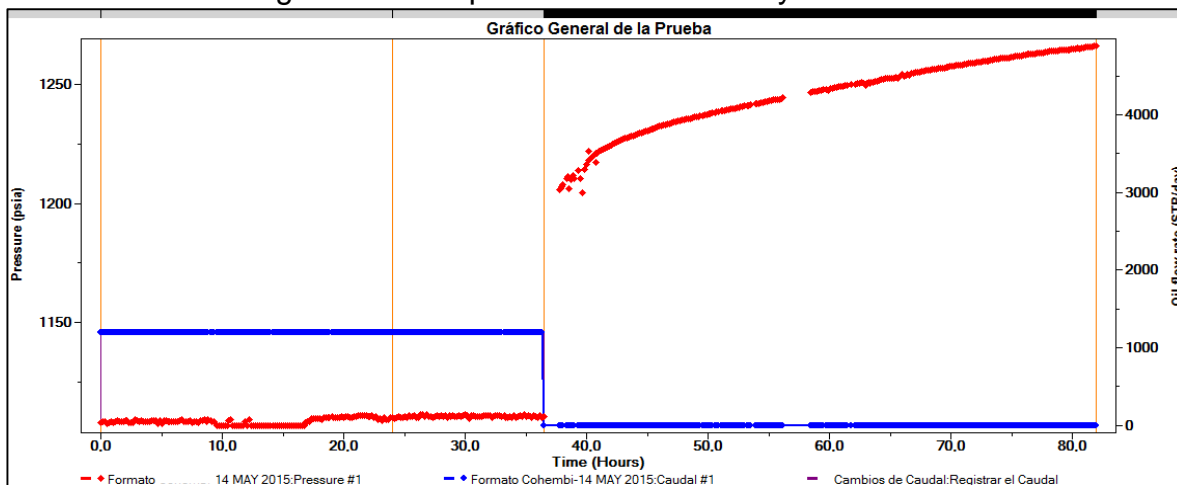


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-14 Mayo 2015.

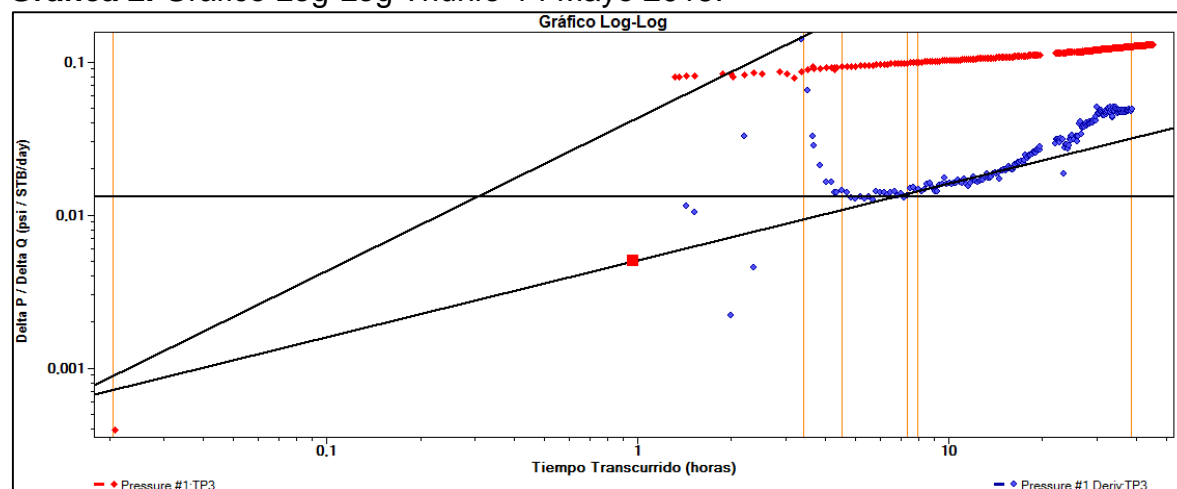


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-14 Mayo 2015.

Resultados de la línea

CS	1,0598 bbl/psi
KH	109491,054 md.ft
K	4370,743 md
W	1442,561 ft
S	-3,6951
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-14 Mayo 2015.

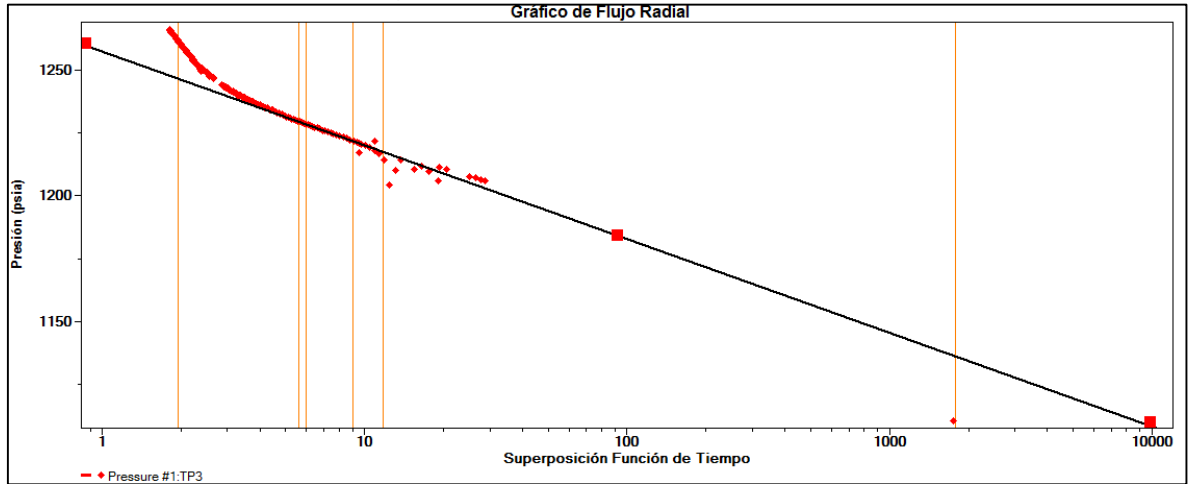


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-14 Mayo 2015.

Resultados de la línea

Kh	104535,012 md.ft
K	4172,904 md
S	-3,7632
dpS	-122,229 psi
FE	1,8337
P*	1257,619 psia
Rinv	1848,668 ft
Modelo del limite	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-14 Mayo 2015.

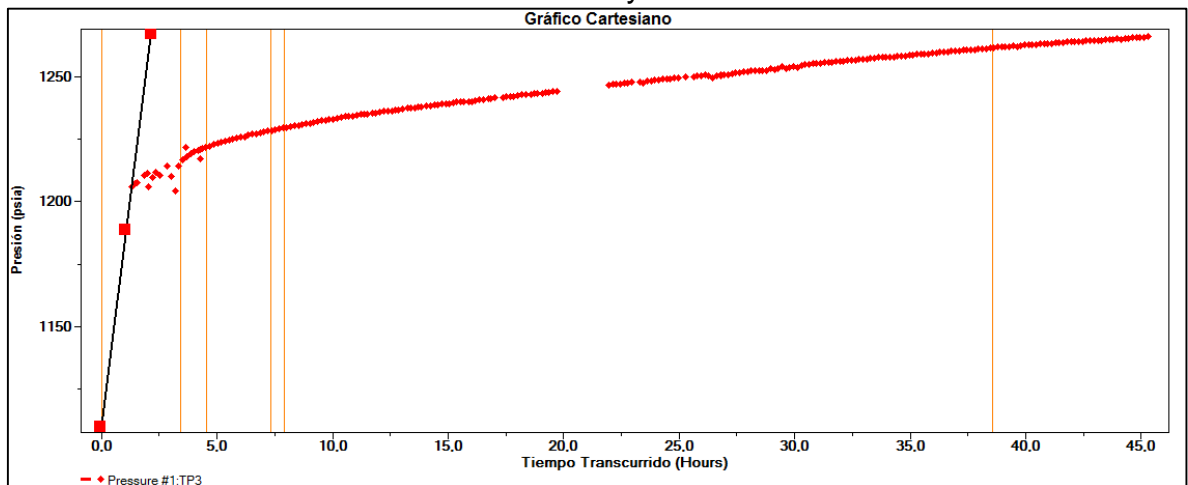


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-14 Mayo 2015.

Resultados de la línea

CS	0,73915 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-14 Mayo 2015.

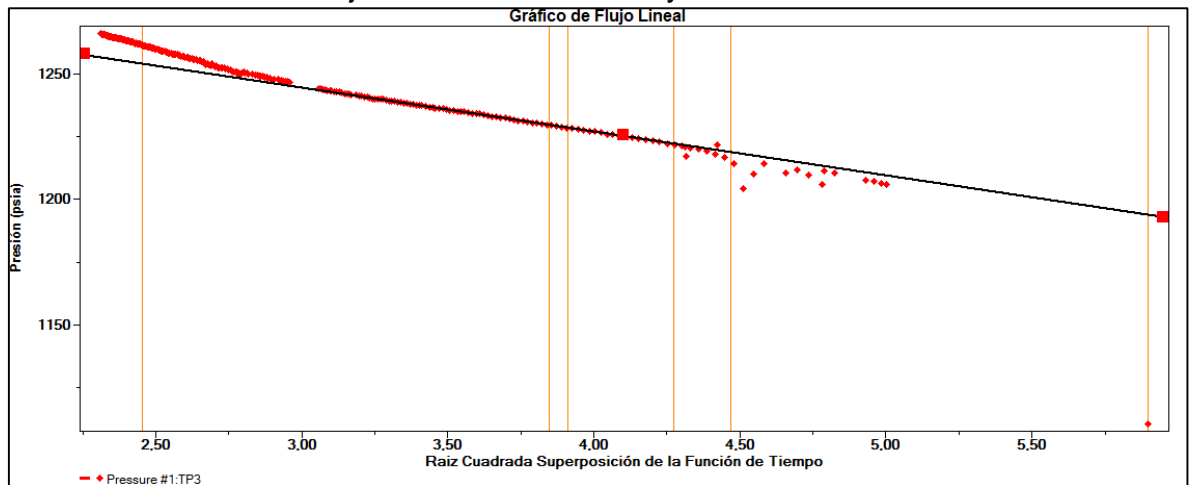


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-14 Mayo 2015.

Resultados de la línea

K	4370,743 md
W	984,862 ft
S	-3,6951
P*	1297,381 psia
L1	305,244 ft
SCONV	6,2831
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 24. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-15 JULIO DEL 2014

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-15 Julio 2014.

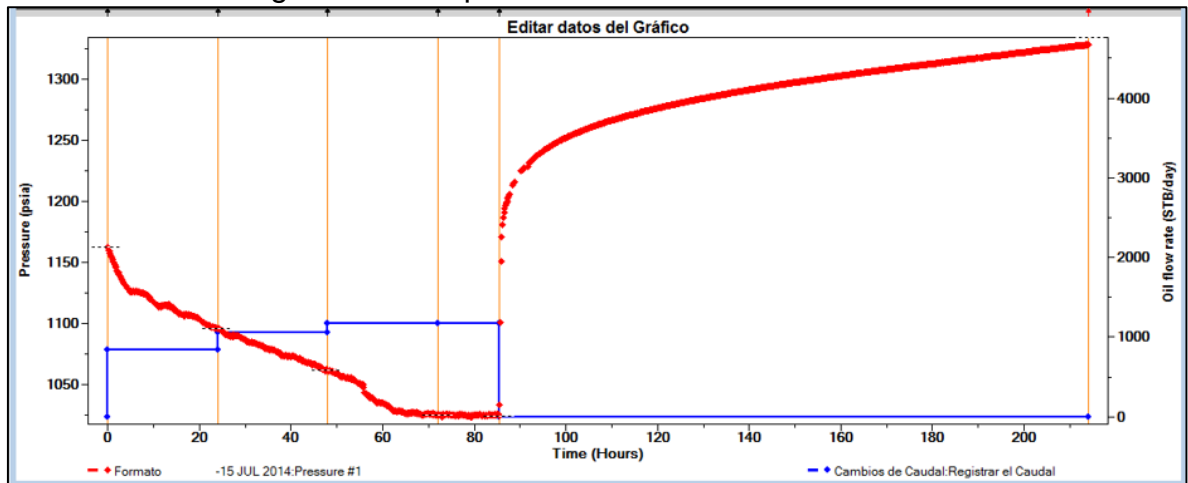


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-15 Julio 2014.

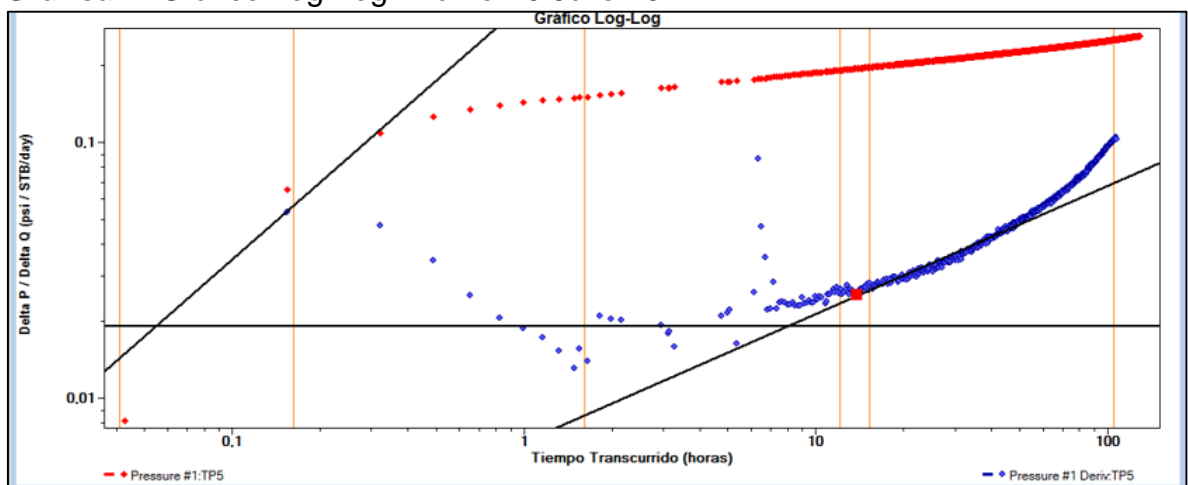


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-15 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,13072 bbl/psi
KH	74226,395 md.ft
K	2345,344 md
W	1234,78 ft
S	-2,5351
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-15 Julio 2014.

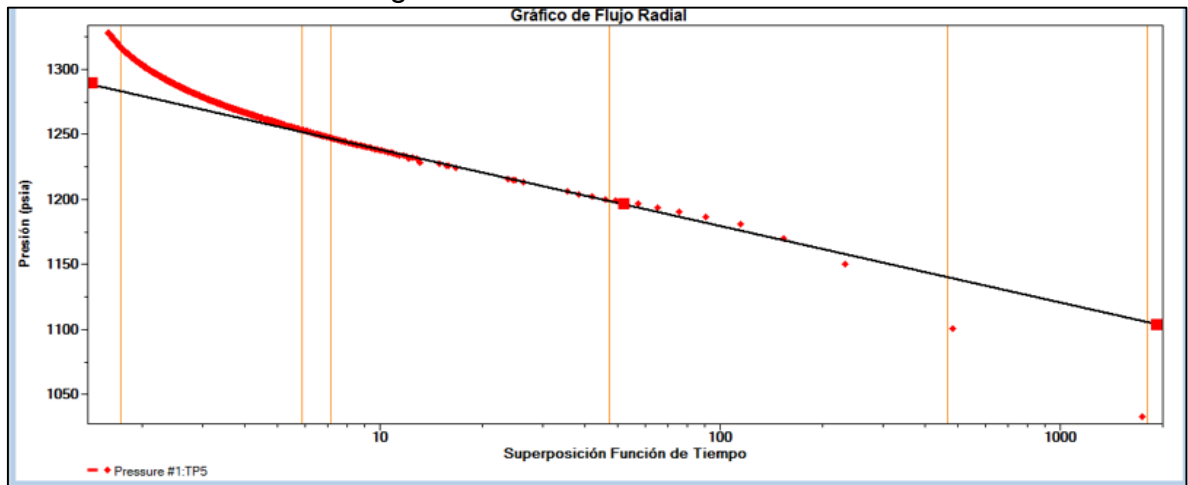


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-15 Julio 2014.

Resultados de la línea

KH	64962,257 md.ft
K	2052,624 md
S	-2,996
DPS	-152,893 psi
FE	1,5604
P*	1296,588 psia
RINV	2329,294 ft
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-15 Julio 2014.

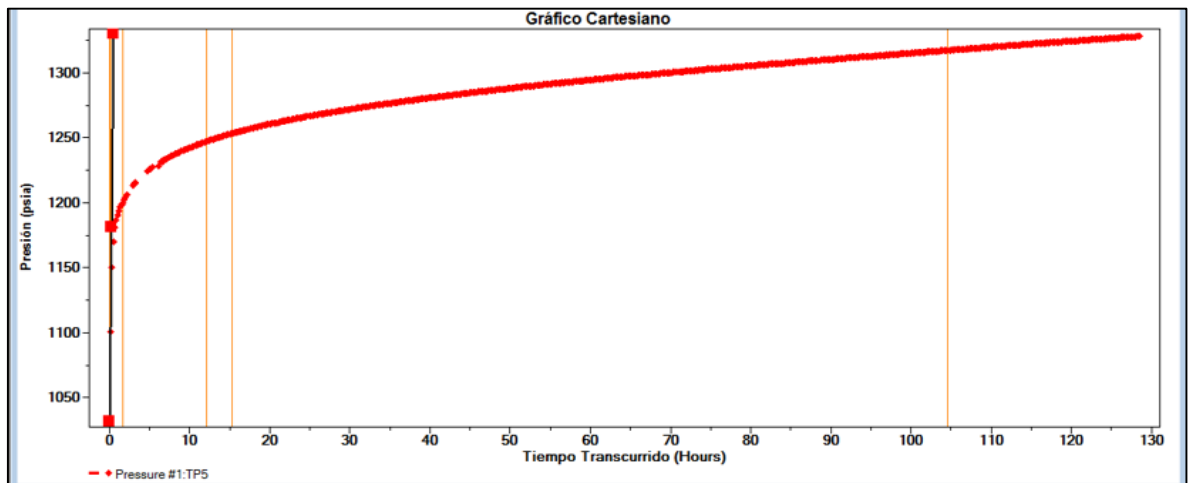


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-15 Julio 2014.

Resultados de la línea

CS	0,08794 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Gráfica 5. Gráfico de flujo lineal Triunfo-15 Julio 2014.

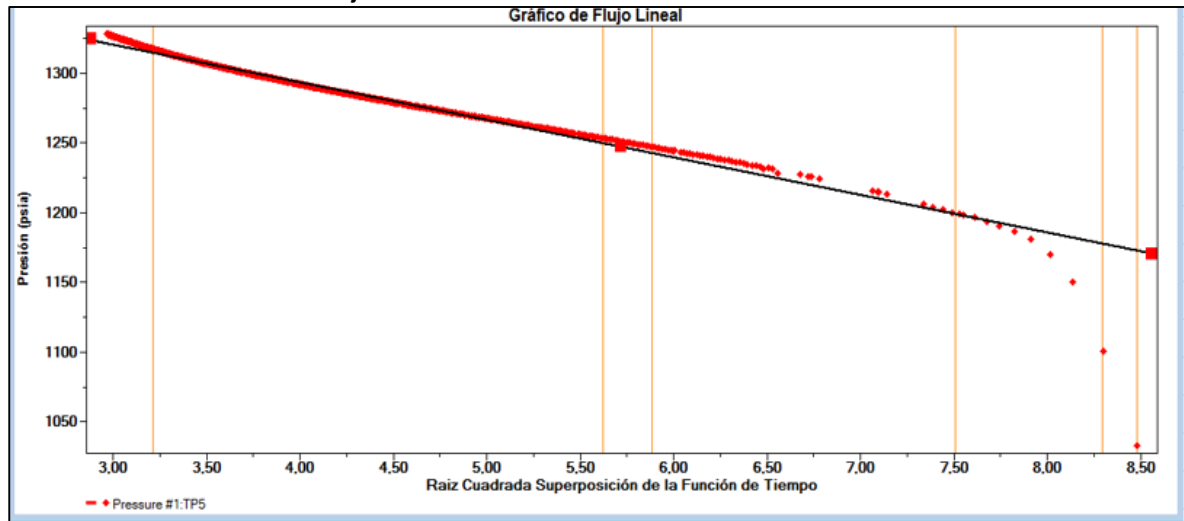


Tabla 4. Resultados gráfico de flujo lineal Triunfo-15 Julio 2014.

Resultados de la línea

K	2345,344 md
W	723,824 ft
S	-2,5351
P*	1401,209 psia
L1	361,912 ft
SCONV	5,7558
MODELO DEL LIMITE	Fallas Paralelas

ANEXO 25. RESULTADOS INTERPRETACIÓN PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN TRIUNFO-15 ENERO DEL 2016

GRÁFICO GENERAL DE LA PRUEBA

Gráfica 1. Gráfico general de la prueba Triunfo-15 Enero 2016.

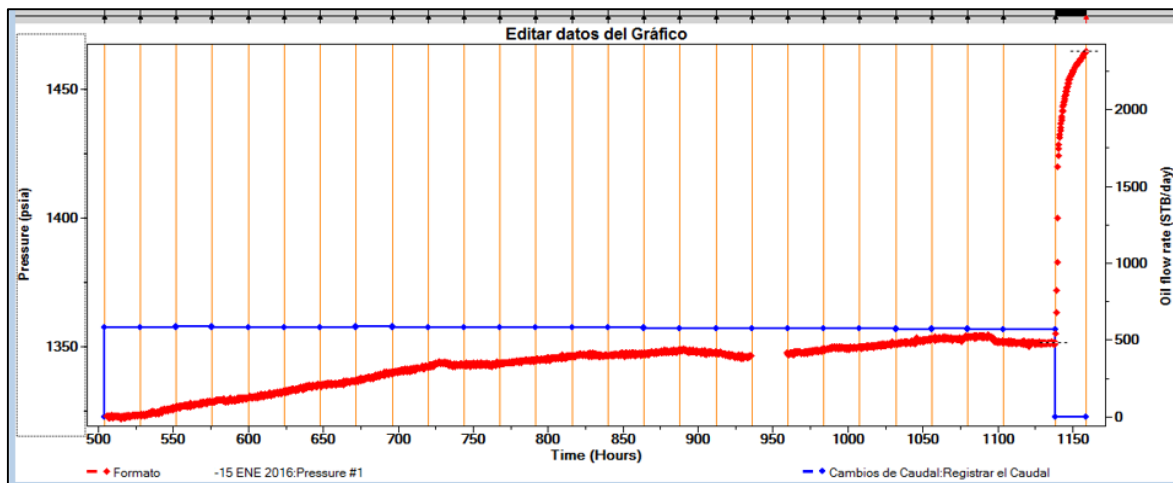


GRÁFICO LOG-LOG

Gráfica 2. Gráfico Log-Log Triunfo-15 Enero 2016.

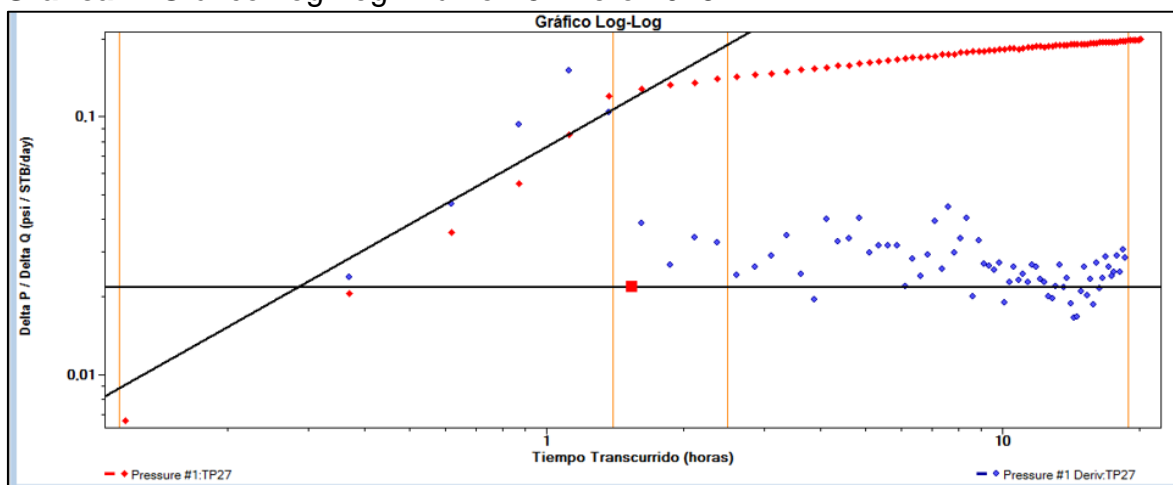


Tabla 1. Resultados gráfico Log-Log Triunfo-15 Enero 2016.

Resultados de la línea

CS	0,57835 bbl/psi
KH	22350,052 md.ft
K	762,358 md
S	-3,2343
MODELO DEL LIMITE	No se ven los límites

GRÁFICO SEMI-LOG

Gráfica 3. Gráfico Semi-Log Triunfo-15 Enero 2016.

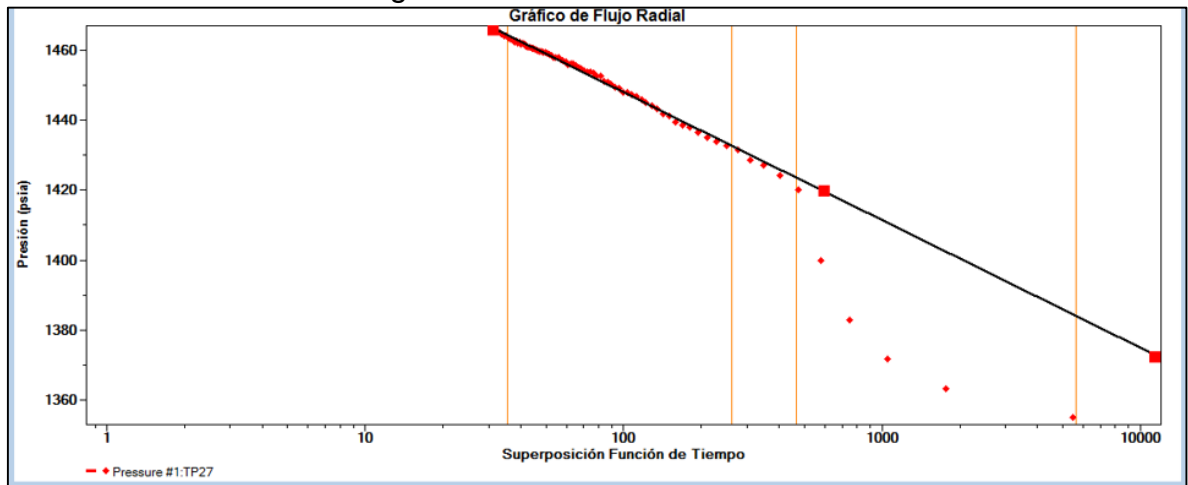


Tabla 2. Resultados gráfico Semi-Log Triunfo-15 Enero 2016.

Resultados de la línea

KH	17483,934 md.ft
K	596,375 md
S	-3,9851
DPS	-126,654 psi
FE	1,7461
P*	1521,139 psia
RINV	832,654 ft
MODELO DEL LIMITE	No se ven los límites

GRÁFICO CARTESIANO

Gráfica 4. Gráfico cartesiano Triunfo-15 Enero 2016.

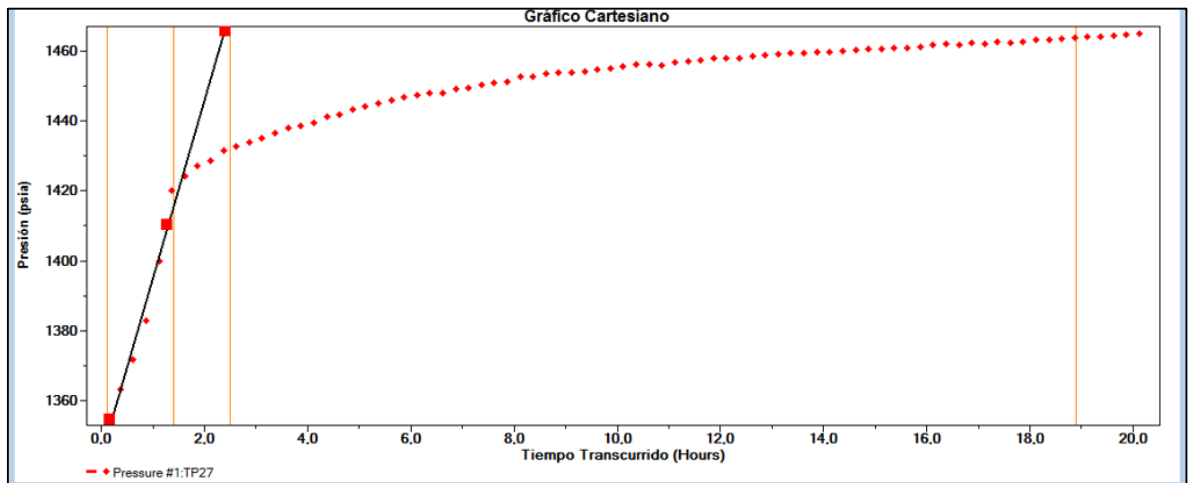


Tabla 3. Resultados gráfico cartesiano Triunfo-15 Enero 2016.

Resultados de la línea

CS	0,49233 bbl/psi
MODELO DEL LIMITE	No se ven los límites

GRÁFICO DE FLUJO LINEAL

Debido a que no se ven los límites y no hay flujo lineal en ningún régimen de flujo, no es posible realizar este gráfico.

ANEXO 26. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-1

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-1.

EL TRIUNFO-1					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
13/01/05	12:00:00 a. m.	14/01/05	4:00:00 p. m.	38	Pozo cerrado por límite de almacenamiento. Por restricción de circulación de carro tanques en la vía.
10/02/05	12:00:00 a. m.	14/02/05	5:30:00 p. m.	113,5	Pozo cerrado por límite de almacenamiento causado por restricción de carro tanques atemorizados por el pasado atentado hacia uno de su carro tanques.
18/02/05	12:00:00 a. m.	27/02/05	4:00:00 p. m.	232	Pozo cerrado por límite de almacenamiento por problemas de orden público y por realización de PBU.
2/03/05	5:00:00 a. m.	6/03/05	9:00:00 p. m.	112	Pozo cerrado debido a la restricción de carro tanques por alteración del orden público.
6/05/05	12:00:00 a. m.	7/05/05	2:00:00 p. m.	38	Pozo por altas existencias.
25/06/05	1:00:00 p. m.	28/06/05	2:00:00 p. m.	73	Pozo cerrado por problemas de orden público.

ANEXO 27. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-3.

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-3.

EL TRIUNFO-3					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
25/05/12	6:30:00 p. m.	4/06/12	10:00:00 p. m.	243,5	Pozo parado por restricción de recibos en Orito por atentado en el OTA.
29/06/12	6:00:00 a. m.	3/07/12	1:30:00 p. m.	103,5	Pozo cerrado en cabeza para registrar PBU con sensores en fondo
4/07/12	12:00:00 a. m.	11/07/12	12:00:00 p. m.	180	Pozo cerrado por restricción recibos en Orito (daño en oleoducto)
12/07/12	8:42:00 a. m.	15/07/12	10:00:00 a. m.	73,3	Pozo cerrado por restricción recibos en Orito (daño en oleoducto)
19/07/12	2:00:00 p. m.	23/07/12	8:16:00 a. m.	90,27	Pozo parado por falta de capacidad de almacenamiento en la estación El Triunfo.
9/08/12	8:00:00 a. m.	18/08/12	9:00:00 a. m.	217	Pozo cerrado por capacidad de almacenamiento
10/10/12	6:10:00 a. m.	18/10/12	12:45:00 a. m.	185,92	Pozo apagado por altas existencias, causado por paro
11/11/12	3:15:00 a. m.	14/11/12	12:30:00 p. m.	80,75	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
1/01/13	12:00:00 a. m.	6/01/13	1:00:00 p. m.	131	Pozo cerrado por Workover.
26/02/13	1:30:00 p. m.	9/03/13	10:00:00 p. m.	272,5	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-3					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
26/06/13	9:30:00 p. m.	28/06/13	1:00:00 p. m.	39,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	8:00:00 p. m.	10/07/13	5:00:00 p. m.	21	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	10:00:00 a. m.	14/09/13	9:00:00 a. m.	671	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	12:00:00 p. m.	15/10/13	1:30:00 p. m.	25,5	Pozo cerrado por orden público.
29/04/14	4:24:00 p. m.	19/05/14	8:10:00 p. m.	483,77	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
2/07/14	9:15:00 p. m.	5/07/14	9:02:00 p. m.	72	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/07/14	9:37:00 p. m.	11/07/14	5:50:00 a. m.	32,22	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	12:22:00 a. m.	17/09/14	9:28:00 a. m.	1617,1	Pozo cerrado por problemas de orden público.
9/06/15	3:00:00 p. m.	17/06/15	3:00:00 p. m.	192	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/10/15	5:00:00 p. m.	21/10/15	7:00:00 a. m.	134	Pozo cerrado por orden público.

ANEXO 28. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-4

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-4.

EL TRIUNFO-4					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
27/09/12	10:00:00 p. m.	7/11/12	8:55:00 p. m.	989	Pozo cerrado por daño en equipo BES y realización de Workover.
11/11/12	1:00:00 p. m.	13/11/12	9:00:00 p. m.	44	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
12/12/12	11:00:00 p. m.	14/12/12	5:00:00 p. m.	42	Pozo cerrado por realización de PBU.
18/12/12	12:00:00 p. m.	21/12/12	1:00:00 p. m.	73	Pozo cerrado por realización de PBU.
7/01/13	6:30:00 a. m.	8/01/13	3:00:00 a. m.	20,5	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
16/01/13	2:00:00 a. m.	16/01/13	10:00:00 p. m.	20	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
25/01/13	6:00:00 p. m.	27/01/13	1:00:00 a. m.	31	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
28/02/13	11:00:00 p. m.	12/03/13	2:00:00 p. m.	279	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
26/04/13	11:00:00 a. m.	27/04/13	2:00:00 p. m.	25	Pozo cerrado por alta temperatura del motor de fondo.
2/05/13	11:00:00 a. m.	14/08/13	6:00:00 a. m.	2491	Pozo cerrado por Workover.
15/08/13	12:00:00 p. m.	25/09/13	4:00:00 p. m.	988	Pozo cerrado por Workover.
14/10/13	12:00:00 p. m.	15/10/13	3:30:00 p. m.	27,5	Pozo cerrado por orden público.
1/05/14	9:03:00 p. m.	17/05/17	10:20:00 p. m.	385,33	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-4					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
3/07/14	12:10:00 a. m.	6/07/14	5:42:00 a. m.	77,53	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	6:00:00 p. m.	27/08/14	4:04:00 p. m.	1102	Pozo cerrado por problemas de orden público.
21/10/14	12:10:00 p. m.	6/11/14	2:30:00 p. m.	386,33	Pozo cerrado por baja PIP.
28/11/14	10:19:00 p. m.	31/12/14	11:00:00	793,68	Pozo cerrado recuperando PIP.

ANEXO 29. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-5

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-5.

EL TRIUNFO-5					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
10/05/12	8:40:00 a. m.	23/05/12	12:00:00 a. m.	303,33	Pozo cerrado por falla en transporte de crudo. Registrando datos de restauración de presión.
25/05/12	12:00:00 a. m.	2/06/12	9:00:00 p. m.	213	Pozo cerrado por restricción de recibos en Orito por atentado al OTA.
19/07/12	2:00:00 p. m.	21/07/12	12:55:00 p. m.	46,92	Pozo parado por capacidad de almacenamiento en la estación EL TRIUNFO.
25/05/12	12:00:00 a. m.	2/06/12	9:00:00 p. m.	213	Pozo cerrado por restricción de recibos en Orito por atentado al OTA.
11/11/12	3:15:00 a. m.	13/11/12	10:00:00 p. m.	66,75	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
12/01/13	3:00:00 p. m.	18/01/13	3:00:00 p. m.	144	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
25/01/13	6:00:00 p. m.	27/01/13	9:00:00 p. m.	51	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
26/02/13	7:00:00 p. m.	9/03/13	9:30:00 p. m.	266,5	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
17/06/13	8:15:00 a. m.	4/06/13	11:30:00 p. m.	87,25	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-5					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
26/06/13	9:30:00 p. m.	28/06/13	1:00:00 p. m.	39,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	9:50:00 p. m.	10/07/13	3:30:00 p. m.	17,65	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	8:15:00 a. m.	20/07/13	12:15:00 a. m.	40	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:30:00 a. m.	28/07/13	1:30:00 p. m.	53	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	10:00:00 a. m.	14/09/13	9:30:00 p. m.	671,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	12:30:00 p. m.	15/10/13	1:30:00 p. m.	25	Pozo cerrado por orden público.
29/04/14	4:26:00 p. m.	19/05/14	8:19:00 p. m.	471,88	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
2/07/14	1:52:00 p. m.	5/07/14	9:08:00 p. m.	79,27	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
15/06/15	2:00:00 p. m.	17/06/15	10:00:00 a. m.	44	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/11/15	7:00:00 p. m.	26/11/15	4:00:00 p. m.	213	Pozo cerrado por orden público.
31/01/16	10:00:00 a. m.	2/02/16	10:00:00 a. m.	48	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-5					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
28/06/16	2:00:00 a. m.	8/07/16	9:00:00 a. m.	247	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
25/07/16	10:00:00 a. m.	22/08/16	5:00:00 p. m.	679	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.

ANEXO 30. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-6

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-6.

EL TRIUNFO-6					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
31/05/13	2:30:00 p. m.	1/06/13	8:45:00 a. m.	18,25	Pozo cerrado por mantenimiento de generador.
9/07/13	10:30:00 p. m.	10/07/13	3:00:00 p. m.	16,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	1:00:00 p. m.	19/07/13	9:00:00 p. m.	32	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	9:30:00 a. m.	27/07/13	10:00:00 p. m.	36,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	10:00:00 a. m.	13/09/13	1:00:00 p. m.	651	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	1:00:00 p. m.	15/10/13	10:00:00 a. m.	21	Pozo cerrado por orden público.
3/11/13	11:30:00 a. m.	3/11/13	7:30:00 p. m.	8	Pozo cerrado por alta temperatura del motor de fondo.

ANEXO 31. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-7

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-7.

EL TRIUNFO-7					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
4/06/12	12:00:00 a. m.	2/07/12	1:30:00 p. m.	685,5	Pozo cerrado por restricción de recibos. Registrando datos de restauración de presión.
19/07/12	2:00:00 p. m.	21/07/12	3:10:00 p. m.	42,83	Pozo cerrado por falta de capacidad de almacenamiento en la estación El Triunfo.
9/08/12	5:55:00 a. m.	17/08/12	12:15:00 p. m.	198,33	Pozo cerrado por capacidad de almacenamiento.
10/10/12	6:10:00 a. m.	17/10/12	11:40:00 p. m.	185,5	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
11/11/12	3:15:00 a. m.	13/11/12	10:20:00 p. m.	66,58	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
7/01/13	5:00:00 a. m.	7/01/13	1:00:00 p. m.	8	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
7/02/13	3:30:00 p. m.	10/02/13	10:30:00 a. m.	67	Pozo cerrado por PBU.
17/02/13	4:00:00 p. m.	18/02/13	1:15:00 a. m.	9,25	Pozo cerrado por alerta de seguridad.
25/02/13	4:30:00 p. m.	9/03/13	9:30:00 p. m.	293	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
14/06/13	11:30:00 a. m.	14/06/13	2:30:00 p. m.	3	Pozo cerrado por alta temperatura del motor de fondo.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-7					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
25/06/13	11:00:00 a. m.	28/06/13	1:00:00 p. m.	74	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	8:00:00 p. m.	11/07/13	12:00:00 a. m.	28	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	7:00:00 a. m.	20/07/13	7:00:00 a. m.	48	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:00:00 a. m.	30/07/13	10:30:00 a. m.	98,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	3:00:00 a. m.	14/09/13	12:30:00 p. m.	681,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	11:00:00 a. m.	15/10/13	5:00:00 p. m.	30	Pozo cerrado por orden público.
2/05/14	3:11:00 p. m.	17/05/14	8:05:00 p. m.	364,90	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
18/05/14	10:00:00 p. m.	31/12/14		5426	Pozo cerrado por Workover.

ANEXO 32. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-8

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-8.

EL TRIUNFO-8					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
16/09/12	10:10:00 a. m.	22/09/12	2:45:00 p. m.	148,58	Pozo cerrado por realización de PBU.
10/10/12	3:30:00 p. m.	18/11/12	9:35:00 a. m.	186	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
9/11/12	10:45:00 a. m.	20/11/12	9:00:00 a. m.	262,75	Pozo cerrado por problemas de sobrecarga en sistema de generación.
7/01/13	6:30:00 a. m.	8/01/13	3:00:00 a. m.	20,5	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
20/02/13	2:00:00 p. m.	21/02/13	11:00:00 a. m.	21	Pozo cerrado para realizar lavado en el pozo.
28/02/13	11:00:00 p. m.	12/03/13	8:30:00 p. m.	285,5	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
2/05/13	11:00:00 a. m.	2/05/13	5:00:00 p. m.	6	Pozo cerrado para realizar conexión de descarga de la bomba.
5/05/13	3:00:00 p. m.	6/05/13	2:00:00 a. m.	11	Pozo cerrado por alta temperatura del motor de fondo.
26/06/13	7:30:00 p. m.	28/06/13	6:00:00 a. m.	34,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	10:30:00 p. m.	10/07/13	5:30:00 p. m.	19	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-8					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
18/07/13	12:30:00 p. m.	19/07/13	10:00:00 p. m.	31,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	9:30:00 p. m.	29/07/13	8:30:00 p. m.	83	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	10:00:00 a. m.	14/09/13	8:30:00 a. m.	670,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/09/13	10:30:00 p. m.	15/09/13	6:45:00 a. m.	8,25	Pozo cerrado por sobre corriente en el variador.
14/10/13	7:00:00 p. m.	15/10/13	4:15:00 p. m.	29,25	Pozo cerrado por orden público.
9/12/13	3:30:00 p. m.	10/12/13	10:00:00 a. m.	18,5	Pozo cerrado por presencia de falla al arrancar el motor.
12/03/14	9:40:00 a. m.	14/03/14	1:48:00 a. m.	40,13	Pozo apagado por alta temperatura del motor.
1/05/14	9:05:00 p. m.	18/05/14	7:30:00 p. m.	406,42	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
3/07/14	12:12:00 a. m.	6/07/14	10:30:00 p. m.	94,30	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	6:05:00 p. m.	27/08/14	4:30:00 p. m.	1102,42	Pozo cerrado por problemas de orden público.
22/04/15	12:00:00 a. m.	22/04/15	8:00:00 p. m.	20	Pozo cerrado para hacer modificaciones.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-8					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
15/06/15	2:00:00 p. m.	16/06/15	9:00:00 p. m.	31	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/11/15	7:00:00 p. m.	26/11/15	6:00:00 p. m.	215	Pozo cerrado por orden público.
31/01/16	10:00:00 a. m.	2/02/16	2:00:00 p. m.	48	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
28/06/16	2:00:00 a. m.	8/07/16	11:00:00 a. m.	249	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
29/07/16	12:00:00 a. m.	23/08/16	3:00:00 p. m.	615	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
3/10/16	8:00:00 p. m.	4/10/16	9:00:00 a. m.	13	Pozo cerrado para verificación de datos operacionales.
19/10/16	8:00:00 a. m.	20/10/16	11:00:00 a. m.	27	Pozo cerrado para verificación de datos operacionales.
24/12/16	7:00:00 p. m.	25/12/16	9:00:00 a. m.	14	Pozo cerrado para verificación de datos operacionales.

ANEXO 33. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-9

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-9.

EL TRIUNFO-9					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
1/01/13	12:00:00 a. m.	23/04/13	7:45:00 a. m.	2695,75	Pozo cerrado en espera de terminar la línea de flujo a estación.
26/04/13	11:30:00 p. m.	27/04/13	12:45:00 p. m.	13,25	Pozo cerrado por falla del generador.
31/05/13	2:30:00 p. m.	4/06/13	8:00:00 p. m.	101,5	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
25/06/13	2:30:00 p. m.	28/06/13	4:00:00 p. m.	73,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	10:00:00 p. m.	10/07/13	11:30:00 p. m.	25,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	9:00:00 a. m.	20/07/13	3:00:00 a. m.	42	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:15:00 a. m.	30/07/13	9:30:00 a. m.	97,25	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	9:30:00 a. m.	13/09/13	1:30:00 p. m.	652	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
3/10/13	12:30:00 p. m.	5/10/13	9:45:00 a. m.	45,25	Pozo cerrado por falla en el variador.
14/10/13	10:30:00 a. m.	15/10/13	5:30:00 p. m.	31	Pozo cerrado por orden público.
1/05/14	3:36:00 p. m.	17/05/14	4:46:00 p. m.	385,17	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-9					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
2/07/14	9:16:00 p. m.	5/07/14	7:35:00 p. m.	70,32	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/07/14	9:54:00 p. m.	11/07/14	4:12:00 a. m.	30,30	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	12:43:00 a. m.	2/09/14	9:50:00 a. m.	1257,12	Pozo cerrado por problemas de orden público.
4/09/14	6:15:00 a. m.	6/09/14	8:20:00 p. m.	62,08	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
15/06/15	2:00:00 p. m.	17/06/15	11:00:00 a. m.	45	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/11/15	8:00:00 p. m.	26/11/15	6:00:00 p. m.	214	Pozo cerrado por orden público.
31/01/16	10:00:00 a. m.	4/02/16	5:00:00 p. m.	103	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
21/06/16	10:00:00 a. m.	21/06/16	6:00:00 p. m.	8	Pozo cerrado por desaceleración programada.
28/06/16	2:00:00 a. m.	8/07/16	8:00:00 a. m.	246	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-9					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
21/07/16	7:00:00 a. m.	22/07/16	10:00:00 p.m.	39	Pozo cerrado por bajos niveles de aceite en el transformador.
27/07/16	11:00:00 a. m.	26/08/16	12:00:00 p. m.	721	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
5/10/16	9:00:00 a. m.	5/10/16	4:00:00 p. m.	7	Pozo cerrado por mantenimiento del generador.

ANEXO 34. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-10

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-10.

EL TRIUNFO-10					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
1/01/13	12:00:00 a. m.	16/05/13	10:30:00 a. m.	3250,5	Pozo cerrado en espera de terminar la línea de flujo a estación.
27/06/13	12:00:00 a. m.	28/06/13	10:00:00 p. m.	46	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	8:00:00 p. m.	30/09/13	4:30:00 a. m.	1976,5	Pozo cerrado por Workover.
8/10/13	7:15:00 a. m.	10/10/13	9:30:00 p. m.	50,25	Pozo cerrado por orden público.
14/10/13	12:00:00 p. m.	15/10/13	5:30:00 p. m.	29,5	Pozo cerrado por orden público.
20/12/13	9:00:00 a. m.	20/12/13	10:30:00 a. m.	13,5	Pozo cerrado para realizar lavado en el pozo.
29/04/14	11:37:00 p. m.	19/05/14	9:27:00 p. m.	477,83	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
2/07/14	9:29:00 p. m.	5/07/14	10:13:00 p. m.	72,73	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/07/14	9:32:00 p. m.	20/09/14	9:51:00 a. m.	1740,32	Pozo cerrado por problemas de orden público.
2/01/15	6:00:00 p. m.	5/01/15	1:00:00 p. m.	67	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
19/04/15	1:00:00 p. m.	19/04/15	12:00:00 a. m.	11	Pozo cerrado por mantenimiento de un generador.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-10					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
9/06/15	3:00:00 p. m.	17/06/15	3:00:00 p. m.	192	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/10/15	5:00:00 p. m.	21/10/15	9:00:00 a. m.	136	Pozo cerrado por orden público.
14/11/15	9:00:00 p. m.	19/11/15	7:00:00 a. m.	106	Pozo cerrado por orden público.
17/01/16	11:00:00 a. m.	4/02/16	5:00:00 p. m.	438	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
10/02/16	8:00:00 a. m.	10/02/16	8:00:00 a. m.	9	Pozo cerrado por altas presiones en cabeza y por restricciones en las líneas de flujo.
27/06/16	8:00:00 p. m.	8/07/16	8:00:00 a. m.	252	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
22/07/16	12:00:00 p. m.	22/07/16	7:00:00 p. m.	7	Pozo cerrado debido a contingencia del río Putumayo.
25/07/16	10:00:00 a. m.	22/08/16	10:00:00 a. m.	672	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
5/10/16	6:00:00 a. m.	5/10/16	2:00:00 p. m.	8	Pozo cerrado por mantenimiento del generador.

ANEXO 35. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-11

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-11.

EL TRIUNFO-11					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
26/08/12	9:30:00 a. m.	27/08/12	6:30:00 p. m.	33	Pozo cerrado por prueba de tubería.
10/10/12	3:30:00 p. m.	18/10/12	9:25:00 a. m.	185,92	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
11/11/12	1:00:00 p. m.	14/11/12	4:00:00 a. m.	63	Pozo cerrado por altas existencias en tanques.
7/01/13	6:00:00 a. m.	8/01/13	2:45:00 a. m.	20,75	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
16/01/13	2:00:00 a. m.	16/01/13	10:00:00 p. m.	20	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
25/01/13	6:00:00 p. m.	1/02/13	7:00:00 a. m.	157	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
7/02/13	5:45:00 p. m.	8/02/13	11:30:00 a. m.	17,75	Pozo cerrado para realizar lavado en el pozo.
28/02/13	11:00:00 p. m.	12/03/13	3:30:00 p. m.	280,5	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
26/06/13	8:30:00 p. m.	28/06/13	7:00:00 a. m.	34,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	10:00:00 p. m.	10/07/13	6:00:00 p. m.	20	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	8:00:00 a. m.	20/07/13	1:00:00 a. m.	41	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-11					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
26/07/13	9:00:00 a. m.	29/07/13	11:30:00 p. m.	86,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
15/08/13	2:30:00 p. m.	17/09/13	3:30:00 a. m.	781	Pozo cerrado por Workover.
14/10/13	12:00:00 p. m.	15/10/13	7:00:00 p. m.	31	Pozo cerrado por orden público.
1/05/14	9:04:00 p. m.	17/05/14	9:58:00 p. m.	384,9	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
3/07/14	12:17:00 p. m.	6/07/14	5:48:00 a. m.	77,52	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	3:12:00 p. m.	27/08/14	4:19:00 p. m.	1105,12	Pozo cerrado por problemas de orden público.
9/06/15	3:00:00 p. m.	17/06/15	11:00:00 a. m.	188	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/10/15	6:00:00 p. m.	22/10/15	11:00:00 a. m.	161	Pozo cerrado por orden público.
17/11/15	7:00:00 p. m.	19/11/15	11:00:00 a. m.	40	Pozo cerrado por orden público.
17/01/16	8:00:00 a. m.	23/01/16	11:00:00 a. m.	136	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
23/01/16	3:00:00 p. m.	20/02/16	9:00:00 a. m.	666	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
23/05/16	12:00:00 a. m.	23/08/16	4:00:00 p. m.	2224	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.

ANEXO 36. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-12

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-12.

EL TRIUNFO-12					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
16/01/13	2:00:00 a. m.	16/01/13	9:00:00 p. m.	19	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
21/01/13	1:30:00 p. m.	22/01/13	8:00:00 p. m.	30,5	Pozo cerrado por cambio de generadores.
25/01/13	6:00:00 p. m.	27/01/13	2:00:00 a. m.	32	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
25/02/13	4:15:00 p. m.	9/03/13	6:30:00 p. m.	290,25	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
11/03/13	8:00:00 p. m.	12/03/13	7:00:00 p. m.	23	Pozo cerrado por alerta de seguridad.
26/06/13	8:30:00 p. m.	29/06/13	3:00:00 p. m.	66,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	5:30:00 p. m.	11/07/13	4:00:00 p. m.	46,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	7:00:00 a. m.	20/07/13	5:00:00 a. m.	46	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:45:00 a. m.	30/07/13	6:30:00 a. m.	93,75	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	3:30:00 a. m.	14/09/13	3:00:00 p. m.	683,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-12					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
9/10/13	3:00:00 a. m.	11/10/13	6:00:00 p. m.	63	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	7:00:00 a. m.	15/10/13	8:00:00 p. m.	37	Pozo cerrado por orden público.
18/10/13	12:00:00 p. m.	27/11/13	9:00:00 p. m.	969	Pozo cerrado por Workover.
25/12/13	8:30:00 p. m.	27/12/13	5:15:00 p. m.	44,75	Pozo cerrado por crudo fuera de especificaciones.
29/04/14	11:25:00 p. m.	19/05/14	11:12:00 p. m.	479,78	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
2/07/14	9:30:00 p. m.	5/07/14	10:39:00 p. m.	73,15	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/07/14	9:14:00 p. m.	20/09/14	10:30:00 a. m.	1741,27	Pozo cerrado por problemas de orden público.
29/05/15	2:00:00 p. m.	29/05/15	8:00:00 p. m.	6	Pozo cerrado por falla en una válvula del cambio de combustible del módulo de generación con crudo.
14/06/15	2:00:00 a. m.	16/06/15	8:00:00 p. m.	66	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/10/15	5:00:00 p. m.	21/10/15	8:00:00 a. m.	135	Pozo cerrado por orden público.
14/11/15	6:00:00 p. m.	19/11/15	11:00:00 a. m.	113	Pozo cerrado por orden público.
17/01/16	11:00:00 a. m.	4/02/16	6:00:00 p. m.	439	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-12					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
22/04/16	3:00:00 a. m.	5/09/16	12:00:00 a. m.	3285	Pozo cerrado por Workover.
10/11/16	4:00:00 p. m.	11/11/16	6:00:00 p. m.	26	Pozo cerrado debido a contingencia del río Putumayo.

ANEXO 37. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-13

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-13.

EL TRIUNFO-13					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
20/01/13	2:30:00 p. m.	28/01/13	1:30:00 p. m.	191	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/02/13	12:00:00 p. m.	20/02/13	12:30:00 a. m.	108,5	Pozo cerrado por PBU.
25/02/13	4:00:00 p. m.	9/03/13	7:00:00 p. m.	291	Pozo cerrado por altas existencias en las vasijas de almacenamiento de la estación.
11/03/13	8:00:00 p. m.	13/03/13	5:00:00 p. m.	45	Pozo cerrado por restricción en la línea.
12/06/13	6:30:00 a. m.	13/06/13	7:00:00 p. m.	36,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
25/06/13	11:00:00 a. m.	29/06/13	3:00:00 p. m.	100	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
9/07/13	1:00:00 p. m.	10/07/13	11:30:00 p. m.	34,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	7:00:00 a. m.	20/07/13	6:00:00 a. m.	47	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	3:30:00 a. m.	14/09/13	3:00:00 p. m.	683,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	7:00:00 a. m.	15/10/13	5:00:00 p. m.	34	Pozo cerrado por orden público.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-13					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
8/11/13	5:00:00 a. m.	9/11/13	3:00:00 p. m.	34	Pozo cerrado por producción fuera de especificaciones.
22/11/13	8:00:00 a. m.	23/11/13	9:00:00 a. m.	25	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
27/11/13	10:00:00 p. m.	31/12/13	12:00:00 a. m.	818	Pozo cerrado por Workover.
1/01/14	12:00:00 a. m.	29/01/14	3:18:00 p. m.	687,3	Pozo cerrado por Workover.
16/03/14	1:45:00 p. m.	18/03/14	12:00:00 a. m.	42,25	Pozo cerrado por Workover.
10/04/14	3:41:00 p. m.	22/05/14	6:10:00 p. m.	1010,48	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
2/07/14	9:35:00 p. m.	5/07/14	8:28:00 p. m.	70,88	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/07/14	6:57:00 p. m.	11/07/14	5:00:00 a. m.	34,05	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	12:31:00 a. m.	2/09/14	2:02:00 p. m.	1261,52	Pozo cerrado por problemas de orden público.
4/09/14	6:07:00 a. m.	6/09/14	9:40:00 p. m.	63,55	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
9/06/15	3:00:00 p. m.	17/06/15	4:00:00 p. m.	193	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-13					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
15/10/15	5:00:00 p. m.	21/10/15	8:00:00 a. m.	135	Pozo cerrado por orden público.
14/11/15	6:00:00 p. m.	19/11/15	8:00:00 a. m.	110	Pozo cerrado por orden público.
17/01/16	11:00:00 a. m.	20/02/16	10:00:00 a. m.	815	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
27/06/16	7:00:00 p. m.	8/07/16	11:00:00 a. m.	256	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
29/07/16	12:00:00 a. m.	22/08/16	4:00:00 p. m.	592	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
10/11/16	4:00:00 p. m.	11/11/16	6:00:00 p. m.	26	Pozo cerrado debido a contingencia del río Putumayo.

ANEXO 38. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-14

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-14.

EL TRIUNFO-14					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
1/01/13	12:00:00 a. m.	6/06/13	2:00:00 a. m.	3722	Pozo cerrado en espera de terminar la línea de flujo a estación.
24/06/13	3:30:00 p. m.	29/06/13	1:00:00 p. m.	117,5	Pozo cerrado por PBU.
9/07/13	10:00:00 p. m.	10/07/13	10:00:00 p. m.	24	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
18/07/13	7:30:00 a. m.	20/07/13	3:00:00 a. m.	43,5	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:00:00 a. m.	29/07/13	11:00:00 p. m.	87	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	9:45:00 a. m.	13/09/13	8:30:00 p. m.	658,75	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
3/10/13	6:45:00 p. m.	5/10/13	11:30:00 a. m.	40,75	Pozo cerrado por falla en el variador.
8/10/13	7:15:00 a. m.	10/10/13	9:30:00 a. m.	50,25	Pozo cerrado por falla del generador.
14/10/13	11:30:00 a. m.	15/10/13	2:00:00 p. m.	26,5	Pozo cerrado por orden público.
20/12/13	10:30:00 a. m.	20/12/13	7:30:00 p. m.	9	Pozo cerrado para realizar lavado en el pozo.
1/05/14	8:50:00 a. m.	17/05/14	5:15:00 p. m.	392,42	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-14					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
3/07/14	12:45:00 a. m.	6/07/14	12:00:00 a. m.	71,25	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	6:24:00 p. m.	27/08/14	2:17:00 p. m.	1099,88	Pozo cerrado por problemas de orden público.
25/05/15	1:00:00 p. m.	21/12/15	12:00:00 a. m.	5051	Pozo cerrado por bomba pegada.
17/01/16	12:00:00 p. m.	24/02/16	12:00:00 p. m.	912	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
28/06/16	2:00:00 a. m.	8/07/16	8:00:00 a. m.	246	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.
29/07/16	12:00:00 a. m.	22/08/16	8:00:00 a. m.	584	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.


ANEXO 39. IDENTIFICACIÓN DE CIERRES DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL TRIUNFO-15

Cuadro 1. Identificación de cierres de producción del pozo El Triunfo-15.

EL TRIUNFO-15					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
1/01/13	12:00:00 a. m.	8/07/13	3:30:00 p. m.	4503,5	Pozo cerrado en espera de terminar la línea de flujo a estación.
18/07/13	1:00:00 p. m.	19/07/13	7:00:00 p. m.	30	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
26/07/13	8:30:00 a. m.	28/07/13	7:30:00 a. m.	47	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
17/08/13	9:15:00 a. m.	14/09/13	7:30:00 a. m.	670,25	Pozo cerrado por altas existencias en los tanques de almacenamiento.
14/10/13	12:30:00 a. m.	15/10/13	11:30:00 a. m.	23	Pozo cerrado por orden público.
20/12/13	9:00:00 a. m.	20/12/13	10:30:00 p. m.	13,5	Pozo cerrado para realizar lavado en el pozo.
29/04/14	11:41:00 p. m.	19/05/14	9:18:00 p. m.	477,62	Pozo cerrado por bloqueo de vías, por paro agrario.
29/06/14	7:00:00 p. m.	5/07/14	8:00:00 p. m.	145	Pozo cerrado por Workover.
9/07/14	9:53:00 p. m.	11/07/14	8:04:00 a. m.	34,18	Pozo cerrado por paro de la comunidad que impide el cargue de vehículos de transporte de hidrocarburos.
12/07/14	12:05:00 a. m.	8/09/14	6:49:00 a. m.	1398,73	Pozo cerrado por problemas de orden público.

Cuadro 1. (Continuación).

EL TRIUNFO-15					
Fecha inicio	Hora	Fecha Finalización	Hora	Duración (Hrs)	Motivo
9/06/15	3:00:00 p. m.	17/06/15	3:00:00 p. m.	192	Pozo cerrado por baja capacidad de almacenamiento.
15/10/15	5:00:00 p. m.	21/10/15	10:00:00 a. m.	137	Pozo cerrado por orden público.
14/11/15	7:00:00 a. m.	19/11/15	7:00:00 a. m.	108	Pozo cerrado por orden público.
17/01/16	12:00:00 p. m.	20/02/16	1:00:00 p. m.	817	Pozo cerrado por bloqueo de la comunidad.
26/02/16	11:00:00 p. m.	19/07/16	5:00:00 a. m.	3438	Pozo cerrado por Workover.
25/07/16	12:00:00 a. m.	22/08/16	9:00:00 a. m.	681	Pozo cerrado debido a fuerza mayor AID y por bloqueo de comunidades.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Andrés Felipe Celis Lozano** y **María Fernanda Moreno Mora** en calidad de titulares de la obra **ANÁLISIS DE YACIMIENTO MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO EL TRIUNFO**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 12 días del mes de Febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Andrés Felipe	Celis Lozano
Documento de identificación No	Firma
1026294492	

Autor 1

Nombres	Apellidos
María Fernanda	Moreno Mora
Documento de identificación No	Firma
1019111407	