

**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS  
CONDENSADO BASADO EN EL ANÁLISIS DE SUS CURVAS DE  
DECLINACIÓN**

**CARLOS EDUARDO ESTUPIÑAN LOPEZ**

**LEIDY CAROLINA CARDOZO GUZMÁN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS  
CONDENSADO BASADO EN EL ANÁLISIS DE SUS CURVAS DE  
DECLINACIÓN**

**CARLOS EDUARDO ESTUPIÑAN LOPEZ  
LEIDY CAROLINA CARDOZO GUZMÁN**

**Trabajo de grado presentado como  
Requisito para obtener el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR**

**Ing. WILLIAM NAVARRO GARCÍA**

**CO-DIRECTOR**

**M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE**

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

**2011**

## DEDICATORIA

*A Dios  
Fuente suprema de Toda Sabiduría*

*A mi Madre Olga y a mi Padre Hugo Hernando  
Causa, motivo y razón de mis actos.*

*Por acompañarme, por escucharme, por comprenderme y apoyarme  
en todas las etapas de mi vida.*

*Porque su ejemplo y sus enseñanzas fueron la fuerza que me permitió conseguir esta meta.*

*A mi Hermanita Alba Rocío  
Por estar siempre conmigo, por ser incondicional.  
Porque te quiero mas que a nada en este mundo.*

*A Leidy  
Porque su empeño y berraquera fueron el motor de esta tesis.*

*A Silvis y Juan Pablo  
Mas que compañeros en esta lucha tesistica, mis Grandes Amigos.*

*A Oscar, Karem, Andrea, Andrés Julián  
Por su apoyo en los momentos difíciles, por su ayuda desinteresada, por estar a nuestro lado en las buenas  
y en las malas y porque se que siempre podré contar con Su Amistad.*

*A mi Familia en Bucaramanga  
Mima, Marcos, Pao y Diana  
Por su orientación, sus consejos y su constante motivación.*

*A todos aquellos que de una u otra forma hicieron posible este Logro.*

*Carlos Eduardo Estupiñán López*

## DEDICATORIA

*A Dios,*

*A mi madre y mis hermanas Silvana y Lúnda por el apoyo  
constante e incondicional en este largo proceso.*

*A los amigos que estuvieron y a los que aun están, brindándome los  
mejores momentos.*

*A mi compañero Carlos y amigos Juanpa y Silvis compañeros de  
lucha teística que hicieron más agradable la realización de este  
trabajo.*

*Y en especial a mi padre que en su ausencia sigue siendo el pilar de  
mi vida.*

*Leidy Carolina Cardozo Guzmán.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Al Ingeniero William Navarro García por su colaboración en este proyecto.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete González, por su orientación y acompañamiento en la realización del presente proyecto.

Al Ingeniero Héctor Acuña por su colaboración en la consecución de datos fundamentales en el desarrollo matemático del proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	20
1. GENERALIDADES .....	22
1.1 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	22
1.1.1 Definición. ....	23
1.1.2 Tipos de declinación. ....	25
1.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.....	29
1.2.1 Características. ....	30
1.2.2 Condensación y vaporización. ....	31
1.3 METODOLOGÍAS PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	33
1.3.1 Metodología García-Pabón. ....	33
1.3.1.1 Análisis de la declinación exponencial.....	34
1.3.1.2 Análisis de la declinación armónica. ....	38
2. ESTUDIO DE APLICABILIDAD DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.....	41
2.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO .....	41
2.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	41
2.3 HISTORIA DE LOS POZOS .....	42
2.3.1 Pozo W1. ....	42
2.3.2 Pozo W2. ....	42
2.3.3 Pozo W3. ....	43
2.4 APLICABILIDAD DE LAS ECUACIONES DE ARPS.....	47
2.4.1 Análisis de resultados.....	61
2.5 APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA PABÓN-GARCÍA.....	62
2.5.1 Análisis de resultados.....	68
3. METODOLOGÍAS PARA LA APLICACIÓN DE NUEVAS CURVAS DE DECLINACION EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO .....	69
3.1 GAS PRODUCIDO ACUMULADO NORMALIZADO EN FUNCION DEL TIEMPO ..	69

3.1.1	Análisis de resultados .....	76
3.2	METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UNA ECUACION DE DECLINACIÓN CARACTERISTICA CON BASE EN LA VARIABLE $R_{vp}$ .....	77
3.2.1	Análisis de resultados .....	87
3.2.2	Comparación general de resultados .....	89
CONCLUSIONES .....		95
RECOMENDACIONES .....		98
BIBLIOGRAFÍA .....		100
APENDICE A .....		103
A.1	METODOLOGÍA DE ARPS PARA EL POZO W2. ....	103
A.2.1	Análisis de Resultados .....	111
A.2	METODOLOGÍA DE ARPS PARA EL POZO W3. ....	111
A.2.1	Análisis de Resultados .....	122
APENDICE B .....		123
B.1	METODOLOGÍA DE PABÓN-GRACÍA PARA EL POZO W2.....	123
B.1.2	Análisis de resultados. ....	127
B.2	METODOLOGÍA DE PABÓN-GARCÍA PARA EL POZO W3.....	127
B.2.1	Análisis de Resultados .....	131
APENDICE C .....		132
C.1	CÁLCULO DEL IPR PARA EL POZO W1. ....	133
C.2	CURVAS IPR CALCULADAS PARA LOS DEMAS TRABAJOS DEL POZO W1. .	137
C.2.1.	Análisis de resultados para los pozos w2 y w3 .....	141
APENDICE D .....		143
D.1	APLICACIÓN PARA EL GAS PRODUCIDO ACUMULADO DEL POZO W2.....	143
D.2	APLICACIÓN PARA EL CONDENSADO PRODUCIDO DEL POZO W2. ....	146
D.3	APLICACIÓN PARA EL GAS PRODUCIDO ACUMULADO DEL POZO W3.....	149
D.4	APLICACIÓN PARA EL CONDENSADO PRODUCIDO DEL POZO W3. ....	152
D.5	ANALISIS DE RESULTADOS PARA LOS POZOS W2 Y W3 .....	154
APENDICE E .....		155
E.1	DESARROLLO PARA EL POZO W2.....	155

E.2 DESARROLLO PARA EL POZO W3.....	161
E.3 ANALISIS DE RESULTADOS PARA LOS POZOS W2 Y W3. ....	167
ANEXOS .....	169

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Comportamiento de las curvas de declinación para los tres tipos de declinación	28
Figura 2 Diagrama de fases de hidrocarburos .....	29
Figura 3. Producción y Eventos del pozo W1 .....	43
Figura 4 Producción y Eventos en el pozo W2.....	44
Figura 5 Producción y Eventos del pozo W3.....	46
Figura 6. Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W1 .....	48
Figura 7. Comportamiento de la tasa de Gas versus Gas Producido del pozo W1 .....	48
Figura 8. Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W1 (Semilogarítmico) .....	49
Figura 9. Comportamiento Tasa de Gas vs Gas Producido para el pozo W1. (Semilogarítmico) .....	49
Figura 10. Última declinación de Gas para el pozo W1 .....	51
Figura 11 Comportamiento de la tasa de Condensado del pozo W1 .....	52
Figura 12 Comportamiento de la tasa de Condensado versus Condensado Producido del pozo W1.....	52
Figura 13 Comportamiento de la tasa de producción de Condensado del pozo W1 (Semilogarítmico) .....	53
Figura 14 Comportamiento de la tasa de Condensado versus Condensado producido del pozo W1 (Semilogarítmico) .....	53
Figura 15 Última declinación de Condensado para el pozo W1 .....	55
Figura 16 Comparación de los Cálculos de la Tasa de Condensado para el Pozo W1 .....	57
Figura 17 Comparación de los Cálculos de Condensado Producido para el Pozo W1 .....	57
Figura 18 Comparación de los Cálculos de Tasa de Gas para el Pozo W1 .....	58
Figura 19 Comparación de los Cálculos de Gas Producido para el Pozo W1 .....	58
Figura 20 Comparación de los resultados de Tasa de Condensado después del último evento para el pozo W1 .....	59
Figura 21 Comparación de los resultados del Condensado Producido después del último evento para el pozo W1 .....	60
Figura 22 Comparación de los resultados de Tasa de Gas después del último evento para el pozo W1 .....	60
Figura 23 Comparación de los resultados del Gas Producido después del último evento para el pozo W1 .....	61
Figura 24 Comportamiento del Gas Condensado para el Pozo W1. (Semilogarítmico).....	63
Figura 25. Comportamiento del Gas Condensado en función de Gas Condensado Producido acumulado del pozo W1 (Semilogarítmico) .....	63
Figura 26 Comportamiento de la Fracción de Gas para el Pozo W1. ....	64
Figura 27. Comportamiento del Equivalente de Gas en el pozo W1 .....	66
Figura 28 Comparación de los Cálculos de Tasa de Condensado para el Pozo W1 .....	67

Figura 29 Comparación de los Cálculos de Tasa de Gas para el Pozo W1 .....	67
Figura 30 Gráfica Cartesiana de tasa en función del tiempo para un pozo de Gas. ....	69
Figura 31 Gráfica Cartesiana de tasa Gas en función del tiempo para un pozo de Gas Condensado. ....	70
Figura 32 Gas producido acumulado normalizado en función del tiempo. ....	71
Figura 33. Tendencia de Declinación del Gas producido acumulado Normalizado en función del tiempo. ....	72
Figura 34 Comparación de la tasa de gas para el pozo W1. ....	73
Figura 35. Condensado producido acumulado normalizado en función del tiempo. ....	74
Figura 36. Tendencia de Declinación del Condensado producido Normalizado en función del tiempo.....	74
Figura 37 Predicción de la tasa de condensado para el pozo W1. ....	76
Figura 38 Rvb en función de la Presión para el pozo W1. ....	80
Figura 39 Rvp en función de la Presión para el pozo W1. ....	81
Figura 40 Rvp en función del Rvb para el pozo W1.....	81
Figura 41. Rvp corregido en función de la Presión para el pozo W1. ....	83
Figura 42 Presión en función del tiempo para el pozo W1.....	84
Figura 43 Rvp Corregido en función del tiempo para el pozo W1.....	85
Figura 44. Gas producido en función del tiempo para el pozo W1.....	85
Figura 45. Comparación entre el condensado producido y la predicción realizada con la variable Rvp para el pozo W1.....	87
Figura 46 Comparación de las predicciones para el pozo W1.....	89
Figura 47 Comparación de las predicciones para el pozo W1.....	90
Figura 48 Comparación de las predicciones para el pozo W2.....	91
Figura 49 Comparación de las predicciones para el pozo W2.....	92
Figura 50 Comparación de las predicciones para el pozo W3.....	93
Figura 51 Comparación de las predicciones para el pozo W3.....	94
Figura 52. Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W2.....	103
Figura 53. Comportamiento de la tasa de Gas vs Gas Producido del Pozo W2. ....	104
Figura 54. Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W2. (Semilogarítmico).....	104
Figura 55. Comportamiento de la tasa de Gas vs Gas Producido del Pozo W2. (Semilogarítmico) .....	105
Figura 56. Última declinación de Gas para el pozo W2.....	106
Figura 57 Comportamiento de la Tasa de Condensado para el W2. ....	107
Figura 58 Comportamiento de la Tasa de Condensado vs Condensado Producido, para el pozo W2 .....	107
Figura 59 Comportamiento del Condensado para el pozo W2 (Semilogarítmico) .....	108
Figura 60 Tasa de Condensado vs Condensado Producido para el pozo W2 (Semilogarítmico) .....	108

Figura 61. Ultima declinación de Condensado para el pozo W2.....	109
Figura 62 Comportamiento de la Tasa de gas para el W3.....	112
Figura 63. Comportamiento de la tasa de Gas del pozo W3 (Semilogarítmico) .....	112
Figura 64. Comportamiento de la Tasa de Gas después del evento 5. ....	113
Figura 65. Comportamiento de la tasa Condensado del pozo W3. ....	114
Figura 66. Comportamiento de la tasa de Condensado del Pozo W3. (Semilogarítmico) .....	115
Figura 67. Ultima declinación de Condensado para el pozo W3 .....	116
Figura 68 Comparación de los resultados Arps .....	117
Figura 69 Comparación de los resultados Qc .....	118
Figura 70 Resultados Arps para tasa de Gas.....	118
Figura 71 Resultados Arps Para tasa de Gas. ....	119
Figura 72 Resultados del último evento de Nc.....	120
Figura 73 Resultados último evento de Tasa de Condensado .....	120
Figura 74 Resultados del último evento Gas Producido.....	121
Figura 75 Resultados último evento Tasa de Gas .....	122
Figura 76 Comportamiento del Gas Condensado para el pozo W2. ....	123
Figura 77. Comportamiento de la tasa de Gas Condensado versus el Gas Condensado Producido para el pozo W2. ....	124
Figura 78. Comportamiento de la fracción de Gas en función de tiempo acumulado producido para el pozo W2.....	125
Figura 79. Comportamiento del Equivalente de Gas en Volumen de Condensado en función de tiempo para el pozo W2. ....	126
Figura 80 Comportamiento de la Tasa de Gas Condensado en función del tiempo para el pozo W3.....	128
Figura 81 Comportamiento de la fracción de Gas en función de tiempo acumulado producido para el pozo W3.....	129
Figura 82. Comportamiento del Equivalente de Gas en Volumen de Condensado en función de tiempo para el pozo W3.....	130
Figura 83. IPR antes y después del primer trabajo para el pozo W1. ....	136
Figura 84. IPR para el segundo trabajo del pozo W1. ....	137
Figura 85. IPR para el tercer trabajo del pozo W1.....	138
Figura 86 IPR para el cuarto trabajo del pozo W1. ....	139
Figura 87 IPR para el quinto trabajo del pozo W1. ....	139
Figura 88. IPR para el sexto trabajo del pozo W1.....	140
Figura 89 Gas producido acumulado Normalizado en función del tiempo para el pozo W2. .....	143
Figura 90 Determinación de la tendencia para el Gas del pozo W2. ....	144
Figura 91 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W2.....	146
Figura 92 Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2. ....	147
Figura 93 Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2. ....	148

Figura 94 Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2. .....	149
Figura 95 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.....	150
Figura 96 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.....	150
Figura 97 Predicción de la tasa de Gas en función del tiempo para el pozo W3.....	151
Figura 98 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.....	152
Figura 99 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.....	152
Figura 100 Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.....	153
Figura 101 Rvp vs Rvb para el pozo W2. ....	155
Figura 102 Regresión lineal de las variables Rvp y Rvb para el pozo W2. ....	156
Figura 103 Rvp corregido en función de la BHP para el pozo W2. ....	157
Figura 104 Comportamiento de la Presión de fondo con respecto al tiempo para el pozo W2. ....	158
Figura 105 Rvp Corregido en función del tiempo para el pozo W2. ....	159
Figura 106 Gas producido acumulado en función del tiempo para el pozo W2. ....	159
Figura 107 Caudal de aceite calculado en función del tiempo para el pozo W2.....	161
Figura 108 Rvp en función del Rvb para el pozo W3.....	162
Figura 109 Rvp en función del Rvb para el pozo W3.....	163
Figura 110 Comportamiento de la Presión de fondo con respecto al tiempo.....	164
Figura 111 Rvp corregido en función del tiempo.....	165
Figura 112 Gas producido acumulado en función del tiempo para el pozo W3. ....	165
Figura 113 Caudal de aceite calculado en función del tiempo para el pozo W3.....	167
Anexo A Figura 114. Rvp en función del Rvb para el pozo W2. ....	169

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las curvas de declinación de producción.....	27
Tabla 2. Error Estimado en los cálculos en la última declinación.....	56
Tabla 3. Error Estimado en los cálculos al usar toda la producción.....	56
Tabla 4. Constantes de la Correlación Rv. ....	79
Tabla 5. Errores estimados y Comparación de resultados. (W2) .....	110
Tabla 6. Errores Estimados y Comparaciones de Resultados (W3) .....	117
Tabla 7. Datos calculados para el planteamiento del IPR.....	135
Tabla 8. Eficiencias de Flujo calculadas para el pozo W3. ....	141
Tabla 9. Eficiencias de Flujo calculadas para el pozo W2. ....	141
Tabla 10. Producción del pozo W3. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	
Tabla 11. Continuación datos de la producción del pozo W3.....	171
Tabla 12. Producción del pozo W2. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	172
Tabla 13. Continuación de la producción W2 .....	173
Tabla 14. Producción del pozo W1. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	174
Tabla 15. Continuación de la producción del W1 .....	175
Tabla 16. Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1).....	176
Tabla 17. Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1).....	177
Tabla 18. Comparación de las predicciones Metodología Arps (W2) .....	178
Tabla 19. Comparación de las Predicciones para después del último evento Metodología Arps (W2) .....	
Tabla 20. Comparación de resultados Metodología Arps (W3) .....	180
Tabla 21. Comparación de resultados metodología Arps Ultimo evento (W3) .....	181
Tabla 22. Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia. (W1) .....	182
Tabla 23. Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia. (W2) .....	183
Tabla 24. Comparación de resultados metodología Pabon-Gracia (w3) .....	184
Tabla 25. Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W1. ....	184
Tabla 26. Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W2. ....	186
Tabla 27. Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W3. ....	188
Tabla 28. Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W2. ....	
Tabla 29. Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W3. ....	190

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Figura 114. Rvp en función del Rvb para el pozo W2. ....	169
Anexo B. Tabla 10 Producción del pozo W3. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	170
Anexo C. Tabla 11 Continuación datos de la producción del pozo W3 .....	171
Anexo D. Tabla 12 Producción del pozo W2. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	172
Anexo E. Tabla 13 Continuación de la producción W2.....	173
Anexo F. Tabla 14 Producción del pozo W1. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W. ....	174
Anexo G. Tabla 15 Continuación de la producción del W1 .....	175
Anexo H. Tabla 16 Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1) .....	176
Anexo I. Tabla 17 Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1).....	177
Anexo J. Tabla 18 Comparación de las predicciones Metodología Arps (W2).....	178
Anexo K . Tabla 19 Comparación de las Predicciones para después del último evento Metodología Arps (W2).....	179
Anexo L. Tabla 20 Comparación de resultados Metodología Arps (W3) .....	180
Anexo M. Tabla 21 Comparación de resultados metodología Arps Ultimo evento (W3)..	181
Anexo N. Tabla 22 Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia. (W1)...	182
Anexo O. Tabla 23 Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia. (W2) ..	183
Anexo P. Tabla 24 Comparación de resultados metodología Pabon-Gracia (w3).....	184
Anexo Q. Tabla 25 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W1. ...	185
Anexo R. Tabla 26 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W2. ...	186
Anexo S. Tabla 27 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W3.....	187
Anexo T. Tabla 28 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W1.	188
Anexo U. Tabla 29 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W2. ....	189
Anexo V. Tabla 30 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W3.	190

## RESUMEN

**TÍTULO: COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO BASADO EN EL ANALISIS DE SUS CURVAS DE DECLINACIÓN.\***

**AUTORES: LEIDY CAROLINA CARDOZO GUZMAN  
CARLOS EDUARDO ESTUPIÑAN LOPEZ\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Curvas de Declinación, Gas Condensado, Dos Fases, Comportamiento de Producción, Pronóstico, Predicción.

### **DESCRIPCIÓN:**

A través de los años, la industria petrolera ha hecho uso de correlaciones para petróleo y gas natural con el fin de pronosticar el comportamiento de yacimientos de Gas Condensado; sin embargo, la composición de este fluido es diferente a la de los fluidos ya mencionados y se han producido errores que conllevan a estimar la productividad de un pozo inadecuadamente al igual que su periodo productivo.

Como sabemos, este tipo de yacimientos presenta un comportamiento complejo el cual aun no es comprendido en su totalidad, debido a la existencia de un sistema de fluido de dos fases cerca al pozo cuando la presión en esta zona cae por debajo de la presión de rocío.

El comprender dicho comportamiento tendrá un impacto directo en la exactitud de los cálculos de ingeniería de yacimientos, tales como resultados de la interpretación de pruebas de Well Testing, estimados de reservas de gas seco y líquidos, diseño de facilidades de superficie y, el aspecto más importante a resaltar en este trabajo, los pronósticos de producción, más aun al darse cuenta que la historia de presión y producción son usadas en la estimación de las propiedades del yacimiento y en su comportamiento a futuro.

El análisis de las curvas de declinación de producción representa una herramienta útil y rápida para predecir de la forma más aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos de gas, pero cuando se presentan inconvenientes que no permiten la predicción de la producción futura de un yacimiento de Gas Condensado, se pueden buscar nuevos procedimientos que permitan hacer una predicción rápida y aproximada de su comportamiento teniendo en cuenta variables que sean características de cada campo y que puedan afectar directamente la declinación de la producción.

---

\* Tesis de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. William Navarro García. Co-director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

## ABSTRACT

**TITLE: PRODUCTION BEHAVIOR OF A GAS CONDENSATE RESERVOIR  
BASED ON DECLINE CURVE ANALYSIS.\***

**AUTHORS: LEIDY CAROLINA CARDOZO GUZMAN**

**CARLOS EDUARDO ESTUPIÑAN LOPEZ\*\***

**KEY WORDS:** Decline Curves, Gas Condensate, Two Phase, Production Behavior, Forecast, Prediction.

### **DESCRIPTION:**

Through the years, the oil industry has made use of correlations to oil and gas in order to Forecast the behavior of gas condensate reservoir; However the composition of this fluid is different from other fluids mentioned previously and had made mistakes that estimate wrongly the productivity as same as the productive period.

As we know, this kind of reservoirs present a complex behavior which is not completely understood, due to the existence of a two phase fluid system near to the wellbore when pressure fall under the dew point pressure.

Understand that behavior will have a direct impact on the accuracy of calculations of reservoir engineering, such as Well Testing Interpretation, reserves estimates of gas and liquids, surface facilities design and the most important aspect to highlight in this project, the production prediction, but even when we realize that the pressure and production history are used in the estimation of reservoir properties and its future behavior.

The Decline Curve Analysis of production represents a fast and useful tool to predict in the most approximate way the future capacity of a well, reservoir or field production, but when there are inconvenient that not allow the production prediction of a Gas Condensate Reservoir, we can find another procedures that allow to make a fast and approximate prediction of the behavior taking into count characteristic variables of each field that can affect directly the production decline.

---

\*Degree project.

\*\* Physical-Chemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. William Navarro García. Co-director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

## INTRODUCCIÓN

La predicción del comportamiento futuro de producción de un yacimiento es fundamental en el análisis económico de las inversiones de perforación y producción. En ese sentido el Análisis de Curvas de Declinación de producción representa una herramienta útil y rápida para predecir de manera aproximada la capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos de la industria. Este análisis ha sido uno de los métodos más ampliamente usados para predecir la producción futura de campos de gas y de petróleo desde que J.J. Arps lo presentara en 1945 y se fundamenta en que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro.

La aplicación de las curvas de declinación a los yacimientos de Gas Condensado se dificulta debido a la dispersión presentada por los datos de producción y la formación de un banco de condensado en el fondo entre otros, lo cual disminuye la permeabilidad relativa del gas y lo empobrece cuando sale del yacimiento.

En el primer capítulo se presentará un breve estado del arte de los yacimientos de Gas Condensado mencionando sus características principales y los efectos a tener en cuenta para la aplicación de las Curvas de Declinación, así como también de las Curvas de Declinación propuestas por J.J. Arps las cuales son utilizadas actualmente para definir los comportamientos de la producción de los pozos de Gas y Aceite, así como también de los yacimientos de Gas Condensado pero teniendo en cuenta las variables características de los mismos.

En el segundo capítulo se presenta el desarrollo de dos metodologías para la predicción de la producción de un yacimiento de Gas Condensado una de las cuales fue presentada como Trabajo de Grado en la Universidad Central de Venezuela. Además se presentarán las características principales del campo analizado.

En el tercer capítulo se presentan las metodologías propuestas, la primera de las cuales tiene en cuenta la producciones acumuladas normalizadas para el cálculo de las predicciones de la producción de gas y condensado. La segunda tiene en cuenta el petróleo vaporizado en el gas que se produce del yacimiento y se toma como base para la predicción de las producciones futuras.

El interés de este estudio es aplicar la metodología de las Curvas de Declinación mencionada a los Yacimientos de Gas Condensado, de tal manera que se puedan predecir más fácilmente los comportamientos de producción.

Por ultimo se presentan las conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados de las metodologías aplicadas a un yacimiento de Gas Condensado.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 CURVAS DE DECLINACIÓN

En la Ingeniería de Yacimientos, el cálculo de las reservas de hidrocarburos y el estudio de su comportamiento son de vital importancia durante la vida útil del mismo, ya que es necesario determinar la cantidad total que puede ser extraída y hasta qué punto puede efectuarse ésta recuperación.

El análisis de las curvas de declinación, introducido por Arps en 1945, ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas. Originalmente este análisis se consideró una práctica totalmente empírica ya que la técnica tiene pocas bases teóricas fundamentales; sin embargo, la simplicidad y el éxito de sus pronósticos extendieron su uso y lograron aceptación general.<sup>1</sup>

Los factores que afectan el comportamiento de un pozo o yacimiento presentes durante su vida hacen que el trabajo del ingeniero se dificulte cuando faltan los datos acerca de sus características y parámetros físicos. A pesar de esto y en cuanto a producción se refiere, se pueden realizar aproximaciones cercanas a la realidad por medio del uso de las Curvas de Declinación, a través de las curvas de producción obtenidas en el pasado.

Las curvas se pueden aplicar a pozos (individualmente o en grupos). Estas se basan en que luego de un periodo de producción más o menos estable, el pozo o grupo de pozos comenzarán a declinar naturalmente y en consecuencia la producción disminuirá con el tiempo.

---

<sup>1</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición 2009. Maracaibo Venezuela. 503 p.

### 1.1.1 Definición.

La disminución de la tasa de producción por agotamiento de la energía del yacimiento es conocida como Declinación, y es consecuencia de los desequilibrios que ocasionan la pérdida de la presión del pozo al iniciarse la etapa de producción. El Análisis de Curvas de Declinación se fundamenta en que los factores que afectan la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro<sup>2</sup>. Es una herramienta muy útil para pronosticar rápidamente, pero de manera aproximada, la futura capacidad de producción de un pozo o grupo de pozos, yacimientos o campos por medio de gráficas y correlaciones matemáticas. Algunas variables que afectan pero que no son tenidas en cuenta en el Análisis de Curvas de Declinación son:

- Geometría del yacimiento
- Índice de productividad
- Mecanismo de producción
- Permeabilidad
- Porosidad
- Compresibilidad total
- Espesor neto productivo de la formación

Para un correcto análisis de las Curvas de Declinación se debe tener en cuenta que debe haber suficiente información disponible del comportamiento de la producción pasada, con el fin de ajustar éste para obtener una extrapolación del comportamiento futuro así como también que la historia de producción se base en la capacidad de producción sin cambios en ciertas operaciones tales como el

---

<sup>2</sup> PEREIRA José y NAVARRO, William. Técnicas para la evaluación de la productividad en yacimientos de aceite volátil y gas condensado. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 1997. 128 p.

reacondicionamiento del pozo y de esta manera asumir que se seguirá operando de una misma forma en el futuro.

El comportamiento que genera la caída de presión, una vez que el pozo es puesto en producción, no solo ocurre en superficie. Este disturbio de la presión se propaga a través del área que drena el pozo, presentándose dos tipos de actuación durante la declinación de la tasa de un pozo: Declinación transitoria (actuación infinita) y la declinación de la presión (actuación pseudo-estable).<sup>3</sup>

- Declinación transitoria:

Es el que se presenta cuando al caer la presión, se forma un área de drenaje hacia el yacimiento. Este disturbio hace que las condiciones de producción que gobiernan en el fondo del pozo varíen constante y rápidamente. Esta declinación es natural producto de la extracción de hidrocarburos, seguida de la expansión de fluidos en el yacimiento, haciendo que el radio de drenaje se incremente sin tocar los límites del yacimiento y presentando un periodo de actuación infinita. Esta declinación trata dos modelos matemáticos, uno donde se considera la tasa de producción constante y el otro es donde es constante la presión de fondo fluyente.

- Declinación de la Presión:

Cuando la onda de presión alcanza el borde exterior del radio de drenaje, la producción procede de la región completa de dicha área, el yacimiento muestra características más estables, presentando un agotamiento en forma gradual y se considera un comportamiento de estado pseudo-estable, marcado por el tiempo que hace que la presión comience a agotarse.

---

<sup>3</sup> ARPS, J.J.: "Analysis of Decline Curves" paper JPT 1758 presentado en Houston Meeting, Mayo 9 de 1944.

### 1.1.2 Tipos de declinación.<sup>4</sup>

Existen tres tipos de curvas de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica las cuales se definen según la siguiente expresión básica general:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (1)$$

Donde  $n$  es el exponente de declinación,  $D_i$  la tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación y  $D$  es el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo. En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante,  $n=0$ ; en la armónica,  $n=1$  y en la hiperbólica  $0 < n < 1$ . De acuerdo con esto, la expresión de la tasa de declinación, para cada tipo de curva es:

- Exponencial:  $D = D_i = constante \rightarrow$  la caída en producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.
- Armónica:  $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right) \rightarrow$  la caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- Hiperbólica:  $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \rightarrow$  la caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.

---

<sup>4</sup> FETKOVIC, M.J, FETKOVICH, E.J., & FETKOVICH, M.D.(1994). *Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis*. Trabajo SPE 28628 presentado en la reunión anual de la SPE, New Orleans, LA, Sept 25-28.

La integración de estas ecuaciones diferenciales básicas proporciona la relación Tasa vs. Tiempo como se muestra en la clasificación de las curvas de declinación de producción presentadas en la **Tabla 1**.

El comportamiento de las Curvas de Declinación según el tipo de declinación se muestra en la **Figura 1**.

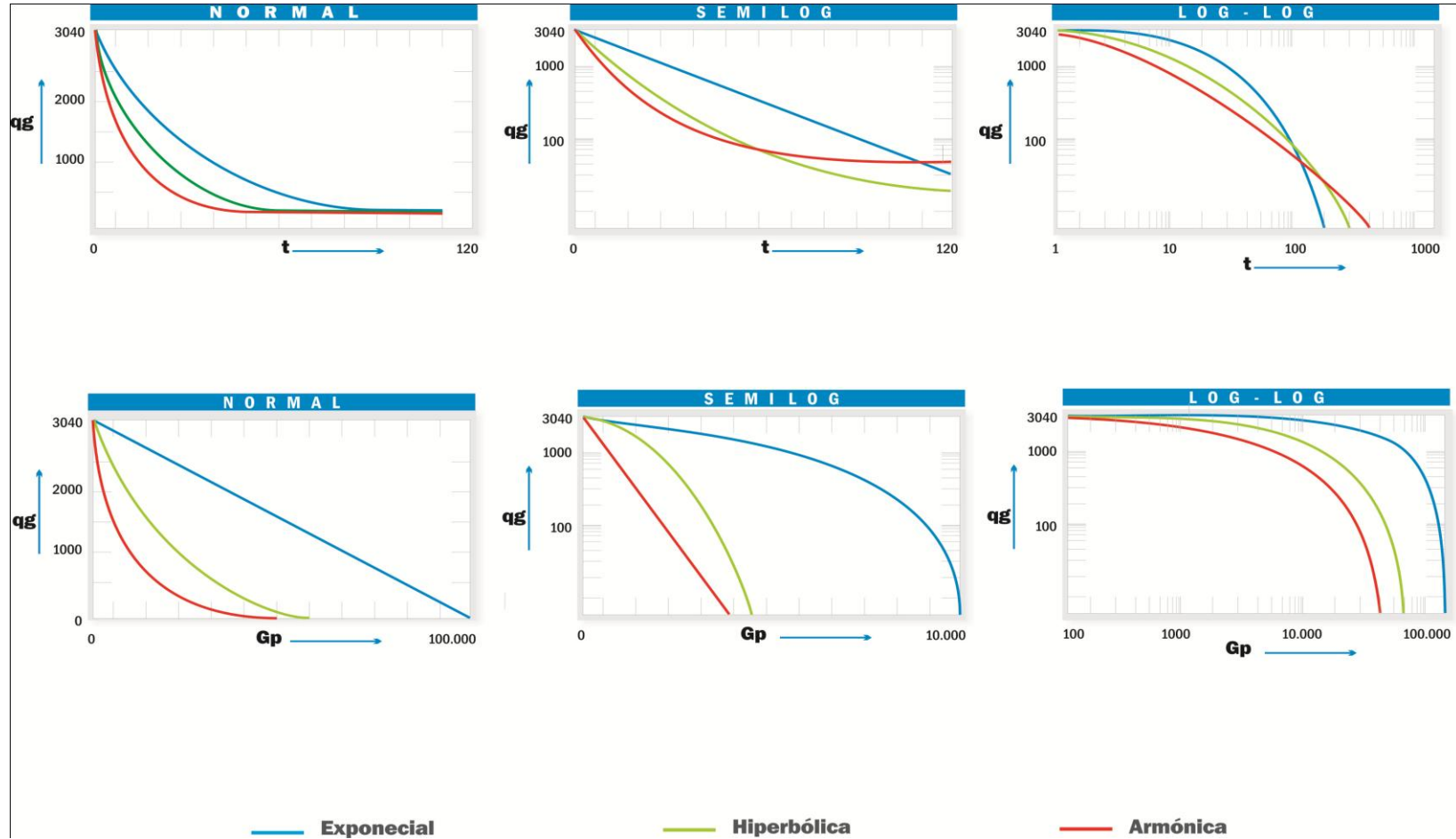
Nótese que la declinación exponencial y armónica son casos especiales de la declinación hiperbólica, sin embargo, la aplicación de esta declinación no es muy común, debido a que nunca presenta una tendencia lineal para las figuras de tasa versus tiempo o para las de tasa versus producción. Por otro lado, la declinación exponencial muestra tendencia lineal en la gráfica cartesiana de tasa versus producción acumulada y en la semilog de tasa versus tiempo en la cual, la pendiente de dicha tendencia es la misma para ambas gráficas y representa la constante de declinación  $D$ . Esta misma característica se presenta para la declinación armónica en la grafica semilog de tasa versus producción acumulada y en la log-log de tasa versus tiempo.

**Tabla 1** Clasificación de las curvas de declinación de producción

Tipo de Declinación	Declinación de porcentaje constante o exponencial	Declinación hiperbólica	Declinación armónica
Características básicas	Declinación es constante $n = 0$	Declinación es proporcional a una potencia fraccional(n), de la tasa de producción $0 < n < 1$	Declinación es proporcional a la tasa de producción, $n = 1$
	$D = bq^0 = -\frac{dq/dt}{q}$ $\int_0^t D dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$ $-Dt = \ln \frac{q}{q_i}$	$D = bq^n = -\frac{dq/dt}{q}$ Con las Condiciones iniciales: $b = \frac{D_i}{q_i^n}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$ $\frac{nD_i t}{q_i^n} = q^{-n} - q_i^{-n}$	$D = bq^{-1} = -\frac{dq/dt}{q}$ Con las condiciones iniciales: $b = \frac{D_i}{q_i^n}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i} = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$ $\frac{D_i t}{q_i} = \frac{1}{q_i} - \frac{1}{q}$
Relación tasa vs tiempo.	$q = q_i e^{-D_i t} \quad (2)$	$q = q_i (1 + nD_i t)^{-1/n} \quad (3)$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} \quad (4)$
	$G_p = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q q_i e^{-D_i t} dt$ $G_p = \frac{q - q_i e^{-D_i t}}{D} \quad (5)$	$G_p = \int_0^t q dt = \int_0^t (1 + nD_i t)^{-1/n} dt$ $G_p = \frac{q_i}{(n-1)D_i} (1 + nD_i t)^{n-1/n} - 1 \quad (6)$	$G_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i (1 + D_i t)^{-1} dt$ $G_p = \frac{q_i}{D_i} [\ln(1 + D_i t)] \quad (7)$
Relación tasa vs Producción acumulada	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $q_i e^{-D_i t} = q$ para hallar: $G_p = \frac{q_i - q}{D} \quad (8)$	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $(1 + nD_i t) = \left(\frac{q_i}{q}\right)^n$ para hallar: $G_p = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q^{1-n}) \quad (9)$	Sustituir de la ecuación tasa vs tiempo: $(1 + D_i t) = \frac{q_i}{q}$ para hallar: $G_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \quad (10)$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición 2009. Maracaibo Venezuela. 503 p.

**Figura 1** Comportamiento de las curvas de declinación para los tres tipos de declinación

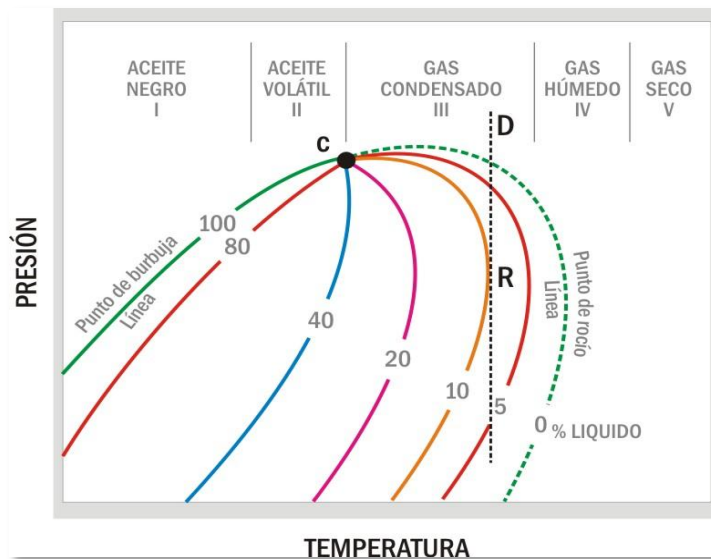


Fuente: Tomada del Libro Yacimientos de Gas condensado. Gonzalo Rojas. 2003. Pág. 239.

## 1.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los diferentes tipos de yacimientos son descritos según las características y comportamiento de fluidos que contengan; estos se pueden clasificar en un diagrama de fases teniendo en cuenta su presión inicial y temperatura respecto a la región de dos fases, como se muestra en la **Figura 2** para una mezcla de hidrocarburos a composición constante.

**Figura 2** Diagrama de fases de hidrocarburos



**Fuente:** COSKUNER, Gökhan. *Performance Prediction in Gas Condensate Reservoirs*. En: JCPT. Agosto, 1999, vol. 38. No. 8, p.32-36.

El área sobre la línea de punto de burbuja, el punto crítico y la línea de punto de rocío, es la región donde el líquido y el gas existen en equilibrio. Bajo dichas curvas se encuentra la región de dos fases, en la que se observan las curvas de porcentaje del volumen total de hidrocarburos en fase líquida. Los fluidos inicialmente en las ubicaciones marcadas de I a V se clasifican como aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco respectivamente.

Los yacimientos de gas condensado se distinguen de los otros por dos características. Primero, que una fase líquida se condensa a condiciones de yacimiento durante la depleción isotérmica. Segundo, que éste líquido se revaporiza (comportamiento retrógrado) con mas depleción de presión. La condensación comienza en el punto de rocío como muestra el punto D de la **Figura 2**. El volumen de líquido incrementa hasta aproximadamente 10% en el punto R donde la condensación retrógrada comienza. Después de este punto, el volumen de líquido disminuye con una reducción continua de la presión.<sup>5</sup>

### 1.2.1 Características.<sup>6</sup>

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de condensado es predominantemente metano. La mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa a condiciones iniciales. La temperatura del yacimiento está entre la cricondentérmica y la crítica. Este gas presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de entre 200 y 400 °F y entre 3000 y 8000 psi. El condensado llega a superficie así: RGC > 3200 SCF/STB, API entre 40 y 60°, contenido de metano > 60% y C7+ < 12.5%, el fluido es ligeramente colorado, marrón, verduzco o transparente. También llamado condensado.

---

<sup>5</sup> COSKUNER, Gökhan. *Performance Prediction in Gas Condensate Reservoirs*. En: JCPT. Agosto, 1999, vol. 38. No. 8, p.32-36.

<sup>6</sup> - <sup>8</sup> ROJAS, Gonzalo. *Ingeniería de Yacimientos de Gas condensado*. 2 ed. Puerto la Cruz: Universidad del Oriente 2003.

### 1.2.2 Condensación y vaporización.<sup>7</sup>

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases, ocurriendo la condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos allí depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido, con el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento sino que el fluido que sí sale se empobrece.

A medida que el fenómeno de acumulación continúa, el fluido producido es cada vez más pobre en líquidos ya que la mayoría de los componentes más pesados son depositados en el yacimiento. Este fenómeno de acumulación se conoce como Banco de Condensado en el que los líquidos precipitados no pueden ser producidos, aun implementando métodos para aumentar la presión del yacimiento.

Es de suma importancia entender el fenómeno de flujo multifásico para luego desarrollar y caracterizar los yacimientos de Condensado. Como ya se mencionó, la caída de líquido se presenta cuando la presión del pozo cae debajo del punto de condensación del líquido debido a la condensación retrógrada, dando como resultado un incremento en la saturación de líquido en función del tiempo desde la cara del pozo y hacia adentro del yacimiento. La fase líquida que se acumula puede ser inmóvil o móvil dependiendo del valor de la saturación crítica del condensado y en el caso del líquido inmóvil, éste puede reducir

considerablemente la permeabilidad relativa del gas, tanto, que hasta ahora no es factible comprender y estimar este tipo de fenómeno.

Las fases de gas y líquido se hacen móviles cuando la saturación líquida excede la saturación crítica del condensado reduciendo la permeabilidad relativa del gas drásticamente haciendo que los líquidos acumulados en el yacimiento sean irrecuperables y afectando con ello la productividad del pozo.<sup>8</sup>

Otra consecuencia de la acumulación del líquido en el yacimiento es que el gas producido disminuye su gravedad específica. Como resultado se disminuye el contenido de líquido del gas y se incrementa la Relación Gas-Condensado (RGC) causando un desplazamiento del diagrama de fases hacia abajo y hacia la derecha por el cambio en la composición de la mezcla.

Cuando se alcanza la condensación retrógrada máxima empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión. Ésta revaporización produce una disminución de la RGC y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido. El condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento, esto debido a que solo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío). La pérdida de condensado es mayor cuando la temperatura del yacimiento es baja (<250°F) y la presión de abandono es alta (>1000 psi).<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios de Gas Condensado – Análisis del Comportamiento. Universidad Nacional de Ingeniería. PERU.2005.

<sup>9</sup> ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de Yacimientos de Gas condensado. 2 ed. Puerto la Cruz: Universidad del Oriente 2003. 15-30 p.

### 1.3 METODOLOGÍAS PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En la actualidad se han propuesto varias metodologías para predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento de Gas Condensado, algunos de los cuales serán nombrados a continuación.

El desarrollo matemático propuesto por J.J Arps en 1945, se aplicó a este proyecto siguiendo el análisis mencionado en la sección 1.1 de este capítulo. Las ecuaciones utilizadas para la aplicación del procedimiento de Arps se pueden apreciar en la **Tabla 1**. El desarrollo de la metodología será llevado a cabo en la sección 2.1 del siguiente capítulo.

#### 1.3.1 Metodología García-Pabón.<sup>10</sup>

La siguiente metodología fue presentada como proyecto de grado en la Universidad Central de Venezuela. Este análisis está basado en el pronóstico de la tasa de producción de gas y la producción de gas acumulado realizado por Arps.

A partir de la historia de producción de cada pozo se calcula la producción de Gas Condensado, por medio de la siguiente ecuación:

$$Q_{gc} = Q_{gs} + Eq * Q_{cond} \quad (11)$$

---

<sup>10</sup> GARCÍA, Yamel y PABÓN, Cesar. Predicción del Comportamiento Futuro de Pozos Productores de Gas Condensado mediante la generación de nuevas Curvas de Declinación y Correlaciones. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Caracas.: Universidad Central de Venezuela. 2002. 52 p.

Donde,

$Q_{gc}$  = Tasa de Gas Condensado (MSCF/D)

$Q_{gs}$  = Tasa de Gas Seco (MSCF/D)

$Q_{cond}$  = Tasa de Condensado (STB/D)

$E_q$  = Equivalente en Gas del Condensado Producido (MSCF/BN)

Se realiza una serie de gráficas en coordenadas semilogarítmicas de la tasa de gas condensado versus tiempo acumulado de producción y también de la tasa de gas condensado versus las producciones acumuladas. Se debe observar el tipo de declinación de acuerdo con las tres funciones presentadas por J.J. Arps (Exponencial, Hiperbólica y Armónica) y se analiza según el caso para cada gráfica.

#### 1.3.1.1 Análisis de la declinación exponencial.

A partir de la gráfica de la tasa de gas condensado versus el tiempo acumulado de producción, se determina la pendiente de la recta,  $y = mx+b$ ; y para el caso en estudio:

$$m = -\frac{\log(Q_{gci}) - \log(Q_{gcf})}{t_f - t_i} \quad (12)$$

Donde,

$m$  = Pendiente de la recta (1/día)

$Q_{gci}$  = Tasa inicial de Gas Condensado (MSCF/D)

$Q_{gcf}$  = Tasa de gas condensado para el instante de tiempo  $t_f$  (MSCF/D)

$t_i$  = Tiempo inicial de producción (Día)

$t_f$  = Tiempo acumulado de producción (Día)

- a. Con el valor de la pendiente, se calcula la constante de declinación.

$$D_i = -(2.303 * m) \quad (1/dia) \quad (13)$$

- b. Tomando el valor de la constante de declinación y basándose en la ecuación de Arps para la declinación exponencial, se determina la ecuación de la tasa de gas condensado en función del tiempo.

$$Q_{gc} = Q_{gci} * e^{-D_i * t} \quad (MSCF/día) \quad (14)$$

- c. Se toma la tasa de abandono para estimar el gas condensado total producido, con la siguiente ecuación:

$$G_{p(t)} = \frac{Q_{gci} - Q_{gh(t)}}{D_i} \quad (MSCF) \quad (15)$$

- d. Se calcula el tiempo total de producción a partir de

$$t = \frac{\ln\left(\frac{Q_{aband}}{Q_{gci}}\right)}{-D_i} \quad (Día) \quad (16)$$

- e. Para determinar la tasa de gas seco, se calcula la fracción de gas, correspondiente a cada fecha de producción.

$$f_g = \frac{\frac{GOR}{379,4}}{\frac{GOR}{379,4} + 350 * \left(\frac{\gamma_{cond}}{M_{cond}}\right)} \quad (17)$$

Donde,

GOR = Relación gas-aceite (SCF/STB)

$\gamma_{cond}$  = Gravedad específica del condensado

$M_{cond}$  = Peso Molecular del condensado (lb/lbmol)

Se grafica la fracción de gas contra el tiempo acumulado de producción, de donde se obtiene la ecuación que representa el comportamiento del factor de gas por pozo y la ecuación de la fracción de gas en función del tiempo:

$$f_{g(t)} = f_{gi} * e^{-u*t} \quad (18)$$

Donde,

$f_{g(t)}$  = Fracción de gas para el instante de tiempo t.

$f_{gi}$  = Fracción de gas inicial (para t=0)

u = Constante de declinación de la fracción de gas (1/día)

t = Tiempo acumulado de producción (día)

La ecuación para determinar la tasa de gas seco derivado del gas condensado se obtiene multiplicando la ecuación 14 por la ecuación 18, es decir:

$$Q_{gs(t)} = Q_{gci} * e^{-Di*t} * f_{gi} * e^{-u*t} \quad (MSCF) \quad (19)$$

- f. Para obtener la ecuación de la tasa de gas condensado en función del tiempo, se calcula el equivalente de gas, para lo cual se requiere el factor volumétrico del gas:

$$B_g = \frac{379,4 * P}{10,73 * Z * T} \quad (bbl/MSCF) \quad (20)$$

El equivalente de gas condensado a condiciones de yacimiento en volumen de condensado se calcula a partir de:

$$E_{gcc} = \frac{Q_{gc} * B_g}{Q_{cond}} \quad (MSCF/STB) \quad (21)$$

Se grafican los valores obtenidos versus el tiempo acumulado de producción, en sistema semilogarítmico, obteniéndose a partir de todas las gráficas la siguiente correlación:

$$E_{gcc(t)} = E_{gcci} * e^{-n*t} \quad (22)$$

Donde,

$E_{gcci}$  = Equivalente inicial para el tiempo inicial (t=0)

$E_{gcc}(t)$  = Equivalente para un tiempo  $t$  mayor al tiempo inicial

$n$  = Constante de declinación del equivalente

$t$  = Tiempo acumulado de producción (día)

Después se obtiene la ecuación que permite pronosticar la tasa de condensado por pozo, a partir de la ecuación 14, la ecuación 19 y la ecuación 22, es decir:

$$Q_{cond} = \frac{Q_{gci} * e^{-Di*t} * (1 - f_{gi} * e^{-u*t})}{E_{gcc} * e^{-n*t}} \quad (STB/D) \quad (23)$$

#### 1.3.1.2 Análisis de la declinación armónica.

- a. A partir de la gráfica de tasa de gas condensado versus el gas condensado producido acumulado, se determina la pendiente de la recta, a partir de la ecuación de la recta  $y=mx+b$ .

$$m = - \frac{\log(Q_{gci}) - \log(Q_{gcf})}{Q_{pcf} - Q_{pci}} \quad (24)$$

Donde,

$m$  = Pendiente de la recta (1/MSCF)

$Q_{gci}$  = Tasa inicial de gas condensado (MSCF/D)

$Q_{ghf}$  = Tasa de gas condensado final (MSCF/D)

$G_{pci}$  = Gas condensado producido inicial (MSCF)

$G_{pcf}$  = Gas condensado producido final (MSCF)

- b. Con la pendiente  $m$  se calcula la constante de declinación a partir de la siguiente ecuación.

$$D_i = 2.303 * Q_i * m \quad (25)$$

- c. Con base en la ecuación 4 de la **Tabla 1** se obtiene la ecuación de la tasa de gas condensado en función del tiempo:

$$Q_{gc(t)} = \frac{Q_{gci}}{1 + D_i * t} \quad (MSCF/D) \quad (26)$$

- d. Se toma la tasa de abandono, para estimar el gas condensado producido hasta que se alcance dicha tasa, a través de la siguiente ecuación:

$$G_{pc} = \frac{\log(Q_{gci}) - \log(Q_{aband})}{m} \quad (MSCF) \quad (27)$$

- e. El tiempo total de producción del pozo, se estima despejando el parámetro  $t$  de la ecuación 26:

$$t = \frac{1}{D_i} * \left( \frac{Q_{gci}}{Q_{aband}} - 1 \right) \quad (Día) \quad (28)$$

- f. La ecuación de la tasa de gas seco derivado del gas condensado en función del tiempo, se obtiene multiplicando la ecuación 26 por la ecuación 18, del análisis de la declinación exponencial, es decir:

$$Q_{gs(t)} = \frac{Q_{gci}}{1 + Di * t} * f_{gi} * e^{-u*t} \quad (MSCF/D) \quad (29)$$

- g. La ecuación para calcular la tasa de condensado en función del tiempo se obtiene relacionando la ecuación 26, la ecuación 29 con la ecuación 22 obtenida en el análisis de la declinación exponencial:

$$Q_{cond(t)} = \frac{\frac{Q_{gci}}{1 + Di * t} * (1 - f_{gi} * e^{-u*t})}{E_{gcci} * e^{-n*t}} \quad (STB/D) \quad (30)$$

## **2. ESTUDIO DE APLICABILIDAD DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN**

### **2.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO**

Para implementar el presente estudio, se utilizaron datos de un yacimiento de Gas Condensado que por razones de confidencialidad será denominado Yacimiento W.

Este yacimiento posee tres zonas productoras, corresponde a un anticlinal independiente con dirección noreste, sureste y tiene 18 Km de largo por 4-5 Km de ancho. Posee una temperatura de formación de 285°F, una presión inicial de 6000 psia, una gravedad API de 39, una presión de Rocío de 5323.3 psia y una porosidad promedio de 13%.

El recobro del campo se hace por inyección de gas y reciclo, debido a sus altas presiones y temperaturas, que contribuyen a la revaporización del condensado.

### **2.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

Se comenzó con una población de 52 pozos de los cuales se decidió seleccionar cuatro debido a las siguientes características:

- Mayor tiempo de producción
- Bajo corte de agua
- Menor cantidad de trabajos realizados en los mismos
- Disponibilidad de los datos

Estos pozos, por razones de confidencialidad, serán llamados W1, W2, W3.

## 2.3 HISTORIA DE LOS POZOS

El pozo descubridor del campo W se inició el 3 marzo 1992 y se completó en mayo de 1993. Este pozo registró una tasa de 300 BOPD en la formación 1, 2200 BOPD en la formación 2 y 5000 BOPD en la formación 3. Los pozos de estudio tienen el siguiente historial de trabajos.

### 2.3.1 Pozo W1.

Comenzó su producción el 31 de Julio de 1998, con una profundidad estimada de 17652 ft. El pozo se completó el 8 de agosto del 1997 con un *casing* de 7-5/8", registrando un GOR de 4432,83 SCF/STB, un caudal de aceite de 4453 STB/D, un caudal de gas de 19740 MSCF/D y un caudal de agua de cero. Los eventos realizados a este pozo serán ilustrados en la **Figura 3**.

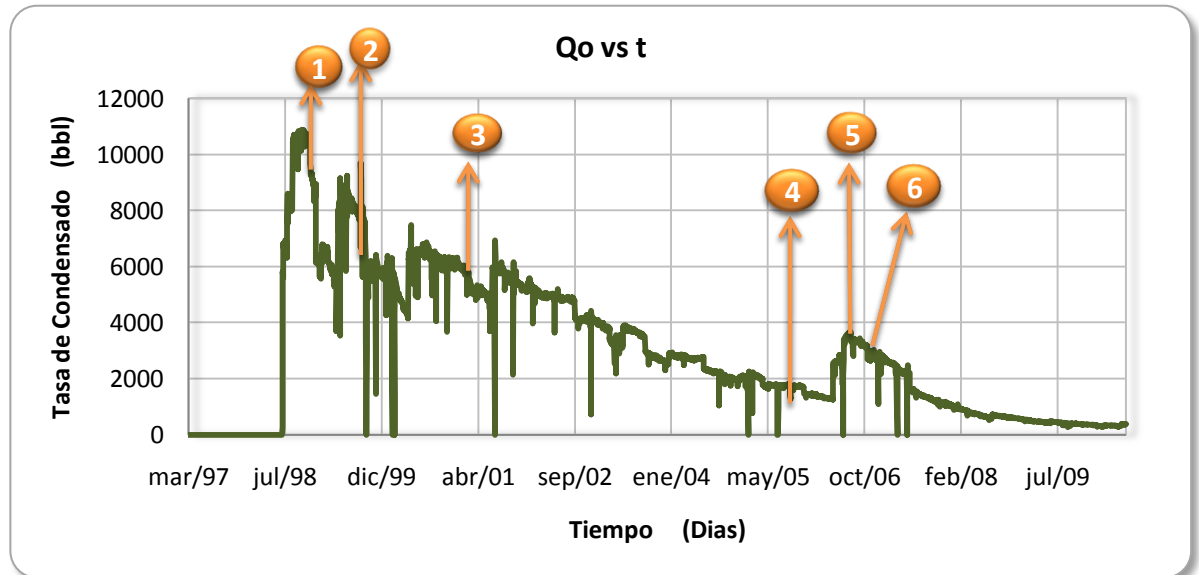
### 2.3.2 Pozo W2.

Comenzó la producción el 31 de enero de 1997, con una profundidad estimada de 15040 ft. El pozo se completó el 14 de enero de 1996 y se instaló un *tubing* de 7". Registrando un GOR de 3505,48 SCF/STB, un caudal de aceite de 827 STB/D, un caudal de gas de 2899 MSCF/D y una tasa de agua de cero. Los eventos realizados en este pozo serán ilustrados en la **Figura 4**.

### 2.3.3 Pozo W3.

Comenzó su producción el 31 de agosto de 1999, con una profundidad estimada 16923 ft, se completó el 26 de julio de 1999, se registró un GOR de 3442,09 SFC/STB, un caudal de aceite de 1676 STB/D, un caudal de gas de 5769 MSCF/D, y un caudal de agua de 19 STB/D. los eventos de este pozo se ilustran en la **Figura 5**.

**Figura 3.** Producción y Eventos del pozo W1



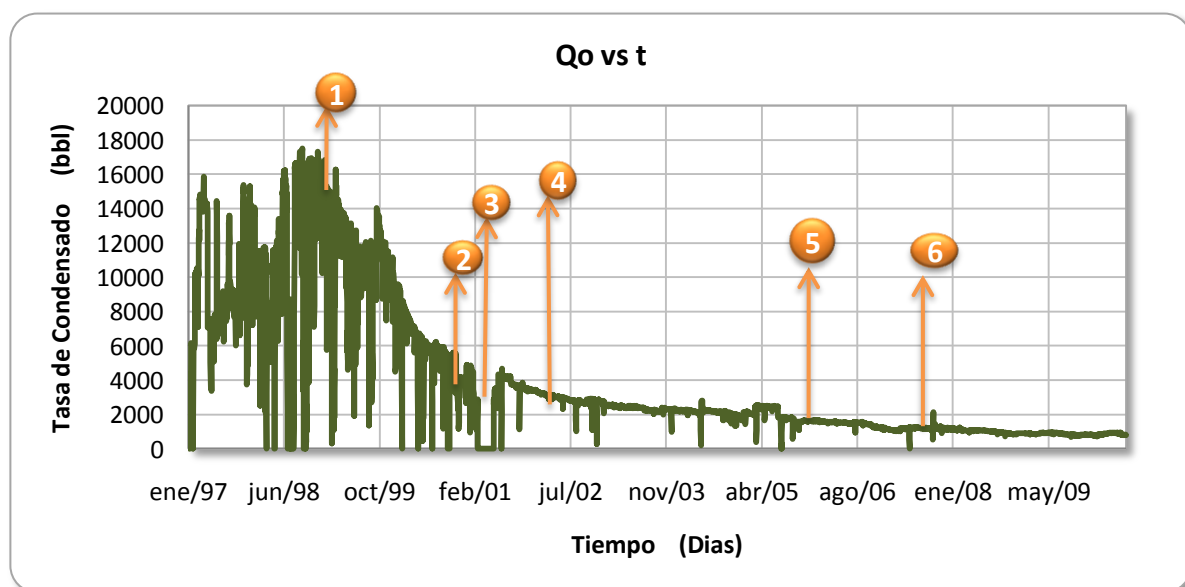
**Fuente:** Los Autores.

A continuación se presentan los eventos enumerados en la figura anterior:

1. Abril 17 de 1999. Se llevó a cabo una estimulación ácida. 15% de Acido Acético con una herramienta Blaster desde 1700 – 16350 ft.

2. Mayo 1 de 1999. Se re-perforaron intervalos seleccionados a través del pozo. Se sumaron nuevas perforaciones en la parte alta de la formación 2. IOR = 25 MBD.
  
3. Noviembre 10 de 2000. Re-perforación de 160 pies en la formación 2. Ganancia de Aceite de 300 BOPD.
  
4. Febrero 18 de 2005: Fueron Bombeados 3640 barriles de diesel. Tasa máxima de bombeo = 47.8 BPM @ 5200 psi. 30 horas de espera. IOR total 380 BOPD.
  
5. Junio 19 de 2006. Se llevo a cabo un PLT, y se re-perfora Zona 2.
  
6. Marzo de 2007. Se re-perforaron 140 ft en la formación 2. IOR 504 BOPD

**Figura 4** Producción y Eventos en el pozo W2

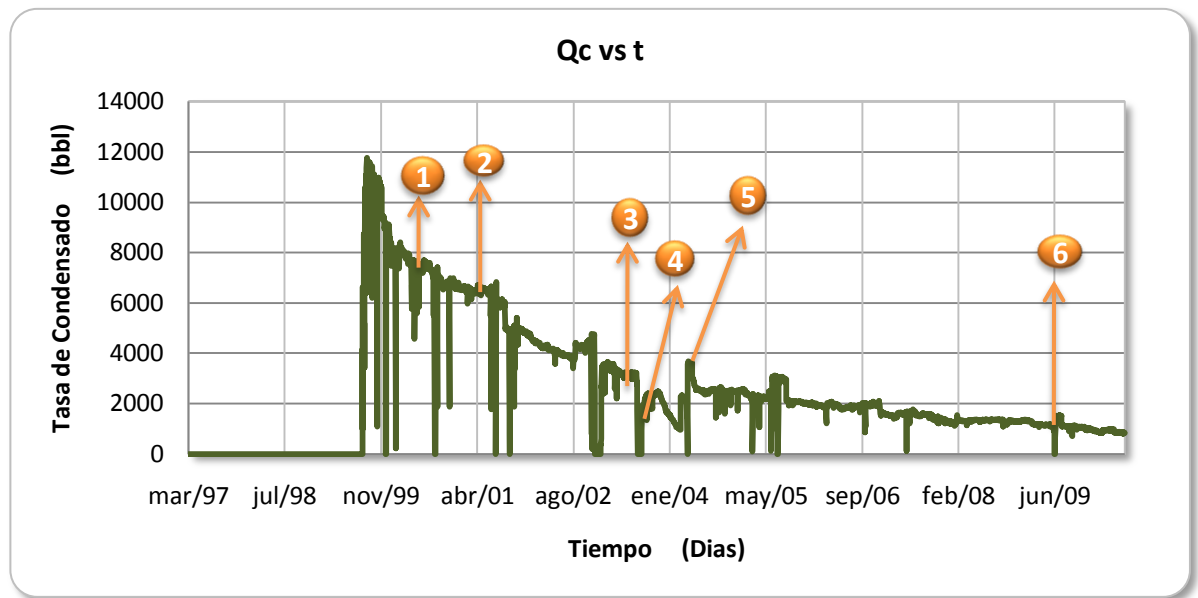


**Fuente:** Los autores.

A continuación se presentan los eventos enumerados en la figura anterior:

1. Febrero 4 de 1999. Se re-perforaron 14200-14280 ft en la zona 2 usando pistolas e 2 7/8", 34 PJ y cargas de 6 TPP.
2. Mayo 3 de 2000. Se corrieron un MRT y un PBU.
3. Abril 30 de 2001. Se llevó a cabo un *squeeze*. No fue 100% exitoso. Se fracturó la Zona 1 (200.000 lb). Se bajó un *scab liner* para aislar la zona 2.
4. Junio 25 de 2001. Perforación de intervalos en la zona 3. 15805 – 835; 15740 – 770; 15110 – 140; 15060 – 090; 14910 – 970; 15775 – 805. IIOR = 1.7MBOPD
5. Septiembre 20 de 2005. Estimulación con alcohol y diesel. El pozo perdió 218 BBI/D y 3.5 MMSCF/D.
6. Septiembre 18 de 2007. Estimulación con DIX y EDTA. IIOR = 203 BOPD, No hubo cambio en las tasas de Gas y Agua. El beneficio de Condensado se perdió en un mes.

**Figura 5** Producción y Eventos del pozo W3



**Fuente:** Los Autores.

A continuación se presentan los eventos enumerados en la figura anterior:

1. Junio 20 de 2000. Se corrió un PLT y se probó el pozo.
2. Octubre 22 de 2001. Intento de Re-perforación sobre Zona 2, Zona 3 y Zona 1 pero no se pudo tener acceso a Zona 1 y Zona 3 por *e-line*. Se re-perforaron 100 pies en Zona 2.
3. Diciembre 14 de 2002. Se llevó a cabo un fracturamiento en Zona 3 con el HWOU. Se fijó un empaque en 16725 pies. Se bombearon 170.5k # de propante.
4. Julio 16 de 2003. Se preparó el pozo para un trabajo HWOU. Se cerró el pozo, se llevó a cabo un *sand back* y se cambió el árbol de navidad.

5. Abril 2 de 2004. Se llevó un *pickling* y un trabajo de estimulación. Se obtuvo un beneficio de 1.2 MBD.
  
6. Junio 21 de 2009. Se realizó un *pickling* mecánico y una estimulación química con diesel y etileno obteniendo un beneficio de 305 BOPD. Alta declinación en el primer mes: 27%

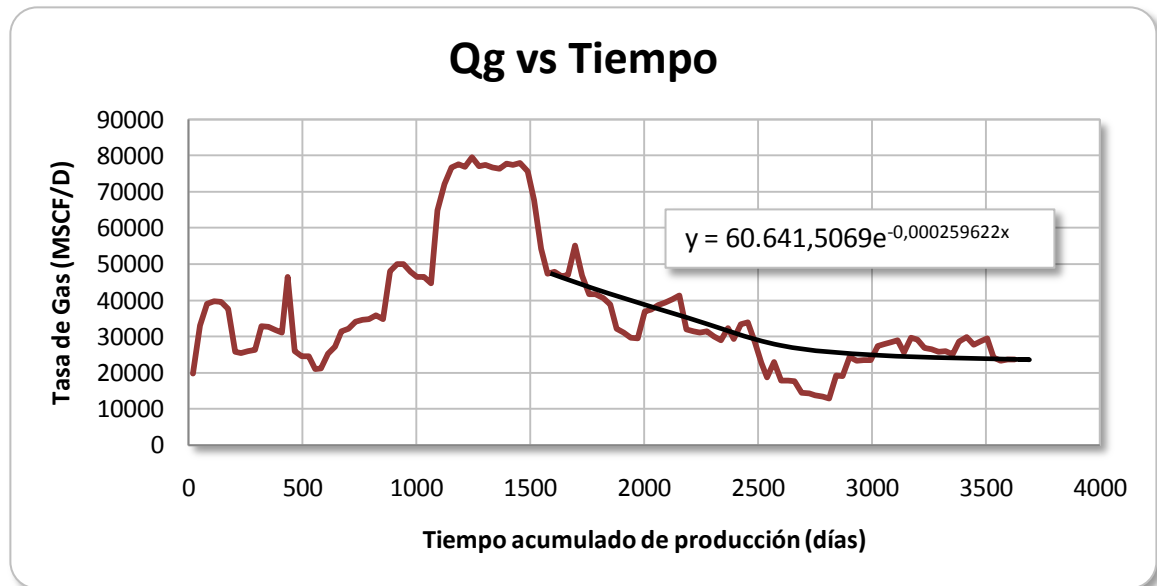
En el **Apéndice C** se evaluaron las curvas de comportamiento de afluencia, es decir las IPR y la Eficiencia de Flujo para los eventos de los pozos presentados, con el fin determinar la declinación predominante en la vida productiva de los mismos.

Luego de su aplicación al pozo W1, se determinó que la mejor eficiencia de flujo obtenida fue la del segundo trabajo analizado, el cual se realizó en mayo de 1999. Pero como se aprecia en la **Figura 3** hay un salto en la producción ocasionado por el trabajo número 6 que cambia totalmente la declinación del pozo, razón por la cual se hace necesario tomar como referencia de cálculo, la eficiencia de flujo del trabajo en cuestión, y con ella calcular las curvas de declinación más apropiadas para el pozo.

## **2.4 APLICABILIDAD DE LAS ECUACIONES DE ARPS**

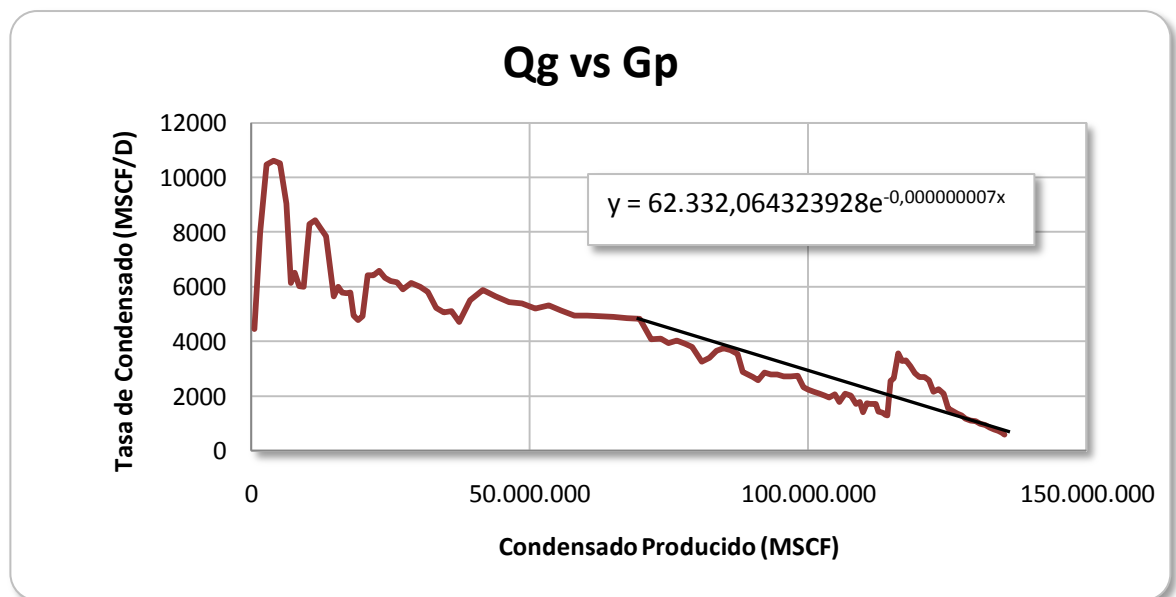
Con los datos de producción disponibles del yacimiento W, se realizaron las gráficas de declinación de gas en coordenadas semilogarítmicas y cartesianas para el pozo W1 (Ver **Figuras, 6, 7, 8, y 9**) con el fin de observar la aplicabilidad y el comportamiento de la declinación de las curvas desarrolladas por Arps.

**Figura 6.** Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W1



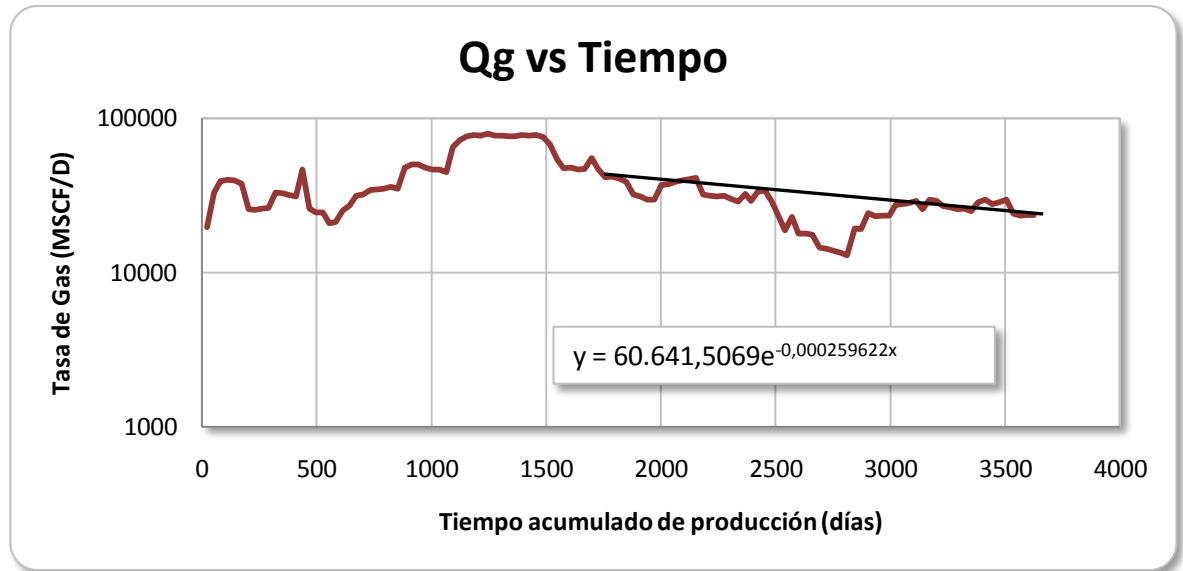
Fuente: Los Autores.

**Figura 7.** Comportamiento de la tasa de Gas versus Gas Producido del pozo W1



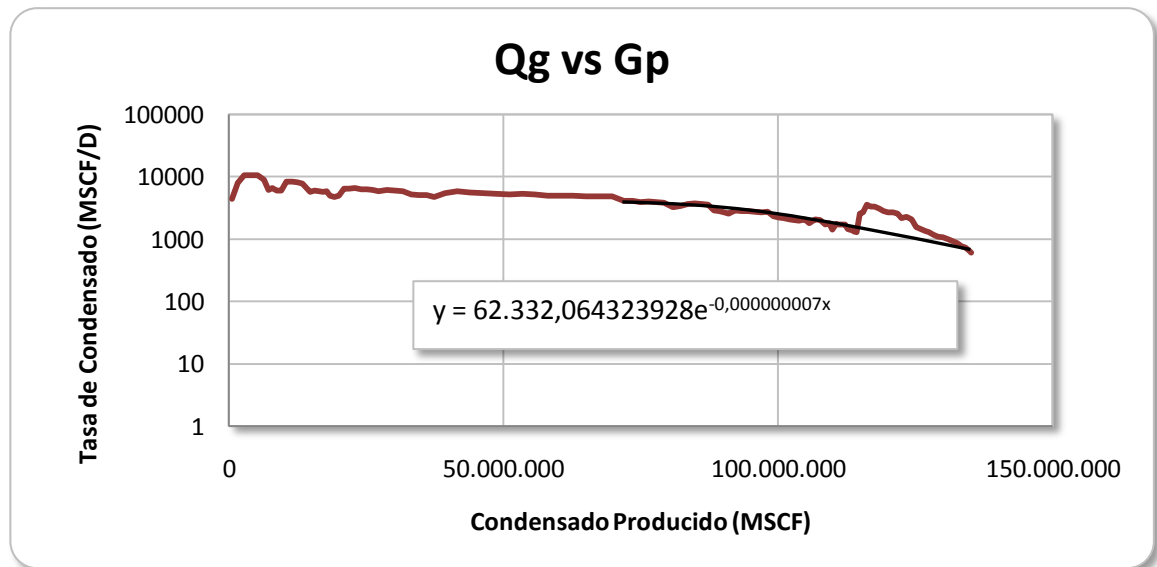
Fuente: Los autores

**Figura 8.** Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W1 (Semilogarítmico)



Fuente: Los Autores

**Figura 9.** Comportamiento Tasa de Gas vs Gas Producido para el pozo W1. (Semilogarítmico)



Fuente: Los autores

Se puede observar en la **Figura 8** que la tendencia es lineal; al comparar esta figura con la **Figura 1**, se determina que el comportamiento de declinación de producción es exponencial.

Como se determinó en la sección anterior, el evento 6 del pozo W1 genera un tipo de declinación nueva, sin embargo, al mirar las gráficas con todos los datos se observa que toda su historia de producción está regida por un comportamiento exponencial. Así que se aplicará el análisis exponencial de Arps para todos los datos de pozo y para los datos después del evento 6 y se comparan resultados.

Para realizar el análisis en todos los datos de producción se toma la ecuación mostrada en la **Figura 8** y se determina el caudal de gas.

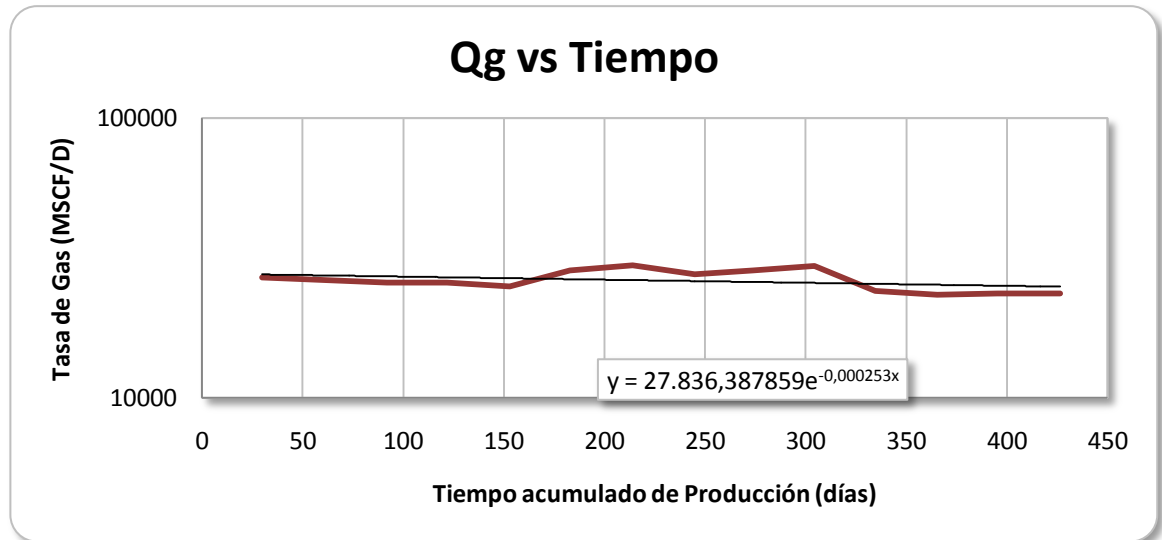
$$q_g = 60.641,5069e^{-0,000259622t} \quad (MSCF/D) \quad (31)$$

Y con base en la ecuación 5 de la **Tabla 1**, y la ecuación 31, se determina la ecuación de Gp en función de tiempo.

$$G_p = \frac{60.641,5069}{0,000259622} [1 - \exp^{-0,000259622t}] \quad (MSCF) \quad (32)$$

Para analizar los datos después del último evento se realiza un gráfica en coordenadas semilogarítmicas de tasa de gas en función del tiempo, con su respectiva tendencia. (Ver **Figura 10**)

**Figura 10.** Ultima declinación de Gas para el pozo W1



**Fuente:** Los autores

La tendencia lineal que toman los datos, determina que el pozo después del evento 6 vuelve a tomar una declinación exponencial regida por la ecuación presente en la **Figura 10**. Así que, el caudal de gas se define como:

$$q_g = 27.836,387859e^{-0,000253t} \quad (MSCF/D) \quad (33)$$

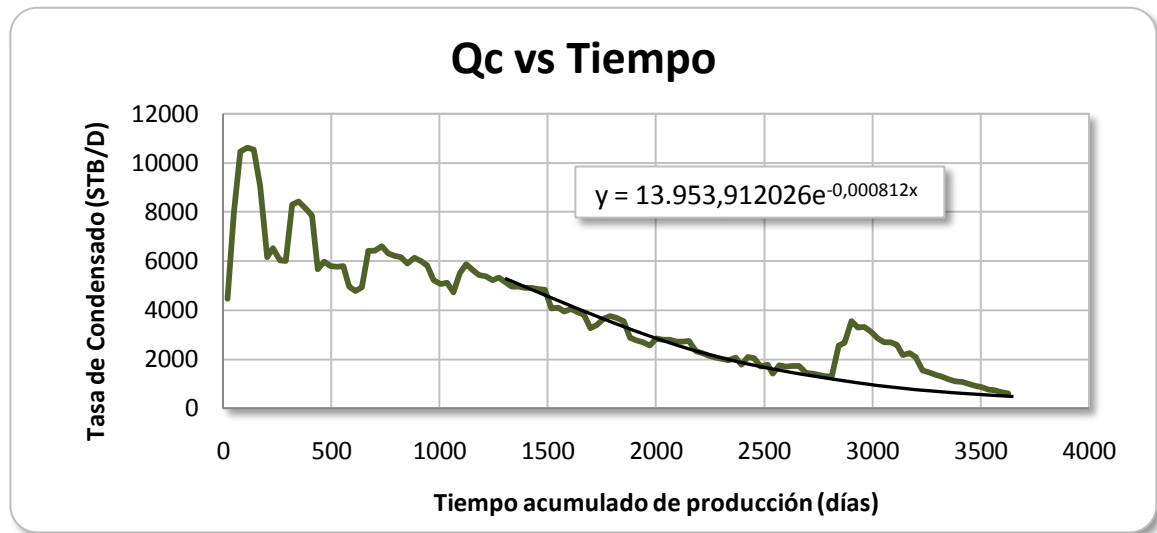
Con base en la ecuación 5 de la **Tabla 1** y en las constantes proporcionadas por la **Figura 10** se determina el gas producido, por medio de:

$$G_p = \frac{27.836,387859}{0,000253} [1 - \exp^{-0,000253t}] \quad (MSCF) \quad (34)$$

Posteriormente se aplica el mismo procedimiento para las tasas de condensado realizando las gráficas tasa de condensado versus tiempo y tasa de condensado

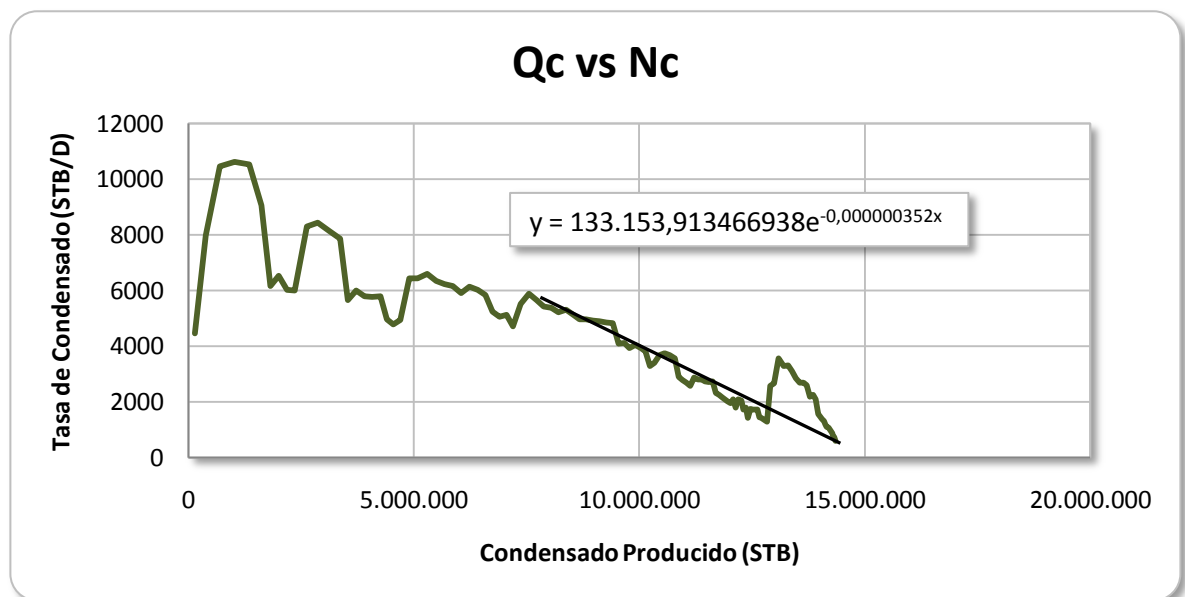
versus condensado producido para el pozo W1 como se muestra en las Figuras 11, 12, 13,14.

**Figura 11** Comportamiento de la tasa de Condensado del pozo W1



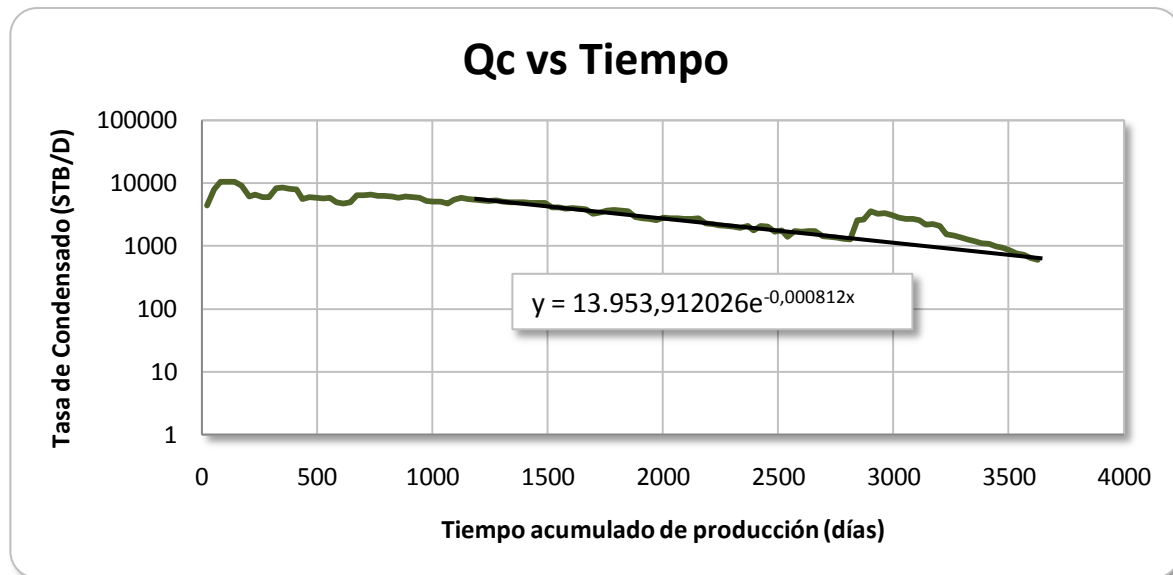
Fuente: Los autores

**Figura 12** Comportamiento de la tasa de Condensado versus Condensado Producido del pozo W1.



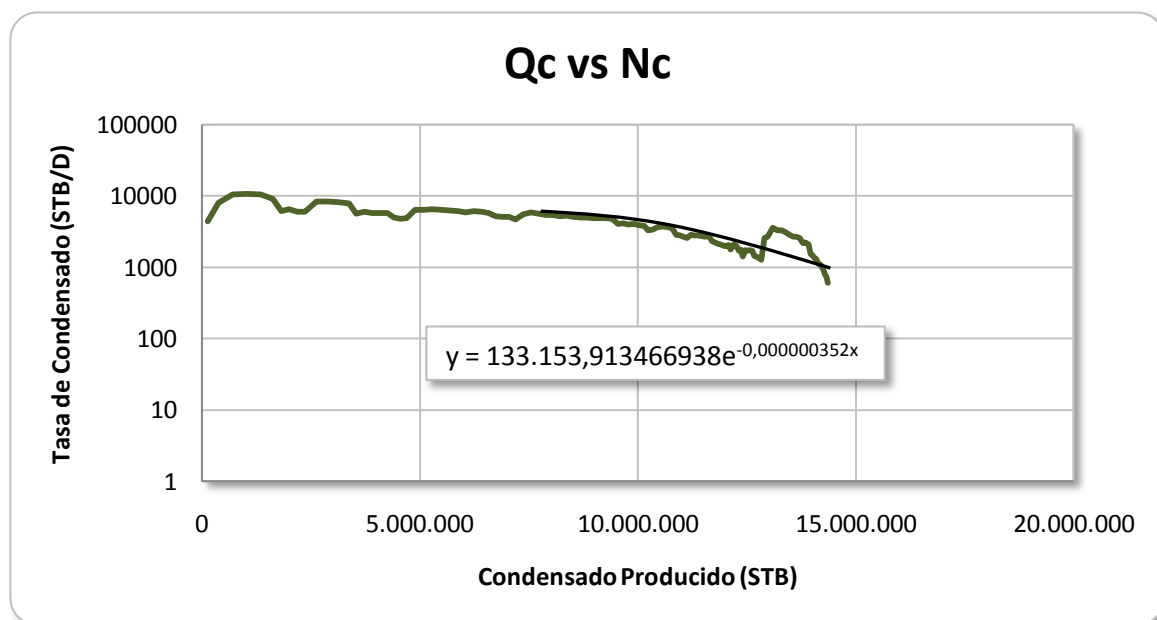
Fuente: Los autores

**Figura 13** Comportamiento de la tasa de producción de Condensado del pozo W1 (Semilogarítmico)



Fuente: Los autores

**Figura 14** Comportamiento de la tasa de Condensado versus Condensado producido del pozo W1 (Semilogarítmico)



Fuente: Los autores

De esta misma manera el comportamiento de la **Figura 13** muestra una tendencia lineal lo que comprueba su declinación exponencial. Al igual que con los caudales de gas se realizará el análisis para todos los datos y para los datos después del evento 6.

Con la ecuación que se presenta en la **Figura 13** se determina la tasa de Condensado.

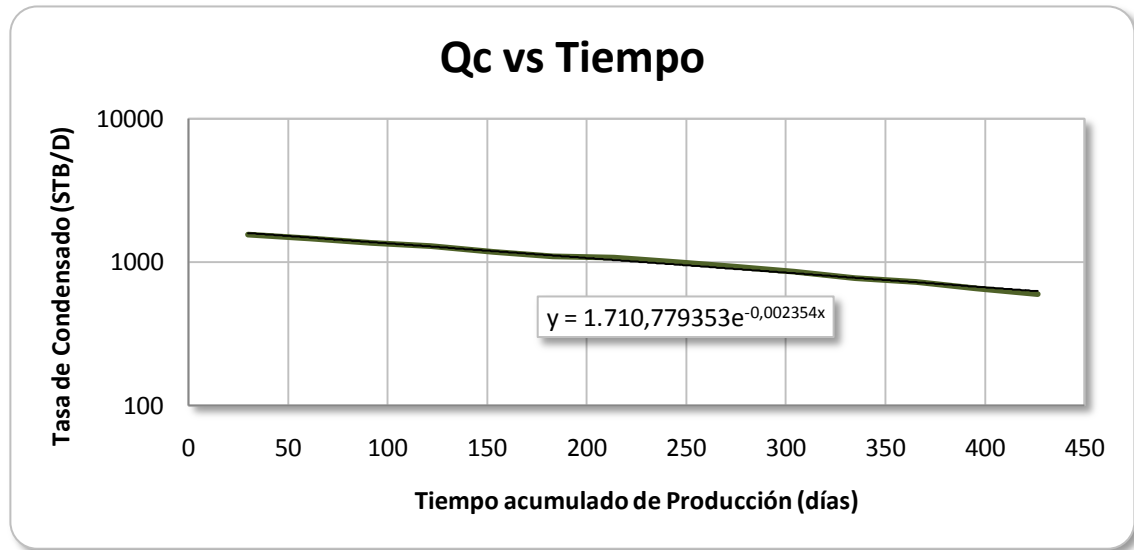
$$q_o = 13.953,912026e^{-0.000812t} \quad (STB/D) \quad (35)$$

Con base en las ecuaciones 5 y 35 se determina la ecuación de Condensado Producido como se muestra a continuación.

$$N_c = \frac{13.953,912026}{0.000812}(1 - e^{-0.000812t}) \quad (STB) \quad (36)$$

Se realiza la gráfica de Tasa de Condensado versus tiempo para los últimos datos de producción con el fin de generar las ecuaciones en función del tiempo, como se observa en la **Figura 15**.

**Figura 15** Última declinación de Condensado para el pozo W1



**Fuente:** Los Autores.

Al observar la gráfica se establece, al igual que con el gas, una declinación de tipo exponencial donde el caudal de condensado se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$q_o = 1.710,779353e^{-0.002354t} \quad (STB/D) \quad (37)$$

Y el Condensado Producido por:

$$N_c = \frac{1.710,779353}{0.002354}(1 - e^{-0.002354t}) \quad (STB) \quad (38)$$

Con las ecuaciones definidas para tasa y producción de gas y condensado se realiza una tabla comparativa de los caudales pronosticados y los reales, desde agosto 2008 hasta mayo del 2010. (Ver Anexos **Tabla 16** y **17**)

A continuación se presenta el error promedio de los cálculos en las predicciones de las declinaciones.

**Tabla 2** Error Estimado en los cálculos en la última declinación. Cambiada

ERROR PROMEDIO (Después del Evento 6)			
Qc	Qg	Nc	Gp
0,35397835	0,11559927	0,00577081	0,05090073

Fuente: Los Autores

**Tabla 3** Error Estimado en los cálculos al usar toda la producción.

ERROR PROMEDIO (Declinación)			
Qc	Qg	Nc	Gp
0,28894765	0,10858441	0,14136529	0,0478975

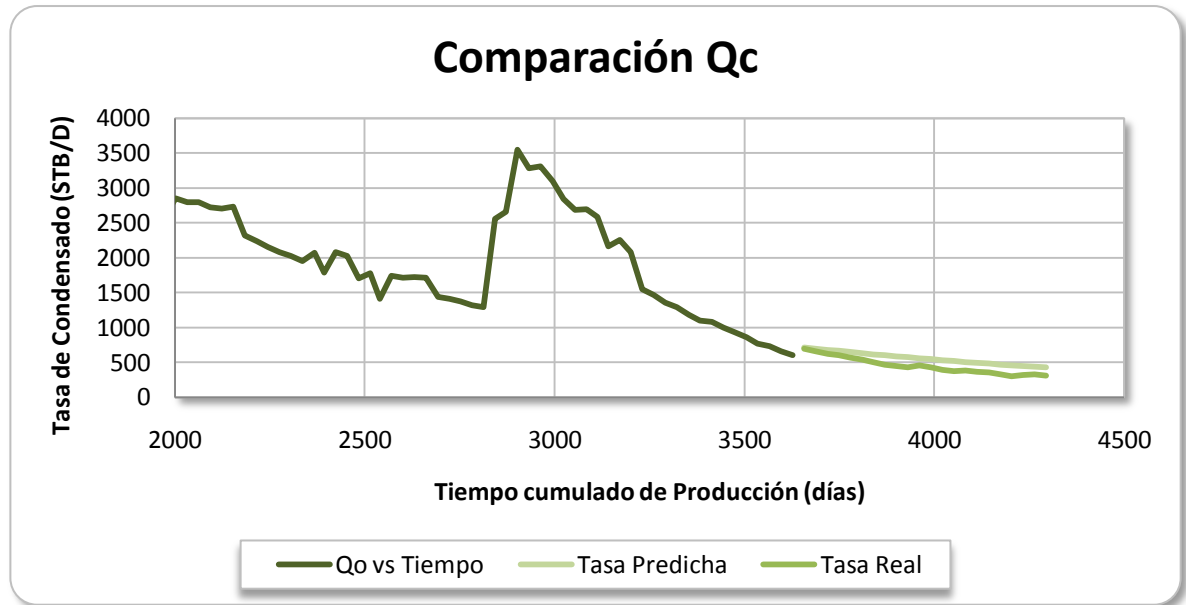
Fuente: Los Autores

Después de comparar los resultados mostrados en las **Tablas 2 y 3** se determina que el mejor ajuste, lo ofrece el análisis realizado a los datos después del último evento, debido a que éste generará el cambio de la declinación futura del pozo.

Las **Figuras 16 y 17**, muestran la comparación entre los resultados en la tasa de condensado y a tasa real, y entre el condensado producido y el condensado real.

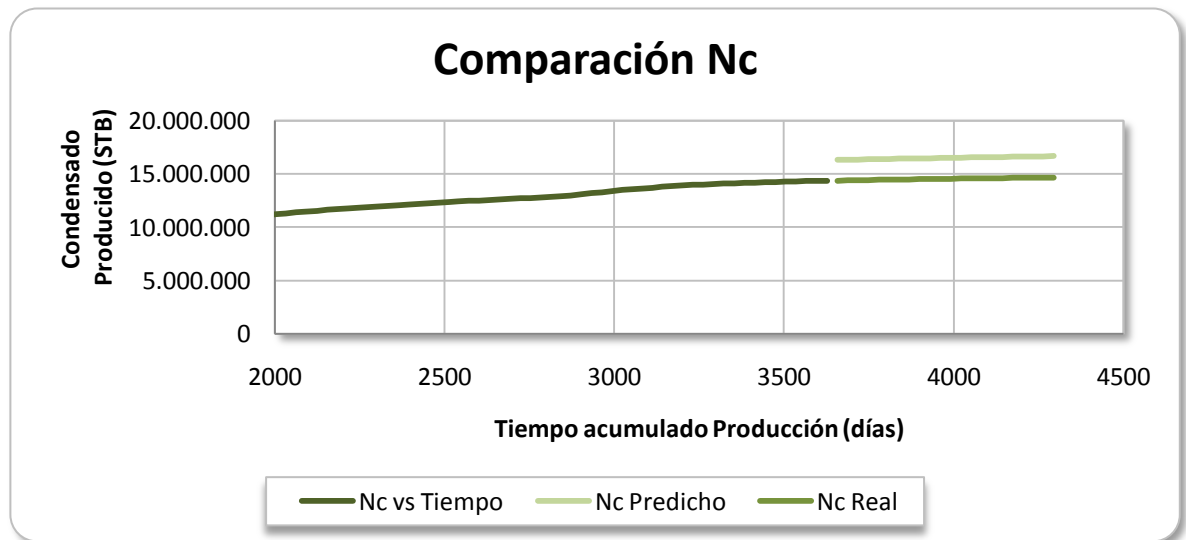
Las **Figuras 18 y 19**, muestran la comparación entre los resultados en la tasa de Gas y la Tasa de Gas real y entre el gas producido y el gas producido real

**Figura 16** Comparación de los Cálculos de la Tasa de Condensado para el Pozo W1



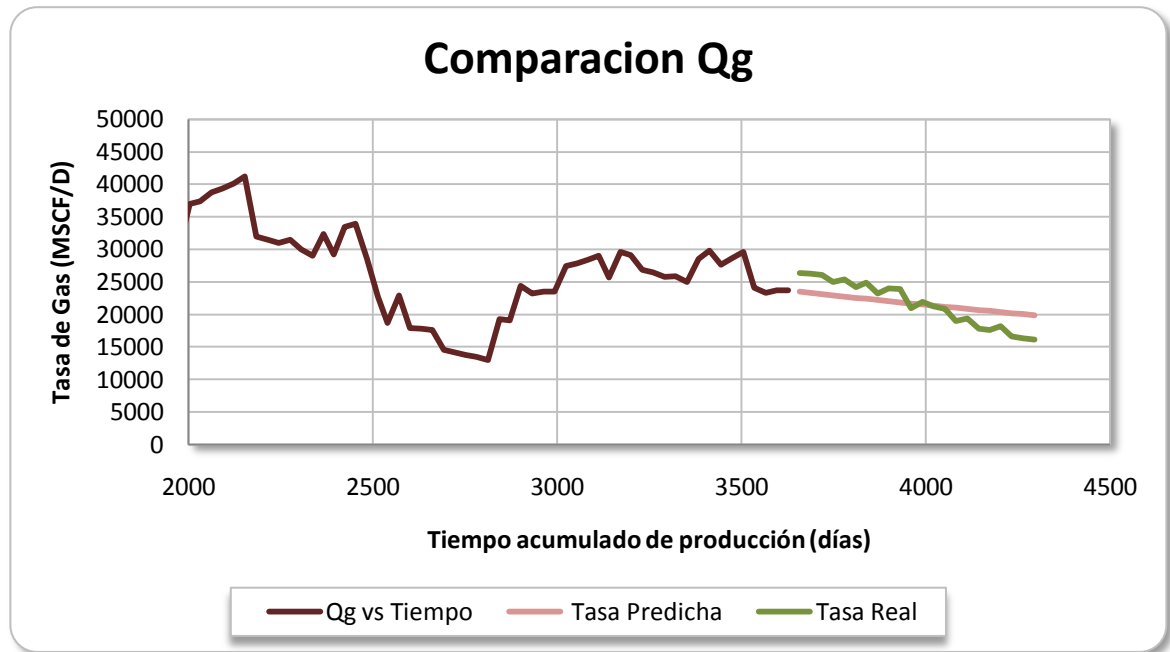
Fuente: Los Autores.

**Figura 17** Comparación de los Cálculos de Condensado Producido para el Pozo W1



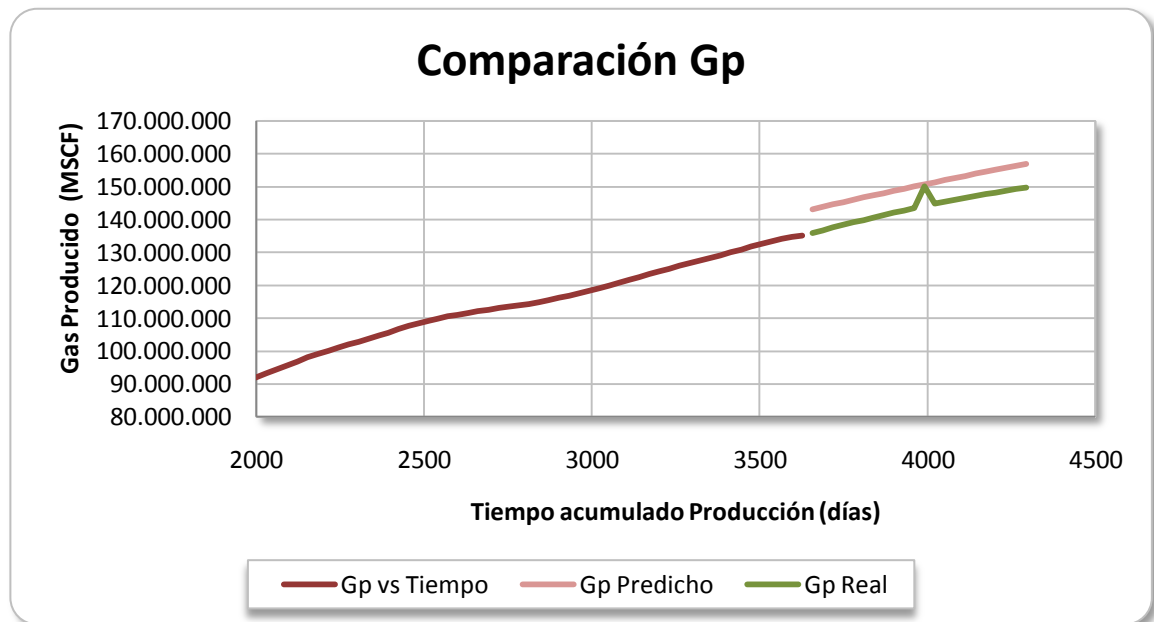
Fuente: Los Autores.

**Figura 18** Comparación de los Cálculos de Tasa de Gas para el Pozo W1



Fuente: Los Autores.

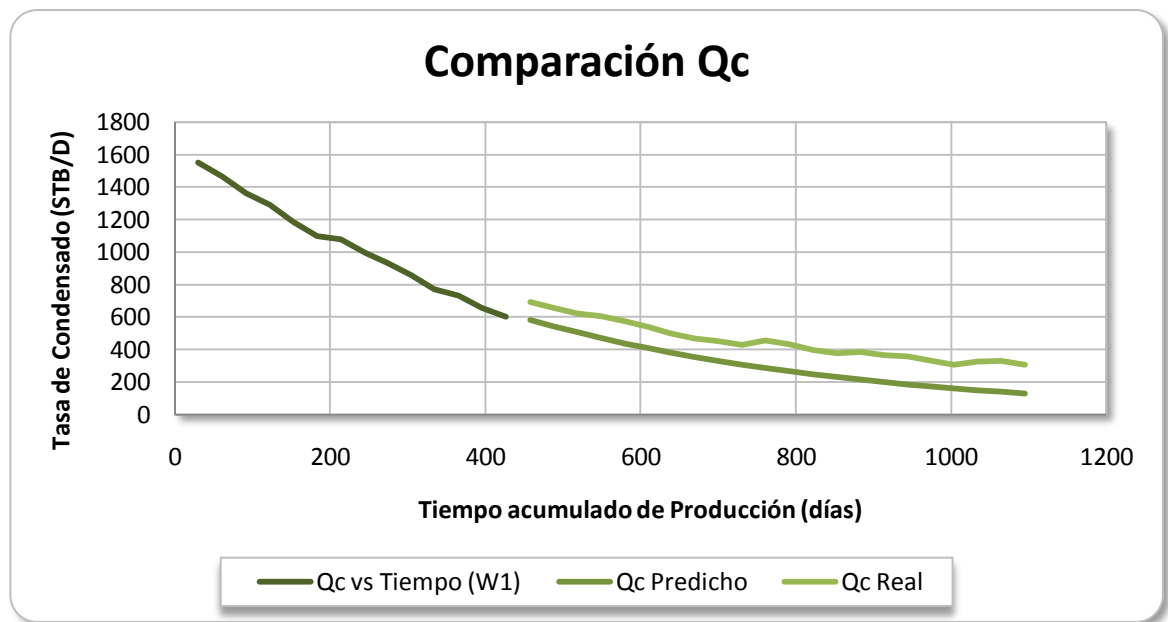
**Figura 19** Comparación de los Cálculos de Gas Producido para el Pozo W1



Fuente: Los Autores.

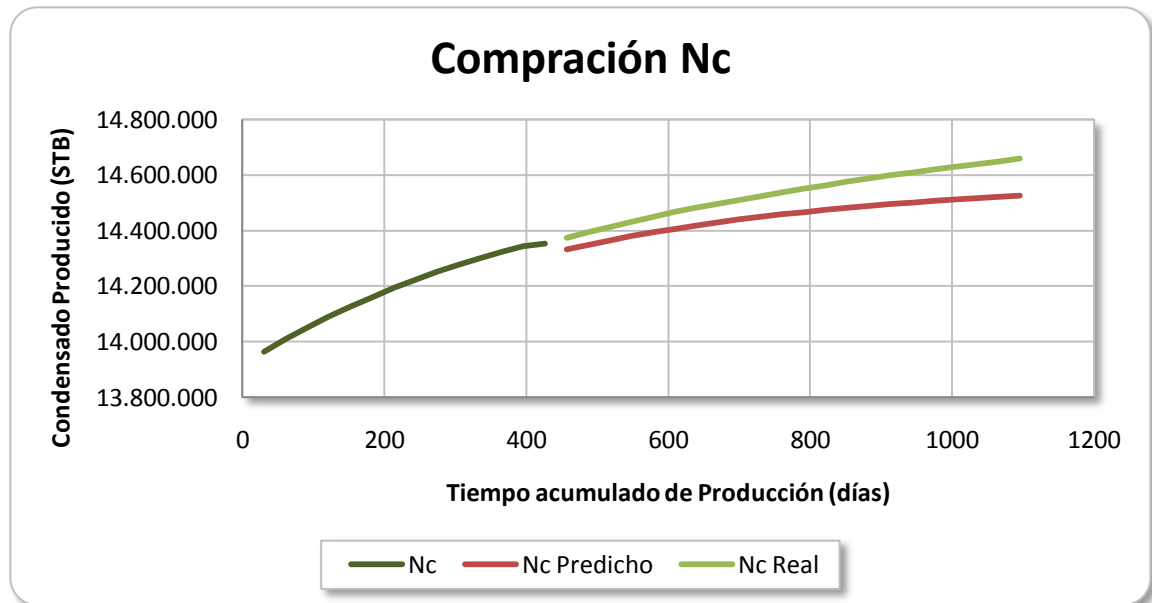
Las **Figuras 20, 21, 22, 23** muestran la comparación entre los datos pronosticados y los reales, para los resultados obtenidos con el análisis de la historia de producción después del último evento.

**Figura 20** Comparación de los resultados de Tasa de Condensado después del último evento para el pozo W1



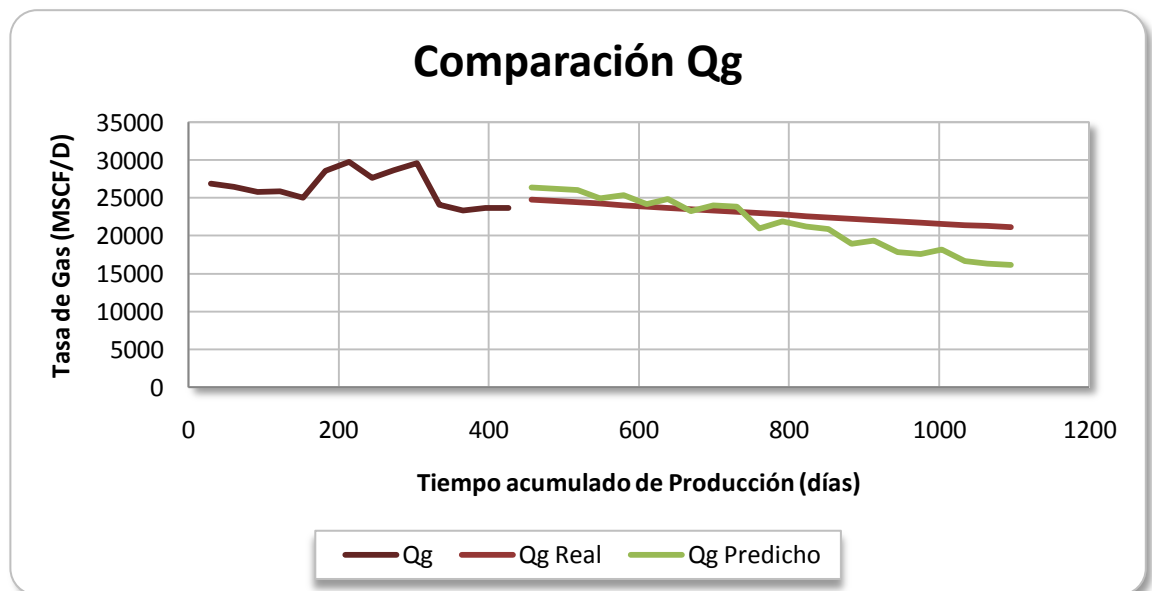
Fuente: Los Autores.

**Figura 21** Comparación de los resultados del Condensado Producido después del último evento para el pozo W1



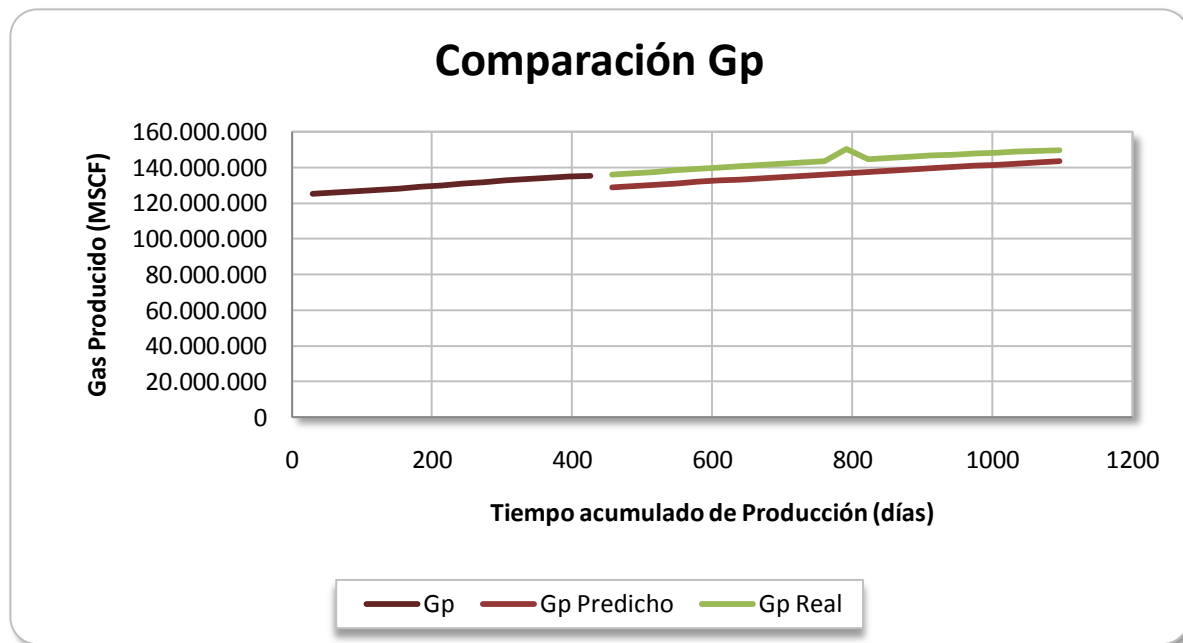
Fuente: Los Autores.

**Figura 22** Comparación de los resultados de Tasa de Gas después del último evento para el pozo W1



Fuente: Los Autores.

**Figura 23** Comparación de los resultados del Gas Producido después del último evento para el pozo W1



**Fuente:** Los Autores.

Esta metodología se aplica a los pozos W2 y W3 en el **Apéndice A**.

#### 2.4.1 Análisis de resultados

Como se apreció en la **Tabla 2** los errores obtenidos son mayores que los de la **Tabla 3** a excepción de los relacionados con la producción acumulada de condensado, (Ver **Figuras 20, 21, 22, 23**). Los pronósticos de las tasas y producciones al tener en cuenta solo los datos del último evento, muestran resultados diferentes debido a que éste genera una nueva declinación que como ya se definió, afectan el comportamiento futuro de producción. Por su parte las **Figuras 16, 17, 18, 19**, tienen en cuenta toda la historia de producción con los diferentes eventos realizados generando un buen ajuste.

En la actualidad cuando se plantea un análisis de declinación con base en la metodología realizada por Arps a yacimientos de Gas condensado, ésta solo se le realiza a las tasa de Gas y como se puede observar a la aplicación en los pozos del yacimiento W, la predicción que generan las ecuaciones obtenidas por éste método para los caudales de gas son bastante aceptables en comparación con los obtenidos en las tasa de Condensado.

Se puede determinar que la aplicabilidad de este método para pozos de gas condensado es de forma parcial y no muy satisfactoria. Sin embargo hay que tener en cuenta que Arps menciona parámetros como la geometría del pozo, la permeabilidad, porosidad, el espesor neto productivo, entre otros, los cuales afectan la declinación de la producción de los pozos y no se tienen presente al ejecutar esta metodología.

Para finalizar, es importante aclarar que lo que Arps presenta como método de predicción es un proceso empírico que tiene mejores resultados para yacimientos de Gas y de Aceite. Sin embargo su aporte ha dado bases para generar metodologías que apliquen para los Yacimientos de Gas Condensado.

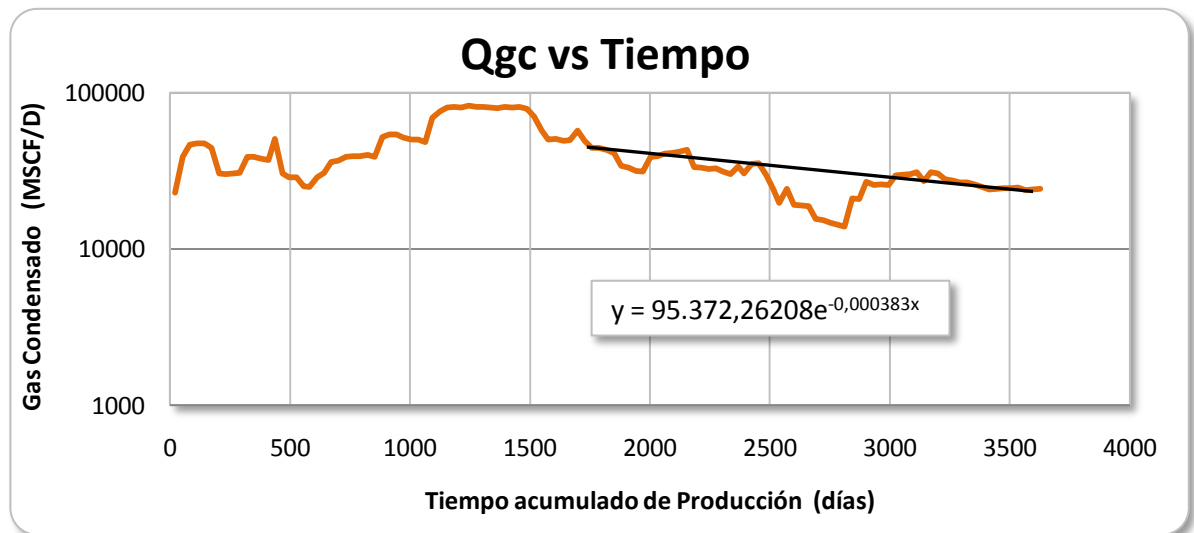
## **2.5 APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA PABÓN-GARCÍA.**

De acuerdo a la metodología planteada en la sección 1.3.1.1, se desarrollará a continuación su aplicación a los pozos de estudio. En esta sección se mostrara el comportamiento y resultados en el pozo W1. Los pozos W2 y W3, se presentarán en el **Apéndice B**.

El análisis inicia con el cálculo de la tasa de gas condensado definido por la ecuación 11, luego se realizan los gráficos semilogarítmicos de la tasa de condensado versus el tiempo acumulado de producción y la tasa de gas

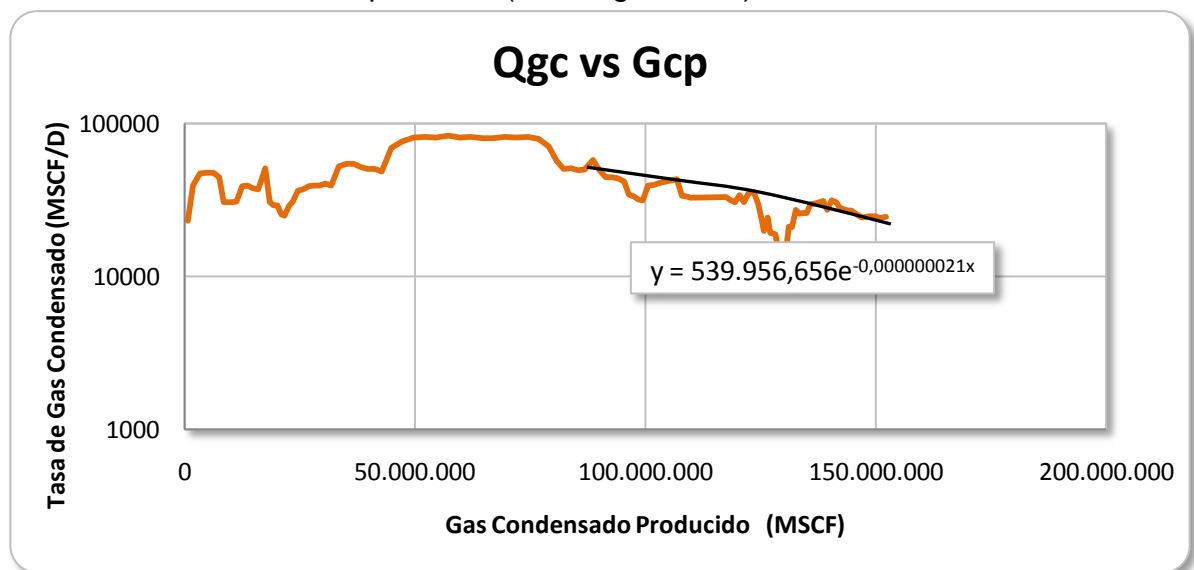
condensado versus el gas condensado producido respectivamente. (Ver Figuras 24 y 25)

**Figura 24** Comportamiento del Gas Condensado para el Pozo W1. (Semilogarítmico)



Fuente: Los Autores

**Figura 25.** Comportamiento del Gas Condensado en función de Gas Condensado Producido acumulado del pozo W1 (Semilogarítmico)



Fuente: Los Autores.

Como se observa en las **Figura 24** la tendencia lineal de los datos determina un comportamiento exponencial en la declinación como se determinó para gas y aceite en la metodología de Arps.

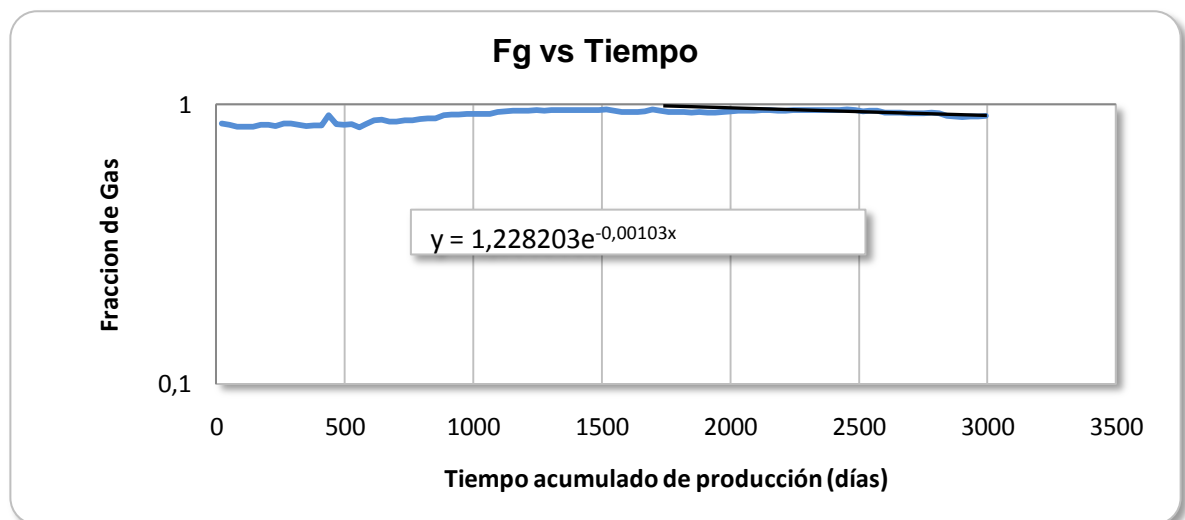
En lo que a la curva de declinación hiperbólica se refiere, es importante aclarar que no aplicó en los casos analizados.

De la **Figura 24**, se determinan las constantes y con base en la ecuación 14, la tasa de gas condensado respecto al tiempo para el pozo W1 se define como:

$$q_{gc} = 95.372,26208e^{-0.000383t} \quad (MSCF) \quad (39)$$

Para la obtención de la tasa de Gas seco se determina la fracción de gas con la ecuación 17 y se grafica con respecto al tiempo, como se ve en la **Figura 26**, donde el comportamiento de los datos también presentan un comportamiento exponencial.

**Figura 26** Comportamiento de la Fracción de Gas para el Pozo W1.



**Fuente:** Los autores

Le ecuación de tipo exponencial de la fracción de gas, con base en la ecuación 18 se define como:

$$f_g = 1,228203e^{-0.000103t} \quad (40)$$

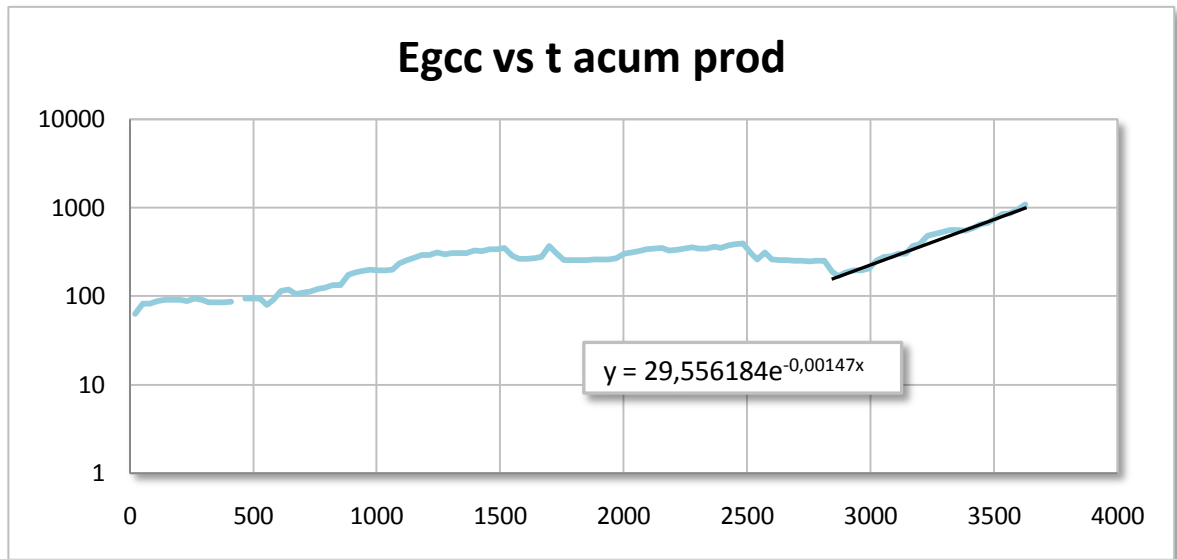
Al fijar la fracción de gas en función del tiempo de forma exponencial, se puede determinar la tasa de Gas Seco para el pozo W1, por medio de la ecuación 19, así que:

$$Q_g = 95.372,26208e^{-0.000383t} \times 1,228203e^{-0.000103t} \quad (MSCF) \quad (41)$$

Para definir la tasa de condensado en función del tiempo, se determina el equivalente de gas a condiciones de yacimiento en volumen de condensado (ecuación 21), lo que requiere del factor volumétrico del gas, el cual es definido con la ayuda de la **Figura 114** en los anexos.

Se realiza la gráfica en coordenadas semilogarítmicas, para definir la ecuación exponencial del equivalente de gas. Este factor varía a lo largo de la vida productiva del pozo, el cual aumenta exponencialmente a través del tiempo de producción como se puede ver en la **Figura 27**.

**Figura 27.** Comportamiento del Equivalente de Gas en el pozo W1



**Fuente:** Los Autores.

El equivalente de gas a condiciones de yacimiento en volumen de condensado respecto al tiempo se define como:

$$E_{gcc} = 29,556184 \times e^{0.00147t} \quad (MSCF/STB) \quad (42)$$

Y la Tasa condensado para el pozo W1, según la ecuación 23:

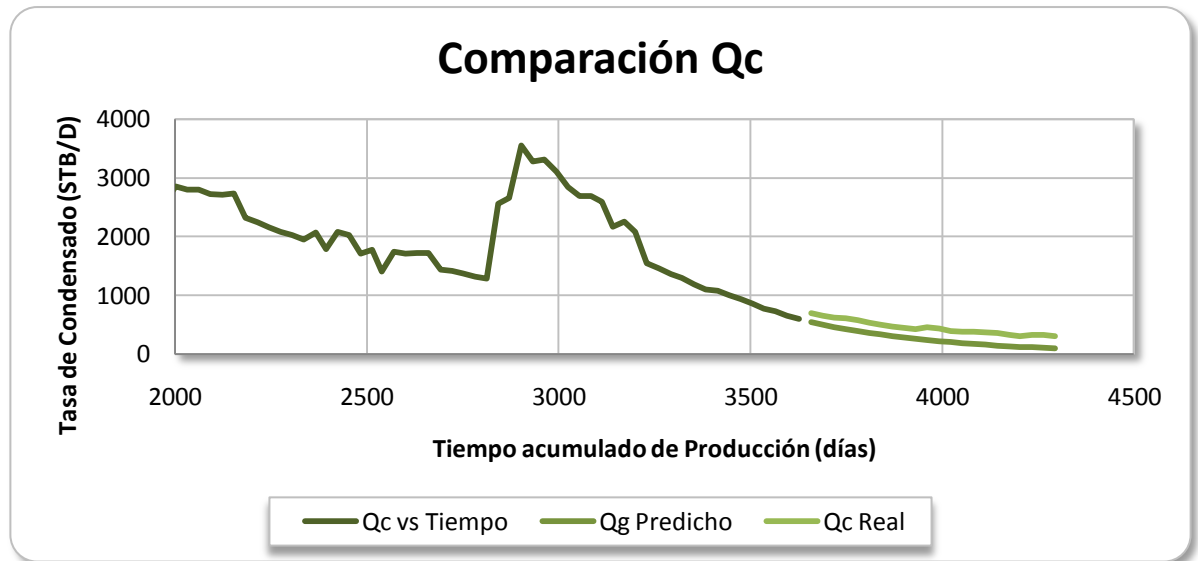
$$Q_{cond} = \frac{(95.372,26208e^{-0.000383t})(1 - 1,228203e^{-0.000103t})}{29,556184 \times e^{0.00147t}} \quad (STB/D) \quad (43)$$

Las predicciones de las tasa se muestran en la **Tabla 22** de los anexos.

El error promedio entre el valor predicho y el real de la tasa de Condensado es de 11,484974%, y la tasa de Gas es de 11,277696%.

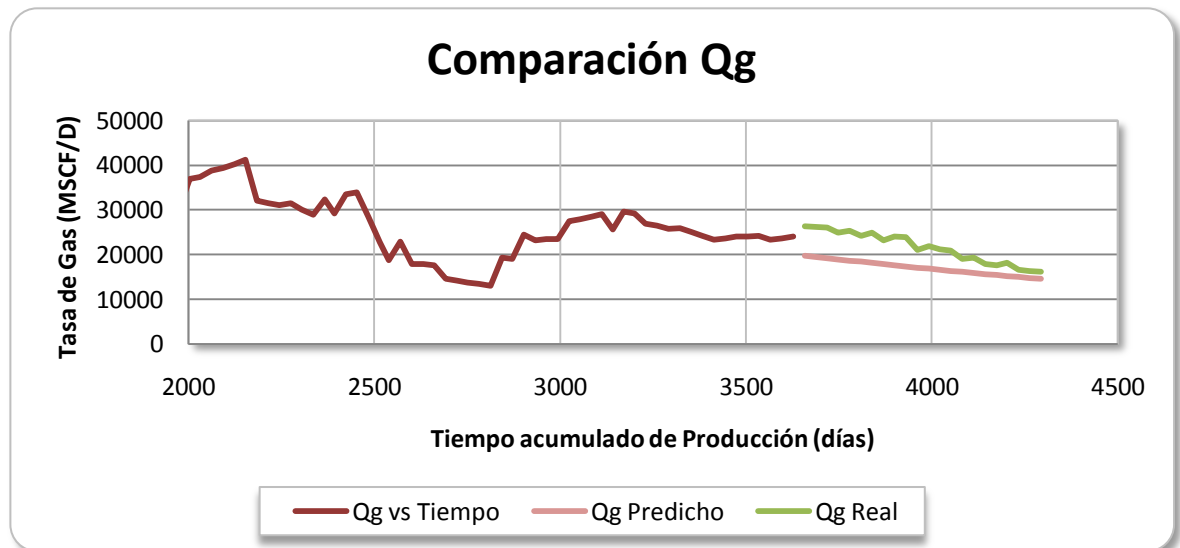
Las **Figuras 28** y **29** presentan la comparación de los resultados predichos con los reales de la tasa de condensado y gas respectivamente.

**Figura 28** Comparación de los Cálculos de Tasa de Condensado para el Pozo W1



Fuente: Los Autores.

**Figura 29** Comparación de los Cálculos de Tasa de Gas para el Pozo W1



Fuente: Los Autores.

### 2.5.1 Análisis de resultados.

La metodología Pabón-García, muestra resultados satisfactorios con relación a la metodología de Arps, en la predicción de tasa de condensado.

El comportamiento de las tasas de gas condensado, aún cuando éstas declinan, presentan dispersión, debido a que la composición de este fluido es variable en el tiempo, así como también, se debe a errores de medición, tanto de los equipos como en las operaciones.

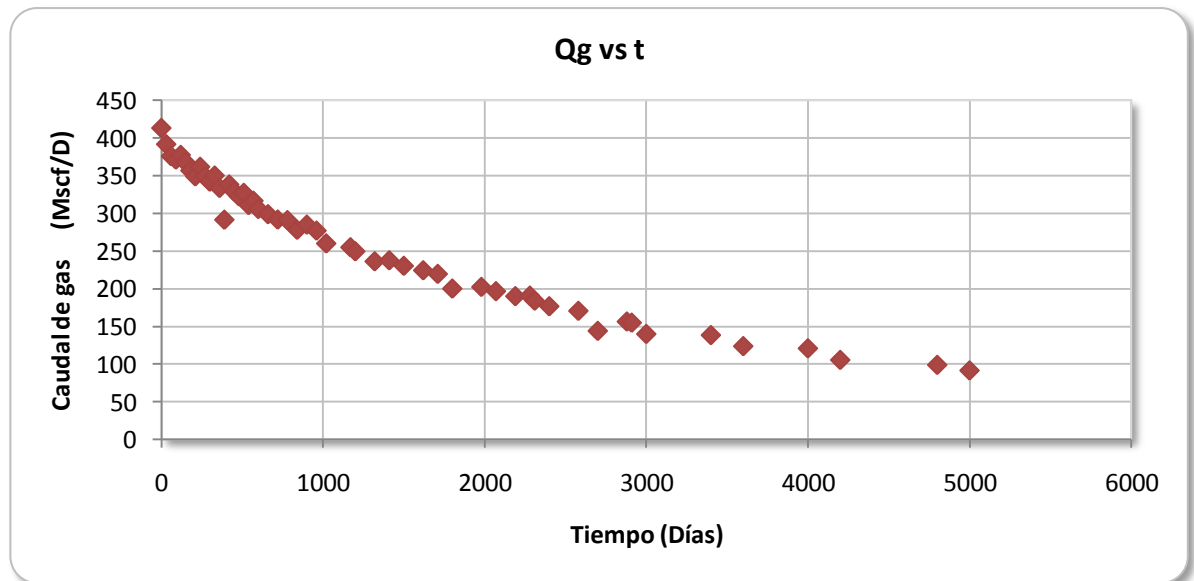
Se puede ver en el pozo W3 que la declinación no es constante y que esto permite un porcentaje de error mayor al compararlo con los datos reales.

### 3. METODOLOGÍAS PARA LA APLICACIÓN DE NUEVAS CURVAS DE DECLINACION EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

#### 3.1 GAS PRODUCIDO ACUMULADO NORMALIZADO EN FUNCION DEL TIEMPO

Generalmente cuando se grafican los datos de producción de un Yacimiento de Gas o de Petróleo se obtiene una Curva de Declinación cuyo comportamiento puede ser fácilmente representado a través de una ecuación matemática como se ve en la **Figura 30**:

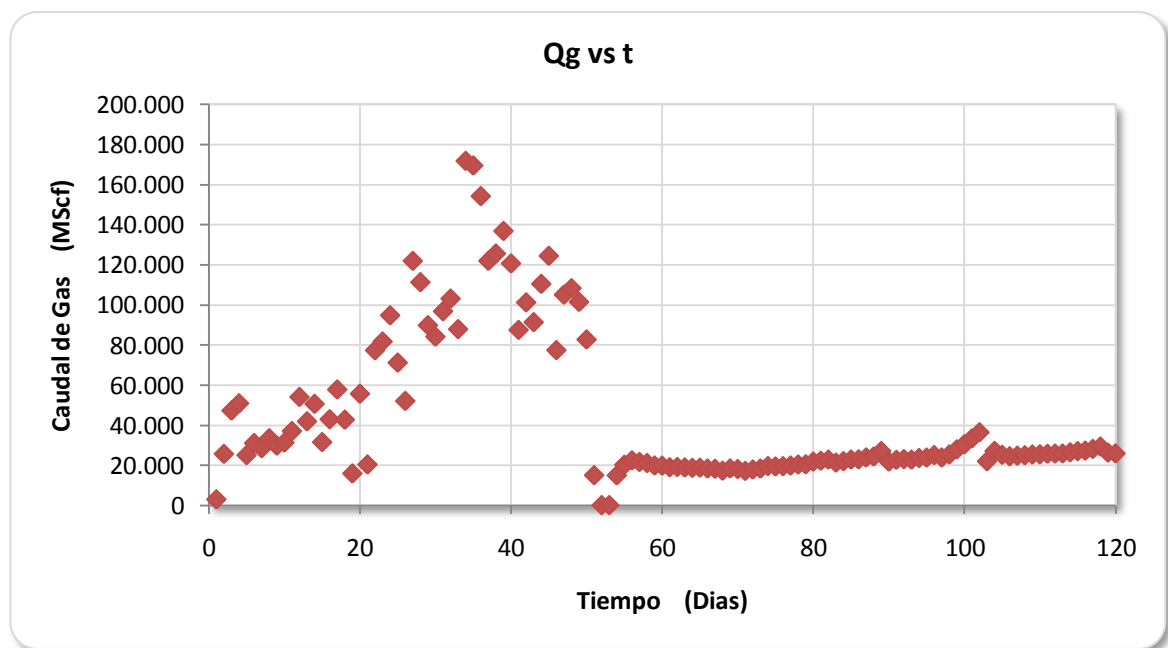
**Figura 30** Gráfica Cartesiana de tasa en función del tiempo para un pozo de Gas.



**Fuente:** LEE, Jhon. WATTENBARGER, Robert. *Gas Reservoir Engineering*. 1 Ed. Vol. 5. Richardson, Texas: SPE Textbook Series 1996. 217 p.

A diferencia del comportamiento de la gráfica anterior, cuando se grafican los datos de Tasa de Gas en función del tiempo para un Yacimiento de Gas Condensado (Ver **Figura 31**), se puede observar un comportamiento disperso e irregular de los datos, debido al bloqueo de condensado y otros factores que ya han sido discutidos en capítulos anteriores. Esto entorpece el trabajo del investigador debido a que se dificulta la aplicación de los Análisis convencionales de Declinación, ya que se deben hacer consideraciones adicionales al momento de hacer la aplicación de las metodologías.

**Figura 31** Gráfica Cartesiana de tasa Gas en función del tiempo para un pozo de Gas Condensado.



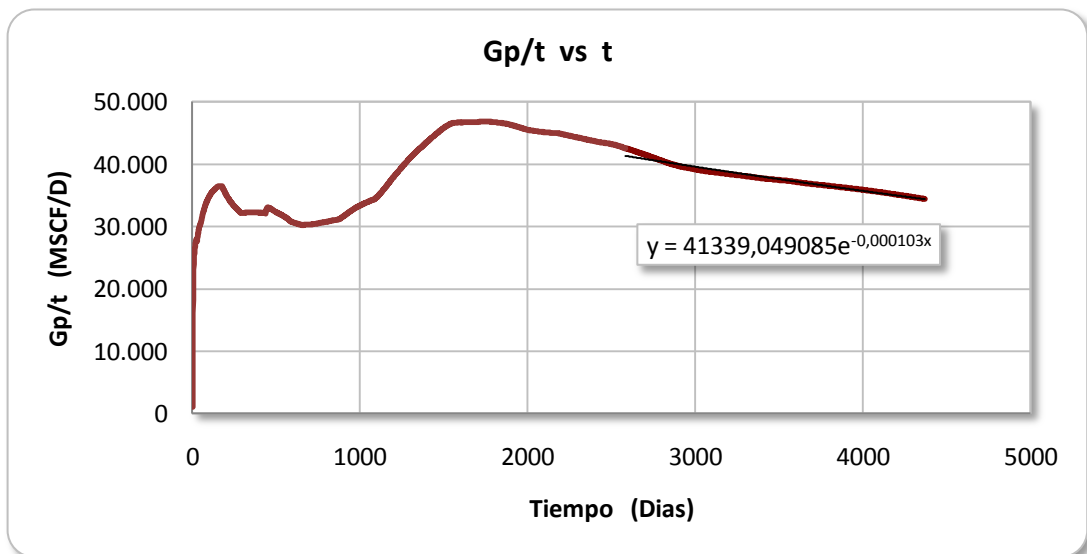
**Fuente:** Los autores.

A diferencia de los pozos de petróleo o de gas natural, que pueden tener tendencias de declinación con un comportamiento característico (como el

representado en la **Figura 30**), los pozos de condensado se caracterizan por que la dispersión de los datos y los factores que afectan la entregabilidad del pozo hacen que se pierda cualquier tendencia de declinación.

Al hacer la gráfica de  $G_p/t$  vs  $t$  para el pozo W1 se puede observar que los datos adquieren un comportamiento mucho más estable, en el que se pierde la dispersión presentada en el gráfico convencional de tasa en función del tiempo. La ventaja de ésta gráfica es que la tendencia de declinación del pozo es totalmente clara y su comportamiento puede ser representado más fácilmente mediante una ecuación matemática como se muestra en la **Figura 32**.

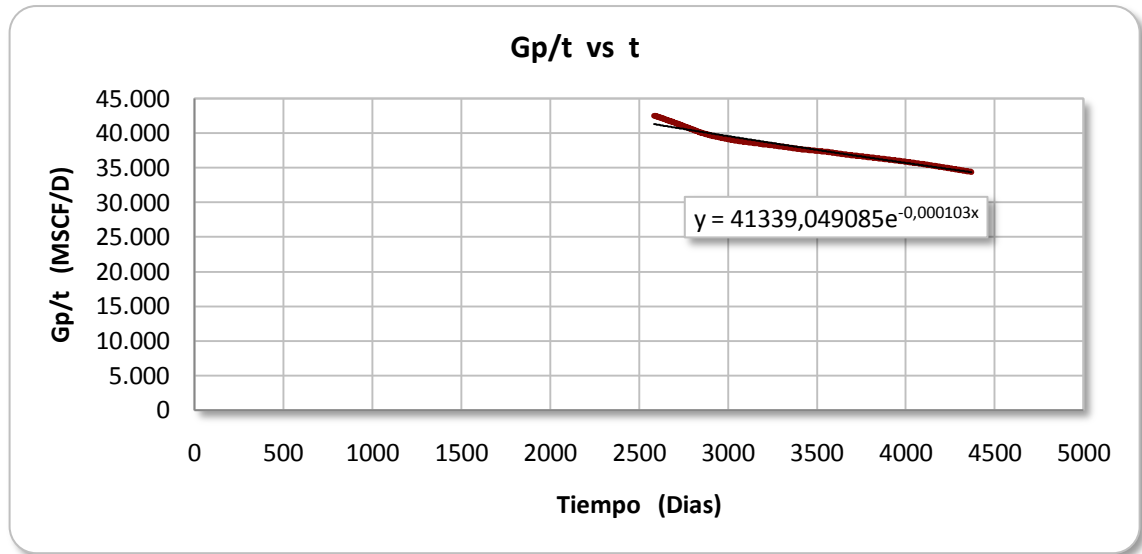
**Figura 32** Gas producido acumulado normalizado en función del tiempo.



**Fuente:** Los autores.

Para esto, se toma la tendencia de declinación que va desde el pico máximo de la gráfica hasta el último dato de producción, para posteriormente poder aproximar una tendencia de declinación general, ver **Figura 33**.

**Figura 33.** Tendencia de Declinación del Gas producido acumulado Normalizado en función del tiempo.



**Fuente:** Los autores.

En el análisis de las declinaciones estándar de Arps aplicadas a los pozos del presente estudio, se observó que la tendencia que más se ajustaba es la Declinación Exponencial, razón por la cual se aplica una línea de tendencia exponencial a los datos de la **Figura 33** obteniéndose la siguiente ecuación:

$$\frac{G_p}{t} = 41.399,049085 * e^{-0,000103*t} \quad (44)$$

Posteriormente, se despeja Gp obteniéndose:

$$G_p = 41.399,049085 * e^{-0,000103*t} * t \quad (45)$$

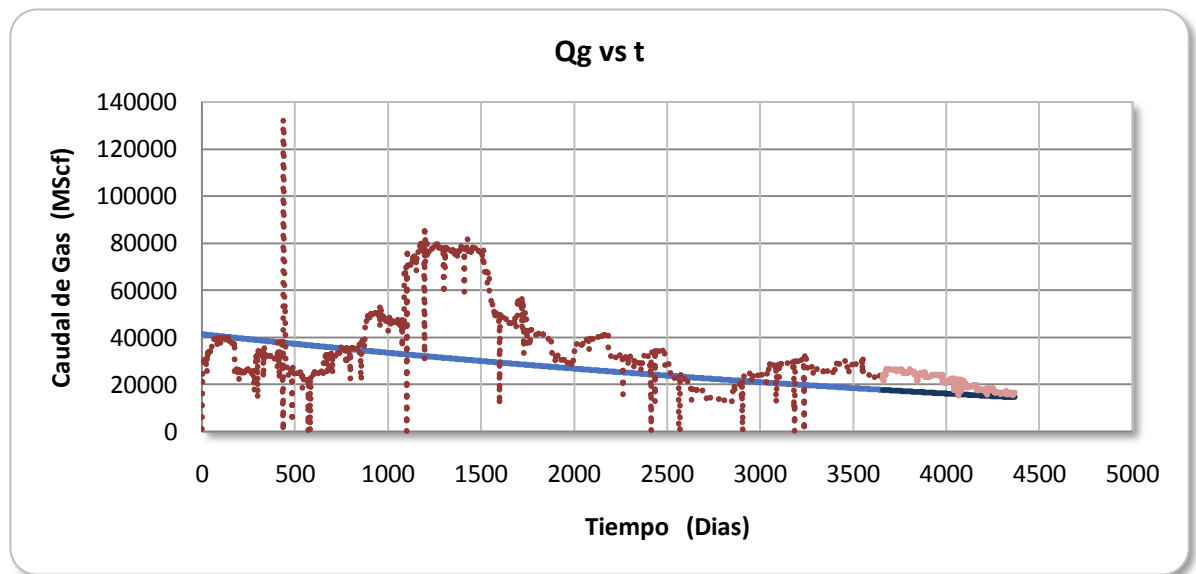
Al realizar una derivada de la ecuación 45, se puede obtener como resultado otra ecuación que relaciona la tasa de Gas y el tiempo.

$$\frac{dG_p}{dt} = q_g = 41.399,049085 * e^{-0,000103*t} * (1 - 0,000103t) \quad (46)$$

Los datos de tiempo son reemplazados en la ecuación 46 para obtener la gráfica de tasa de gas versus tiempo acumulado de producción como se observa en la **Figura 34**.

Por último, se realiza la predicción de la tasa de producción de gas a tiempos futuros con la ecuación 46. Para esto se toman tiempos posteriores al último dato registrado en la producción suponiendo que el pozo produce todos los días del mes (ver **Figura 34**).

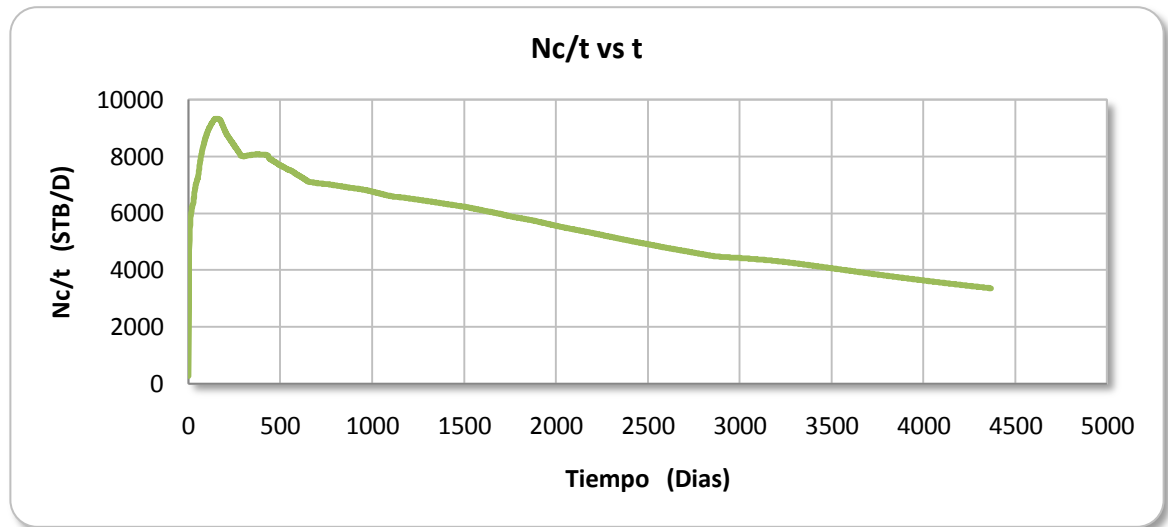
**Figura 34** Comparación de la tasa de gas para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

De la misma manera que para el Gas producido al hacer la gráfica de  $N_c/t$  vs  $t$  para el pozo W1 se puede observar que su comportamiento también puede ser representado mediante una ecuación matemática como se ve en la **Figura 35**.

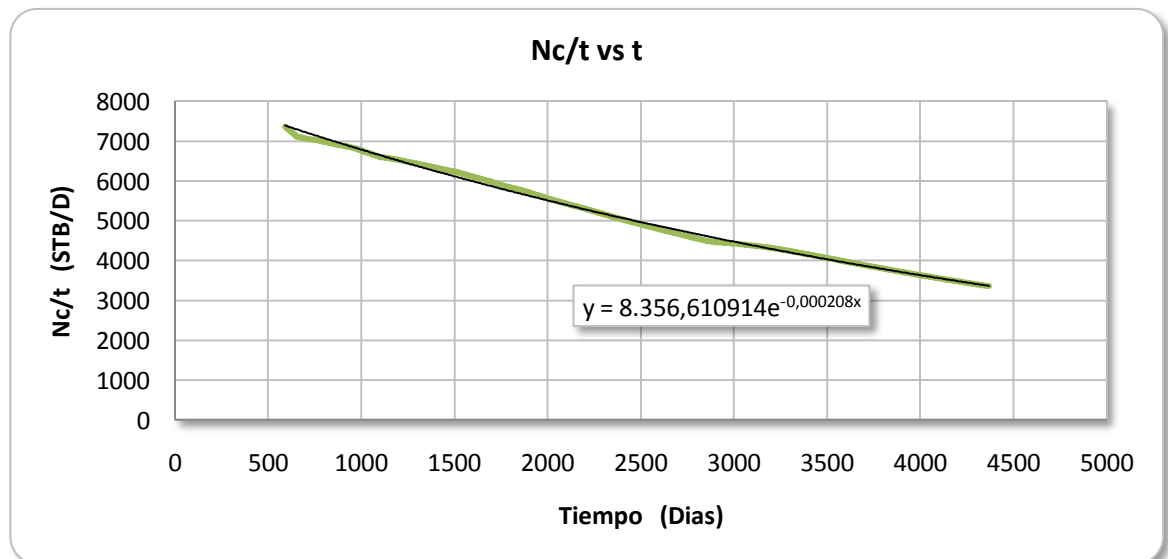
**Figura 35.** Condensado producido acumulado normalizado en función del tiempo.



**Fuente:** Los autores.

Para esto, se toma la tendencia de declinación que va desde el pico máximo de la gráfica hasta el último dato de producción, para posteriormente poder aproximar una tendencia de declinación general, ver **Figura 36**.

**Figura 36.** Tendencia de Declinación del Condensado producido Normalizado en función del tiempo.



**Fuente:** Los autores.

Aplicando la respectiva regresión a los datos de la **Figura 36** se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{N_c}{t} = 8.356,610914 * e^{-0,000207*t} \quad (47)$$

Posteriormente, se despeja  $N_c$ :

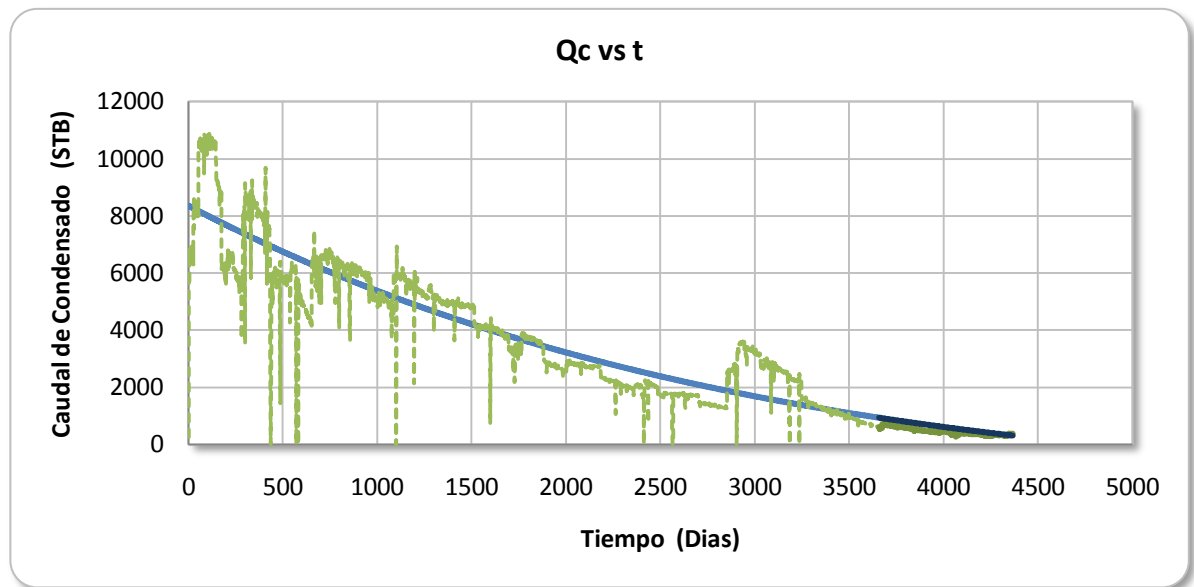
$$N_c = (8.356,610914 * e^{-0,000207*t}) * t \quad (48)$$

Al realizar una derivada de la ecuación 48, se puede obtener como resultado otra ecuación que relaciona la tasa de condensado y el tiempo.

$$\frac{dN_c}{dt} = q_c = 8.356,610914 * e^{-0,000207*t} * (1 - 0,000207t) \quad (49)$$

Los datos de tiempo son reemplazados en la ecuación 49 para obtener la gráfica de tasa de condensado versus tiempo acumulado de producción como se observa en la **Figura 37**.

**Figura 37** Predicción de la tasa de condensado para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

### 3.1.1 Análisis de resultados

La manera como se desarrolló este procedimiento fue totalmente gráfica. Se tomaron los valores de  $G_p/t$  y se trazaron respecto al tiempo obteniéndose una tendencia como la mostrada en la **Figura 30**. Se utilizaron las declinaciones exponenciales porque tienen un comportamiento similar al de la gráfica de caudal en función del tiempo, y además, previamente se había determinado que ésta era el tipo de declinación del pozo. De la misma manera al dibujar estas variables en coordenadas semilogarítmicas podría verse una tendencia más lineal, lo cual también corresponde a la tendencia de declinación exponencial propuesta en 1945 por J.J. Arps

Como se puede ver en la **Figura 34**, la declinación exponencial comienza con el inicio mismo de la vida productiva del pozo y no tiene en cuenta el periodo en el

que la producción se estabiliza para posteriormente comenzar a declinar. Luego de esto, se puede observar que la declinación calculada con esta metodología mantiene un comportamiento similar a los datos de producción pero sin verse afectada por los trabajos realizados en pozo hasta el final de la producción. En la predicción de los datos se puede ver un buen ajuste en especial a tiempos tardíos cuando las dos curvas llegan al mismo punto.

También se realizó el procedimiento para el petróleo producido observándose que la curva calculada con la metodología logra ajustarse mucho más a la historia de producción del pozo. Hacia el final, se observa que la curva de producción tiene un salto muy grande en la producción lo cual hace que el ajuste logrado por la metodología no sea tan correcto, pero al llegar al último dato las dos curvas vuelven a ajustarse y de ahí en adelante su variación no parece mayor. En la predicción se puede observar un comportamiento similar al del gas en el que se logra un muy buen ajuste de la curva obtenida con los datos de producción del pozo.

Las grandes ventajas de hacer éste tipo de predicciones, es que las graficas son fáciles de realizar, que los datos tienen buena disponibilidad y que el método en si requiere tan solo cuatro pasos para la realización de la curva de predicción. En el **Apéndice D** se verá que el ajuste a los datos de producción de gas y condensado de los otros pozos analizados en el presente estudio también obtuvo buenos resultados.

### **3.2 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UNA ECUACION DE DECLINACIÓN CARACTERISTICA CON BASE EN LA VARIABLE $R_{vp}$ .**

Para desarrollar este procedimiento se utilizó la correlación para la relación Petróleo vaporizado en el gas,  $R_v$ , desarrollada por A.H. El-Banbi, K.A. Fattah y

M.H. Sayyounh de la Universidad de El Cairo<sup>11</sup>, la cual proviene de la combinación de experimentos de laboratorio junto con procedimientos elaborados de cálculo usando modelos de Ecuaciones de Estado, además de técnicas de regresión multivariable.

$$Rv = \frac{A1 * \rho_{gcs} * (A2 * P^2 + A3 * P + A4)}{P_s} * EXP \left( \frac{A5 * CGR * T_{cs}}{\rho_{ocs} * T * P_{cs}} \right) \quad (50)$$

Donde,

P = Presión del Sistema, psia.

Ps = Presión de Saturación, psia.

$\rho_{gcs}$  = Densidad del gas a condiciones estándar, lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_{ocs}$  = Densidad del aceite a condiciones estándar, lb/ft<sup>3</sup>

CGR = Parámetro de Ajuste.

T<sub>cs</sub> = Temperatura a condiciones estándar, °R

P<sub>cs</sub> = Presión a condiciones estándar, psia

Las constantes A1 a la A5, utilizadas en la correlación se muestran en la **Tabla 4**:

---

<sup>11</sup> *EI-FATTAH AHMED MOHAMED, Khaled . Volatile Oil and Gas Condensate Fluid Behavior for Material Balance Calculations and Reservoir Simulation. Thesis Submitted in partial fulfillment of the requirements of the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum Engineering. Cairo University. Faculty of Engineering. Department of Mining, Petroleum and Metallurgical Engineering, 2005. 107 p.*

**Tabla 4** Constantes de la Correlación Rv.

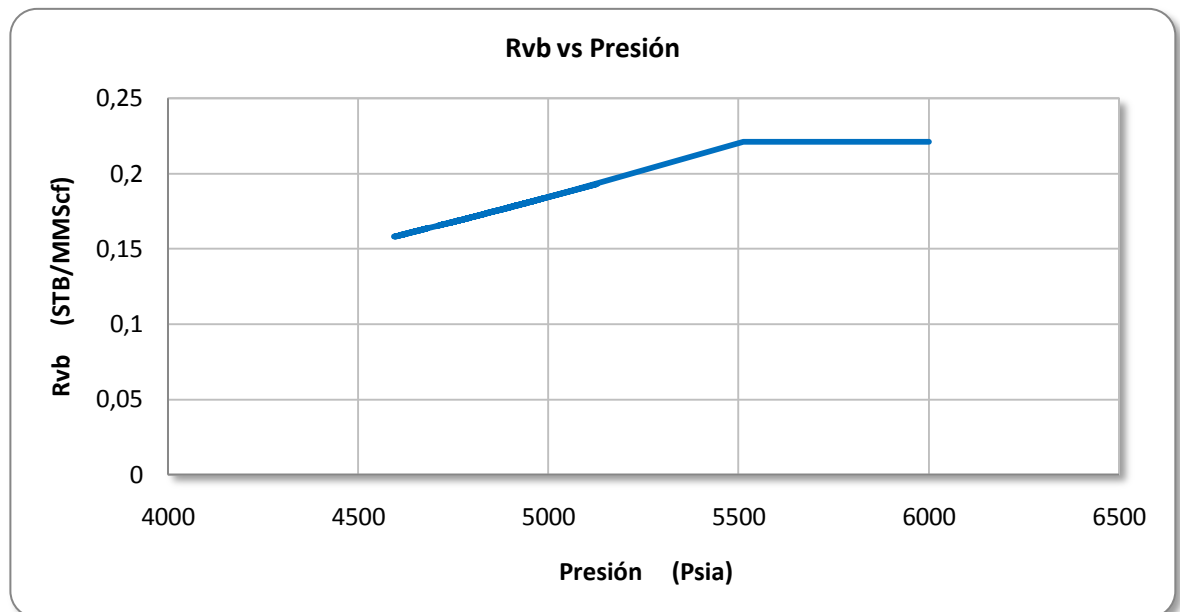
<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>	<b>A4</b>	<b>A5</b>
<b>3,240256</b>	6,93E-05	-0,033132	230,18014	4,46648

**Fuente:** *El-FATTAH AHMED MOHAMED, Khaled . Volatile Oil and Gas Condensate Fluid Behavior for Material Balance Calculations and Reservoir Simulation. Thesis Submitted in partial fulfillment of the requirements of the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum Engineering. Cairo University. Faculty of Engineering. Department of Mining, Petroleum and Metallurgical Engineering, 2005. 109 p.*

La ecuación 50 fue desarrollada por estos autores para yacimientos de gas condensado. La misma ecuación fue utilizada para este campo porque no se contaba con información sobre la variable Rv.

Utilizando la composición del gas, se calcula el Rv con la ecuación 50 para cada presión de fondo fluyendo, comenzando desde la presión de rocío. Para efectos del presente trabajo esta variable será denominada Rvb. En primer lugar se grafican los datos de Rvb en función de la presión, como se aprecia en la **Figura 38**.

**Figura 38** Rvb en función de la Presión para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

Se hace una regresión y se obtiene la ecuación que representa la tendencia de los datos por debajo de la presión del punto de rocío.

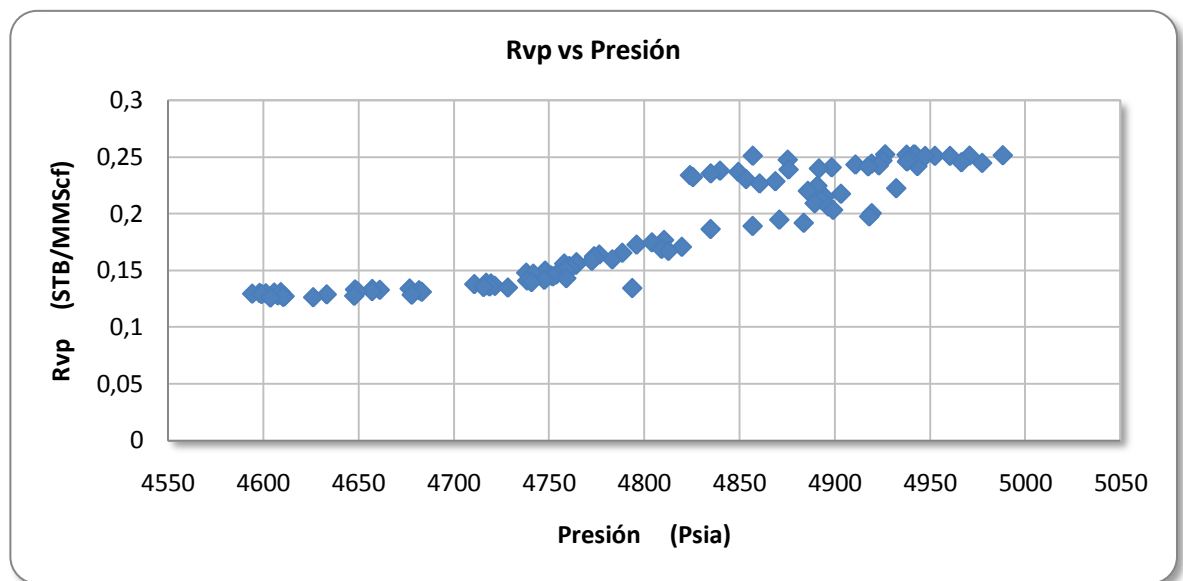
$$Rvb = 0,028367 * e^{0,000574 * P} \quad (51)$$

A continuación, se calcula la variable Rvp la cual es la relación entre el condensado acumulado que se condensa en superficie y el volumen de gas acumulado producido en superficie, como se muestra a continuación:

$$Rvp = \frac{Np}{Gp} \quad (52)$$

La gráfica de Rvp en función de la presión se muestra en la **Figura 39**.

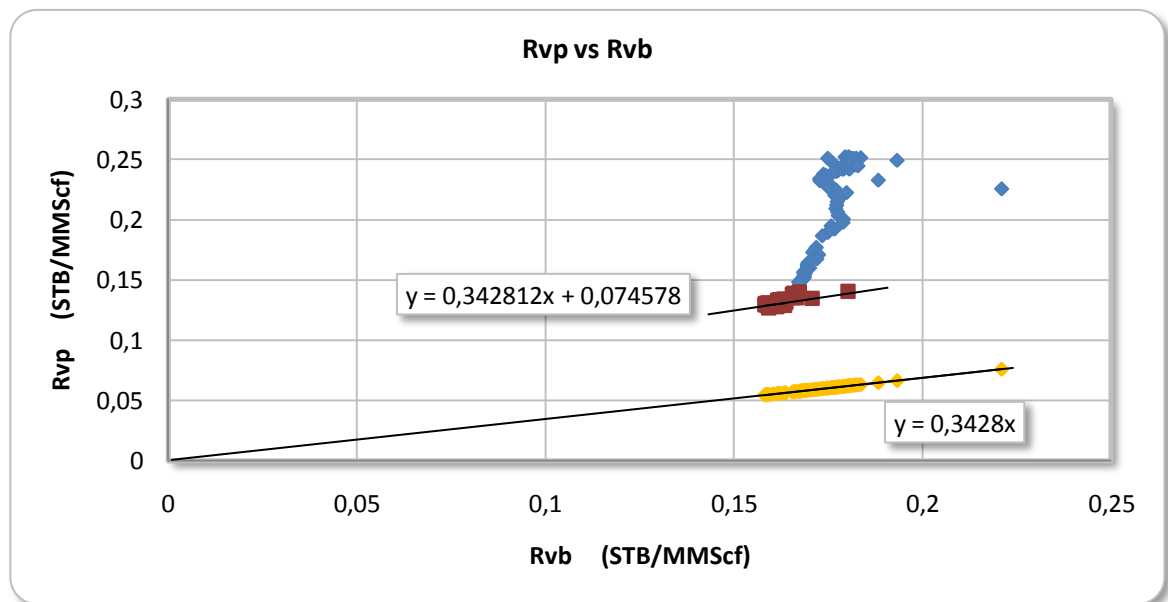
**Figura 39** Rvp en función de la Presión para el pozo W1.



Fuente: Los autores.

Luego se grafican los datos de Rvp vs Rvb como se muestra en la **Figura 40**:

**Figura 40** Rvp en función del Rvb para el pozo W1



Fuente: Los autores.

Debido a la dispersión de los datos no se puede determinar una tendencia; por lo tanto se toma una parte de los mismos y con estos se hace una corrección al valor de  $R_{vp}$ . Para este caso en particular se tomó la primera parte de los datos de la curva (Datos en rojo) como se aprecia en la anterior figura.

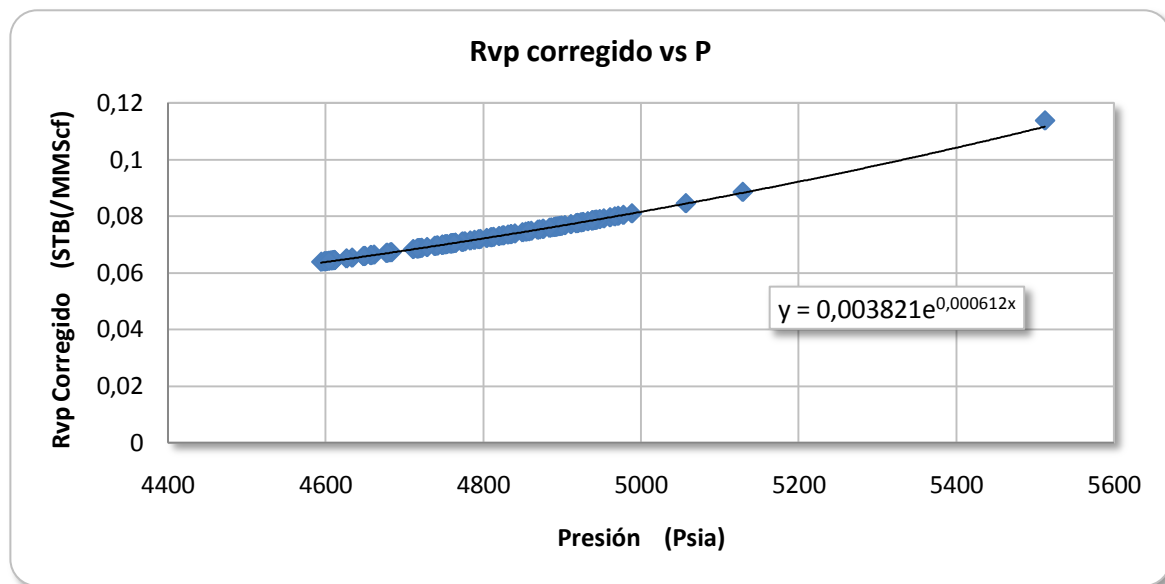
Se debe obtener una línea de tendencia de los datos seleccionados. En este caso se toma una tendencia lineal y se corrige quitando el término constante de la ecuación para hacer pasar los datos por el origen de coordenadas del gráfico. La ecuación de la mencionada de tendencia corregida (Datos en amarillo) es:

$$R_{vp} = 0,3428 * R_{vb} \quad (53)$$

El valor 0,3428 representa la fracción de líquidos que se pueden condensar en superficie de la variable  $R_{vb}$ , que en casos ideales debería ser igual a 1. A continuación se reemplazan los datos de  $R_{vb}$  en la ecuación 53 y se obtiene de este modo el  $R_{vp}$  corregido.

Estos valores de  $R_{vp}$  obtenidos se grafican en función de la presión del pozo como se muestra en la **Figura 41**:

**Figura 41.** Rvp corregido en función de la Presión para el pozo W1.



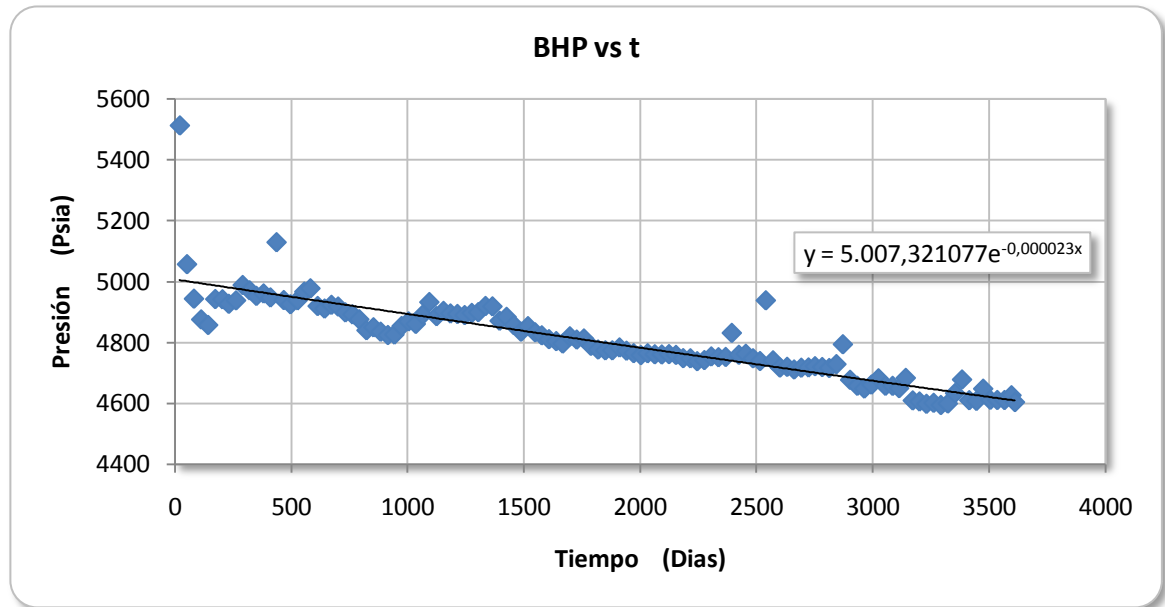
**Fuente:** Los autores.

De la figura anterior se obtiene la ecuación 54:

$$Rvp = 0,003821 * e^{0,000612*BHP} \quad (54)$$

Es necesario también graficar los datos de presión contra tiempo para obtener la respectiva ecuación de la tendencia como se muestra en la **Figura 42:**

**Figura 42** Presión en función del tiempo para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

De la **Figura 42** se obtiene la siguiente ecuación:

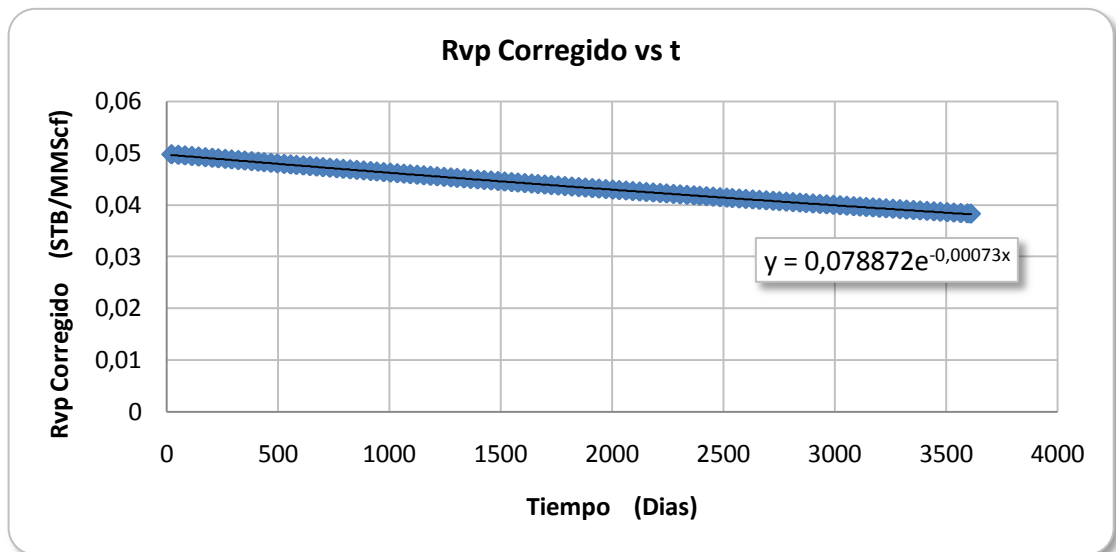
$$BHP = 5.007,321077 * e^{-0,000023*t} \quad (55)$$

A continuación se reemplaza la ecuación 55 en la ecuación 54 con el fin de obtener la ecuación de Rvp en función del tiempo:

$$Rvp = 0,0788772 * e^{-0,000730*t} \quad (56)$$

Con la ecuación anterior se grafican los datos de Rvp en función del tiempo como se muestra en la **Figura 43**.

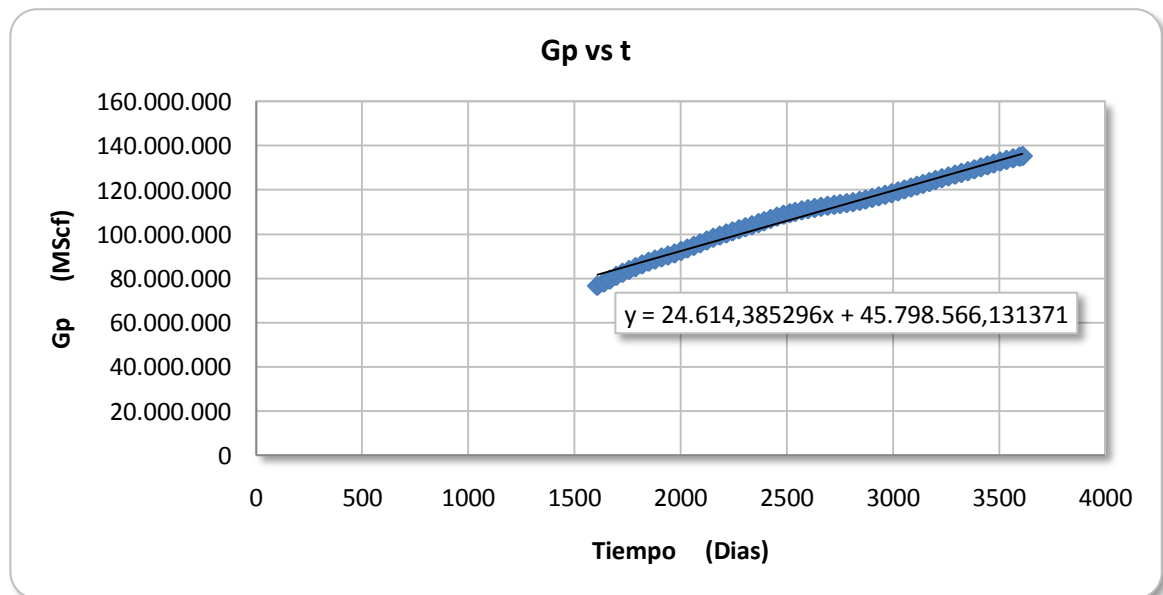
**Figura 43** Rvp Corregido en función del tiempo para el pozo W1.



Fuente: Los autores.

Para el procedimiento también se hace necesario tener la ecuación de gas producido acumulado en función del tiempo como se muestra en la **Figura 44**.

**Figura 44.** Gas producido en función del tiempo para el pozo W1.



Fuente: Los autores.

De la **Figura 44** anterior se obtuvo la siguiente ecuación:

$$Gp = 24.614,385296t + 45.798.566,131371 \quad (57)$$

Se despeja  $Nc$  de la ecuación 52 para obtener:

$$Nc = Gp * Rvp \quad (58)$$

Reemplazando las ecuaciones 56 y 57 en la ecuación 58 se obtiene:

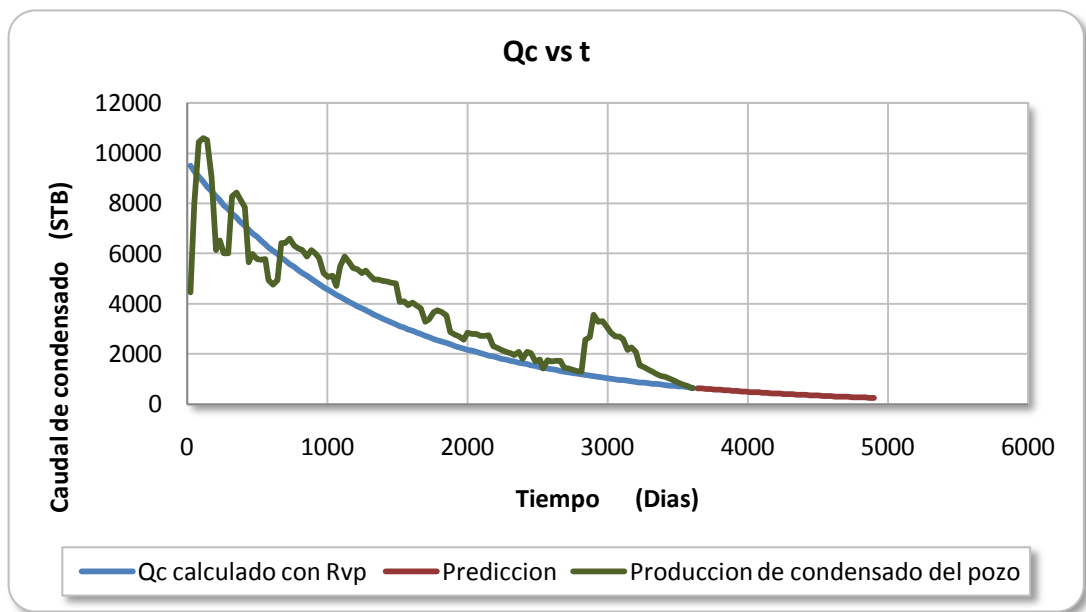
$$Nc = [24614,385296t + 45798566,13171] * [0,0788772 * e^{-0,000730*t}] \quad Ec \quad (59)$$

Derivando la ecuación 59 en función del tiempo se obtiene:

$$\frac{dNc}{dt} = q_c = [122277,09 - 1,7968501 * t] * [0,78872 * e^{-0,000730*t}] \quad (60)$$

La anterior es la ecuación que representa la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W1, como se puede observar en la **Figura 45**.

**Figura 45.** Comparación entre el condensado producido y la predicción realizada con la variable Rvp para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

### 3.2.1 Análisis de resultados

Al llegar al final de la curva de producción de condensado se observa que los datos tienen valores muy parecidos a los pronosticados por la correlación, y no solo esto, sino que representa de una u otra forma un comportamiento ideal del pozo sin salirse del rango en el que se encuentran dichos datos de producción.

La variable Rvb mencionada en este capítulo es una medida de la cantidad de condensado vaporizado que se encuentra presente en el gas que se va a producir del yacimiento, el cual es máximo al inicio de la vida productiva del mismo y va disminuyendo gradualmente debido a la condensación de líquido en el yacimiento. Al comparar los valores de Rvb con los datos de producción (Rvp) se observa que esta última subestima la relación entre el condensado y el gas producido en

superficie, lo cual requiere un mejoramiento del comportamiento de los datos y optimizar la gráfica para poder hacer uso adecuado de la variable  $R_{vp}$ .

La corrección consiste en que el  $R_{vp}$  pueda representar la fracción de líquidos que pueden ser condensados en superficie de la variable  $R_{vb}$ .

Una vez corregido el  $R_{vp}$  se procede a calcular las ecuaciones necesarias para la determinación de la correlación que represente el comportamiento aproximado de la tasa de condensado por un método gráfico. La gran ventaja de hacer el tipo de graficas anteriormente mostradas es que los efectos de distorsión por los trabajos hechos en pozo se pierden por completo permitiendo hacer un análisis matemático mucho más sencillo y práctico.

Se debe tener en cuenta que la correlación  $R_{vb}$  necesita un parámetro de ajuste (denominado CGR) que debe determinarse según el pozo o campo. Además es posible que en el procedimiento se encuentren variables en las que los valores calculados se salgan un poco del rango que generalmente se debe tener en cuenta, pero cabe afirmar que esto no afecta el desarrollo de la ecuación de la predicción.

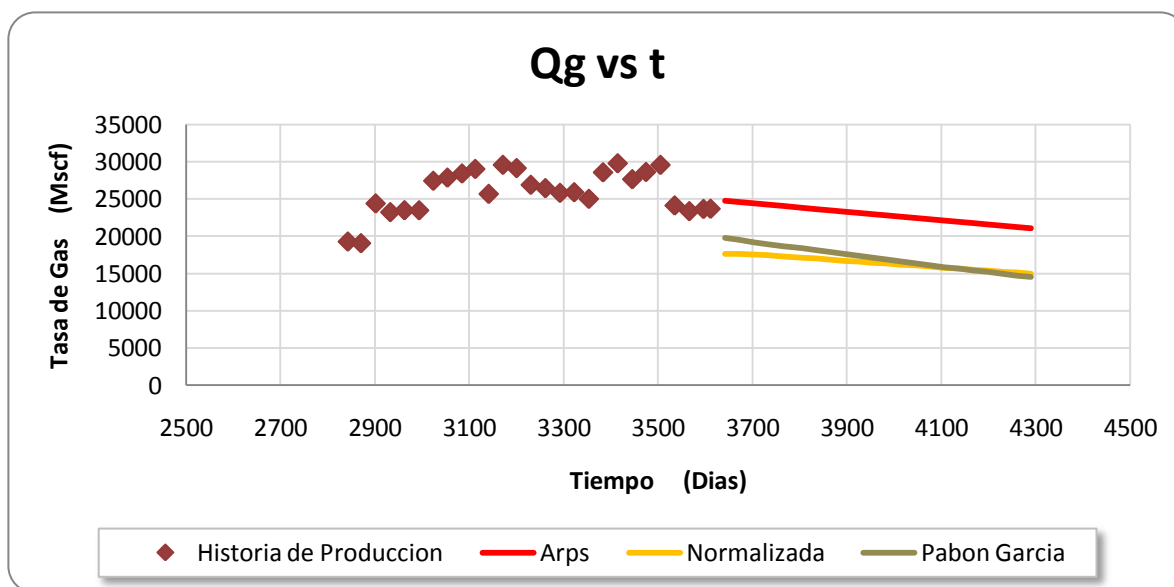
La metodología, es un procedimiento sencillo y rápido en el que se pueden calcular las variables sin problema y no depende de datos de alta confidencialidad. Por el contrario, si aun no se cuenta con los datos de un Análisis PVT o de una muestra de fluido, la correlación  $R_v$  puede ser aplicada con buenos resultados a la hora de aproximar el comportamiento de producción. Por lo tanto se puede afirmar que la predicción realizada con esta correlación puede dar un ajuste confiable en tiempos futuros.

### 3.2.2 Comparación general de resultados

A continuación se presentan las gráficas de producción de Gas y de Condensado para los pozos W1, W2 y W3 en las que se comparan los distintos métodos analizados.

En cuanto a las predicciones de la tasa de gas (**Figura 46**) se puede ver que la metodología de Arps es la que presenta el pronóstico más optimista en la producción.

**Figura 46** Comparación de las predicciones para el pozo W1.

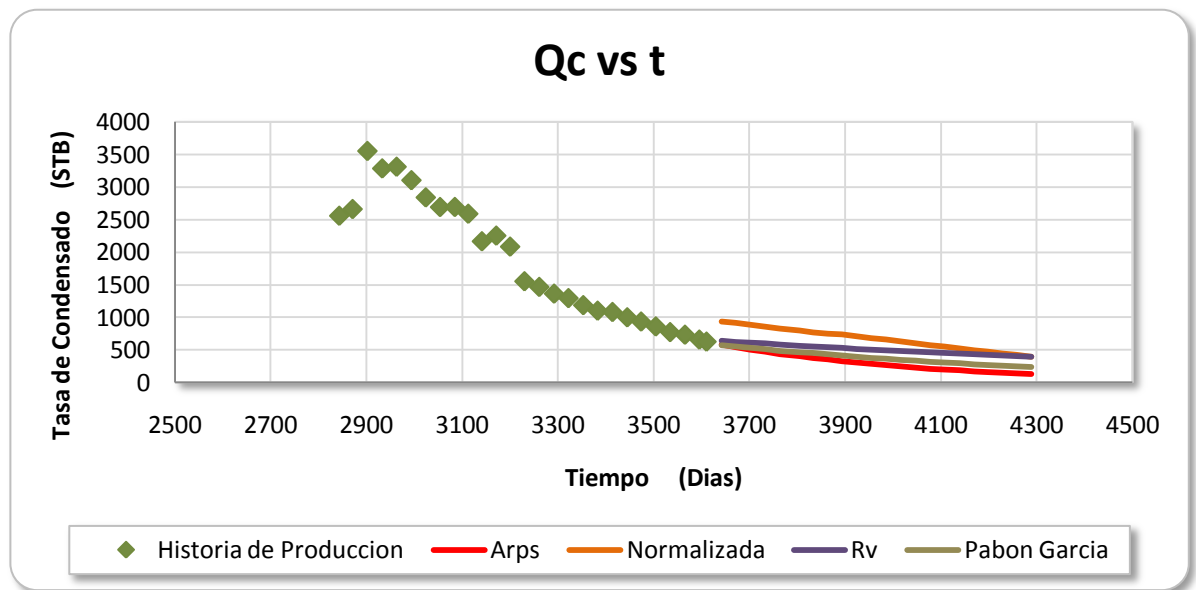


**Fuente.** Los Autores

Por el contrario la aproximación de Pabón-García muestra una declinación ligeramente mayor en la tasa a tiempos futuros, con una predicción muy similar a la curva normalizada.

En cuanto al caudal de condensado (**Figura 47**), podemos apreciar que la curva normalizada es la que brinda la predicción mas alta de todas. También podemos ver que las Predicciones calculadas con el Rv, Pabón-García y Arps son muy similares siendo la primera la más alta y disminuyendo en el mismo orden lo cual demuestra que dichas predicciones pueden ser buenas prediciendo el comportamiento de la tasa de condensado.

**Figura 47** Comparación de las predicciones para el pozo W1

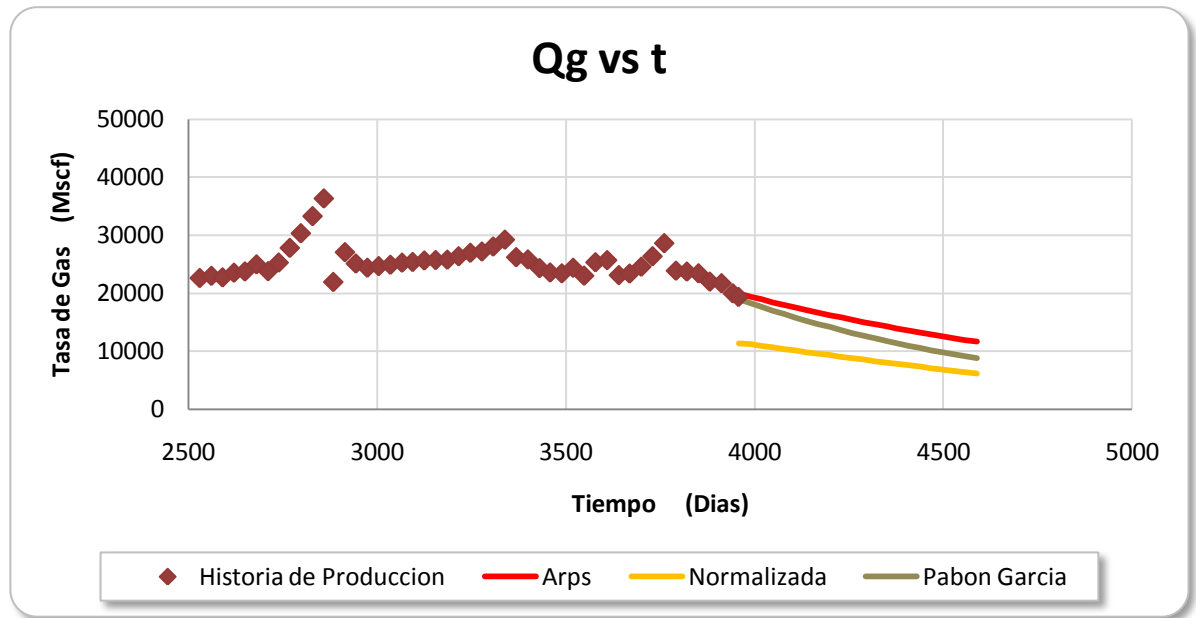


**Fuente.** Los Autores

De la misma manera se presentan las gráficas con la comparación de resultados para los pozos W2 y W3.

En la **Figura 48** se puede observar que la predicción por medio del procedimiento normalizado tiene un ajuste apenas aceptable. Por otro lado las predicciones de la metodología Pabón-García y la metodología de Arps tienen mejores predicciones y se distancian una de la otra con el tiempo, siendo más optimista la metodología de Arps.

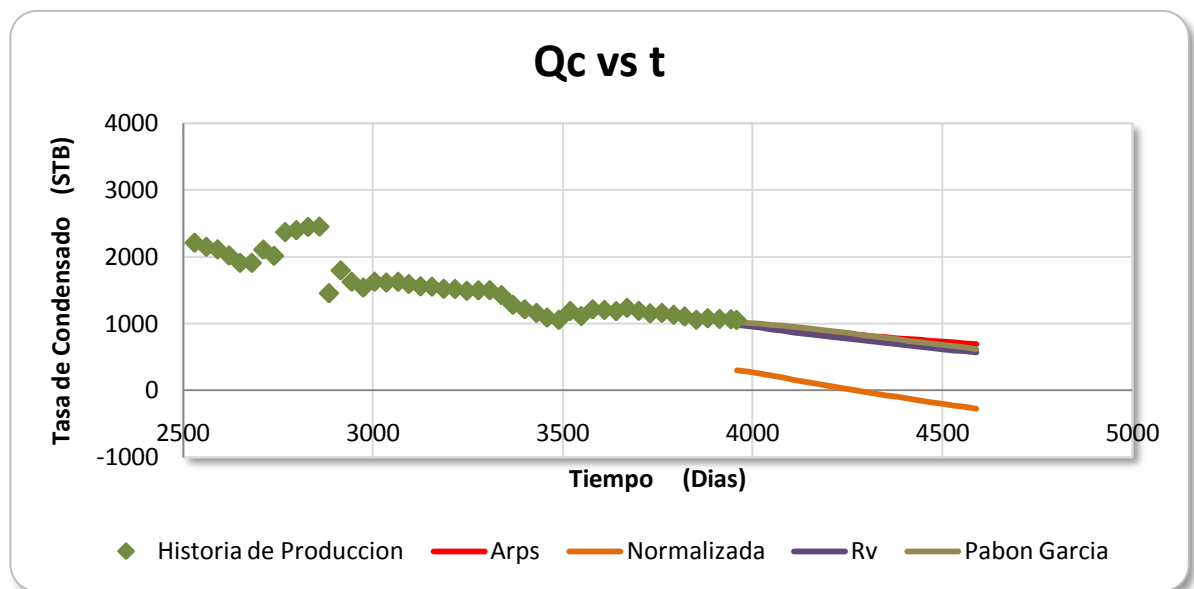
**Figura 48** Comparación de las predicciones para el pozo W2.



**Fuente.** Los Autores

Para el caso de la predicción de la producción de condensado del pozo W2, se observa en la **Figura 49** que a excepción de la curva normalizada, el comportamiento de las demás predicciones es muy similar. La curva de Arps arroja resultados más optimistas que la curva de la metodología Pabón-García y que la calculada con la variable  $R_{vp}$ , respectivamente.

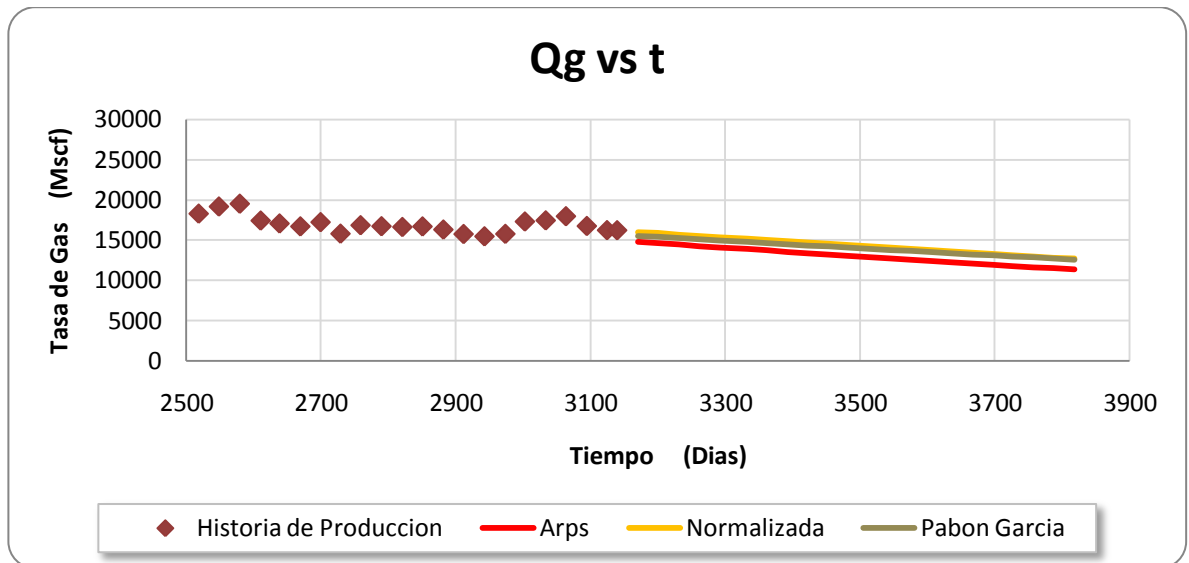
**Figura 49** Comparación de las predicciones para el pozo W2.



Fuente. Los Autores

En la **Figura 50** se puede observar que el comportamiento de las predicciones de la tasa de gas del pozo W3 es prácticamente el mismo en los tres casos analizados. Para éste pozo, la metodología de la tasa normalizada de gas no tuvo tanto error como en el anterior pozo y su predicción se acerca a la de Arps al llegar al final del tiempo predicho.

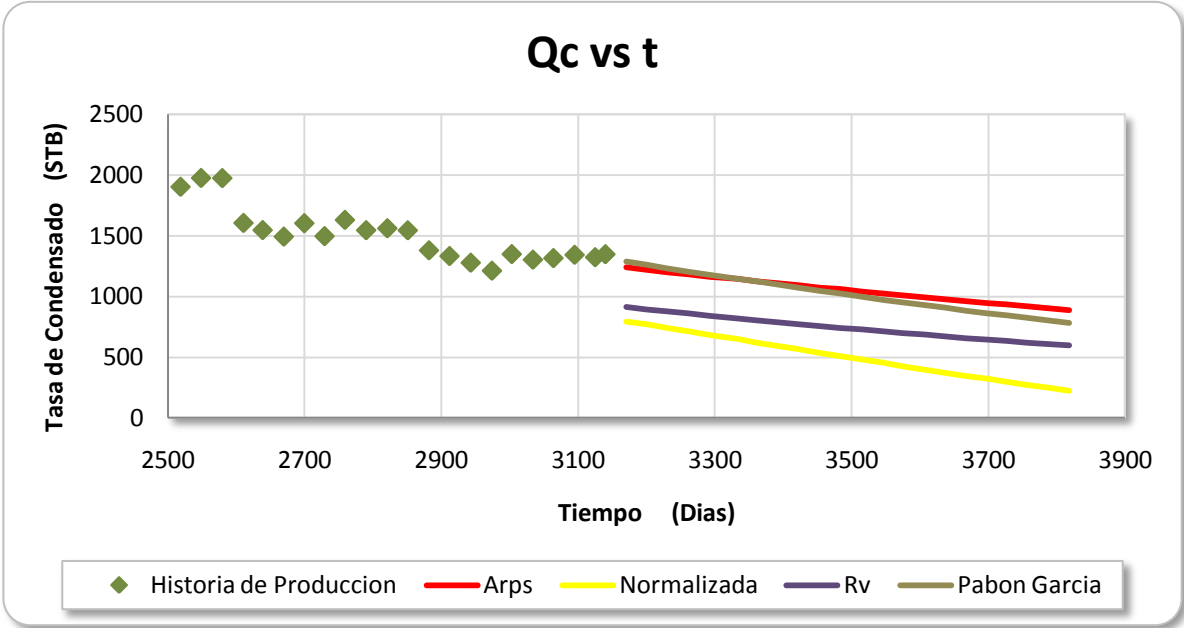
**Figura 50** Comparación de las predicciones para el pozo W3.



**Fuente.** Los Autores

Como se puede apreciar en la **Figura 51** las metodologías de Arps y Pabón-García tienen buenos acercamientos a la tasa de condensado del pozo. Por el contrario, la metodología calculada por medio del Rvp y la metodología de las tasas normalizadas pierden exactitud y en cierta medida se alejan de la realidad, en especial ésta última que, para este caso, brinda los resultados menos exactos de todas las predicciones.

**Figura 51** Comparación de las predicciones para el pozo W3.



Fuente. Los Autores

## CONCLUSIONES

- El método empírico desarrollado por Arps para la generación de las curvas de declinación muestra buenos resultados si se calcula teniendo en cuenta únicamente los datos del último evento de la producción del Yacimiento de Gas Condensado W.
- Las curvas obtenidas mediante el método de Arps para pozos de gas condensado presentaron buenos ajustes en los pronósticos de las tasas y de los acumulados. A pesar de esto, no se puede generalizar sobre el comportamiento de dicha metodología para todos los yacimientos de gas condensado debido a que se debe tener en cuenta características del yacimiento como la formación de líquidos en fondo de pozo o la pérdida de la permeabilidad relativa del gas, que influyen considerablemente en la precisión de los resultados.
- El procedimiento de la metodología Pabon-García tiene un mejor fundamento matemático que el realizado por Arps debido a que calcula y tiene en cuenta características del yacimiento como el equivalente de condensado para la generación de las curva de Declinación. Sin embargo no tuvo buenos ajustes en los pronósticos del campo W.
- Las predicciones determinadas por las tasas normalizadas se ajustan mejor a las curvas de producción de condensado que a las de gas ya que las curvas de condensado tienen una declinación menos pronunciada y en la cual se percibe en menor medida la distorsión causada por los trabajos hechos en los pozos. Aunque se consiguió eliminar la dispersión de los datos en ambos casos y se logró un ajuste aceptable en el pronóstico de la producción del

Yacimiento W, de las cuatro metodologías fue la que brindó los resultados más pobres.

- La metodología desarrollada con base en la variable Rvp (petróleo vaporizado en el gas) tuvo resultados aceptables al aplicarse al Yacimiento W.
- El procedimiento basado en el Rvp, depende únicamente de datos de producción, que son fáciles de calcular. El conocimiento de las suposiciones en las que se basaron los fundamentos del presente análisis de curvas de declinación y la corrección que debe hacerse a dicho valor, dan una idea de las características propias de un yacimiento de gas condensado y proporciona un buen análisis cuando se predicen los comportamientos futuros.
- Con el estudio realizado se pudo concluir que la correlación desarrollada por Banbi (y otros), presentó buenos resultados y fue la base de la predicción de la tasa de condensado.
- El análisis de curvas IPR es una buena herramienta para calcular el comportamiento de producción de un pozo. Desafortunadamente depende de datos que no siempre se encuentran a la mano de los investigadores y por lo tanto no se pueden aplicar. Sin embargo, se le dio un buen enfoque al trabajo hecho en el presente proyecto al determinar las eficiencias de flujo y las curvas IPR por el método estándar de Fetkovich como medio para ayudar a calcular la mejor tendencia de declinación, a pesar de la falta de datos para los cálculos.
- A partir de este estudio se concluyó que la metodología del Petróleo vaporizado en el gas Rvp, arroja resultados similares a la metodología de Arps. Por lo tanto se puede hacer una buena aproximación del comportamiento de la curva de declinación de los pozos con esta metodología

en los casos en los que el comportamiento del condensado no pueda ser determinado con facilidad.

## RECOMENDACIONES

Aplicar las metodologías presentadas en este documento en yacimientos donde sea más fácil la recopilación de los datos de producción, permeabilidades, porosidades, daños y demás variables involucradas para más pozos que los usados en este estudio, ya que esto permite hacer un mejor análisis de la declinación del yacimiento.

Aplicar las curvas de declinación de Arps a yacimientos de gas condensado teniendo en cuenta las suposiciones necesarias para el éxito del análisis ya que las condiciones tan variantes de la producción de los pozos hacen de ésta una difícil labor. Además, para lo yacimientos de gas condensado, este análisis brinda resultados que pueden ajustarse o no al comportamiento real del yacimiento.

Para el método de las producciones normalizadas se recomienda utilizarlo en otro campo de gas condensado para poder determinar de mejor manera la influencia de los trabajos hechos en pozo y su afectación en la curva de declinación. Además puede hacerse su aplicación a los yacimientos de gas condensado utilizando solamente la declinación causada por el ultimo pozo.

En cuanto a la metodología de la relación petróleo vaporizado en el gas, se recomienda hacer la aplicación de la misma a otros pozos que tengan dificultades en el momento de pronosticar la tasa de gas o aceite por medio de las curvas de declinación convencionales, por ejemplo pozos naturalmente fracturados, pozos horizontales, pozos con múltiples capas, de baja permeabilidad y pozos con alto corte de agua para comprobar su funcionamiento, ya que no todas las curvas de declinación aplican bajo ciertas condiciones que dichos pozos no cumplen.

Ya que para el cálculo de las curvas IPR se necesitan datos de yacimiento que incluyen pruebas de pozo de varios tipos, se recomienda realizar el estudio por medio de curvas IPR en campos que demuestren su interés en este tipo de trabajos y faciliten dichas ya que con esto se pueden calcular las funciones de pseudopresión que se utilizan en las ecuaciones que facilitan el análisis IPR de los pozos, de la influencia de los trabajos y las intervenciones hechas en los mismos.

Se recomienda aplicar la metodología basada en el petróleo vaporizado en el gas a otros pozos de gas condensado, con el fin de comprobar si se pueden obtener buenos resultados como el del yacimiento W.

## BIBLIOGRAFÍA

- ARPS, J.J.: “Analysis of Decline Curves” paper JPT 1758 presentado en Houston Meeting, Mayo 9 de 1944.
- CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios de Gas Condensado – Análisis del Comportamiento. Universidad Nacional de Ingeniería. PERU.2005.
- *COSKUNER, Gökhan. Performance Prediction in Gas Condensate Reservoirs. En: JCPT. Agosto, 1999, vol. 38. No. 8, p.32-36.*
- EI-FATTAH AHMED MOHAMED, Khaled. Volatile Oil and Gas Condensate Fluid Behavior for Material Balance Calculations and Reservoir Simulation. Thesis Submitted in partial fulfillment of the requirements of the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum Engineering. Cairo University. Faculty of Engineering. Department of Mining, Petroleum and Metallurgical Engineering, 2005. 107 p.
- EI.BANBI, A.H., FATTAH, K.A. y SAYYOUH, M.H. “New Modified Black Oil Correlation for Gas Condensate and Volatile Fluids”, Paper SPE 102240. Presentado en el 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, Septiembre 24 – 27 de 2006.
- FETKOVIC, M.J, FETKOVICH, E.J.,& FETKOVICH, M.D.(1994). *Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis.* Trabajo SPE 28628 presentado en la reunión anual de la SPE, New Orleans, LA, Sept. 25-28.

- GARCÍA, Yamel y PABÓN, Cesar. Predicción del Comportamiento Futuro de Pozos Productores de Gas Condensado mediante la generación de nuevas Curvas de Declinación y Correlaciones. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Caracas.: Universidad Central de Venezuela. 2002. 52 p.
- GUEIRA, F.: “Inflow Performance Relationships for Gas Condensates”. Paper SPE 63158. Presentado en Dallas, Texas, Octubre de 2000.
- JOKHIO, S.: “Establishing Inflow Performance Relationships IPR for Gas Condensate Wells”. Paper SPE 75503. Presentado en Calgary, Alberta, Canadá. Mayo de 2002.
- *LEE, Jhon. WATTENBARGER, Robert. Gas Reservoir Engineering. 1 Ed. Vol. 5. Richardson, Texas: SPE Textbook Series 1996. 217 p.*
- MISHRA, S. CANDLE B.H: “A simplified procedure for gas deliverability calculations using dimensionless IPR Curves”. Paper SPE 13231. Presentado en Houston, Texas, Septiembre de 1984.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición 2009. Maracaibo Venezuela. 503 p.
- PEREIRA José y NAVARRO, William. Técnicas para la evaluación de la productividad en yacimientos de aceite volátil y gas condensado. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 1997. 128 p.

- ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de Yacimientos de Gas condensado. 2 ed. Puerto la Cruz: Universidad del Oriente 2003. 15-30 p.
- POSTON, Steven. POE, Bobby. Analysis of Production Decline Curves Primera Edición. SPE Books Committee 2008.
- VEGA, L. BARRUFET, M.A. "Analysis of a non-Volumetric Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 68666, Presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Indonesia, Abril 17-19 de 2001.

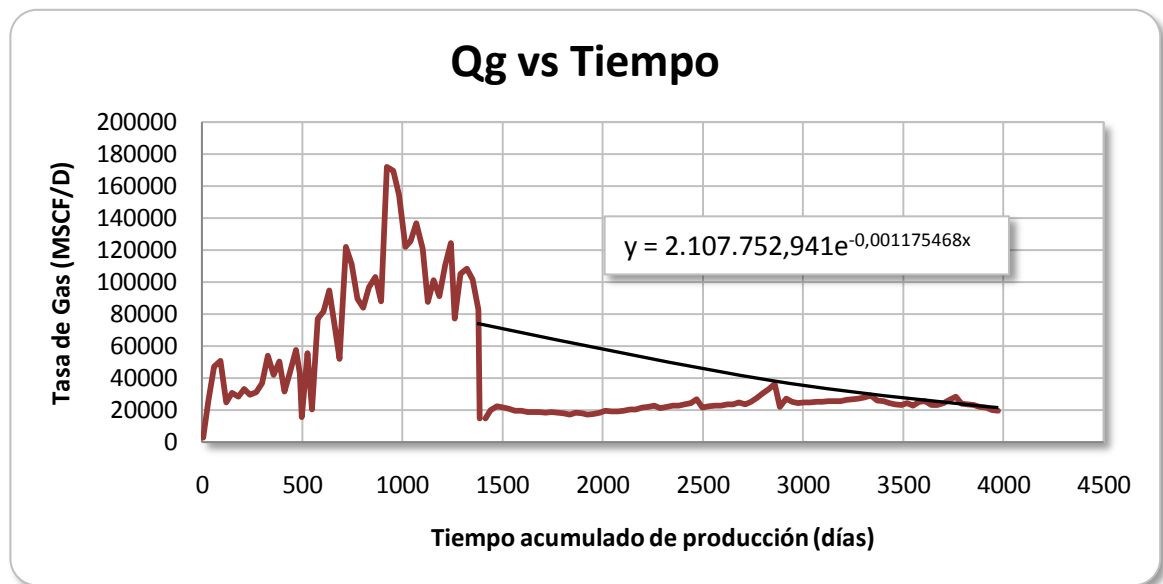
## APENDICE A

### APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ARPS PARA LOS POZOS W2 Y W3.

#### A.1 METODOLOGÍA DE ARPS PARA EL POZO W2.

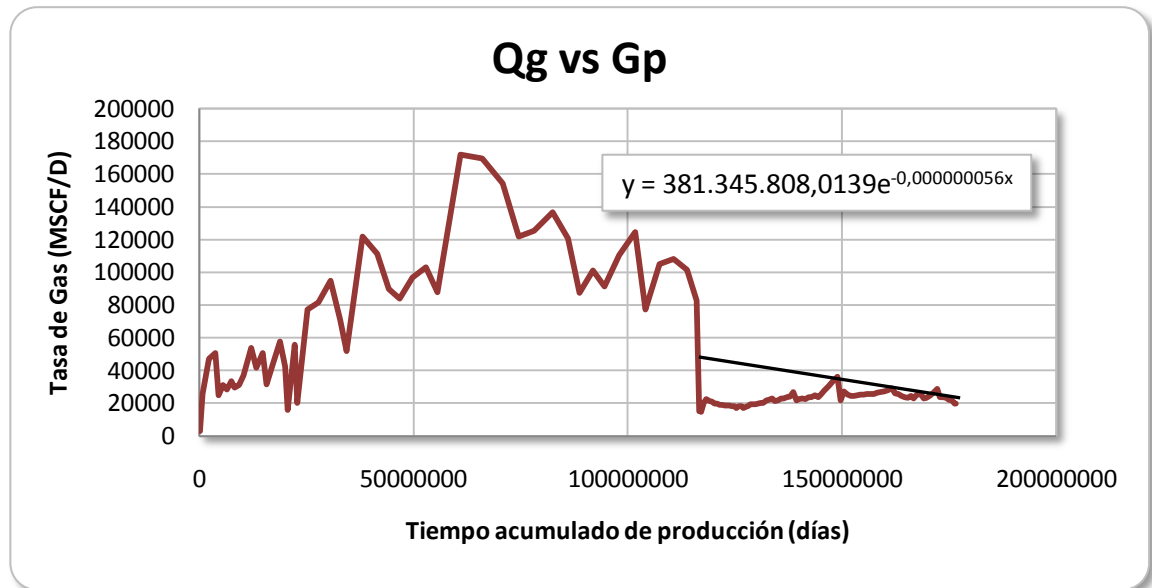
Para determinar el tipo de declinación del pozo W2 se realizan las gráficas de tasa de gas versus el tiempo en coordenadas semilogarítmicas y cartesianas (Ver **Figuras 52 y 54**) y la tasa gas versus gas producido acumulado, en coordenadas cartesianas y semilogarítmicas (Ver **Figuras 53, 55**)

**Figura 52.** Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W2



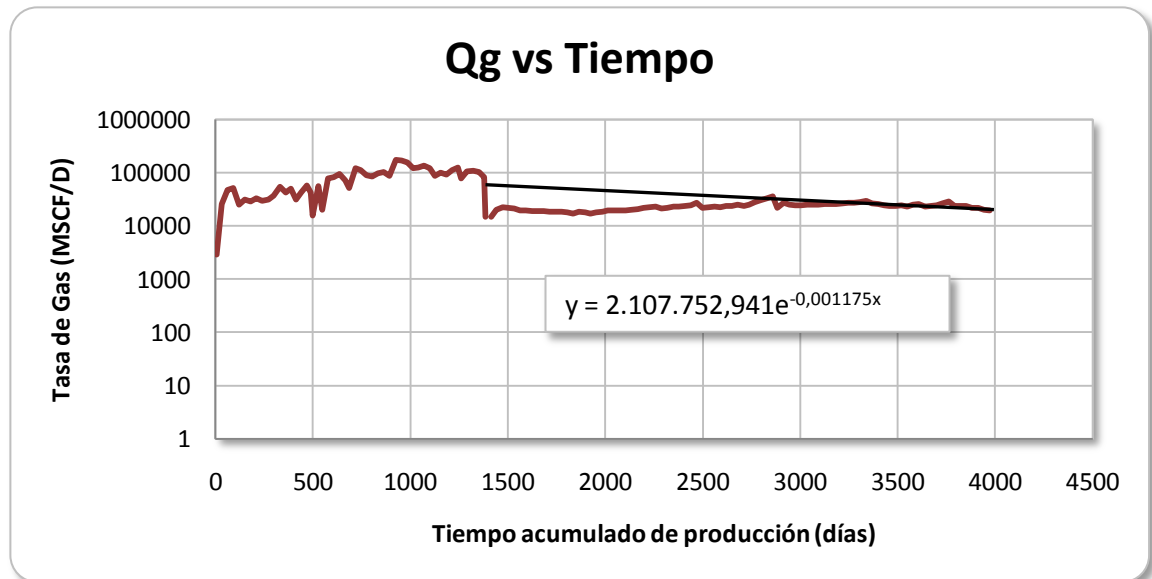
Fuente. Los Autores

**Figura 53.** Comportamiento de la tasa de Gas vs Gas Producido del Pozo W2.



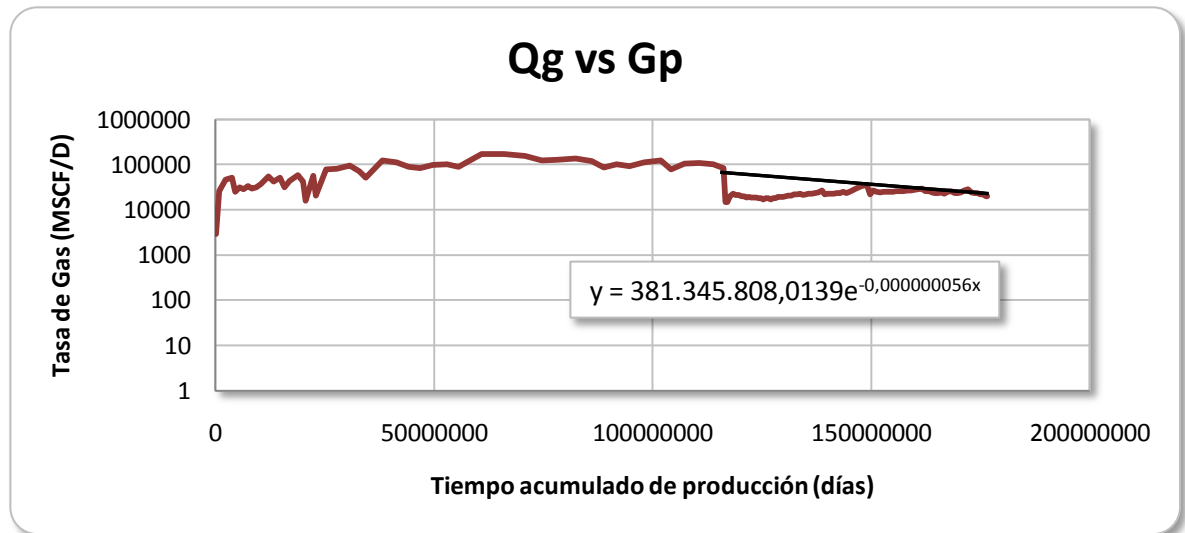
Fuente. Los Autores

**Figura 54.** Comportamiento de la tasa de producción de Gas Seco del pozo W2. (Semilogaritmico)



Fuente. Los Autores

**Figura 55.** Comportamiento de la tasa de Gas vs Gas Producido del Pozo W2. (Semilogarítmico)



**Fuente.** Los Autores

Al comparar el comportamiento gráfico de las anteriores figuras con la **Figura 1** se determina que el comportamiento de producción del pozo W2 es de tipo exponencial.

Con la tendencia presentada en la **Figura 54** se determinan las ecuaciones para las predicciones de tasa de gas y gas producido para el pozo W2.

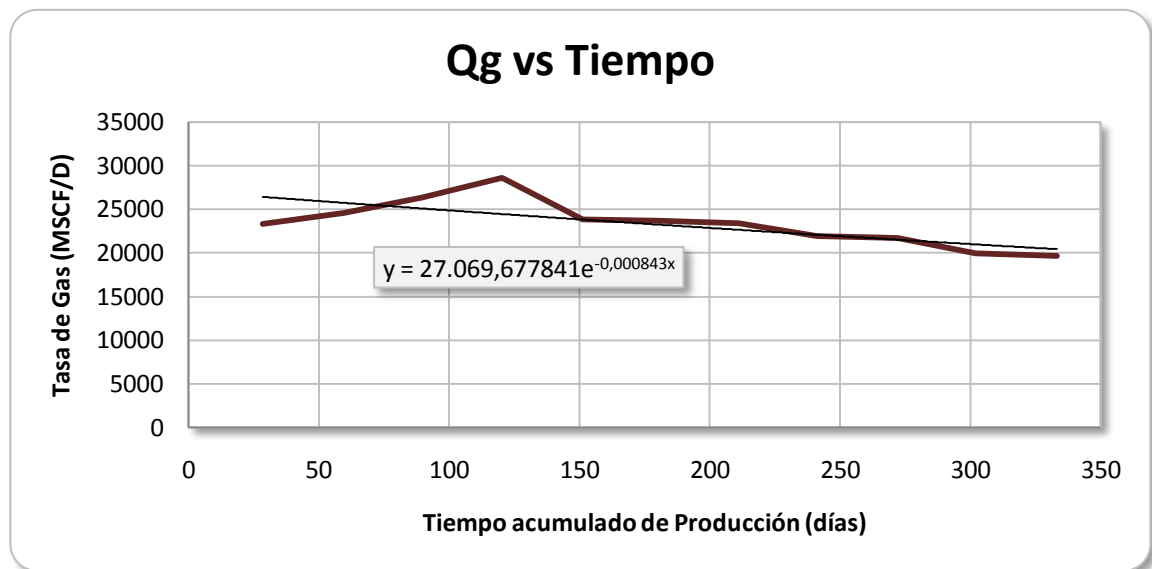
$$q_g = 2.107.752,941e^{-0.001175t} \quad (MSCF/D) \quad (61)$$

$$G_p = \frac{2.107.752,941}{0.001175} [1 - \exp^{-0.001175t}] \quad (MSCF) \quad (62)$$

Al igual que la aplicación hecha al pozo W1, se realizarán predicciones con los datos del último evento representativo realizado en el pozo W2, el cual según con el cálculo de eficiencias presentado en el **APENDICE C**, es el evento 6.

La **Figura 56**, presenta el comportamiento del gas después del último evento, la cual se requiere para determinar las ecuaciones que brindarán el pronóstico de Gas y Gas Producido Acumulado. (Ver ecuaciones 63 y 64)

**Figura 56.** Última declinación de Gas para el pozo W2



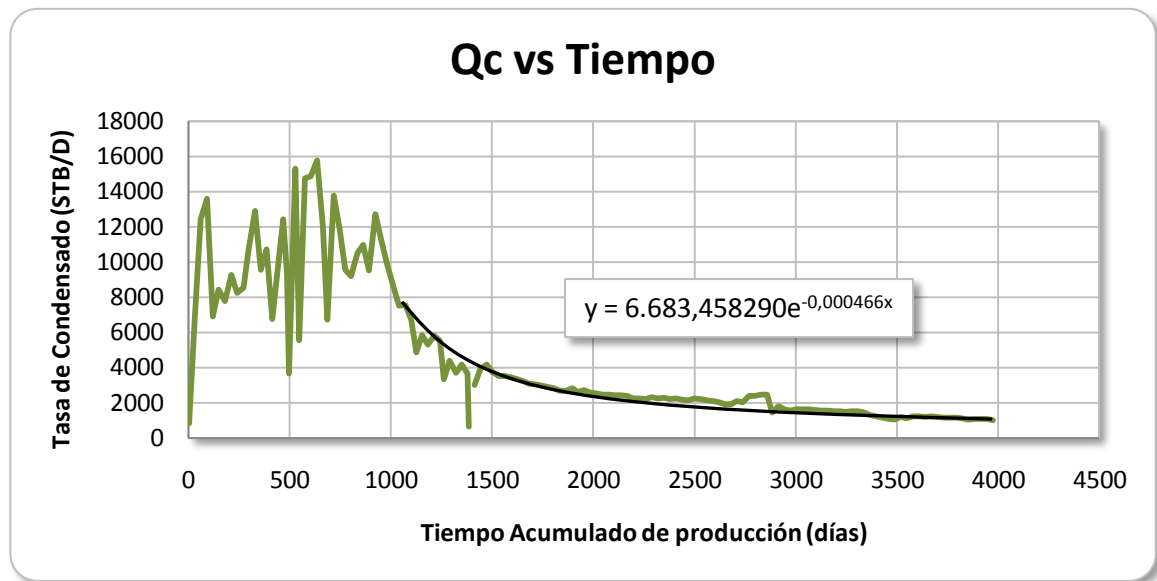
**Fuente.** Los Autores

$$q_g = 27.069,677841e^{-0,000843t} \quad (MSCF/D) \quad (63)$$

$$G_p = \frac{27.069,677841}{0,000843} [1 - \exp^{-0,000843t}] \quad (MSCF) \quad (64)$$

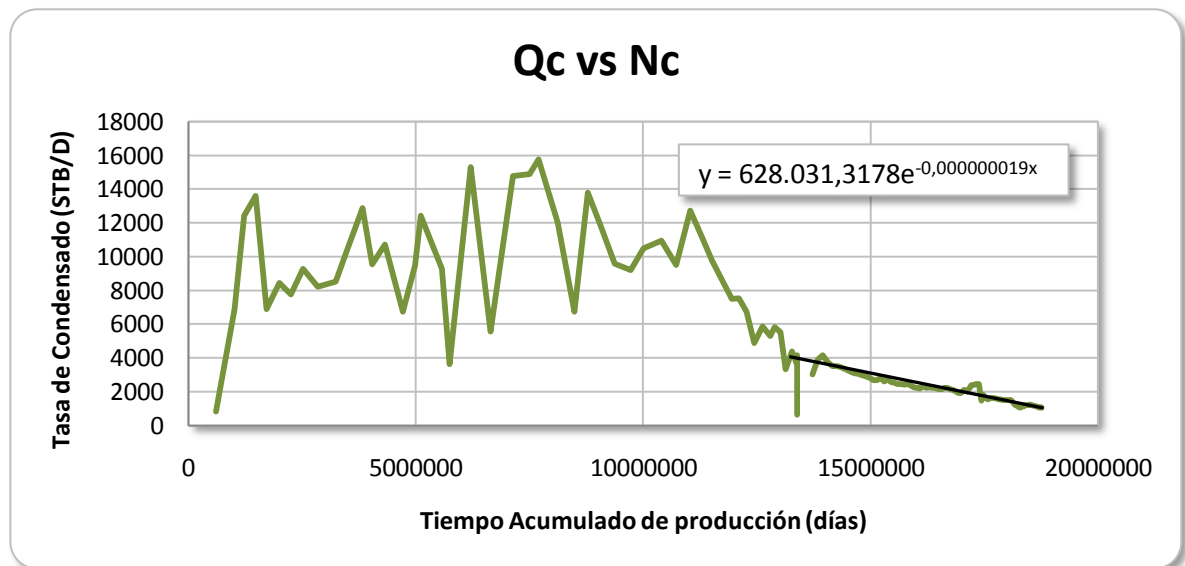
Posteriormente se repite el procedimiento para la tasa de Condensado, comenzando con el análisis de toda la historia de producción, como se observa en las **Figuras 57 y 59**, del comportamiento del condensado en función del tiempo en coordenadas cartesianas y semilogarítmicas, y el comportamiento del condensado en función del condensado producido en coordenadas semilogarítmicas y cartesianas como se muestra en las **Figuras 58 y 60**.

**Figura 57** Comportamiento de la Tasa de Condensado para el W2.



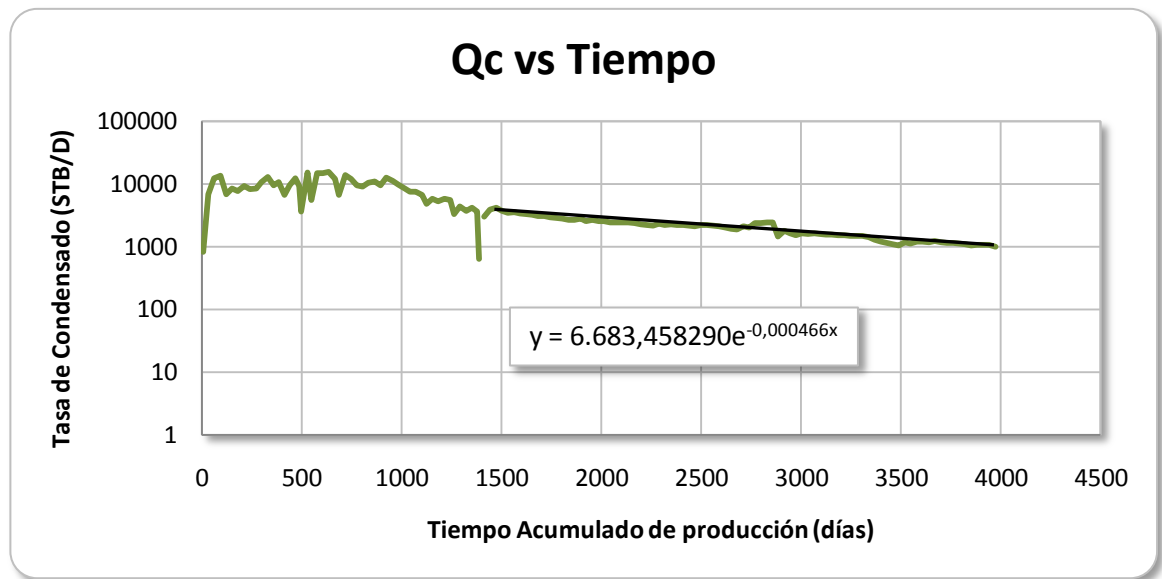
Fuente. Los Autores

**Figura 58** Comportamiento de la Tasa de Condensado vs Condensado Producido, para el pozo W2



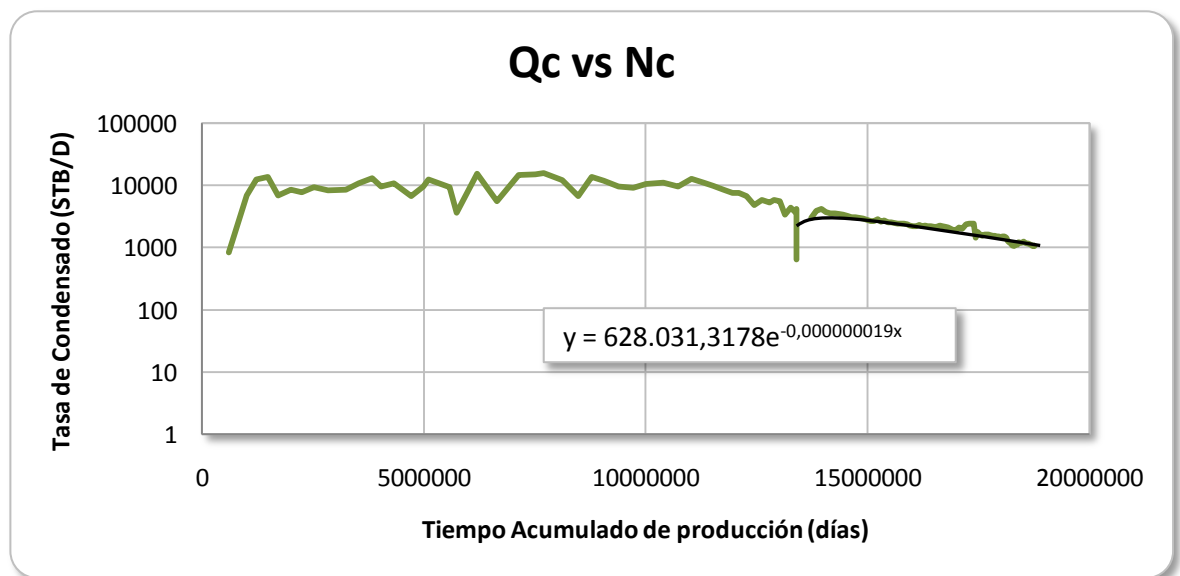
Fuente. Los Autores

**Figura 59** Comportamiento del Condensado para el pozo W2 (Semilogarítmico)



Fuente. Los Autores

**Figura 60** Tasa de Condensado vs Condensado Producido para el pozo W2 (Semilogarítmico)



Fuente. Los Autores

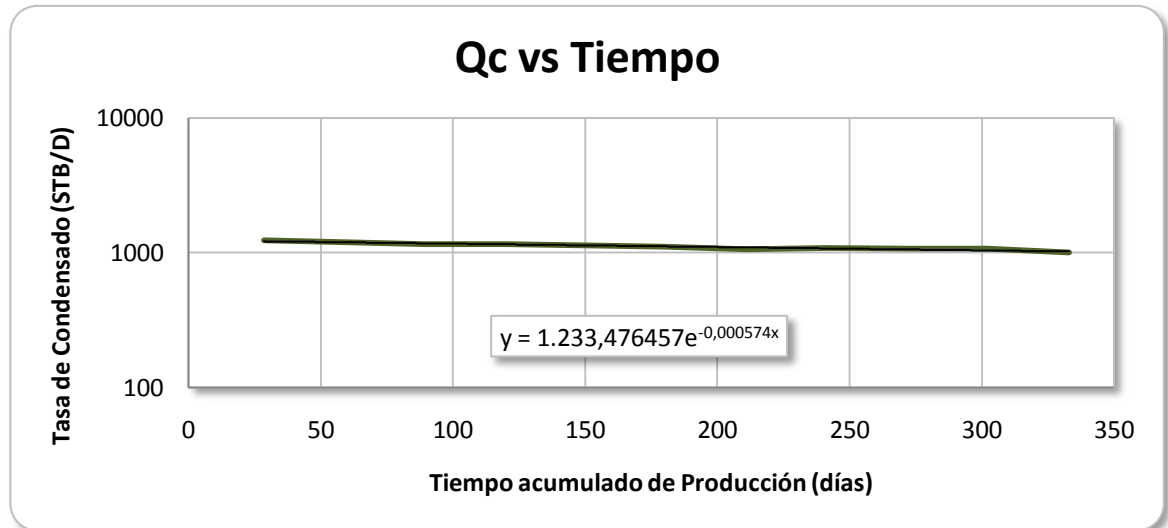
De la **Figura 59** se determina una declinación exponencial y las ecuaciones para las predicciones de tasa y Condensado producido que se presentan a continuación:

$$q_c = 6.683,458290e^{-0,000466t} \quad (STB/D) \quad (65)$$

$$N_c = \frac{6.683,458290}{0,000466} [1 - \exp^{-0,000466t}] \quad (STB) \quad (66)$$

Para determinar la predicción después del último evento, se realiza la gráfica de tasa de Condensado versus tiempo en coordenadas semilogarítmicas (Ver **Figura 61**).

**Figura 61.** Ultima declinación de Condensado para el pozo W2



**Fuente:** Los Autores

De la **Figura 61** se determina una nueva declinación exponencial, de donde se generan las ecuaciones para la predicción de tasa de condensado y condensado

producido con base al comportamiento generado por el evento 6 para el pozo W2 (Ver ecuaciones 67 y 68)

$$Q_{cond} = 1.233,476457e^{-0.000574t} \quad (STB/D) \quad (67)$$

$$N_c = \frac{1.233,476457}{0.000574}(1 - e^{-0.000574t}) \quad (STB) \quad (68)$$

Para terminar el análisis, se generan los pronósticos después del último evento y los pronósticos con toda la historia de producción desde Agosto del 2008 hasta Mayo del 2010 y se compararan con los datos reales de producción en dichas fechas. (Ver Anexos **Tablas 18 y 19**)

La **Tabla 5** muestra el error de las predicciones y la comparación entre los cálculos con la data de producción completa y con la que se inicia en el evento 6.

**Tabla 5** Errores estimados y Comparación de resultados. (W2)

<b>ERROR PROMEDIO (Toda la Producción)</b>			
<b>Qc</b>	<b>Qg</b>	<b>Nc</b>	<b>Gp</b>
<b>0,08917412</b>	0,24570166	0,17743346	0,29988378
<b>ERROR PROMEDIO (Después del Evento 6)</b>			
<b>Qc</b>	<b>Qg</b>	<b>Nc</b>	<b>Gp</b>
<b>0,0739392</b>	0,1376423	0,0007518	0,0167386

**Fuente.** Los Autores.

### A.2.1 Análisis de Resultados

Los pronósticos generados con los datos del último evento para este caso tuvieron mejores resultados que los realizados con la historia completa de producción.

Al realizar los pronósticos con toda la historia de producción, se tuvo en cuenta los datos después del cierre de dos meses para evitar errores en el cálculo.

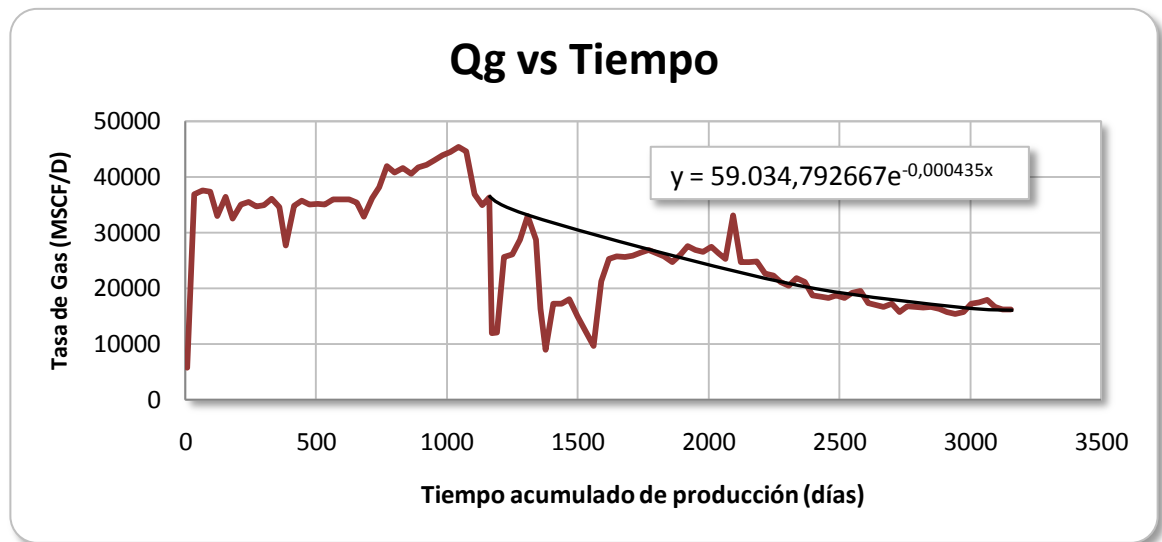
El pozo W2 muestra una mejor predicción para los pronósticos de tasa de gas y gas producido. Nuevamente la metodología de Arps muestra resultados satisfactorios parciales.

### **A.2 METODOLOGÍA DE ARPS PARA EL POZO W3.**

Se realiza el mismo procedimiento ya mencionado, se determinó en el **Apéndice C** que el último evento relevante es el quinto, al igual que con los otros pozos se mostrará al finalizar la tabla de errores en la estimación de datos y la comparación entre los resultados del análisis con la producción completa y con la producción después del evento 5.

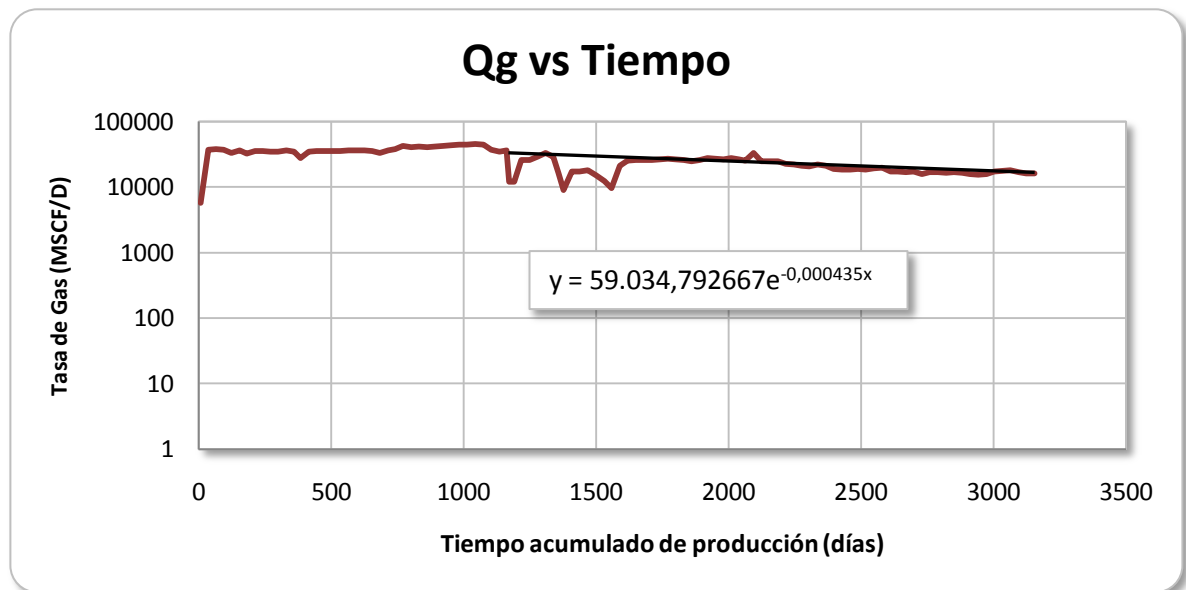
Se inicia el análisis con la realización de las gráficas que modelan el comportamiento del gas en función de tiempo, en coordenadas cartesianas y semilogarítmicas como se observa en las **Figuras 62 y 63**.

**Figura 62** Comportamiento de la Tasa de gas para el W3



Fuente: Los autores

**Figura 63.** Comportamiento de la tasa de Gas del pozo W3 (Semilogarítmico)



Fuente. Los Autores.

Con **Figura 63** se determinó un comportamiento exponencial al igual que los pozos W1 y W2, de la misma manera se generan sus ecuaciones de predicción

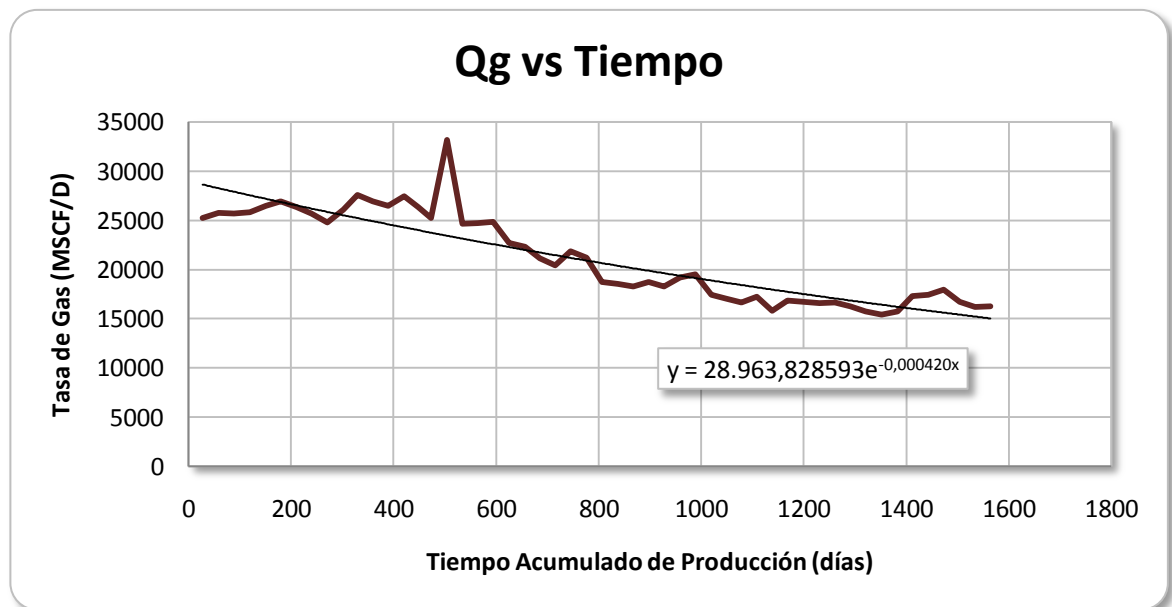
para gas y gas condensado partiendo del análisis de la historia de producción. (ver ecuaciones 69 y 70)

$$q_g = 59.034,792667e^{-0,000435t} \quad (MSCF/D) \quad (69)$$

$$G_p = \frac{59.034,792667}{0,000435} [1 - \exp^{-0,0004351t}] \quad (MSCF) \quad (70)$$

Se realiza el análisis para después del último evento, se construye una gráfica semilogarítmica del comportamiento del gas en función de tiempo como se ve en la **Figura 64** y posteriormente con su tendencia se determina las ecuaciones que predicen la tasa de gas y el gas producido acumulado (Ver ecuaciones 71 y 72)

**Figura 64.** Comportamiento de la Tasa de Gas después del evento 5.



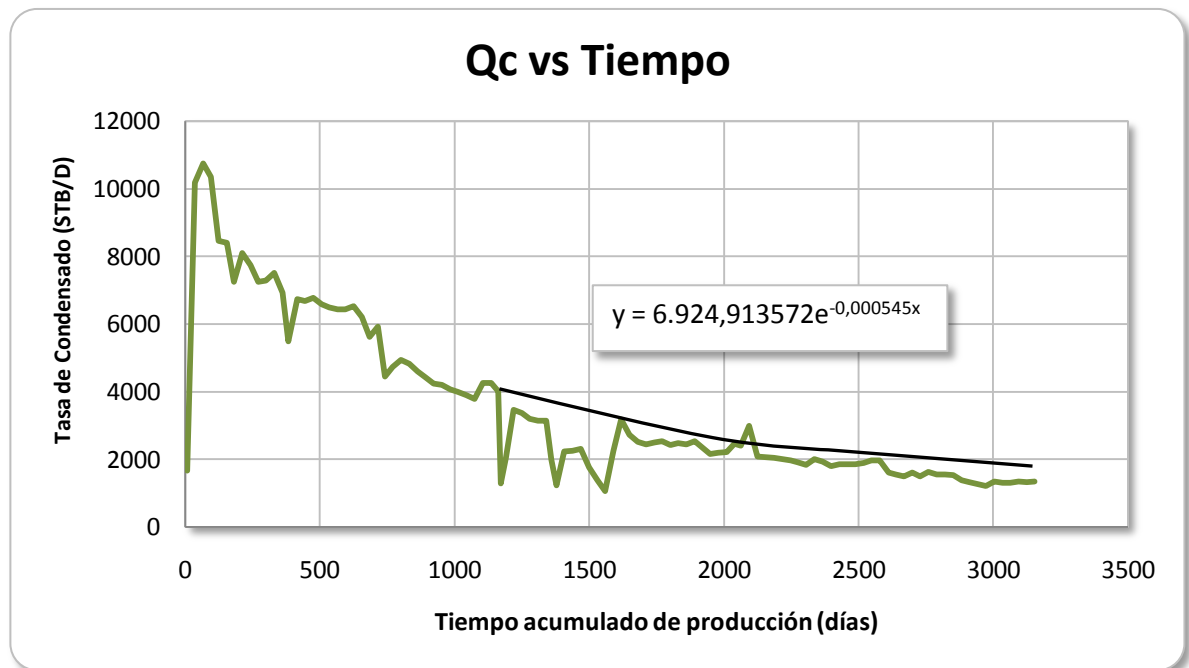
**Fuente.** Los Autores

$$q_g = 28.963,82859e^{-0.000420t} \quad (MSCF/D) \quad (71)$$

$$G_p = \frac{28.963,82859}{0,000420} [1 - \exp^{-0,000420t}] \quad (MSCF) \quad (72)$$

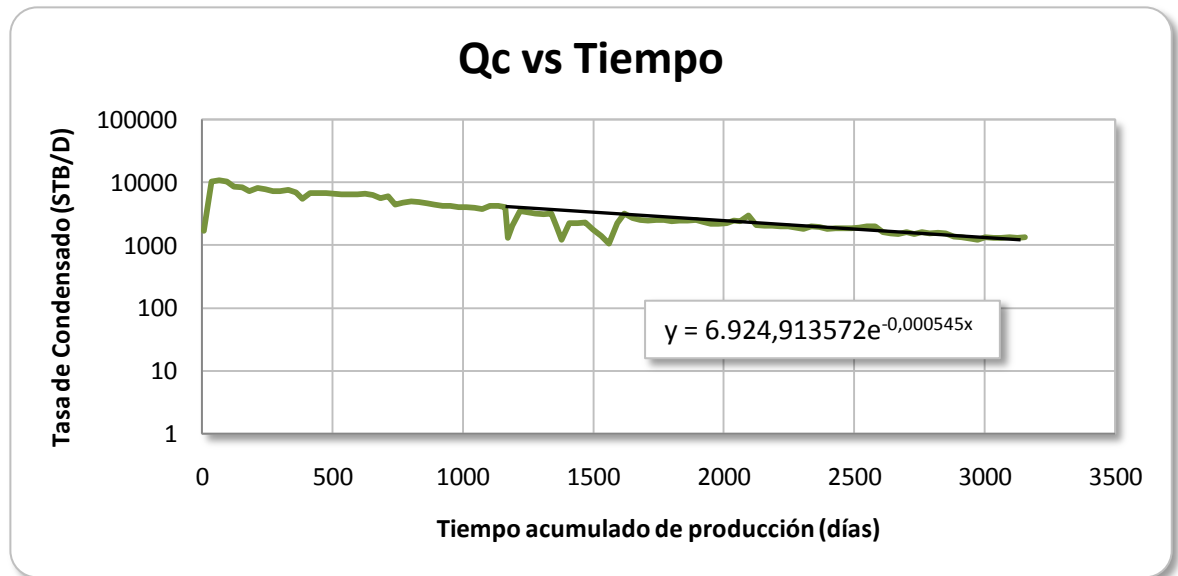
También, se realiza el análisis para la tasa de condensado partiendo de la gráfica de tasa de Condensado versus el tiempo, en coordenadas cartesianas y semilogarítmicas (Ver **Figuras 65** y **66**) donde se determina una declinación exponencial.

**Figura 65.** Comportamiento de la tasa Condensado del pozo W3.



**Fuente.** Los Autores

**Figura 66.** Comportamiento de la tasa de Condensado del Pozo W3. (Semilogarítmico)



**Fuente.** Los Autores

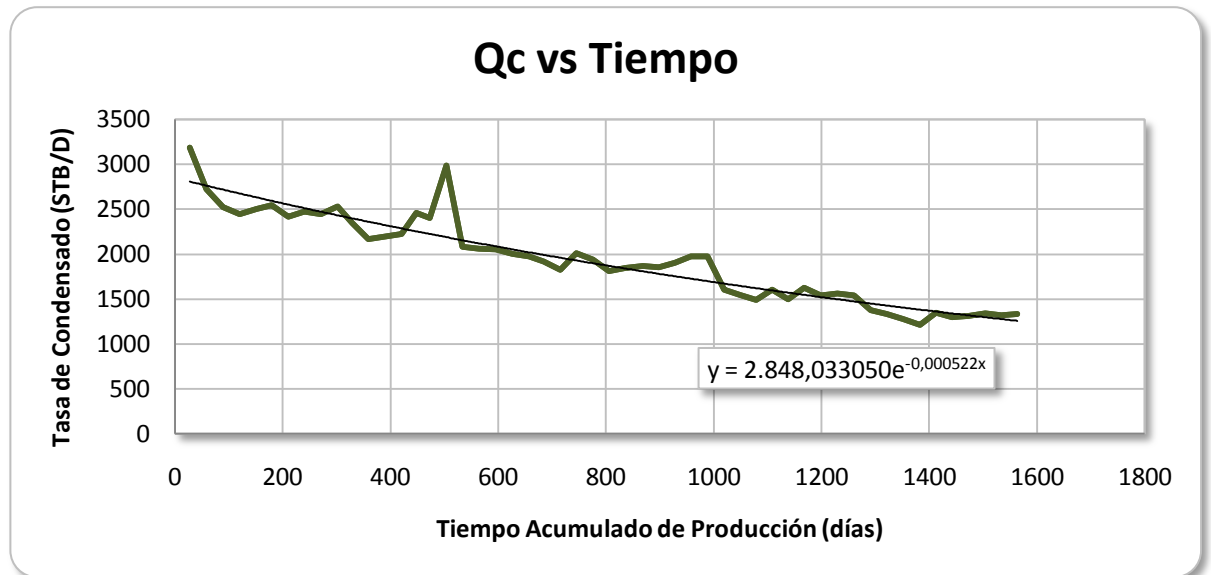
De la **Figura 66** se determinan las ecuaciones de tasa y Condensado producido:

$$q_c = 6.924,913572e^{-0,000545t} \quad (STB/D) \quad (73)$$

$$N_c = \frac{6.924,913572}{0,000545} [1 - e^{-0,000545t}] \quad (STB) \quad (74)$$

Se presenta la gráfica de la última declinación de aceite partiendo del evento 5 en la historia de producción (ver **Figura 67**), en la cual, se determina una declinación exponencial.

**Figura 67.** Ultima declinación de Condensado para el pozo W3



**Fuente.** Los Autores

Con base en la **Figura 67** se desarrollan las ecuaciones para la predicción de tasa de Condensado y Condensado producido.

$$q_c = 2.848,033050e^{-0,000522t} \quad (STB/D) \quad (75)$$

$$N_c = \frac{2.848,033050}{0,000522} [1 - \exp^{-0,000522t}] \quad (STB) \quad (76)$$

Para terminar el análisis, se generan los pronósticos después del último evento y los pronósticos con toda la historia de producción desde Agosto del 2008 hasta Mayo del 2010 y se comparan con los datos reales de producción en dichas fechas. (Ver Anexos **Tablas 20** y **21**). El error promedio calculado entre las tasa pronosticadas y reales se muestran en la **Tabla 6**.

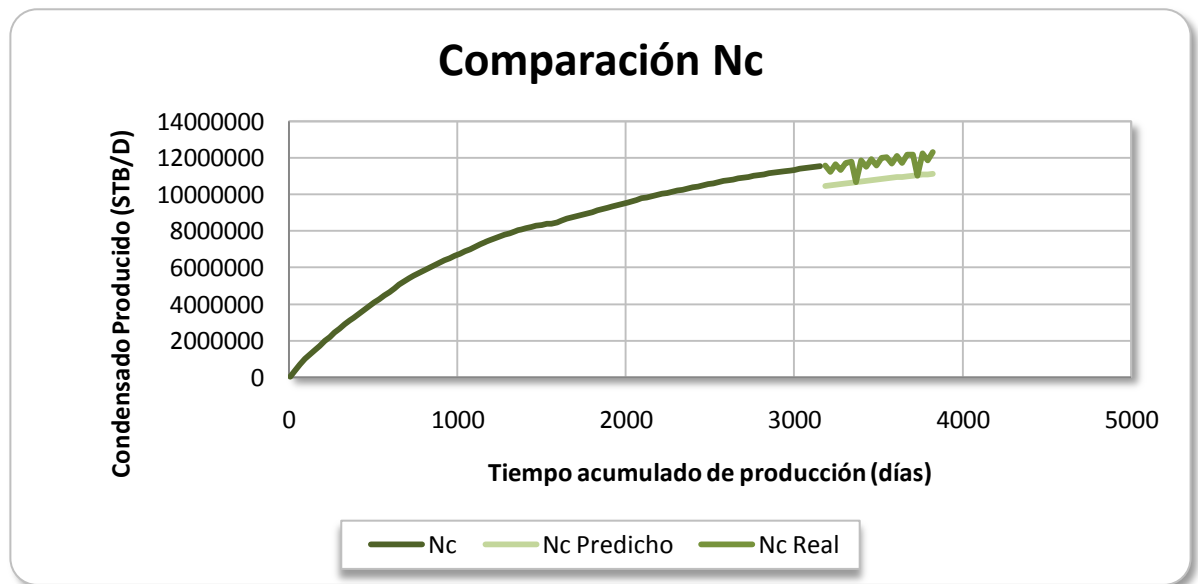
**Tabla 6** Errores Estimados y Comparaciones de Resultados (W3)

ERROR PROMEDIO (Toda la Producción)			
Qc	Qg	Nc	Gp
0,40625856	1,45648513	0,13041702	0,0241875
ERROR PROMEDIO (Después del Ultimo Evento)			
Qc	Qg	Nc	Gp
0,0741271	0,1887928	0,0213845	0,0221628

Fuente. Los Autores

La **Figura 68** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales de condensado acumulado para el pozo W3, teniendo en cuenta la historia completa de producción.

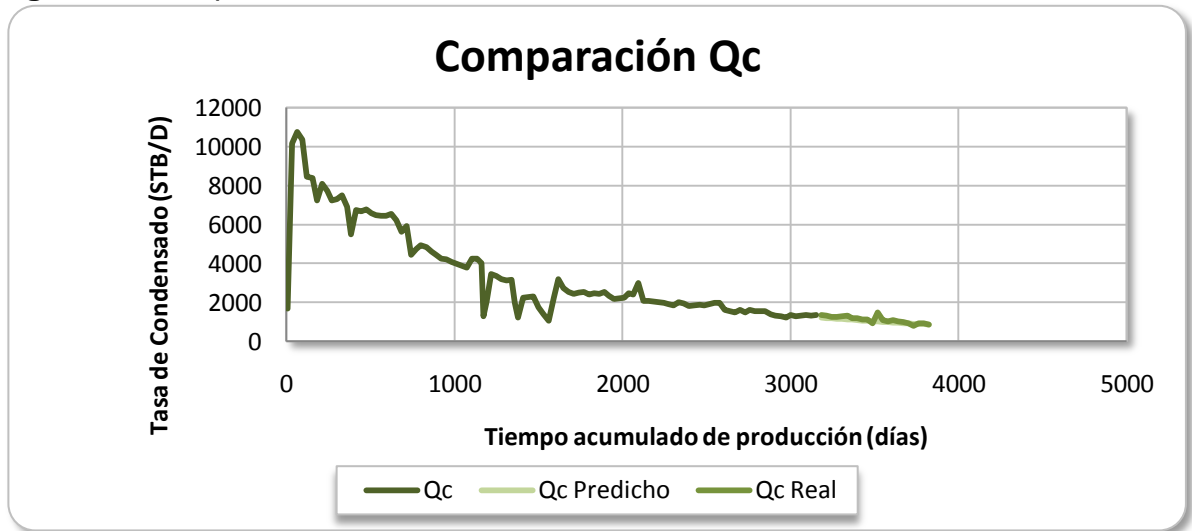
**Figura 68** Comparación de los resultados Arps



Fuentes: Los Autores

La **Figura 69** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales de la tasa de condensado para el pozo W3, teniendo en cuenta la historia completa de producción.

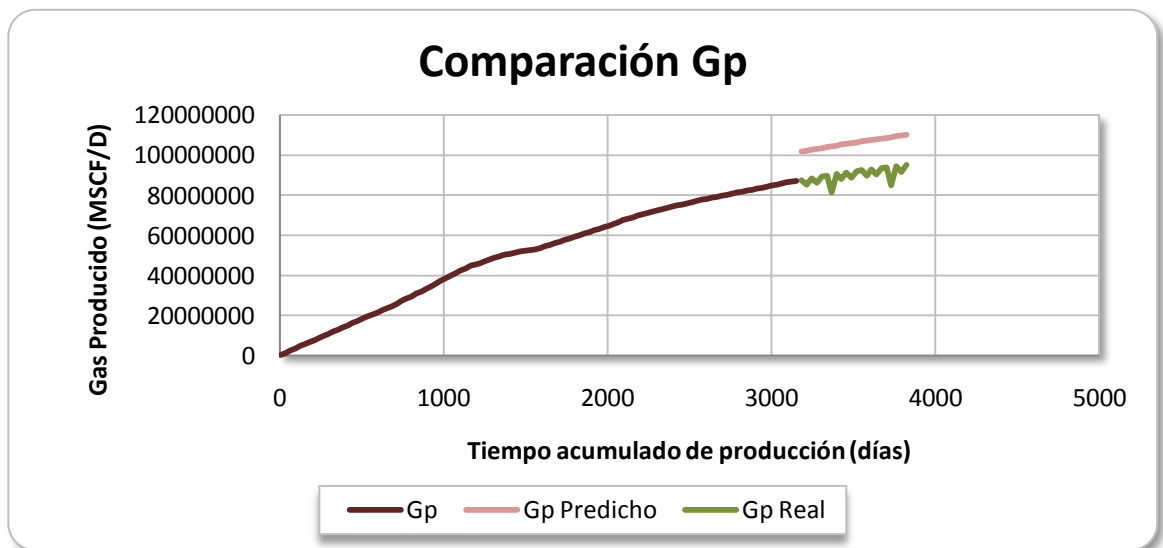
**Figura 69** Comparación de los resultados Qc



Fuentes: Los Autores

La **Figura 70** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales del gas producido acumulado para el pozo W3, teniendo en cuenta la historia completa de producción.

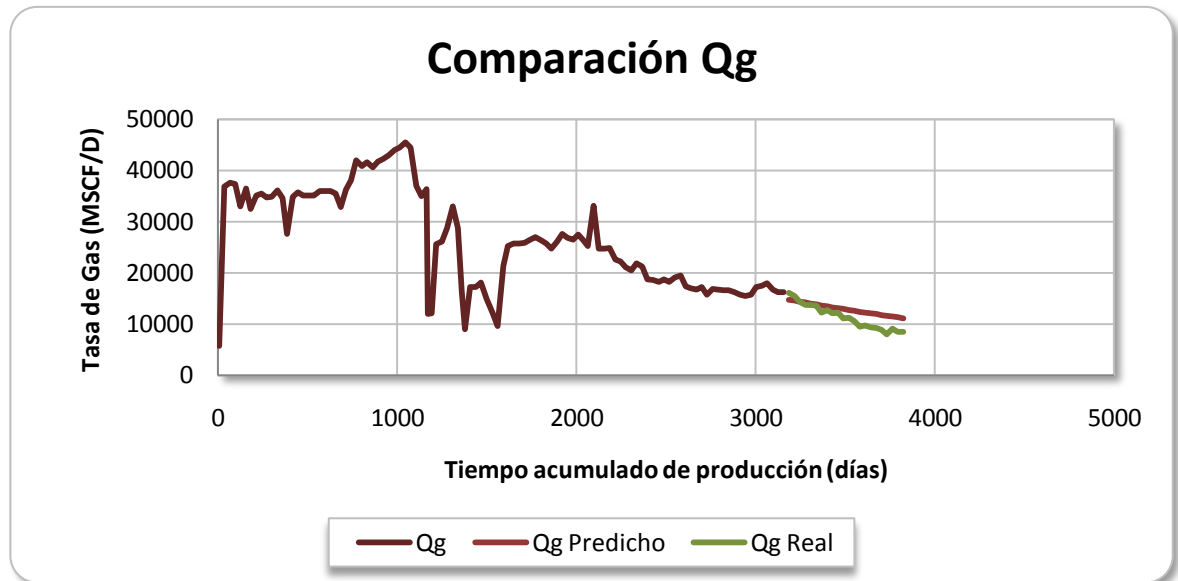
**Figura 70** Resultados Arps para tasa de Gas.



Fuentes: Los Autores

La **Figura 71** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales de la tasa de gas para el pozo W3, teniendo en cuenta la historia completa de producción.

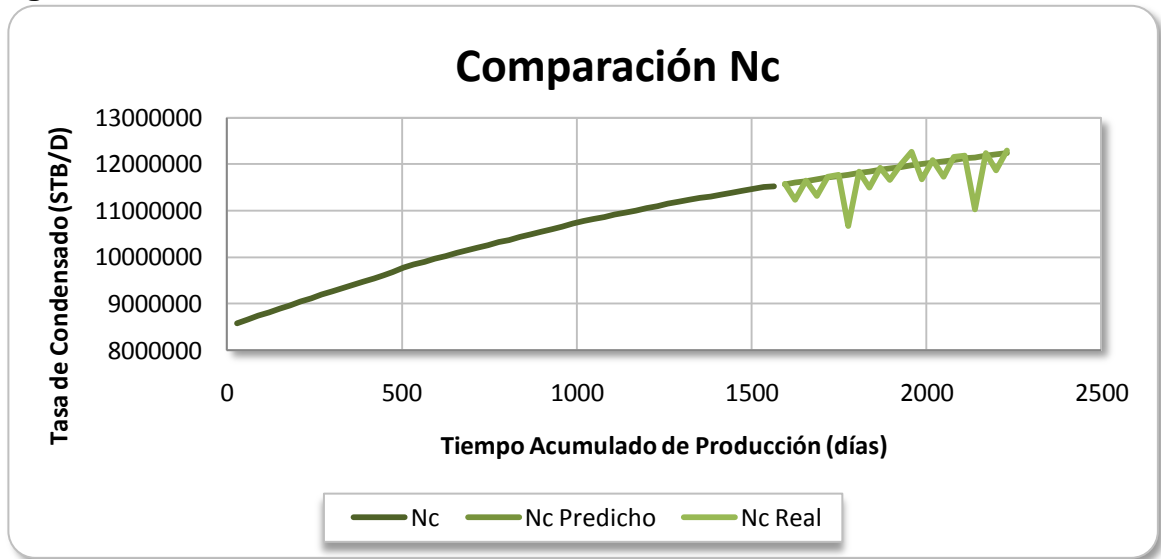
**Figura 71** Resultados Arps Para tasa de Gas.



Fuentes: Los Autores

La **Figura 72** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales del condensado producido acumulado para el pozo W3, teniendo en cuenta los datos después del último evento.

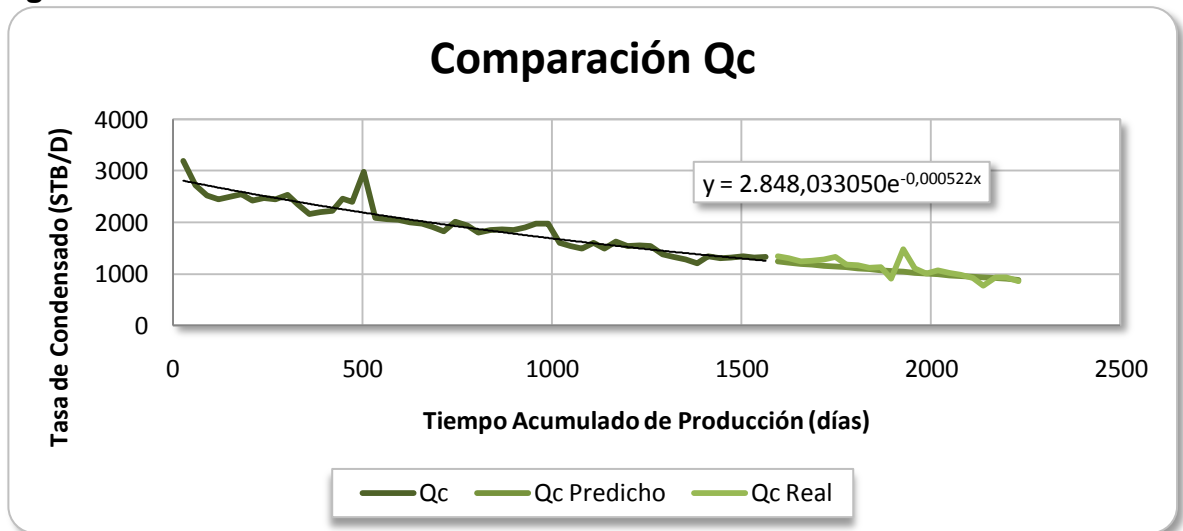
**Figura 72** Resultados del último evento de Nc



Fuentes: Los Autores

La **Figura 73** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales de la tasa de condensado para el pozo W3, teniendo en cuenta los datos después del último evento.

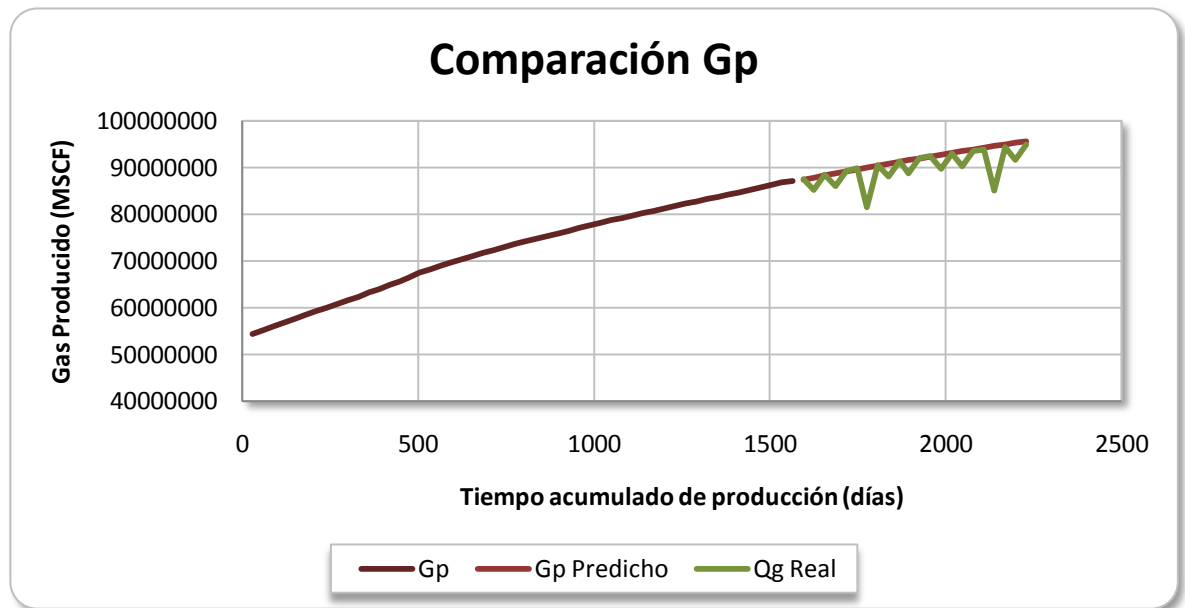
**Figura 73** Resultados último evento de Tasa de Condensado



Fuentes: Los Autores

La **Figura 74** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales del gas producido acumulado para el pozo W3, teniendo en cuenta los datos después del último evento.

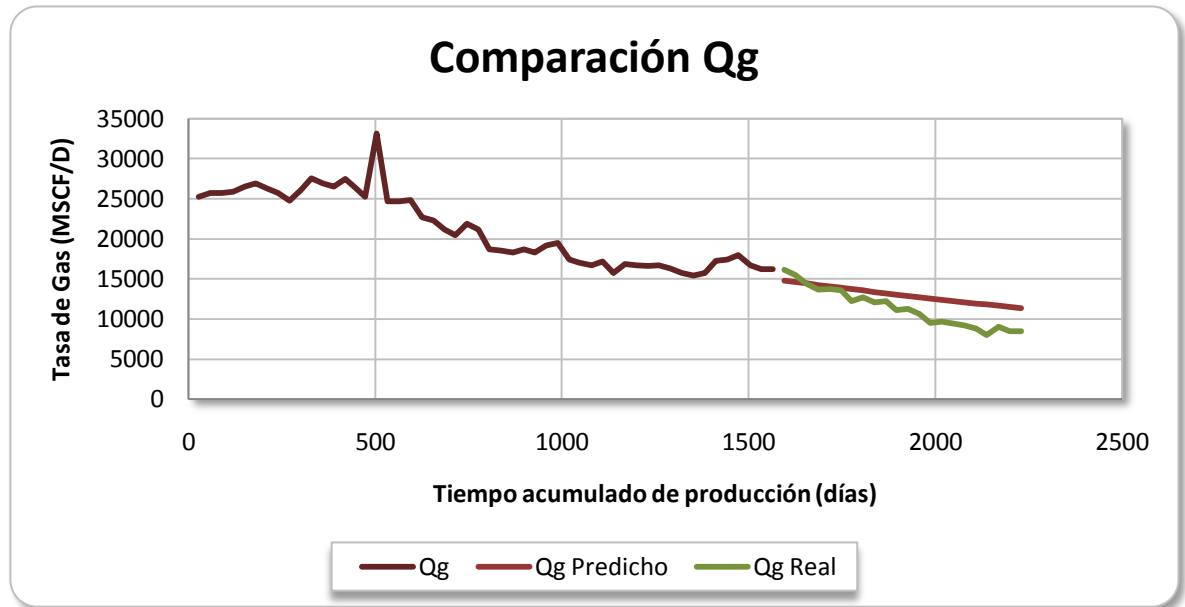
**Figura 74** Resultados del último evento Gas Producido.



Fuente: Los Autores

La **Figura 75** muestra la comparación entre los resultados y los datos reales de la tasa gas para el pozo W3, teniendo en cuenta los datos después del último evento.

**Figura 75** Resultados último evento Tasa de Gas



**Fuentes:** Los Autores

#### A.2.1 Análisis de Resultados.

Los mejores resultados fueron obtenidos con los datos después del último evento, en especial para el caudal de condensado del pozo como lo muestra las **Figuras 72, 73, 74, 75**. Sin embargo aunque los resultados obtenidos por las pronósticos de condensado con toda la historia de producción tienen un mayor error son resultados aceptables, como se observa en la **Figuras 68, 69, 70, 71**.

## APENDICE B

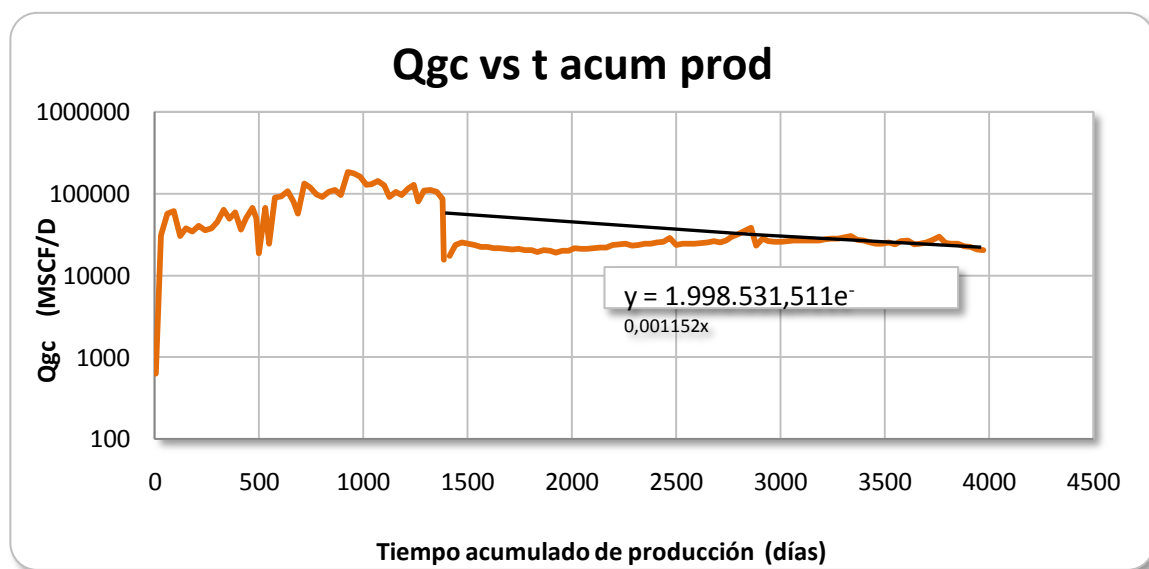
### APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PABÓN-GARCÍA PARA LOS POZOS W2 Y W3.

En primer lugar se determina la Tasa de Gas Condensado para los pozos W2 y W3 para realizar las gráficas en coordenadas semilogarítmicas; de dicha tasa con respecto al tiempo. Gráficas que se realizan para toda la historia de producción.

#### B.1 METODOLOGÍA DE PABÓN-GRACÍA PARA EL POZO W2.

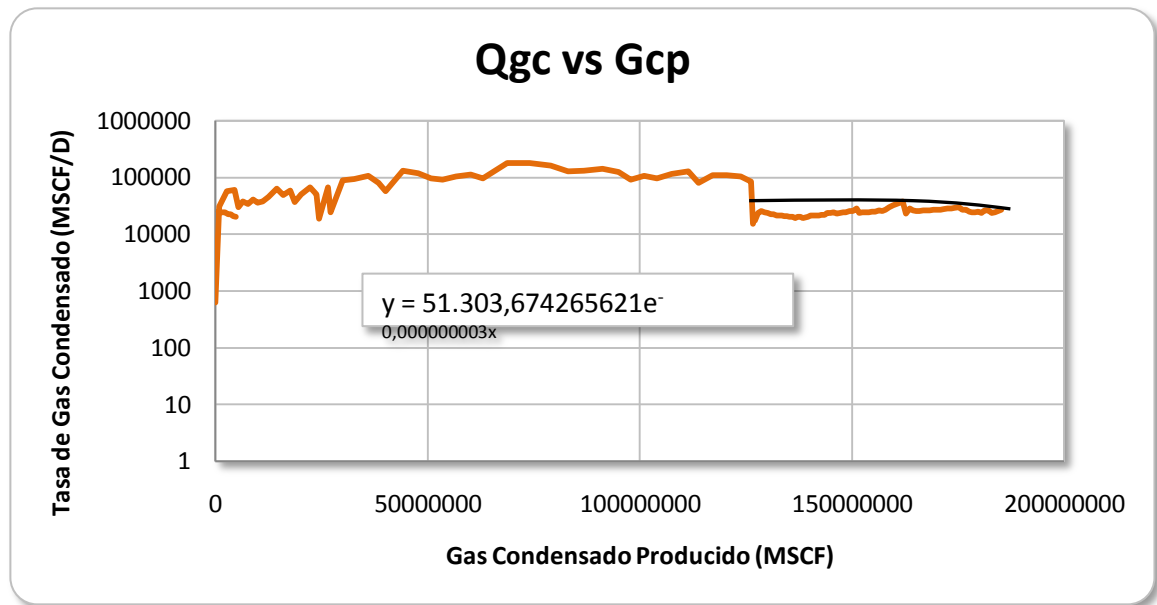
Las Figuras 76 y 77 modelan el comportamiento de la tasa de gas condensado respecto al tiempo y al gas acumulado producido en coordenadas semilogarítmicas.

**Figura 76** Comportamiento del Gas Condensado para el pozo W2.



Fuente: Los Autores.

**Figura 77.** Comportamiento de la tasa de Gas Condensado versus el Gas Condensado Producido para el pozo W2.



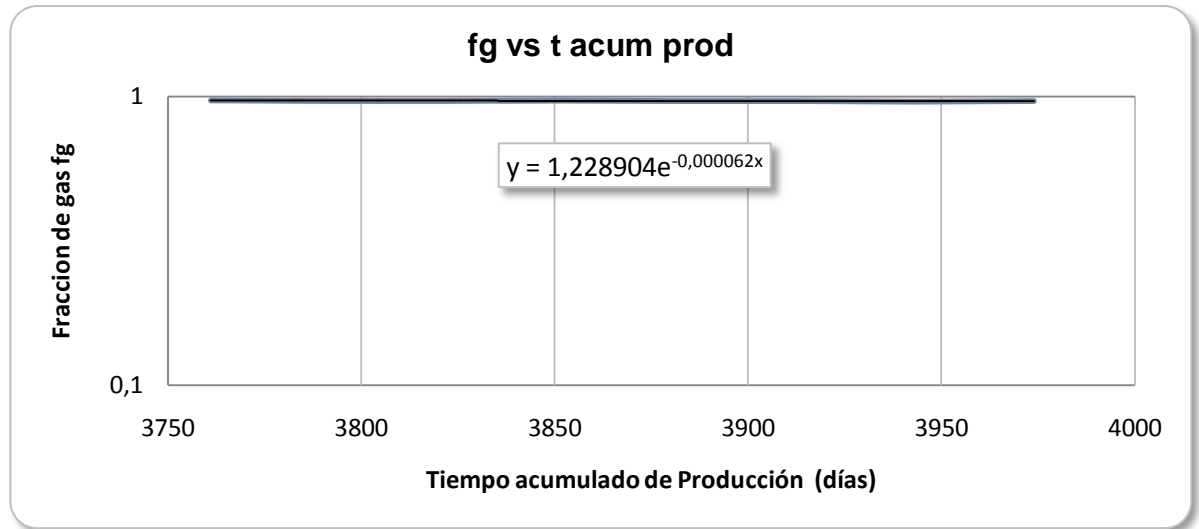
**Fuente:** Los Autores.

De acuerdo con la **Figura 76** se determina una tendencia Exponencial, donde su tasa de Gas Condensado declina según la fórmula siguiente:

$$Q_{gc} = 1998561.511187e^{-0.001152t} \quad (MSCF/D) \quad (77)$$

Para determinar la Tasa de Gas seco es necesario establecer la fórmula de la fracción de gas, por medio de la **Figura 78** que muestra el comportamiento de la fracción de gas en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas para el pozo W2.

**Figura 78.** Comportamiento de la fracción de Gas en función de tiempo acumulado producido para el pozo W2.



**Fuente:** Los Autores.

La fracción de gas tiene un comportamiento exponencial y con su tendencia se define:

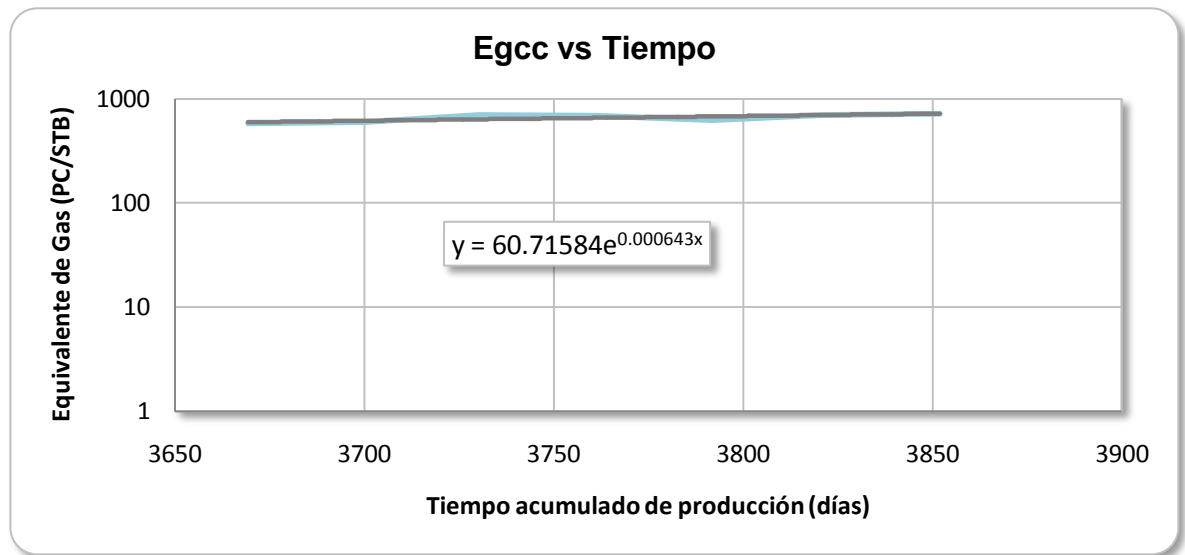
$$f_g = 1.228904e^{-0.000062t} \quad (78)$$

En donde la Tasa de Gas Seco para el pozo W2 es:

$$Q_{gs} = (1998561.511187e^{-0.001152t}) \times (1.228904e^{-0.000062t}) \quad (MSCF/D) \quad (79)$$

Para definir la tasa de condensado se necesita del Equivalente de Gas en volumen de condensado, el cual a su vez, se determina por medio de la **Figura 79** que muestra el comportamiento de éste en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas.

**Figura 79.** Comportamiento del Equivalente de Gas en Volumen de Condensado en función de tiempo para el pozo W2.



**Fuente:** Los Autores.

De la **Figura 79** se tiene que equivalente:

$$E_{gcc} = 60.71584e^{0.000643} \quad (80)$$

Con las ecuaciones 77, 79 y 80 se determina la tasa de Condensado para el pozo W3:

$$Q_{cond} = \frac{(1998561.511187e^{-0.001152t}) \times (1 - 1.228904e^{-0.000062t})}{60.71584e^{0.000643t}} \quad (STB/D) \quad (81)$$

La comparación de los resultados se mostrará en los anexos (Ver **Tabla 23**). Donde la predicción de Gas tiene un error de 0.2126 y el Condensado de 0.1073.

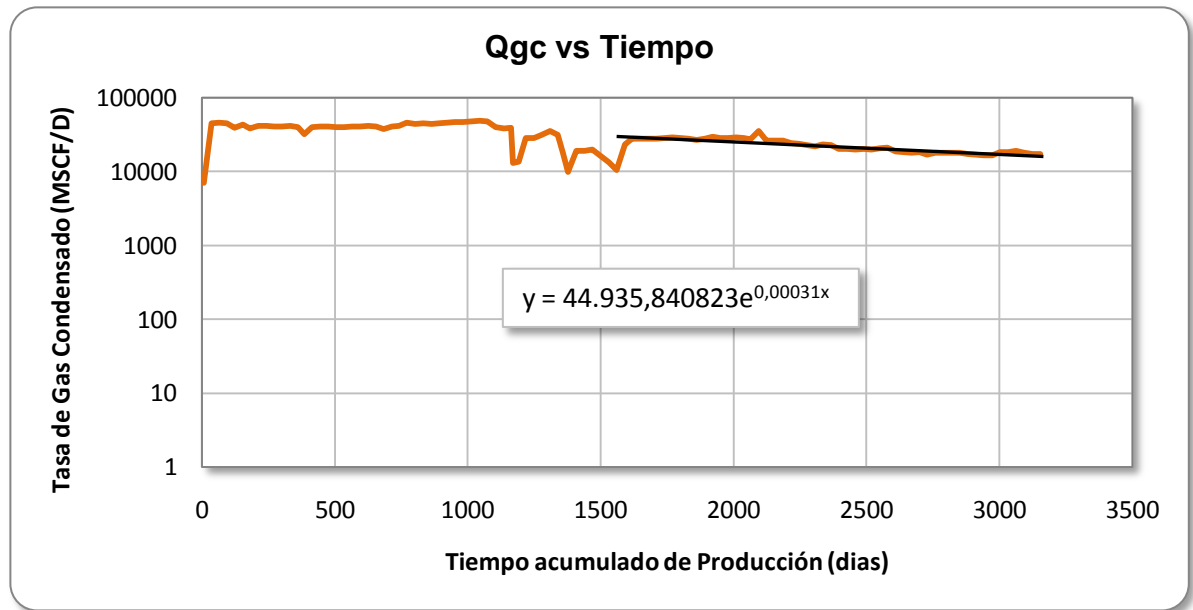
#### B.1.2 Análisis de resultados.

Los resultados de esta metodología para el pozo W2 presenta un mejor ajuste en la tasa de condensado. Esta metodología presenta un comportamiento exponencial, sin embargo su porcentaje de error es elevado en comparación con los obtenidos por Arps con los datos después del segundo evento. Cabe destacar que los datos analizados parten después del cierre de dos meses que sufrió el pozo, con el fin de eliminar el efecto producido por el mismo.

### **B.2 METODOLOGÍA DE PABÓN-GARCÍA PARA EL POZO W3.**

Se inicia el análisis con la realización de la gráfica de tasa de gas condensado versus tiempo acumulado de producción, en coordenadas semilogarítmicas, donde se determina un tipo de declinación exponencial, como se observa en la **Figura 80**.

**Figura 80** Comportamiento de la Tasa de Gas Condensado en función del tiempo para el pozo W3



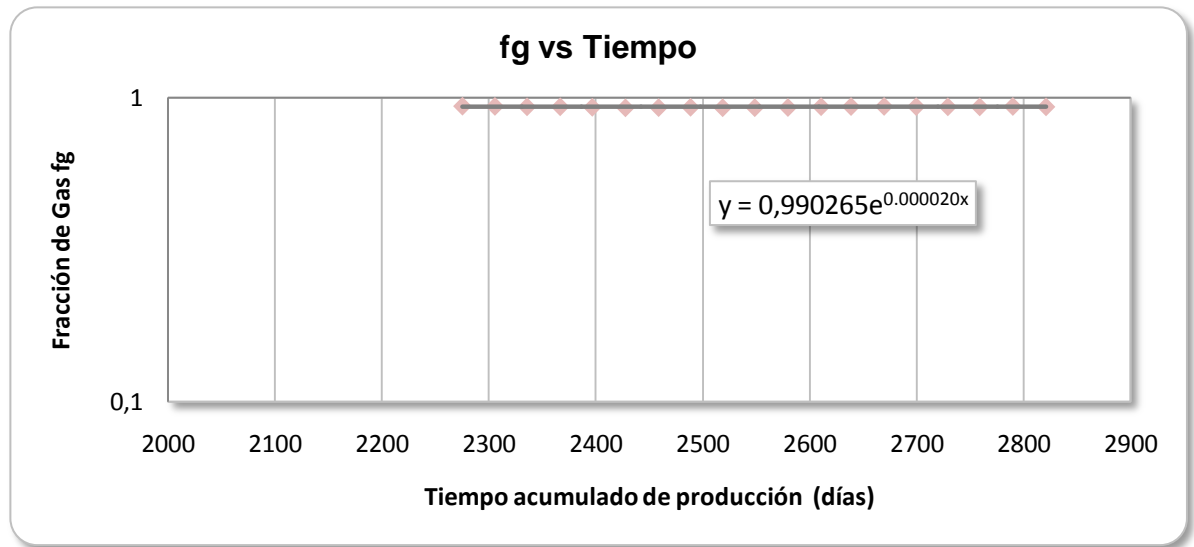
**Fuente:** Los Autores.

De las **Figura 80** tenemos que la Tasa de Gas Condensado es:

$$Q_{gc} = 44935.840823e^{-0.00031t} \quad (MSCF/D) \quad (82)$$

Para determinar la Tasa de Gas seco es necesario establecer la ecuación de la fracción de gas, por medio de la **Figura 81** la cual modela el comportamiento del gas condensado en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas.

**Figura 81** Comportamiento de la fracción de Gas en función de tiempo acumulado producido para el pozo W3.



**Fuente:** Los Autores.

Con la tendencia mostrada en la **Figura 81**, La fracción de gas para el pozo W2 se define como:

$$f_g = 0.990265e^{-0.000020t} \quad (83)$$

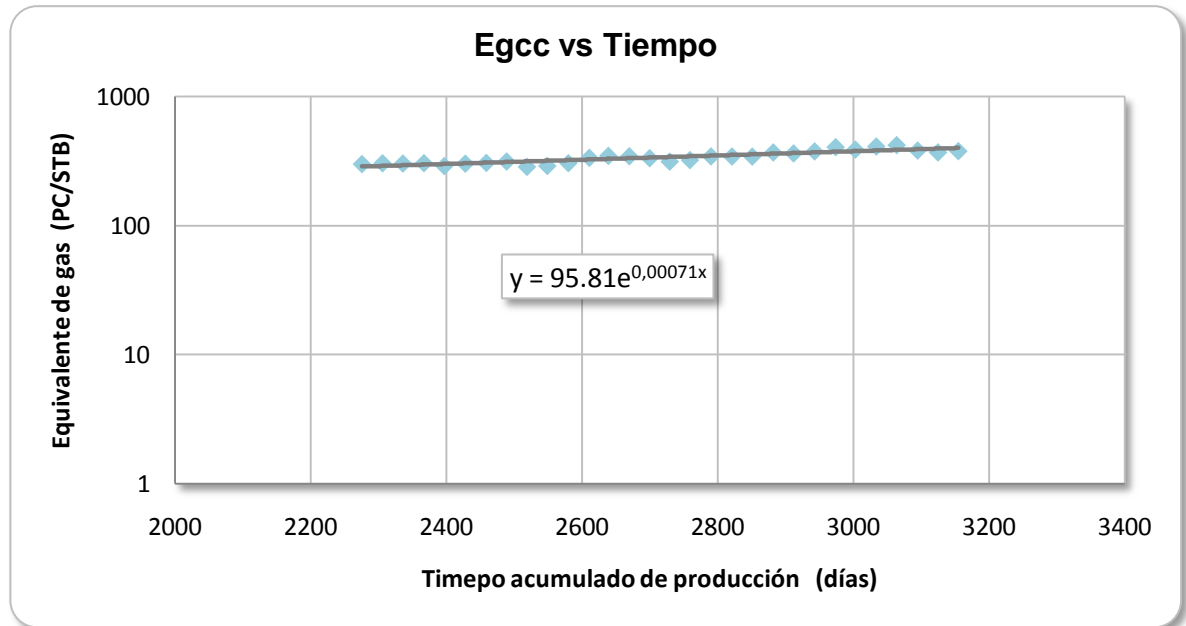
En donde la Tasa de Gas Seco para el pozo W2 es:

$$Q_{gs} = (44935.840823e^{-0.00031t}) \times (0.990265e^{-0.000020t}) \quad (MSCF/D) \quad (84)$$

Para definir la tasa de condensado se necesita del Equivalente de Gas en volumen de condensado, el cual a su vez, se determina por medio de la **Figura**

**82**, que modela ésta variable en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas para el pozo W3.

**Figura 82.** Comportamiento del Equivalente de Gas en Volumen de Condensado en función de tiempo para el pozo W3



**Fuente:** Los Autores.

De la **Figura 82** se define el equivalente como:

$$E_{gcc} = 95.81e^{0.00071t} \quad (85)$$

Con las ecuaciones 82, 84 y 85 se determina la tasa de Condensado para el pozo W3 se determina con:

$$Q_{cond} = \frac{(44935.840823e^{-0.00031t}) \times (1 - 0.990265e^{-0.000020t})}{95.81e^{0.00071t}} \quad (STB/D) \quad (86)$$

La comparación de resultados se muestra en los anexos (Ver **Tabla 24**)

Según la comparación se tiene que el pronóstico de la tasa de Gas tiene un error de 0.1715 y el Condensado de 0.0741.

#### B.2.1 Análisis de Resultados.

La metodología Pabón-García presenta una buena predicción para el pozo W3, donde supera totalmente las predicciones realizadas por Arps. La predicción del condensado tuvo un menor porcentaje de error en comparación con la tasa de gas. A su vez los errores obtenidos para el pozo W3 fueron menores que los obtenidos para el pozo W2.

## APENDICE C

### ANALISIS DE LA MEDIDA DE LA INFLUENCIA DE LOS TRABAJOS EN LA PRODUCCION DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO MEDIANTE CURVAS IPR

No han sido pocos los autores que han tratado de representar el comportamiento de afluencia de un yacimiento de gas condensado por medio de las curvas de comportamiento de afluencia o IPR.

Uno de los trabajos más representativos fue realizado por S. Mishra y B.H. Candle en 1984<sup>12</sup> en el que propusieron un procedimiento para calcular curvas IPR adimensionales y aplicarlas a pozos de gas. En este trabajo se basaron autores como Fawzi Guehira et. al.<sup>13</sup> y Sarfraz A. Jokhio<sup>14</sup> entre otros para calcular el IPR de un yacimiento de gas condensado.

En general, estos análisis se basan en el uso de funciones de pseudo-presión utilizadas para mejorar la exactitud matemática de la ecuación usada para calcular el IPR. Estas funciones, a su vez, utilizan como base para su cálculo pruebas de pozo hechas en los campos, cálculos del factor de forma, de la relación gas aceite en solución y de las pérdidas de entregabilidad del pozo debidas a la condensación de petróleo, entre otras.

---

<sup>12</sup> . MISHRA, S. CANDLE B.H: "A simplified procedure for gas deliverability calculations using dimensionless IPR Curves". Paper SPE 13231. Presentado en Houston, Texas, Septiembre de 1984.

<sup>13</sup> GUEIRA, F.: "Inflow Performance Relationships for Gas Condensates". Paper SPE 63158. Presentado en Dallas, Texas, Octubre de 2000.

<sup>14</sup> JOKHIO, S.: "Establishing Inflow Performance Relationships IPR for Gas Condensate Wells". Paper SPE 75503. Presentado en Calgary, Alberta, Canadá. Mayo de 2002.

En el presente trabajo se realizará un análisis de curvas IPR del comportamiento de producción del yacimiento de gas condensado, pero debido a las restricciones en la entrega de la información por parte de las empresas operadoras del campo, no podemos utilizar los planteamientos convencionales ya mencionados. En su lugar, se hizo la aplicación del método propuesto por Fetkovich con base en la siguiente ecuación:

$$q = C(Pd^2 - Pwf^2)^n \quad (87)$$

Ya que no se contó con la información necesaria para el análisis, se utilizará la Eficiencia de Flujo como mecanismo para evaluar la efectividad de un trabajo realizado en los pozos. Esta eficiencia es calculada con la ecuación 88.

$$EF = \frac{Qd}{Qa} \quad (88)$$

Donde,

Qd = Caudal después de la intervención

Qa = Caudal antes de la intervención

### **C.1 CÁLCULO DEL IPR PARA EL POZO W1.**

Conociendo los datos de producción del pozo se procede al cálculo de las constantes n y C utilizando las siguientes ecuaciones:

$$n = \frac{\text{Log} (Q_{o1}/Q_{o2})}{\text{Log} \left[ \frac{(P_r^2 - P_{wf1}^2)}{(P_r^2 - P_{wf2}^2)} \right]} \quad (89)$$

$$C = \frac{q}{(P_R^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (90)$$

Reemplazando en las ecuaciones 89 y 90 se obtiene:

$$n = \frac{\text{Log} (25584,994/26065,293)}{\text{Log} \left[ \frac{(5323,3^2 - 44950,3691^2)}{(5323,3^2 - 4937,3691^2)} \right]}$$

$$n = 0,5634577$$

$$C = \frac{25584,994}{(5323,3^2 - 4950,3691^2)^{0,561695}}$$

$$C = 4,9958796$$

Por último se deben repetir los cálculos para los datos de producción después del trabajo hecho. A continuación, se suponen varias Pwf y se reemplazan en la ecuación 87 junto con los datos de n y C.

$$q = 4,9958796(5323,3^2 - P_{wf}^2)^{0,5634577}$$

Una vez calculados  $n$  y  $C$  se repite el procedimiento para los datos después del trabajo. El cálculo del IPR se volvió a realizar con las mismas presiones de fondo fluyendo, comenzando desde la presión de rocío y disminuyendo en un rango de 300 psi hasta llegar a cero. Luego se grafican los datos antes y después en la misma figura con el fin de comparar las dos curvas y evaluar la efectividad del tratamiento en el pozo como se ve en la **Figura 83**.

Posteriormente se calcula la Eficiencia de Flujo con la ecuación 82 obteniéndose:

$$EF = 0,7059039$$

Los resultados obtenidos para el cálculo del IPR antes y después del trabajo para el pozo W1 se presentan en la **Tabla 7**.

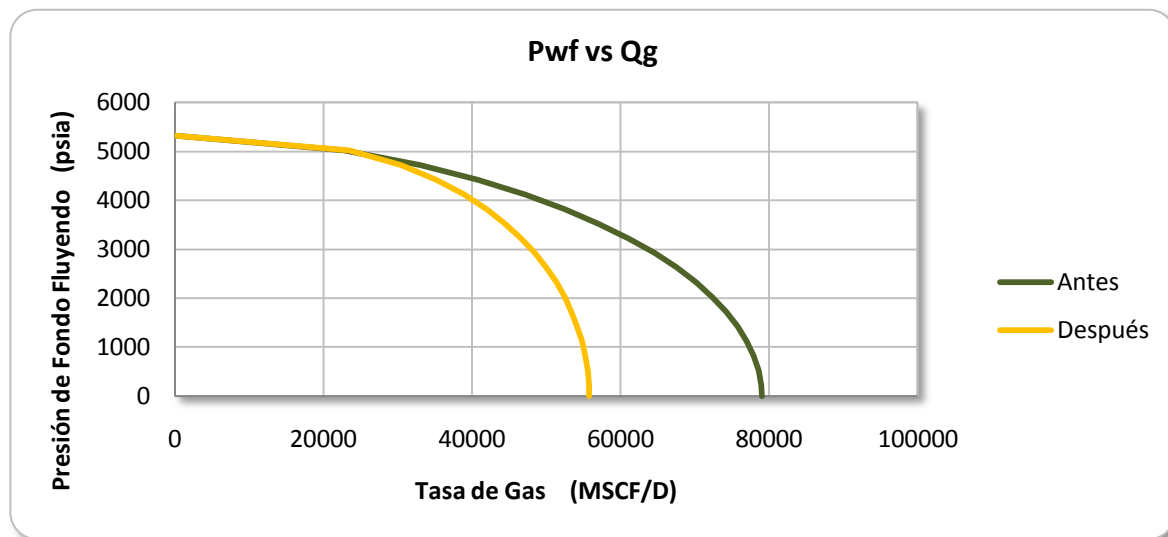
**Tabla 7** Datos calculados para el planteamiento del IPR.

Pwf	Q Antes	Q Después
5323,3	0	0
5023,3	23941,5565	24933,2591
4723,3	43498,1447	44920,0722
4423,3	55862,1019	62653,4815
4123,3	66279,3597	78653,0753
3823,3	75275,9399	93161,7778
3523,3	83138,0701	106321,45
3223,3	90043,4077	118225,07
2923,3	96111,4933	128938,014
2623,3	101427,178	138508,401
2323,3	106052,922	146972,749
2023,3	110035,837	154359,316
1723,3	113411,979	160690,198
1423,3	116209,094	165982,706
1123,3	118448,44	170250,3
823,3	120146,005	173503,224
523,3	121313,347	175748,95
223,3	121958,146	176992,478
0	122101,461	177269,163

Fuente: Los autores

Los resultados obtenidos para el cálculo del IPR antes y después del trabajo para el pozo W1 se representan en la **Figura 83**.

**Figura 83.** IPR antes y después del primer trabajo para el pozo W1.



**Fuente:** Los autores.

Si el valor calculado de la Eficiencia de Flujo es mayor que 1 el trabajo realizado fue exitoso y se debe obtener un excedente en la producción del pozo. Por el contrario, si el valor es menor que 1, no hubo un buen desarrollo del trabajo y habrá pérdidas en la producción. De esta manera podemos hacernos una idea de la efectividad de la labor hecha en el pozo.

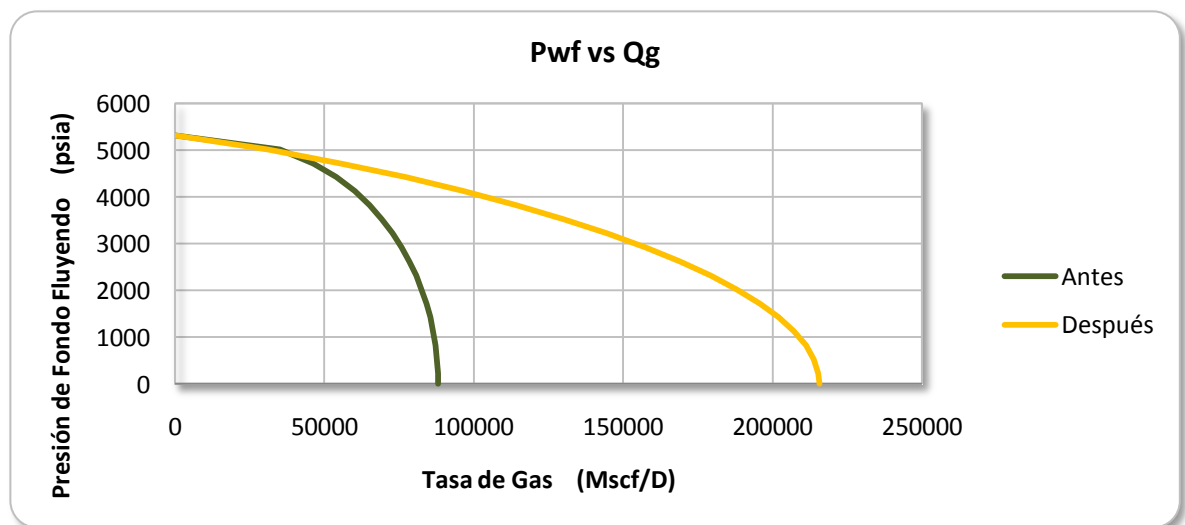
Como se puede apreciar en la **Figura 83** se obtienen las curvas para antes y después del trabajo. Dependiendo de la efectividad del trabajo hecho, la curva IPR correspondiente al caudal después de la intervención, mostrará un aumento o decremento, ubicándose a la derecha o a la izquierda de la curva verde. En este caso, la curva IPR para después del trabajo está a la izquierda de la curva que representa el IPR antes de la intervención, lo cual significa que el trabajo que se hizo en el pozo tendrá efectos negativos en la tasa de producción.

Cuando se realiza el trabajo en el pozo se está afectando directamente la producción de los pozos, lo cual cambia la tendencia de declinación de los mismos. Es por esto que el análisis IPR presentado puede servir como ayuda para brindar un mejor entendimiento de su comportamiento de producción, haciendo que los parámetros más importantes en los análisis de declinación sean tenidos en cuenta para posteriores cálculos en las tasas y cantidades de fluido producido acumulado.

## C.2 CURVAS IPR CALCULADAS PARA LOS DEMAS TRABAJOS DEL POZO W1.

En la **Figura 84** se representan los IPR antes y después del segundo trabajo calculado el pozo W1.

**Figura 84.** IPR para el segundo trabajo del pozo W1.

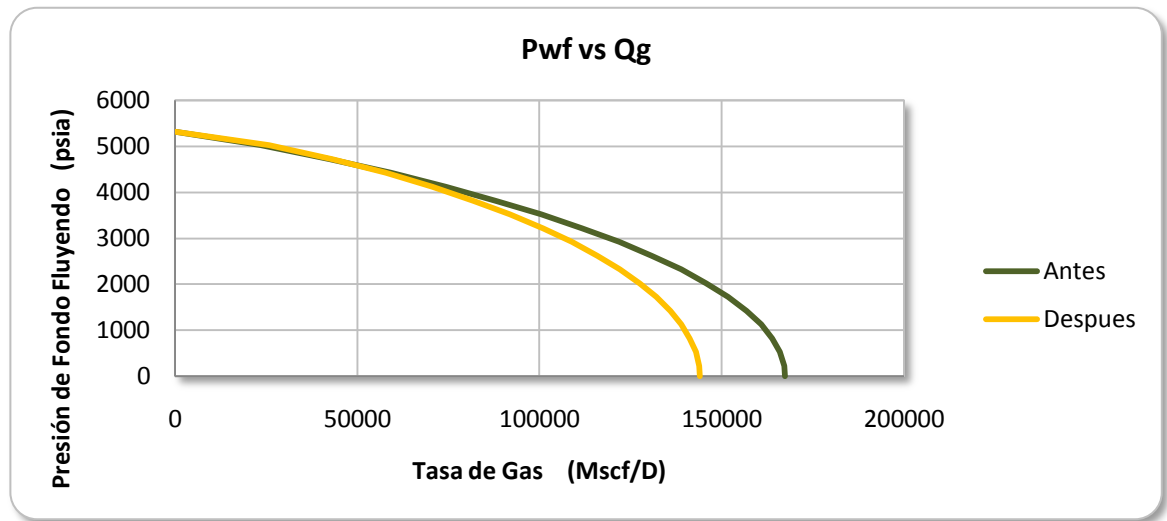


**Fuente:** Los autores.

La eficiencia de flujo para este trabajo fue:  $EF = 2,4482281$

En la **Figura 85** se representan los IPR antes y después del segundo trabajo calculado el pozo W1.

**Figura 85.** IPR para el tercer trabajo del pozo W1.

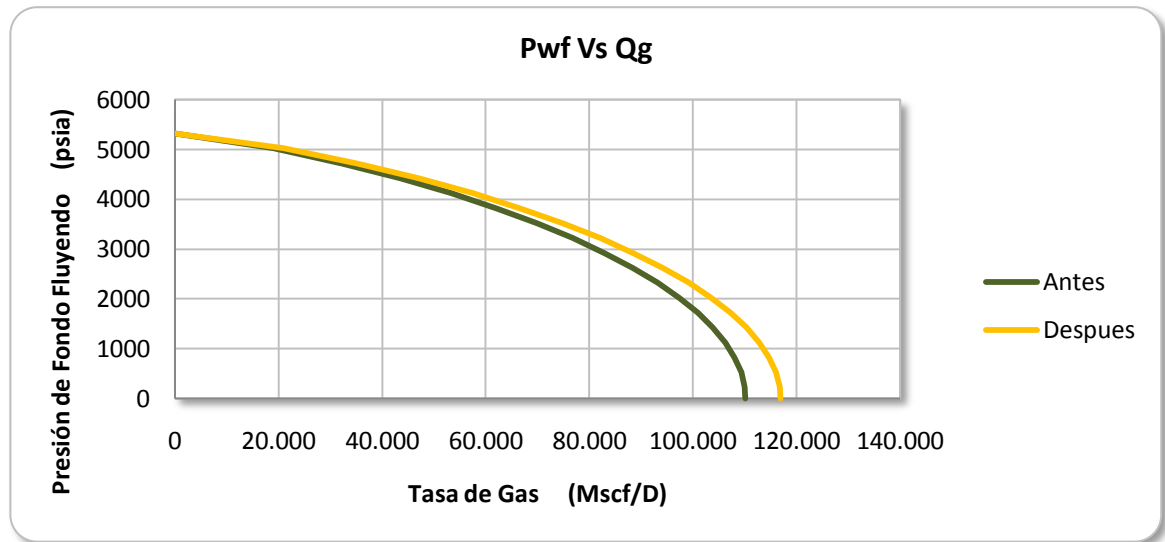


**Fuente:** Los autores.

La eficiencia de flujo para este trabajo fue:  $EF = 0,8599034$

En la **Figura 86** se representan los IPR antes y después del cuarto trabajo calculado el pozo W1.

**Figura 86** IPR para el cuarto trabajo del pozo W1.

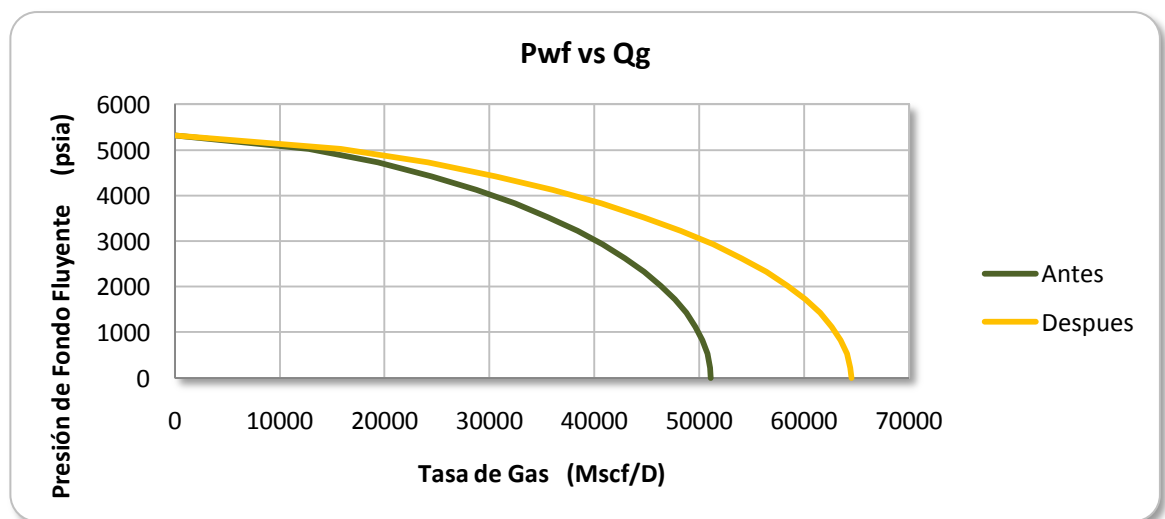


**Fuente:** Los autores.

La eficiencia de flujo para este trabajo fue:  $EF = 1,0610511$

En la **Figura 87** se representan los IPR antes y después del quinto trabajo calculado el pozo W1.

**Figura 87** IPR para el quinto trabajo del pozo W1.

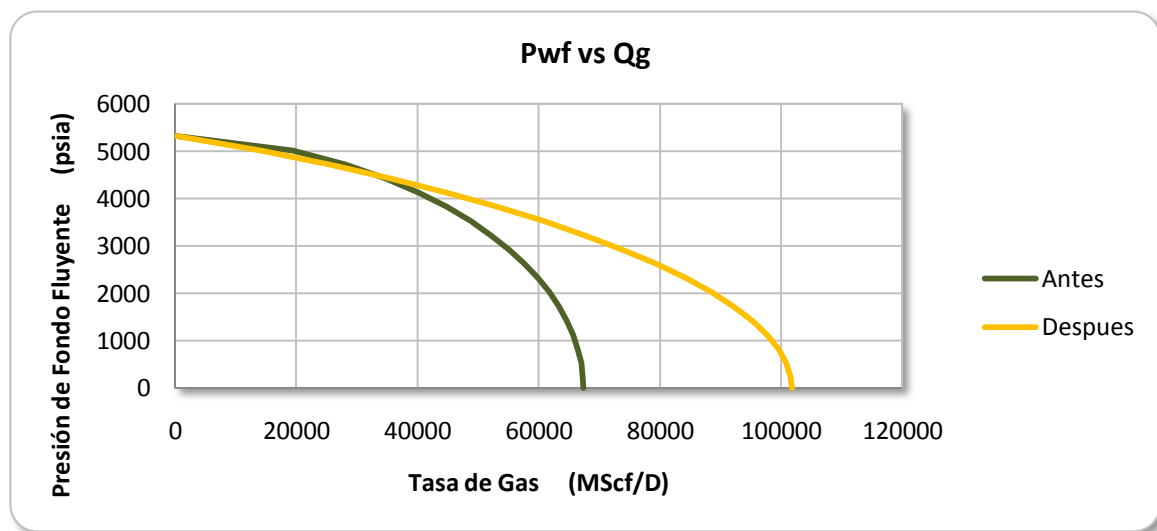


**Fuente:** Los autores.

La eficiencia de flujo para el anterior trabajo fue:  $EF = 1,2624408$

En la **Figura 88** se representan los IPR antes y después del sexto trabajo calculado el pozo W1.

**Figura 88.** IPR para el sexto trabajo del pozo W1



**Fuente:** Los autores.

La eficiencia de flujo para este trabajo fue:  $EF = 1,5100474$

Se realizó el procedimiento para los otros dos pozos en estudio obteniéndose las eficiencias de flujo calculadas para los pozos W2 y W3 y mostradas en la **Tabla 8** y la **Tabla 9**.

**Tabla 8** Eficiencias de Flujo calculadas para el pozo W2.

Trabajo	Eficiencia de Flujo
1	1,451818
2	0,9375901
3	0,1846783
4	1,8357173
5	0,7519017
6	1,0409446

**Fuente:** Los autores.

**Tabla 9** Eficiencias de Flujo calculadas para el pozo W3.

Trabajo	Eficiencia de Flujo
1	0,8488358
2	0,6132644
3	0,5830726
4	1,3232217
5	0,9930159

**Fuente:** Los autores.

### C.2.1. Análisis de resultados para los pozos w2 y w3

Se pudo apreciar que para la mayoría de trabajos hechos en el pozo W1 las eficiencias de flujo estuvieron por encima de 1 lo cual es un indicio de que los procedimientos hechos en el pozo tuvieron un efecto positivo en la producción.

En el pozo W2 las eficiencias por encima de 1 se presentaron en la misma cantidad que las eficiencias que estuvieron por debajo de este valor. Cabe resaltar

que el último trabajo fue de los que mejores resultados arrojó, influenciando positivamente la producción y por ende sus curvas de declinación.

En el caso del pozo W3 las eficiencias de flujo estuvieron por debajo de 1. Esto significa que las intervenciones hechas no tuvieron el efecto deseado de aumentar la producción del pozo y por el contrario, la desestimularon. Solamente uno de los trabajos analizados estuvo por encima de 1 y otro muy cercano a este valor al final de la vida del pozo, por lo que fue necesario tomar los últimos periodos de de producción para el análisis de las declinaciones.

Se observaron grandes cambios en la producción por medio de una medida del aumento de la productividad del pozo como la Eficiencia de Flujo. La realización de este procedimiento fue muy útil en el análisis de la influencia de la realización de trabajos de pozos en las curvas de declinación y su aplicación fue muy sencilla. Tal vez la metodología se pueda mejorar pero los resultados dependen de la disponibilidad de los datos de pozo y del interés de los ingenieros de la empresa en la realización de este tipo de análisis.

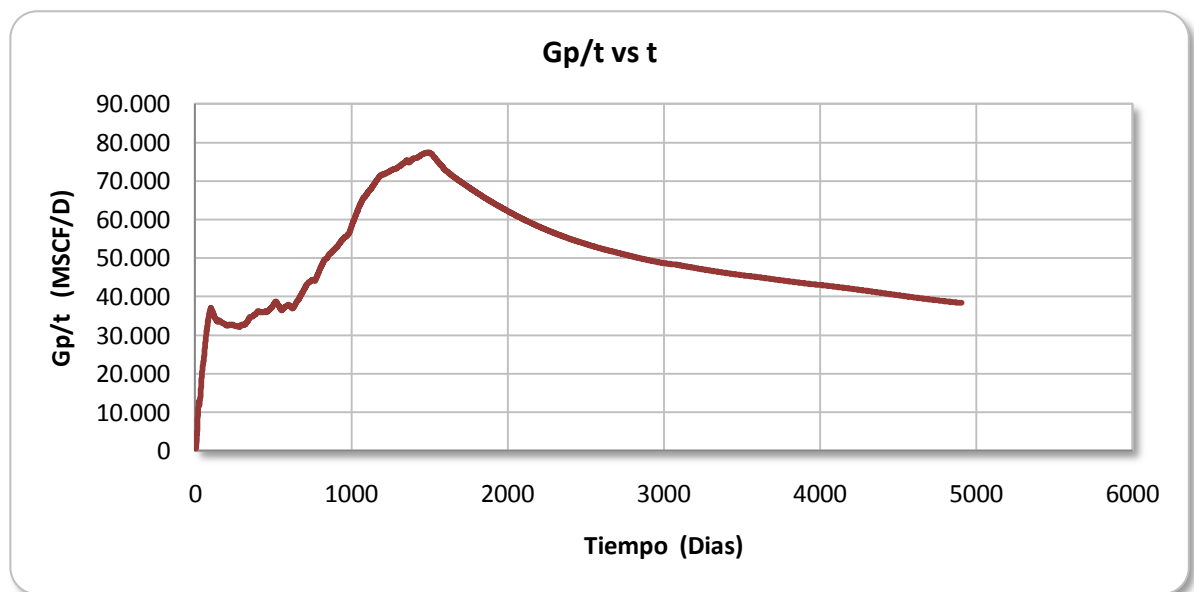
## APENDICE D

### PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGIA BASADA EN LAS PRODUCCIONES NORMALIZADAS DE LOS POZOS W2 Y W3 EN FUNCION DEL TIEMPO

#### D.1 APLICACIÓN PARA EL GAS PRODUCIDO ACUMULADO DEL POZO W2

De los datos de producción se toma el gas producido (Gp) mensual y se divide entre los días de producción acumulados. A continuación se grafica esta relación versus el tiempo acumulado de producción como se ve en la **Figura 89**.

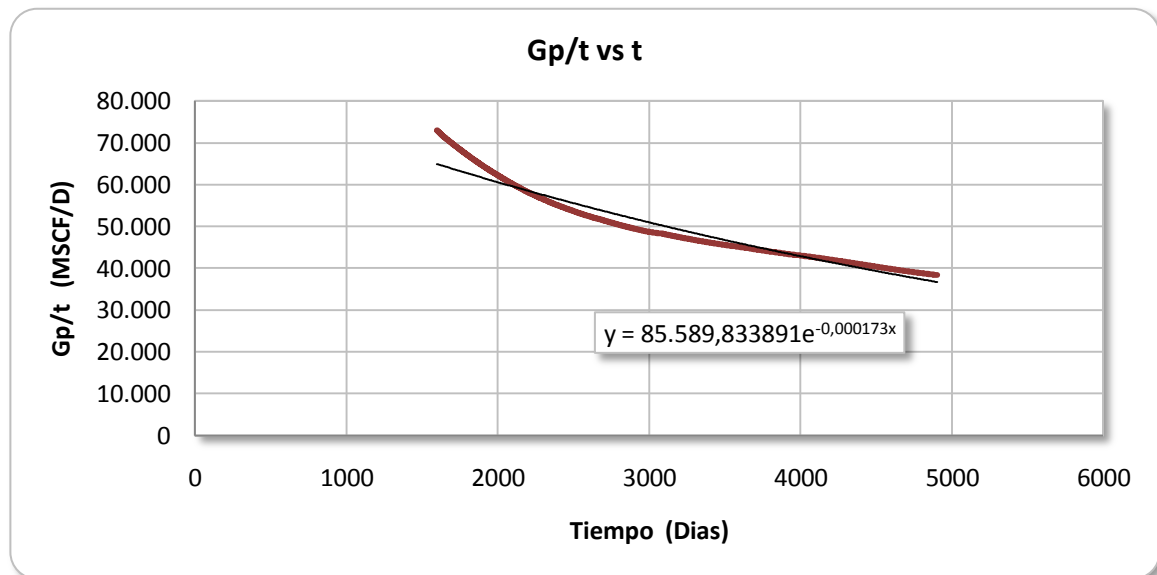
**Figura 89** Gas producido acumulado Normalizado en función del tiempo para el pozo W2.



Fuente: Los autores.

Como el objetivo es averiguar la declinación del pozo, para el análisis se toman únicamente los datos que van desde el pico más alto de la producción hasta el último dato registrado, como se muestra en la **Figura 90**.

**Figura 90** Determinación de la tendencia para el Gas del pozo W2.



**Fuente:** Los autores.

Paso seguido se dibuja una línea de tendencia de los datos de acuerdo al tipo de declinación que presente el pozo. En nuestro caso, en el primer análisis se determinó que los pozos presentaban declinaciones exponenciales, razón por la cual trazamos una línea de tendencia y obtenemos la ecuación que representa el comportamiento aproximado de los datos. Para este pozo la ecuación es:

$$\frac{G_p}{t} = 85.589,833891 * e^{-0,000173*t} \quad (91)$$

En términos generales para hallar el valor de una variable independiente gráficamente se debe conocer el valor de la variable dependiente para con esto,

poder entrar a la gráfica, cortar la línea de los datos y leer en el eje de la variable dependiente su respectivo valor. En este caso necesitaríamos el tiempo máximo de producción (o límite económico) para poder entrar a la gráfica por el eje horizontal, cortar la curva de los datos y leer en el eje vertical el Gp/t que se necesitaría para abandonar este pozo. Como no conocemos el tiempo de límite económico debemos recurrir a despejes matemáticos con el fin de hacer un análisis que me permita conocer la vida productiva.

Para esto, se despejo el Gas producido acumulado, Gp, y dejar a un solo lado de la ecuación el tiempo y poder derivar.

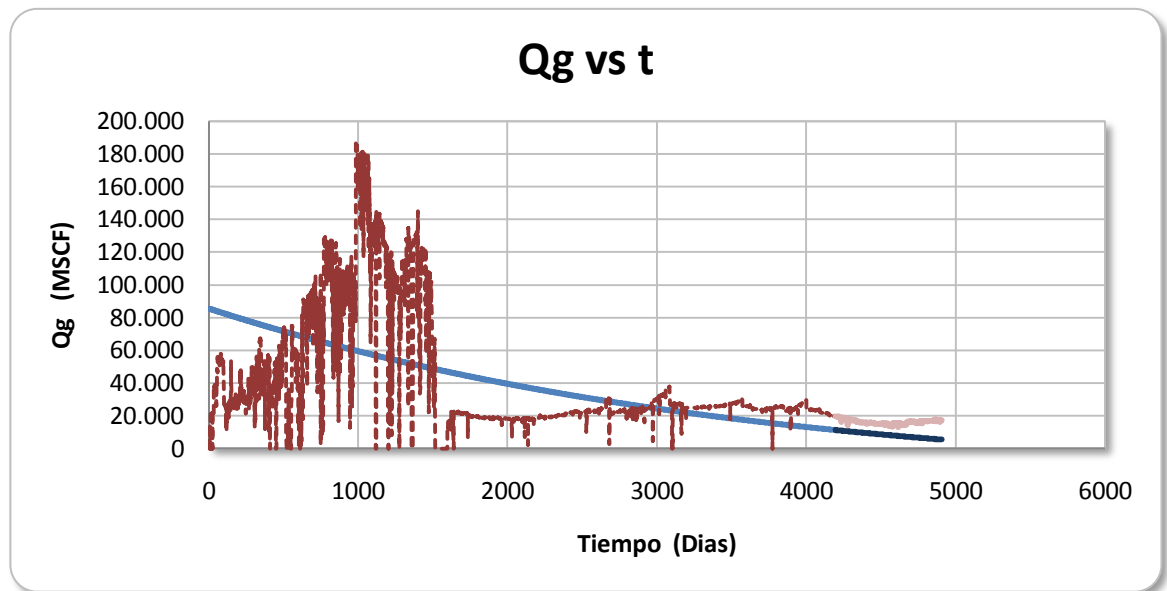
$$Gp = (85.589,833891 * e^{-0,000173*t}) * t \quad (92)$$

Se deriva la ecuación 92 con respecto al tiempo y se obtiene:

$$\frac{dG_p}{dt} = q_g = 85.589,833891 * e^{-0,000173*t} * (1 - 0,000173t) \quad (93)$$

La derivación de la tasa de Gas Producido Acumulado con respecto al tiempo da como resultado la tasa de gas del pozo, la cual puede ser graficada en función del tiempo y con ésta hacer la predicción de la producción de gas a futuro como se muestra en la **Figura 91**.

**Figura 91** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W2.

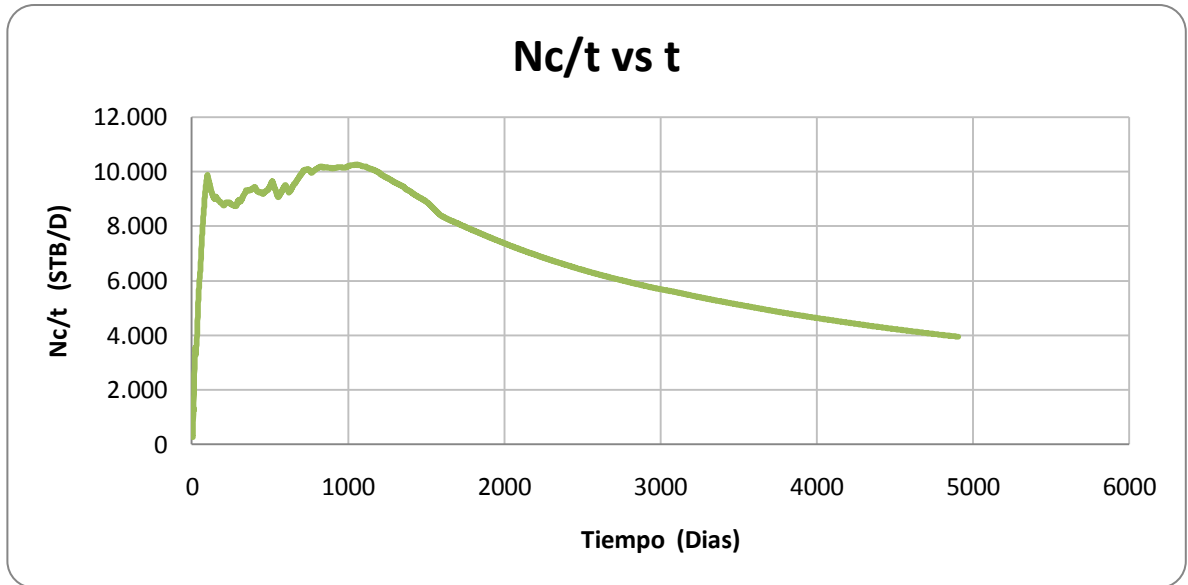


**Fuente:** Los autores.

## D.2 APLICACIÓN PARA EL CONDENSADO PRODUCIDO DEL POZO W2.

De la misma manera que como se hizo con el gas, se toma el Condensado producido ( $N_c$ ) mensual y se divide entre los días de producción acumulados. A continuación se grafica ésta relación versus el tiempo acumulado de producción como se ve en la **Figura 92**.

**Figura 92** Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2.



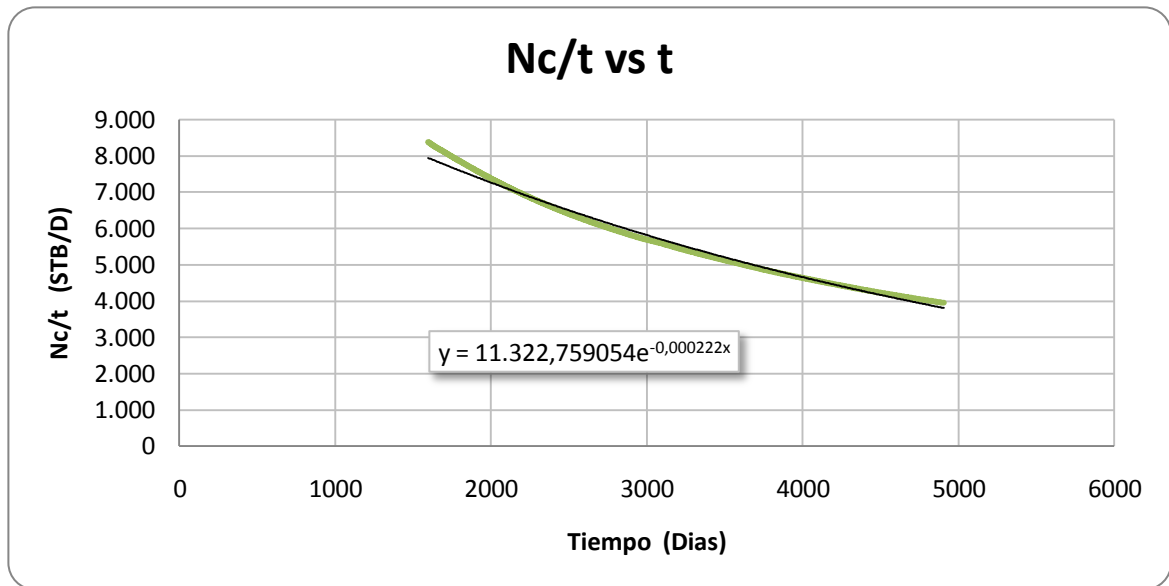
**Fuente:** Los autores.

Para representar el comportamiento de la tasa de condensado se pasa una línea de tendencia desde el pico máximo de los datos como se muestra en la **Figura 93**.

De la **Figura 93** se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{N_c}{t} = 11.322,759054 * e^{-0,000222*t} \quad (94)$$

**Figura 93** Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2.



**Fuente:** Los autores.

Posteriormente, se despeja  $N_c$ :

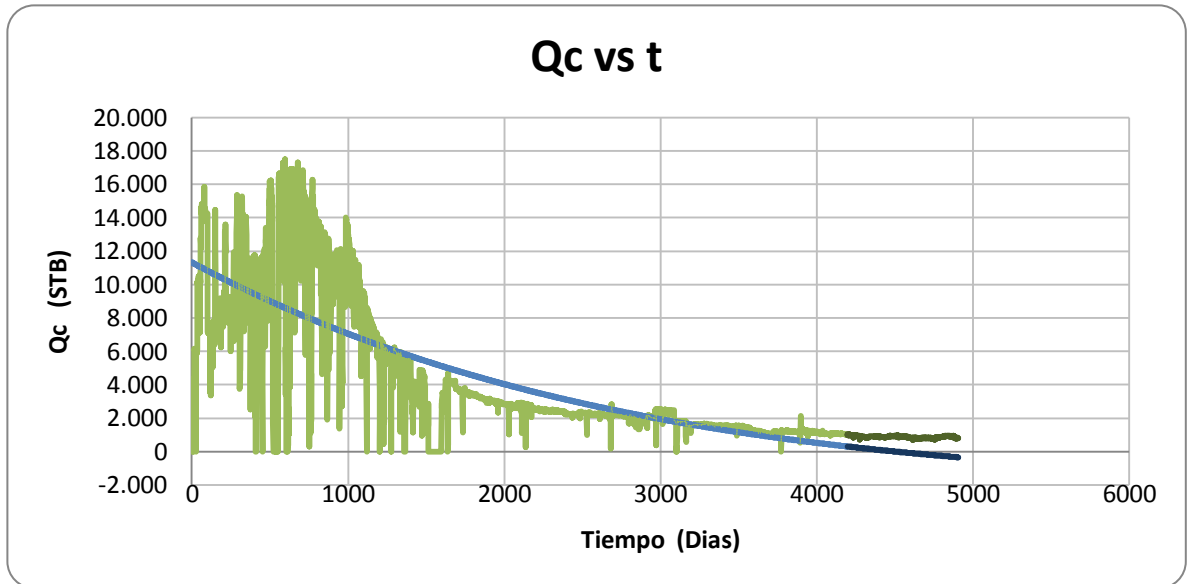
$$N_c = (11.322,759054 * e^{-0,000222*t}) * t \quad (95)$$

Al realizar una derivada de la ecuación 88, se puede obtener como resultado otra ecuación que relaciona la tasa de condensado y el tiempo.

$$\frac{dN_c}{dt} = q_c = 11.322,759054 * e^{-0,000222*t} * (1 - 0,000222t) \quad (96)$$

Los datos de tiempo son reemplazados en la ecuación 96 para obtener la gráfica de tasa de gas versus tiempo acumulado de producción como se observa en la **Figura 94**.

**Figura 94** Predicción de la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2.



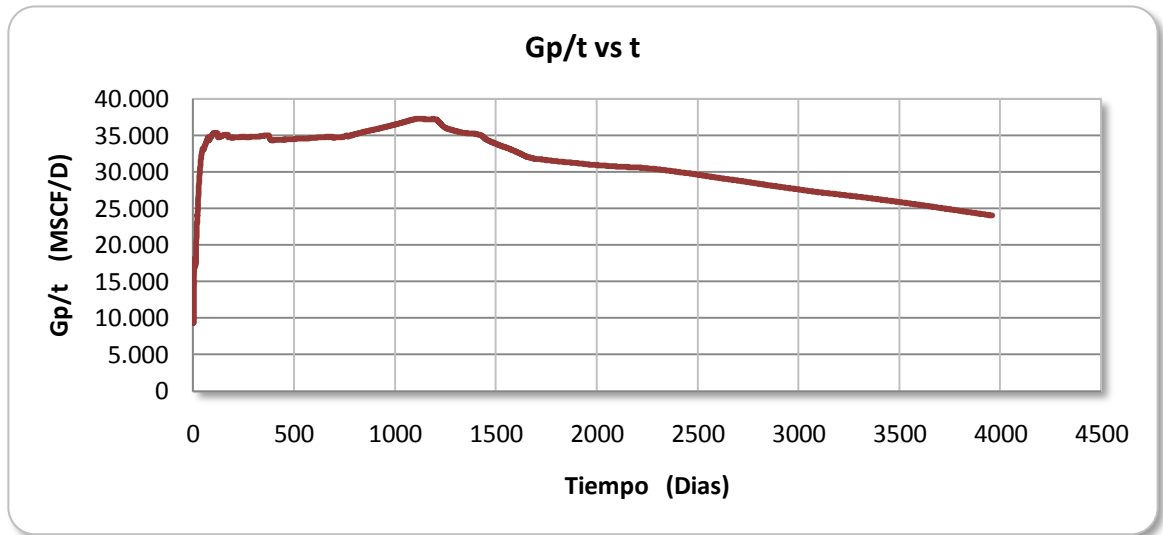
**Fuente:** Los autores.

### D.3 APLICACIÓN PARA EL GAS PRODUCIDO ACUMULADO DEL POZO W3.

Se grafica  $G_p/t$  versus el tiempo acumulado de producción como se ve en la **Figura 95**.

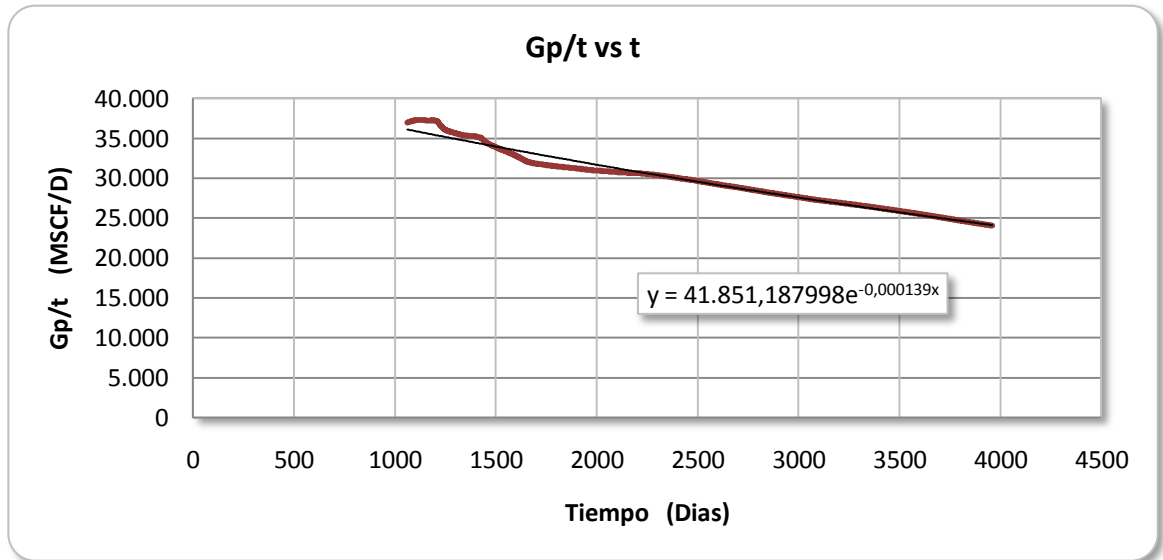
En la **Figura 96** trazamos una línea de tendencia y obtenemos la ecuación que representa el comportamiento aproximado de los datos.

**Figura 95** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

**Figura 96** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

Para el pozo de la **Figura 96** la ecuación es:

$$\frac{G_p}{t} = 41.851,187998 * e^{-0,000139*t} \quad (97)$$

Despejando  $G_p$  obtenemos:

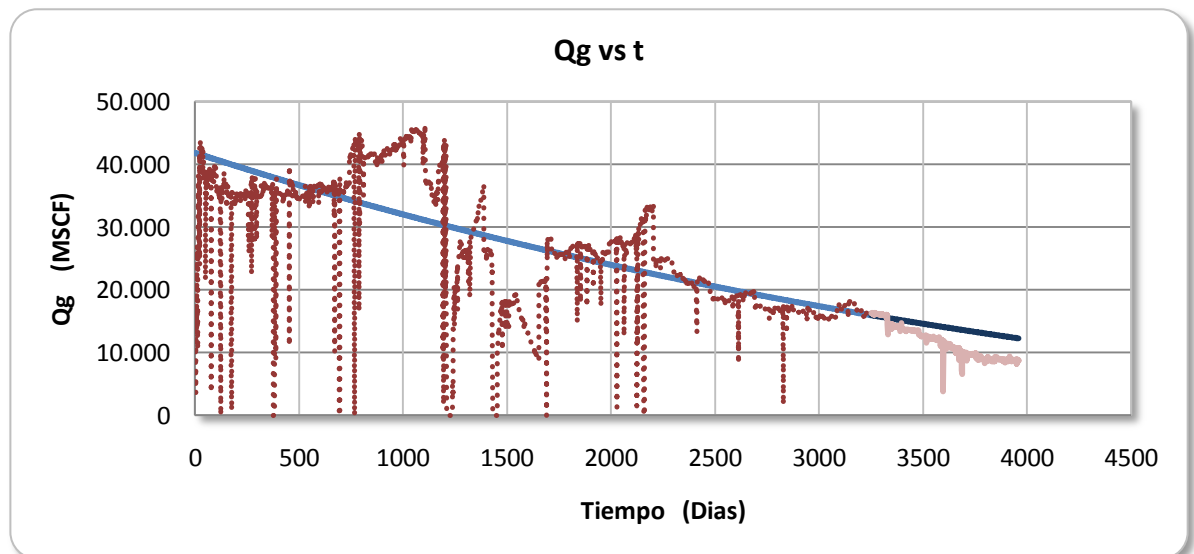
$$G_p = (41.851,187998 * e^{-0,000139*t}) * t \quad (98)$$

Derivando se obtiene la ecuación:

$$\frac{dG_p}{dt} = q_g = 41.851,187998 * e^{-0,000139*t} * (1 - 0,000139t) \quad (99)$$

Los datos de tiempo son reemplazados en la ecuación 96 para obtener la gráfica de tasa de gas versus tiempo acumulado de producción como se observa en la **Figura 97**.

**Figura 97** Predicción de la tasa de Gas en función del tiempo para el pozo W3.

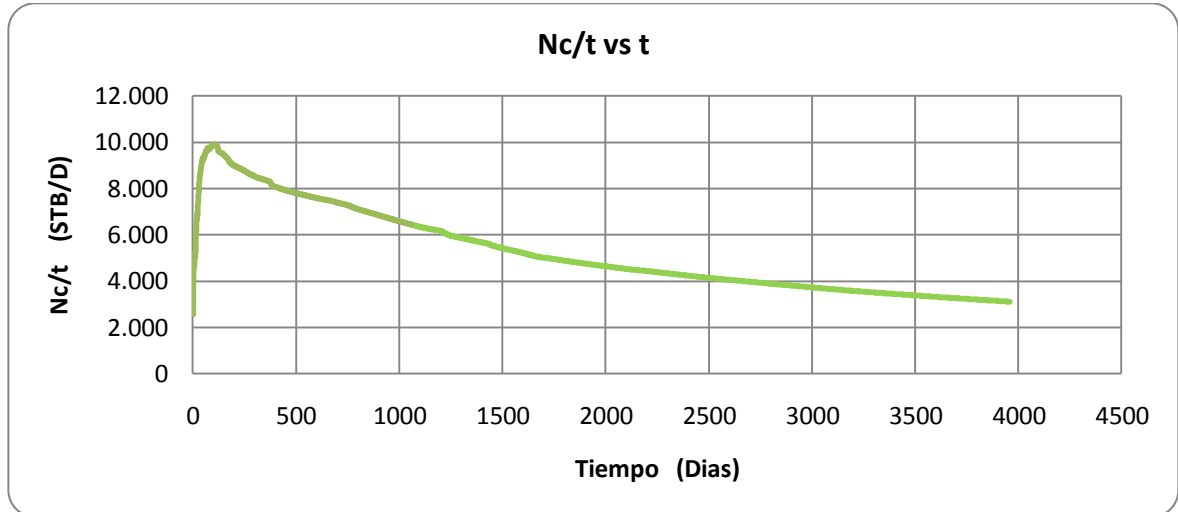


Fuente: Los autores.

#### D.4 APLICACIÓN PARA EL CONDENSADO PRODUCIDO DEL POZO W3.

Se grafica  $N_c/t$  versus el tiempo acumulado de producción como se ve en la **Figura 98**.

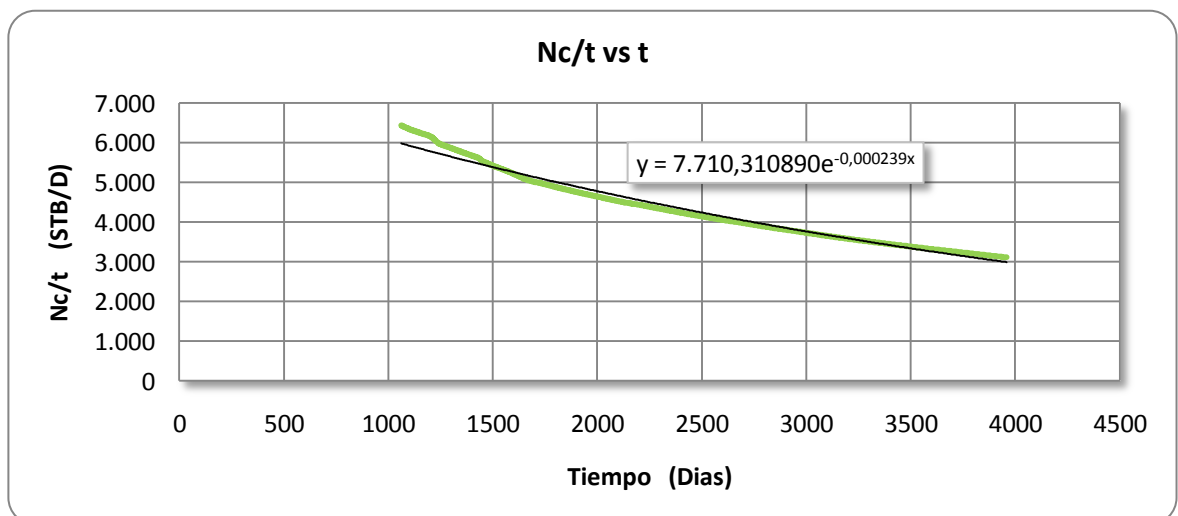
**Figura 98** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores

Trazamos una línea de tendencia como se ve en la **Figura 99**.

**Figura 99** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

La ecuación de tendencia obtenida es:

$$\frac{N_c}{t} = 7.710,310890 * e^{-0,000239*t} \quad (100)$$

Despejando  $N_c$  obtenemos:

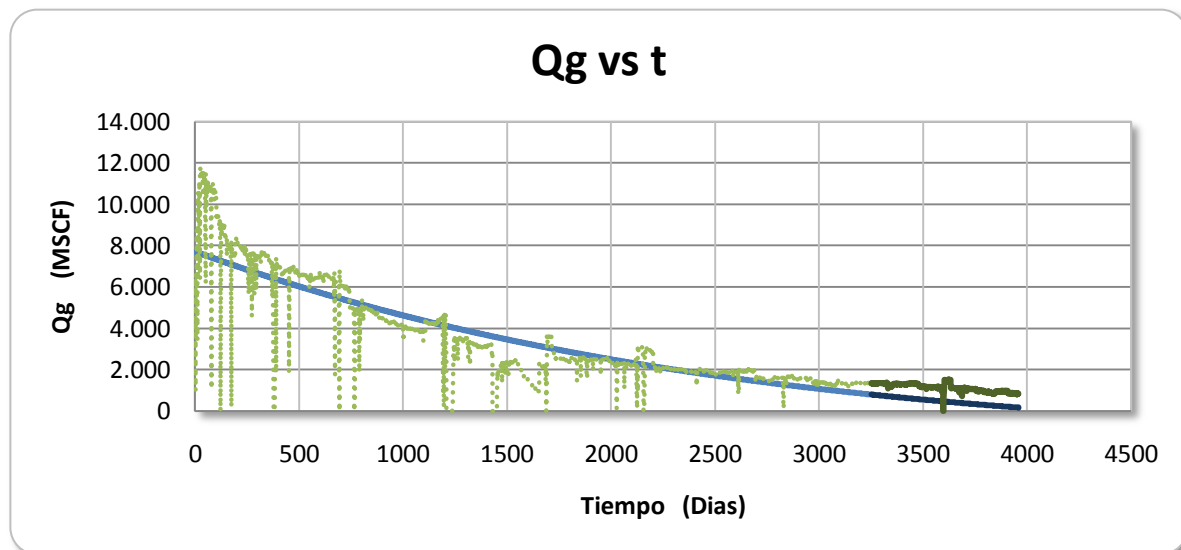
$$N_c = (7.710,310890 * e^{-0,000239*t}) * t \quad (101)$$

Derivando la ecuación anterior se obtiene:

$$\frac{dN_c}{dt} = q_c = 7.710,310890 * e^{-0,000239*t} * (1 - 0,000239t) \quad (102)$$

En la **Figura 100** se observa la comparación entre la tasa calculada con la ecuación 102 y la real del pozo W3.

**Figura 100** Predicción de la tasa de gas en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

## **D.5 ANALISIS DE RESULTADOS PARA LOS POZOS W2 Y W3**

La tendencia de declinación logró eliminar la dispersión de los datos y llegar a valores muy cercanos de la tasa de gas y condensado de ambos pozos, se aprecia una pequeña diferencia entre los datos reales y los calculados causados por la constante de declinación calculada.

En cuanto a las tasas de condensado se puede ver que la curva normalizada tiene una declinación parecida a la curva de la producción real. Es bueno afirmar que el ajuste de la predicción a los datos reales mantiene su ajuste siempre y cuando el pozo no sufra cambios muy drásticos causados por cierres o trabajos. De lo contrario debe replantearse la curva normalizada y analizar de nuevo su comportamiento, o como en el caso de Arps puede plantearse una curva normalizada solamente teniendo en cuenta el último trabajo hecho en el pozo.

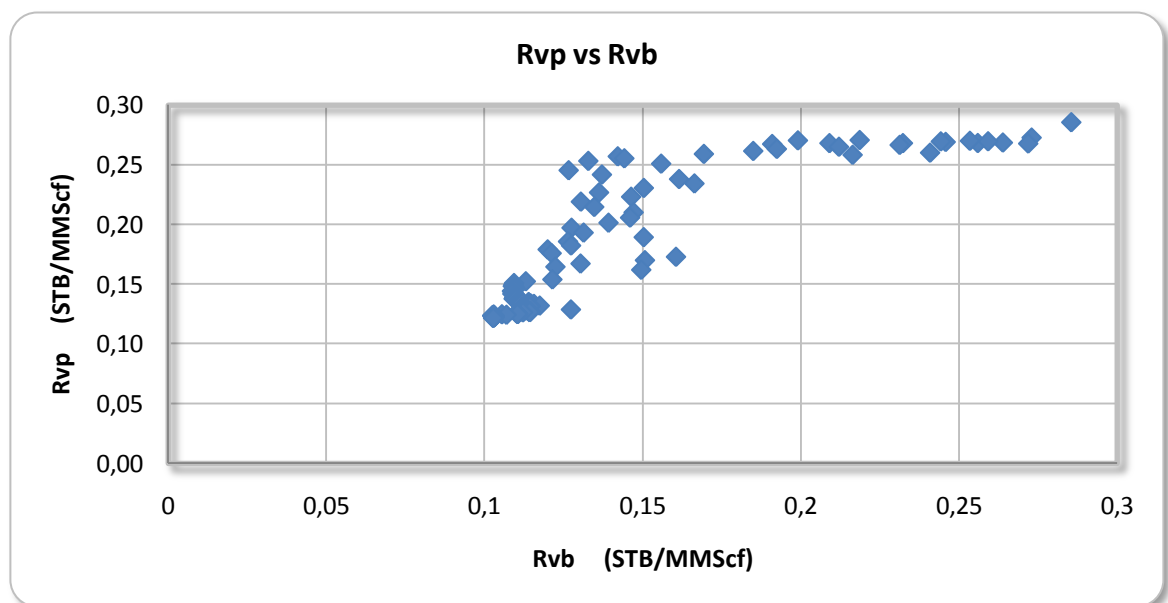
## APENDICE E

### PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGIA BASADA EN UNA ECUACION DE DECLINACION CARACTERISTICA EN FUNCION DE LA VARIABLE $R_{vp}$ .

#### E.1 DESARROLLO PARA EL POZO W2

Con la ecuación 49 se calcula  $R_{vb}$  y con la ecuación 51 se calcula  $R_{vp}$ . Ambos se grafican como se muestra a continuación. Se debe corregir el valor de  $R_{vp}$ , haciendo pasar los datos por el origen de coordenadas de la gráfica de  $R_{vp}$  vs  $R_{vb}$  como se puede ver en la **Figura 101**.

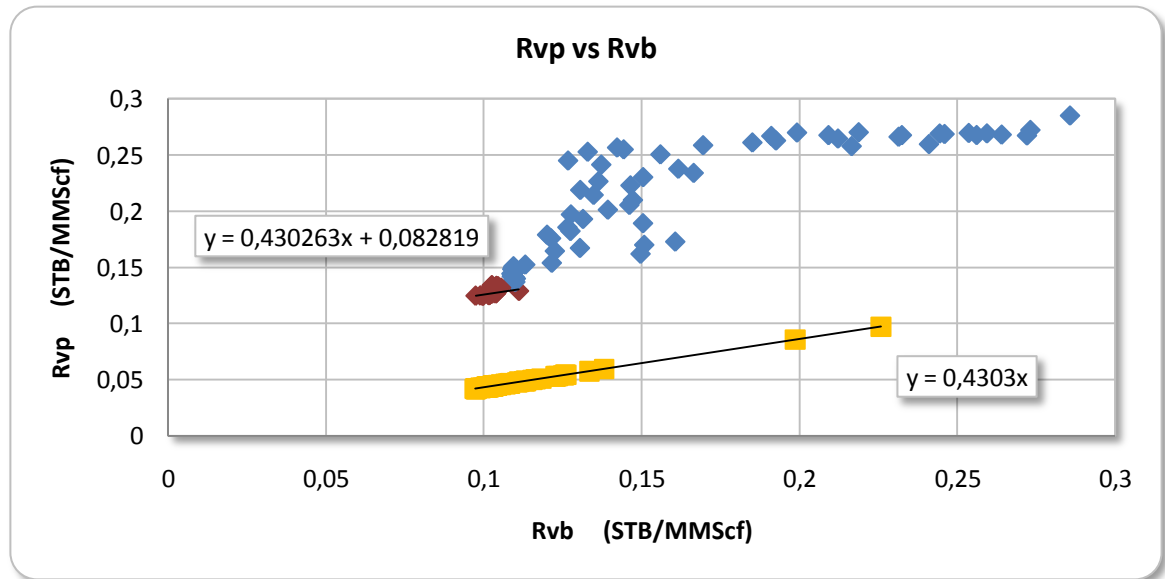
**Figura 101**  $R_{vp}$  vs  $R_{vb}$  para el pozo W2.



Fuente: Los autores.

Se toma la primera parte de los datos de la **Figura 101**, para obtener la tendencia a corregir, como se muestra en la **Figura 102**.

**Figura 102** Regresión lineal de las variables Rvp y Rvb para el pozo W2.



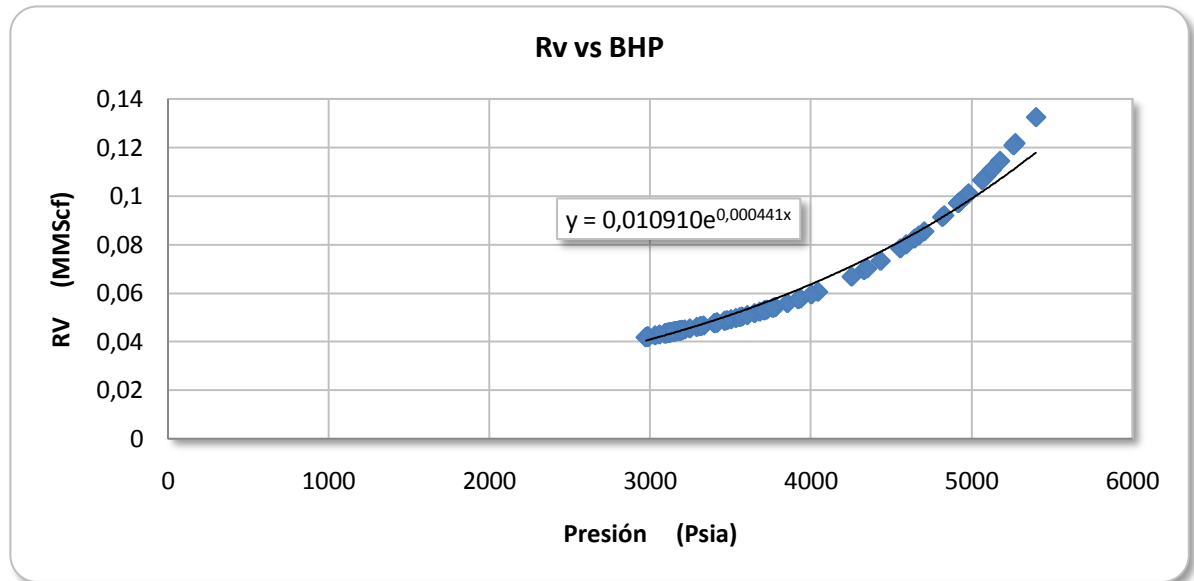
**Fuente:** Los autores.

Se obtiene la línea de tendencia de los datos y se hace pasar por el origen de coordenadas de la figura obteniéndose la ecuación:

$$Rvp = 0,4303 * Rvb \quad (103)$$

Posteriormente se reemplazan los datos de Rvb en la ecuación 103 y se obtiene de este modo el Rvp corregido. Estos valores de Rvp obtenidos se grafican en función de la presión del pozo como se muestra en la **Figura 103**:

**Figura 103** Rvp corregido en función de la BHP para el pozo W2.



Fuente: Los autores.

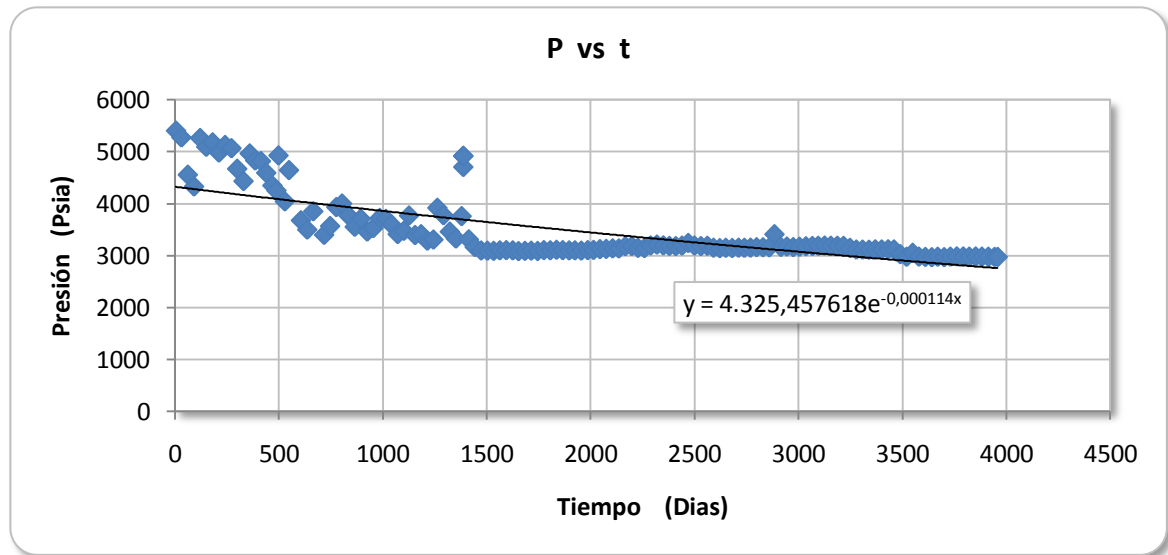
De la figura anterior se obtiene la ecuación 104:

$$Rvp = 0,010910 * e^{0,000441*BHP} \quad (104)$$

También se grafican los datos de presión contra tiempo como se muestra en la **Figura 104** y se ajustó la correspondiente línea de tendencia del pozo, obteniéndose la ecuación:

$$BHP = 4325,457618 * e^{-0,000114*t} \quad (105)$$

**Figura 104** Comportamiento de la Presión de fondo con respecto al tiempo para el pozo W2.



**Fuente:** Los autores.

Para Obtener la ecuación de Rvp en función del tiempo, se toma la ecuación 105 y se reemplaza en la ecuación 104 como se muestra a continuación:

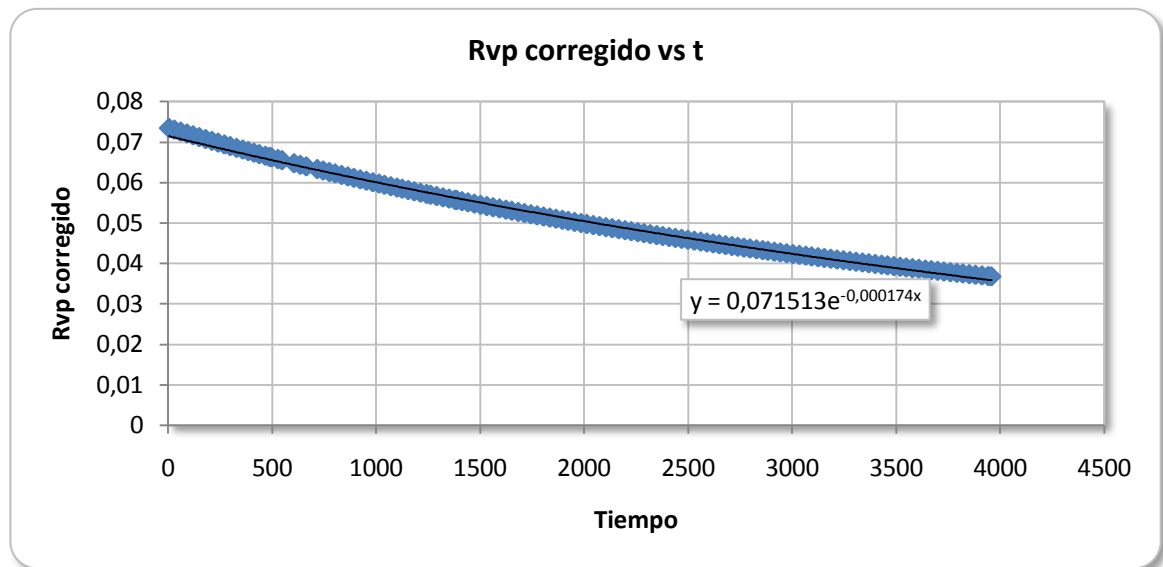
$$Rvp = 0,010910 * e^{0,000441*(4325,457618*e^{-0,000114*t})} \quad (106)$$

Despejando y organizando se tiene,

$$Rvp = 0,071513 * e^{-0,000174*t} \quad (107)$$

En la **Figura 105** se observa el Rvp corregido en función del tiempo para el pozo W2.

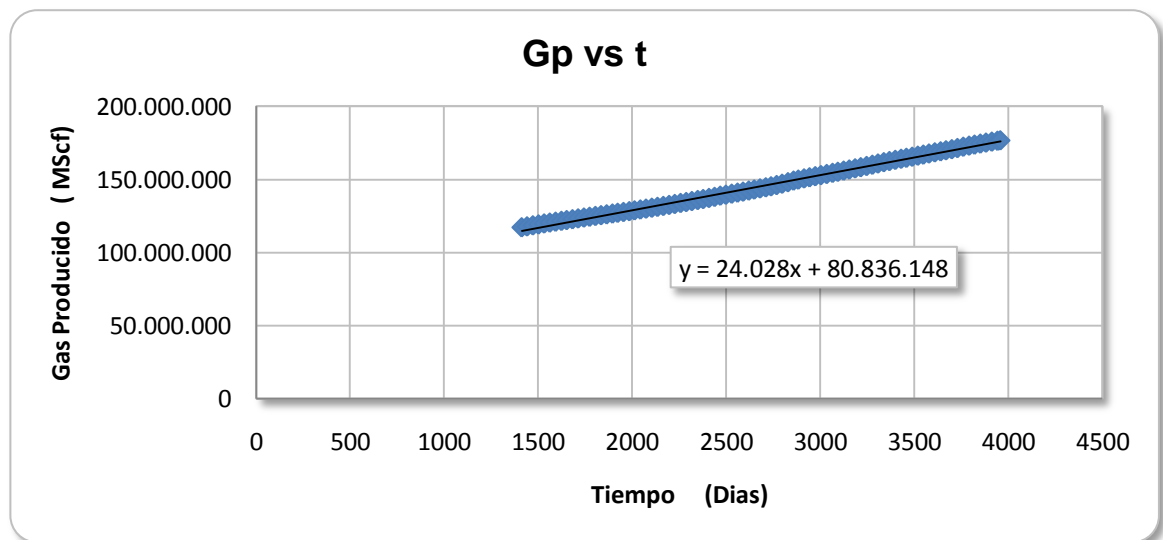
**Figura 105** Rvp Corregido en función del tiempo para el pozo W2.



Fuente: Los autores.

También es necesario hacer la gráfica del gas producido en función del tiempo, y se obtiene una línea de tendencia como se muestra en la **Figura 106**:

**Figura 106** Gas producido acumulado en función del tiempo para el pozo W2.



Fuente: Los autores.

La ecuación obtenida de la figura anterior es:

$$Gp = 24028t + (80.836.148) \quad (108)$$

Ahora, sabiendo que:

$$Rvp = \frac{Nc}{Gp}$$

Se despeja Nc:

$$Nc = Gp * Rvp \quad (109)$$

Se reemplazan las ecuaciones 107 y 108 en la ecuación 109 obteniéndose:

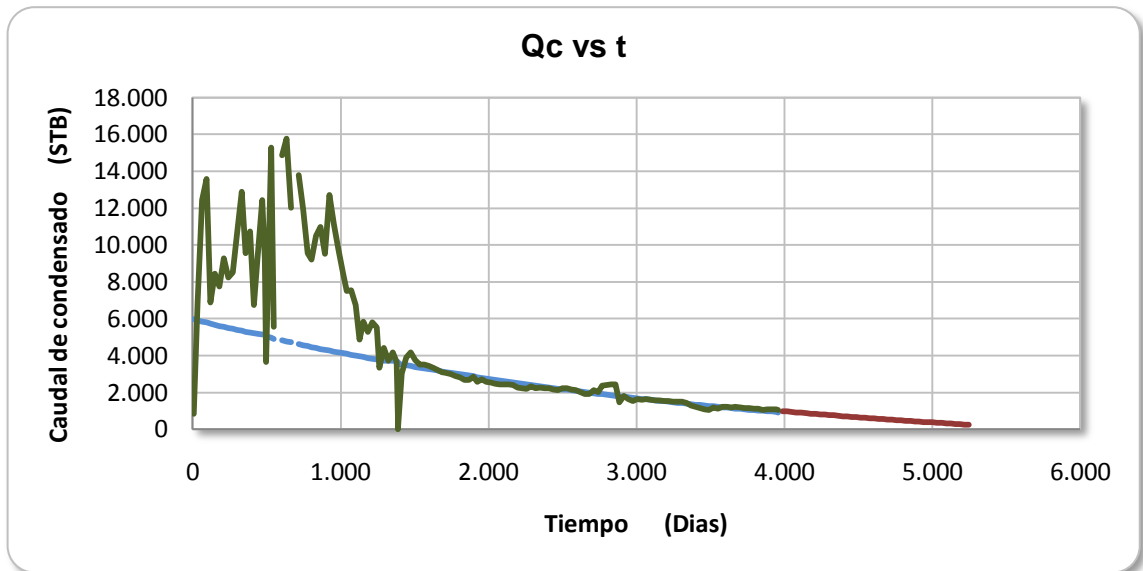
$$Nc = [24028t + (8 * 10^7)] * [0,071513 * e^{-0,000174*t}] \quad (110)$$

Y por último se deriva la ecuación 110 en función del tiempo para obtener:

$$\frac{dNp}{dt} = q_o = [46412,49523 - 3,3564195 * t] * [0,033952 * e^{-0,000074*t}] \quad (111)$$

La cual es la ecuación que predice la tasa de crudo en función del tiempo para el pozo W2. La curva calculada con la ecuación 111 se compara con la producción real del pozo como se muestra en la **Figura 107**.

**Figura 107** Caudal de aceite calculado en función del tiempo para el pozo W2.

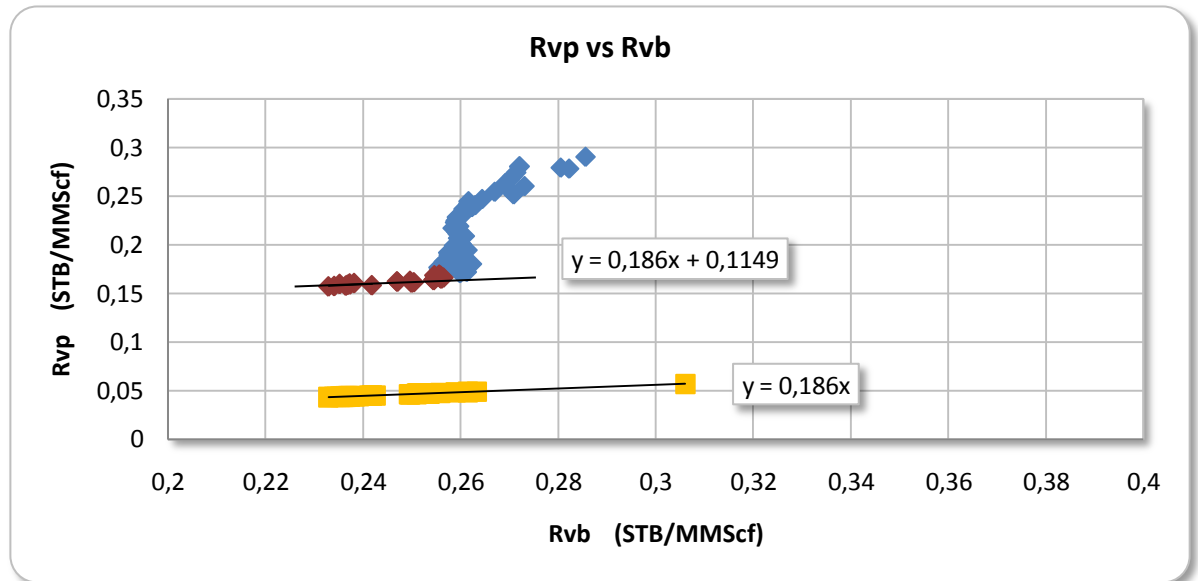


**Fuente:** Los autores.

## E.2 DESARROLLO PARA EL POZO W3

Con la ecuación 49 se calcula  $R_{vb}$  y con la ecuación 51 se calcula  $R_{vp}$ . Ambos se grafican como se muestra a continuación. Se debe corregir el valor de  $R_{vp}$ , haciendo pasar los datos por el origen de coordenadas de la gráfica de  $R_{vp}$  vs  $R_{vb}$  como se puede ver en la **Figura 108**.

**Figura 108** Rvp en función del Rvb para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

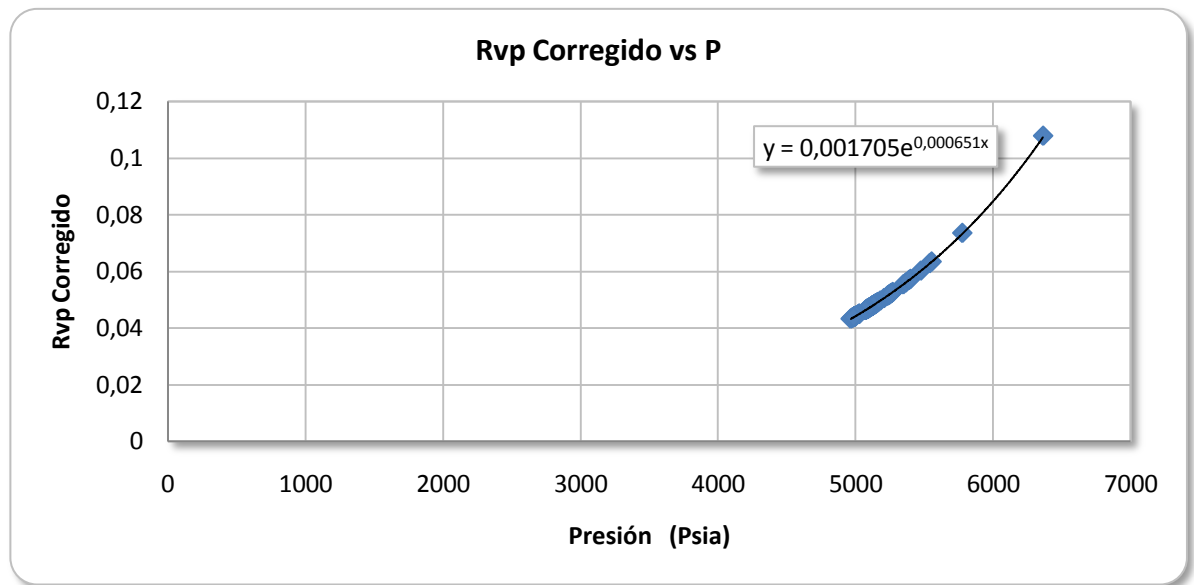
La ecuación de la tendencia corregida (Datos en amarillo) es:

$$Rvp = 0,186 * Rvb \quad (112)$$

A continuación se reemplazan los datos de Rvb en la ecuación 112 y se obtiene de este modo el Rvp corregido.

Estos valores de Rvp corregidos se grafican en función de la presión del pozo como se muestra en la **Figura 109**:

**Figura 109** Rvp en función del Rvb para el pozo W3.



**Fuente:** Los autores.

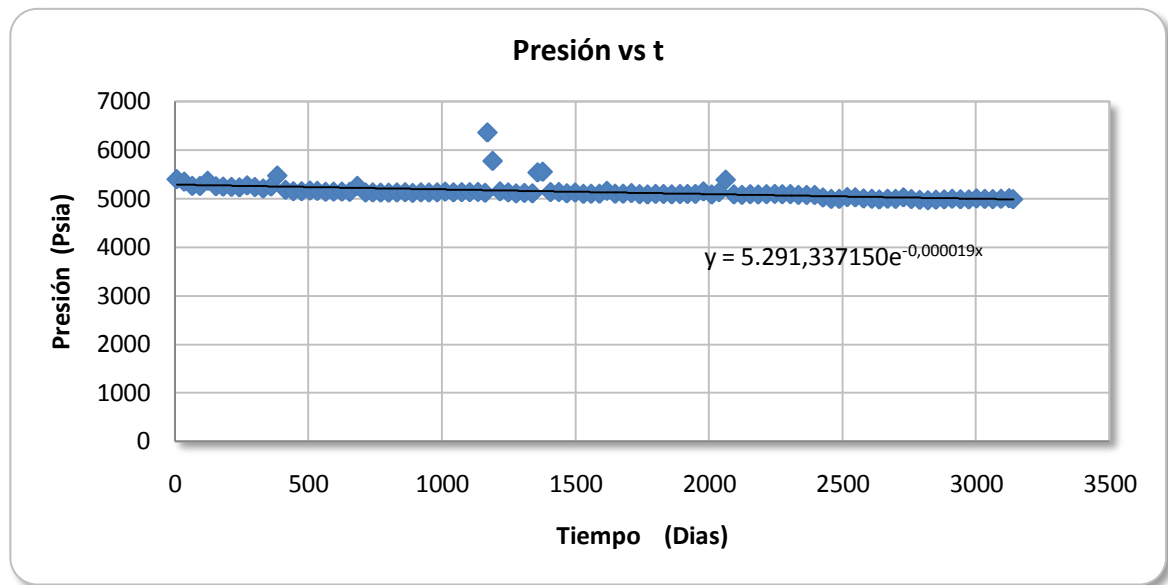
De la figura anterior se obtiene la ecuación 113:

$$Rvp = 0,001705 * e^{0,000651*BHP} \quad (113)$$

También se grafican los datos de presión contra tiempo como se muestra en la **Figura 110** y se ajustó la correspondiente línea de tendencia del pozo, obteniéndose la ecuación:

$$BHP = 4325,457618 * e^{-0,000114*t} \quad (114)$$

**Figura 110** Comportamiento de la Presión de fondo con respecto al tiempo.



**Fuente:** Los autores.

Para Obtener la ecuación de  $R_{vp}$  en función del tiempo, se toma la ecuación 114 y se reemplaza en la ecuación 113 como se muestra a continuación:

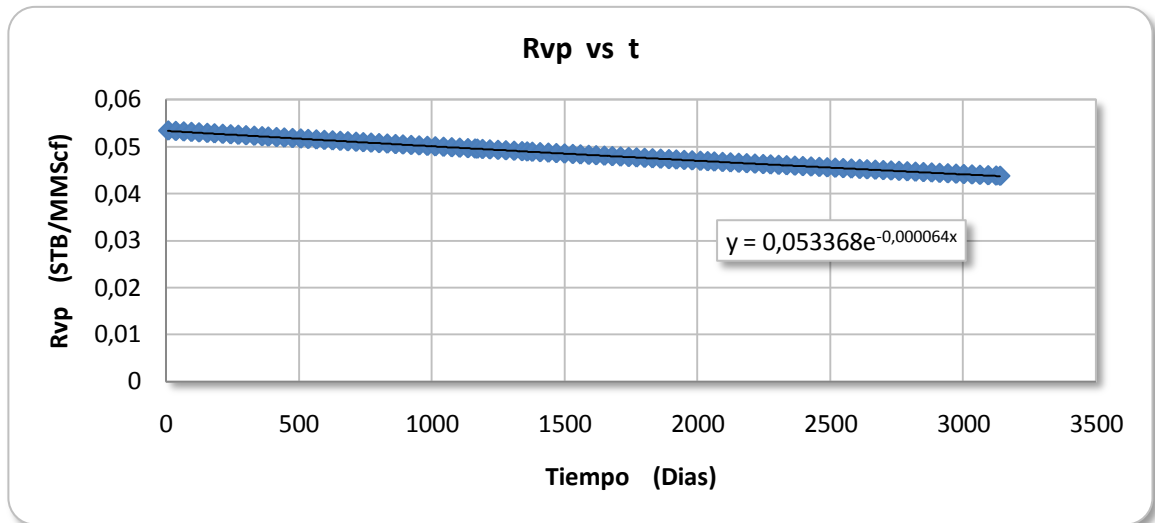
$$R_{vp} = 0,001705 * e^{0,000651*(4325,457618*e^{-0,000114*t})} \quad (115)$$

Despejando y organizando se tiene,

$$R_{vp} = 0,053368 * e^{-0,000064*t} \quad (116)$$

Se reemplazan los valores de tiempo en la ecuación 116 y se grafica como se aprecia en la **Figura 111**:

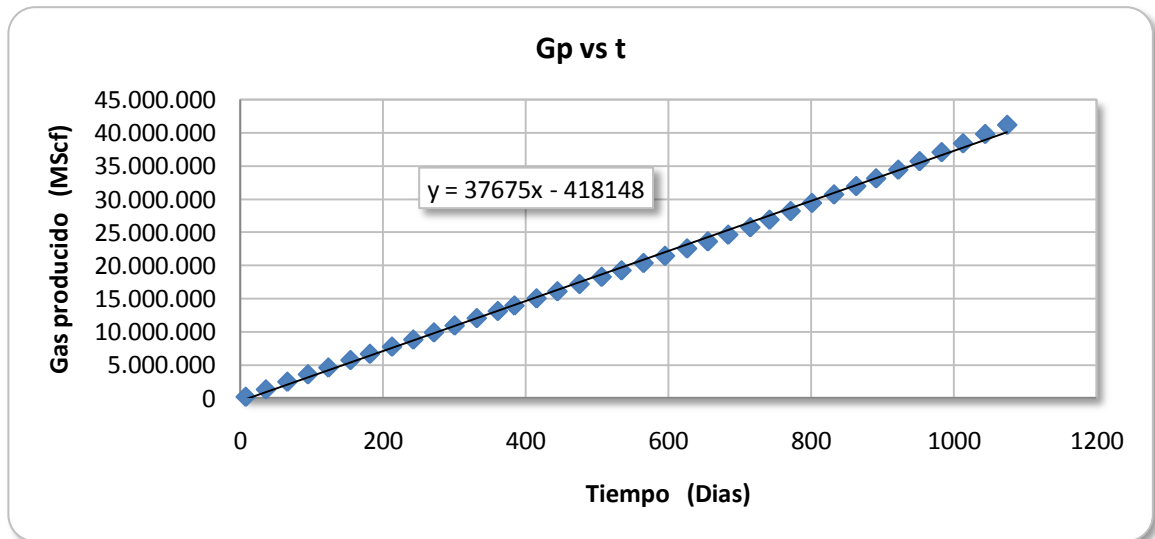
**Figura 111** Rvp corregido en función del tiempo.



Fuente: Los autores.

Se construye la gráfica del gas producido en función del tiempo, y se obtiene una línea de tendencia como se muestra en la **Figura 112**:

**Figura 112** Gas producido acumulado en función del tiempo para el pozo W3.



Fuente: Los autores.

La ecuación obtenida es:

$$Gp = 37675t + 418148 \quad (117)$$

Ahora, sabiendo que:

$$Rvp = \frac{Nc}{Gp}$$

Se despeja Nc:

$$Nc = Gp * Rvp \quad (118)$$

Se reemplazan las ecuaciones 116 y 117 en la ecuación 118 obteniéndose:

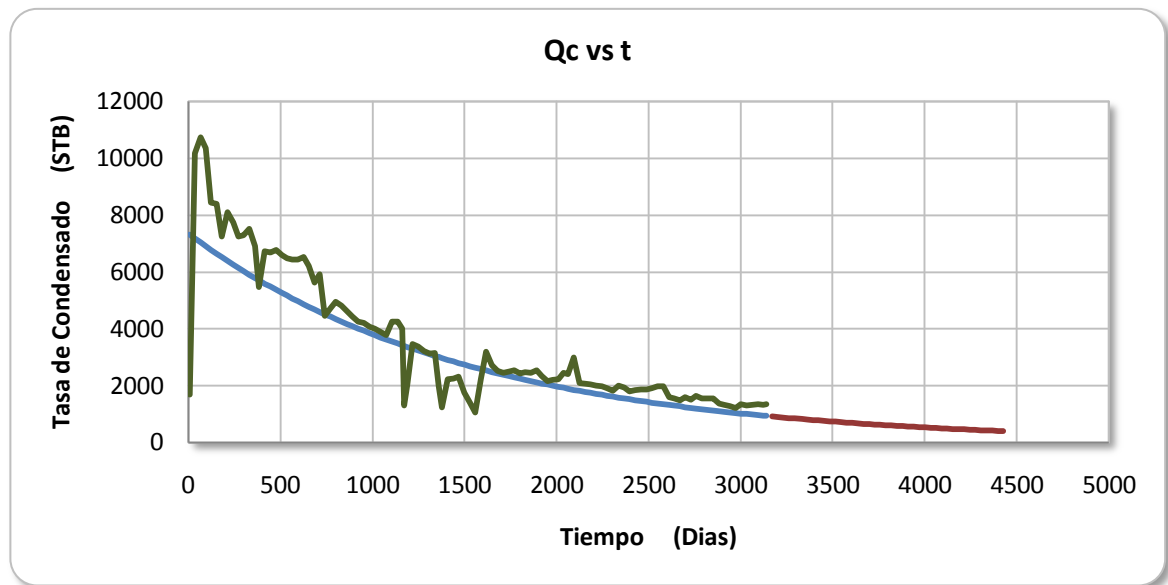
$$Nc = [37675t + 418148] * [0,053368 * e^{-0,000064*t}] \quad (119)$$

Y por último se deriva la ecuación 119 en función del tiempo para obtener:

$$\frac{dNp}{dt} = q_o = [137701,76147 - 2,4112 * t] * [0,053368 * e^{-0,000064*t}] \quad (120)$$

La cual es la ecuación que predice la tasa de condensado en función del tiempo para el pozo W2. La curva calculada con la ecuación 120 se compara con la producción real del pozo como se muestra en la **Figura 113**:

**Figura 113** Caudal de aceite calculado en función del tiempo para el pozo W3.



**Fuente:** Los autores.

### **E.3 ANALISIS DE RESULTADOS PARA LOS POZOS W2 Y W3.**

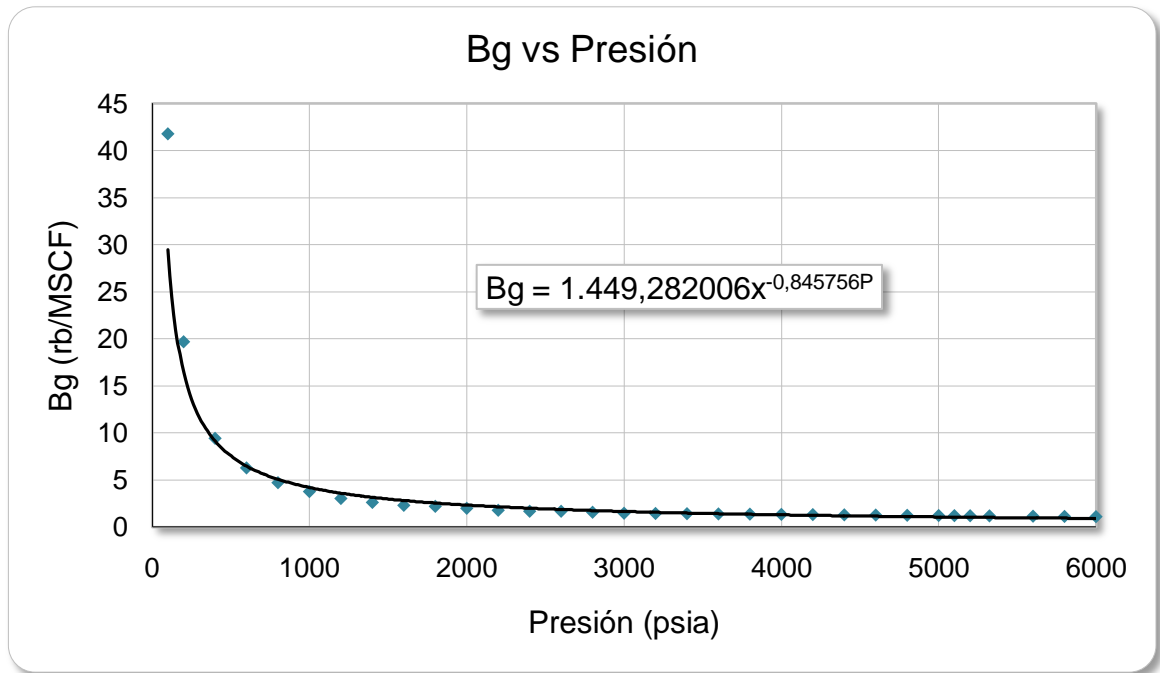
La aplicación de la metodología basada en la variable  $R_v$ , tuvo buenos ajustes a las tasas de condensado. En la Figura 99 se puede observar que a tiempos tempranos, la curva calculada (por medio de esta metodología) no es para nada representativa del comportamiento del pozo. Por el contrario, luego de la estabilización de la tasa de condensado se logró un buen ajuste de los datos a la tasa de condensado real pero disminuyendo enormemente los saltos en la curva causados por los cierres y trabajos hechos en el pozo.

De la misma manera que para el pozo W2, el pozo W3 presentó un buen ajuste con la tendencia de producción, pero al llegar al final de la curva, se puede observar que hay una diferencia entre el caudal real de gas y el calculado. La predicción en este caso para la tasa futura de producción es más pesimista que

para los otros pozos, pero puede considerarse aplicar este método cuando la predicción del comportamiento futuro de la tasa de condensado por medio de las otras metodologías no pueda ajustarse al yacimiento de Gas Condensado.

## ANEXOS

**Anexo A** Figura 114. Rvp en función del Rvb para el pozo W2.



**Fuente:** Los autores.

**Anexo B** Tabla 10 Producción del pozo W3. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W.

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/5/99	7,344	1.676,00	5.769,00	31/8/01	31,000	5.929,00	36.249,00	31/8/03	19,229	1.230,00	8.966,00
30/9/99	28,288	10.173,00	36.890,00	30/9/01	26,956	4.457,00	38.137,00	30/9/03	29,500	2.226,00	17.219,00
31/10/99	30,080	10.741,00	37.581,00	31/10/01	29,604	4.723,00	41.950,00	31/10/03	31,000	2.257,00	17.300,00
30/11/99	28,889	10.352,00	37.367,00	30/11/01	29,857	4.946,00	40.808,00	30/11/03	30,000	2.306,00	18.105,00
31/12/99	28,609	8.455,00	32.988,00	31/12/01	31,000	4.822,00	41.576,00	31/12/03	31,000	1.762,00	14.912,00
31/1/00	30,993	8.396,00	36.424,00	31/1/02	31,000	4.604,00	40.580,00	31/1/04	31,000	1.388,00	12.227,00
29/2/00	27,250	7.246,00	32.524,00	28/2/02	27,953	4.438,00	41.710,00	29/2/04	28,918	1.057,00	9.645,00
31/3/00	30,965	8.099,00	35.051,00	31/3/02	31,000	4.245,00	42.226,00	31/3/04	31,000	2.244,00	21.329,00
30/4/00	29,858	7.744,00	35.509,00	30/4/02	30,000	4.209,00	42.978,00	30/4/04	27,949	3.187,00	25.237,00
31/5/00	28,935	7.250,00	34.725,00	31/5/02	30,865	4.067,00	43.948,00	31/5/04	31,000	2.726,00	25.746,00
30/6/00	28,997	7.291,00	34.882,00	30/6/02	30,000	3.997,00	44.424,00	30/6/04	30,000	2.522,00	25.687,00
31/7/00	31,000	7.515,00	36.134,00	31/7/02	31,000	3.894,00	45.440,00	31/7/04	31,000	2.448,00	25.849,00
31/8/00	29,513	6.924,00	34.549,00	31/8/02	30,878	3.792,00	44.528,00	31/8/04	30,566	2.499,00	26.487,00
30/9/00	23,280	5.481,00	27.671,00	30/9/02	30,000	4.260,00	36.918,00	30/9/04	29,628	2.546,00	26.937,00
31/10/00	31,000	6.742,00	34.875,00	31/10/02	30,941	4.255,00	34.940,00	31/10/04	30,267	2.418,00	26.309,00
30/11/00	29,264	6.689,00	35.712,00	30/11/02	26,858	4.007,00	36.330,00	30/11/04	29,771	2.473,00	25.699,00
31/12/00	31,000	6.778,00	35.096,00	31/12/02	8,486	1.295,00	11.947,00	31/12/04	30,676	2.447,00	24.765,00
31/1/01	31,000	6.594,00	35.114,00	31/1/03	19,558	2.038,00	12.088,00	31/1/05	31,000	2.533,00	26.096,00
28/2/01	27,833	6.493,00	35.101,00	28/2/03	27,698	3.472,00	25.614,00	28/2/05	28,000	2.347,00	27.598,00
31/3/01	30,910	6.438,00	35.918,00	31/3/03	30,729	3.371,00	26.072,00	31/3/05	29,617	2.168,00	26.923,00
30/4/01	30,000	6.437,00	35.915,00	30/4/03	29,566	3.208,00	28.763,00	30/4/05	29,969	2.197,00	26.502,00
31/5/01	31,000	6.536,00	36.020,00	31/5/03	31,000	3.138,00	32.986,00	31/5/05	31,000	2.224,00	27.447,00
30/6/01	29,104	6.210,00	35.452,00	30/6/03	29,896	3.151,00	28.694,00	30/6/05	27,492	2.458,00	26.344,00
31/7/01	28,514	5.621,00	32.852,00	31/7/03	19,351	1.989,00	16.356,00	31/7/05	24,977	2.400,00	25.235,00

Fuente: Empresa operadora del Campo W.

**Anexo C** Tabla 11 Continuación datos de la producción del pozo W3

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/8/05	31,00	2.986	33.152	31/8/07	31,00	1.560	16.609
30/9/05	29,93	2.082	24.680	30/9/07	29,87	1.543	16.678
31/10/05	31,00	2.064	24.694	31/10/07	31,00	1.378	16.288
30/11/05	30,00	2.052	24.818	30/11/07	30,00	1.331	15.732
31/12/05	31,00	2.001	22.674	31/12/07	31,00	1.276	15.443
31/1/06	31,00	1.972	22.297	31/1/08	31,00	1.210	15.751
28/2/06	28,00	1.919	21.153	29/2/08	29,00	1.347	17.293
31/3/06	30,37	1.829	20.457	31/3/08	30,89	1.301	17.433
30/4/06	30,00	2.008	21.854	30/4/08	30,00	1.314	17.954
31/5/06	31,00	1.939	21.209	31/5/08	31,00	1.341	16.735
30/6/06	30,00	1.808	18.719	30/6/08	30,00	1.321	16.215
31/7/06	31,00	1.847	18.568	15/7/08	15,00	1.346	16.203
31/8/06	31,00	1.865	18.284				
30/9/06	29,88	1.857	18.737				
31/10/06	30,02	1.902	18.278				
30/11/06	30,00	1.975	19.164				
31/12/06	31,00	1.974	19.515				
31/1/07	31,00	1.604	17.410				
28/2/07	28,00	1.545	17.048				
31/3/07	30,91	1.491	16.685				
30/4/07	30,00	1.602	17.215				
31/5/07	29,57	1.495	15.778				
30/6/07	29,80	1.629	16.831				
31/7/07	31,00	1.544	16.706				

Fuente: Empresa Operadora del Campo W.

**Anexo D** Tabla 12 Producción del pozo W2. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W.

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/1/97	4,65	827	2.899	31/1/99	29,06	12.015	71.109	31/1/01	28,99	4.170	101.420
28/2/97	25,91	6.886	25.578	28/2/99	21,87	6.725	51.982	28/2/01	27,60	3.653	82.654
31/3/97	30,65	12.422	47.197	31/3/99	30,29	13.777	121.869	31/3/01	7,99	645	14.941
30/4/97	30,00	13.579	50.810	30/4/99	28,83	11.932	111.250	30/4/01	0,00	0	0
31/5/97	29,22	6.884	24.966	31/5/99	29,64	9.566	89.766	31/5/01	0,00	0	0
30/6/97	29,59	8.434	30.984	30/6/99	27,83	9.190	84.080	30/6/01	26,49	3.019	14.879
31/7/97	30,54	7.755	28.429	31/7/99	30,70	10.505	96.766	31/7/01	28,61	3.902	20.138
31/8/97	30,47	9.268	33.360	31/8/99	30,26	10.962	103.061	31/8/01	31,00	4.162	22.330
30/9/97	29,59	8.233	29.672	30/9/99	28,99	9.509	87.820	30/9/01	29,98	3.745	21.518
31/10/97	30,61	8.523	31.232	31/10/99	30,92	12.710	171.763	31/10/01	29,92	3.513	21.002
30/11/97	27,61	10.733	36.959	30/11/99	29,45	11.102	169.486	30/11/01	29,88	3.526	19.770
31/12/97	30,58	12.886	53.971	31/12/99	30,85	9.761	154.203	31/12/01	31,00	3.429	19.700
31/1/98	29,59	9.556	41.826	31/1/00	29,91	8.506	121.899	31/1/02	31,00	3.338	18.903
28/2/98	26,57	10.732	50.542	29/2/00	25,98	7.501	125.539	28/2/02	27,94	3.230	19.032
31/3/98	27,56	6.753	31.459	31/3/00	30,66	7.548	136.809	31/3/02	30,93	3.088	18.778
30/4/98	25,42	9.459	42.846	30/4/00	29,67	6.725	120.596	30/4/02	29,93	3.053	18.578
31/5/98	29,61	12.423	57.713	31/5/00	24,80	4.862	87.433	31/5/02	30,94	2.975	18.665
30/6/98	19,58	9.264	42.645	30/6/00	28,98	5.851	101.170	30/6/02	30,00	2.903	18.256
31/7/98	9,90	3.643	15.819	31/7/00	28,99	5.295	91.289	31/7/02	30,96	2.822	18.155
31/8/98	30,60	15.294	55.602	31/8/00	30,18	5.817	110.423	31/8/02	29,95	2.693	17.165
30/9/98	19,79	5.566	20.289	30/9/00	29,15	5.530	124.410	30/9/02	30,00	2.669	18.327
31/10/98	28,80	14.759	77.258	31/10/00	18,95	3.335	77.350	31/10/02	30,73	2.839	18.014
30/11/98	28,77	14.882	81.645	30/11/00	29,41	4.398	105.016	30/11/02	27,70	2.588	17.085
31/12/98	30,29	15.761	94.721	31/12/00	30,81	3.708	108.240	31/12/02	30,80	2.710	17.773

Fuente: Empresa Operadora del Campo W.

**Anexo E** Tabla 13 Continuación de la producción W2

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/1/03	31,00	2.569	18.262	31/1/05	30,62	2.106	23.768	31/1/07	31,00	1.160	24.303
28/2/03	27,93	2.533	19.488	28/2/05	28,00	2.014	25.259	28/2/07	28,00	1.091	23.541
31/3/03	30,89	2.461	19.285	31/3/05	29,57	2.369	27.803	31/3/07	30,94	1.055	23.399
30/4/03	30,00	2.441	19.426	30/4/05	29,26	2.398	30.330	30/4/07	29,94	1.188	24.357
31/5/03	31,00	2.428	19.733	31/5/05	31,00	2.446	33.291	31/5/07	29,19	1.113	22.989
30/6/03	30,00	2.438	20.257	30/6/05	29,89	2.450	36.351	30/6/07	30,00	1.214	25.312
31/7/03	31,00	2.394	20.346	31/7/05	25,06	1.455	21.906	31/7/07	31,00	1.204	25.682
31/8/03	31,00	2.250	21.697	31/8/05	30,93	1.795	27.057	31/8/07	31,00	1.187	23.095
30/9/03	29,92	2.222	22.150	30/9/05	28,83	1.626	25.096	30/9/07	28,50	1.235	23.358
31/10/03	31,00	2.194	22.714	31/10/05	30,52	1.539	24.366	31/10/07	31,00	1.191	24.541
30/11/03	29,87	2.324	21.216	30/11/05	30,00	1.626	24.649	30/11/07	29,82	1.153	26.355
31/12/03	30,18	2.228	21.918	31/12/05	31,00	1.614	24.877	31/12/07	31,00	1.160	28.619
31/1/04	31,00	2.261	22.741	31/1/06	31,00	1.625	25.242	31/1/08	31,00	1.131	23.853
29/2/04	29,00	2.217	22.866	28/2/06	28,00	1.592	25.364	29/2/08	28,93	1.106	23.707
31/3/04	30,80	2.222	23.767	31/3/06	30,94	1.557	25.614	31/3/08	30,89	1.057	23.404
30/4/04	30,00	2.169	24.265	30/4/06	30,00	1.552	25.699	30/4/08	30,00	1.080	21.958
31/5/04	30,04	2.133	26.977	31/5/06	31,00	1.520	25.757	31/5/08	31,00	1.069	21.686
30/6/04	29,88	2.235	21.708	30/6/06	29,97	1.517	26.350	30/6/08	30,00	1.064	19.934
31/7/04	31,00	2.210	22.589	31/7/06	31,00	1.490	26.958	15/7/08	15,00	1.054	19.317
31/8/04	30,94	2.148	22.966	31/8/06	30,64	1.498	27.170				
30/9/04	29,56	2.110	22.700	30/9/06	29,92	1.499	28.030				
31/10/04	30,29	2.019	23.508	31/10/06	31,00	1.425	29.220				
30/11/04	28,94	1.909	23.722	30/11/06	30,00	1.281	26.196				
31/12/04	30,85	1.908	24.949	31/12/06	31,00	1.214	25.802				

Fuente: Empresa Operadora del Campo W.

**Anexo F** Tabla 14 Producción del pozo W1. Datos propiedad de las empresas operadoras del Campo W.

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/7/98	20,97	4.453	19.740	31/7/00	31,00	6.590	34.099	31/7/02	31,00	4.843	77.864
31/8/98	30,66	7.978	33.059	31/8/00	30,77	6.328	34.566	31/8/02	31,00	4.817	75.559
30/9/98	29,88	10.463	38.986	30/9/00	29,09	6.219	34.759	30/9/02	29,93	4.077	67.599
31/10/98	31,00	10.606	39.736	31/10/00	31,00	6.151	35.911	31/10/02	31,00	4.109	54.245
30/11/98	30,00	10.526	39.617	30/11/00	30,00	5.896	34.874	30/11/02	28,37	3.935	47.303
31/12/98	30,63	9.044	37.563	31/12/00	31,00	6.136	48.066	31/12/02	31,00	4.035	47.949
31/1/99	30,85	6.148	25.775	31/1/01	31,00	6.008	50.073	31/1/03	31,00	3.925	46.671
28/2/99	27,35	6.521	25.419	28/2/01	27,84	5.822	50.020	28/2/03	28,00	3.807	47.028
31/3/99	31,00	6.018	25.988	31/3/01	31,00	5.226	47.823	31/3/03	30,72	3.269	55.180
30/4/99	28,59	5.999	26.236	30/4/01	30,00	5.055	46.466	30/4/03	29,49	3.389	46.756
31/5/99	30,07	8.294	32.897	31/5/01	31,00	5.110	46.545	31/5/03	30,95	3.661	41.658
30/6/99	28,82	8.431	32.752	30/6/01	29,69	4.714	44.644	30/6/03	30,00	3.749	41.703
31/7/99	31,00	8.144	31.748	31/7/01	28,59	5.503	64.906	31/7/03	31,00	3.670	40.711
31/8/99	29,50	7.850	31.154	31/8/01	31,00	5.873	72.074	31/8/03	31,00	3.547	38.805
30/9/99	26,27	5.652	46.469	30/9/01	29,90	5.643	76.689	30/9/03	29,90	2.879	32.183
31/10/99	31,00	5.988	25.960	31/10/01	29,91	5.425	77.634	31/10/03	31,00	2.780	31.130
30/11/99	28,62	5.791	24.508	30/11/01	29,97	5.381	76.834	30/11/03	30,00	2.687	29.744
31/12/99	30,73	5.760	24.579	31/12/01	31,00	5.210	79.450	31/12/03	30,89	2.572	29.572
31/1/00	28,94	5.790	20.919	31/1/02	30,77	5.314	77.116	31/1/04	31,00	2.856	36.973
29/2/00	26,32	4.948	21.221	28/2/02	27,87	5.142	77.471	29/2/04	29,00	2.797	37.366
31/3/00	30,97	4.772	25.205	31/3/02	31,00	4.955	76.693	31/3/04	30,88	2.799	38.761
30/4/00	29,81	4.928	27.165	30/4/02	30,00	4.956	76.411	30/4/04	30,00	2.720	39.390
31/5/00	29,53	6.420	31.359	31/5/02	30,72	4.913	77.725	31/5/04	31,00	2.709	40.186
30/6/00	28,82	6.422	32.139	30/6/02	30,00	4.899	77.333	30/6/04	30,00	2.736	41.254

Fuente: Empresa Operadora del Campo W.

**Anexo G** Tabla 15 Continuación de la producción del W1

FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D	FECHA	DIAS	Qo STB/D	Qg MSCF/D
31/7/04	31,00	2.317	31.994	31/7/06	31,00	3.552	24.398
31/8/04	31,00	2.239	31.492	31/8/06	31,00	3.284	23.226
30/9/04	29,14	2.157	31.032	30/9/06	30,00	3.310	23.483
31/10/04	30,86	2.077	31.506	31/10/06	31,00	3.103	23.475
30/11/04	29,84	2.022	30.041	30/11/06	30,00	2.839	27.434
31/12/04	30,86	1.955	28.974	31/12/06	29,88	2.691	27.859
31/1/05	31,00	2.074	32.397	31/1/07	30,88	2.692	28.414
28/2/05	26,22	1.791	29.248	28/2/07	28,00	2.588	29.019
31/3/05	30,34	2.084	33.458	31/3/07	28,53	2.165	25.676
30/4/05	30,00	2.029	33.903	30/4/07	30,00	2.252	29.574
31/5/05	31,00	1.709	28.506	31/5/07	28,99	2.083	29.138
30/6/05	30,00	1.774	22.759	30/6/07	30,00	1.551	26.894
31/7/05	24,98	1.409	18.734	31/7/07	30,88	1.464	26.449
31/8/05	31,00	1.744	22.962	31/8/07	31,00	1.361	25.809
30/9/05	29,56	1.711	17.890	30/9/07	30,00	1.292	25.900
31/10/05	31,00	1.723	17.819	31/10/07	31,00	1.184	25.009
30/11/05	30,00	1.716	17.568	30/11/07	30,00	1.099	28.569
31/12/05	30,89	1.441	14.525	31/12/07	31,00	1.079	29.781
31/1/06	31,00	1.412	14.204	31/1/08	30,89	997	27.649
28/2/06	28,00	1.376	13.766	29/2/08	29,00	932	28.616
31/3/06	31,00	1.323	13.437	31/3/08	30,64	857	29.567
30/4/06	30,00	1.290	12.942	30/4/08	30,00	770	24.124
31/5/06	31,00	2.557	19.280	31/5/08	31,00	730	23.358
30/6/06	27,86	2.660	19.063	30/6/08	30,00	655	23.657
				15/7/08	15,00	624	23.685

Fuente: Empresa Operadora del Campo W.

**Anexo H** Tabla 16 Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1)

<b>PREDICION ARPS EXPONENCIAL CON TODOS LOS DATOS</b>									
<b>Fecha</b>	<b>tiempo</b>	<b>Qc Predicho</b>	<b>Qc Real</b>	<b>Qg predico</b>	<b>Qg Real</b>	<b>Nc predicho</b>	<b>Nc Real</b>	<b>Gp predicho</b>	<b>Gp Real</b>
31/8/08	3.657,80	715,79	693,22	23.460,87	26.390,82	16303111,91	14373114,25	143210671,6	135984426,5
30/9/08	3.687,80	698,56	655,21	23.278,85	26.221,20	16324326,03	14393642,39	143911763,8	136786602,5
31/10/08	3.718,80	681,19	621,16	23.092,24	26.028,47	16345711,09	14413077,32	144630511,8	137583176,1
30/11/08	3.748,80	664,80	604,67	22.913,09	24.947,36	16365900,02	14431768,37	145320588,3	138358471,8
31/12/08	3.779,80	648,28	572,15	22.729,41	25.388,89	16386251,64	14449685,82	146028043,2	139127141,7
31/1/09	3.810,80	632,16	536,30	22.547,22	24.205,02	16406097,36	14466832,68	146729827,2	139894590,9
1/2/09	3.838,80	617,95	499,97	22.383,90	24.866,76	16423598,17	14482128,55	147358860,1	140617282,3
31/3/09	3.869,80	602,59	468,59	22.204,48	23.232,27	16442515,53	14496384,45	148049976,3	141325534,7
30/4/09	3.899,80	588,09	449,90	22.032,20	24.037,74	16460374,81	14510380,32	148713523,1	142046773,1
31/5/09	3.930,80	573,47	426,68	21.855,59	23.876,60	16478377,99	14523737,1	149393780,3	142778240,1
30/6/09	3.960,80	559,67	453,70	21.686,03	20.983,37	16495374,2	14537191,16	150046901,4	143460986,4
31/7/09	3.991,80	545,76	430,84	21.512,20	21.887,84	16512507,38	14550618,44	150716470,3	150202111,1
31/8/09	4.021,80	532,62	394,76	21.345,30	21.237,40	16528682,25	14563211,58	151359329,4	144786057,6
30/9/09	4.051,80	519,80	378,41	21.179,69	20.842,11	16544467,86	14575143,07	151997200,9	145425731,8
31/10/09	4.082,80	506,88	384,34	21.009,91	18.958,42	16560380,67	14586847,59	152651136,3	146030857,9
30/11/09	4.112,80	494,68	365,85	20.846,91	19.371,06	16575403,44	14598258,24	153278985,4	146615021,4
31/12/09	4.143,80	482,39	356,01	20.679,80	17.828,92	16590547,25	14609221,53	153922646	147181735,2
31/1/10	4.174,80	470,40	329,61	20.514,03	17.568,19	16605314,63	14619924,25	154561147	147730714,7
28/2/10	4.202,80	459,82	303,98	20.365,45	18.180,94	16618337,13	14629216,61	155133457,2	148257589,7
31/3/10	4.233,80	448,39	323,87	20.202,20	16.639,25	16632413,71	14638463,88	155762252,4	148770520,8
30/4/10	4.263,80	437,60	329,75	20.045,46	16.342,91	16645702,95	14648425,89	156365964,2	149272481,4
31/5/10	4.294,80	426,72	307,51	19.884,78	16.133,17	16659099,28	14658146,3	156984879,6	149768187,6

Fuente: Los Autores

**Anexo I** Tabla 17 Comparación de Resultados. Metodología Arps (W1)

<b>PREDICION ARPS EXPONENCIAL CON LOS DATOS DESPUÉS DEL ÚLTIMO EVENTO</b>									
<b>Fecha</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Qc Predicho</b>	<b>Qc Real</b>	<b>Qg predico</b>	<b>Qg Real</b>	<b>Nc predicho</b>	<b>Nc Real</b>	<b>Gp predicho</b>	<b>Gp Real</b>
<b>31/8/08</b>	3.657,80	464,71	693,22	25.954,33	26.390,82	3105216543	14373114,25	107785432	135984426,5
<b>30/9/08</b>	3.687,80	428,85	655,21	25.901,44	26.221,20	3105229939	14393642,39	108563268	136786602,5
<b>31/10/08</b>	3.718,80	394,70	621,16	25.846,89	26.028,47	3105242697	14413077,32	109365367	137583176,1
<b>30/11/08</b>	3.748,80	364,24	604,67	25.794,22	24.947,36	3105254075	14431768,37	110139983	138358471,8
<b>31/12/08</b>	3.779,80	335,23	572,15	25.739,90	25.388,89	3105264910	14449685,82	110938762	139127141,7
<b>31/1/09</b>	3.810,80	308,53	536,30	25.685,70	24.205,02	3105274883	14466832,68	111735858	139894590,9
<b>1/2/09</b>	3.838,80	286,25	499,97	25.636,84	24.866,76	3105283206	14482128,55	112454374	140617282,3
<b>31/3/09</b>	3.869,80	263,46	468,59	25.582,86	23.232,27	3105291721	14496384,45	113248279	141325534,7
<b>30/4/09</b>	3.899,80	243,13	449,90	25.530,72	24.037,74	3105299316	14510380,32	114014982	142046773,1
<b>31/5/09</b>	3.930,80	223,76	426,68	25.476,96	23.876,60	3105306549	14523737,1	114805601	142778240,1
<b>30/6/09</b>	3.960,80	206,50	453,70	25.425,04	20.983,37	3105312999	14537191,16	115569130	143460986,4
<b>31/7/09</b>	3.991,80	190,05	430,84	25.371,50	21.887,84	3105319142	14550618,44	116356476	150202111,1
<b>31/8/09</b>	4.021,80	175,38	394,76	25.319,79	21.237,40	3105324621	1456321,58	117116846	144786057,6
<b>30/9/09</b>	4.051,80	161,85	378,41	25.268,19	20.842,11	3105329677	14575143,07	117875665	145425731,8
<b>31/10/09</b>	4.082,80	148,96	384,34	25.214,98	18.958,42	3105334491	14586847,59	118658154	146030857,9
<b>30/11/09</b>	4.112,80	137,47	365,85	25.163,60	19.371,06	3105338785	14598258,24	119413832	146615021,4
<b>31/12/09</b>	4.143,80	126,52	356,01	25.110,61	17.828,92	3105342875	14609221,53	120193082	147181735,2
<b>31/1/10</b>	4.174,80	116,44	329,61	25.057,73	17.568,19	3105346639	14619924,25	120970691	147730714,7
<b>28/2/10</b>	4.202,80	108,03	303,98	25.010,07	18.180,94	3105349780	14629216,61	121671640	148257589,7
<b>31/3/10</b>	4.233,80	99,43	323,87	24.957,40	16.639,25	3105352994	14638463,88	122446136	148770520,8
<b>30/4/10</b>	4.263,80	91,76	329,75	24.906,54	16.342,91	3105355860	14648425,89	123194095	149272481,4
<b>31/5/10</b>	4.294,80	84,45	307,51	24.854,09	16.133,17	3105358590	14658146,3	123965384	149768187,6

Fuente: Los Autores

**Anexo J** Tabla 18 Comparación de las predicciones Metodología Arps (W2)

PREDICCIÓN ARPS EXPONENCIAL CON SELECCIÓN DE DATOS									
Fecha	tiempo	Qc Predicho	Qc Real	Qg predicho	Qg Real	Nc predicho	Nc Real	Gp predicho	Gp Real
31/8/08	3.657,80	1.215,43	978,53	28.609,78	14.089,19	11.733.961,16	18.824.728,77	1.768.778.249,94	177.196.043,20
30/9/08	3.687,80	1.198,56	956,45	27.618,47	18.962,65	11.770.170,44	18.849.724,62	1.769.621.585,88	177.732.206,60
31/10/08	3.718,80	1.181,37	885,45	26.630,18	17.491,11	11.807.058,68	18.876.360,57	1.770.462.346,46	178.321.459,80
30/11/08	3.748,80	1.164,97	885,32	25.707,46	17.268,45	11.842.253,17	18.903.243,95	1.771.247.329,28	178.853.034,70
31/12/08	3.779,80	1.148,26	911,65	24.787,55	16.138,57	11.878.107,59	18.931.297,11	1.772.029.914,94	179.360.730,00
31/1/09	3.810,80	1.131,79	899,98	23.900,56	15.978,87	11.913.447,77	18.931.279,11	1.772.784.496,89	1.635.072.243,24
1/2/09	3.838,80	1.117,12	878,20	23.126,73	15.752,97	11.944.932,09	18.957.587,63	1.773.442.819,23	180.325.825,20
31/3/09	3.869,80	1.101,10	867,27	22.299,17	15.879,14	11.979.313,87	18.983.276,56	1.774.146.842,40	151.474.935,20
30/4/09	3.899,80	1.085,81	921,07	21.526,51	14.933,29	12.012.116,98	19.010.566,22	1.774.804.159,24	181.261.499,10
31/5/09	3.930,80	1.070,24	924,37	20.756,22	15.139,72	12.045.535,19	19.038.722,23	1.775.459.468,80	181.720.037,80
30/6/09	3.960,80	1.055,38	922,29	20.037,03	15.993,00	12.077.418,97	19.066.944,43	1.776.071.303,78	182.184.544,50
31/7/09	3.991,80	1.040,24	893,34	19.320,03	13.896,52	12.109.900,60	19.094.553,21	1.776.681.270,36	182.629.467,60
31/8/09	4.021,80	1.025,80	845,87	18.650,60	15.401,57	12.140.890,81	19.121.540,73	1.777.250.770,52	183.084.037,50
30/9/09	4.051,80	1.011,56	817,40	18.004,37	14.956,77	12.171.450,79	19.146.788,84	1.777.800.537,78	183.545.935,10
31/10/09	4.082,80	997,05	778,46	17.360,10	14.626,45	12.202.583,81	19.171.265,40	1.778.348.626,18	183.997.210,50
30/11/09	4.112,80	983,21	818,73	16.758,59	16.480,87	12.232.287,32	19.195.583,22	1.778.860.353,28	184.471.288,90
31/12/09	4.143,80	969,11	802,73	16.158,90	16.383,33	12.262.547,81	19.220.206,05	1.779.370.517,69	184.973.888,60
31/1/10	4.174,80	955,21	763,81	15.580,68	15.896,71	12.292.374,30	19.244.624,55	1.779.862.426,59	185.473.185,10
28/2/10	4.202,80	942,83	854,60	15.076,22	16.622,76	12.318.946,50	19.268.953,31	1.780.291.584,24	186.335.183,30
31/3/10	4.233,80	929,31	881,66	14.536,74	16.989,59	12.347.964,10	19.293.899,42	1.780.750.534,08	186.447.978,90
30/4/10	4.263,80	916,41	936,44	14.033,05	16.980,80	12.375.649,34	19.321.649,82	1.781.179.036,25	189.964.299,60
31/5/10	4.294,80	903,26	912,15	13.530,89	17.173,54	12.403.853,71	19.349.850,72	1.781.606.229,88	187.485.424,50

Fuente: Los Autores.

**Anexo K** Tabla 19 Comparación de las Predicciones para después del último evento Metodología Arps (W2)

<b>PREDICCIÓN ARPS EXPONENCIAL CON LOS DATOS DESPUÉS DEL ÚLTIMO EVENTO</b>									
<b>Fecha</b>	<b>tiempo</b>	<b>Qc Predicho</b>	<b>Qc Real</b>	<b>Qg predicho</b>	<b>Qg Real</b>	<b>Nc predicho</b>	<b>Nc Real</b>	<b>Gp predicho</b>	<b>Gp Real</b>
31/8/08	3.657,80	1.186,92	978,5288463	10.091,15	14089,1857	12262866,9	18824728,8	47074769,7	177196043
30/9/08	3.687,80	1.169,42	956,454901	10.052,47	18962,647	12298211,3	18849724,6	47376923,6	1777306,6
31/10/08	3.718,80	1.151,61	885,4499388	10.012,66	17491,1057	12334186,7	18876360,6	47687932,7	178321460
30/11/08	3.748,80	1.134,64	885,323735	9.974,29	17268,4482	12368479,8	18903244	47987736,5	178853035
31/12/08	3.779,80	1.117,36	911,6462497	9.934,79	16138,5697	12403385,2	18931297,1	48296326,7	179360730
31/1/09	3.810,80	1.100,35	899,9848719	9.895,44	15978,8664	12437758,9	18931279,1	48603694,9	16350743,2
1/2/09	3.838,80	1.085,20	878,1979921	9.860,04	15752,967	12468356,1	18957587,6	48880271,4	180325825
31/3/09	3.869,80	1.068,68	867,2655391	9.820,99	15879,1397	12501740,5	18983276,6	49185327	151474935
30/4/09	3.899,80	1.052,92	921,072637	9.783,35	14933,2868	12533563,9	19010566,2	49479391,9	181261499
31/5/09	3.930,80	1.036,89	924,3707677	9.744,61	15139,7174	12565955,3	19038722,2	49782074,9	181720038
30/6/09	3.960,80	1.021,60	922,291	9.707,26	15992,998	12596832,2	19066944,4	50073852,7	182184545
31/7/09	3.991,80	1.006,05	893,3441935	9.668,82	13896,5245	12628260,2	19094553,2	50374181,6	182629468
31/8/09	4.021,80	991,22	845,8732258	9.631,76	15401,5703	12658218,6	19121540,7	50663690	183084038
30/9/09	4.051,80	976,61	817,401	9.594,85	14956,7653	12687735,5	19146788,8	50952088,8	183545935
31/10/09	4.082,80	961,74	778,4635484	9.556,85	14626,4494	12717779,2	19171265,4	51248939,8	183997211
30/11/09	4.112,80	947,56	818,7266667	9.520,22	16480,8737	12746418,1	19195583,2	51535095,5	184471289
31/12/09	4.143,80	933,13	802,7258065	9.482,52	16383,3316	12775568,2	19220206,1	51829637,7	184973889
31/1/10	4.174,80	918,92	763,8067742	9.444,97	15896,7065	12804274,4	19244624,6	52123013,5	185473185
28/2/10	4.202,80	906,27	854,5996429	9.411,18	16622,7561	12829826,7	19268953,3	52386999,3	186335183
31/3/10	4.233,80	892,47	881,6625806	9.373,91	16989,5874	12857706,7	19293899,4	52678167,8	186447979
30/4/10	4.263,80	879,32	936,435	9.337,98	16980,8033	12884283,1	19321649,8	52958845,9	189964300
31/5/10	4.294,80	865,93	912,1512903	9.301,00	17173,5407	12911333,8	19349850,7	53247749,8	187485425

Fuente: Los Autores.

**Anexo L** Tabla 20 Comparación de resultados Metodología Arps (W3)

<b>PREDICION ARPS EXPONENCIAL CON TODOS LOS DATOS</b>									
<b>Fecha</b>	<b>tiempo</b>	<b>Qc Predicho</b>	<b>Qc Real</b>	<b>Qg predicho</b>	<b>Qg Real</b>	<b>Nc predicho</b>	<b>Nc Real</b>	<b>Gp predicho</b>	<b>Gp Real</b>
31/8/08	3.657,80	943,29	1345,98874	12.024,94	16146,0008	10975447,3	11573007,1	108068563	87554042,5
30/9/08	3.687,80	928,00	1303,33355	11.869,04	15506,1943	11003516,1	11239398,2	108426967	85204389,3
31/10/08	3.718,80	912,45	1245,603786	11.710,06	14412,4115	11032042,3	11653503,8	108792437	88507521,2
30/11/08	3.748,80	897,65	1261,057823	11.558,23	13696,0559	11059193,3	11315255,7	109141457	86074212,8
31/12/08	3.779,80	882,61	1283,858827	11.403,42	13735,7503	11086786,8	11731852,3	109497357	89368769,4
31/1/09	3.810,80	867,83	1329,255592	11.250,68	13615,444	11113918	11772310,7	109848490	89792032
1/2/09	3.838,80	854,69	1183,654016	11.114,47	12219,7791	11138032,7	10668297,1	110161598	81463705,2
31/3/09	3.869,80	840,37	1170,742165	10.965,60	12703,7954	11164305,4	11847805,9	110503834	90578678,3
30/4/09	3.899,80	826,74	1118,753652	10.823,43	12067,8339	11189311,5	11499938,4	110830664	88028103,6
31/5/09	3.930,80	812,89	1135,034516	10.678,46	12240,359	11214725,1	11918219,4	111163938	91339024,5
30/6/09	3.960,80	799,71	910,1129032	10.540,01	11108,3287	11238913,5	115662313	111482210	88747854
31/7/09	3.991,80	786,31	1483,579032	10.398,83	11253,5274	11263496,1	11987101,1	111806757	92046616,2
31/8/09	4.021,80	773,56	1102,721618	10.264,01	10653,1042	11286893,5	120270747	112116695	92386584,7
30/9/09	4.051,80	761,01	1008,356452	10.130,93	9491,20355	11309911,6	11670845,8	112422615	89709669,5
31/10/09	4.082,80	748,26	1074811613	9.995,23	9716,89807	11333304,8	12092148,4	112734565	92995479,2
30/11/09	4.112,80	736,13	1018,098387	9.865,64	9404,63548	11355570,1	11733377,5	113032474	90281905,9
31/12/09	4.143,80	723,80	978,0058065	9.733,50	9201,0929	11378198,4	12155264,8	113336256	93579551,7
31/1/10	4.174,80	711,67	925,6374194	9.603,12	8838,24258	11400447,6	12184973,3	113635969	93858877,9
28/2/10	4.202,80	700,89	776,853871	9.486,86	7968,90613	11420223	11029561,7	113903225	85011919
31/3/10	4.233,80	689,15	935,2712903	9.359,79	9068,79	11441768,2	12237726,8	114195344	94384475,6
30/4/10	4.263,80	677,97	929,4932258	9.238,44	852,120988	11462274,6	11870919,4	114474313	91602978,1
31/5/10	4.294,80	666,62	856,0054839	9.114,70	845,376774	11483115,2	12294313,4	114758782	94925543

Fuente: Los Autores.

**Anexo M** Tabla 21 Comparación de resultados metodología Arps Ultimo evento (W3)

<b>PREDICION ARPS EXPONENCIAL CON LOS DATOS DESPUÉS DEL ÚLTIMO EVENTO</b>									
<b>Fecha</b>	<b>tiempo</b>	<b>Qc Predicho</b>	<b>Qc Real</b>	<b>Qg predico</b>	<b>Qg Real</b>	<b>Nc predicho</b>	<b>Nc Real</b>	<b>Gp predicho</b>	<b>Gp Real</b>
<b>31/8/08</b>	1595	1.238,57	1.345,99	14.821,56	16.146,00	11.564.698,83	11.573.007,06	87.386.211,02	87.554.042,52
<b>30/9/08</b>	1625	1.219,33	1.303,33	14.635,98	15.506,19	11.601.566,51	11.239.398,24	87.828.068,21	85.204.389,31
<b>31/10/08</b>	1656	1.199,75	1.245,60	14.446,65	14.412,41	11.639.061,41	11.653.503,78	88.278.842,61	88.507.521,23
<b>30/11/08</b>	1686	1.181,11	1.261,06	14.265,77	13.696,06	11.674.773,65	11.315.255,71	88.709.523,21	86.074.212,79
<b>31/12/08</b>	1717	1.162,15	1.283,86	14.081,23	13.735,75	11.711.093,44	11.731.852,27	89.148.895,45	89.368.769,38
<b>31/1/09</b>	1748	1.143,50	1.329,26	13.899,08	13.615,44	11.746.830,24	11.772.310,71	89.582.584,16	89.792.031,99
<b>1/2/09</b>	1776	1.126,91	1.183,65	13.736,59	12.219,78	11.778.615,32	10.668.297,08	89.969.479,03	81.463.705,17
<b>31/3/09</b>	1807	1.108,82	1.170,74	13.558,89	12.703,80	11.813.268,27	11.847.805,86	90.392.552,98	90.578.678,30
<b>30/4/09</b>	1837	1.091,59	1.118,75	13.389,12	12.067,83	11.846.273,68	11.499.938,37	90.796.767,91	88.028.103,56
<b>31/5/09</b>	1868	1.074,07	1.135,03	13.215,93	12.240,36	11.879.840,59	11.918.219,35	91.209.140,38	91.339.024,54
<b>30/6/09</b>	1895	1.059,03	910,11	13.066,91	11.108,33	11.908.636,98	11.662.313,30	91.563.954,82	88.747.854,02
<b>31/7/09</b>	1926	1.042,04	1.483,58	12.897,88	11.253,53	11.941.202,85	11.987.101,13	91.966.403,27	92.046.616,18
<b>31/8/09</b>	1957	1.025,31	1.102,72	12.731,04	10.653,10	11.973.245,99	12.270.747,32	92.363.645,80	92.386.584,67
<b>30/9/09</b>	1987	1.009,38	1.008,36	12.571,63	9.491,20	12.003.765,66	11.670.845,76	92.743.180,76	89.709.669,52
<b>31/10/09</b>	2018	993,18	1.074,81	12.409,01	9.716,90	12.034.804,54	12.092.148,36	93.130.375,20	92.995.479,16
<b>30/11/09</b>	2048	977,74	1.018,10	12.253,64	9.404,64	12.064.367,72	11.733.377,51	93.500.309,99	90.281.905,90
<b>31/12/09</b>	2079	962,05	978,01	12.095,13	9.201,09	12.094.433,83	12.155.264,75	93.877.710,50	93.579.551,74
<b>31/1/10</b>	2110	946,61	925,64	11.938,67	8.838,24	12.124.017,34	12.184.973,28	94.250.229,11	93.858.877,91
<b>28/2/10</b>	2138	932,87	776,85	11.799,09	7.968,91	12.150.329,55	11.029.561,74	94.582.553,98	85.011.919,03
<b>31/3/10</b>	2169	917,90	935,27	11.646,47	9.068,79	12.179.015,83	12.237.726,80	94.945.955,01	94.384.475,57
<b>30/4/10</b>	2199	903,63	929,49	11.500,64	8.521,21	12.206.338,24	11.870.919,40	95.293.157,01	91.602.978,10
<b>31/5/10</b>	2230	889,13	856,01	11.351,87	8.453,77	12.234.125,48	12.294.313,43	95.647.365,96	94.925.543,01

Fuente: Los Autores.

**Anexo N** Tabla 22 Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia. (W1)

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Gas Seco (MSCF/D)</b>	<b>Tasa de Gas Seco Real (MSCF/D)</b>
<b>31-ago-08</b>	573,92	693,22	19.799,33	26.390,82
<b>30-sep-08</b>	551,82	655,21	19.512,75	26.221,20
<b>31-oct-08</b>	529,71	621,16	19.220,98	26.028,47
<b>30-nov-08</b>	508,99	604,67	18.942,77	24.947,36
<b>31-dic-08</b>	488,29	572,15	18.659,51	25.388,27
<b>31-ene-09</b>	468,29	536,30	18.380,50	24.205,02
<b>01-feb-09</b>	450,81	499,97	18.132,07	24.866,76
<b>31-mar-09</b>	432,11	468,59	17.860,94	23.232,27
<b>30-abr-09</b>	414,64	449,90	17.602,42	24.037,74
<b>31-may-09</b>	397,23	426,68	17.339,21	23.870,60
<b>30-jun-09</b>	380,99	453,70	17.088,23	20.983,37
<b>31-jul-09</b>	364,81	430,84	16.832,71	21.887,84
<b>31-ago-09</b>	349,72	394,76	16.589,07	21.237,40
<b>30-sep-09</b>	335,19	378,41	16.348,96	20.842,80
<b>31-oct-09</b>	320,74	384,34	16.104,49	18.958,48
<b>30-nov-09</b>	307,28	365,85	15.871,39	19.371,06
<b>31-dic-09</b>	293,90	356,01	15.634,07	17.828,92
<b>31-ene-10</b>	281,05	329,61	15.400,29	17.568,19
<b>28-feb-10</b>	269,88	303,98	15.192,14	180.001
<b>31-mar-10</b>	257,98	323,87	14.964,97	16.639,25
<b>30-abr-10</b>	246,92	329,75	14.748,36	16.342,91
<b>31-may-10</b>	235,94	307,51	14.527,83	16.133,68

Fuente: Los autores.

**Anexo O** Tabla 23 Comparación de los resultados. Metodología Pabón-Gracia.  
(W2)

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de gas (MSCF/D)</b>	<b>Tasa de Gas Real (MSCF/D)</b>	<b>Predicción de Cond. (STB/D)</b>	<b>Tasa de Cond. Real (STB)</b>
<b>31-ago-08</b>	18999,21456	14089,1857	1026,49513	978,5288463
<b>30-sep-08</b>	18319,71202	18962,64696	1014,636094	956,454901
<b>31-oct-08</b>	17643,08002	17491,10565	1000,649031	885,4499388
<b>30-nov-08</b>	17012,07931	17268,44824	985,6516732	885,323735
<b>31-dic-08</b>	16383,74426	16138,56968	968,8499007	911,6462497
<b>31-ene-09</b>	15778,61653	15978,86639	950,9130509	899,9848719
<b>01-feb-09</b>	15251,28313	15752,96701	933,8829632	878,1979921
<b>31-mar-09</b>	14687,98246	15879,13967	914,2582532	867,2655391
<b>30-abr-09</b>	14162,67014	14933,28683	894,6295407	921,072637
<b>31-may-09</b>	13639,57699	15139,71742	873,817801	924,3707677
<b>30-jun-09</b>	13151,76065	15992,998	853,2781615	922,291
<b>31-jul-09</b>	12666,00508	13896,52452	831,7476086	893,3441935
<b>31-ago-09</b>	12213,00832	15401,57032	810,7070978	845,8732258
<b>30-sep-09</b>	11776,21288	14956,76533	789,5469583	817,401
<b>31-oct-09</b>	11341,26268	14626,44935	767,632776	778,4635484
<b>30-nov-09</b>	10935,64502	16480,87367	746,445204	818,7266667
<b>31-dic-09</b>	10531,74089	16383,33161	724,63414	802,7258065
<b>31-ene-10</b>	10142,75482	15896,70645	702,9636313	763,8067742
<b>28-feb-10</b>	9803,776214	16622,75607	683,5532654	854,5996429
<b>31-mar-10</b>	9441,677253	16989,58742	662,2849828	881,6625806
<b>30-abr-10</b>	9103,997834	16980,8033	641,9606637	936,435
<b>31-may-10</b>	8767,744936	17173,54065	621,2590481	912,1512903

**Fuente:** Los autores.

**Anexo P** Tabla 24 Comparación de resultados metodología Pabon-Gracia (w3)

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de gas (MSCF/D)</b>	<b>Tasa de Gas Real (MSCF/D)</b>	<b>Predicción de Cond. (STB/D)</b>	<b>Tasa de Cond. Real (STB)</b>
<b>31/8/08</b>	15551,9597	16146,0008	1289,45525	1345,98874
<b>30/9/08</b>	15398,755	15506,1943	1260,43159	1303,33355
<b>31/10/08</b>	15242,0287	14412,4115	1231,04185	1245,60379
<b>30/11/08</b>	15091,8771	13696,0559	1203,17395	1261,05782
<b>31/12/08</b>	14938,2742	13735,7503	1174,96142	1283,85883
<b>31/1/09</b>	14786,2347	13615,444	1147,33397	1329,25559
<b>28/2/09</b>	14650,2391	12219,7791	1122,87562	1183,65402
<b>31/3/09</b>	14501,1312	12703,7954	1096,33707	1170,74217
<b>30/4/09</b>	14358,2783	12067,8339	1071,1871	1118,75365
<b>31/5/09</b>	14212,1418	12240,359	1045,74034	1135,03452
<b>30/6/09</b>	14072,1358	11108,3287	1021,63019	910,112903
<b>31/7/09</b>	13928,9117	11253,5274	997,240643	1483,57903
<b>31/8/09</b>	13787,1453	10653,1042	973,375172	1102,72162
<b>30/9/09</b>	13651,326	9491,20355	950,770203	1008,35645
<b>31/10/09</b>	13512,3848	9716,89807	927,910158	1074811613
<b>30/11/09</b>	13379,2722	9404,63548	906,261707	1018,09839
<b>31/12/09</b>	13243,1	9201,0929	884,37313	978,005807
<b>31/1/10</b>	13108,3137	8838,24258	862,965363	925,637419
<b>28/2/10</b>	12987,7507	7968,90613	844,035423	776,853871
<b>31/3/10</b>	12855,5633	9068,79	823,519028	935,27129
<b>30/4/10</b>	12728,9211	8522,12099	804,098724	929,493226
<b>31/5/10</b>	12599,3681	8845,37677	784,471646	856,005484

Fuente: Los autores.

**Anexo Q** Tabla 25 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W1.

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Gas Seco (MSCF/D)</b>	<b>Tasa de Gas Seco Real (MSCF/D)</b>
<b>31-ago-08</b>	26,8728031	693,22	18.436,31	26.390,82
<b>30-sep-08</b>	25,8697086	655,21	18.210,09	26.221,20
<b>31-oct-08</b>	24,8456635	621,16	17.977,96	26.028,47
<b>30-nov-08</b>	23,8666203	604,67	17.754,87	24.947,36
<b>31-dic-08</b>	22,8671901	572,15	17.525,95	25.388,27
<b>31-ene-09</b>	21,5642784	536,3	17.225,68	24.205,02
<b>01-feb-09</b>	20,6867345	499,97	17.022,23	24.866,76
<b>31-mar-09</b>	19,7266428	468,59	16.798,51	23.232,27
<b>30-abr-09</b>	18,8088951	449,9	16.583,52	24.037,74
<b>31-may-09</b>	17,8721944	426,68	16.362,92	23.870,60
<b>30-jun-09</b>	16,9768649	453,7	16.150,93	20.983,37
<b>31-jul-09</b>	16,0631061	430,84	15.933,42	21.887,84
<b>31-ago-09</b>	15,1608367	394,76	15.717,45	21.237,40
<b>30-sep-09</b>	14,2985056	378,41	15.509,93	20.842,80
<b>31-oct-09</b>	13,4185153	384,34	15.296,99	18.958,48
<b>30-nov-09</b>	12,5775358	365,85	15.092,38	19.371,06
<b>31-dic-09</b>	11,7193946	356,01	14.882,44	17.828,92
<b>31-ene-10</b>	10,8721949	329,61	14.674,01	17.568,19
<b>28-feb-10</b>	10,1162965	303,98	14.487,04	180.001
<b>31-mar-10</b>	9,28962255	323,87	14.281,46	16.639,25
<b>30-abr-10</b>	8,4997378	329,75	14.083,92	16.342,91
<b>31-may-10</b>	7,69388068	307,51	13.881,24	16.133,68

Fuente: Los autores.

**Anexo R** Tabla 26 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W2.

<b>Fecha</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Gas Real (MSCF/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Gas (MSCF/D)</b>
<b>31-ago-08</b>	1006,58209	304,44566	19717,9766	11342,5674
<b>30-sep-08</b>	1004,70333	286,531352	19433,1295	11187,8333
<b>31-oct-08</b>	962,376784	254,199893	18930,7137	10907,7563
<b>30-nov-08</b>	898,140122	223,320852	18015,3772	10639,2623
<b>31-dic-08</b>	885,019133	191,831364	17635,1463	10364,4314
<b>31-ene-09</b>	901,578547	161,758966	16353,6839	10100,9757
<b>01-feb-09</b>	894,499257	131,094647	16189,1191	9831,31159
<b>31-mar-09</b>	883,591616	100,843333	15863,1602	9564,2432
<b>30-abr-09</b>	873,208163	73,871041	15990,8667	9325,23453
<b>31-may-09</b>	918,326942	44,3941373	14909,3377	9063,05108
<b>30-jun-09</b>	912,23	16,2498085	15079,99	8811,74175
<b>31-jul-09</b>	969,14	-12,4422363	15377,97	8554,53347
<b>31-ago-09</b>	909,18	-39,8346947	14058,26	8308,00215
<b>30-sep-09</b>	846,38	-67,7576616	15352,48	8055,69349
<b>31-oct-09</b>	808,62	-95,2957424	14864,37	7805,84617
<b>30-nov-09</b>	772,13	-121,582771	14582,69	7566,38396
<b>31-dic-09</b>	832,04	-148,375042	16161,01	7321,32426
<b>31-ene-10</b>	790,54	-173,947649	16434,03	7086,45979
<b>28-feb-10</b>	785,94	-200,00919	15965,1	6846,11471
<b>31-mar-10</b>	867,67	-225,70507	16670,95	6608,13794
<b>30-abr-10</b>	864,1	-248,603111	17066,4	6395,21144
<b>31-may-10</b>	937,7	-273,613495	16956,19	6161,69122

Fuente: Los autores.

**Anexo S** Tabla 27 Predicción según el procedimiento normalizado para el pozo W3.

<b>Fecha</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Gas Real (MSCF/D)</b>	<b>Predicción Tasa de Gas (MSCF/D)</b>
<b>31-ago-08</b>	1336,72174	790,59878	16271,5124	15975,9445
<b>30-sep-08</b>	1356,31836	773,047711	16210,9925	15880,7389
<b>31-oct-08</b>	1334,98642	741,375236	16063,771	15708,0043
<b>30-nov-08</b>	1234,70616	711,129601	14584,3671	15541,9137
<b>31-dic-08</b>	1327,79383	680,289996	14336,6077	15371,3885
<b>31-ene-09</b>	1260,07024	650,841869	13829,9822	15207,4245
<b>01-feb-09</b>	1316,29651	620,81766	13761,257	15039,0846
<b>31-mar-09</b>	1312,07719	591,201242	13572,3336	14871,8462
<b>30-abr-09</b>	1192,04529	564,797787	12859,4235	14721,7338
<b>31-may-09</b>	1169,76486	535,945411	12702,6746	14556,5749
<b>30-jun-09</b>	1127,12	508,400065	12331,84	14397,7757
<b>31-jul-09</b>	1183,84	480,321242	12307,16	14234,7437
<b>31-ago-09</b>	1520,74	453,516547	11443,79	14077,9916
<b>30-sep-09</b>	1098,82	426,19493	10740,42	13917,0634
<b>31-oct-09</b>	1056,89	399,251957	10140,37	13757,1954
<b>30-nov-09</b>	1050,79	373,534768	9686,98	13603,4885
<b>31-dic-09</b>	1063,77	347,324932	9625,26	13445,6898
<b>31-ene-10</b>	955,75	322,309657	9181,38	13293,9743
<b>28-feb-10</b>	953,65	296,817379	8907,87	13138,2221
<b>31-mar-10</b>	898,57	271,683888	9066,12	12983,5014
<b>30-abr-10</b>	932,5	249,287803	9316,66	12844,6355
<b>31-may-10</b>	976,19	224,826399	8928,24	12691,862

Fuente: Los autores.

**Anexo T** Tabla 28 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W1.

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>
<b>31-oct-06</b>	42,01	1.902,00
<b>30-nov-06</b>	40,52	1.975,00
<b>31-dic-06</b>	39,00	1.974,00
<b>31-ene-07</b>	37,50	1.604,00
<b>28-feb-07</b>	36,17	1.545,00
<b>31-mar-07</b>	34,72	1.491,00
<b>30-abr-07</b>	33,33	1.602,00
<b>31-may-07</b>	31,99	1.495,00
<b>30-jun-07</b>	30,65	1.629,00
<b>31-jul-07</b>	29,28	1.544,00
<b>31-ago-07</b>	27,93	1.560,00
<b>30-sep-07</b>	26,66	1.543,00
<b>31-oct-07</b>	25,35	1.378,00
<b>30-nov-07</b>	24,10	1.331,00
<b>31-dic-07</b>	22,84	1.276,00
<b>31-ene-08</b>	21,59	1.210,00
<b>29-feb-08</b>	20,44	1.347,00
<b>31-mar-08</b>	19,24	1.301,00
<b>30-abr-08</b>	18,08	1.314,00
<b>31-may-08</b>	16,91	1.341,00
<b>30-jun-08</b>	15,80	1.321,00
<b>31-jul-08</b>	15,25	1.346,00

**Fuente:** Los autores.

**Anexo U** Tabla 29 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W2.

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>
<b>31-oct-06</b>	1.487,57	1.902,00
<b>30-nov-06</b>	1.461,98	1.975,00
<b>31-dic-06</b>	1.435,77	1.974,00
<b>31-ene-07</b>	1.409,79	1.604,00
<b>28-feb-07</b>	1.386,54	1.545,00
<b>31-mar-07</b>	1.361,07	1.491,00
<b>30-abr-07</b>	1.336,65	1.602,00
<b>31-may-07</b>	1.313,04	1.495,00
<b>30-jun-07</b>	1.288,99	1.629,00
<b>31-jul-07</b>	1.264,37	1.544,00
<b>31-ago-07</b>	1.239,97	1.560,00
<b>30-sep-07</b>	1.217,74	1.543,00
<b>31-oct-07</b>	1.193,78	1.378,00
<b>30-nov-07</b>	1.170,94	1.331,00
<b>31-dic-07</b>	1.147,42	1.276,00
<b>31-ene-08</b>	1.124,11	1.210,00
<b>29-feb-08</b>	1.102,55	1.347,00
<b>31-mar-08</b>	1.079,74	1.301,00
<b>30-abr-08</b>	1.057,79	1.314,00
<b>31-may-08</b>	1.035,32	1.341,00
<b>30-jun-08</b>	1.013,78	1.321,00
<b>31-jul-08</b>	1.003,08	1.346,00

**Fuente:** Los autores.

**Anexo V** Tabla 30 Predicción según el procedimiento basado en Rvp para el pozo W3.

<b>Fecha</b>	<b>Predicción Tasa de Aceite (STB/D)</b>	<b>Tasa de Aceite Real (STB/D)</b>
<b>31-oct-06</b>	1.401,51	1.902,00
<b>30-nov-06</b>	1.374,10	1.975,00
<b>31-dic-06</b>	1.346,34	1.974,00
<b>31-ene-07</b>	1.319,14	1.604,00
<b>28-feb-07</b>	1.295,05	1.545,00
<b>31-mar-07</b>	1.268,96	1.491,00
<b>30-abr-07</b>	1.244,14	1.602,00
<b>31-may-07</b>	1.220,15	1.495,00
<b>30-jun-07</b>	1.196,45	1.629,00
<b>31-jul-07</b>	1.172,28	1.544,00
<b>31-ago-07</b>	1.148,59	1.560,00
<b>30-sep-07</b>	1.126,22	1.543,00
<b>31-oct-07</b>	1.103,47	1.378,00
<b>30-nov-07</b>	1.081,88	1.331,00
<b>31-dic-07</b>	1.060,02	1.276,00
<b>31-ene-08</b>	1.038,61	1.210,00
<b>29-feb-08</b>	1.018,96	1.347,00
<b>31-mar-08</b>	998,45	1.301,00
<b>30-abr-08</b>	978,92	1.314,00
<b>31-may-08</b>	959,14	1.341,00
<b>30-jun-08</b>	940,37	1.321,00
<b>31-jul-08</b>	931,13	1.346,00

**Fuente:** Los autores.