

**EVALUACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR
GAS LIFT EN EL CAMPO CICUCO**

MARÍA ALEJANDRA PLATA SÁNCHEZ

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

2014

**EVALUACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR
GAS LIFT EN EL CAMPO CICUCO**

MARÍA ALEJANDRA PLATA SÁNCHEZ

**Trabajo de grado en la modalidad de Práctica Empresarial como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

TUTOR UIS

ING. ADRIÁN ANTONIO CAMARGO SALCEDO

TUTOR ECOPETROL S.A

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2014

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. METODO DE PRODUCCIÓN POR GAS LIFT	23
1.1. SISTEMA DE GAS LIFT	23
1.2. BALANCE DE GAS.....	24
1.3. TIPOS DE INYECCIÓN	25
1.4. RANGOS DE APLICACIÓN.....	25
1.5. GAS LIFT CONTINUO	26
1.5.1. Instalaciones de Gas Lift.....	28
1.5.2 Tipos de Gas Lift continuo	28
1.5.3. Equipo de fondo Gas Lift Continuo	30
1.5.4. Equipo de superficie	33
1.6. GAS LIFT INTERMITENTE.....	35
1.6.1. Tipos de Gas Lift intermitente	37
1.6.2. Equipo de Gas Lift Intermitente.....	39
2. MEDICIÓN DE GAS	40
2.1. MEDIDOR DE ORIFICIO	40
2.2. PLATINA DE ORIFICIO	41
2.3. MEDICIÓN DE GAS CAMPO CICUCO	43
2.3.1. Resultados de medición de gas en el Campo Cicuco.....	45
3. INFORMACIÓN GENERAL CAMPO CICUCO	46
3.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CICUCO	46
3.2. LOCALIZACIÓN.....	46
3.3. RESEÑA HISTORICA.....	47
3.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CICUCO	49
3.4.1. Basamento (Pre-Terciario).....	51

3.4.2. Formación Ciénaga de Oro.....	52
3.4.2.1 Unidad clásticos.....	52
3.4.2.2. Unidad caliza de Cicuco.....	53
3.4.3. Formación Porquero.	55
3.4.4. Formación Tubará.....	56
3.4.5. Formación Corpa.	56
3.4.6. Cuaternario.	56
3.4.7. Zona productora.....	57
3.6. HISTORIA DE PRESIONES	58
3.7. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	60
3.8. INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN	63
3.8.1. Facilidades de superficie.....	63
3.8.2. Planta compresora.....	68
4. ANALISIS NODAL	70
4.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES	70
4.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	70
4.3. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.....	73
4.3.1. Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo.....	76
4.3.2. Optimización global del sistema.....	77
4.3.3. Métodos de producción.....	78
4.4. ANALISIS NODAL	79
4.5. ANALISIS NODAL EN SISTEMAS CON FLUJO NATURAL.....	82
4.5.1. Nodo solución en el fondo del pozo.	82
4.5.2. Nodo solución en la cabeza del pozo.	84
4.5.3. Nodo solución en el separador.	86
4.5.4. Nodo solución en el medio poroso.....	88
4.5.5. Análisis nodal para sartas telescópicas.	89
4.5.6. Posición solución en nodos funcionales.	91
4.5.6.1. Nodo solución en el estrangulador de superficie.	91
4.6. ANALISIS NODAL APLICADO AL SISTEMA GAS LIFT	94

4.6.1. Capacidad de producción del pozo para diferentes RGL.....	95
4.6.2. Curva de rendimiento del pozo de LAG	96
4.7. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	97
4.7.1. Pérdidas de presión en tuberías	98
4.7.2. Correlaciones para flujo vertical.....	99
4.7.2.1. Poettmann y Carpenter	100
4.7.2.2. Fancher y Brown	100
4.7.2.3. Hagedorn y Brown	101
4.7.2.4. Duns y Ros	102
4.7.2.5. Orkiszewski.....	102
4.7.3. Correlaciones para flujo horizontal.....	103
4.7.3.1. Beggs y Brill	103
4.7.3.2. Dukler Et Al.....	104
4.7.3.3. Mukherjee y Brill	104
4.7.3.4. Aziz Govier y Fogarasi.....	104
4.7.4. Procedimiento para el cálculo de gradientes de presión.....	105
4.7.5. Flujo a través de restricciones	105
4.7.5.1. Descripción de restricciones	106
4.7.5.2. Flujo crítico y subcrítico.....	106
4.7.5.3. Caída de presión en chokes	107
4.7.5.4. Capacidad de producción para varios tamaños de reductor	108
5. APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT DEL CAMPO CICUCO.....	109
5.1 ANALISIS NODAL POZO A POZO	109
5.1.1. Oportunidades de aumentar la oferta de energía	109
5.1.2. Oportunidades de disminuir la demanda de energía	109
5.1.3. Nodo solución: Punto medio de las perforaciones, cabezal y válvula más profunda.....	110
5.2. PRESELECCIÓN DE LOS POZOS	110
5.3. MÉTODO DE DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	111

5.3.1. Recopilación y validación de información.	112
5.3.2. Pruebas de producción	114
5.3.3. Simulación en WELLFLO™	114
5.3.4. Procedimiento para simular en WELLFLO.....	115
5.3.4.1 Fase montaje mecánico	115
5.3.4.2 .Fase Carga de data para la simulación	120
5.3.4.3. Fase de cotejo de la Información	124
5.3.4.3.1. Determinación de la válvula operadora.....	136
6. ANALISIS DE RESULTADOS.....	141
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	172
7.1. BALANCE DE FLUJO DE CAJA (FDC)	172
7.1.1. Ingresos	173
7.1.2. Egresos.....	177
7.2. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	177
7.2.1. Valor presente neto (VPN).....	177
7.2.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO).	179
7.2.3. Tasa interna de retorno (TIR).....	179
7.2.4. Relación costo beneficio (RCB)	180
7.2.5. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.	180
7.3. COSTOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	181
7.4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	182
7.4.1. OPEX.....	182
7.4.2. CAPEX.....	182
7.4.2.1. Relación ingresos-egresos.....	183
7.4.2.2. Flujo de caja.....	183
7.5. ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA OPTIMIZACIÓN	183
7.5.1. Campaña de estimulación.....	184
7.5.1.1. Estimulación con lavado ácido.....	186
7.5.1.2. Costos asociados a la estimulación Ácida	186
7.5.1.3. Flujo de caja para la campaña de estimulación ácida.....	188

7.5.1.4. Análisis de Resultados de la estimulación con lavado ácido.	189
7.5.1.4.1. Resultados de análisis financiero por pozo.	189
7.5.1.4.2. Resultados del Análisis global	217
7.5.2. Campaña de cambio de líneas de superficie	218
7.5.2.1. Costos asociados al cambio de líneas de superficie.....	219
7.5.2.2. Resultados de análisis financiero por pozo.....	221
7.5.2.3. Resultados de análisis financiero Global.	239
8. ANÁLISIS DE LA OPTIMIZACIÓN DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO....	242
8.1. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	247
8.1.1 Resultados positivos	247
8.1.2. Recomendaciones	248
9. CONCLUSIONES	250
10. RECOMENDACIONES.....	252
11. BIBLIOGRAFÍA	253

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema Gas Lift	24
Figura 2. Sistema Gas Lift Continuo	27
Figura 3. Gas Lift Continuo: Tubular y Anular.	29
Figura 4. Mandril de bolsillo	30
Figura 5. Válvula de Gas Lift.....	31
Figura 6. Tipos de Válvulas.....	32
Figura 7. Compresor INGERSOLL de baja (LP1) campo Cicuco.....	33
Figura 8. Registrador de presión.....	35
Figura 9. Ciclo Gas Lift intermitente.....	36
Figura 10. Tipos de LAG intermitente	38
Figura 11. Instalación típica de Gas Lift intermitente	39
Figura 12. Instalación típica de Gas Lift intermitente	41
Figura 13. Platinas de orificio.....	42
Figura 14. Disco de medición para Gas Lift continuo e intermitente	43
Figura 15. Localización de los Campos de la Concesión CICUCO – VILOLO.....	47
Figura 16. Mapa Estructural Campo Cicuco	50
Figura 17. Columna Estratigráfica Campo Cicuco	51
Figura 18. Comportamiento presión campo Cicuco.....	59
Figura 19. Curva Histórica de Producción Campo Cicuco	60
Figura 20. Curva de producción Campo Cicuco 2011	61
Figura 21. Curva de producción Acumulada 2012-2013.....	62
Figura 22. Curva de producción Promedio 2012-2013	62
Figura 23. Estación Cicuco	65
Figura 24. Tanque Chicagua-55000 Bls	66
Figura 25. Lineas de producción Campo Cicuco	67

Figura 26. Líneas de inyección Campo Cicuco	67
Figura 27. Esquema generalizado de facilidades de superficie del campo Cicuco.	69
Figura 28. Proceso de producción en un pozo	71
Figura 29. Perfil de presión de los componentes del sistema	73
Figura 30. Balance de energía en el fondo del pozo.....	75
Figura 31. Balance de energía en el cabezal del pozo	75
Figura 32. Curva de oferta y demanda de energía	76
Figura 33. Optimización global del sistema	77
Figura 34. Comportamiento Levantamiento Artificial.	79
Figura 35. Localización de varios nodos.....	80
Figura 36. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción completo..	81
Figura 37. Nodo solución en fondo de pozo.	83
Figura 38. Nodo solución en cabeza de pozo.....	85
Figura 39. Nodo solución en el separador	87
Figura 40. Nodo solución en el medio poroso.....	89
Figura 41. Recorrido solución para sargas telescópicas.....	90
Figura 42. Recorrido solución para sargas telescópicas.....	93
Figura 43. Curva de capacidad de producción para diferentes RGL	96
Figura 44. Curva de rendimiento.....	97
Figura 45. Correlación para el factor de fricción de Fancher y Brown	101
Figura 46. Curva de capacidad de producción para diferentes reductores.....	108
Figura 47. Desarrollo del modelo de simulación	111
Figura 48. Diagrama mecánico del pozo	115
Figura 49. Pantalla “Data preparation” y “Well and flow type”	116
Figura 50. Pantalla “Desviation Data- well”	117
Figura 51. Pantalla “Equipment Data”	118
Figura 52. Pantalla “Preparation Gas Lift data”	119
Figura 53. Pantalla “Preparation Gas Lift data”	120
Figura 54. Pantalla “Data preparation- Layer Parameters- Edit Data”	121
Figura 55. Pantalla “Data preparation- fluid Parameters”	122

Figura 56. Relación gas aceite correlacionado (Vasquez-Beggs, anchored).....	123
Figura 57. Factor Volumétrico de formación (Vasquez-Beggs, anchored).....	123
Figura 58. Viscosidad del aceite correlacionada (Beal+ Chew et Al)	124
Figura 59. Pantalla “Load Measure Data: Depth (MD) vs. Pressure (Temp)”	125
Figura 60. Pantalla “ Analysis – Pressure Drop “	126
Figura 61. Pantalla “Sensitivities - flow correlation - well”	127
Figura 62. Curva Fluyente “Presión y Temperatura Vs Profundidad”	127
Figura 63. Pantalla “Sensibilidad con el Factor L”.....	128
Figura 64. Ajuste de correlaciones.....	129
Figura 65. Pantalla “Cálculo de la presión fluyente del pozo”	130
Figura 66. Pantalla “Cálculo del índice de productividad (J)”	130
Figura 67. Índice de productividad por “Layer Parameters Model”	131
Figura 68. Índice de productividad por “Test Point data”	132
Figura 69. Pantalla “Ajuste del daño”.....	132
Figura 70. Pantalla “Corrida con el nodo en el fondo”.....	134
Figura 71. Gráfica de Inflow/Outflow (Voguel) con nodo en fondo de pozo	134
Figura 72. Pantalla “Corrida con el nodo en el fondo”.....	135
Figura 73. Gráfica de Inflow/Outflow (Voguel) con nodo en fondo de pozo.	135
Figura 74. Pantalla “Corrida con el nodo en el cabezal”.	136
Figura 75. Pantalla “Advanced Gas valve Modeling”	137
Figura 76. Curva de “Qgi Versus Tubing Pressure at Valve”	138
Figura 77. Pantalla de ajuste del valor máximo de inyección de gas.....	139
Figura 78. Curva de “Qgi Versus Tubing Pressure at Valve”	140
Figura 79. Declinación de la producción del pozo C-4.....	174
Figura 80. Declinación de la producción actual y la producción optimizada	176
Figura 81. Flujo de caja acumulado pozo C-32.....	201
Figura 82. Payback time pozo C-32.....	201
Figura 83. Flujo de caja acumulado pozo C-4.....	203
Figura 84. Payback time Pozo C-4	204
Figura 85. Flujo de caja acumulado pozo C-8.....	206

Figura 86. Payback time Pozo C-8	206
Figura 87. Flujo de caja acumulado pozo C-18.....	209
Figura 88. Payback time Pozo C-18	209
Figura 89. Flujo de caja acumulado pozo C-22.....	212
Figura 90. Payback time Pozo C-22	212
Figura 91. Flujo de caja acumulado pozo C-23.....	215
Figura 92. Payback time Pozo C-23	215
Figura 93. Flujo de caja acumulado evaluación global	218
Figura 94. Flujo de caja acumulado pozo C-32.....	223
Figura 95. Payback time Pozo C-32	223
Figura 96. Flujo de caja acumulado pozo C-4.....	225
Figura 97. Payback time Pozo C-4	226
Figura 98. Flujo de caja acumulado pozo C-8.....	228
Figura 99. Payback time Pozo C-8	228
Figura 100. Flujo de caja acumulado pozo C-18.....	231
Figura 101. Payback time Pozo C-18	231
Figura 102. Flujo de caja acumulado pozo C-22.....	234
Figura 103. Payback time Pozo C-22	234
Figura 104. Flujo de caja acumulado pozo C-23.....	236
Figura 105. Payback time Pozo C-23	237
Figura 106. Flujo de caja acumulado global	241
Figura 107. Payback time global.....	241
Figura 108. Esquema generalizado del gas, zona industrial.....	244

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rangos de Aplicación del Gas Lift continuo y Gas Lift intermitente	26
Tabla 2. Resultados medición de gas Campo Cicuco.....	45
Tabla 3. Propiedades petrofísicas.....	57
Tabla 4. Propiedades de los fluidos del campo Cicuco.....	58
Tabla 5. Datos de producción pozos activos	63
Tabla 6. Información requerida para Análisis Nodal	113
Tabla 7. Resultados pruebas de producción en pozos seleccionados.....	114
Tabla 8. Reporte de resultados pozo Cicuco-4.....	142
Tabla 9. Reporte de resultados pozo Cicuco-8.....	147
Tabla 10. Reporte de resultados pozo C-18	152
Tabla 11. Reporte de resultados pozo Cicuco-22.....	157
Tabla 12. Reporte de resultados pozo Cicuco-23.....	162
Tabla 13. Reporte de resultados pozo Cicuco-32.....	167
Tabla 14. Tasas de declinación de los pozos con y sin la optimización.....	175
Tabla 15. Tiempo de duración de la producción incremental.....	177
Tabla 16. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.....	178
Tabla 17. Indicadores económicos para campo Cicuco.....	181
Tabla 18. Resultados optimización de los pozos del campo Cicuco.....	184
Tabla 19. Historial de estimulaciones del campo Cicuco	185
Tabla 20. Costos operativos de la estimulación.....	187
Tabla 21. Costos de Materiales	187
Tabla 22. Costo total de la estimulación ácida pozo C-4	188
Tabla 23. Inversión de la campaña de estimulación ácida.....	188
Tabla 24. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-32	189
Tabla 25. Producción incremental e índice de declinación exponencial	189

Tabla 27. Perfil incremental de fluidos producidos declinados por día y mes.....	191
Tabla 28. Ingresos, egresos e inversión	192
Tabla 29. Resultados financieros pozo C-32	200
Tabla 30. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-4	202
Tabla 31. Producción incremental e índice de declinación exponencial	202
Tabla 32. Resultados financieros pozo C-4	202
Tabla 33. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-8	204
Tabla 34. Producción incremental e índice de declinación exponencial	205
Tabla 35. Resultados financieros pozo C-8	205
Tabla 36. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-18	207
Tabla 37. Producción incremental e índice de declinación exponencial	207
Tabla 38. Resultados financieros pozo C-18	208
Tabla 39. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-22	210
Tabla 40. Producción incremental e índice de declinación exponencial	210
Tabla 41. Resultados financieros pozo C-22	211
Tabla 42. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-23	213
Tabla 43. Producción incremental e índice de declinación exponencial	213
Tabla 44. Resultados financieros pozo C-23	214
Tabla 45. Resultados financieros de la evaluación en cada pozo.....	216
Tabla 46. Resultados financieros de la evaluación global	217
Tabla 47. Costos de cambio de tubería de superficie para pozo C-32	219
Tabla 48. CAPEX de cambio de línea del pozo C-32	220
Tabla 49. Costo total de cambio de línea del pozo C-32	220
Tabla 50. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-32	221
Tabla 51. Producción incremental e índice de declinación exponencial	221
Tabla 52. Resultados financieros del pozo C-32.....	222
Tabla 53. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-4	224
Tabla 54. Producción incremental e índice de declinación exponencial	224
Tabla 55. Resultados financieros del pozo C-4	224
Tabla 56. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-8	226

Tabla 57. Producción incremental e índice de declinación exponencial	227
Tabla 58. Resultados financieros del pozo C-8	227
Tabla 59. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-18	229
Tabla 60. Producción incremental e índice de declinación exponencial	229
Tabla 61. Resultados financieros del pozo C-18.....	230
Tabla 62. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-22	232
Tabla 63. Producción incremental e índice de declinación exponencial	232
Tabla 64. Resultados financieros del pozo C-22.....	233
Tabla 65. Comparación de la producción actual y optimizada pozo C-23	235
Tabla 66. Producción incremental e índice de declinación exponencial	235
Tabla 67. Resultados financieros del pozo C-23.....	235
Tabla 68. Resultados financieros de la evaluación por pozo.	238
Tabla 69. Resultados financieros globales de cambio de líneas de superficie. ...	239
Tabla 70. Balance de gas del Campo Cicuco.	243
Tabla 71. Resultados sensibilización del volumen de gas de inyección.	243
Tabla 72. Volúmenes de gas sensibilizados para el pozo C-4.....	245
Tabla 73. Volúmenes de gas sensibilizados para el pozo C-32.....	245
Tabla 74. Pruebas de producción pozo C-32 con diferentes volúmenes de gas.	246
Tabla 75. Pruebas de producción pozo C-4 con diferentes volúmenes de gas. ...	246

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS EVALUADOS.....	256

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT EN EL CAMPO CICUCO.*

AUTOR: MARÍA ALEJANDRA PLATA SÁNCHEZ**

PALABRAS CLAVES: Campo Cicuco, Gas Lift, Análisis Nodal, inflow, outflow, Wellflo™.

DESCRIPCIÓN:

El análisis nodal es una de las técnicas de optimización de producción más confiable y utilizada a nivel mundial, la cual permite la identificación de restricciones al flujo y la cuantificación de su impacto sobre la capacidad de producción de un sistema. Actualmente se han desarrollado múltiples herramientas, entre las que se destaca Wellflo™ por su cómodo manejo en la aplicación de esta técnica y la optimización de varios sistemas de levantamiento determinando ciertas condiciones de operación.

En este proyecto se ha desarrollado un procedimiento sistemático para la aplicación de la técnica de análisis nodal a los pozos seleccionados del campo Cicuco, compuesto por una secuencia de pasos a seguir para determinar de manera exitosa las condiciones óptimas de operación de cada pozo, tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones y la cabeza de pozo, y como variables a sensibilizar el daño del pozo, el diámetro interno de líneas de superficie y el volumen de gas de inyección.

La metodología consta de cuatro secciones: Recolección y validación de la información de los pozos en estudio, utilización del simulador Wellflo™ para modelar el comportamiento del sistema de producción de cada pozo, optimización del sistema de producción aplicando la técnica de Análisis nodal en el simulador y la evaluación financiera de los resultados obtenidos.

Para el desarrollo de este estudio se llevaron a cabo pruebas de producción de crudo y gas en los 6 pozos seleccionados del campo Cicuco que funcionan con el sistema de levantamiento Gas Lift, para la obtención de un óptimo modelamiento y optimización del sistema.

* Tesis de grado en la modalidad de Practica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tutores: CAMARGO SALCEDO, Adrián Antonio (ECOPETROL S.A), CALVETE GONZALEZ, Fernando Enrique (UIS).

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION AND IMPROVEMENT OF GAS LIFT SYSTEM IN CICUCO FIELD .^{*}

AUTHOR: MARÍA ALEJANDRA PLATA SÁNCHEZ^{**}

KEY WORDS: Cicuco Field, Gas lift, Nodal Analysis, inflow, outflow, Wellflo™.

DESCRIPTION:

Nodal analysis for production optimization is one of the most reliable worldwide techniques. This technique allows the identification of flow restrictions and quantification of their impact on the system production capacity. Currently, many tools have been developed such as Wellflo[™], for it is easy to use in the application of Nodal analysis technique and moreover, for optimizing several lift systems through the determination of certain operating conditions.

This project develops a systematic procedure for the application of nodal analysis technique in selected wells from Cicuco Field. This procedure is composed by a sequence of steps to successfully determine the optimal operating conditions for each well. It takes as a solution node, the midpoint of the perforations and the wellhead. It also takes variables to sensitize the wellbore damage, the internal diameter of surface lines and the gas injection volume.

The methodology used consists of four sections: collection and validation data of the wells under study, use of the simulator Wellflo[™] to model the behavior of the production system of each well, optimization of the production system using the nodal analysis technique in the simulator and finally the financial evaluation of the results.

For the development of this study, production testing of oil and gas was performed in the six selected wells operated with Gas Lift system from Cicuco field, with the purpose of obtaining an optimal modeling and optimization of the system.

^{*} Undergraduate Project, Internship modality

^{**} Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Tutors: CAMARGO SALCEDO, Adrián Antonio (ECOPETROL S.A), CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique (UIS).

DEDICATORIA

A Dios y a mi protectora que desde el Cielo me ayudaron a lograr una de mis grandes metas y me guiaron siempre por el mejor camino, acompañándome en mis triunfos y en las adversidades.

A mi familia que me brindó su confianza y apoyo incondicional, por sus sabios consejos, por los valores inculcados, por su paciencia y por su gran amor siendo mi constante inspiración y motivación para cumplir mis sueños.

A mi hermano y a mi tía favorita que siempre estuvieron ahí para escucharme y darme impulso en aquellos momentos difíciles.

A Iván, Nathalia, Susan, Camilo, Daniel y las Alejandras por ser mis amigos desde el comienzo hasta el final de mi carrera, y principalmente por su apoyo y los inolvidables momentos compartidos.

A todo el equipo de ingenieros, contratistas y trabajadores del campo Cícuco y Cantagallo por esa inolvidable experiencia de aprendizaje y de vida que me brindaron. Por marcar un antes y un después luego de esta valiosa vivencia.

Y a todos mis profesores por haber contribuido con mi formación como profesional y como persona, y por su gran disposición a la hora de enseñarme y compartir sus conocimientos.

Con afecto, María Alejandra Plata.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir en mi formación y por estos años de gran aprendizaje.

A **ECOPETROL S.A** por haberme brindado la oportunidad de realizar mi práctica empresarial en esta gran empresa y por ofrecerme un espacio para crecer como profesional y como persona.

A los ingenieros **ADRIÁN ANTONIO CAMARGO SALCEDO, FAURICIO ROMERO ÁLVAREZ** y **FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ**, por haberme dedicado gran parte de su tiempo, y por haber compartido sus conocimientos y experiencias, permitiendo el cumplimiento satisfactorio de todos los objetivos y principalmente el desarrollo y culminación de este proyecto. Así mismo por su apoyo, paciencia, entrega y por su aporte en mi crecimiento profesional.

A los ingenieros **DUILIO ALTERIO, ANGELICA ROZO, YUDY GONZÁLEZ, LUIS CARLOS LEAL, EDUBER PEÑA, DANY PEÑALOZA, y PLUTARCO ESPINOSA** por su disponibilidad y acompañamiento durante el desarrollo de la práctica, y por su interés y constante disposición de enseñar y colaborar en todo momento en pro de mi aprendizaje.

A cada una de las personas que hicieron posible este proyecto y especialmente al equipo de trabajadores del campo Cicuco por sus enseñanzas, consejos y por su inolvidable calor humano.

INTRODUCCIÓN

Más del 90% de los pozos productores de petróleo producen mediante algún sistema de levantamiento que les permite seguir produciendo una vez el yacimiento no tiene la suficiente energía para producir naturalmente, sin embargo debido a la demanda y al constante incremento del consumo mundial de energía las compañías también deben realizar grandes esfuerzos para acelerar el recobro de las reservas recuperables y optimizar la productividad de los pozos.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se realiza un estudio integrado que permite predecir el comportamiento del yacimiento, evaluar el diseño mecánico de los pozos, y detectar restricciones al flujo que afecten directamente la producción.

Para la aplicación de dicha técnica existen gran variedad de simuladores comerciales, entre los cuales se destaca WELLFLO™ desarrollado por la compañía Weatherford, el cual permite modelar el sistema de producción y todos sus componentes incluyendo el sistema de levantamiento artificial presente, en el caso de este estudio el Gas Lift.

Este estudio se ha organizado en un orden específico de tal forma que se muestre el desarrollo de los objetivos propuestos previamente. Inicialmente se describen las generalidades del sistema de levantamiento de Gas Lift, y toda la información del campo Cicuco necesaria para la simulación en WELLFLO™, posteriormente se precisan los conceptos concernientes al Análisis Nodal y los necesarios para el estudio integrado de la producción, subsiguiente a esto se explica la metodología utilizada para los tres escenarios orientados a la optimización de la producción, así como los resultados de estos para los 6 pozos seleccionados del campo Cicuco. Finalmente se muestra el análisis financiero llevado a cabo para determinar la viabilidad de los escenarios establecidos como estrategias de optimización.

1. METODO DE PRODUCCIÓN POR GAS LIFT

El método de levantamiento artificial por gas consiste en levantar los fluidos del pozo mediante la inyección de gas a altas presiones a través de una válvula, ubicada a la mayor profundidad posible. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo.

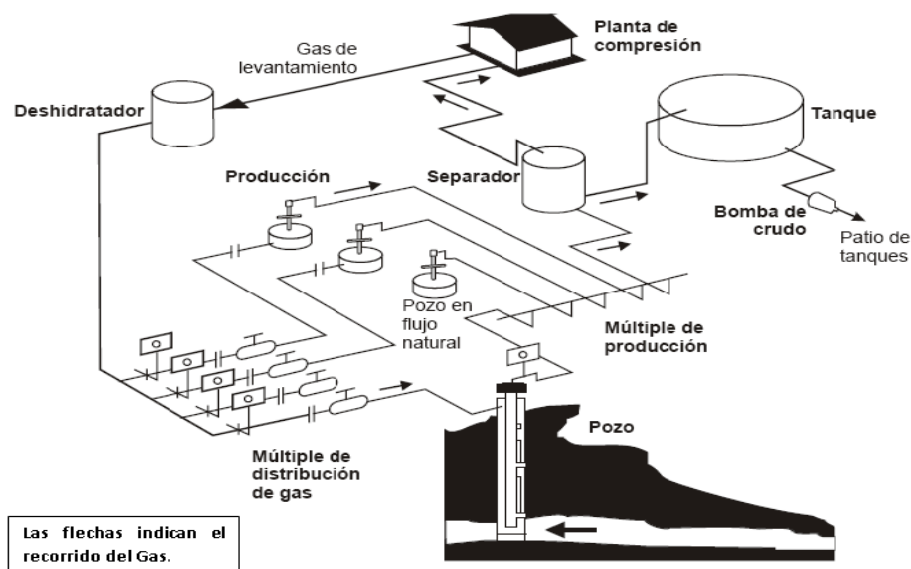
1.1. SISTEMA DE GAS LIFT

El sistema de levantamiento artificial por gas (LAG), está conformado por una fuente de gas de alta presión (compresor), una red de distribución de gas a alta presión para conducir el gas hasta el cabezal del pozo, equipos de medición, controles de superficie, equipo de subsuelo (mandriles, válvulas y empaque), líneas de flujo, equipos de separación, tanques de recolección y una red de recolección del gas a baja presión.

El gas a alta presión que se obtiene del sistema de compresión se envía a los pozos a través de una red de distribución para su inyección. El gas inyectado para el levantamiento junto con los fluidos producidos es recolectado por las estaciones de flujo en donde el gas es separado y dependiendo de sus características corrosivas y contenido de agua es tratado (*Scrubber*).

Finalmente el gas es enviado al sistema de compresión nuevamente a través del sistema de recolección de gas a baja presión, ver Figura 1.

Figura 1. Sistema Gas Lift



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

1.2. BALANCE DE GAS

Para que el sistema de compresión tenga un uso eficiente es necesario realizar balances de volúmenes de gas a nivel de pozo y a nivel del sistema.

➤ En el pozo

La tasa de gas de levantamiento medido en el registrador de flujo de cada pozo, debe ser aproximadamente igual a la tasa de gas que deja pasar la válvula operadora de subsuelo bajo condiciones dinámicas de operación, es decir, bajo el diferencial de presión existente entre la presión del gas de inyección y la presión en la columna de fluido frente a la válvula. El gas aportado por la formación no se puede medir pero se determina por la diferencia entre el total medido en la estación durante la prueba del pozo y el gas de levantamiento inyectado simultáneamente al pozo.

➤ **En el sistema**

El volumen diario de gas recolectado de las estaciones menos el quemado o venteado, menos el extraído del sistema de baja presión para otros usos, debe ser igual al que entra al sistema de compresión.

El volumen diario de gas que entra al sistema de compresión menos el extraído inter-etapas debe ser igual al descargado por el sistema y este a su vez debe ser igual a la suma del volumen diario enviado a los diferentes usos: Transferencia a otros sistemas, inyectado al yacimiento, combustible, levantamiento artificial por gas, entregado a terceros, recirculación, etc. Finalmente el volumen diario enviado a los múltiples de *LAG* debe ser igual a la sumatoria de los caudales diarios de gas inyectado a los pozos asociados al sistema.

1.3. TIPOS DE INYECCIÓN

Existen dos maneras inyectar el gas para realizar el proceso de levantamiento:

- *Flujo continuo*: El gas se inyecta de manera continua en la columna de fluido.
- *Flujo intermitente*: El gas se inyecta de manera cíclica en la columna de fluido.

1.4. RANGOS DE APLICACIÓN

El gas lift es un sistema bastante flexible que puede ser configurado en dos formas según el tipo de inyección (Continuo e Intermitente) con el fin de incrementar su eficiencia en diferentes escenarios. En la Tabla N° 1 se presentan los rangos de aplicación para flujo continuo e intermitente.

Tabla 1. Rangos de Aplicación del Gas Lift continuo y Gas Lift intermitente

CONDICIÓN	FLUJO CONTINUO	FLUJO INTERMITENTE
Tasa de producción (STB)	200-80000	< 500
Presión estática de fondo	Alta	Baja
Índice de productividad (IP)	Alto	Alto Bajo
Nivel de la columna de fluido	≥ 50%	≤ 60%
Densidad de crudo	Baja	Alta
Relación Gas líquido RGL	Alta	Baja Alta
Tasa de inyección de gas	Grandes volúmenes	Pequeños volúmenes

Fuente: Modificado de Weatherford

1.5. GAS LIFT CONTINUO

En este método de levantamiento artificial por flujo continuo, el gas es inyectado diaria y continuamente lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el subsuelo, con el propósito de disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo, aumentando de esta manera el diferencial de presión a través del área de drenaje, para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril de petróleo y aumenta si se inyecta la tasa de gas adecuada por el punto más profundo posible. Cuando no se dispone de la presión suficiente para vencer la presión estática de la columna de fluido sobre la válvula operadora se utilizan válvulas de descarga. Las válvulas de descarga son una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería con el fin de reducir la presión de la columna de fluido y descubrir la válvula operadora.

La tasa de inyección de gas depende de la relación gas-liquido de la formación RGLf de la tasa de producción y de la relación gas-liquido total RGLt por encima

del punto de inyección. Estimar la RGLt adecuada para el levantamiento depende de si se conoce o no el comportamiento de afluencia de la formación productora.

$$q_{iny} = (RGLt - RGLf) * ql/1000 \quad \text{Ecuación 1.}$$

Dónde:

q_{iny} = Tasa de inyección de gas requerida, Mpcn/d

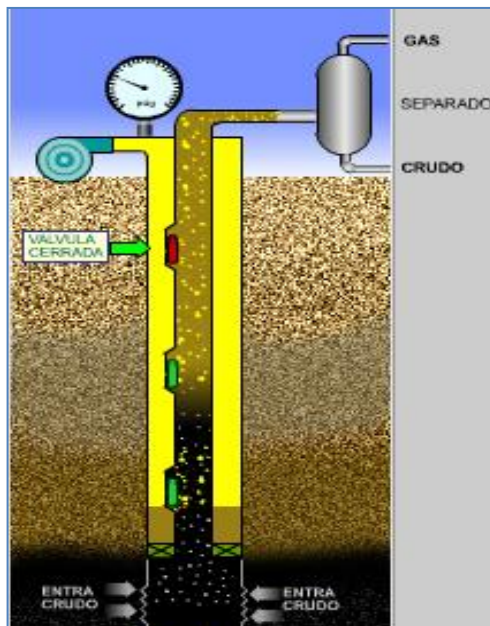
RGLt = Relación Gas-Líquido total, pcn/bn

RGLf = Relación Gas-Líquido de formación, pcn/bn

ql = Tasa de producción de líquido (bruta), b/d.

La tasa de inyección de gas diaria es controlada con una válvula en superficie. La presión en el pozo depende de la inyección de gas y el tipo de válvula seleccionada, mientras que la presión en superficie es la del sistema o múltiple.

Figura 2. Sistema Gas Lift Continuo



Fuente: Petroblogger, Rafael Osorio – Uni Perú. 2012

1.5.1. Instalaciones de Gas Lift

Existen tres tipos de instalaciones para el sistema Gas Lift. (Ver figura 3).

- **Instalaciones tipo en Gas Lift abierta:** Este tipo de instalación tiene la ventaja de su bajo costo, pero tiene una gran desventaja y es que cada vez que se cierra el pozo el espacio anular queda lleno de fluido, por lo tanto las válvulas de gas lift quedan expuestas a la erosión por el flujo de líquidos.
- **Instalaciones tipo en Gas Lift semicerrada:** Este tipo de instalación es la que se usa con frecuencia en el sistema de levantamiento a Gas Lift continuo. No permite la entrada de fluidos en el espacio anular.
- **Instalaciones tipo en Gas Lift cerrada:** Este tipo de instalación es la que se usa con frecuencia en el sistema de levantamiento a Gas Lift intermitente ya que posibilita la formación de un tapón de fluido y además impide que el gas ejerza presión sobre la formación. Su desventaja es si el pozo produce arena.

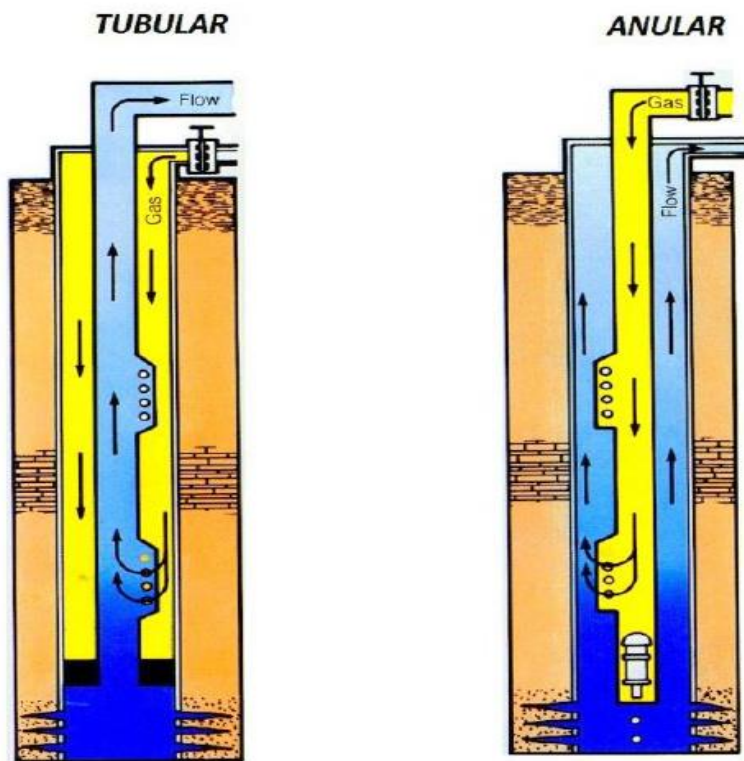
1.5.2 Tipos de Gas Lift continuo

La inyección continua de gas puede configurarse de dos formas (ver Figura 3):

- **Gas Lift continuo tubular “Tubing flow”:** Esta configuración utiliza el espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción para inyectar el gas de levantamiento y realizar el recobro de fluidos mediante la tubería de producción.
- **Gas Lift continuo anular:** En este tipo de LAG continuo se inyecta gas por la tubería de producción y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular. Existe una variante

de este tipo de LAG continuo donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular existente entre la tubería de producción y el “coiled tubing”. Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se puede usar las válvulas de levantamiento instaladas en la tubería de producción.

Figura 3. Gas Lift Continuo: Tubular y Anular.



Fuente: Modificado de: MAGGIOLO, Ricardo. Curso Taller: Gas Lift Básico. Venezuela. 2004. p. 16.

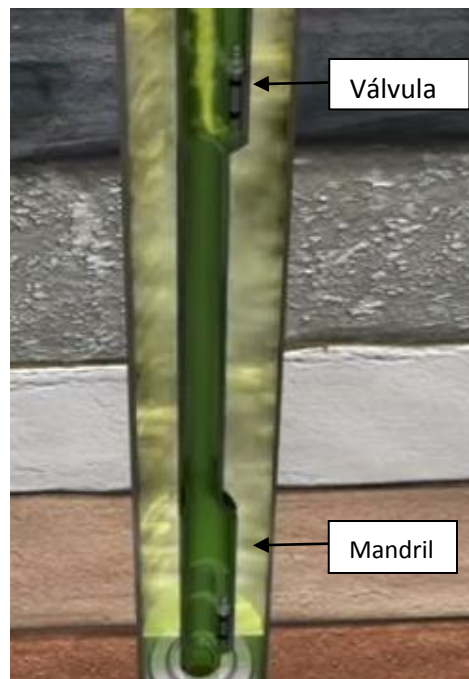
1.5.3. Equipo de fondo Gas Lift Continuo

El equipo de subsuelo generalmente está compuesto por una sarta de tubería de producción equipada con válvulas de Gas Lift para ejecutar la operación de levantamiento, ver Figura 4.

➤ Mandriles

Los mandriles son secciones de tubo que poseen forma geométrica tal, que permiten sostener la válvula y mantenerla protegida sin alterar la continuidad de la tubería. Existen dos tipos de mandriles: los recuperables y los convencionales. Los denominados recuperables son aquellos que presentan una configuración tipo bolsillo y están abiertos a la tubería para permitir la recuperación o pesca de las válvulas. Los convencionales no permiten recuperar la válvula; ésta se obtiene cuando la tubería sale del pozo.

Figura 4. Mandril de bolsillo



Fuente: Modificado de Weatherford, 2012.

➤ Válvulas

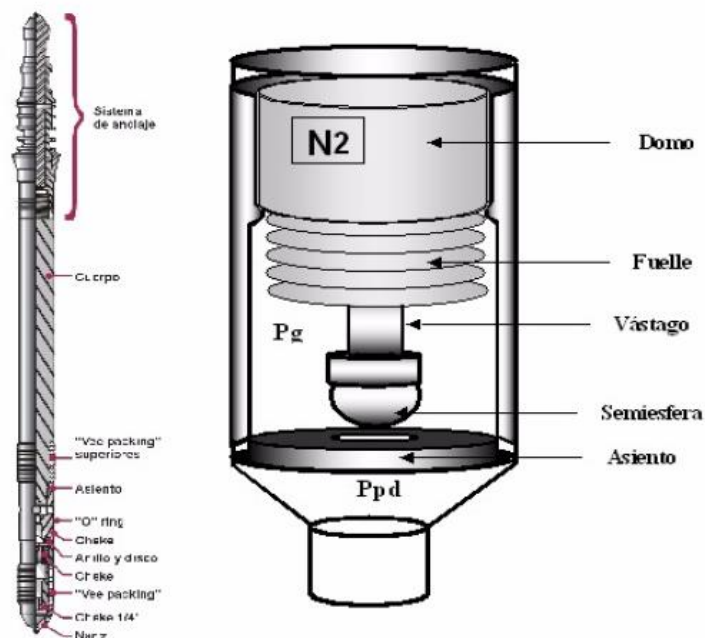
Las válvulas de Gas Lift, son reguladoras de presión en el fondo del pozo, su propósito es permitir la descarga de los fluidos que se encuentran en el espacio anular del pozo para lograr inyectar el gas a la profundidad deseada.

Para evitar que el fluido se regrese de la tubería hacia el espacio anular, las válvulas poseen una válvula de retención (“check valve”) en su parte inferior, las válvulas ubicadas por encima de la válvula operadora reciben el nombre de válvulas de descarga.

En el sistema de gas lift continuo la válvula de operación (aquella por donde queda pasando el gas al tubing) permanece y debe permanecer siempre abierta.

Los elementos principales de las válvulas de levantamiento a gas son: Un domo o cámara de carga, un resorte o fuelle o diafragma, un stem o vástago y una silla o port. (Ver Figura 5)

Figura 5. Válvula de Gas Lift

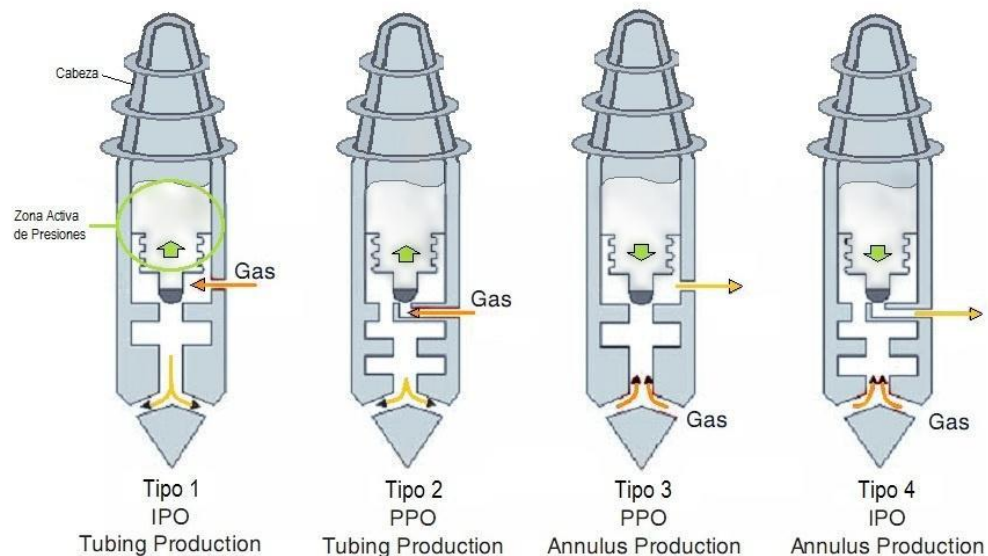


Fuente: MAGGILO, Ricardo. Libro básico Gas Lift

De acuerdo al origen de la presión aplicada como presión de apertura o presión de operación las válvulas Gas Lift se clasifican en:

- Válvulas Operadas por Presión de Inyección (IPO), sensibles a la presión de inyección.
- *Válvulas Operadas por Presión de Producción (PPO)*, sensibles a la presión ejercida por el fluido.
- *Válvulas diferenciales*, sensibles al diferencial de presión entre la presión del gas en el revestimiento y la presión del fluido en la tubería de producción.

Figura 6. Tipos de Válvulas



Fuente: Modificado de LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second edition. 2008. p 338.

1.5.4. Equipo de superficie

➤ Planta Compresora

Se encarga de comprimir el gas proveniente de las estaciones de recolección o de las Plantas de Gas, donde previamente ha sufrido el proceso de absorción. El gas que se envía al sistema de Gas Lift por cada compresor, debe ser medido para llevar un buen control y observar la eficiencia del equipo.

En el campo Cicuco se cuenta con dos compresores de baja (LP), marca INGERSOLL que en dos etapas toman el gas de la succión de baja aproximadamente a 50psi y comprimen el gas hasta 330psi, el cual es enviado a dos compresores de alta (HP) de marca, WORTINTONG los cuales también en dos etapas comprimen el gas hasta 1300 psi, y a esta presión el gas es enviado por la línea de alta al sistema de Gas Lift.

Figura 7. Compresor INGERSOLL de baja (LP1) campo Cicuco.



Fuente: Manual de operaciones, Campo Cicuco.

➤ **Red de distribución de gas a alta presión**

Es el sistema de tuberías y válvulas, por las que se distribuye el gas hacia los diferentes usos del gas comprimido. En el caso del uso para el sistema de Gas Lift, este gas se reparte entre los pozos que poseen dicho sistema a través de la red de distribución que tenga el campo.

➤ **Red de recolección de gas a baja presión**

Es el conjunto de tuberías y accesorios que se encargan de llevar el gas de los separadores de las estaciones de recolección, hasta la planta compresora. Esta red recoge el gas utilizado en el levantamiento más el gas que proviene del yacimiento y debe ser medido.

➤ **Equipo de medición y control**

Está conformado por los reguladores de flujo ó de gas y los registradores de presión y flujo.

➤ **Regulador de flujo**

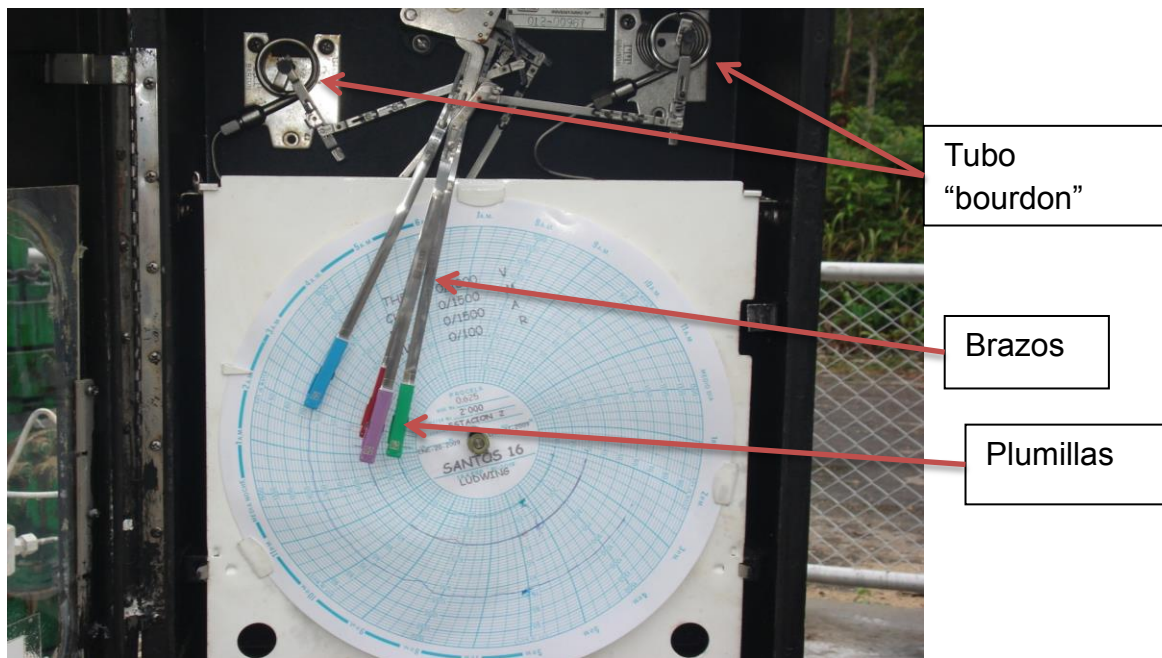
Son válvulas normalmente de vástago y asiento que se usan para inyectar la cantidad de gas necesario en cada pozo son comúnmente llamados choques.

➤ **Registrador de Presión y flujo**

Estos equipos están encargados de registrar los datos de presión del tubing, del casing y la presión de la línea de Gas Lift, mediante unos elementos de presión helicoidales tipo “Bourdon” que se encargan de medir la presión de flujo. El registrador de flujo posee además de los anteriores una cámara diferencial que mide la caída de presión o diferencial de presión a través de una platina de orificio

colocada entre las bridas donde se instala el registrador. Ambos registradores están equipados con mecanismos de relojería que hacen girar (24 hrs-7 días) una carta graduada a escala, donde se registran las presiones y diferencial de presión medidos.

Figura 8. Registrador de presión



Fuente: Curso de Gas Lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

1.6. GAS LIFT INTERMITENTE

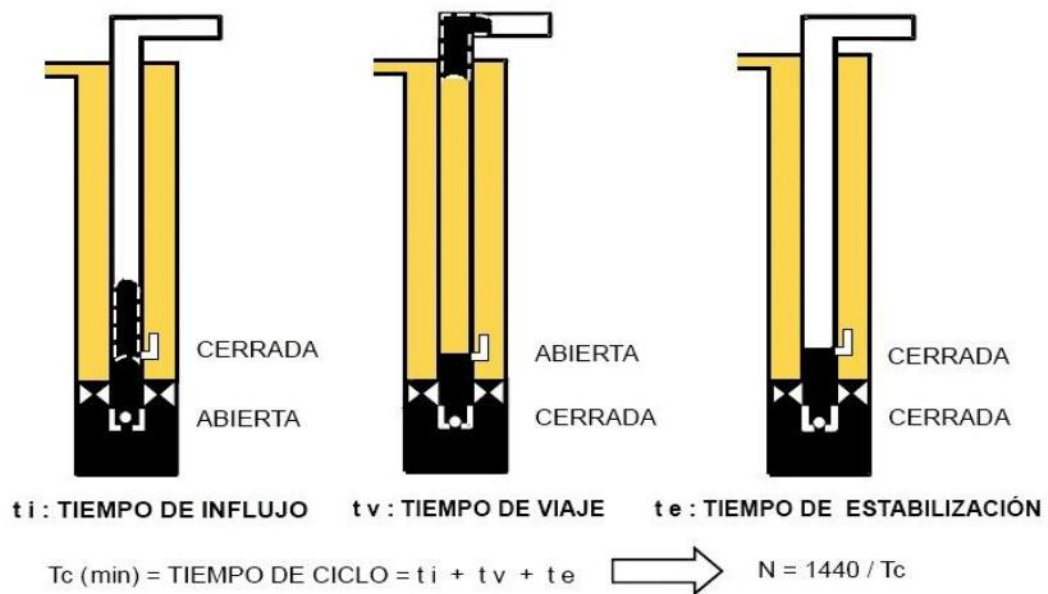
Generalmente en pozos con producciones inferiores a 120 bbl/día, la configuración intermitente es empleada debido a que la presión dinámica en el fondo de éstos pozos es demasiado baja y la inyección continua podría contra presionar la formación productora.

En el Gas Lift intermitente, se inyecta el gas a tasas elevadas durante cortos intervalos de tiempo para desplazar el bache de líquido desde el fondo del pozo hasta la superficie. La frecuencia de inyección en esta configuración depende del periodo de acumulación del bache de líquido (*slug*) y de la duración del ascenso.

El principio básico de la operación de flujo intermitente se asemeja a un desplazamiento tipo pistón impulsado por un volumen de gas que se inyecta a alta presión en la tubería de producción por una o varias válvulas de gas lift.

La inyección intermitente para realizar el levantamiento es una operación cíclica que se divide en tres periodos (ver Figura 9).

Figura 9. Ciclo Gas Lift intermitente.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

- **Período de influjo. *ti*:** Durante este período el líquido fluye desde formación al pozo y se almacena en la tubería por encima de la válvula de gas. La válvula se cierra durante este período y la presión en la tubería se reduce a un mínimo para permitir una tasa de flujo máxima hacia el pozo.
- **Período de levantamiento. *tv*:** Cuando se ha colectado suficiente líquido en la tubería, la válvula de levantamiento de gas se abre e inyecta gas a alta presión para levantar el *slug* de líquido a la superficie.
- **Período de reducción de presión. *te*:** Después de que la válvula se cierra, el *slug* fluye a través del separador, la presión de gas de levantamiento es disipada y el influjo comienza otra vez.

1.6.1. Tipos de Gas Lift intermitente

La inyección intermitente de gas puede configurarse para incrementar la eficiencia en el recobro de líquidos que se acumulan en el fondo del pozo, reducir el caudal de gas requerido para realizar el levantamiento y remover las parafinas que se precipitan en la tubería de producción.

➤ **Gas Lift intermitente convencional**

En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (aproximadamente P_{ws} menores de las 150 lpc por cada 1000 pies e índices menores de 0.3 bpd/lpc).

➤ **Gas Lift intermitente con cámara de acumulación**

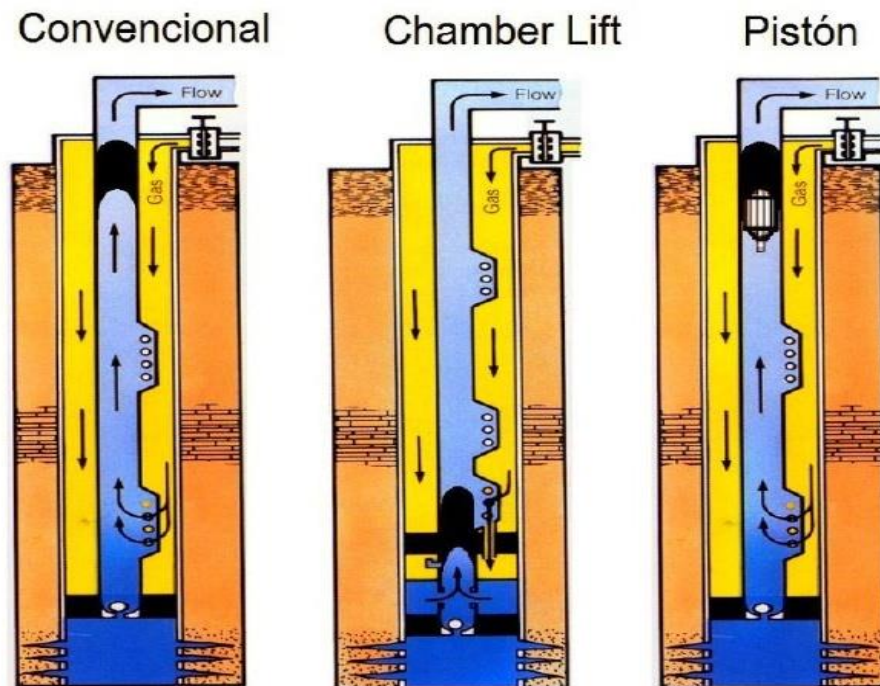
En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos de la

formación y el gas desplaza al tapón de líquido a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula.

➤ **Gas Lift intermitente con pistón metálico.**

En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interfase sólida entre el gas inyectado y el tapón de líquido a levantar. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante el levantamiento del tapón.

Figura 10. Tipos de LAG intermitente

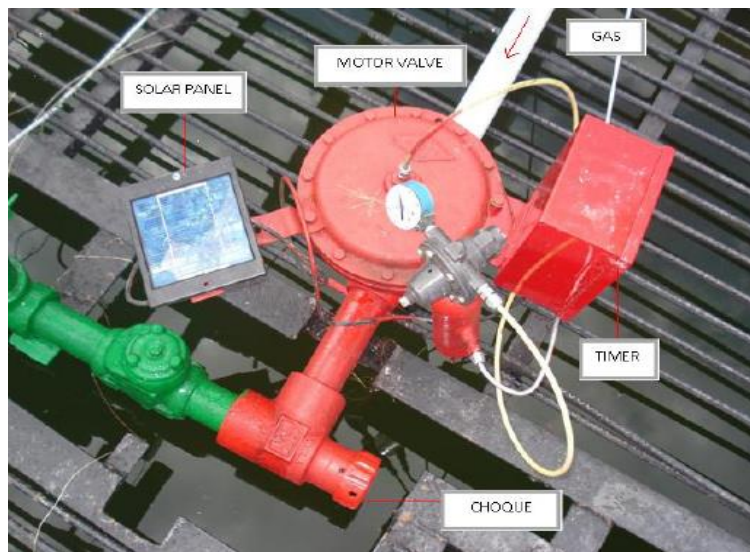


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

1.6.2. Equipo de Gas Lift Intermitente

Los equipos utilizados en el sistema de Gas Lift Intermitente son básicamente los mismos para Gas Lift Continuo, la diferencia radica en que en superficie se tiene una válvula motora que regula el flujo de gas de inyección y un intermitor o controlador de tiempos (Timer) que controla la inyección de gas por ciclos, en subsuelo la válvula operadora se modifica por una de mayor capacidad debido al caudal de gas que se va a inyectar en cada ciclo.

Figura 11. Instalación típica de Gas Lift intermitente



Fuente: Curso de Gas Lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

➤ **Controlador de tiempos (Timer).**

Está diseñado para accionar la válvula motora y de esta forma controlar la inyección de gas por ciclo, el timer posee una pantalla LCD en la cual se ajusta los tiempos de cada ciclo en horas, minutos y segundos. La fuente de alimentación es una batería de 6 V que se recarga por medio de un panel solar que trae el dispositivo incorporado.

2. MEDICIÓN DE GAS

Uno de los factores básicos para operaciones de gas eficiente, es conocer con la mayor exactitud posible el volumen unitario de gas que se está inyectando al pozo.

A diferencia del petróleo, el gas no puede almacenarse para ser medido en grandes cantidades, sino que su volumen debe ser determinado instantáneamente mientras fluye en la tubería lo que constituye un problema de medición más difícil además, el volumen de un peso dado de gas natural se determina en diferentes condiciones de presión y temperatura por lo que variará considerablemente.

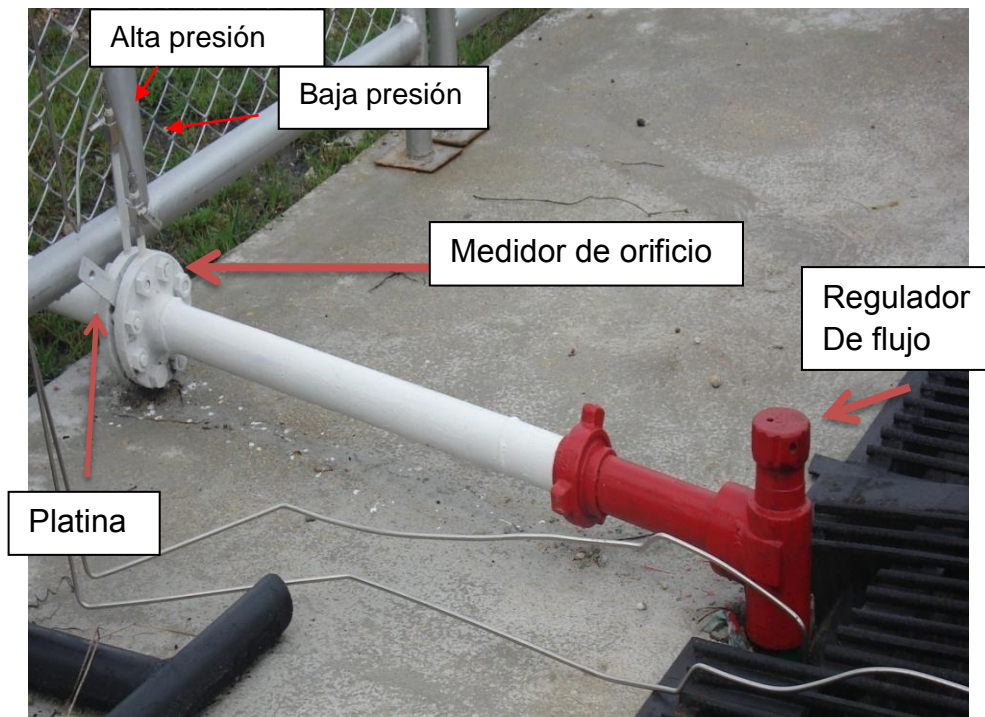
Las condiciones estándar aceptadas para la medición de un pie cúbico de gas son 14.65 psi y 60 °F.

Los elementos esenciales para la medición del gas fluyendo en tubería son las temperaturas y presiones de referencia, el peso específico del gas y la desviación con respecto a las leyes del gas ideal (Z).

2.1. MEDIDOR DE ORIFICIO

El medidor de orificio (meter) es aceptado como estándar en la medición del flujo de fluidos. Su utilidad es tal que se pueden medir grandes y pequeños volúmenes de fluidos con un alto grado de precisión a presiones desde menos de una atmósfera hasta más de 5000 psi y a temperaturas desde menos de 0°F hasta más de 200°F.

Figura 12. Instalación típica de Gas Lift intermitente



Fuente: Modificada de Especialización en producción de hidrocarburos, José René Sarquez Coronel, 2011

2.2. PLATINA DE ORIFICIO

Para un pozo que produce normalmente mediante Gas Lift Continuo, el disco de dos presiones debe registrar una Presión de casing constante y alta, cerca de la presión de operación en superficie de la válvula concebida como operadora en el diseño, y una Presión diferencial constante y baja, pero lo suficientemente alta para vencer la fricción en la línea de flujo y la contrapresión del separador.

Figura 13. Platinas de orificio



Fuente: Autor, tomada en el Campo Cicuco, 2013

El Factor de orificio, de la presión estática y del diámetro del orificio, además de varios factores como Factor básico de orificio (F_b), Factor del número de Reynolds (F_r), Factor de expansión (Y), Factor de peso específico (F_g), Factor de supercompresibilidad (F_{pv}). El caudal de gas de inyección depende del factor de orificio y de la lectura de la presión diferencial de la carta de medición. (ver ecuación 2).

$$Q_{iny} (kpcd) = C * \sqrt{hw} \quad \text{Ecuación 2.}$$

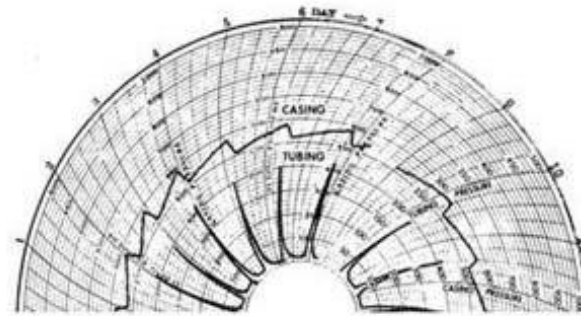
Dónde:

H_w = Lectura diferencial de la carta

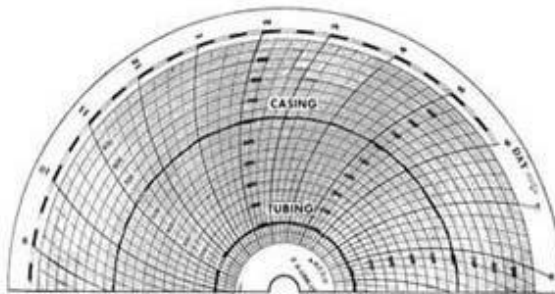
C = Factor de orificio

La Figura N° 14 muestra un disco de un pozo normal produciendo en LAG continuo y otro en LAG intermitente.

Figura 14. Disco de medición para Gas Lift continuo e intermitente



INTERMITENTE



CONTINUO

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas Lift

2.3. MEDICIÓN DE GAS CAMPO CICUCO

Para poder evaluar el comportamiento de los pozos del campo Cicuco mediante el método de análisis nodal con la herramienta WELLFLO™, eran necesarios los datos del gas de inyección, el gas de formación, la presión de inyección (CHP) y la presión de producción en el cabezal del pozo (THP).

➤ **Medición de gas de inyección en pozo**

Para la medición del gas de inyección se garantizó la instalación de platinas de orificio de diámetro interno de 0.625 in en las líneas de inyección de 2 in, así mismo el traslado de medidores de presión (Barton) para poder obtener la presión estática y diferencial con la carta de medición.

En cada medición registrada, se tuvieron en cuenta los principales parámetros de operación que afectan la producción del pozo, entre estos se encuentra la presión de inyección del sistema la cual debía mantenerse entre 1220 psi y 1260 psi, la presión de succión de baja y succión de alta, el choke de inyección en cada pozo, la presión del casing y la presión del tubing.

Una vez obtenidos los valores de presión estática y la presión diferencial leídos en la carta de medición, se introducen junto con la temperatura, el diámetro de línea y el diámetro de orificio, en una hoja dinámica de Excel basada en el AGA 3 de 1985, la cual arroja finalmente el valor de gas de inyección en MMSCF/d.

➤ **Medición de gas en separador**

La medición del gas en el separador, se realiza de la misma forma que en pozo, la diferencia radica en el diámetro de la línea la cual es de 4 in y el diámetro de orificio de la platina, la cual es de 2,214 in en el separador B y 1,208 in en el separador C, dependiendo donde se decida realizar la prueba.

El dato de presión se puede obtener con el medidor de presión (Barton) o a través de los medidores electrónicos ubicados en la línea de gas del separador, los cuales arrojan presión diferencial, presión estática, temperatura y directamente el volumen de gas.

➤ **Medición de gas de formación**

El valor del gas de formación se obtiene con un balance de masa, es decir el volumen a la salida del separador menos el volumen de gas de inyección. Parte de este gas es utilizado para el funcionamiento de los equipos y otra parte es enviada a tea.

2.3.1. Resultados de medición de gas en el Campo Cicuco

La medición de gas se realizó a los 8 pozos activos del campo Cicuco de la forma explicada anteriormente, en la tabla N° 2 se pueden apreciar los resultados. Posterior a la mediciones fue cerrado un pozo por alto BS&W, otro se dispuso a producir de forma intermitente, por lo cual actualmente hay el campo Cicuco cuenta con 7 pozos activos.

Tabla 2. Resultados medición de gas Campo Cicuco.

Pozo	Q formación [SCF]	Q inyección [SCF]	Q separador [SCF]
C-3	258.400	78.100	336.500
C-4	226.100	735.200	961.300
C-8	214.200	653.800	868.000
C-15	397.100	542.900	940.000
C-18	601.500	714.000	1'315.500
C-22	103.458	346.800	450.258
C-23	58.674	713.700	772.374
C-32	292.572	767.900	1'060.472

Fuente: Autor

3. INFORMACIÓN GENERAL CAMPO CICUCO

3.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CICUCO

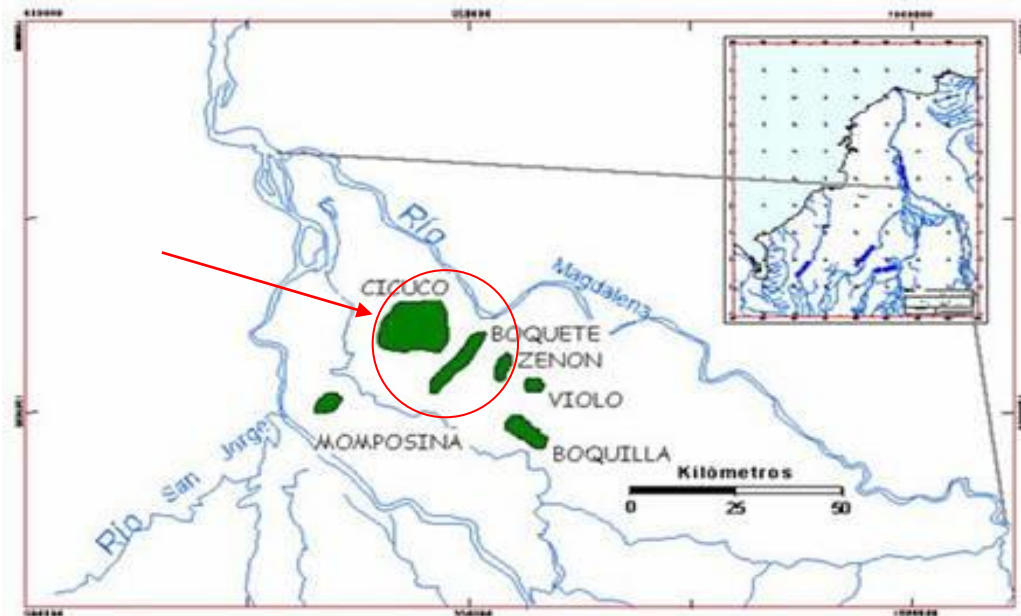
El campo Cicuco fue descubierto por Colombian Petroleum Company –COLPET con la perforación del pozo Cicuco –1 en 1956. Está ubicado en el Valle Inferior del Magdalena Medio en la Subcuenca de Plato, departamento de Bolívar. Administrativamente, este campo depende de la Superintendencia de Operaciones del Río, de la Gerencia Regional del Magdalena Medio de ECOPETROL S.A la cual incluye los campos Casabe, Cantagallo y Cicuco.

3.2. LOCALIZACIÓN.

El área de la Concesión Cicuco-Violo compuesta por los Campos de Cicuco, Boquete, Zenón, Violo, Boquilla y Momposina, está ubicado en el Valle Inferior del Magdalena Medio en la Subcuenca de Plato, departamento de Bolívar, en lo que se denomina " La Depresión Momposina". La ubicación del campo incluye terrenos de los municipios de Cicuco, Talaigua Nuevo y Mompós y comprende un área de 50.000 hectáreas.

Esta región es una isla encerrada por los brazos de Loba y Mompós del Río Magdalena. Topográficamente es una plenillanura, que sufre inundaciones durante la época de lluvias (las aguas alcanzan niveles de 2 y 3 mts. de altura) y por ello las operaciones de trabajo a pozos solo se pueden realizar normalmente de febrero a mayo y dependiendo de la severidad del invierno de abril-junio, eventualmente en agosto y septiembre.

Figura 15. Localización de los Campos de la Concesión CICUCO – VIOLO.



Fuente: ECOPETROL S.A

3.3. RESEÑA HISTORICA

El campo fue explotado bajo la modalidad de concesión conocida como Cicuco Violo y luego revirtió a ECOPETROL el 20 de octubre de 1976.

La concesión Cicuco Violo comprende una serie de campos aledaños tales Cicuco, Boquete, Zenón, Boquilla, Violo y Momposina, éste último descubierto por ECOPETROL en 1990.

Para aprovechar la explotación de gas y de condensados se construyó una planta de Gas con capacidad de 40 millones de pies cúbicos por día para obtener productos livianos como G.L.P y Gasolina Natural.

En 1977 se hicieron contratos con PROMIGAS (anteriormente GASNACOL) para prestar los servicios de transporte y distribución de gas hasta Barranquilla,

comprensión del mismo para levantamiento artificial en Cicuco y distribución de gas procedente de El Difícil.

El aprovechamiento del gas operó desde 1977 hasta 1982. PROMIGAS ESP continuó con el servicio de compresión de gas en los campos de Cicuco, Boquete y Zenón hasta 1997, fecha en la cual ECOPETROL suspendió el contrato y construyó su propia planta compresora. Con el descubrimiento del campo Momposina en 1990, Ecopetrol inició hacia 1994 las facilidades para producir el gas de Momposina-1 con un estimativo de producción de 1.5 MPCD.

El 7 de julio de 1956 se inició la perforación del pozo descubridor Cicuco-1. Fue terminado en la Caliza Cicuco a 8115 ft de profundidad con una producción de 195 BOPD. Entre 1956 y 1960 se perforaron un total de 24 pozos de los cuales 21 resultaron productores y 3 fueron improductivos, alcanzando una producción máxima de 26800 bpd en enero de 1960.

A la fecha en el Campo Cicuco se han perforado 30 pozos de los cuales solo 7 pozos permanecen activos, 2 de ellos cerrados temporalmente por su alta producción de agua.

El campo Boquete, entró en operación el 8 de agosto de 1961, con la perforación del pozo Boquete-1, el cual fue completado a 8086 ft con una producción 344 BOPD en la Caliza Cicuco equivalente. Para el desarrollo del campo se perforaron 24 pozos entre 1961 y 1977 alcanzando una producción máxima de 6400 bpd en mayo de 1973, actualmente 8 pozos se encuentran activos, sin embargo a la fecha el campo se encuentra cerrado por fallas en el sistema de compresión.

A mediados de 1967 y 1975 para reactivar los pozos que por su baja presión de yacimiento habían dejado de fluir, se inició la instalación del gas lift en los campos de Cicuco y Boquete respectivamente.

El 20 de octubre de 1976 quedó ejecutoriada la Resolución No. 004213 expedida por el Ministerio de Minas y energía con fecha del 29 de septiembre de 1976,

mediante la cual se le aceptó a la COLPET la renuncia expresa e incondicional del contrato de la Concesión Cicuco-Violo y está pasó a ECOPETROL -Distrito Norte-.

3.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CICUCO

Las características estructurales presentes en la Isla de Mompós, se enmarcan dentro del estilo estructural regional de la Subcuenca de Plato, es decir, una zona de plataforma relativamente estable. Los principales rasgos estructurales del sector son: los altos de Magangué y Mompós, el arco de Magangué y el predominio de un fallamiento normal.

El Alto de Mompós se encuentra localizado hacia el SE de la Isla, es una elevación del basamento ígneo. Probablemente ha actuado como un alto desde el Mesozoico controlando la depositación de los sedimentos durante el terciario.

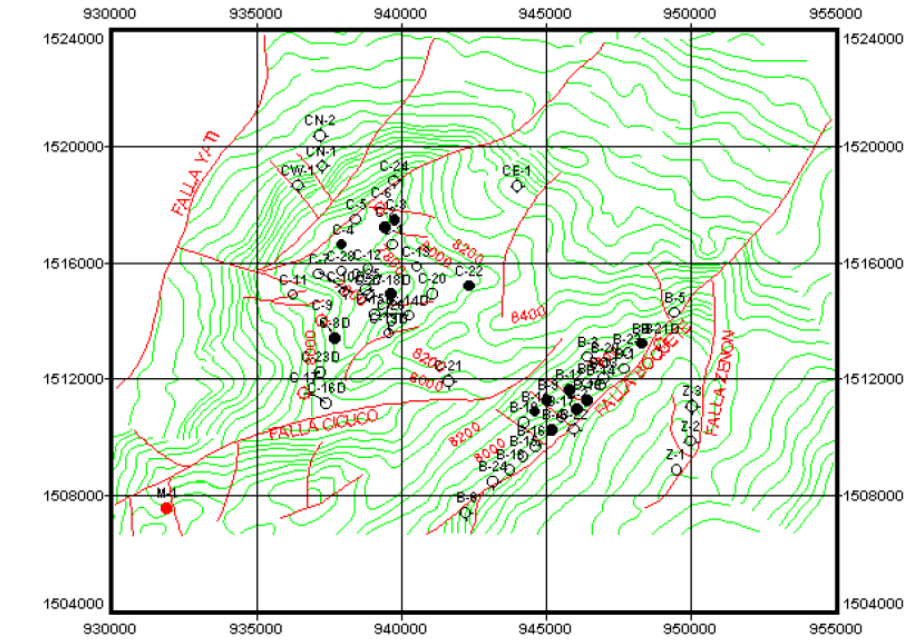
El Alto de Magangué se encuentra ubicado hacia el NW y como rasgo fundamental se resalta que es estructuralmente más bajo que el Alto de Mompós pero que actuó como área positiva durante el Eoceno Superior– Oligoceno.

El Arco de Magangué es una estructura que se puede describir como una silla de montura, la cual está conformada por las dos estructuras descritas anteriormente.

En la zona este Arco es importante ya que marca la división entre la Subcuenca de Plato y la de San Jorge.

El fallamiento se ha estudiado gracias a la interpretación sísmica que se le ha hecho a los programas sísmicos que se han disparado en la zona, los cuales han permitido establecer un fallamiento predominantemente normal y cuyo ángulo de inclinación es muy bajo tendiendo algunas veces a ser verticales.

Figura 16. Mapa Estructural Campo Cicuco



Fuente: ECOPETROL S.A

El basamento del cretáceo inferior (conjunto metamórfico e ígneo) ha servido como base para una secuencia sedimentaria terciaria, en la que se destacan tres ciclos de depositación.

El primero de edad Eoceno Superior – Mioceno Inferior, se ha denominado Formación Ciénaga de Oro, el segundo de edad Mioceno Inferior a Medio se ha llamado Formación Porquero y el tercero es la Formación Tubará. Supra yaciendo estas secuencias discordantes se encuentra la Formación Corpa y los depósitos cuaternarios que ha dejado el Río Magdalena.

Figura 17. Columna Estratigráfica Campo Cicuco

ERA	PERIODO	EPOCA	UNIDAD	ESPESOR ft	LITOLOGIA	DESCRIPCION						
CENOZOICO	CUATERNARIO	PLEISTOCENO	DEPOSITOS RESIDENTES			Lutitas costa afuera, sobre estas aparecen los depósitos fluviales más recientes						
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	FORMACION CORPA	0 - 2000		Arcillolitas grises, algunas veces calcáreas con delgados niveles de limolitas grises y esporádicos niveles de caliza					
								MIOCENO	FORMACION TUBARA	0 - 3000		Arcillolitas grises intercaladas con limolitas y areniscas blancas.
			INFERIOR	FORMACION PORQUERO	0 - 5000		Secuencia monótona de arcillolitas gris verdosas, gris claras, pardo claras y pardo oscuras, ocasionalmente con una textura limosa. Dentro de las arcillolitas se interestratifican delgados niveles de una arenisca blanca verdosa de grano medio.					
			OLIGOCENO									
	EOCENO											
	MZ.	CRETACEO		BASAMENTO			Complejo de rocas ígneas intrusivas de composición diorítica a granodiorítica y rocas metamórficas de bajo a medio grado					

Fuente: ECOPEPETROL S.A

3.4.1. Basamento (Pre-Terciario)

Integrado por un complejo de rocas ígneas intrusivas de composición diorítica a granodiorítica y por rocas metamórficas de bajo a medio grado tales como esquistos verdes (Clorita - actinolita), cuarcitas grises a negras y filitas gris - verdosas, o bien por un basamento ígneo muy meteorizado y lavado o por una

secuencia metasedimentaria con características eléctricas muy similares a las de las zonas productoras.

- **Rocas ígneas intrusivas:** Conforman la mayor parte del basamento en el Campo Boquete; están representadas principalmente por rocas de composición diorítica o granodiorítica con porcentajes variables de cuarzo, plagioclasa, ortoclasa, biotita y hornblenda. A partir de una datación radiométrica de una diorita por el método K/Ar (Biotita) de un núcleo de perforación proveniente de un pozo del Campo Cicuco, se le asigna una edad de 100 a 115 millones de años, o sea del Cretáceo Medio. Por analogía y comparaciones regionales se le asigna una edad Cretáceo Medio a las rocas ígneas intrusivas que constituyen este tipo de basamento en el Campo Cicuco -Boquete.

- **Rocas metamórficas de bajo grado:** Son las rocas más antiguas del área, posiblemente fueron intruídas por las rocas dioríticas del Cretáceo Medio; representadas principalmente por unos esquistos de Clorita - actinolita (Esquistos Verdes), de una textura lepidoblástica, bien foliados, duros y compactos. Se ha encontrado este tipo de basamento en los pozos Boquete 5 - 14 y 21 y Cicuco-1.

3.4.2. Formación Ciénaga de Oro.

3.4.2.1 Unidad clásticos

Denominación informal para denotar una unidad litológica caracterizada por una sedimentación lenticular entre areniscas y arcillolitas varicoloreadas. Ha sido penetrada en la mayor parte de los pozos Boquete, y algunos de Cicuco, con espesores que oscilan entre 90 y 280 pies.

- **Facies Arenosas:** A partir de las muestras de zanja se distinguen dos variedades petrográficas de sedimentos cuarzosos. La primera de ellas está representada por una arena suelta de color verde, gris claro e incolora, integrada en su mayor parte por cuarzo hialino y escaso cuarzo lechoso; el tamaño de sus componentes se sitúa en el de arena media a gránulo; la totalidad de clásticos son angulares a poco subredondeados; algunos cristales de cuarzo presentan una coloración verde clara originada por clorita; ocasionalmente se detectan fragmentos de esquistos verdes. La segunda variedad la integran unas areniscas de colores verde claro, gris azul, gris verde y pocas blancas, manchadas de tonos lilas y amarillo ocre. En general están constituidas por granos de cuarzo hialino, subredondeados a subangulares del tamaño de arena fina a muy fina, englobados en una matriz arcillosa que les da un buen grado de compactación, ocasionalmente algo conglomeráticas y con cantidades variables de materia orgánica finamente diseminada, glauconita y biotita o moscovita, exhibiendo una textura "varved" o sal y pimienta.

- **Facies Arcillosas:** Integrada por arcillolitas limosas pardo oscuras y arcillolitas de colores verde - gris predominante, en menor proporción hay gris claras, gris pardas, crema amarillentas, algunas veces manchadas de colores amarillo ocre o lila; presentan una dureza variable y un ligero lustre satinado, por lo general jabonosas; ocasionalmente engloban fragmentos de conchas lamelibranquios, cristalitos de cuarzo hialino, material carbonáceo, algo de glauconita y pirita finamente diseminada.

3.4.2.2. Unidad caliza de Cicuco.

Las calizas presentan una textura finamente cristalina, algunas veces pasando por los miembros extremos de caliza arcillosa, caliza pura, caliza arenosa a algo

conglomerática, con coloraciones que varían de gris claro a gris oscuro, o de un color amarillo carmelita a blanco crema; por lo general estas calizas son densas y duras, con un contenido fosilífero pobre, son frecuentes algunos moluscos, foraminíferos y restos de algas. Dentro de las calizas se intercala un nivel de arcillolitas a limolitas calcáreas, de colores gris pardo, gris verde y pardo oscuras, por lo general algo duras, ricas en glauconita; ocasionalmente contienen foraminíferos.

- **Facies Arenosas:** Según las observaciones de las muestras de zanja se detectan unas areniscas de un color blanco gris o gris verde, integrada por granos de cuarzo hialino del tamaño de arena fina a arena gruesa, ocasionalmente algo conglomerática, subangular a subredondeada. Los granos se encuentran cementados por material calcáreo que le dan un grado moderado de compactación, en una matriz arcillosa ligeramente calcárea, a veces entran en su composición glauconita, material carbonáceo, restos de algas, y fragmentos de conchas de lameribranchios y foraminíferos. Dentro de estas facies arenosas se incluye una arena suelta integrada por granos de cuarzo hialino y poco cuarzo lechoso, del tamaño de arena fina a gruesa, en su mayor parte subangulares, ocasionalmente aglutinada por un material arcilloso calcáreo.

- **Facies Arcillo-Limosas:** Caracterizada por arcillas que presentan un contenido variable de carbonatos de Calcio, además de una gran variedad de colores entre los cuales sobresalen los gris claros, verde grisáceos, verde claros, pardo oscuros, pardo claros, lilas, blancos, cremas y rojos de una dureza no uniforme, por lo general jabonosas, ocasionalmente presentan una pequeña cantidad de pirita finamente diseminada, algunos microfósiles, fragmentos de conchas y restos de algas. Dentro de estas mismas facies se incluyen unas limolitas calcáreas pardo oscuras, algunas veces ricas en glauconita y restos de materia orgánica, ocasionalmente

contiene microfósiles, medianamente compactadas y algo blandas (Aguilera et al, 1975).

- **Facies Calcáreas:** Al analizar los corazones disponibles de los pozos que se perforaron en el área de la Isla de Mompós, se encontraron 7 facies principales, las cuales se pueden clasificar de acuerdo a la terminología de Dunham (1961) así: Grainstone de algas rojas coralinas (GAC), Packstone de algas rojas coralinas (Pac), Wackstone de fragmentos de algas rojas coralinas (Wfac), Grainstone de bioclastos con terrígenos (Gbt), Packstone de bioclastos con terrígenos (Pbt), Wackstone de bioclastos con terrígenos (Wbt) y Packstone de bioclastos (Pb).

3.4.3. Formación Porquero.

Esta unidad corresponde al segundo ciclo de depositación que existió en el área, comprende una secuencia monótona de arcillolitas gris verdosas, gris claras, pardo claras a pardo oscuras, ocasionalmente con una textura limosa; algunas son calcáreas, glauconíticas o con trazas de material carbonáceo. Por lo general presentan un buen y variado contenido de microfósiles. Dentro de las arcillolitas se interstratifican delgados niveles de una arenisca blanca verdosa de grano medio, rica en glauconita. Esta unidad presenta espesores que oscilan entre 3.000 y 4.000 pies.

Estas arcillolitas y areniscas fueron depositadas durante una rápida subsidencia en un ambiente batial o abisal. Esta unidad suprayace discordantemente la formación Ciénaga de Oro y su límite superior con la Formación Tubará es discordante también.

3.4.4. Formación Tubará.

Esta unidad representa el último de los tres grandes ciclos de depositación terciaria en la Subcuenca y está constituida por lutitas y areniscas depositadas en un ambiente marino somero que variaba hacia el oeste de la cuenca; en el cual las areniscas de plataforma son suprayacidas por depósitos más cercanos a la costa y estos a su vez por depósitos fluvio-deltáicos.

Estas condiciones de depósito ocasionan una variación considerable de las características litofaciales de la Formación, de un punto a otro; sin embargo es común encontrar hacia la base arcillolitas grises intercaladas con limolitas y areniscas blancas, mientras hacia el techo alternan areniscas de grano fino a grueso con arcillolitas y limolitas arenosas de color gris verdoso. Esta unidad suprayace los sedimentos de la FM Porquero y su espesor alcanza en algunos sectores los 3000 pies.

3.4.5. Formación Corpa.

Secuencia predominantemente fino granular depositada en ambientes que varían considerablemente de un punto a otro dentro de la cuenca del VIM. Hacia Plato (Magdalena) se destacan arcillolitas grises, algunas veces calcáreas con delgados niveles de limolitas grises y esporádicos niveles de caliza.

3.4.6. Cuaternario.

El ambiente de depositación durante el Pleistoceno, fue predominantemente de costa afuera, donde se depositaron lutitas principalmente, sobre estas aparecen los depósitos fluviales más recientes.

3.4.7. Zona productora

Las Formación Ciénaga de Oro en su intervalo superior conforma una zona de generación de hidrocarburos en el área centro-sur de la cuenca del Plato, hacia el sector más profundo, el cual se extiende entre los pozos Apure-1 y 2 (noroccidente), Flor del Monte (suroccidente), Pijiño-1 (sur) y El Castillo-1. En el sector más profundo de esta zona de generación se espera que las rocas estén hacia el final de la ventana de generación de hidrocarburos en fase de expulsión de hidrocarburos gaseosos.

3.5. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Las siguientes tablas muestran las propiedades correspondientes al yacimiento del Campo Cicuco, las cuales se obtuvieron mediante los diferentes estudios realizados durante la maduración del yacimiento.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas

PROPIEDADES PETROFÍSICAS - CAMPO CICUCO		
PARÁMETROS	CALIZA	CLASTICOS
<i>Área (acres)</i>	6709	4769
<i>Volumen (acre-pie)</i>	440840	153783
<i>Porosidad prom. (%)</i>	10	18.9
<i>Permeabilidad (md)</i>	1.5	1.5
<i>Swc (%)</i>	30	30

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos del campo Cicuco

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
PARÁMETROS	VALOR
<i>Temperatura de yacimiento</i>	185
<i>Presión inicial (psi) a 8000 ft</i>	4470
<i>Presión de burbuja (psi) a 8000 ft</i>	3710
<i>Gravedad API</i>	43,8
<i>Salinidad cl -1 (ppm)</i>	13500
<i>Factor volumétrico @ Py(RBL/STB)</i>	1.879
<i>Factor volumétrico @ Pb (RBL/STB)</i>	1.916
<i>Rs (SCF/STB)</i>	2037
<i>Viscosidad (cp) a 3710 psi</i>	0.16
<i>Mecanismo de producción</i>	Gas en solución
<i>Sistema de levantamiento</i>	Gas lift
<i>Tipo de fluido</i>	Petróleo volátil

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.6. HISTORIA DE PRESIONES

En el Campo Cicuco se ha establecido que existe un acuífero de fondo evidenciado por el análisis de pozos que a pesar de haber sido perforados a niveles estructurales altos, muy por encima del contacto agua - aceite han presentado el fenómeno de conificación de agua.

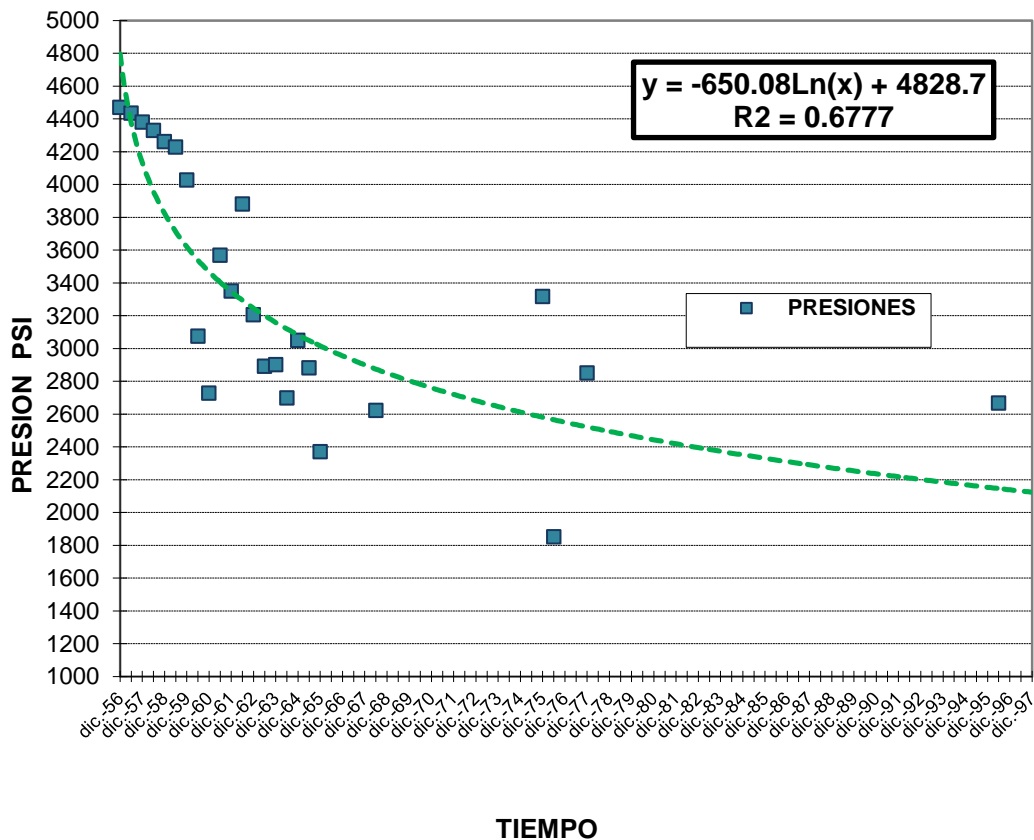
Por otra parte los corazones han mostrado fracturas verticales que facilitan la comunicación entre capas.

Las pruebas de presión se iniciaron en Cicuco en Febrero de 1997, teniendo como presión inicial 4470 psi, efectuándose con insistente regularidad entre los años 1959 y 1965, unas pocas a mediados de los 70's y algunas otras en los 90's.

La curva de declinación de presión en el Campo Cicuco es pronunciada perdiendo en los primeros años (1956 – 1960) alrededor de 350 psi/año (3350 psi en 1961). Durante trece (13) años cayó precipitadamente la presión desde 4470 psi hasta ubicarse en Dic. /69 en 2320 psi. Se suavizó un poco para finales de los 60's y para 1995 se ubicó arriba de 1700 psi.

A continuación se muestra una gráfica de datos históricos de presión con una función promedio que describe el comportamiento de la presión en el campo desde el primer semestre de 1963.

Figura 18. Comportamiento presión campo Cicuco.



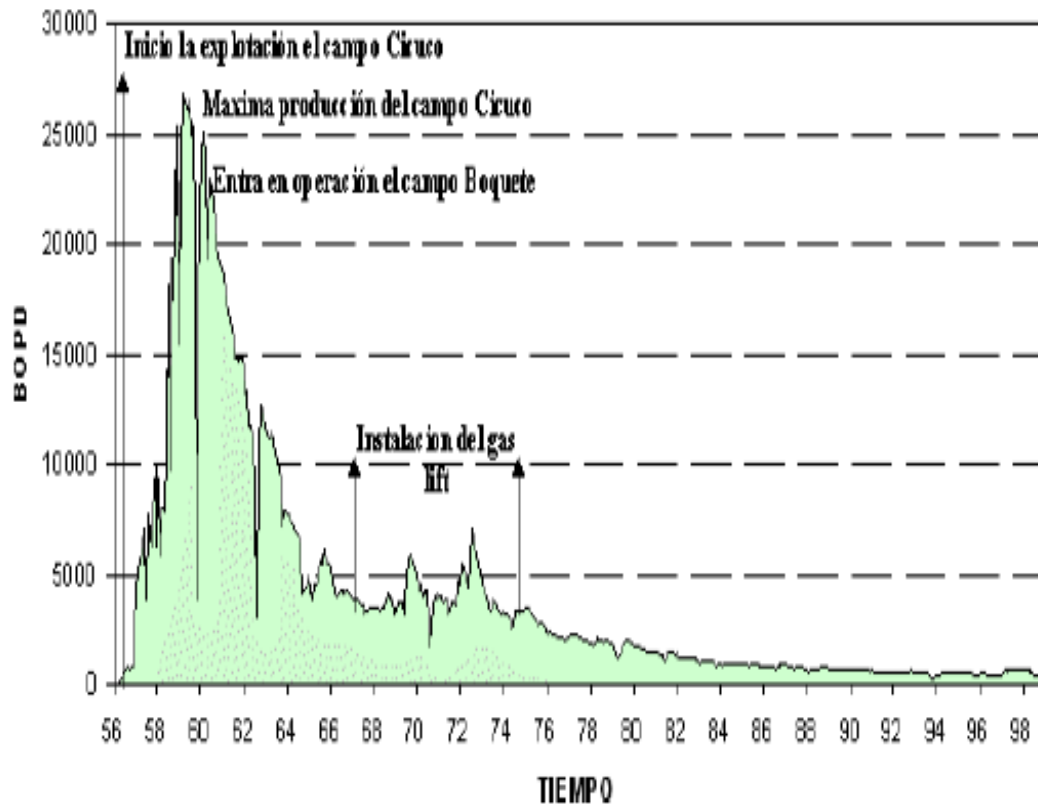
Fuente: ECOPETROL S.A.

3.7. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En el Campo Cicuco han sido perforados hasta la fecha 30 pozos de los cuales 25 han sido productores y 5 han sido taponados y abandonados por resultar secos. Al mes de mayo del año 2013 los pozos que se encuentran activos son 9, sin embargo dos de ellos se encuentran cerrados temporalmente para evitar incumplir con los requerimientos de vertimiento de agua.

En la figura 19 se puede observar el comportamiento de la producción de los fluidos y acumulada del campo, es de resaltar que el 90% de la producción acumulada se alcanzó a finales de 1969, es decir 12 años después de iniciada la producción del campo y que en los últimos 31 años ha producido el 10% restante.

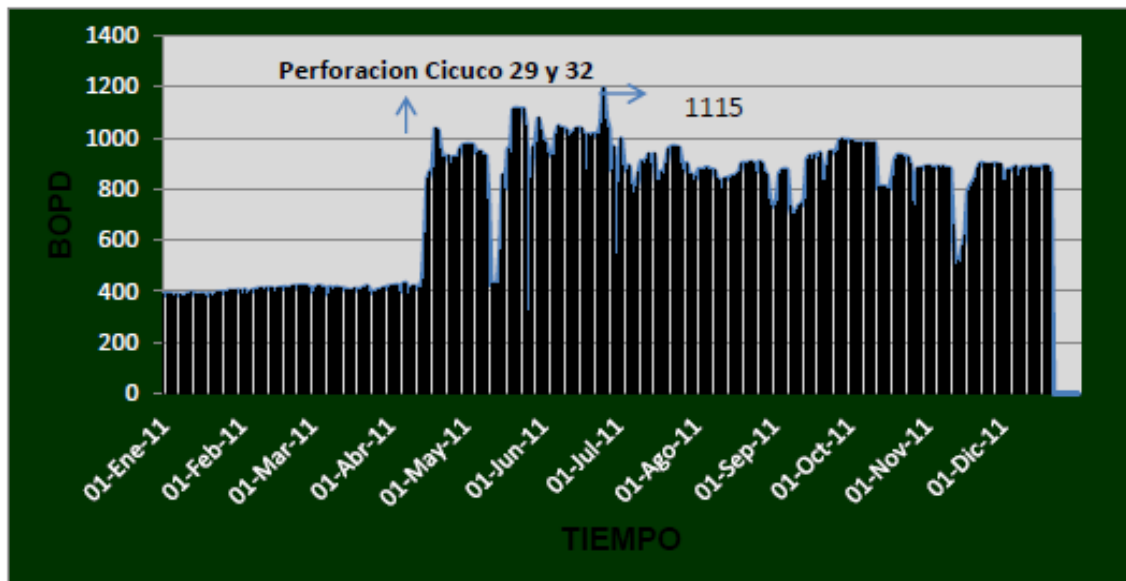
Figura 19. Curva Histórica de Producción Campo Cicuco



Fuente: ECOPETROL S.A.

La producción promedio hasta el mes de febrero de 2011 era de 400 BOPD y con la perforación de los pozos Cicuco 29 ST1 y Cicuco 32 ST2 se llegó a tener una producción de 1115 BOPD en el mes de junio de este mismo año, aportando el pozo Cicuco 32 ST2, 360 BOPD, a noviembre de 2011 la producción promedio fue 909 BOPD.

Figura 20. Curva de producción Campo Cicuco 2011



Fuente: ECOPETROL S.A.

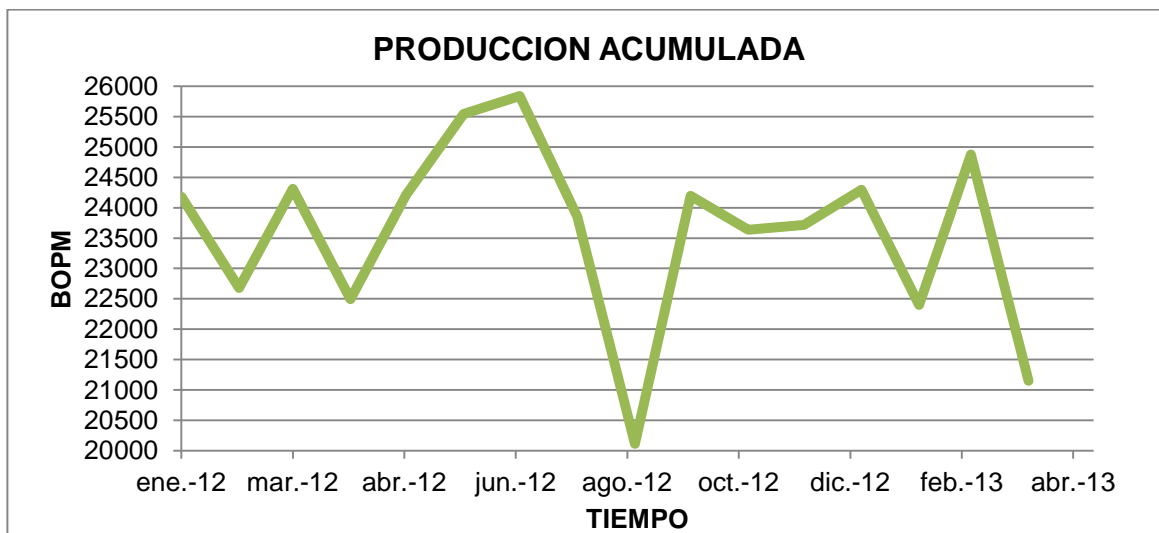
La producción promedio en el año 2012 fue de 780 BOPD, en agosto se presentó la mayor declinación del año (Ver figura 21).

La producción promedio al mes de Julio de 2013 es de 700 BOPD, siendo el cierre de 4 pozos una de las principales razones de la declinación de la producción comparada con el año 2012 (Ver figura 22).

En el año 2012 se encontraban activos 11 pozos, actualmente están en producción 7 pozos, el pozo C-2 está inactivo por fallas mecánicas, el C-29 está inactivo debido a que al poco tiempo de haberse perforado, su producción cayó excesivamente a tal punto de producir 10 BOPD.

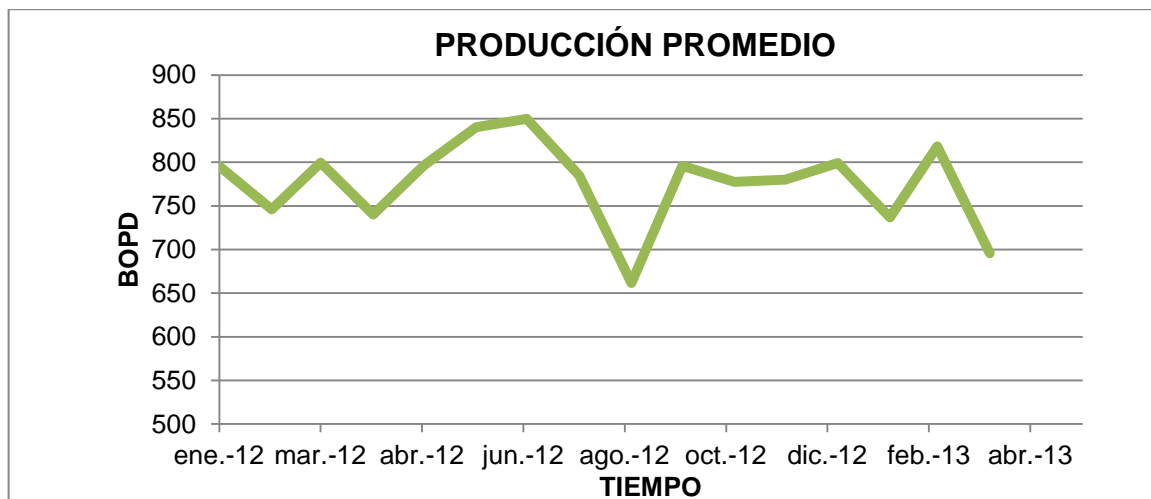
En el mes de abril de 2013 el pozo C-20 fue cerrado por baja producción, los pozos C-8 y C-15 fueron cerrados temporalmente debido al alto volumen de vertimiento de agua al río Chicagua, al día de hoy se ha establecido la intermitencia del pozo C-8, y se espera reabrir el pozo C-15 una vez se aprueben los permisos ambientales.

Figura 21. Curva de producción Acumulada 2012-2013



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 22. Curva de producción Promedio 2012-2013



Fuente: ECOPETROL S.A

En la tabla N° 5 se presentan los datos de producción de los pozos activos del campo Cicuco, estos datos fueron obtenidos por pruebas de producción que se realizaron durante la práctica empresarial.

Los datos de producción de los pozos C-8 y C-15 se registran a pesar de estar cerrados, debido a que su cierre se realizó recientemente.

Tabla 5. Datos de producción pozos activos

POZO	FLUIDO TOTAL [BOPD]	PETROLEO [BOPD]	AGUA [BOPD]	ESTADO
C-2	-	-	-	INACTIVO
C-3	127	38.54	88.8	INTERMITENTE
C-4	1860	170	1690	ACTIVO
C-8	1,265	41	1,224	INTERMITENTE
C-15	764	24	732.5	CERRADO TEMPORALMENTE
C-18	790	172	618	ACTIVO
C-20	335	20.22	317.1	INACTIVO
C-22	400	28	372	ACTIVO
C-23	600	30	570	ACTIVO
C-29	-	-	-	INACTIVO
C-32	1,212	243	969	ACTIVO

Fuente: Autor, Información recopilada en el Campo Cicuco.

3.8. INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN

3.8.1. Facilidades de superficie

Las facilidades de Superficie del Campo Cicuco están compuestas principalmente por dos estaciones para la recolección y tratamiento de crudo. Una estación central en Cicuco y una estación satélite en Boquete.

Las Facilidades de Boquete recogen 8 pozos de Boquete,(B-2,-B-4,B-8, B-9, B-11, B-14, B-18, B-19). Estos pozos son recibidos en dos separadores verticales bifásicos, (100-110 psia & 85°F). De estos separadores existe un separador general de 60"x15 y un separador de prueba de 48"x12'. De estos dos separadores se recoge una línea de gas de 8" y aproximadamente 10 Km que envía el gas a la Estación Central de Cicuco.

Los líquidos son recolectados dentro de las facilidades de boquete en un tanque cilíndrico de 1000 BIs. De este tanque se bombean los líquidos por medio de una bomba Duplex Garden Denver 120 HP, hasta las facilidades de Cicuco.

Las facilidades Centrales de Cicuco reciben los fluidos de Boquete y los pozos de Cicuco y los distribuyen de la siguiente manera:

Los fluidos de Boquete se recogen en un tanque de 1500 BIs para su separación final agua aceite y final exportación.

Los once pozos de Cicuco comprenden: C-2, C-3, C-4, C-8, C-15 C-18, C-20, C-22 C-23, C-29, C-32, de los cuales dos se encuentran inactivos (C-2, C-29, C-20) y uno cerrado temporalmente (C-15).

Estos fluidos son recibidos en tres separadores bifásicos verticales. Los gases de estos separadores son enviados a una torre de enfriamiento donde se recuperan condensados para luego el gas pasar a por dos compresores de baja (LP) los cuales en dos etapas comprimen el gas hasta 300 PSI para luego ingresar a dos compresores de alta (HP) para comprimirlo en dos etapas hasta 1260 PSI el cual es suministrado para el sistema de Gas Lift.

Figura 23. Estación Cicuco



Fuente: Tomada en el Campo Cicuco

Los líquidos son enviados a un Gun barrel de 5000 Bls en donde se realiza la separación agua aceite.

El sistema de almacenamiento y exportación de crudo de Cicuco posee 2 tanques de 1500 Bls, 2 Tanque de 5000 Bls, y un tanque de 900 Bls, de estos tanques el crudo dentro de especificación es bombeado a un tanque de 55000 Bls de capacidad donde es fiscalizado, por medio de las motobombas centrifugas Gardner-Denver, de 1025 GPM, para posteriormente ser despachados al Oleoducto Ayacucho-Coveñas, por línea de 16", teniendo en cuenta que antes de realizar la transferencia se realiza una fiscalización oficial.

Este crudo es despachado en la Estación Chicagua por medio de dos bombas de desplazamiento positivo una Gardner-Denver y otra FWI de dos y cinco pistones sucesivamente.

En caso tal de encontrarse en mantenimiento el tanque de 55000 Bls la producción llegaría al tanque 5000-1 y una vez sea llenado, la producción se

direccionaría al tanque 5000-2 y posteriormente al tanque 1500-4 para realizar la transferencia.

El crudo que sale de los tanques de la batería de Cicuco, puede ser succionado por la bomba de la estación Chicagua en forma directa por una línea que se deriva del cabezal de 12" de las bombas de transferencia en 8".

Figura 24. Tanque Chicagua-55000 Bls



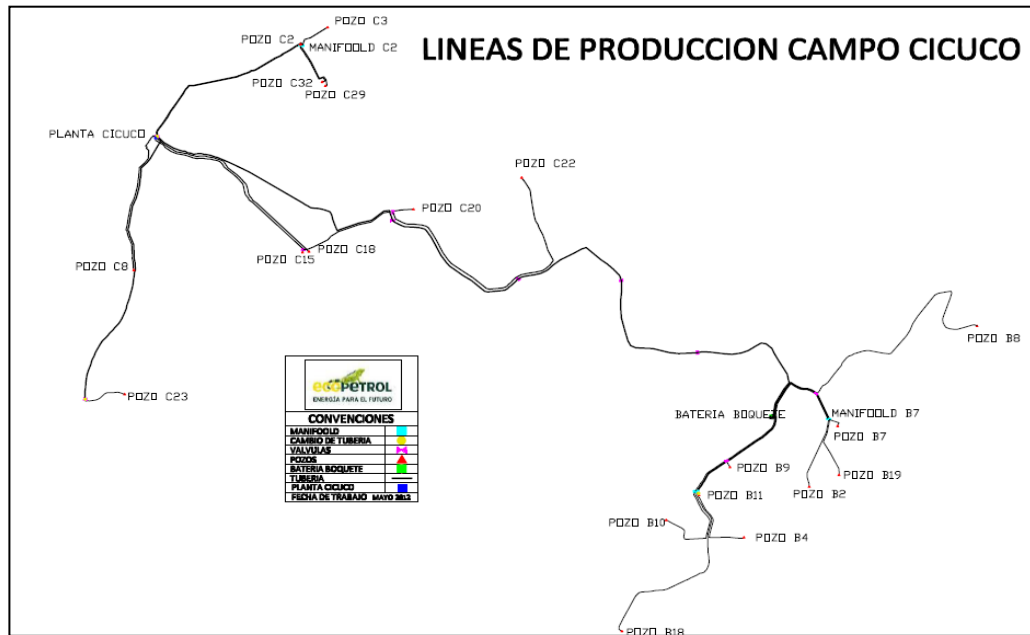
Fuente: Tomada en el Campo Cicuco

➤ **Red de tubería de inyección y producción**

El campo Cicuco cuenta con líneas de producción de crudo y líneas de inyección de gas para el funcionamiento del sistema de levantamiento por Gas Lift.

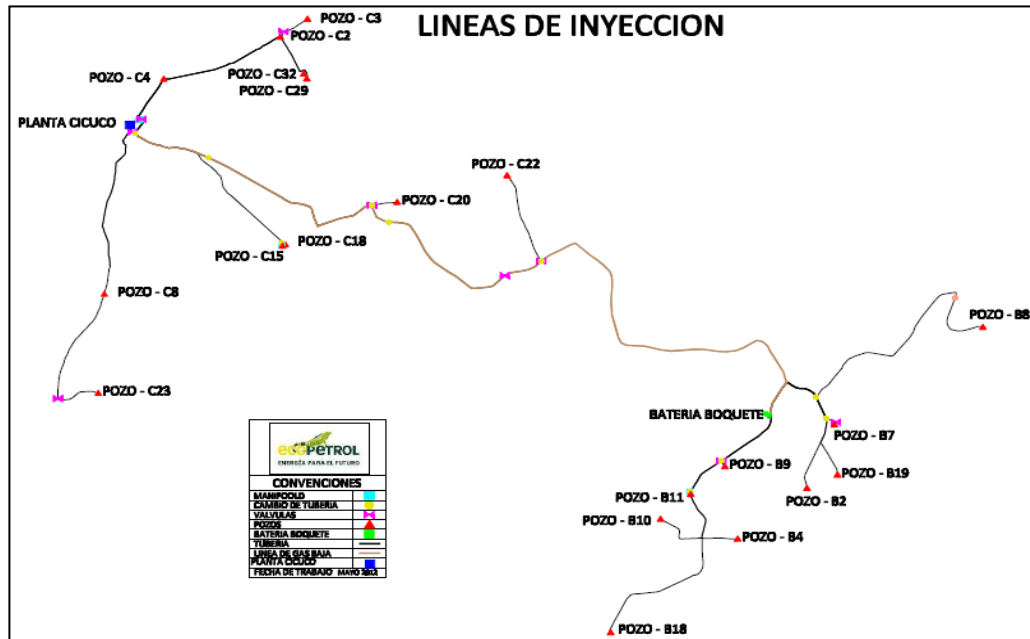
En la figura 25 se puede visualizar la ubicación de los pozos con sus respectivas líneas de producción, posteriormente la figura 26 muestra los pozos con la distribución de las líneas de inyección de cada uno.

Figura 25. Líneas de producción Campo Cicuco



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 26. Líneas de inyección Campo Cicuco



Fuente: ECOPETROL S.A.

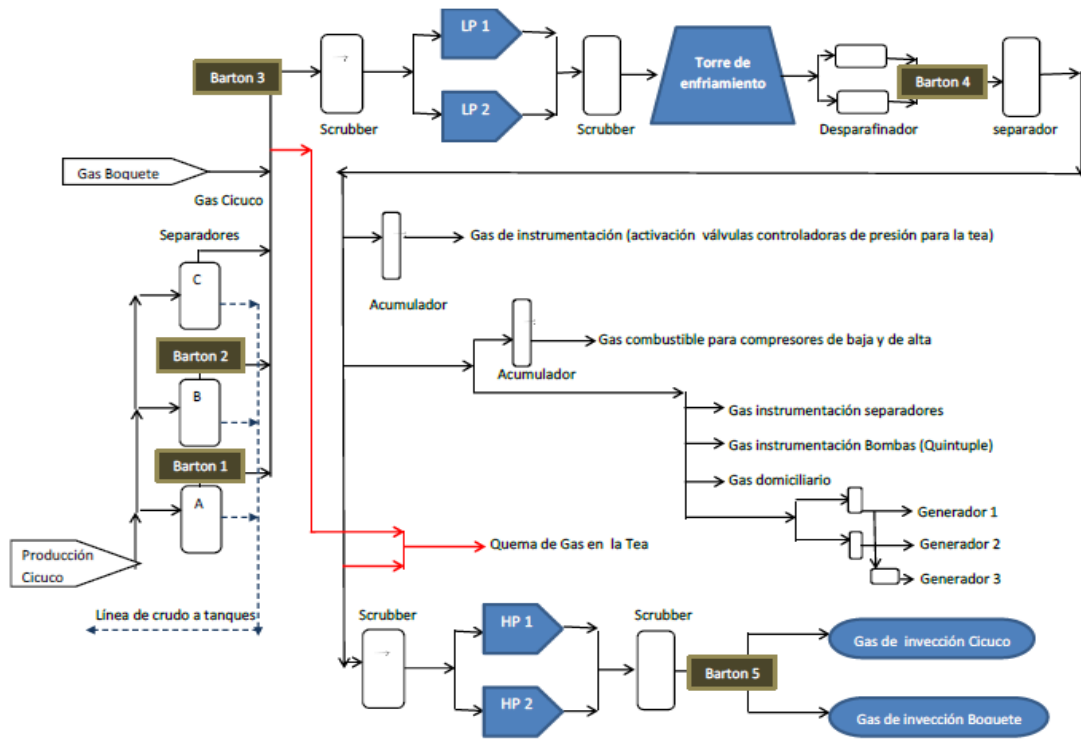
3.8.2. Planta compresora

En el campo Cicuco se cuenta con dos compresores de baja (LP), marca INGERSOLL que comprimen el gas en dos etapas, en la primera etapa el gas es comprimido de 50 Psi hasta 130 Psi, en la segunda etapa el gas es comprimido de 130 Psi a 420 Psi, este gas es conducido a la torre de enfriamiento para retirar los condensados y enviar el gas a un separador húmedo para nuevamente retirar condensados, posteriormente el gas es enviado a dos compresores de alta (HP) de marca WORTINTONG, en una etapa comprimen el gas de 360 Psi a 560 Psi y en la segunda etapa de 560 Psi a 1260 psi, y a esta presión el gas es enviado por la línea de alta al sistema de gas lift. El proceso se puede observar en la figura 27.

El gas de formación es utilizado para alimentar los compresores, como gas de instrumentación y el resto es enviado a la tea para ser quemado. Al día de hoy se tiene un estimado de 2MMPCN de gas quemado por día.

Para la medición del gas se cuenta con 2 Barton a la entrada del separador C y el separador A, lo cual hace posible cuantificar el gas proveniente de los pozos, para la medición del gas de inyección, se realiza la movilización de dos Barton debido a que no todas las líneas de inyección de los pozos cuentan con el equipo de medición de gas.

Figura 27.Esquema generalizado de facilidades de superficie del campo Cicuco



Fuente: Informe de aprendizaje Campo Cicuco, John Edinson Rodríguez Fajardo, Enero 2013.

Las condiciones mínimas para que puedan trabajar los diseños de Gas Lift son de 1100 psia, en el punto de entrada.

Teniendo las condiciones mínimas de inyección se requiere que al llegar los diferentes fluidos a los separadores, estos tengan una presión entre 40 y 80 psia; estas condiciones son fundamentales tenerlas en ese punto, ya que los diseños de Gas Lift que se bajan al pozo en este campo son para tener una presión en superficie (salida de pozo) entre 160 y 220 psia. Después del Árbol de Navidad en la línea de producción se encuentra instalado un Choque que evita el reverso de fluidos y una Válvula de Corte la cual debe estar siempre abierta y cerrarse únicamente en la reparación de una fuga ya sea de Líquido o Gas y así evitar contaminación por reverso.

4. ANALISIS NODAL

4.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos¹.

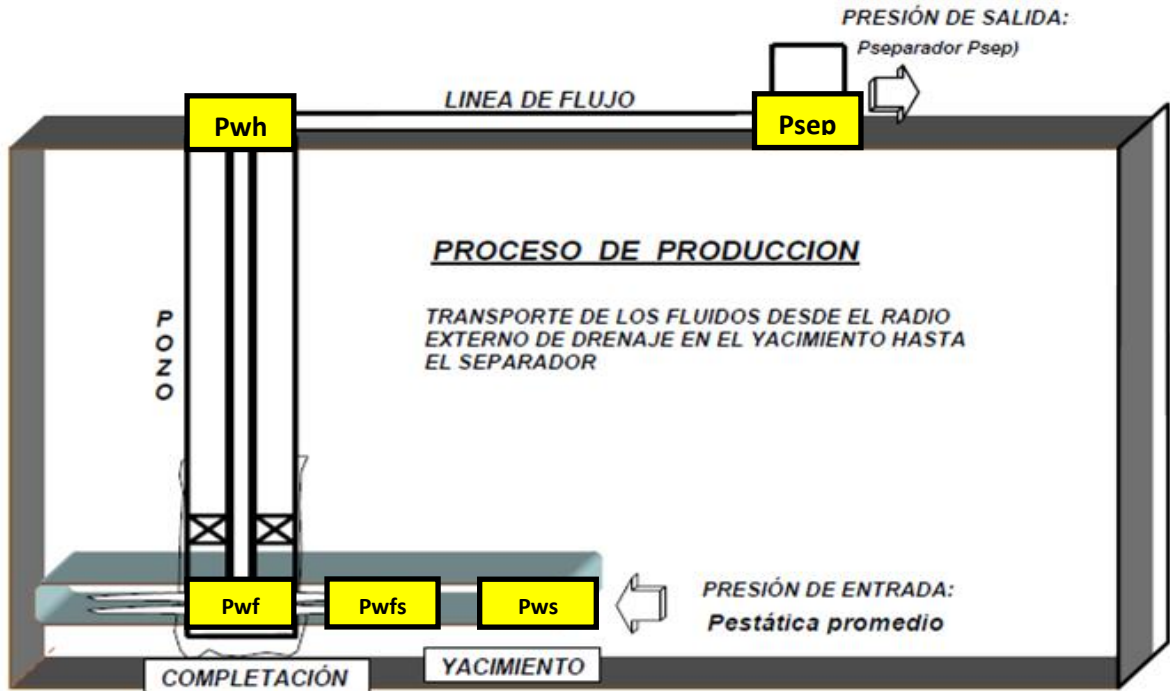
4.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 28 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

¹ Maggiolo, R.: Optimización de la producción mediante Análisis Nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009

Figura 28. Proceso de producción en un pozo



Fuente: MAGGILO, Ricardo. Libro optimización de la producción mediante Análisis Nodal

➤ **Transporte en el yacimiento**

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

➤ Transporte en las perforaciones

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena.

En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre-compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

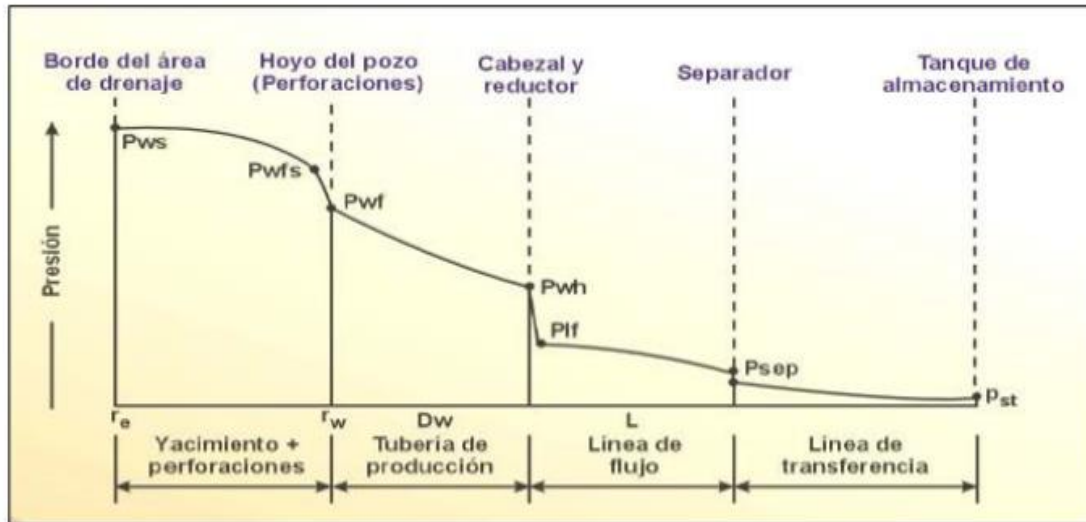
➤ Transporte en el pozo

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

➤ Transporte en la línea de flujo superficial

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo. El resto del gas se termina de separar en el tanque de almacenamiento. La figura 29 presenta el perfil de presión de los componentes de los componentes del sistema.

Figura 29. Perfil de presión de los componentes del sistema



Fuente: MAGGILO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.3. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.

La capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} .

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \quad \text{Ecuación 3.}$$

Dónde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} =$ Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal).

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

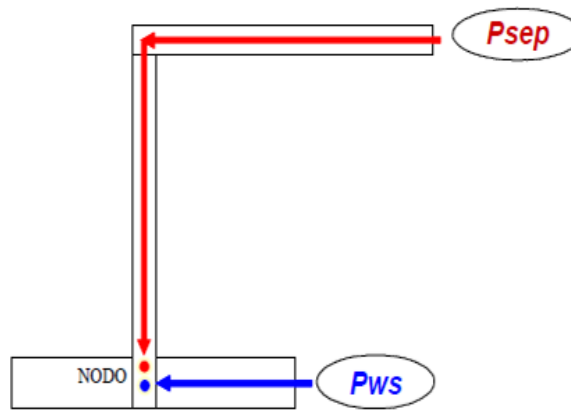
Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

Por ejemplo, si el nodo esta en fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo : P_{wf} (oferta) = $P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo : P_{wf} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$

Figura 30. Balance de energía en el fondo del pozo



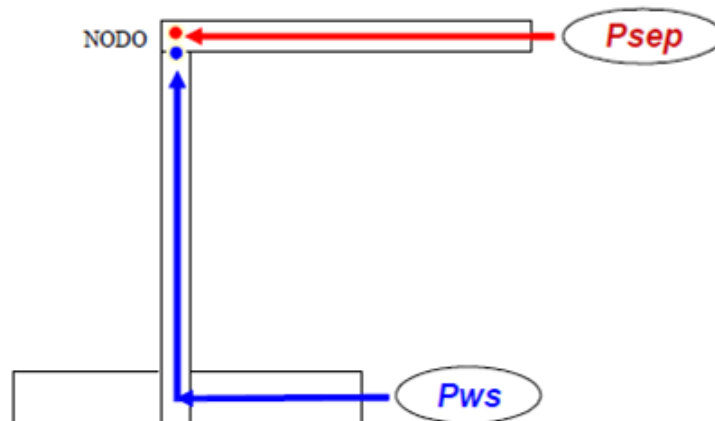
Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

En cambio si el nodo está en el cabezal del pozo:

$$\text{Presión de llegada al nodo} : P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$$

$$\text{Presión de salida del nodo} : P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l$$

Figura 31. Balance de energía en el cabezal del pozo

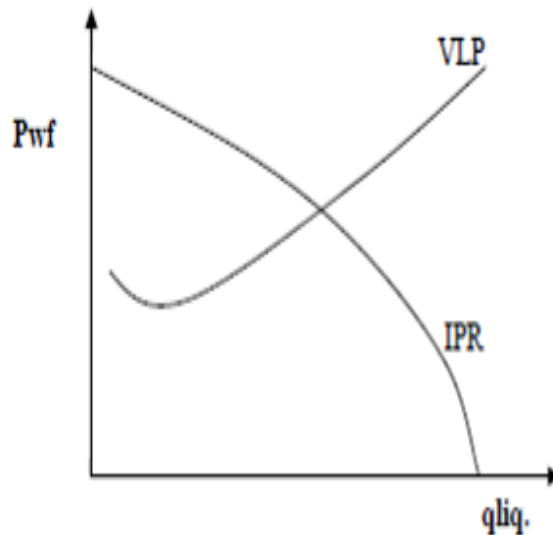


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.3.1. Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina *Curva de Oferta* de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina *Curva de Demanda* de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”).

Figura 32. Curva de oferta y demanda de energía

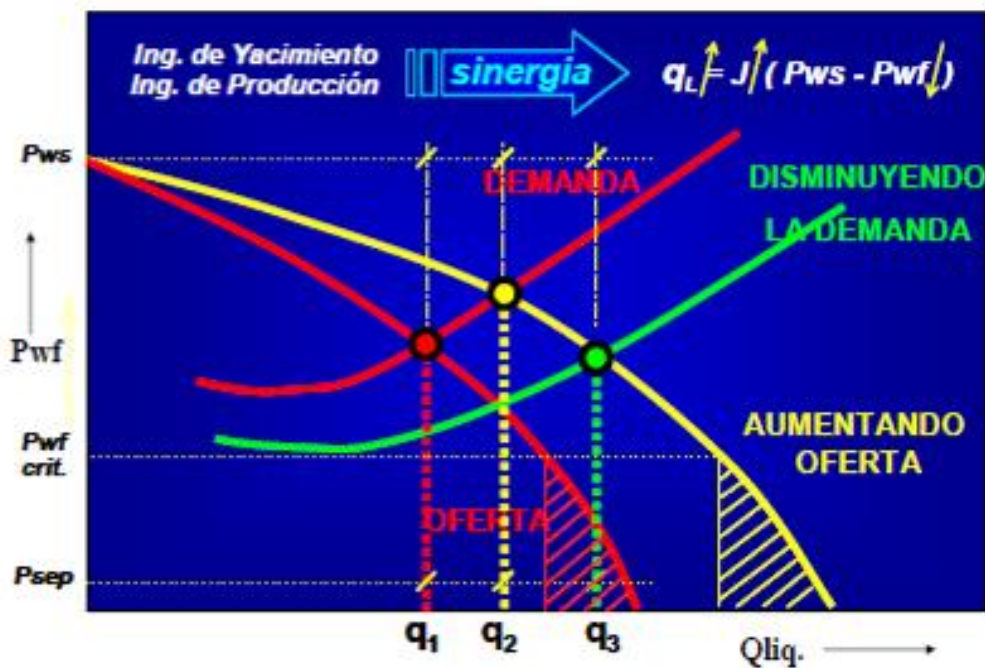


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.3.2. Optimización global del sistema

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema.

Figura 33. Optimización global del sistema



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de

producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo.

La técnica recibe el nombre de Análisis Nodal (“Nodal Systems Analysis™”)² y puede aplicarse para optimar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial

4.3.3. Métodos de producción

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y reductor), se dice entonces que el pozo es capaz de producir por *flujo natural*.

Cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de *levantamiento artificial*³.

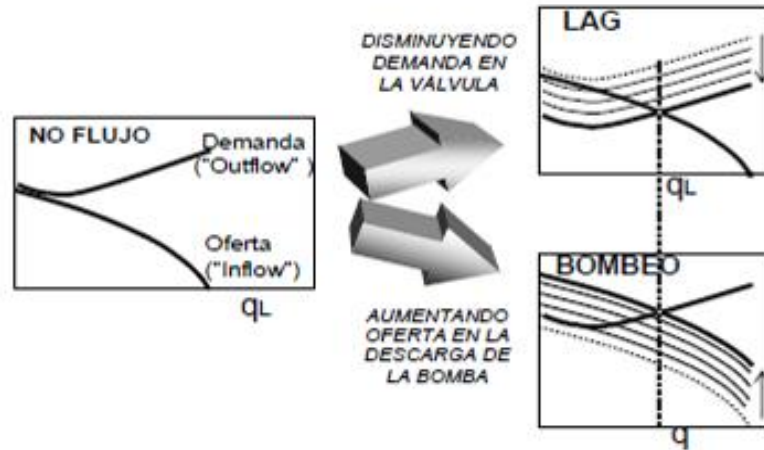
El objetivo de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta

² Marca registrada por Dowell-Schlumberger

³ Maggiolo, R.: Optimización de la producción mediante Análisis Nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009

manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua o gas, etc.

Figura 34. Comportamiento Levantamiento Artificial.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.4. ANALISIS NODAL

La aplicación del análisis nodal a sistemas de producción en pozos de petróleo y gas, fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert y discutida años más tarde por Nind (1964) y Brown (1978)⁴.

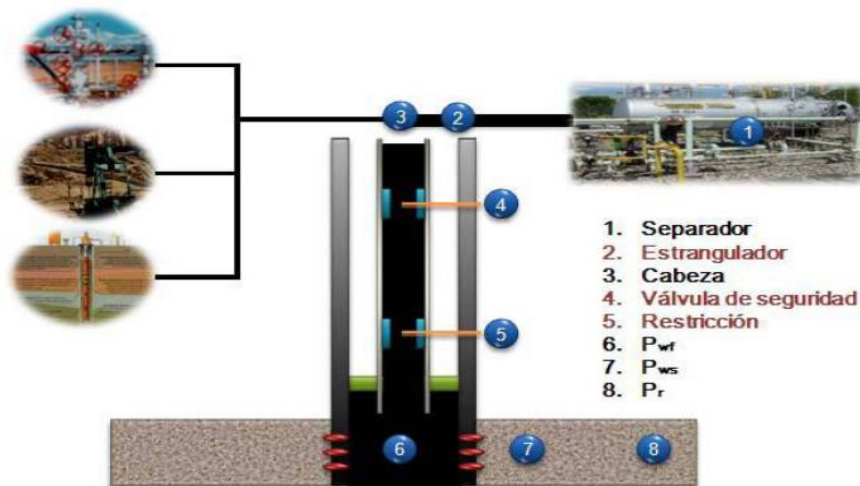
El procedimiento consiste en la selección de un *nodo o punto divisorio* en el pozo, y dividiendo el sistema en este punto. Las localizaciones más comúnmente utilizadas para ubicar nodos se representan en la figura 35.

⁴ BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal™ Systems Analysis of oil and Gas wells.

Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.
2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

Figura 35. Localización de varios nodos



Fuente. Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODALTM Analysis. 1991.

Para un tiempo en particular en la vida de un pozo, existen dos valores de presión que permanecen constantes: la presión promedio del yacimiento P_r y la presión de separador P_{sep} . A diferencia de los demás nodos estos valores de presión no son una función de la tasa de flujo. Dado el caso de que el pozo sea controlado por

4.5. ANALISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE⁵

En un pozo que produce por flujo natural, las variables que influyen sobre la tasa de producción, se pueden clasificar en dos grupos: aquellas que pueden ser controladas, y aquellas que tienen poco o ningún control.

El primer grupo incluye el diámetro y longitud de la tubería de producción, el diámetro y longitud de la línea de flujo, restricciones de superficie y posible presión del separador. El segundo grupo lo constituye la presión estática del yacimiento, las propiedades del fluido y el índice de productividad, sin considerar los tratamientos de estimulación que ha recibido el pozo.

Para cada posición solución se sigue un procedimiento, basado en el cálculo de la curva IPR y en la determinación de las pérdidas de presión a través del sistema de tubería por medio de las curvas de gradiente de presión para flujo de aceite y gas. A continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

4.5.1. Nodo solución en el fondo del pozo.

Localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones, es el nodo solución más utilizado. Este divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total. Véase Figura 37.

Procedimiento:

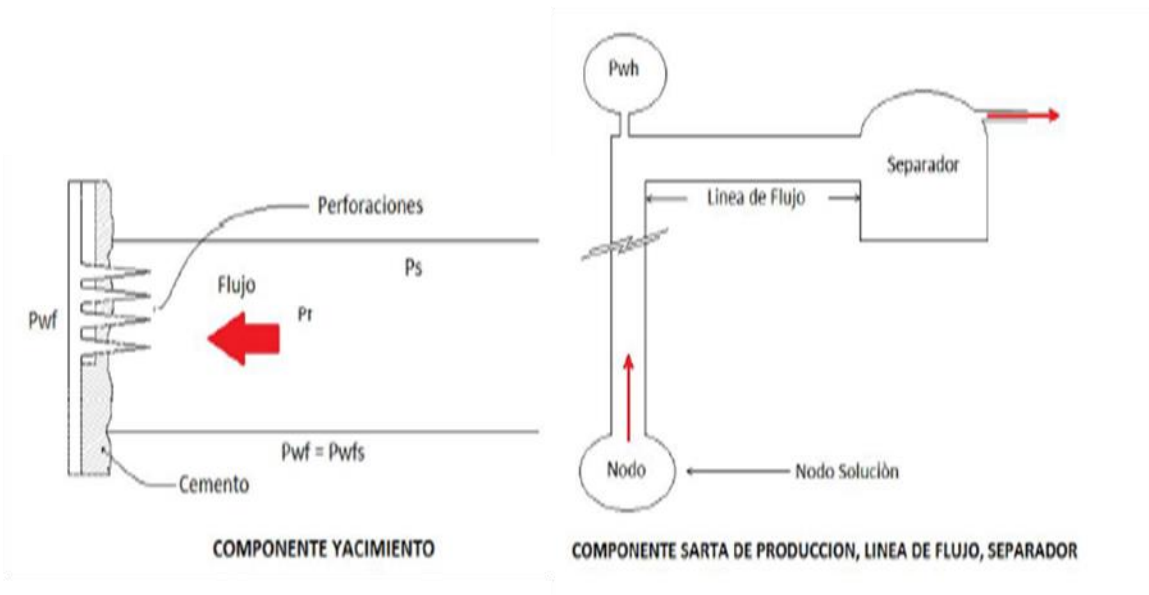
- 1 Construir la curva IPR correspondiente.
- 2 Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador,

⁵ Rey, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

usando una correlación de flujo multifásico apropiada.

- 3 Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.
- 4 Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

Figura 37. Nodo solución en fondo de pozo.



Fuente: Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

4.5.2. Nodo solución en la cabeza del pozo.

En esta posición el sistema se divide nuevamente en dos componentes. El separador y la línea de flujo constituyen el componente downstream, y el yacimiento y la sarta de producción el componente upstream.

En este caso se empieza por ambas posiciones finales; en la primera parte de la figura 38 se inicia con la presión del separador, para hallar la presión de cabeza necesaria para llevar las tasas de flujo supuestas a través de las líneas de flujo hasta el separador. En la segunda parte de la figura 38 se comienza con la presión promedio del yacimiento y se obtiene P_{wf} para las tasas de flujo supuestas. Con esta presión se determina la presión de cabeza necesaria para varias tasas de flujo.

Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo
- 2 Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo).
- 3 Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y encontrando, las presiones de flujo (P_{wf}) correspondientes para producir estas tasas.
- 4 Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas.
- 5 Representar las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 y las determinadas en el paso 4, contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo.
- 2 Empezar por la posición final y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.
- 3 Con el valor obtenido de P_{wf} , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
- 4 Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
- 5 Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

4.5.3. Nodo solución en el separador.

El separador es una de las posiciones finales dentro del sistema nodal, la presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa.

En algunos casos la presión del separador variará con la tasa y puede medirse apropiadamente en el procedimiento de solución. Ver figura 39.

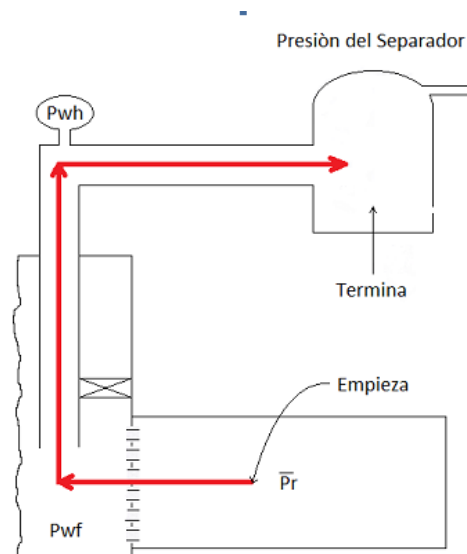
Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo.
- 2 Empezar por la posición final y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir

de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.

- 3 Con el valor obtenido de P_{wf} , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
- 4 Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
- 5 Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

Figura 39. Nodo solución en el separador



Fuente: Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

Si se toma esta posición como nodo solución, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre la tasa de flujo. Algunos pozos presentan un incremento significativo en la producción cuando se disminuye la presión del separador. El tamaño de la línea de flujo debe analizarse antes de hacer la

selección final de presión de separador, sin embargo el criterio final para la selección de la presión de separador es el factor económico.

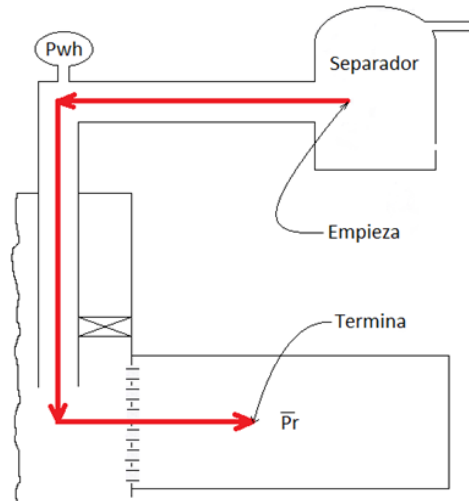
4.5.4. Nodo solución en el medio poroso.

Para la solución de este nodo, se inicia por la otra posición final (presión de separador), sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a esta posición como se observa en la Figura 40.

Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo.
- 2 Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.
- 3 Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas.
- 4 Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.
- 5 Bajo el supuesto de que la relación gas-aceite y el corte de agua permanecen constantes; tomando esta posición como nodo solución, permite determinar de manera inmediata la tasa de flujo para otras presiones de yacimiento; sin embargo, en la práctica el GOR cambia también con el tiempo y se hace necesario entonces un nuevo sistema de curvas para cada presión de yacimiento.

Figura 40. Nodo solución en el medio poroso.



Fuente: Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

4.5.5. Análisis nodal para sartas telescópicas.

Una de las razones por las que se hace necesario el empleo de sartas telescópicas es cuando se utiliza liner para completar el pozo; este restringe el tamaño en la parte inferior del pozo, pero desde el tope del liner hasta la superficie se puede correr una sarta de tubing de mayores dimensiones.

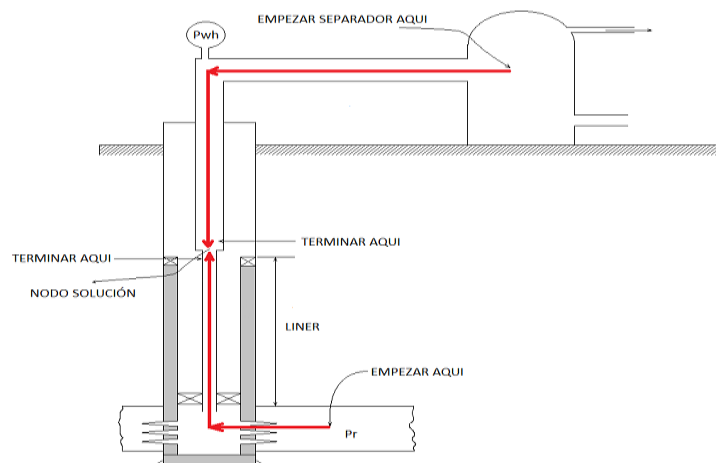
El análisis nodal tomando como posición solución el inicio del adelgazamiento de la sarta, como se observa en la Figura 41 permite analizar las posibles variaciones de las diferentes tasas de producción para varios tamaños de tubing, en la parte superior del liner.

La Figura 41 representa el recorrido solución iniciándose en cada posición extremo (P_{sep}) y convergiendo a la posición del nodo solución.

Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo.
- 2 Obtener las presiones de cabeza de pozo para cada tasa, partiendo de la presión del separador.
- 3 Determinar la presión en la parte superior del nodo, para cada presión en cabeza calculada en el paso 2.
- 4 Partiendo de P_R , obtener la presión de fondo fluyendo para cada tasa supuesta, mediante la curva IPR.
- 5 Partiendo de P_{wf} determinadas en el paso 4 para cada tasa de flujo supuesta, obtener las presiones en la parte inferior del nodo solución, mediante el uso de las correlaciones de flujo multifásico vertical apropiadas.
- 6 Representar gráficamente las presiones obtenidas en los pasos 3 y 5 vs la tasa de flujo. La intersección de las dos curvas es la tasa de flujo del sistema.

Figura 41. Recorrido solución para sartas telescópicas



Fuente: Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

4.5.6. Posición solución en nodos funcionales.

Normalmente un sistema de producción posee herramientas de superficie y de fondo o métodos de completamiento, que dan origen a caídas de presión con la tasa de flujo, a diferencia de los procedimientos anteriores donde se trabajó bajo el supuesto de que no existía una discontinuidad de la presión a través del nodo solución. Es necesario entonces calcular este diferencial de presión a través de estos nodos funcionales.

4.5.6.1. Nodo solución en el estrangulador de superficie.

Cuando se instala un reductor en la línea de flujo superficial de un pozo la restricción al flujo provocará un aumento de la presión en el cabezal, P_{wh} , y con ello un aumento de la presión fluyente en el fondo del pozo, P_{wf} , disminuyendo el diferencial de presión a través del área de drenaje del yacimiento, en consecuencia, la tasa de producción del pozo será menor que la obtenida cuando producía sin reductor. Mientras más pequeño es el orificio del reductor menor será la tasa de producción del pozo y mayor la presión en el cabezal del pozo.

La expresión más comúnmente empleada para el cálculo concerniente a flujo multifásico a través de estranguladores fue propuesta por Gilbert:

$$P_{wh} = \frac{435R^{0,346}}{S^{1,86}} * q \quad \text{Ecuación 4.}$$

Dónde:

P_{wh} = Presión de cabeza, psig

R = Relación gas- liquido, Mscf/bbl

Q = Tasa de flujo, bbl/día

S = Diámetro del estrangulador, 64 avos de pulgada

Esta expresión es válida para valores de $PD / P_{wh} \leq 0,7$ donde:

PD = Presión de la corriente descendente, P_{wh} hallada a partir de P_{sep} y una correlación de flujo multifásico horizontal.

P_{wh} = Presión de la corriente ascendente calculada a partir de P_r .

Mach, Proaño y Brown modificaron la ecuación de Gilbert de la siguiente manera, empleando las mismas unidades:

$$P_{wh} = \frac{500R^{0,5}}{S^2} * q \quad \text{Ecuación 5.}$$

Para este caso el diferencial de presión disponible en la cabeza del pozo se utiliza para hallar el tamaño del estrangulador y determinar la posible tasa de flujo. La figura 42 muestra el recorrido para la solución de este nodo funcional.

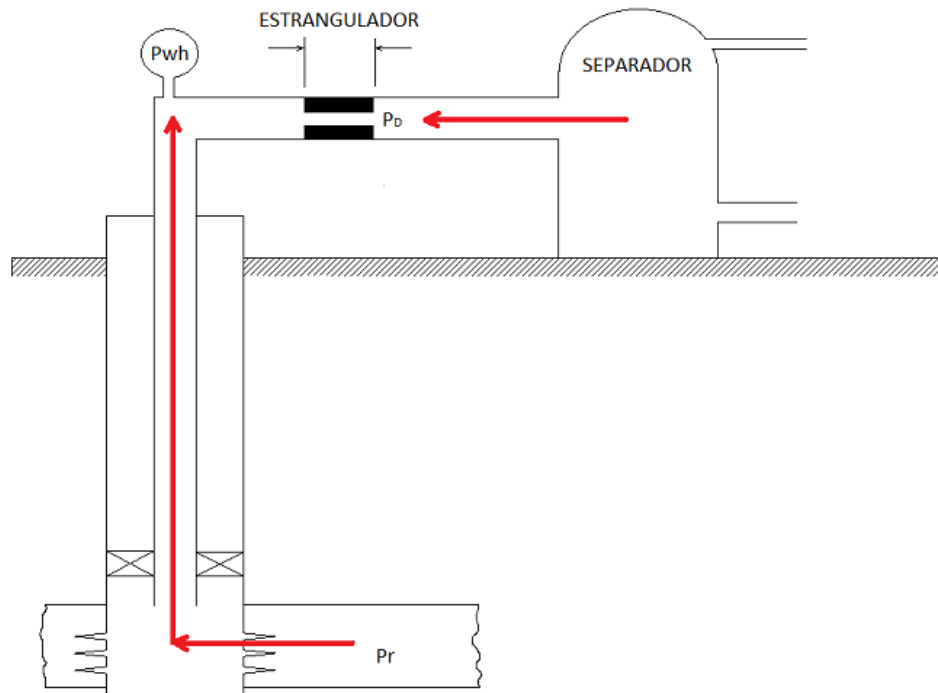
Procedimiento:

- 1 Suponer varias tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza requeridas para llevar los fluidos hasta el separador, mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal; luego determinar las presiones de cabeza permisible partiendo de la presión promedio del yacimiento empleando correlaciones de flujo multifásico vertical y curvas IPR.
- 2 Representar gráficamente las presiones de cabeza calculadas en el paso anterior vs las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presión ΔP para estas tasas.
- 3 Representar gráficamente los ΔP calculados en el paso 2 vs tasa de flujo.
- 4 Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, determinar las

presiones de cabeza correspondientes para cada tasa de flujo supuesta y para diferentes tamaños de estrangulador.

- 5 Hallar ΔP para cada estrangulador, restando PD vs P_{wh} del paso 4 y graficar estos valores vs tasa de flujo en la misma figura del paso 3, obteniendo así el comportamiento del sistema total para diferentes diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.

Figura 42. Recorrido solución para sartas telescópicas



Fuente: Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado.

4.6. ANALISIS NODAL APLICADO AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

La confiabilidad de los resultados del diagnóstico dependerá de la calidad y cantidad de información disponible, el diagnóstico no será mejor que la información recopilada. A continuación se describe la información requerida para realizar un análisis completo del funcionamiento de la instalación que conlleve a un diagnóstico más confiable.

➤ Datos de Producción:

Se obtienen de la prueba de producción, se requiere el gas de inyección, el gas de formación, la producción de crudo y agua.

Otra información que forma parte de la prueba integral de producción lo constituye el disco de dos presiones donde se registra tanto la presión de inyección (CHP) como la presión de producción en el cabezal del pozo (THP).

➤ Datos de Infraestructura instalada

Esta información consiste de: Tubería de producción y revestidor de producción, línea de flujo superficial, equipo de LAG instalado en el pozo (mandriles y válvulas) y en la superficie (plato orificio, gamma del registrador de flujo, resortes del disco de dos presiones, etc.)

Se debe obtener del archivo del pozo el último diagrama de completación indicando en cada uno de ellos las profundidades de los mandriles, nipples, mangas de producción y circulación, intervalo(s) abiertos a producción, diámetros de las distintas secciones de la tubería de producción y tubería de revestimiento de producción (ID, OD, peso por pie, etc.), botellas, elevación de la mesa rotaria, tamaño de mandriles (KBM o MMA).

➤ **Datos del Yacimiento y sus fluidos**

Para aplicar la técnica del Análisis Nodal es necesario conocer como mínimo la temperatura y la presión estática promedio del yacimiento para la fecha de la prueba y referida al punto medio de las perforaciones. Esta información permitirá calcular el comportamiento de afluencia que exhibe el pozo actualmente, y con ello se podría cuantificar el impacto sobre la producción del cambio de algunos de los parámetros que afectan la curva de “Demanda de energía” (Outflow) del sistema Pozo - Línea de flujo - Separador de la estación.

➤ **Registros de presión y temperatura fluyentes**

Este tipo de registro es la forma más exacta de determinar el comportamiento de presión y temperatura fluyente en función de la profundidad para un pozo de Levantamiento Artificial por Gas.

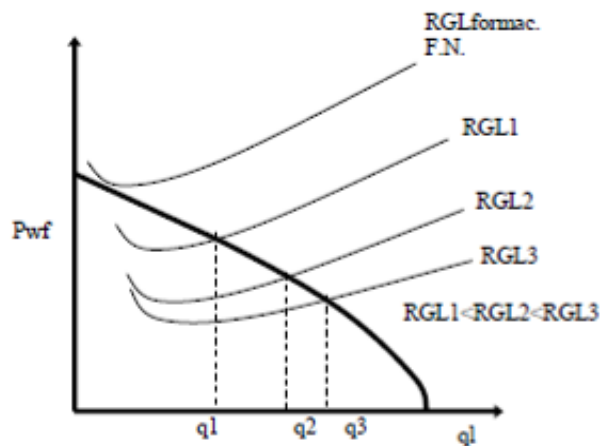
4.6.1. Capacidad de producción del pozo para diferentes RGL

La capacidad de producción del pozo en flujo natural disminuye a través del tiempo bien sea por que la energía del yacimiento disminuye sustancialmente y/o disminuye el índice de productividad o por que la columna de fluido se hace cada vez más pesada debido al aumento del corte de agua del pozo. Puede llegar el momento donde el pozo comienza a producir por cabezadas y se muere.

Si se le inyecta gas a determinada profundidad se reduce el peso de la columna disminuyendo la presión fluyente en el fondo del pozo restableciéndose una determinada tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con la inyección de gas en la columna de fluido.

Básicamente es el mismo procedimiento presentado para pozos en flujo natural con la diferencia que la RGL por encima del punto de inyección es mayor que la de formación debido a la inyección de gas con fines de levantamiento. La figura 43 muestra el efecto de la RGL sobre la producción del pozo.

Figura 43. Curva de capacidad de producción para diferentes RGL



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.6.2. Curva de rendimiento del pozo de LAG

Para cada RGL del gráfico anterior se puede obtener la tasa de inyección de gas requerida para producir las tasas de producción obtenidas en el balance anterior:

$$Q_{iny} (Mpcnd)$$

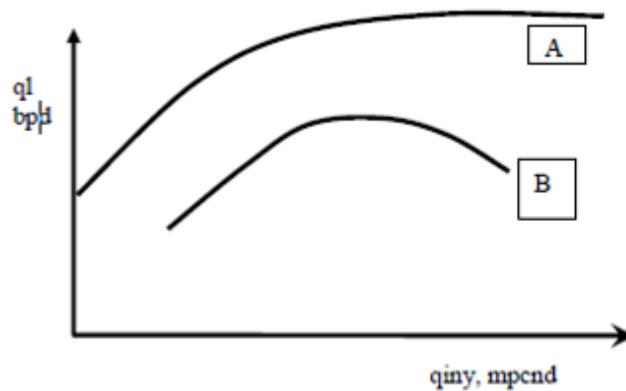
ecuación 6.

al

Graficando q , (bpd) vs Q_{iny} se obtiene la llamada curva de rendimiento del pozo con LAG.

La figura 44 muestra dos curvas de rendimiento, la curva de rendimiento A corresponde a un pozo que es capaz de producir con flujo natural y sin restricciones en la línea de flujo, mientras que la curva del pozo B corresponde a un pozo que no es capaz de producir con flujo natural y posee restricciones en la línea de flujo.

Figura 44. Curva de rendimiento



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008

4.7. DESCRIPCIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

Las correlaciones Tipo A: Consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

Las correlaciones Tipo B: Consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.

Las correlaciones Tipo C: Consideran que existe deslizamiento entre la fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

4.7.1. Pérdidas de presión en tuberías

La mayoría de investigadores para desarrollar las correlaciones de flujo multifásico, usaron datos obtenidos en pruebas de laboratorio, otros usaron datos de campo. Los datos usualmente incluyeron tasas volumétricas de líquidos y gas, propiedades físicas de cada fase, diámetro de la tubería y presiones de entrada y salida de la tubería. En algunos casos, fueron observados patrones de flujo y el hold up líquido fue medido con válvulas balón. Los fluidos fueron tratados como mezclas homogéneas, pero las fases líquido y gas, viajan a diferentes velocidades, con efectos de deslizamiento que han sido considerados en las correlaciones empíricas de hold up líquido.

Fueron usados mapas empíricos de patrones de flujo, basados a menudo en grupos adimensionales. Ecuaciones de gradientes de presión de estado estable fueron desarrolladas en base a principios de conservación de momento y masa aplicados a mezclas homogéneas. Pérdidas de presión por fricción basadas en ecuaciones de flujo monofásico, usan el número de Reynolds de la mezcla.

Algunos investigadores también usan un factor multiplicativo empírico para representar el incremento en la fricción debido a una segunda fase.

En 1970 la industria del petróleo empezó a adoptar algunos mecanismos de física básica, usados en otras industrias, para predecir los patrones de flujo y las velocidades de las burbujas de gas en el líquido⁶.

4.7.2. Correlaciones para flujo vertical.

Varias correlaciones para predecir las pérdidas de presión en tubería vertical han sido publicadas. Debido a la complejidad del flujo multifásico, las correlaciones propuestas por necesidad son altamente empíricas.

La ecuación de gradiente de presión general se define así:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{dp}{dz_{el}} + \frac{dp}{dz_f} \quad \text{Ecuación 7.}$$

La pérdida de presión causada por el cambio de elevación depende de la densidad de la mezcla y es usualmente calculada usando el valor del hold up líquido. Excepto para condiciones de alta velocidad, la mayoría de pérdidas de presión en flujo vertical son causadas por este componente.

La pérdida de presión causada por la fricción requiere la evaluación del factor de fricción.

La pérdida de presión debida a la aceleración del fluido es algunas veces despreciable y usualmente es calculada solo para casos de altas velocidades de flujo⁷.

⁶ Brill, J.P. et al., "State of the Art in Multiphase flow". SPE paper 23835. 1992.

⁷ Brill, J.P. et al. Two Phase Flow in Pipes. Sexta edición, enero 1991.

Las correlaciones presentadas son, Fancher y Brown, Hagedorn y Brown, Duns and Ros y Orkiszewki. Las cuales difieren en la manera usada para calcular los tres componentes del gradiente de presión total mostrados en la ecuación 7.

4.7.2.1. Poettmann y Carpenter⁸

Correlacionaron las pérdidas de energía irreversibles de 49 pozos de prueba, con el término de fricción tipo Fanning. Ellos relacionaron el término de fricción con el numerador del número de Reynolds para la mezcla.

No hicieron ningún experimento para representar el hold up líquido, pero hicieron una corrección a la densidad media de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio del 1.8% y una desviación estándar de 8.3%.

Más tarde fue descubierto que no aplicaba para amplios rangos de valores de variables de flujo encontrados en problemas de producción.

4.7.2.2. Fancher y Brown⁹

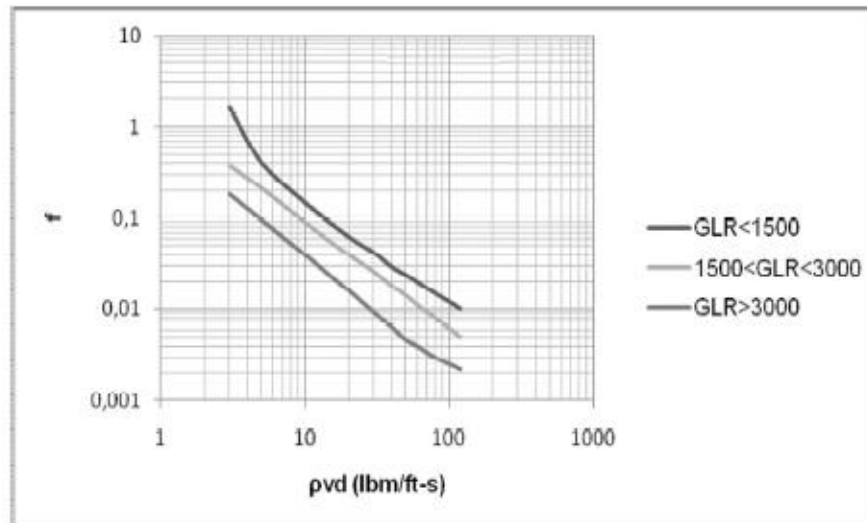
Aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental. Ellos introdujeron la relación gas/líquido producido (GLR) como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción.

Fancher y Brown no consideran regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.

⁸ Poettmann, F. H., y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the design of Gas Lift Installations," Drill. And prod. Prac., API 1952.

⁹ Fancher, G. H., y Brown, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing," Trans., AIME.

Figura 45. Correlación para el factor de fricción de Fancher y Brown



Fuente: Fancher, G.H., y Brown, K.E.: "Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing", Trans., AIME.

4.7.2.3. Hagedorn y Brown ¹⁰

Hagedorn y Brown desarrollaron una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.

¹⁰ Duns, H., Jr., y Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," proc., Sixth World Pet. Cong., Frankfurt 1963 II.

- El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

4.7.2.4. Duns y Ros

Esta correlación es resultado de un extensivo estudio en el cual fueron medidos el hold up líquido y gradientes de presión. Duns y Ros¹¹ observaron la dependencia de los regímenes de flujo sobre parámetros adimensionales. También se desarrollaron correlaciones para velocidad de deslizamiento. Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo. Esta correlación es aplicable para un amplio rango y condiciones de flujo.

4.7.2.5. Orkiszewski

Orkiszewski¹² probó varias correlaciones publicadas con datos de campo y concluyó que ninguna fue suficientemente aproximada para todos los regímenes de flujo. Luego seleccionó la correlación que él considero más aproximada para flujo burbuja y flujo niebla, y propuso una nueva correlación para flujo bache basada en un parámetro llamado “coeficiente de distribución líquida”.

El autor considera deslizamiento entre las fases y existen cuatro patrones de flujo (Patrón burbuja, tapón, neblina y transición). El autor cambió los trabajos de Griffith, Griffith & Wallis y Duns & Ros.

¹¹ Duns, H., Jr., y Ros, N.C.J.: “Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells,” proc., Sixth World Pet. Cong., Frankfurt 1963 II.

¹² Orkiszewski, J.: “Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe,” Trans., AIME.

4.7.3. Correlaciones para flujo horizontal

Cuando la tubería está en posición horizontal, el ángulo, y el seno del ángulo, son cero. Esto significa que no hay caída de presión por elevación y la ecuación del gradiente de presión quedaría así:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{dp_f}{dz_f} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Las correlaciones presentadas son Beggs y Brill, Dukler et al, Mukherjee y Brill, Aziz Govier y Fogarasi.

4.7.3.1. Beggs y Brill¹³

Beggs y Brill desarrollaron su correlación luego de un estudio de flujo multifásico en tubos horizontales e inclinados. La correlación está basada en un mapa de régimen de flujo, que primero es determinado como si el flujo fuera horizontal. Luego se calcula el hold up horizontal por correlaciones que después serán corregidas para tuberías inclinadas, para cada tamaño de tubería, las tasas de líquido y gas fueron variadas, de modo que todos los patrones de flujo fueran observados cuando el tubo estuviera en posición horizontal.

Después que un set particular de caudales fue establecido, el ángulo del tubo fue variado por la gama de ángulos, de modo que los efectos del ángulo sobre el hold up y el gradiente de presión pudieran ser observados.

¹³ Beggs, H. D. y Brill, J. P. : "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," Trans. AIMME 1973

4.7.3.2. Dukler Et Al¹⁴

Dukler et al desarrolló correlaciones para el factor de fricción y hold up de datos de campo. Esta correlación es recomendada en el manual de diseño publicado por la AGA y API.

4.7.3.3. Mukherjee y Brill¹⁵

Mukherjee y Brill desarrollaron una correlación siguiendo un estudio de comportamiento de caída de presión en flujo multifásico inclinado. Para flujo burbuja y bache, un factor de fricción sin deslizamiento calculado del diagrama de Moody se adecuó a los cálculos de pérdidas de fricción. En flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado en base a un balance de momentum para cada fase asumiendo una interfaz gas-líquidos lisa. En flujo anular, la correlación para el factor de fricción se presentó en función de la relación entre el hold up y el factor de fricción Moody. Los resultados concordaron con los datos experimentales y las correlaciones fueron verificadas con datos de Bahía Prudhoe y Mar del Norte.

4.7.3.4. Aziz Govier y Fogarasi

Aziz, et. al.¹⁶ Propuso un método en 1972 el cual dependía de los regímenes de flujo, y presentó una nueva correlación para los regímenes de burbuja y bache. El método de Duns y Ros fue usado para flujo niebla, y la interpolación Duns y Ros fue usada en flujo transición.

¹⁴ Dukler, A. E., et al: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results," AGA-API Project NX-28, Mayo 1969

¹⁵ Baker, O.: et al."Gas-Liquid Flow in Pipelines, II. Design Manual" AGA-API Project NX-28, Octubre 1970

¹⁶ Mukherjee, H. y Brill, J. P.: " Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow," JPT mayo 1983

4.7.4. Procedimiento para el cálculo de gradientes de presión

El procedimiento general para el cálculo de gradientes presión con las diferentes correlaciones de cálculo de flujo multifásico es el siguiente:

- 1 Determinación de las propiedades de los fluidos como viscosidad y densidad
- 2 Cálculo de las velocidades superficiales de las fases
- 3 Determinación del Patrón de Flujo a partir de correlaciones o de mapas
- 4 Cálculo de las fracciones In-situ de las fases.
- 5 Cálculo de las propiedades de mezcla, como viscosidad, densidad y velocidad superficial
- 6 Cálculo del Número de Reynolds y del Factor de fricción
- 7 Cálculo del gradiente total presión

4.7.5. Flujo a través de restricciones

El flujo de fluidos a través de restricciones es muy común en la industria del petróleo y del gas natural. Este ocurre cuando líquido o gas es medido con medidores de orificio, fluyen fluidos en superficie a través de válvulas desseguridad, a través de chokes y cualquier tipo de válvula en superficie o en subsuelo. Las restricciones al flujo también las puede causar formaciones de hidratos o parafinas, y otros tipos de accesorios.

La mayoría de estudios publicados sobre flujo multifase a través de restricciones implica dos tipos de flujo llamados comúnmente flujo crítico o sónico. Esta es una consecuencia del extensivo uso de chokes los cuales operan normalmente bajo condiciones de flujo crítico.

4.7.5.1. Descripción de restricciones

Dos de las restricciones comúnmente encontradas en tuberías son los chokes y las válvulas de seguridad en superficie.

Los chokes son instalados frecuentemente en pozos para restringir las tasas de flujo a cantidades deseadas.

Las válvulas de seguridad son normalmente instaladas en todos los pozos offshore y pueden operar a varias distancias controladas en base a la temperatura o a la velocidad, todas están abiertas completamente al flujo a menos que algo cause su cierre.

4.7.5.2. Flujo crítico y subcrítico

La onda del sonido y la onda de presión son ondas mecánicas. Cuando la velocidad del flujo en un flujo estrangulado alcanza la velocidad del sonido en el fluido bajo condiciones locales, el flujo se conoce como flujo crítico o sónico. Si existe un flujo sónico en un estrangulamiento depende de la relación de presión (downward- upward). Si la relación es menor que la relación de presión crítica, se tiene flujo crítico. Si la relación de presión es mayor o igual a la relación de presión crítica, existirá flujo sub-crítico.

La relación de presión crítica en un estrangulamiento se puede expresar como:

$$\frac{P_{sal}}{P_{ent}} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Dónde:

- P_{sal} = Presión a la salida del estrangulamiento
- P_{ent} = Presión upward
- k = Constante politrópica ($k = C_p/C_v$)

El valor de k es alrededor de 1,28 para gas natural. De esta forma, la relación de presión crítica es alrededor de 0,55 para gas natural.

4.7.5.3. Caída de presión en chokes

La caída de presión a través de restricciones se basa en las propiedades del fluido computadas a la presión y capacidades caloríficas a condiciones upward.

Existen varias ecuaciones empíricas que describe el comportamiento de la presión de cabezal en función de la relación gas-líquido (R), tamaño del reductor, (S), y la tasa de producción q.

La fórmula comúnmente utilizada en los cálculos concernientes al flujo multifásico a través de restricciones es la ofrecida por Gilbert en 1954, la cual es es válida para condiciones de flujo crítico:

$$P_{wh} = \frac{435R^{0,346}}{S^{1,86}} * q \quad \text{Ecuación 10.}$$

Dónde:

P_{wh} = Presión de cabeza, psig

R = Relación gas- liquido, Mscf/bbl

Q = Tasa de flujo, bbl/día

S = Diámetro del estrangulador, 64 avos de pulgada

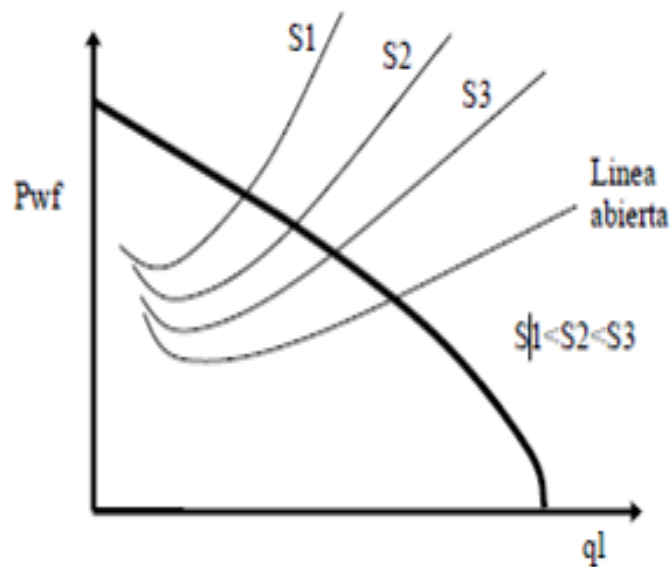
Donde P_{wh} sale en lpcm, el resto de las variables posee las mismas unidades de la ecuación anterior. Esta ecuación da resultados aceptables y ciertamente es lo suficiente exacta para una primera selección del tamaño del reductor requerido.

4.7.5.4. Capacidad de producción del pozo para varios tamaños de reductor

La capacidad de producción del pozo en flujo natural con reductor la establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con el reductor de producción en superficie.

El procedimiento consiste en que la curva de demanda de energía en el cabezal obtenida a partir de la presión del separador debe ser sustituida por la curva de comportamiento del reductor.

Figura 46. Curva de capacidad de producción para diferentes reductores



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. 2008.

5. APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT DEL CAMPO CICUCO

5.1 ANALISIS NODAL POZO A POZO

5.1.1. Oportunidades de aumentar la oferta de energía y fluidos de yacimientos

El impacto de la remoción del daño y/o pseudodaño sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en bpd cuando se conocen los parámetros que definen el comportamiento de la afluencia de la formación productora, por ejemplo la permeabilidad relativa, espesor de arena neta asociada al cañoneo, radio de la zona de dañada, radio de drenaje del pozo, densidad de cañoneo (tiros por pie), longitud del túnel perforado, áreas de las perforaciones (calibre del cañón), permeabilidad vertical, penetración parcial o cañoneo parcial.

5.1.2. Oportunidades de disminuir la demanda de energía para levantar fluidos del yacimiento.

De la misma forma de se debe cuantificar el impacto de la eliminación de restricciones (cuellos de botella) encontrados en la infraestructura instalada, sobre la producción del pozo, por ejemplo: bajar el punto de inyección del gas de levantamiento a través de un rediseño de la instalación, bajar la presión de separación en la estación donde se pueda hacer dicho cambio, cambiar el diámetro de la línea de flujo, cambio de método de producción etc.

5.1.3. Nodo solución: Punto medio de las perforaciones, cabezal y válvula más profunda.

Para la evaluación del sistema se tomaron estos tres nodos, ya que de esta manera se puede observar el comportamiento de la producción en función de los cambios de daño, de los diámetros internos de tubería de superficie y del volumen de gas de inyección. El objetivo principal de la selección de estos nodos es la determinación de las tasas óptimas de producción a través de la sensibilización de las variables más importantes del sistema de producción del campo Cicuco.

5.2. PRESELECCIÓN DE LOS POZOS

Para el desarrollo de la tesis serán valorados los pozos del campo Cicuco que se encuentran activos y los cuales no tengan acceso limitado por las condiciones climáticas, adicionalmente los pozos de los cuales se disponga toda la información necesaria para el **Análisis Nodal** y la realización de la Simulación en el Software de análisis de sistemas **Wellflo**™.

Al día de hoy se encuentran activos 7 pozos, en el mes de abril del presente año se encontraban activos 8 pozos, sin embargo por su alta producción de agua se cerró un pozo temporalmente, y otro fue establecido como intermitente, mientras se desarrollan estrategias para el manejo del volumen de agua generada por los pozos.

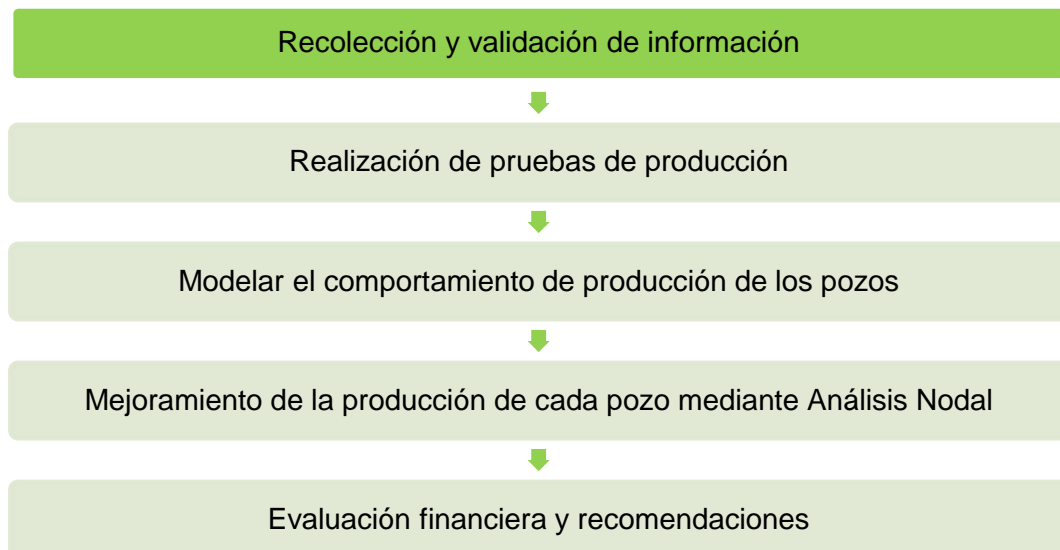
Mediante la recopilación de la información de los pozos y el estudio detallado de cada uno de ellos, se decidió realizar el desarrollo del proyecto a 6 de los pozos del campo, descartando dos pozos por falta de información requerida para el análisis.

5.3. MÉTODO DE DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para la aplicación del simulador Wellflo™ utilizando la técnica de Análisis Nodal a los pozos seleccionados del Campo Cicuco, se siguió la siguiente metodología:

- Recolección y validación de la información de los pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.
- Realización de pruebas de producción para cumplir con los datos requeridos por el simulador.
- Manejo del simulador Wellflo™ para adquirir el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos.
- Mejoramiento del sistema de producción de cada pozo en estudio por medio del modelamiento y aplicación de la técnica de análisis Nodal con el simulador Wellflo™.
- Evaluación financiera de los resultados obtenidos y recomendaciones.

Figura 47. Desarrollo del modelo de simulación



Fuente: Autor

5.3.1. Recopilación y validación de información.

La información recopilada para efectos de la simulación se puede dividir en tres tipos: data permanente, semi- permanente y variable.

La data **permanente** es aquella que no varía con el tiempo como tipo de completación, diámetro y longitud de las líneas de flujo, gravedad específica del gas de inyección, gravedad del gas de formación y gravedad API del crudo.

La data **semi-permanente** es aquella que varía poco con el tiempo como yacimiento o zona productora, presión de yacimiento, presión de múltiple, diámetro de reductor.

La data **variable** es aquella que varía con el tiempo como tasa de producción, RGP de formación, corte de agua y sedimentos, presiones de Casing, Tubing y línea entre otras.

Para lograr un mejor desarrollo de esta fase, es conveniente realizar una secuencia lógica de recopilación de la información en función de la data necesaria para realizar las simulaciones. La secuencia de recolección es la siguiente:

En primer lugar, validación de la información en cuanto a pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por Gas Lift, a través de informes que suministran el número de pozos activos , nombre, ubicación, estado y condiciones de operación actuales de cada pozo.

Posteriormente se revisan las carpetas de archivos de pozos, las cuales en **ECOPETROL S.A**, se encuentran ubicadas en la **unidad de Sistema (L)** en la carpeta de control de producción, en esta carpeta el personal de control de producción introduce y actualiza toda la información relacionada con el estado mecánico de los pozos, históricos de producción y presiones y datos referentes a la producción de estos.

La revisión de la sección de control de producción se realiza con el fin de actualizar y verificar las condiciones mecánicas y de completación de cada pozo, así como también, verificar el registro de las últimas pruebas fluyentes, estáticas y Build Up.

En las carpetas se encuentran los diagramas mecánicos de los pozos y en las carpetas de vida se verifica información correspondiente a: características de la tubería de producción y revestidor de producción, punto medio de las perforaciones, profundidad total del pozo, intervalos abiertos, tipo de reductor, yacimiento completado entre otros.

Una vez obtenida la data correspondiente a la completación de los pozos, se recopila la información referente a la longitud y diámetros de las líneas de flujo la cual también está incluida en la sección de control de producción.

Tabla 6. Información requerida para Análisis Nodal

DATOS DE YACIMIENTO	DATOS DEL POZO	DATOS DE SUPERFICIE
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura del yacimiento • Mecanismo de producción • Ubicación geográfica • Profundidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial • Longitud media de las perforaciones • Ubicación geográfica • Completación mecánica • % AyS. • Relación Gas - petróleo • Histórico de producción • Tasa de inyección de Gas Lift • Gravedad específica del gas • Arenas productoras • Gravedad API • Tipo de reductor 	<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro y longitud de las líneas de producción e inyección de gas. • Presión / temperatura del separador general y de prueba • Presión de gas disponible (salida planta compresión) • Presión de entrada a los múltiples de producción y prueba • Últimos trabajos realizados • Presiones de operación.

Fuente: Universidad de Zulia, PVDSA.

5.3.2. Pruebas de producción

Las pruebas de producción se llevaron a cabo desde finales del mes de marzo hasta el mes de mayo, con el fin de obtener el gas de inyección y de formación, como también la producción de crudo y agua de cada pozo, A continuación se muestran los datos obtenidos de los pozos seleccionados para realizar la simulación con Wellflo™.

Tabla 7. Resultados pruebas de producción en pozos seleccionados.

POZO	Q _I [BOPD]	Q _o [BOPD]	Q _w [BOPD]	Q _{gfor} [SCF]	Q _{giny} [SCF]	Q _{gsep} [SCF]
C-4	1.860	170	1.690	226.100	735.200	961.300
C-8	1.265	41	1.224	214.200	653.800	868.000
C-18	790	172	618	601.500	714.000	1'315.500
C-22	400	28	372	103.458	346.800	450.258
C-23	600	30	570	58.674	713.700	772.374
C-32	1.212	243	969	292.572	767.900	1'060.472

Fuente: Autor

5.3.3. Simulación en WELLFLO™

Esta fase representa el elemento de mayor importancia para cumplir con los objetivos propuestos en este trabajo. Una vez recopilada y validada la información derivada de las anteriores etapas se procede a la simulación de los pozos en estudio. Para esto se usa el simulador Wellflo, que permite analizar el comportamiento de cada pozo por separado, teniendo en consideración que los pozos a simular tienen como característica especial la inyección de gas en forma continua, debido a que el simulador permite evaluar pozos en L.A.G solo en esta forma.

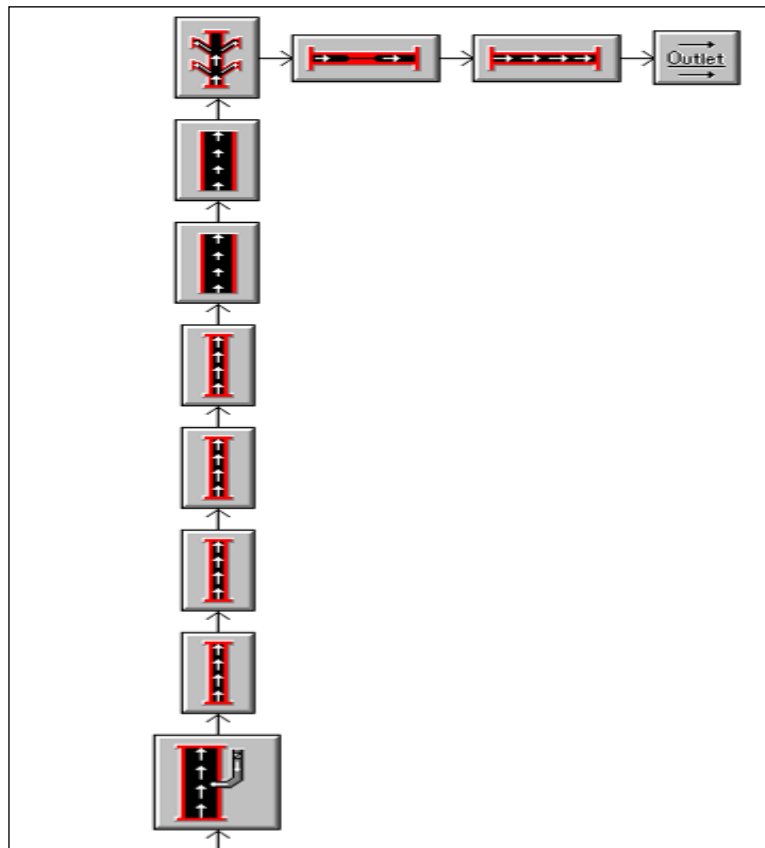
5.3.4. Procedimiento para simular en WELLFLO.

Para efectos de un aprendizaje didáctico y futuros estudios se establecen tres fases para la simulación: Fase de montaje mecánico, fase de carga de data y cotejo de información.

A continuación se muestra un paso a paso del procedimiento llevado a cabo para realizar el análisis nodal y la optimización del pozo **C-32** en el simulador Wellflo™.

5.3.4.1 Fase montaje mecánico

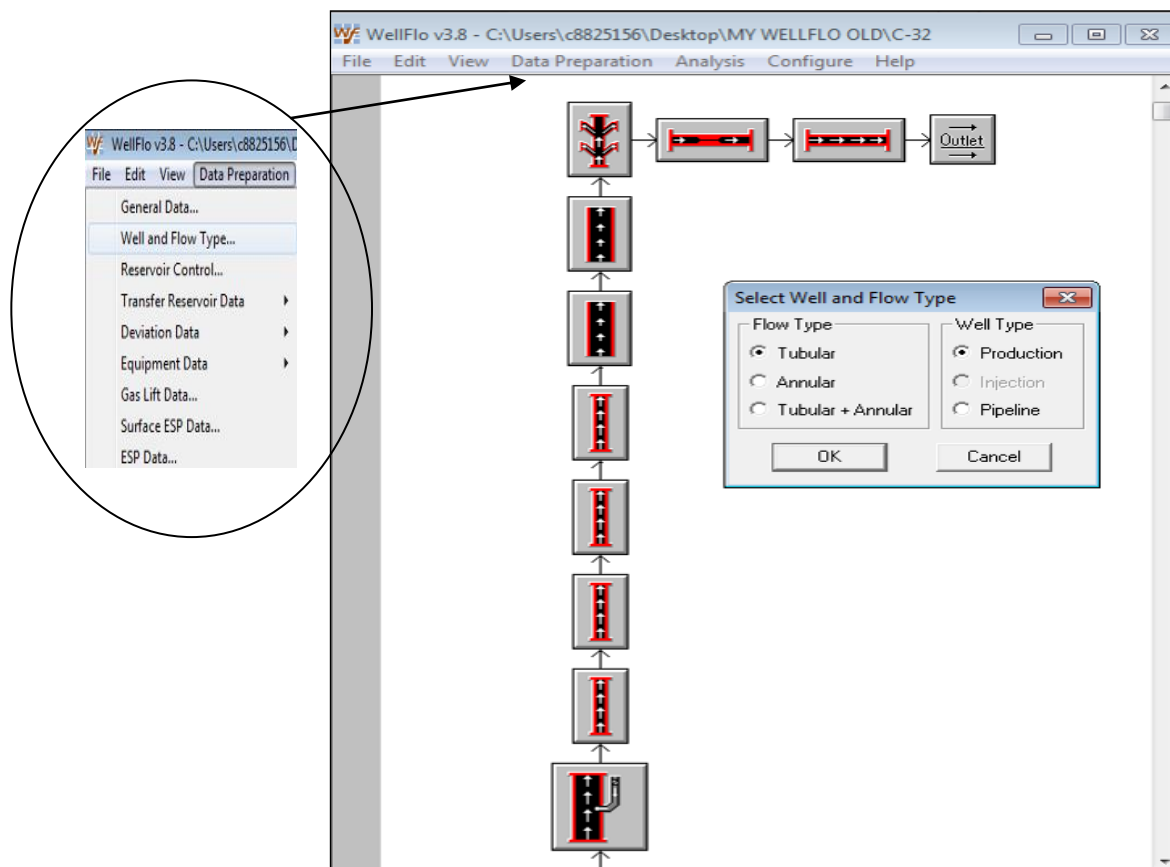
Figura 48.Diagrama mecánico del pozo



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

1. Se procede a dibujar el sistema Subsuelo del pozo usando la sección “*Data Preparation* o a través de la sección *Edit*”.
2. Se verifica el tipo de producción que presenta el pozo: Pozo fluyendo por tubular, Pozo fluyendo por anular. Para esto, se selecciona en el canal “*Well and Flow Type*” (ver Figura N° 49). De ser un pozo que fluye a través del tubular el procedimiento a seguir es el siguiente:

Figura 49. Pantalla “Data preparation” y “Well and flow type”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Tomando en cuenta el diagrama de completación mecánica del pozo se verifica si tiene desviación. De ser positivo, a través de la sección de “*Deviation Data- Well data*”, se procede a cargar la información referente a Measure Depth MD y el ángulo de desviación. Considerando que se debe cargar la información desde la profundidad de la ventana o desviación superior, siguiendo por los picos importantes de desviación hasta la profundidad de las perforaciones. La información de desviación es obtenida de los reportes *Survey* de cada pozo.

Figura 50. Pantalla “Deviation Data- well”

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	1115.000	1114.000	2.427
2	1209.000	1207.000	8.365
3	1304.000	1301.000	8.321
4	2451.000	2448.000	0
5	2736.000	2730.000	8.321
6	2831.000	2822.000	14.437
7	2927.000	2914.000	16.598
8	3022.000	3005.000	16.686
9	3212.000	3183.000	20.472
10	3307.000	3271.000	22.132
11	3497.000	3443.000	25.141
12	3592.000	3526.000	29.110
13	3688.000	3609.000	30.165
14	3783.000	3690.000	31.501

Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Seguidamente se carga la data correspondiente a diámetros de tuberías, Casing y demás especificaciones de completación por medio de la sección “*Equipment Data*”. Se debe verificar que en la celda “*Type*” se especifique Casing o Tubing según sea el caso en la completación. Ver figura N°51.

Figura 51. Pantalla “Equipment Data”

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
12.000	20.000	90.000	19.166	0.00150		90.000	Casing	Casing Conductor
988.000	9.625	43.500	8.755	0.00150		155.000	Casing	Casing Intermedio
2302.450	2.875	6.500	2.441	0.00150	4.276	157.792	Tubing	Tubing
2451.000	2.875	6.500	2.441	0.00150	4.276	158.108	Tubing	Tubing
3844.540	2.875	6.500	2.441	0.00150	4.276	161.068	Tubing	Tubing
3878.000	2.875	6.500	2.441	0.00150	4.276	161.139	Tubing	Tubing
8048.900	2.875	6.500	2.441	0.00150	4.276	170.000	Tubing	Tubing
8140.000	7.000	29.000	6.184	0.00150		175.000	Casing	Casing Productor
9094.000	5.000	18.000	4.276	0.00150		178.000	Casing	Liner

Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- En la opción Data preparation se selecciona “*Gas Lift data*” se procede a cargar la información referente a la profundidad de las válvulas de Gas Lift, y los parámetros de operación de estas.

Figura 52. Pantalla “Preparation Gas Lift data”

The screenshot shows a software window titled "Gas Lift Data - C:\Users\c8825156\Desktop\MY WELLFLO OLD\C-32". It contains a table with the following data:

MD (ft)	TVD (ft)	Temp (degrees F)	Manufacturer	Valve Model	Name	Status	Port Size (64th in)	R = Apt/Ab	TRD pressure (psia)
2302.450	2299.450	164.700	WFT	R-2	Válvula 1	Active	12	0.0380	880.0
3844.540	3740.528	172.490	WFT	R-2	Válvula 2	Active	12	0.0380	830.0

Below the table are several input fields and controls:

- Gas Lift Parameters:**
 - Casing head pressure: 920.000 psia
 - Injection gas gravity: 0.650 sp grav
 - Valve diff. pressure: 100.000 psi
 - Lift gas injection rate: 0.7679 MMSCF/day
 - Lift gas/liquid ratio: 0 SCF/STB
 - Use Qgi (selected) / Use GLRi
- Buttons: Insert Row, Delete Row, OK, Cancel
- Deepest Point of Gas Injection:
 - Use tubing shoe (checkbox)
 - Max MD of injection: 3844.540 ft

Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Para el caso de un pozo que fluye por anular se procede en primer lugar a activar la celda de flujo por anular en la sección “*Well Flow Type*”. En la sección de “*Equipment Data*” se procede a cargar información de completación tal y como se hizo en el paso de la figura 52. Pero se debe verificar lo siguiente: Los tramos de tuberías que sean colocados desde el fondo del pozo hasta la profundidad en la cual se fluye por el anular se especificaran en la celda “*Type*” como *Casing* inclusive si se trata de tubería, y desde la profundidad en el cual fluye por el anular hasta superficie se especifica como *Tubing*.
- Continuando con la sección “*Equipment Data- Surface data*”, se procede a cargar la información de diámetro de Choke, diámetro y longitud de la línea de flujo.

- En la opción “*Gas Lift Data*” se procede a cargar la información referente a las profundidades de los mandriles, Port Size, tipo de válvula, presión de operación en taller PTRO, tamaño de la bolsa del mandril. Adicionalmente, se coloca la presión de operación de Casing, Gravedad específica del gas de inyección y tasa de inyección.

Figura 53. Pantalla “Preparation Gas Lift data”

The screenshot shows a software window titled "Gas Lift Data - C:\Users\c8825156\Desktop\MY WELLFLO OLD\C-32". It contains a table with the following data:

MD (ft)	TVD (ft)	Temp (degrees F)	Manufacturer	Valve Model	Name	Status	Port Size (64th in)	R = Apt/Ab	TRO pressure (psia)
2302.450	2299.450	164.700	WFT	R-2	Válvula 1	Active	12	0.0380	880.0
3844.540	3740.528	172.490	WFT	R-2	Válvula 2	Active	12	0.0380	830.0

Below the table is a "Gas Lift Parameters" section with the following fields:

- Casing head pressure: 920.000 psia
- Injection gas gravity: 0.650 sp grav
- Valve diff. pressure: 100.000 psi
- Lift gas injection rate: 0.7679 MMSCF/day
- Lift gas/liquid ratio: 0 SCF/STB
- Use Qgi (selected) / Use GLRi
- Deepest Point of Gas Injection: Use tubing shoe
- Max MD of injection: 3844.540 ft

Buttons for "Insert Row", "Delete Row", "OK", and "Cancel" are also visible.

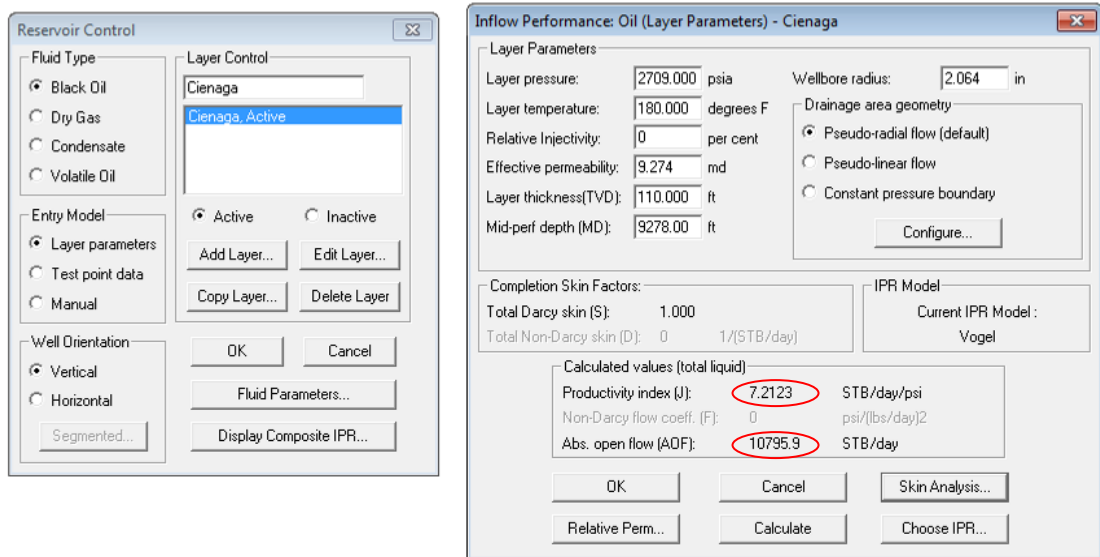
Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

5.3.4.2 .Fase Carga de data para la simulación

- Una vez cargada la información de completación del pozo se procede de la siguiente manera: haciendo uso de la sección “*Data Preparation - Layer Parameters- Edit Data*”, se monta información de yacimiento: Presión de Yacimiento, temperatura, permeabilidad, espesor efectivo de arena, radio

del pozo y daño. En esta misma sección se escoge el tipo de modelo de flujo VOGEL.

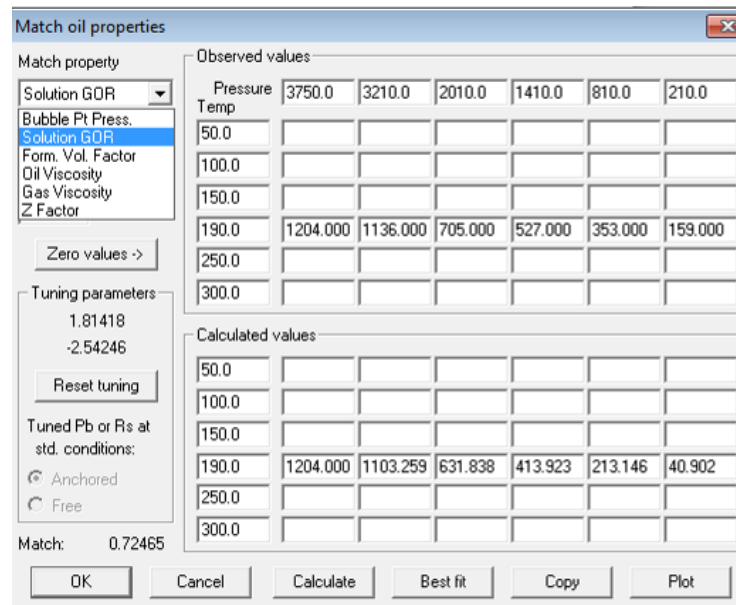
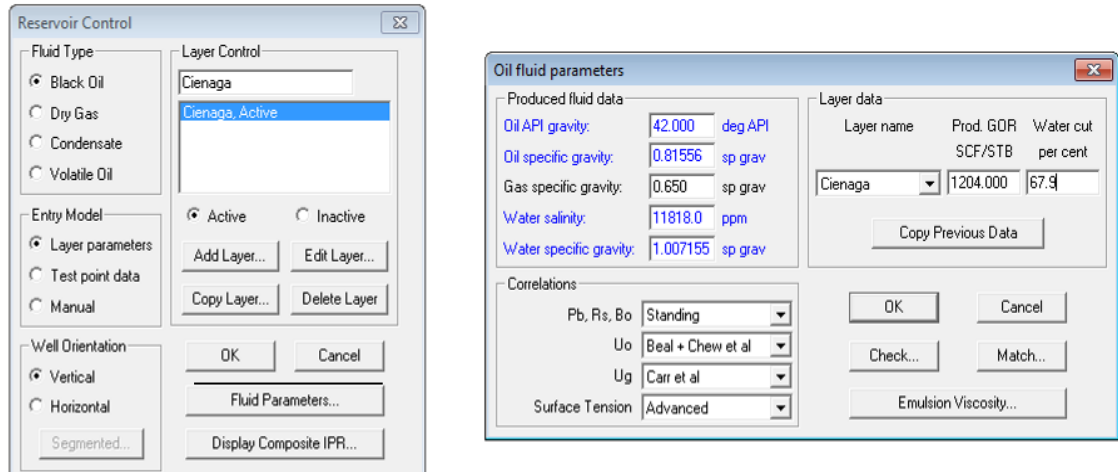
Figura 54. Pantalla “Data preparation- Layer Parameters- Edit Data”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

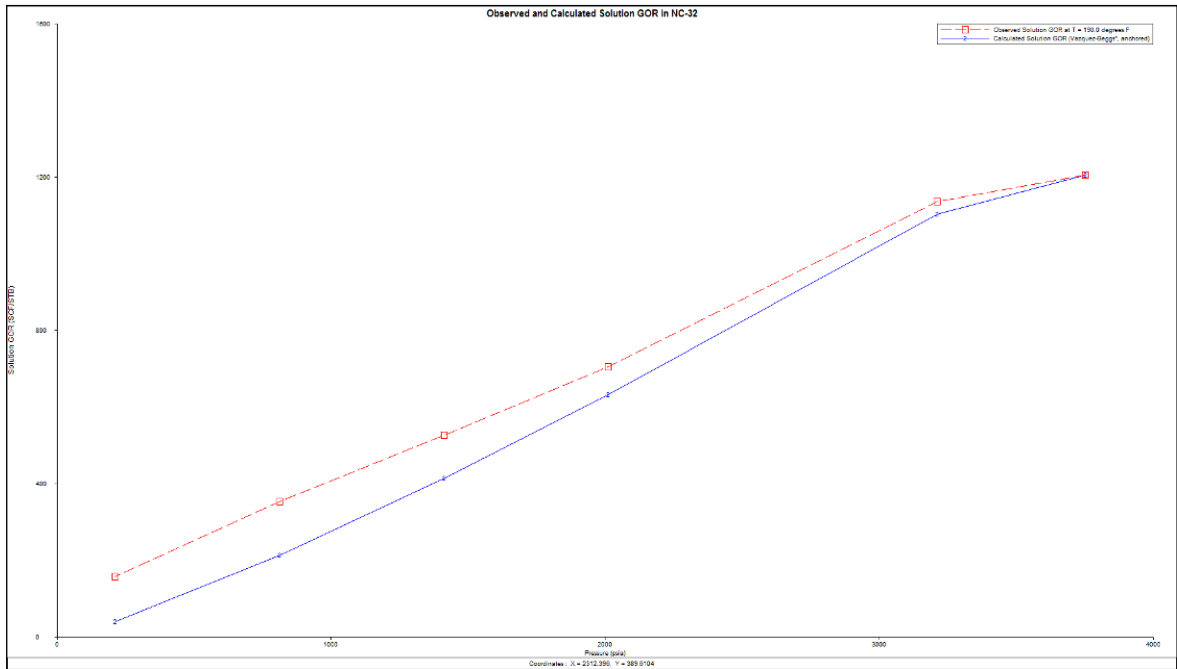
2. En la sección “Data Preparation- Fluid Parameters” se coloca la información correspondiente a las propiedades del fluido: gravedad API, gravedad específica del gas de formación, gravedad específica del agua de formación, RGP, corte de agua, especificaciones en cuanto a emulsión en el pozo.

Figura 55. Pantalla “Data preparation- fluid Parameters”



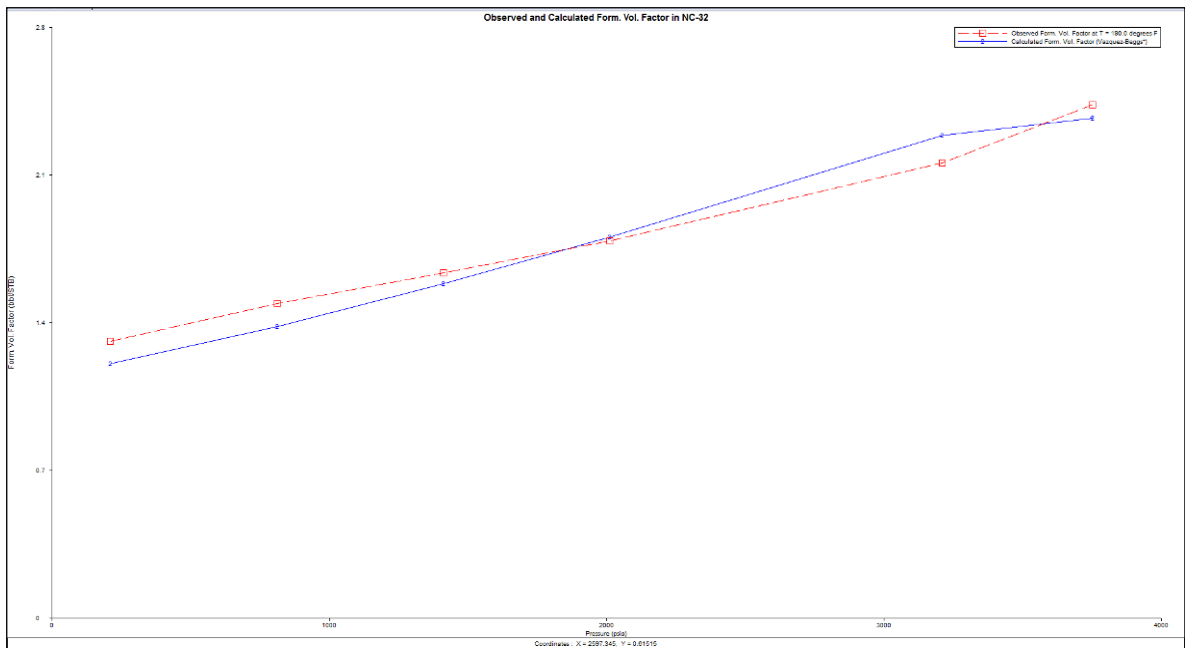
Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 56. Relación gas aceite GOR correlacionado (Vasquez-Beggs, anchored).



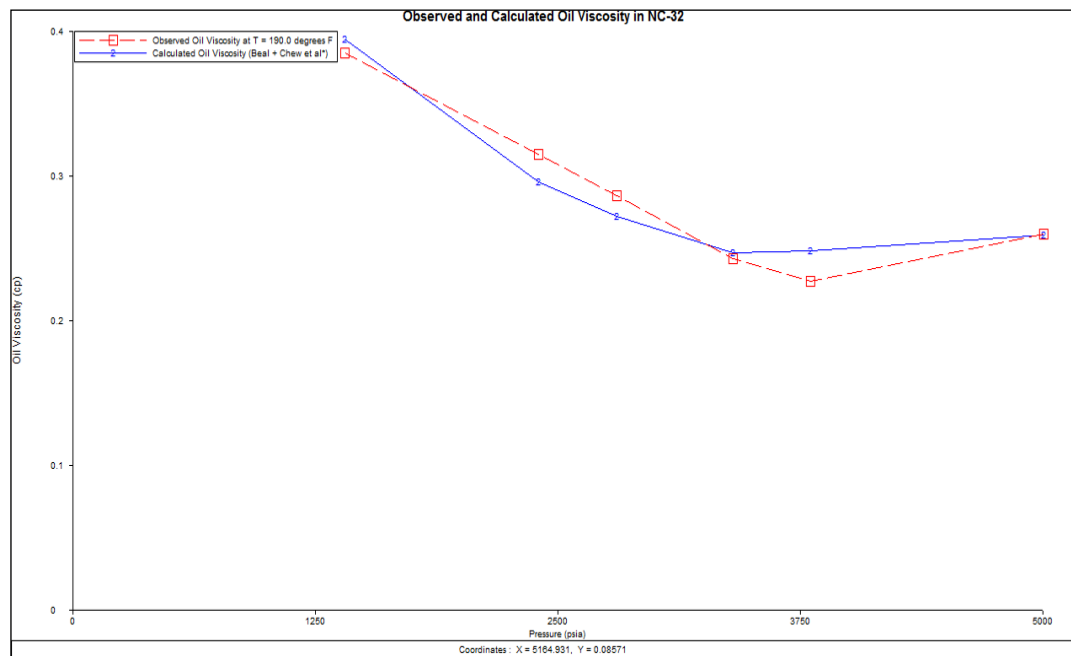
Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 57. Factor Volumétrico de formación (Vasquez-Beggs, anchored).



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 58. Viscosidad del aceite correlacionada (Beal+ Chew et Al)



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

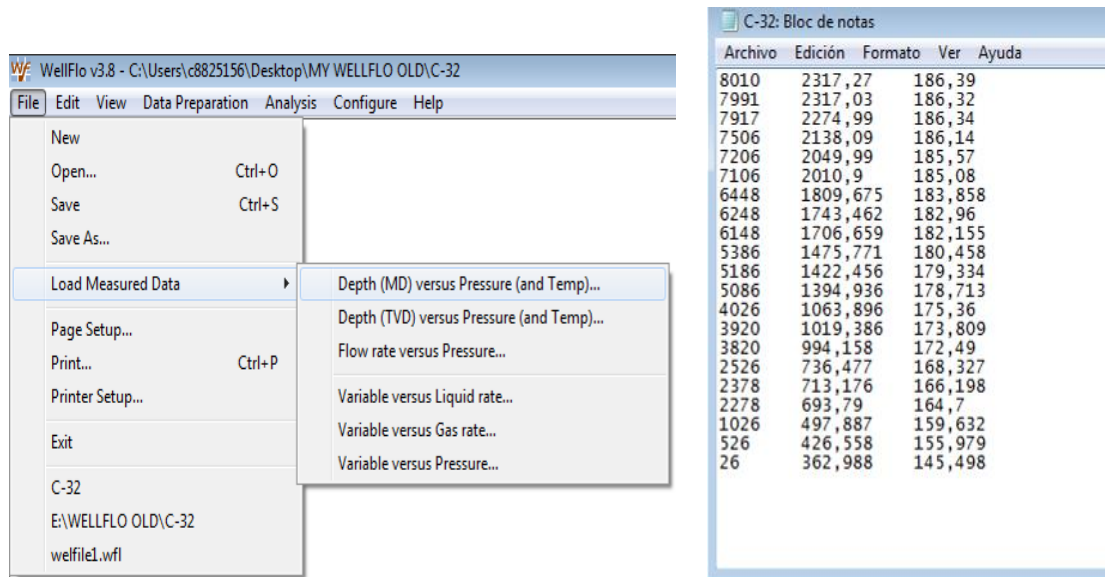
5.3.4.3. Fase de cotejo de la Información

Consiste en reproducir para el caudal de producción obtenido durante la prueba del pozo, el perfil de presiones desde el separador hasta el fondo del pozo, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión tanto en la línea de flujo como en la tubería de producción. Se debe considerar el cambio de la RGL si es un pozo de LAG ó el cambio de la presión ó energía en el punto donde esté colocada una bomba. Conocida la P_{wf} se determina el índice de productividad y el comportamiento de afluencia que exhibe la formación productora.

1. Para la fase del cotejo, se debe en primer lugar verificar si el pozo cuenta con un flowing actual. De contarse con una prueba fluyente, el procedimiento es el siguiente: Se toman los datos del flowing y se guardan como un archivo *.txt, considerando el orden en el cual se deben guardar los datos: Profundidad- Presión- Temperatura. Una vez guardados los datos, estos son exportados al simulador a través de la sección “File- Load Measure Data: Depth(MD) versus Presión (Temp)”.

Es importante corregir las profundidades del flowing a la profundidad de la mesa rotaria. En la siguiente imagen se muestran las profundidades ya corregidas a la profundidad de la mesa rotaria que en este caso es de 26 ft.

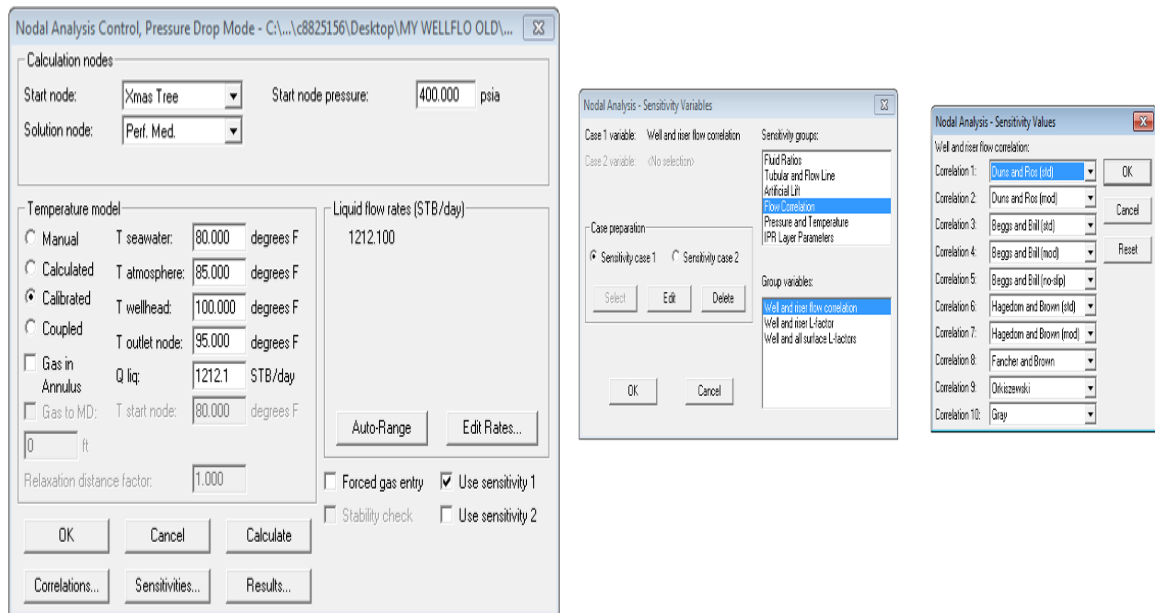
Figura 59. Pantalla “Load Measure Data: Depth (MD) vs. Pressure (Temp)”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Usando el menú “*Analysis- Pressure Drop*”, con la presión en el cabezal *Xmas Tree* (Pwh) y la tasa Líquida de operación y tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones del pozo, se realizan sensibilidades en la sección “*Flow Correlation - Well and Riser Correlation*”, con el fin de determinar la correlación de Flujo vertical que más se adapta al comportamiento del pozo en estudio.

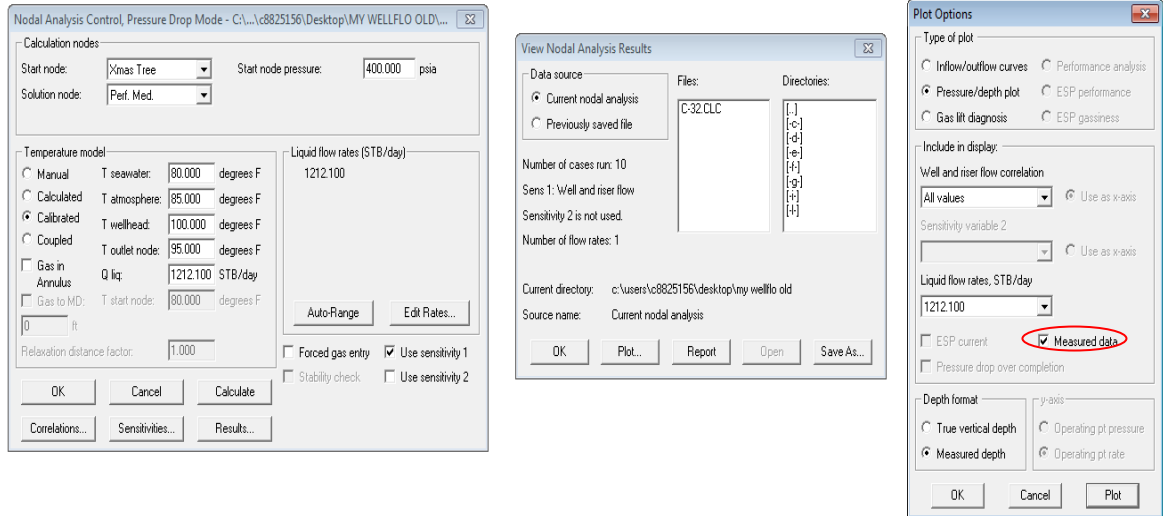
Figura 60. Pantalla “ *Analysis – Pressure Drop* “



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

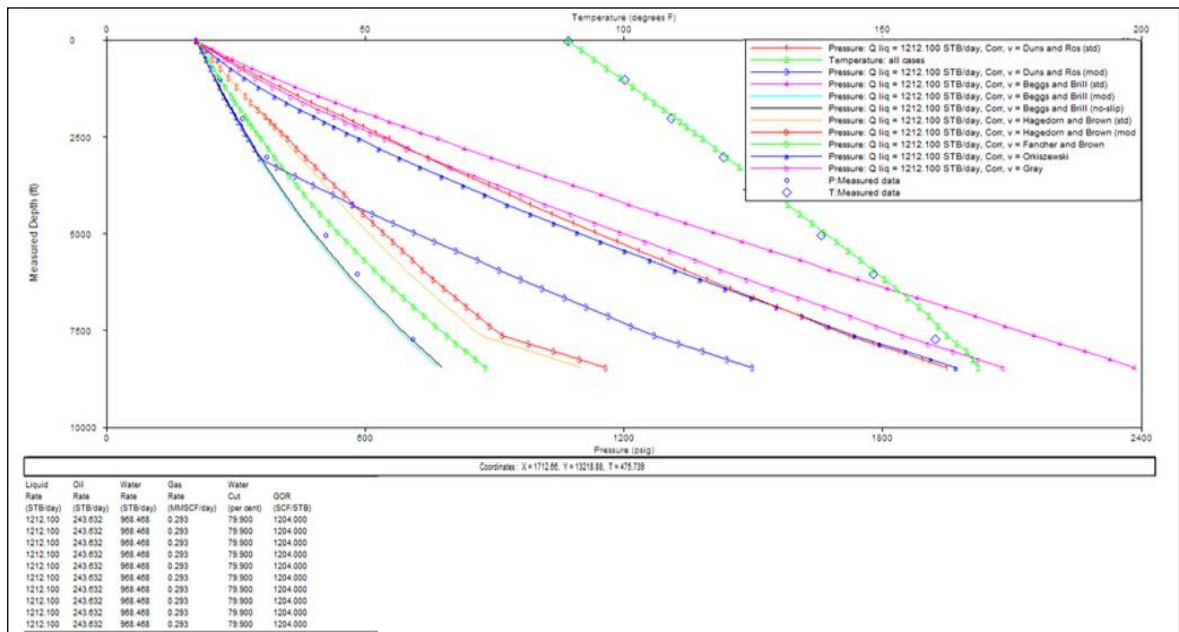
- Es importante destacar que al seguir la ruta: “*Sensitivities- Flow Correlation- Well and Riser- Calculate- Results- Plot*”. Se debe verificar que sea activada la caja “*Measure Data*”. En el gráfico se puede observar el acoplamiento que debe tener la curva de gradiente de presión en tubería generada por la correlación de flujo multifásico en tubería vertical, con los datos obtenidos de la prueba fluyente.

Figura 61. Pantalla “Sensitivities - flow correlation - well”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

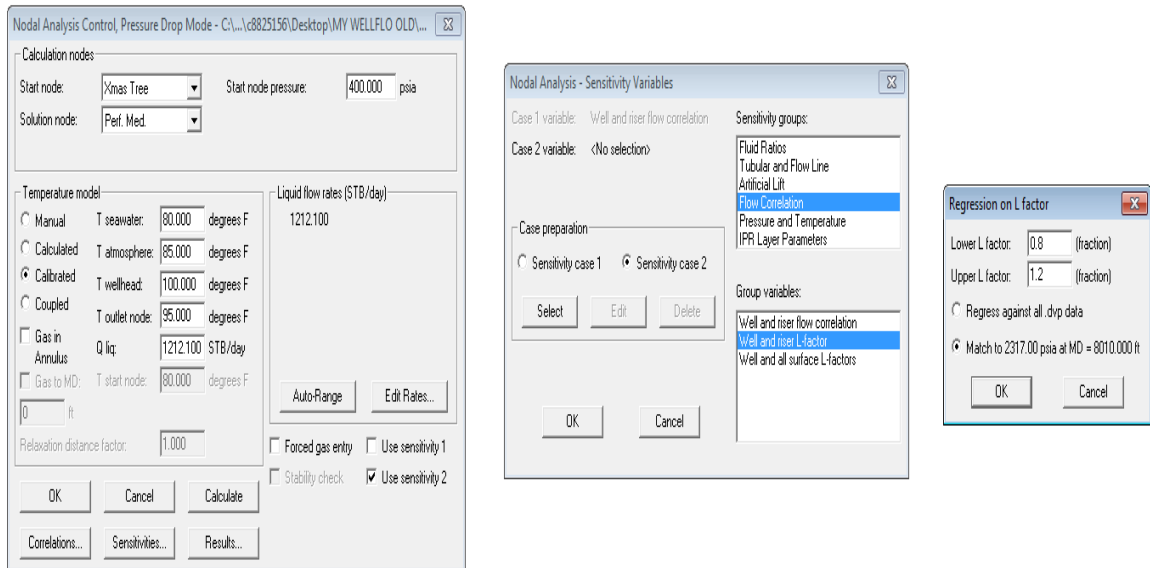
Figura 62. Curva Fluuyente “Presión y Temperatura Vs Profundidad”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Después de seleccionar la correlación que mejor se aproxime al perfil real, verificando la consistencia de las condiciones de operación del pozo (Válvula operadora). Ajustar la correlación seleccionada, realizando sensibilidad con el factor “L” (Autoregresión) y actualizar en la sección “correlaciones”, la correlación seleccionada y el factor “L” obtenido en el ajuste de la misma

Figura 63. Pantalla “Sensibilidad con el Factor L”

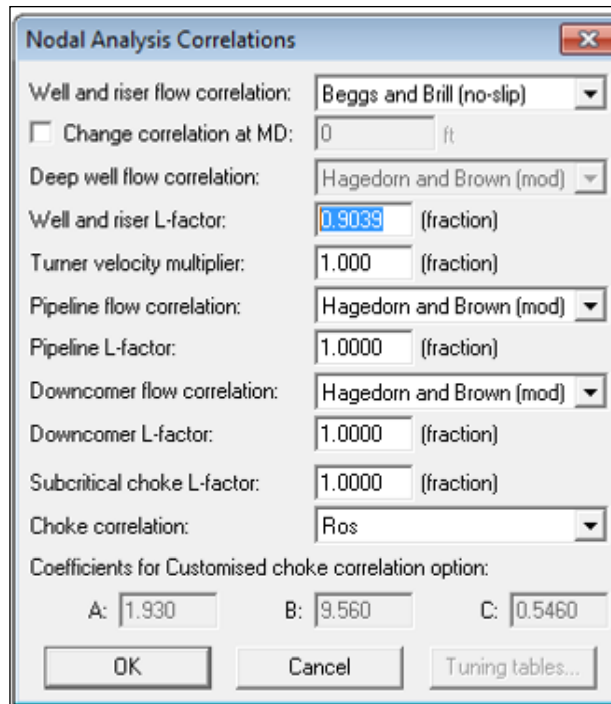


Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Una vez seleccionada la correlación de flujo vertical, esta es colocada en la sección “Correlation” del menú “Analysis- Pressure Drop”, en el cual son también asentadas las correlaciones para flujo horizontal Beggs and Brill y las correlaciones de flujo en el choke que son utilizadas solo si el flujo al nivel del mismo es crítico (El procedimiento seguido es igual para cuando no se cuenta con prueba fluyente reciente solo que se utilizan las

ecuaciones de flujo vertical estandarizadas para el área Duns and ros mod, Hagerdon and brown mod, Orkiszewski de forma directa).

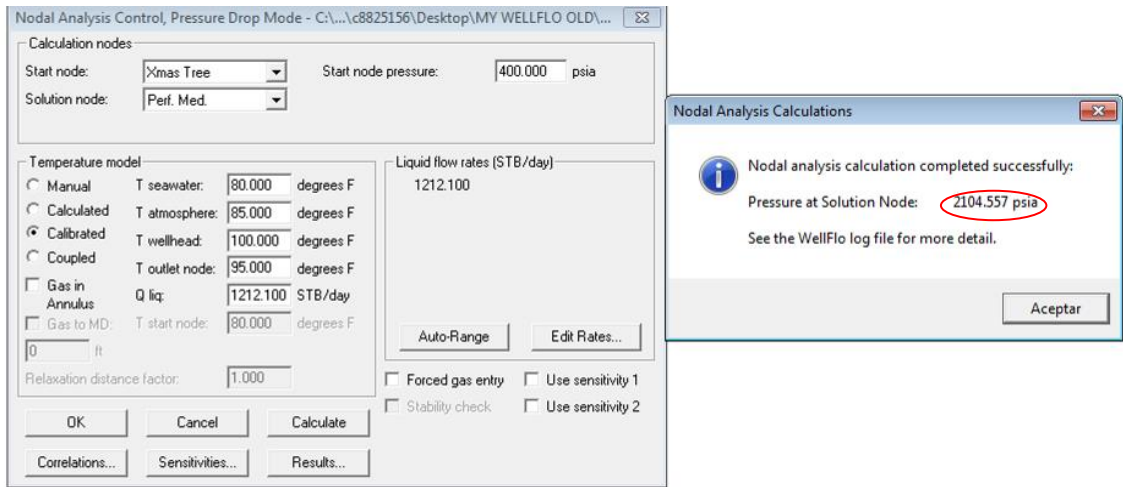
Figura 64. Ajuste de correlaciones



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

6. En el mismo menú "*Analysis- Pressure Drop*", se edita la tasa líquida de operación del pozo y se calcula la presión de fondo fluyente (PWF).

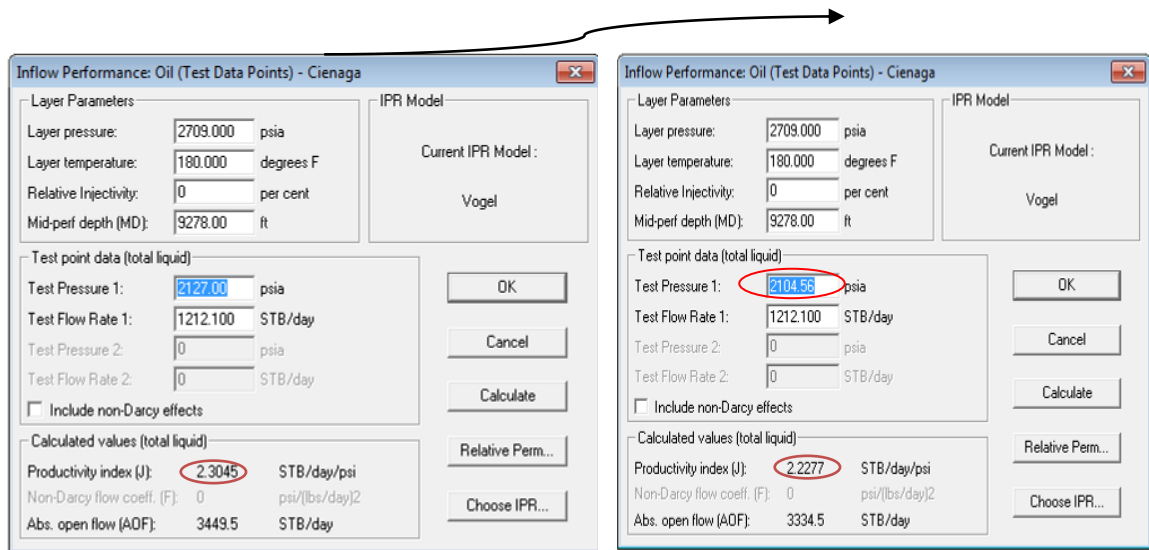
Figura 65. Pantalla “Cálculo de la presión fluyente del pozo”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- Con el valor de P_{wf} , calculada en el paso anterior, y la tasa líquida de producción del pozo se calcula el índice de productividad (J) utilizando la sección “Test Point Data” del menú “Data Preparation- Reservoir Control”.

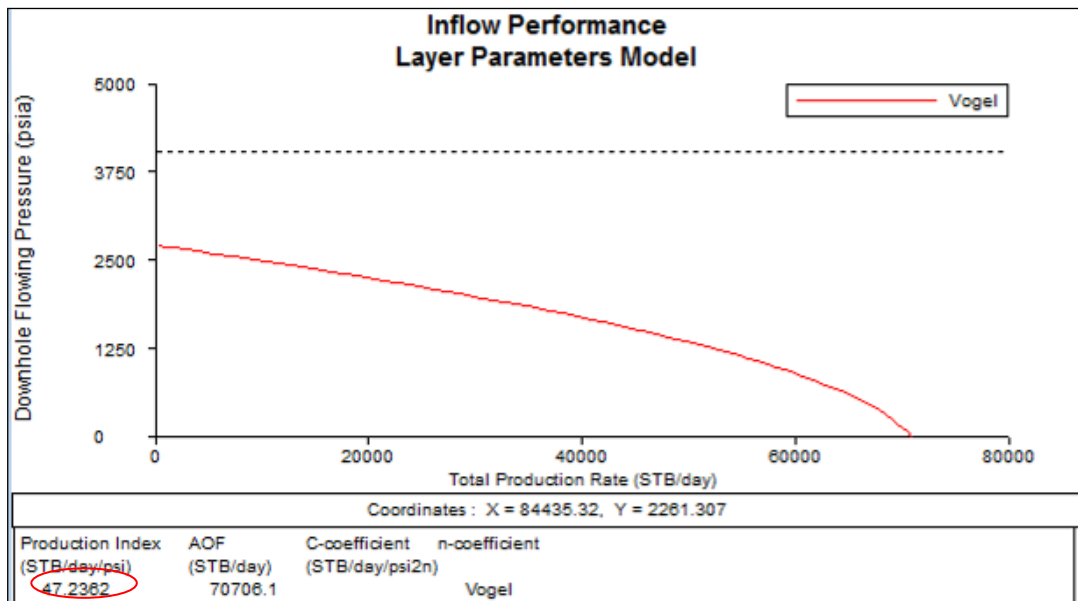
Figura 66. Pantalla “Cálculo del índice de productividad (J)”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

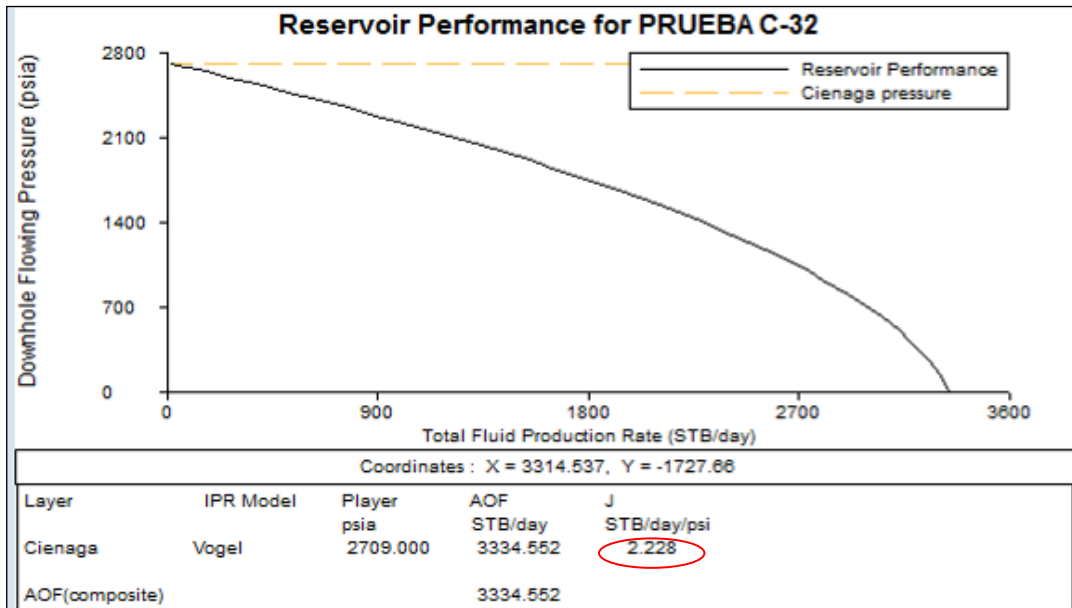
8. Con el índice de productividad del pozo, determinado en el paso anterior, se compara este valor con el índice de productividad calculado por el simulador en el momento de activar la sección “*Layer Parameters*” del menú “*Data Preparation- Reservoir Control*”. En caso de ser igual continúe con el siguiente paso, de no ser así es necesario ajustar levemente el daño y/o la permeabilidad (es importante que para realizar este ajuste, se cuente con una prueba Build up o en su defecto manejar lo más eficiente el valor de permeabilidad efectiva a fin de no estar en presencia de una solución con infinitos valores).

Figura 67. Índice de productividad por “Layer Parameters Model”



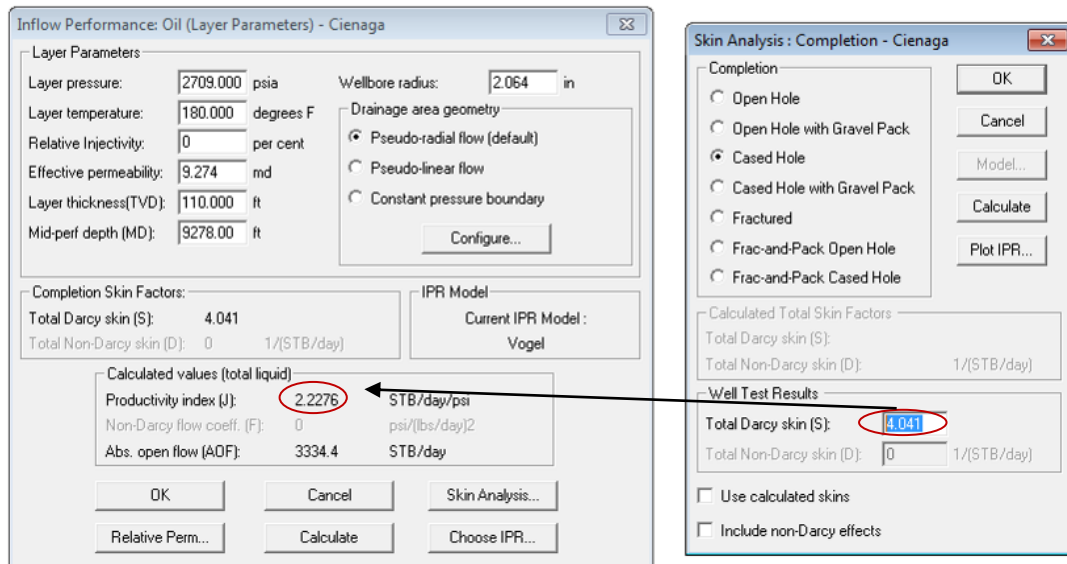
Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 68. Índice de productividad por “Test Point data”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 69. Pantalla “Ajuste del daño”.



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

9. Con el menú “*Analysis- Operating Point*”, tomando como nodo solución el fondo del pozo y nodo superior Xmas Tree, se reproduce la presión P_{wf} y la tasa líquida de producción(q_l) que debe ser igual a la introducida en el paso N° 7. Seguidamente, conociendo la presión del separador, tomando como nodo solución el fondo del pozo y nodo superior el *Outlet Node* se reproducen la P_{wf} y q_l .

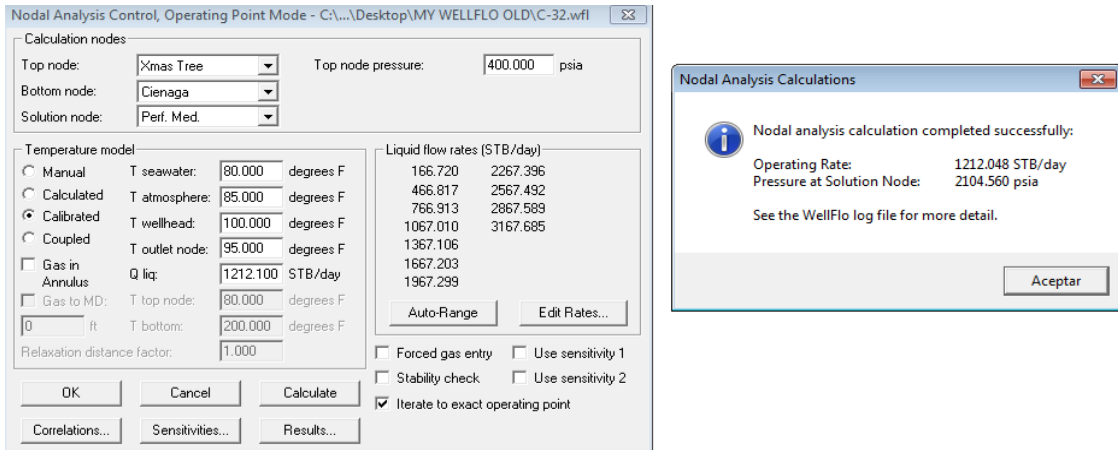
De no ser igual a los valores ajustados, es probable que exista alguna obstrucción en la línea de flujo o simplemente que para correlación de flujo horizontal seleccionada, esta línea es demasiado grande.

En este caso es preciso variar el diámetro interno de la línea de flujo y repetir el cálculo hasta reproducir la P_{wf} y q_l .

Otra alternativa para lograr el *punto de operación*, es ajustar dentro de rangos tolerables la RGP, por ser esta una de las variables que más incertidumbre genera. Para reducir el número de iteraciones se pueden determinar los valores óptimos utilizando la sección “*Operating Point-Sensitivies*” del menú “*Analysis*”, en donde es posible generar curvas del comportamiento de las variables en función de la tasa de producción y de la P_{wf} esperada.

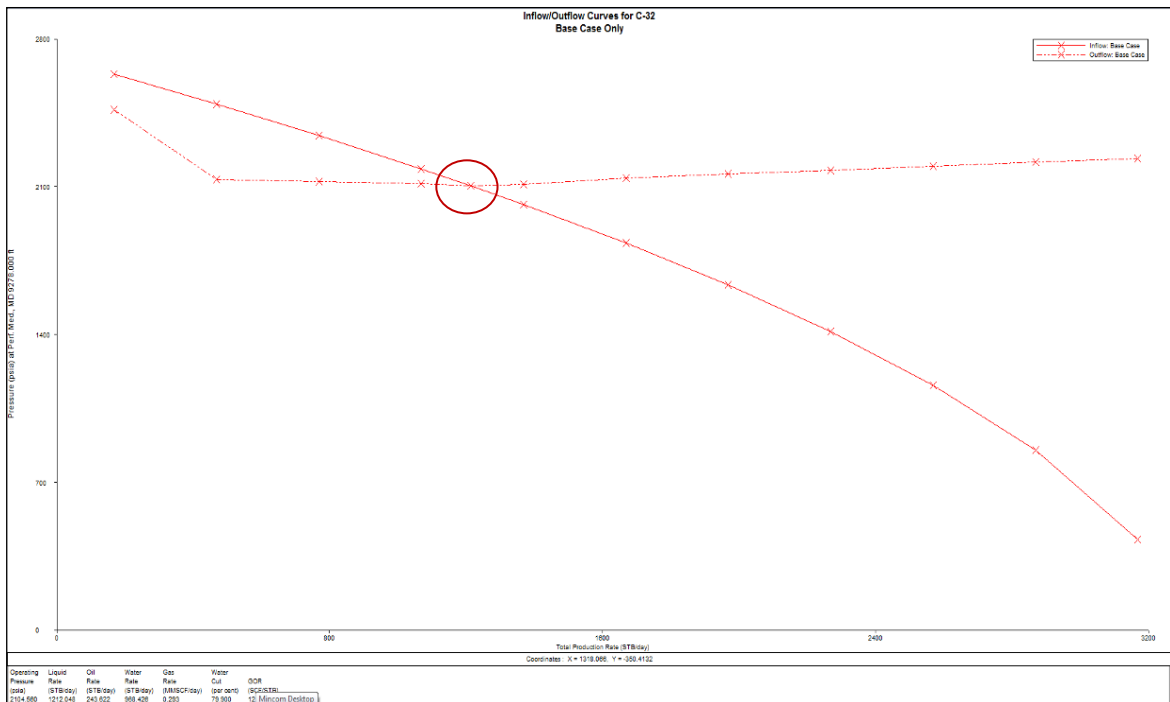
- **Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en cabeza).**

Figura 70. Pantalla “Corrida con el nodo en el fondo”.



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

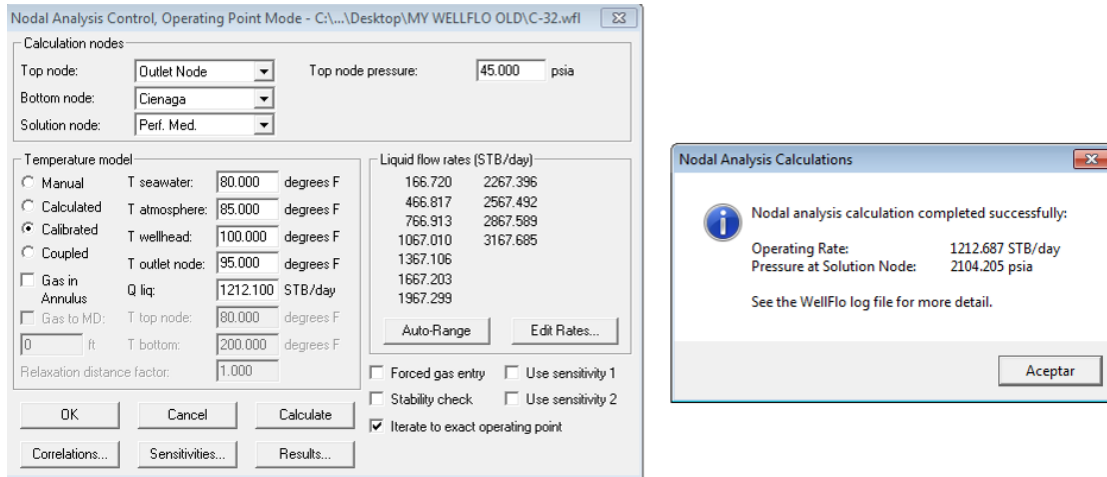
Figura 71. Gráfica de Inflow/Outflow (Vogel) con nodo en fondo de pozo



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

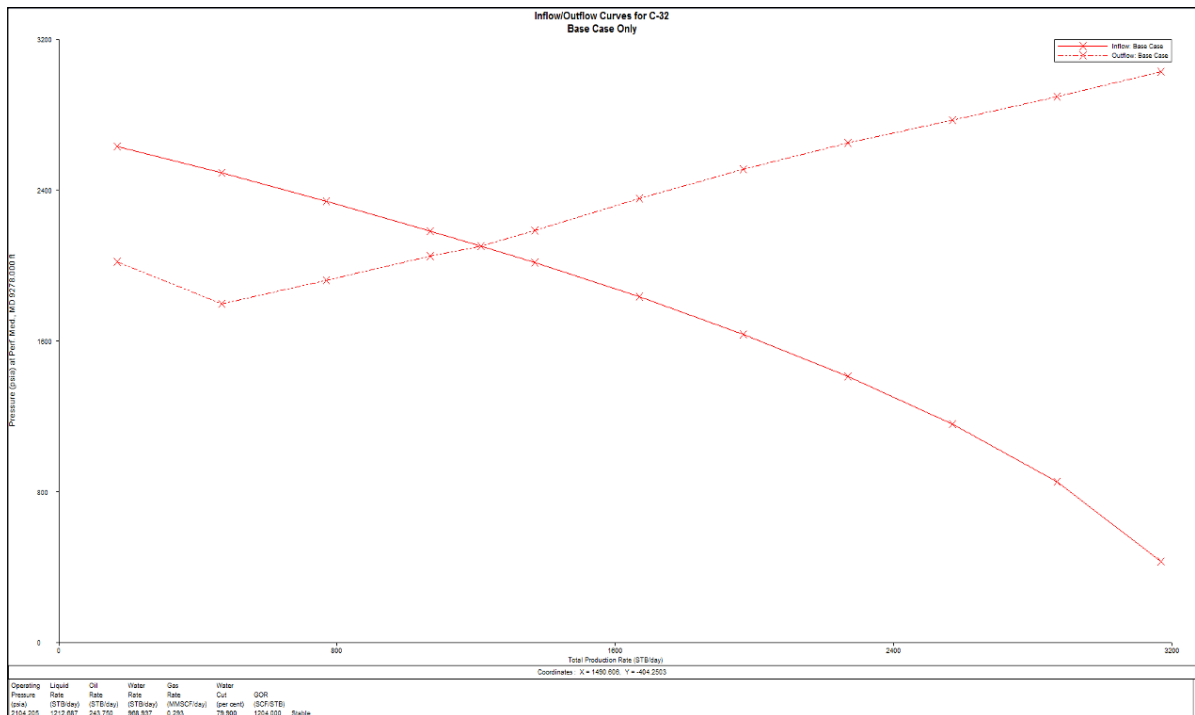
- **Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en separador).**

Figura 72. Pantalla “Corrida con el nodo en el fondo”.



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 73. Gráfica de Inflow/Outflow (Vogel) con nodo en fondo de pozo.

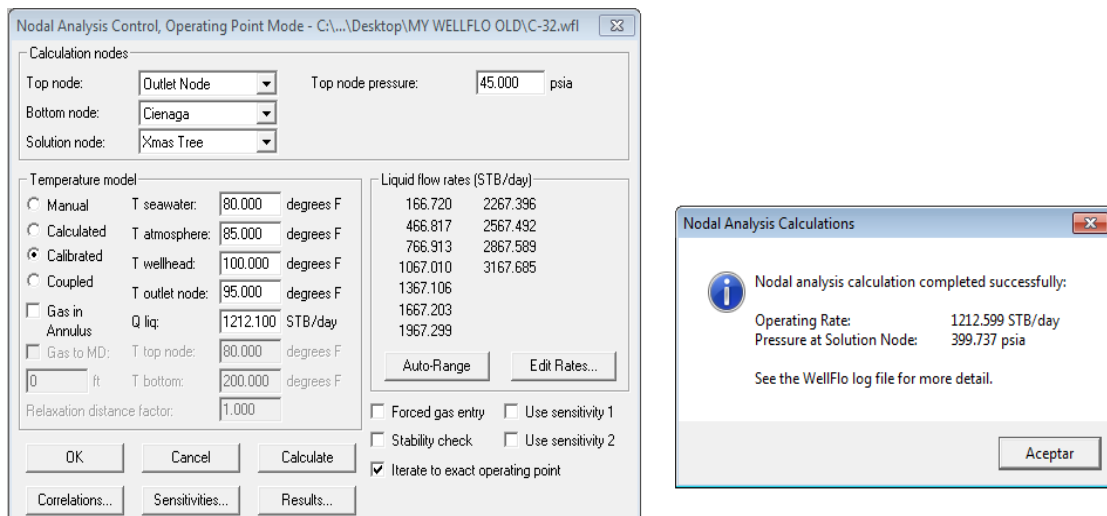


Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- **Corrida con en el nodo cabezal (nodo solución en cabeza y final en separador)**

Una vez que se logra reproducir la información, es necesario verificar en el gráfico de la curva de gradiente de fluido del pozo, en su recorrido desde el fondo hasta la superficie, si la presión en el cabezal del pozo y la presión en el separador están representadas en dicho gráfico. Esta curva se obtiene al seguir la ruta “*Results - Plot- Pressure/ Depth Plot*”.

Figura 74. Pantalla “Corrida con el nodo en el cabezal”.



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

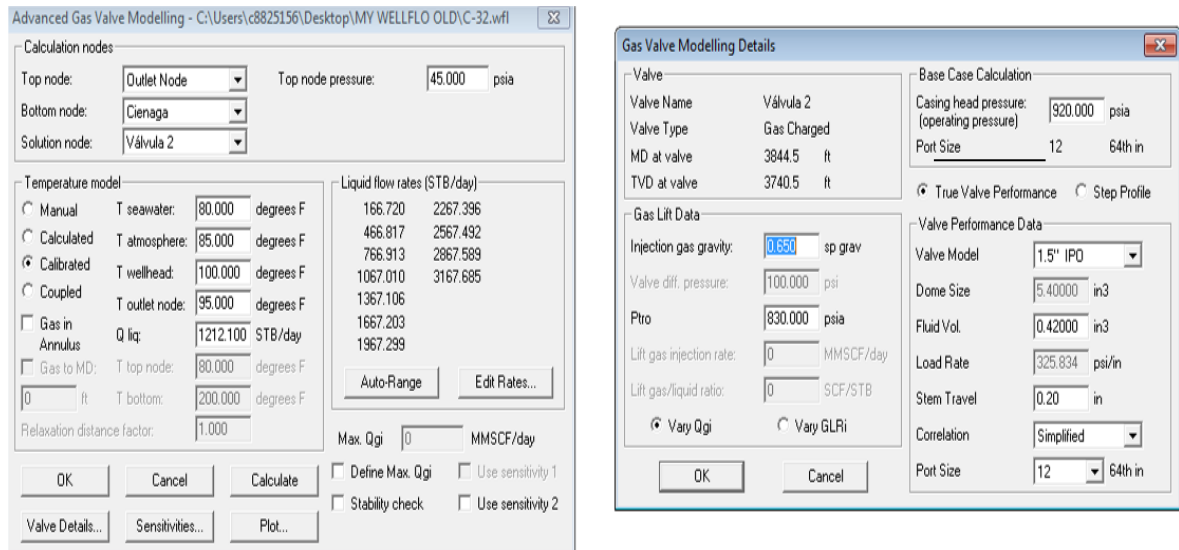
5.3.4.3.1. Determinación de la válvula operadora

El simulador selecciona como válvula operadora la válvula más profunda que posea una presión de producción mayor a la presión de producción requerida para abrirla.

1. Seguidamente se procede a cotejar la tasa de inyección de gas Lift (Qgi) actual y la tasa de producción Líquida (ql) utilizando la sección “Advanced Gas Valve Modelling” del menú “Analysis”.

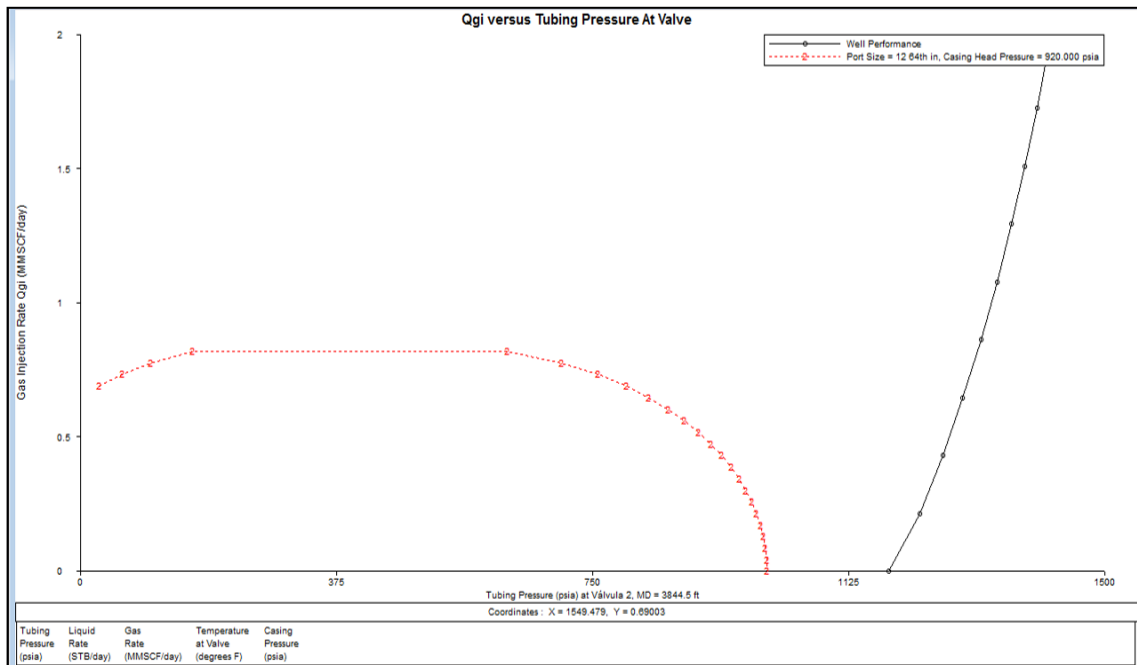
Lo primero que se debe hacer es colocar el nodo solución en la válvula más profunda y en la sección “Valvule Details” es necesario activar el comando “True Valvule Performance”, Cuando se trata de orificios se usa la correlación “Thornhill Craver” y si se trata de una válvula se recomienda el de “Winkler” o el modelo “TUALP”, luego al calcular y hacer click en Plot.

Figura 75. Pantalla “Advanced Gas valve Modeling”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Figura 76. Curva de “Qgi Versus Tubing Pressure at Valve”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

Este gráfico representa la variación de presión en la tubería de producción en función de la tasa de gas de inyección. La curva de color rojo representa el comportamiento dinámico de la válvula, mientras que la curva en color negro representa el comportamiento de presión en la tubería de producción del pozo. La intersección de ambas curvas representa el valor de gas óptimo inyectado para producir la tasa líquida actual del pozo.

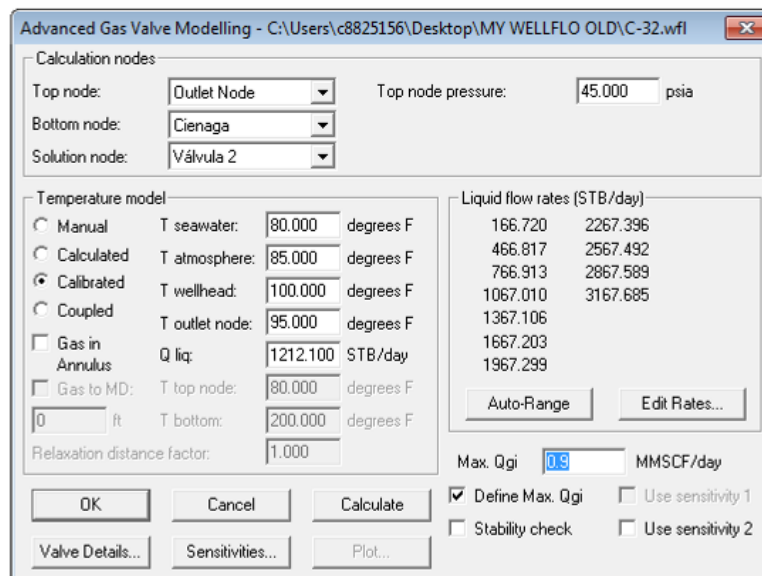
Es importante aclarar que este gráfico puede mostrar comportamientos distintos detallados a continuación:

- **Caso 1:** Cuando la tasa óptima de gas de inyección y la tasa líquida del pozo no están cotejadas: En este caso el punto de intersección del gráfico no corresponde con la tasa de inyección de gas óptima para reproducir la tasa líquida de producción del pozo. Cuando esto sucede el pozo aún no está cotejado; por lo que es necesario determinar la presión de Casing

(CHP) en condiciones favorables, el tamaño de orificio óptimo expuesto al flujo de gas o la presión de calibración (PTRO) de la válvula operadora.

- **Caso 2:** Cuando no existe intersección entre ambas curvas: En este caso las curvas mostrarán un comportamiento similar al mostrado en la figura 76. Cuando esto sucede es necesario activar en la sección “Advanced Gas Valve Modelling” la opción “Define Max. Qgi” una vez que se activa esta opción se podrá introducir otro valor máximo de gas de inyección con el fin de desplazar el gráfico hacia la izquierda y poder obtener la intersección entre ambas curvas (ver figuras 77 y 78). En caso de no lograr reproducir es necesario variar el RGP del pozo y repetir los pasos del 6 en adelante de la fase de cotejo de la información, si no resulta lo más conveniente es variar el porcentaje de agua y en última instancia la correlación de flujo vertical.

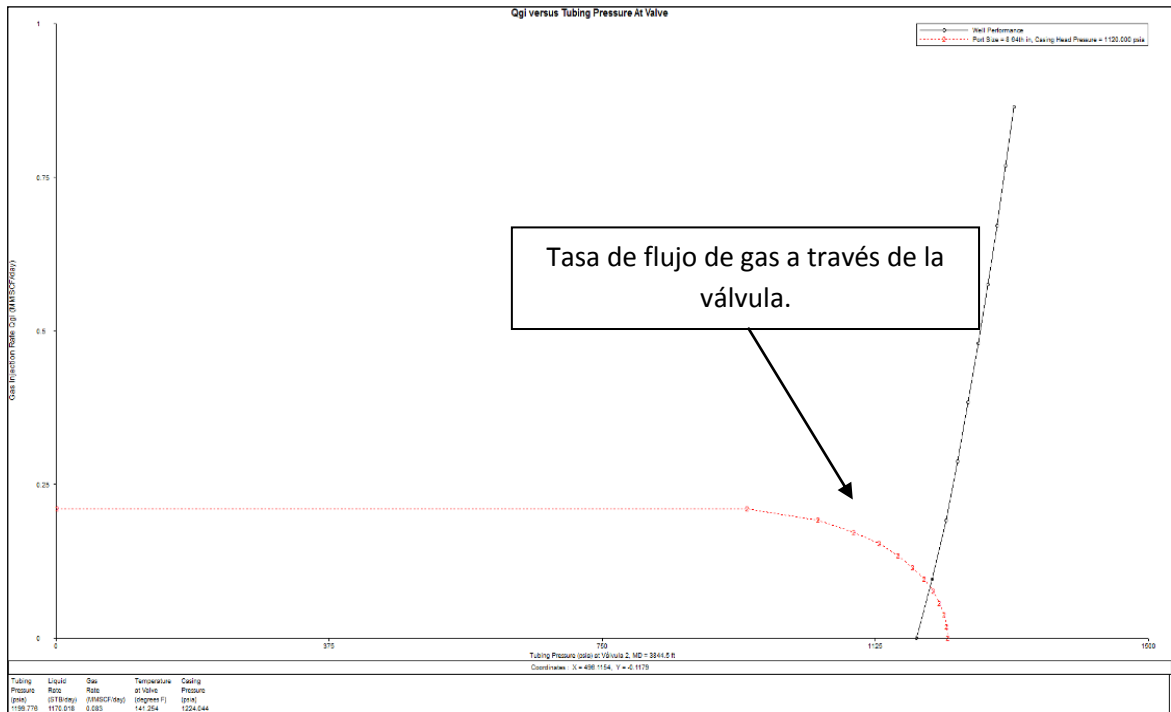
Figura 77. Pantalla de ajuste del valor máximo de inyección de gas



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

- En la sección “Advance Gas Valve Modelling” de “Análisis” se determina la tasa de gas que la válvula operadora deja pasar bajo las condiciones de producción del pozo, este valor debe ser similar (+ ó – 10%) al reportado como tasa de inyección, si esto se cumple es consistente la información utilizada en el diagnóstico, de lo contrario se revisaría nuevamente la información para validarla nuevamente.

Figura 78. Curva de “Qgi Versus Tubing Pressure at Valve”



Fuente: Autor, Simulación en Wellflo™, Pozo C-32

6. ANALISIS DE RESULTADOS

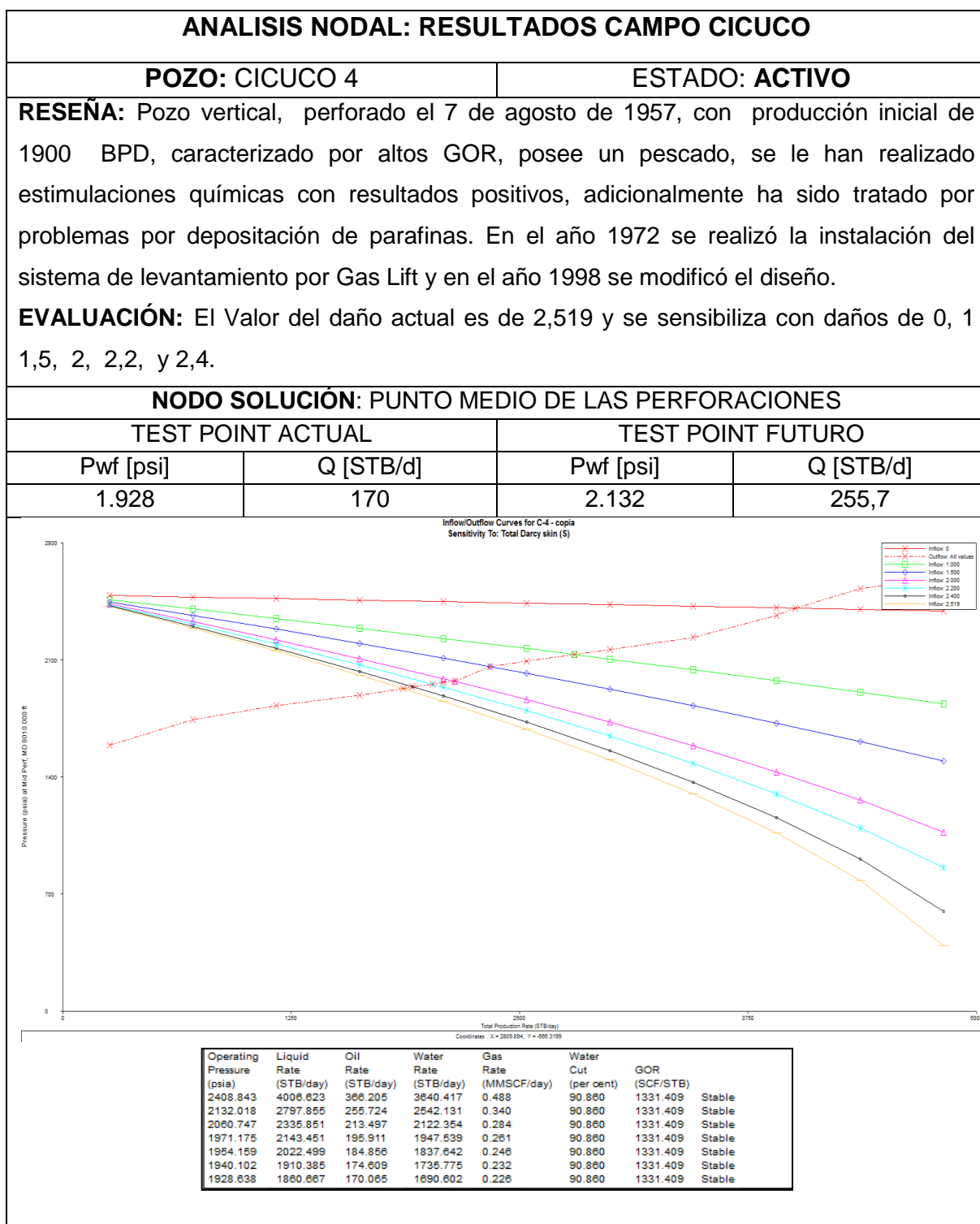
Con la recopilación de los resultados obtenidos y para la mejor interpretación de estos, se han se han organizado de tal manera que inicialmente se aborden los aspectos generales del pozo como estado, año de perforación, producción inicial y eventos relevantes que han tenido lugar en el pozo en su periodo de actividad.

Posteriormente se exponen las curvas de influjo del pozo en función del daño presente en la formación, el incremento de la producción en función del diámetro de la línea de producción, el aumento de la producción en función del volumen de gas de inyección y principalmente el análisis nodal, donde puede visualizarse el punto que representa las condiciones óptimas para producir el pozo.

Adicionalmente se exponen gráficos comparativos entre la rata de flujo a condiciones actuales y optimizadas empleando el análisis Nodal.

A continuación en orden de numeración se muestran los resultados de la optimización de los pozos con levantamiento artificial por Gas Lift mediante análisis nodal haciendo uso del software WELLFLO™, los pozos evaluados del campo Cicuco son el C-4, C-8, C-18, C-22, C-23 y C-32.

Tabla 8. Reporte de resultados pozo Cicuco-4



ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 4

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El valor inicial de la línea de superficie es de 3,068", se hace la sensibilidad para diámetros internos menores de 2,469", 2,739" y 3,009" y diámetros internos mayores de 3,278" y 3,548"

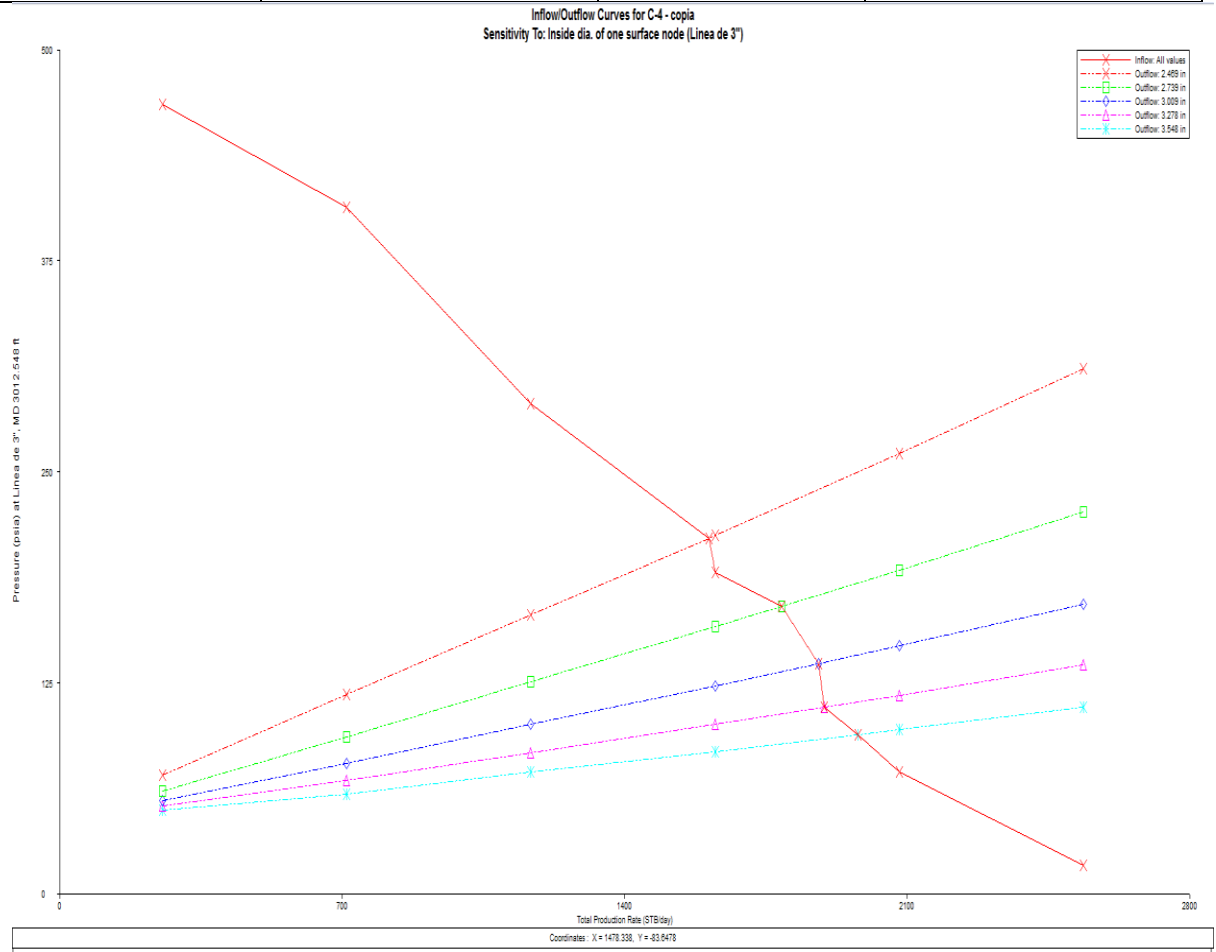
NODO SOLUCIÓN: CABEZAL

TEST POINT ACTUAL

Pwh [psi] Q [STB/d]
 120 170

TEST POINT FUTURO

Pwh [psi] Q [STB/d]
 95 180,7



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
210.781	1607.232	146.901	1460.331	0.196	90.880	1331.409	Stable
170.272	1787.352	163.364	1623.988	0.218	90.880	1331.409	Stable
136.855	1878.603	171.704	1706.898	0.229	90.880	1331.409	Stable
110.804	1893.632	173.078	1720.554	0.230	90.880	1331.409	Stable
94.778	1977.812	180.772	1797.040	0.241	90.880	1331.409	Stable

ANALISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 4

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El Valor inicial de volumen de gas de inyección es 0,735 MMSCF y se sensibiliza con valores de 0,9 MMSCF a 1,6 MMSCF.

NODO SOLUCIÓN: VÁLVULA OPERADORA

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwf [psi]

Q [STB/d]

Pwf [psi]

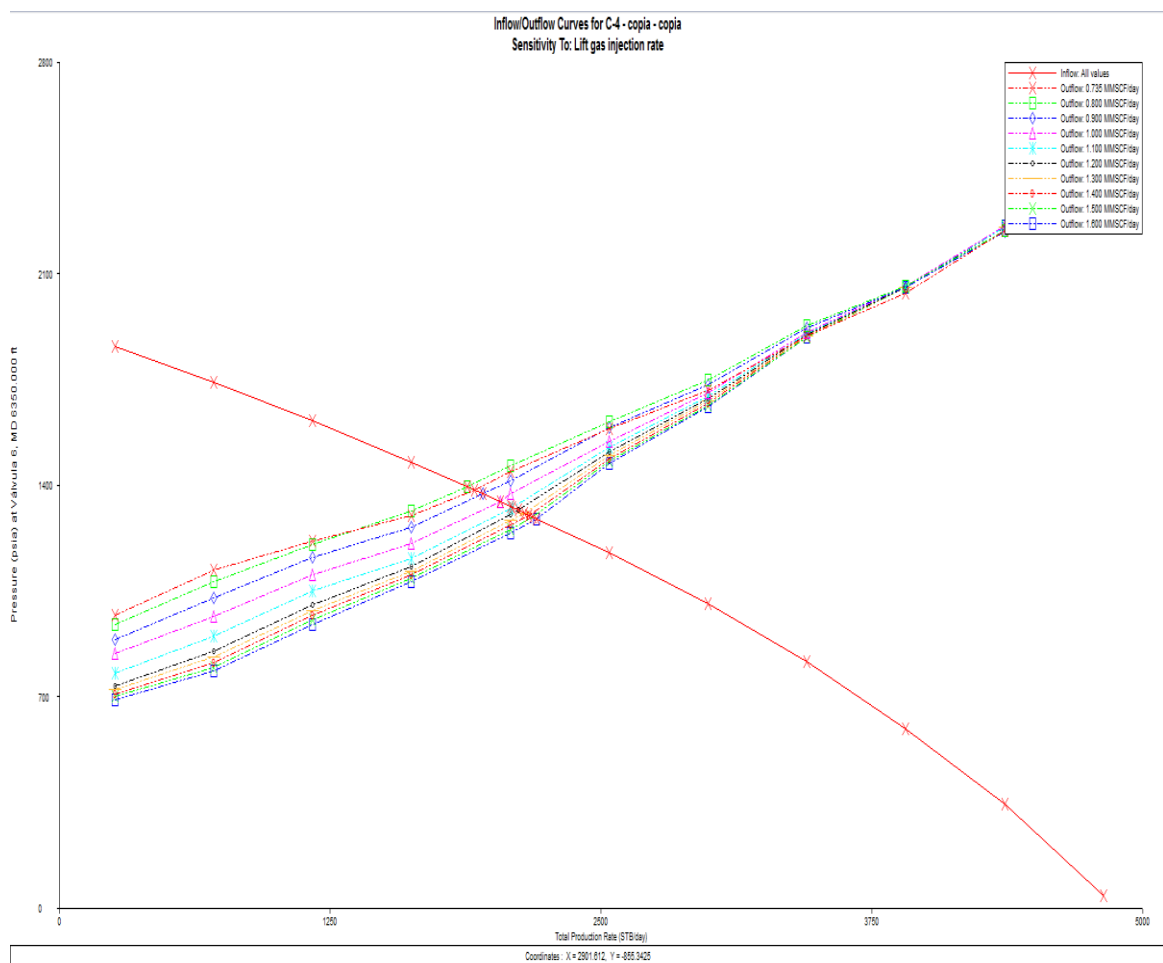
Q [STB/d]

1.385

170

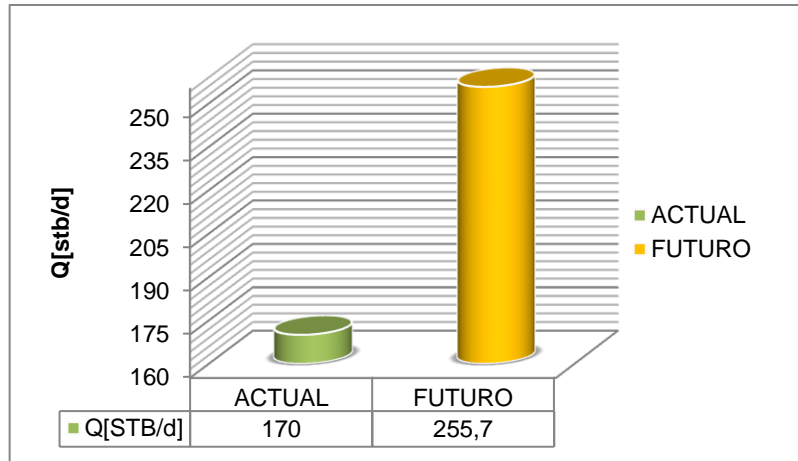
1.290

201

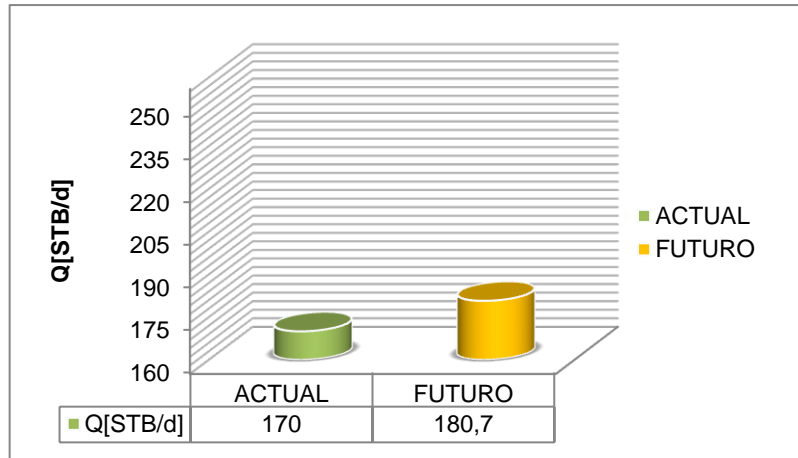


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
1385.652	1850.736	170.071	1690.665	0.226	90.860	1331.409	Stable
1395.821	1850.498	171.878	1708.620	0.229	90.860	1331.409	Stable
1372.287	1952.904	178.495	1774.408	0.238	90.860	1331.409	Stable
1348.317	2032.069	185.733	1846.336	0.247	90.860	1331.409	Stable
1327.892	2087.686	190.815	1896.872	0.254	90.860	1331.409	Stable
1317.880	2117.548	193.544	1924.004	0.258	90.860	1331.409	Stable
1309.278	2143.112	195.880	1947.231	0.261	90.860	1331.409	Stable
1301.923	2165.027	197.883	1967.143	0.263	90.860	1331.409	Stable
1295.646	2183.737	199.594	1984.143	0.266	90.860	1331.409	Stable
1290.285	2199.724	201.055	1998.669	0.268	90.860	1331.409	Stable

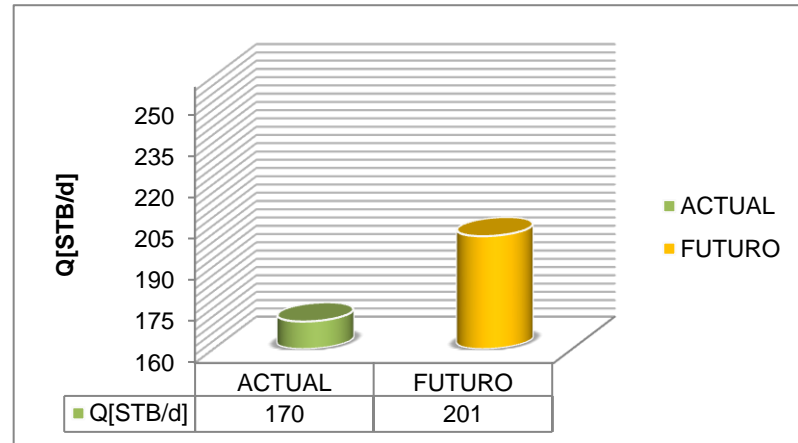
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



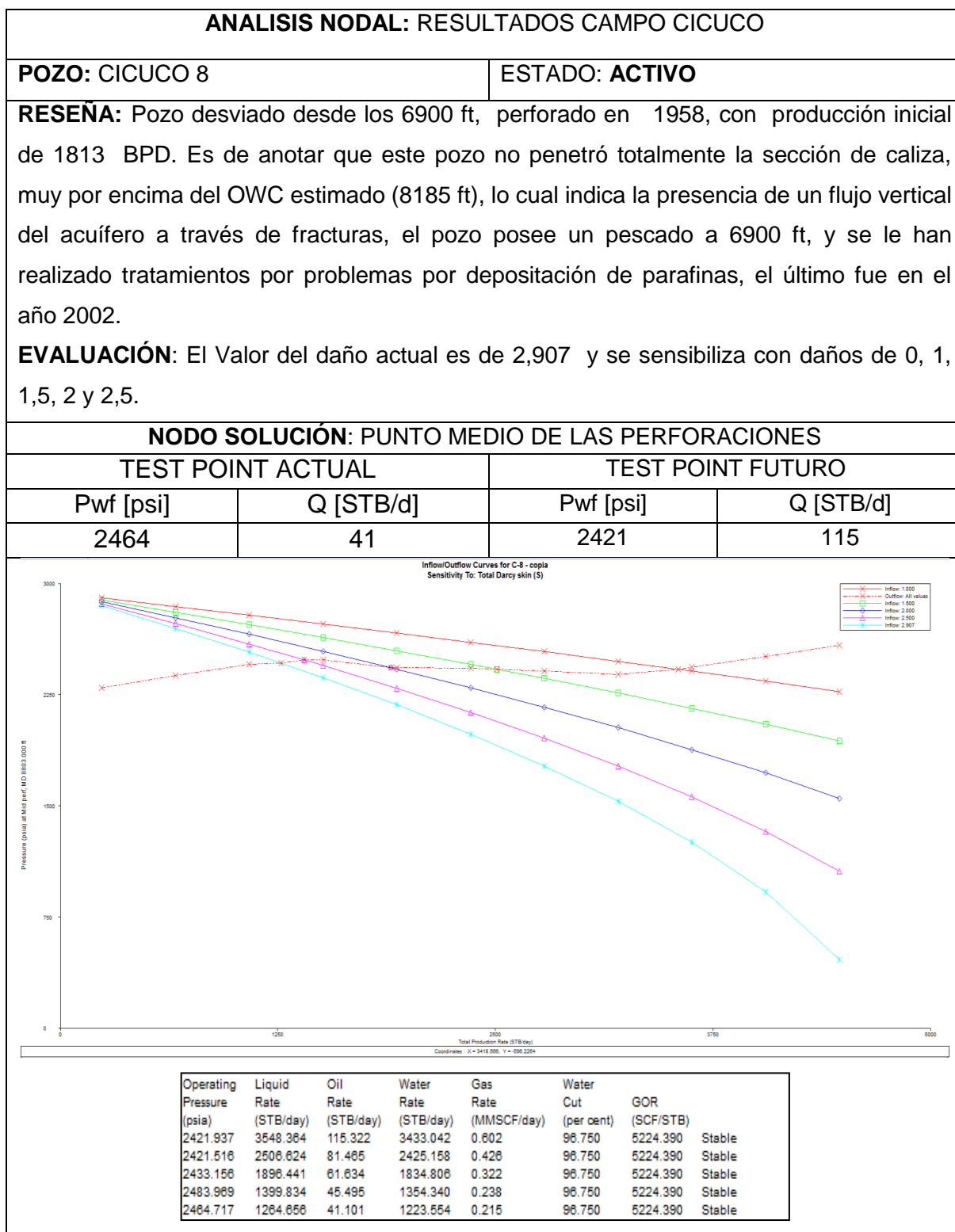
ANÁLISIS

El daño que presenta el pozo C-4 es tolerable ya que es menor que 7 encontrándose fuera del rango de daños severos, al realizar operaciones de estimulación que permitan reducir el valor del daño a 1, se generaría un incremento de 86 Bls que representan un 50% del potencial de producción actual del pozo, si se redujera el daño a cero el incremento sería de 196 Bls, es importante destacar que para valores de daño leves es recomendable no realizar estimulaciones ya que puede existir el riesgo de generar un mayor daño, sin embargo teniendo en cuenta los resultados obtenidos con la sensibilización del daño se evaluaría la posibilidad económicamente.

Al analizar los resultados del nodo en cabezal se observa que se podría obtener una optimización de alrededor del 6% del potencial de producción del pozo realizando el cambio de tubería de diámetro nominal de 3" a un diámetro nominal de 3,5", y de un diámetro interno de 3,068" a un diámetro interno de 3,548", se debe destacar que para lograr el caudal y la presión actual del pozo en el nodo cabezal se ajustó el diámetro interno de tubería a un valor correspondiente de 3" esto indica que la línea de producción de diámetro nominal de 3" posee restricciones internas que impide el flujo normal de los fluidos ocasionando una pérdida de producción.

Al analizar los resultados de la sensibilización de volúmenes de inyección de gas, se observa que con incrementos de 0,1 MSCF el aumento en la producción es muy pequeño, el aumento más significativo se da en el rango de 1,5 a 1,6 MSCF, incremento que representa el 17% del potencial de producción actual del pozo, actualmente es muy poco probable que se pueda generar esta ampliación en el volumen de inyección debido a la disponibilidad de gas que se tiene, sin embargo una inyección de 1,1 MSCF es posible y generaría un incremento de 20 Bls.

Tabla 9. Reporte de resultados pozo Cicuco-8



ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 8

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El valor inicial es de 3,068", se hace la sensibilidad para diámetros internos mayores de 3,278", 3,334", 3,548" y 4,026".

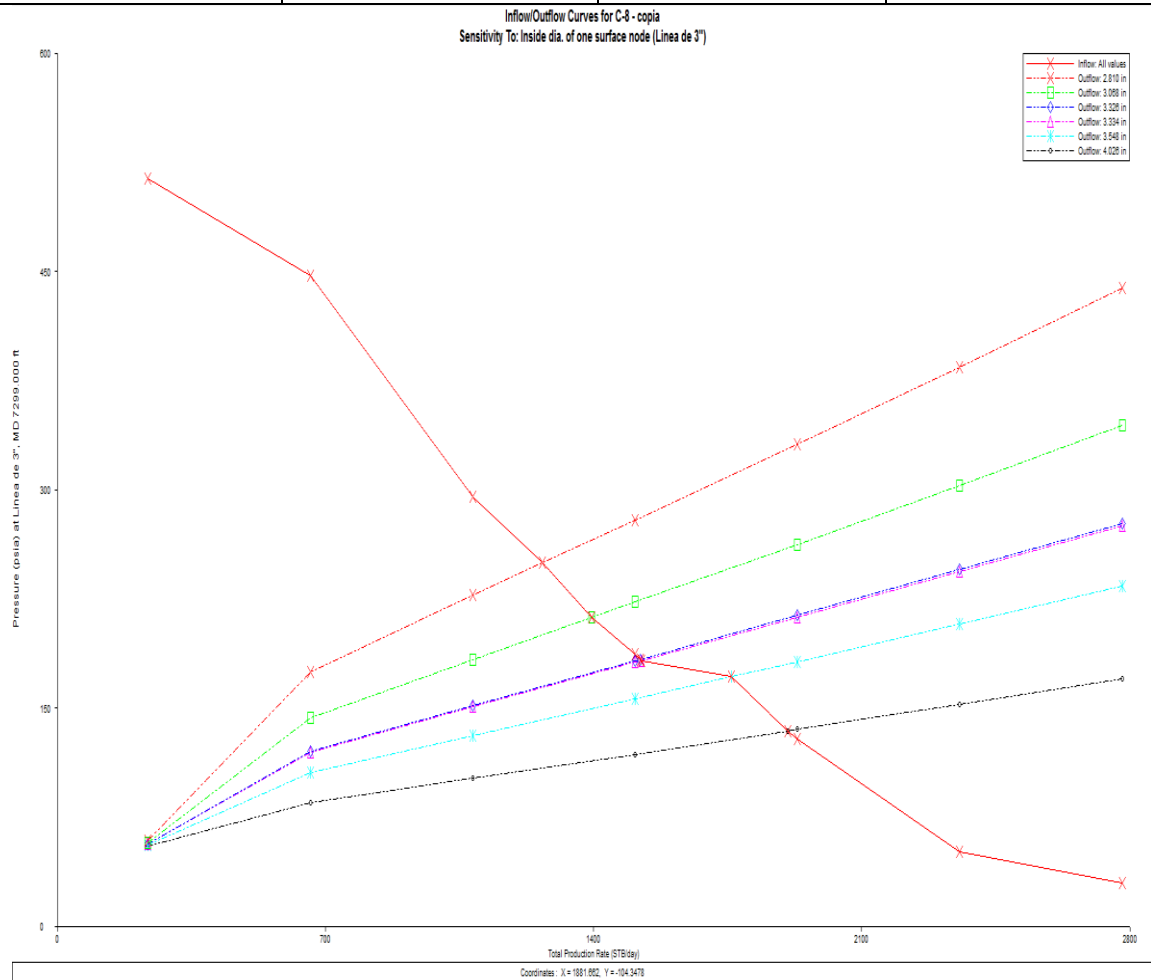
NODO SOLUCIÓN: CABEZAL

TEST POINT ACTUAL

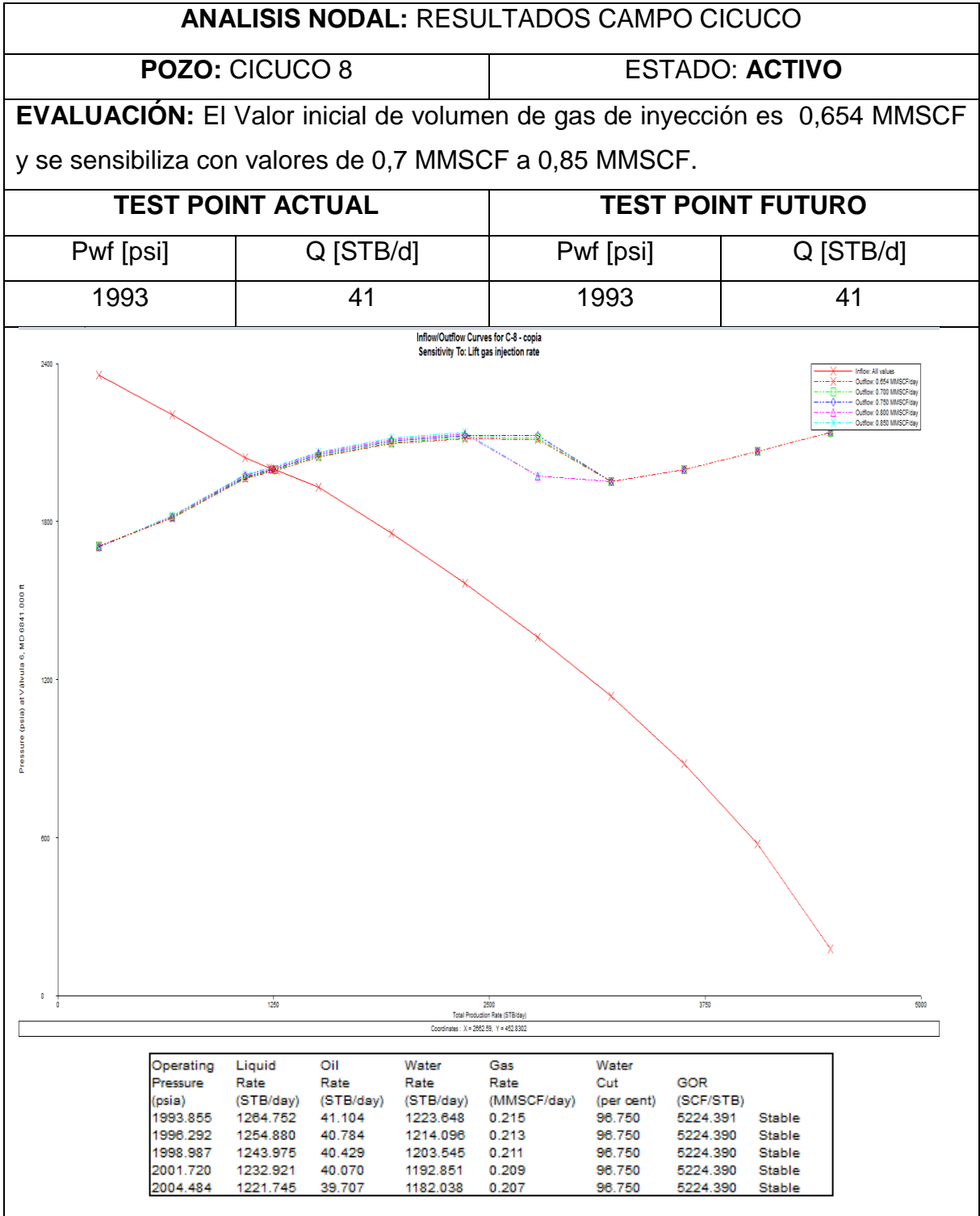
Pwh [psi] Q [STB/d]
 250 41

TEST POINT FUTURO

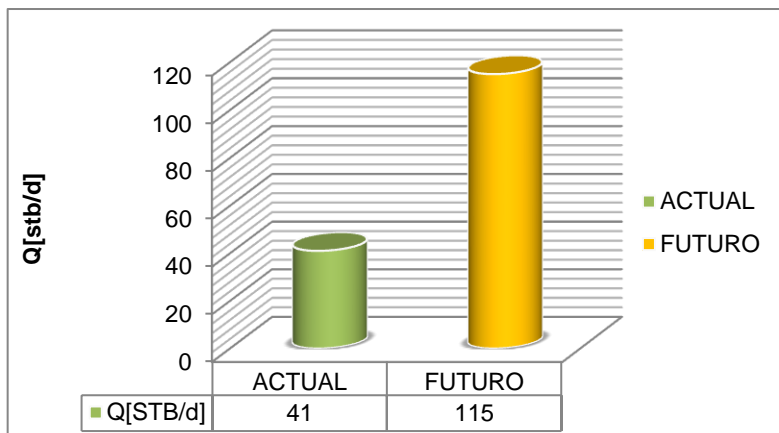
Pwh [psi] Q [STB/d]
 135 62



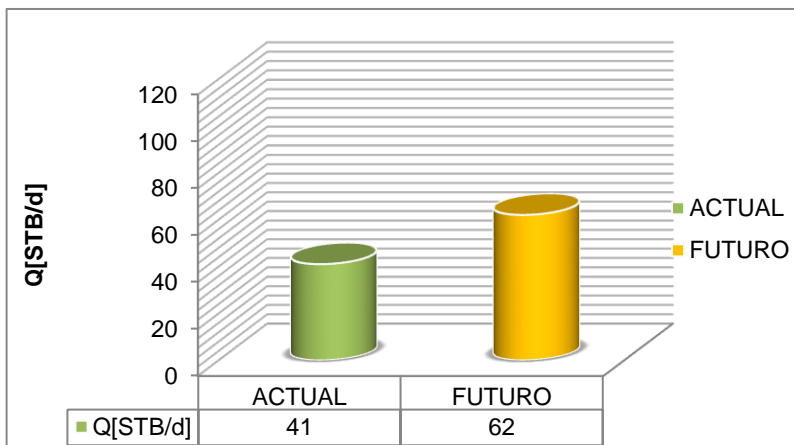
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
249.887	1264.677	41.102	1223.575	0.215	96.750	5224.390	Stable
212.610	1394.068	45.307	1348.760	0.237	96.750	5224.390	Stable
183.859	1521.405	49.446	1471.959	0.258	96.750	5224.390	Stable
183.012	1524.429	49.544	1474.885	0.259	96.750	5224.391	Stable
171.841	1757.641	57.123	1700.518	0.298	96.750	5224.390	Stable
134.794	1906.267	61.954	1844.313	0.324	96.750	5224.390	Stable



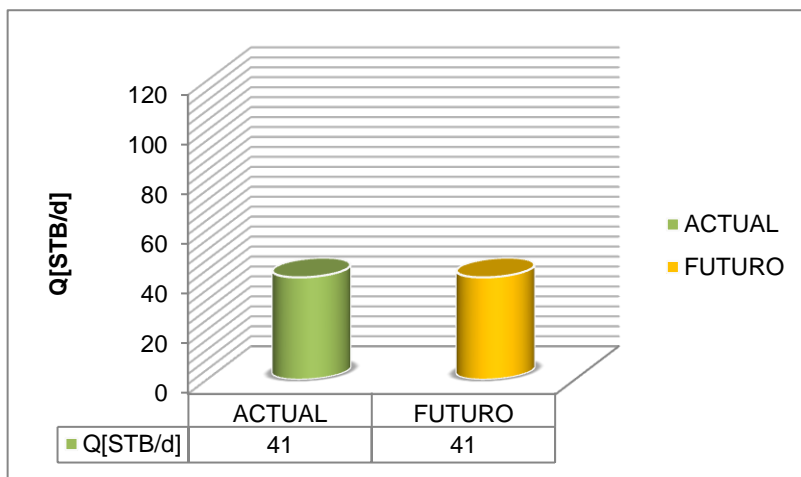
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



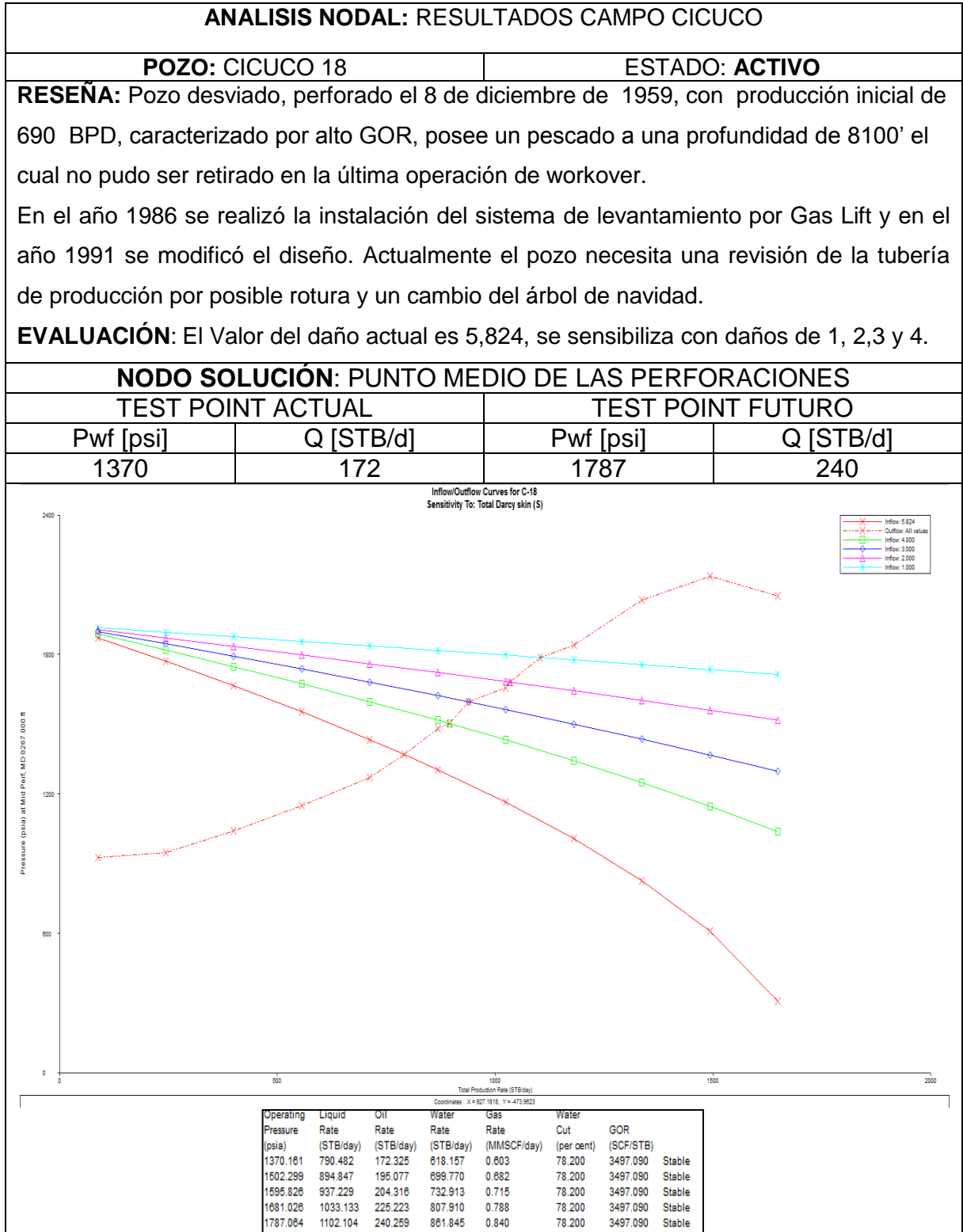
ANÁLISIS

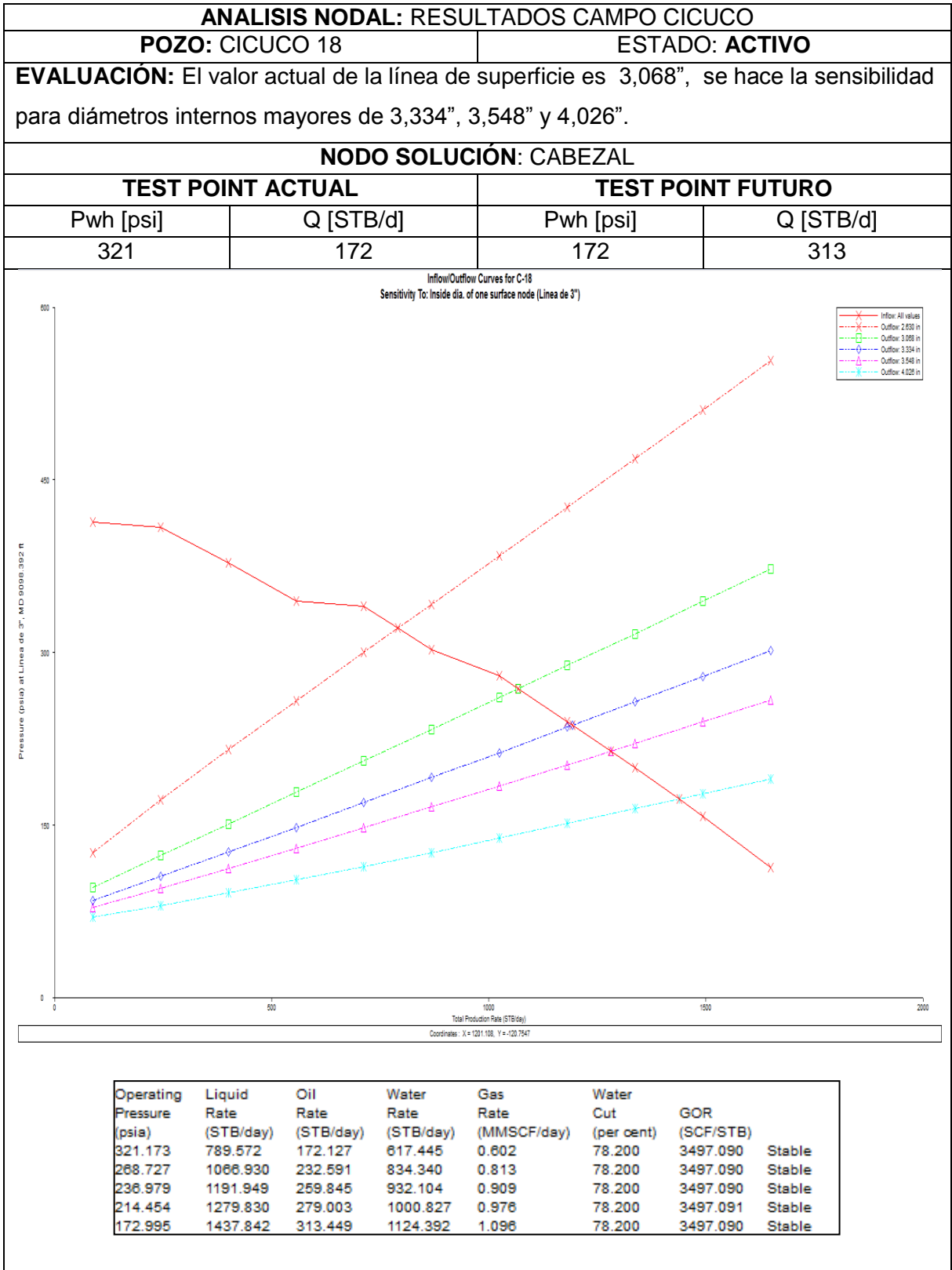
El valor de daño presente en este pozo se ubica en un rango aceptable, la sensibilización en el nodo en medio de las perforaciones muestra que llevando el daño a 1, el aumento en la producción sería casi el doble con 74 Bls, en este caso sería recomendable realizar un estudio PVT para determinar las condiciones reales del fluido del pozo y comprobar que la simulación en el nodo medio de las perforaciones sea preciso, ya que para este pozo no se tienen estudios actualizados y fue necesario el uso de correlaciones. En caso de que sea favorable se recomienda realizar una estimulación pero con un previo estudio del destino del volumen de agua que generaría el pozo, teniendo en cuenta los permisos de vertimiento del campo.

Al realizar el análisis de los resultados obtenidos en el nodo cabezal se concluye que se podría obtener una optimización de alrededor del 51% del potencial de producción del pozo realizando el cambio de tubería de diámetro nominal de 3" a un diámetro nominal de 4", y de un diámetro interno de 2,8" a un diámetro interno de 4,026", Se debe tener en cuenta que la línea de producción de 3" cuenta con algún nivel de restricción interna pues para efectos de la simulación se dejó con diámetro interno de 2,8" en lugar del real que es 3,068", esto para poder reproducir la tasa y presión actuales del pozo, por lo tanto esto indica que realizando una limpieza de la línea de 3" con la que se cuenta actualmente se obtendría una optimización de alrededor del 10% del potencial actual del pozo.

Con la gráfica de sensibilización de volúmenes de inyección de gas, se observa que con incrementos de 0,05 MSCF no hay aumento en la producción, con los resultados se puede inferir que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de inyección de gas, debido a que al realizar la sensibilización con mayores volúmenes de gas no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

Tabla 10. Reporte de resultados pozo C-18





ANALISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 18

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El Valor inicial de volumen de gas de inyección es 0,714 MMSCF y se sensibiliza con valores de 0,6 MMSCF y de 0,75 MMSCF y de 0,75MMSCF hasta 1 MMSCF con incrementos de 0,5 MMSCF.

NODO SOLUCIÓN: VÁLVULA OPERADORA

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwf [psi]

Q [STB/d]

Pwf [psi]

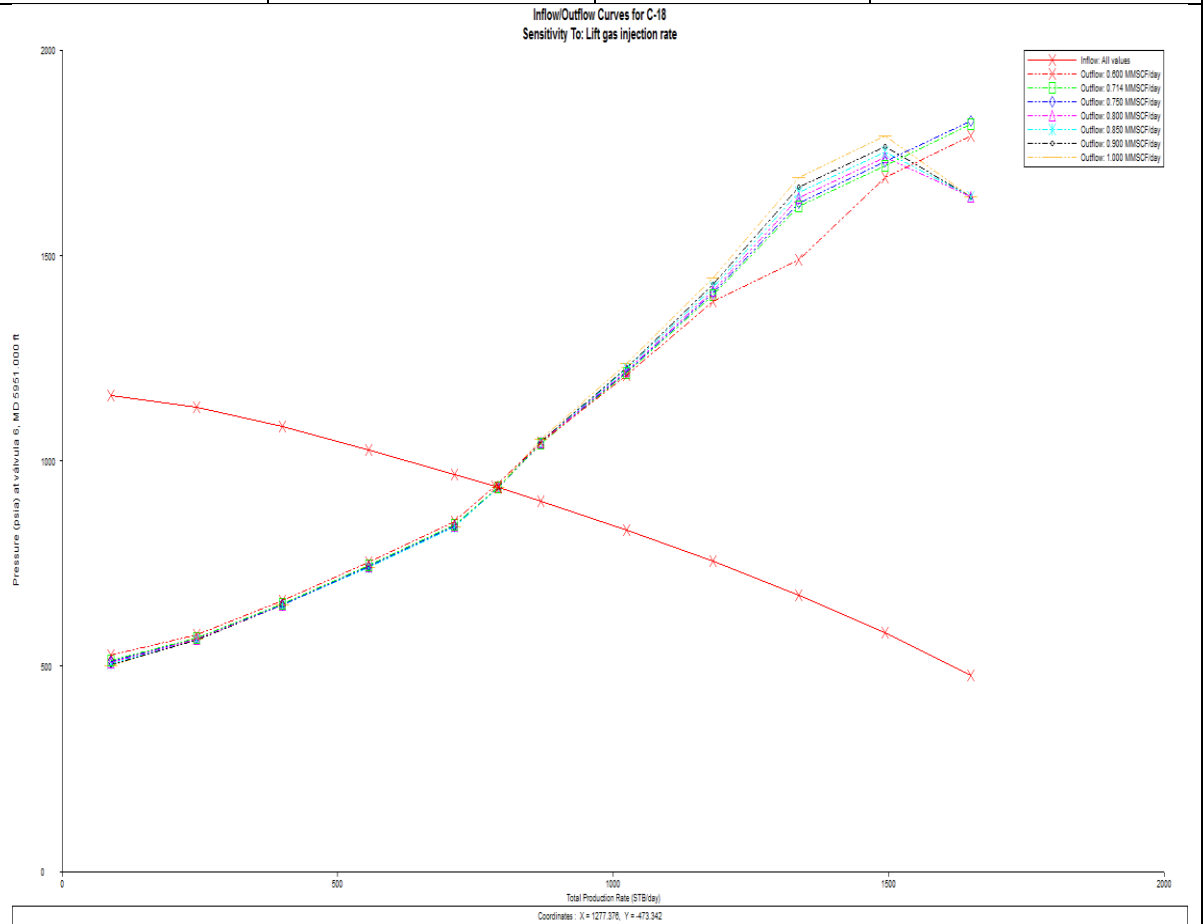
Q [STB/d]

936

172

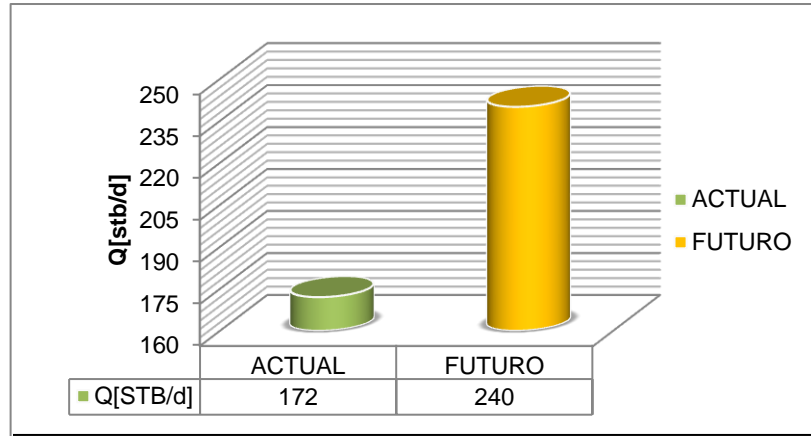
936

172

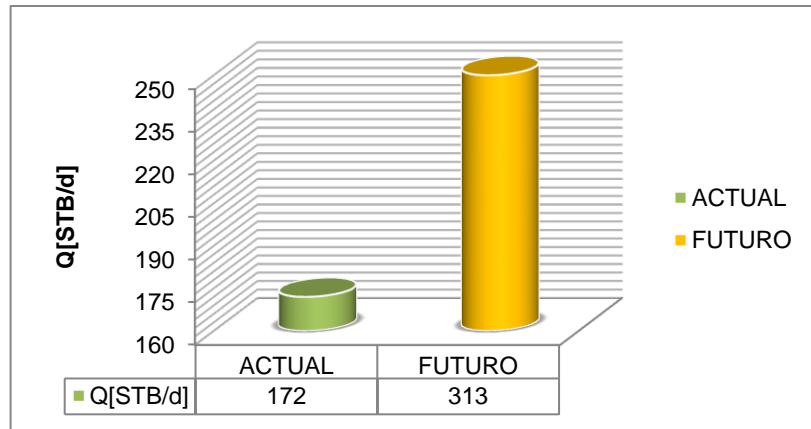


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
938.308	784.266	170.970	613.296	0.598	78.200	3497.090	Stable
938.058	789.690	172.152	617.537	0.602	78.200	3497.090	Stable
935.676	790.605	172.352	618.253	0.603	78.200	3497.090	Stable
935.352	791.383	172.521	618.861	0.603	78.200	3497.090	Stable
935.296	791.521	172.552	618.969	0.603	78.200	3497.091	Stable
935.402	791.263	172.495	618.768	0.603	78.200	3497.090	Stable
936.141	789.483	172.107	617.376	0.602	78.200	3497.090	Stable

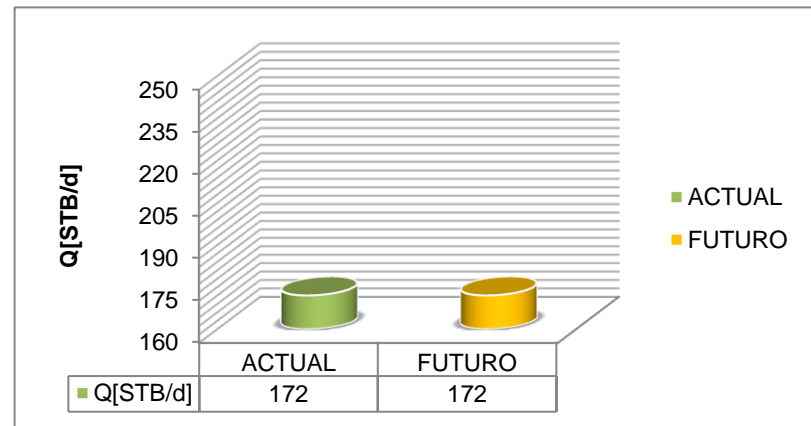
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



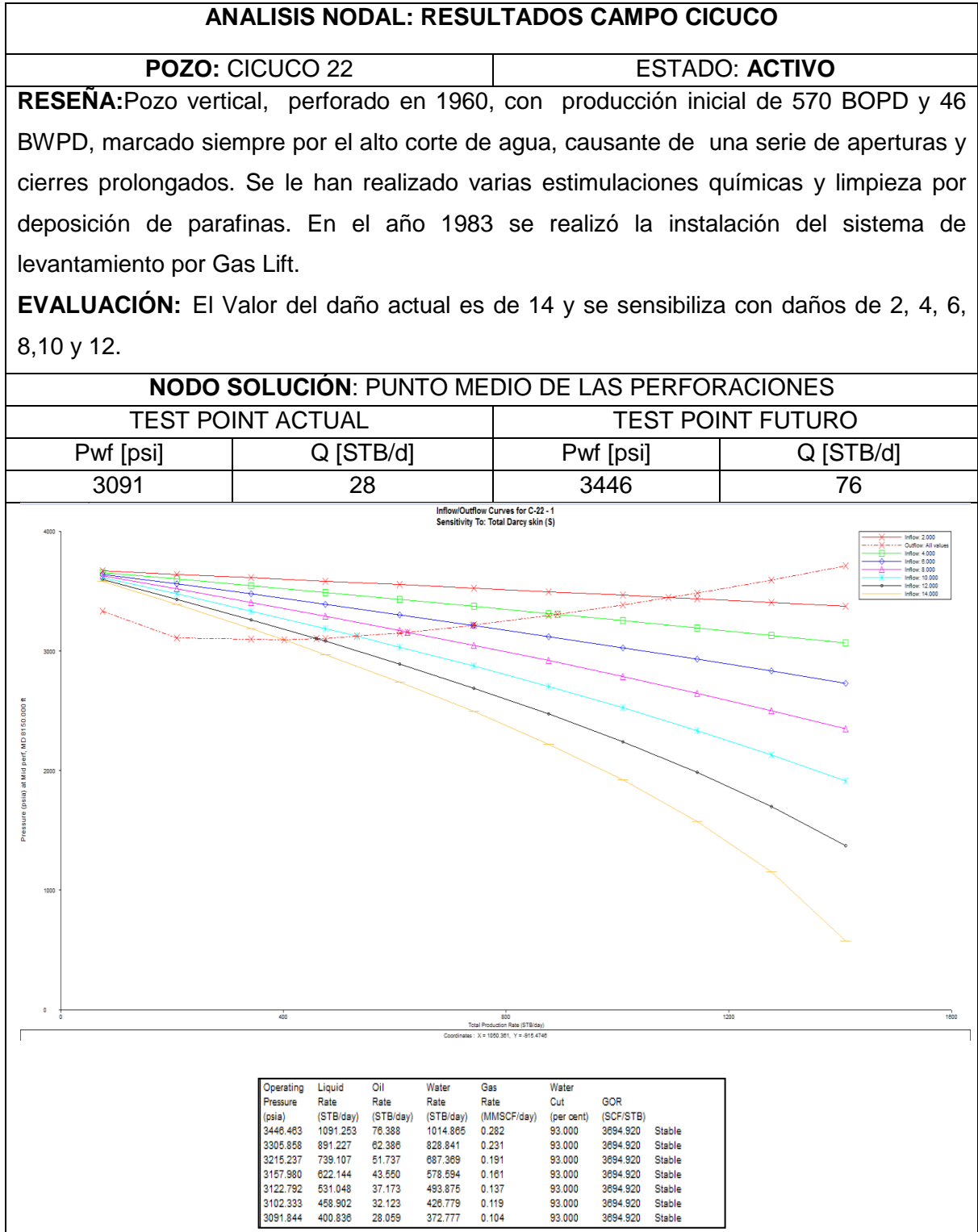
ANÁLISIS

El pozo C-18 cuenta con un valor de daño cercano a 6, este valor es aceptable pero se encuentra cercano al rango de daño severo ($S > 7$), por lo tanto este pozo es un excelente candidato para realizar una optimización de daño con la ejecución de tratamientos de estimulación convencional que permitan llevar el daño a un valor igual a 1, de esta forma se obtendrá una optimización de producción del 40 % equivalente a 68 Bls del potencial actual del pozo, tal como lo muestra la gráfica de sensibilización de daño. Es importante resaltar que antes de realizar la estimulación se realicen pruebas PVT del fluido del pozo, ya que en la simulación se hizo uso de correlaciones que tienen diferentes grados de error.

Al analizar la gráfica de sensibilización de diámetro de tubería efectuada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está generando la pérdida del 35 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logró simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2.63", al realizar el cambio de la línea de 3" a 4" se estaría optimizando producción en valores cercanos al 82 % del potencial actual del pozo equivalente a 141 Bls. Estos resultados demuestran que la limpieza de la línea es vital en longitudes extensas como la de esta.

En la gráfica de sensibilización de volúmenes de inyección de gas, se observa que con incrementos de 0,05 MSCF no hay aumento en la producción, también se puede ver que con un volumen de inyección menor al inyectado la producción cae, por lo tanto la simulación es confiable y se puede concluir que el pozo tiene el volumen de inyección de gas adecuado. Se ha comprobado con pruebas de inyección de gas que este pozo no incrementa su producción con mayores volúmenes de gas.

Tabla 11. Reporte de resultados pozo Cicuco-22



ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 22

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El valor actual del diámetro interno de la línea de superficie es 3,068", se hace la sensibilidad para diámetros internos mayores de 3,328", 3,334" y 3,543".

NODO SOLUCIÓN: CABEZAL

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwh [psi]

Q [STB/d]

Pwh [psi]

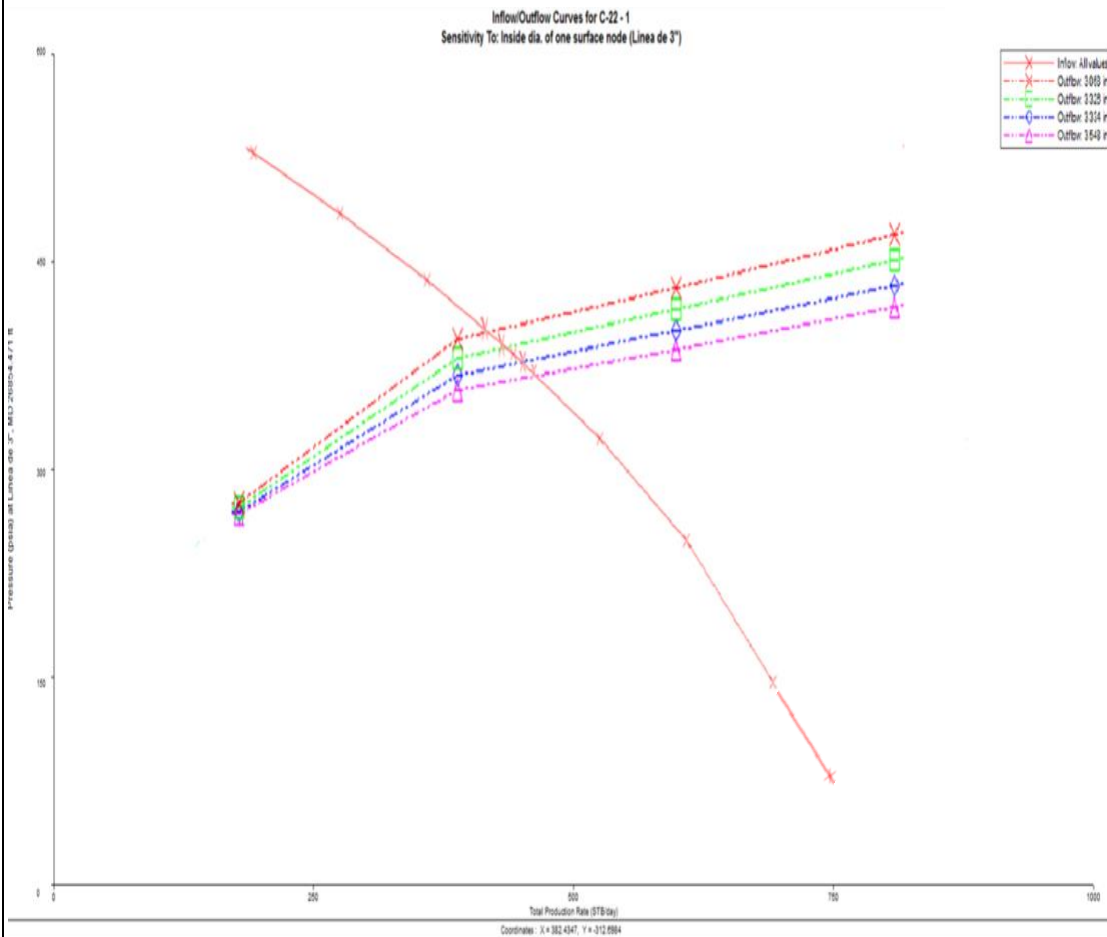
Q [STB/d]

400

28

340

31



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
399.275	400.836	28.059	372.777	0.104	93.000	3694.920	Stable
398.068	418.738	29.312	389.427	0.108	93.000	3694.920	Stable
363.687	432.925	30.305	402.620	0.112	93.000	3694.920	Stable
340.739	447.069	31.295	415.774	0.116	93.000	3694.920	Stable

ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 22

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El Valor inicial de volumen de gas de inyección es 0,347 MMSCF y se sensibiliza con valores de 0,4 MMSCF, 0,7 MMSCF, 0,8 MMSCF y 0,9 MMSCF.

NODO SOLUCIÓN: VÁLVULA OPERADORA

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwf [psi]

Q [STB/d]

Pwf [psi]

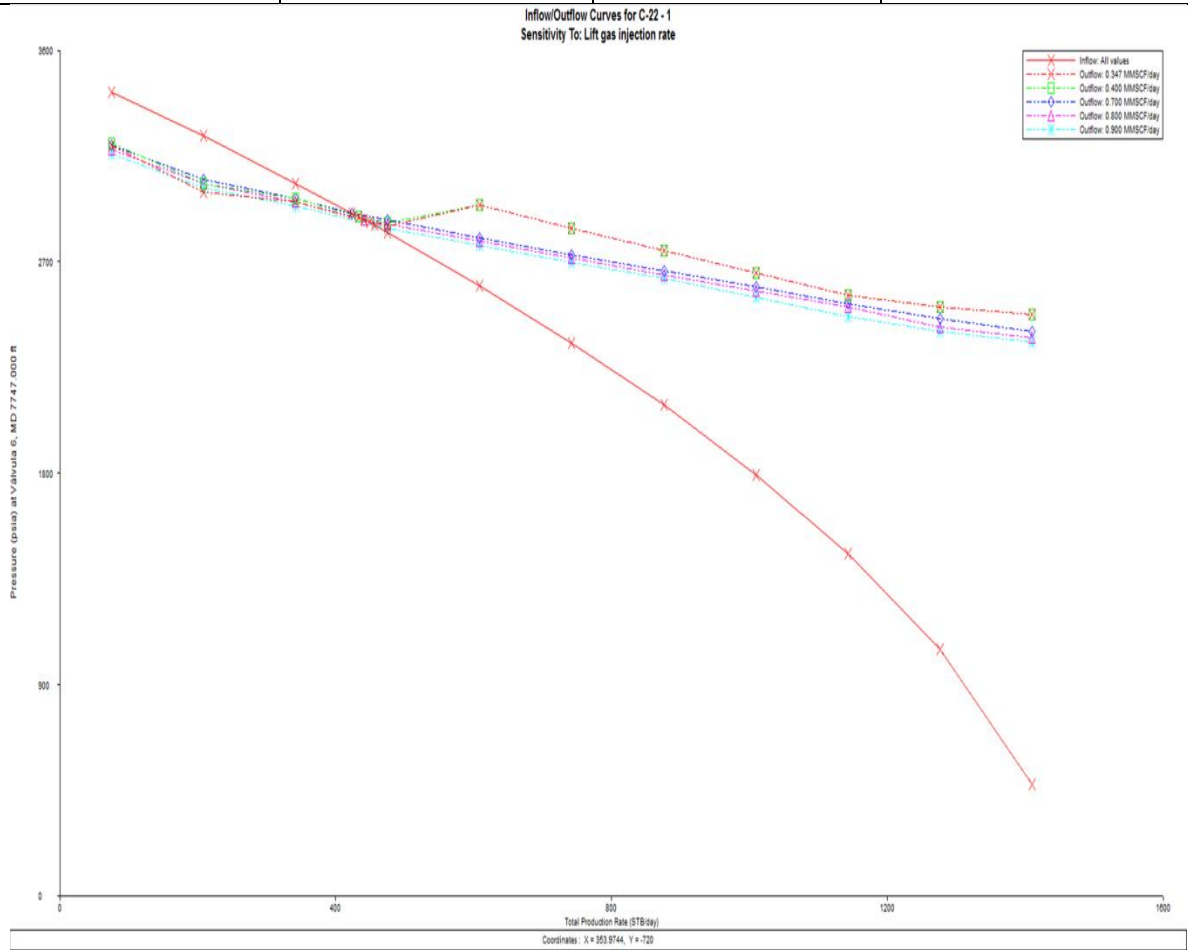
Q [STB/d]

2867

28

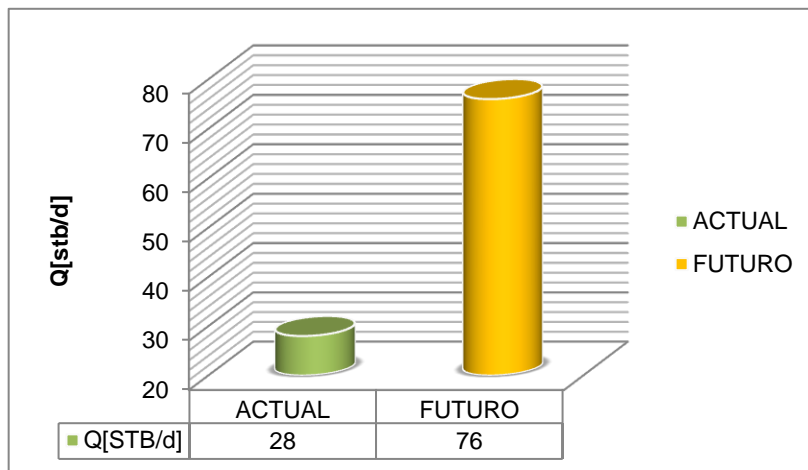
2855

32

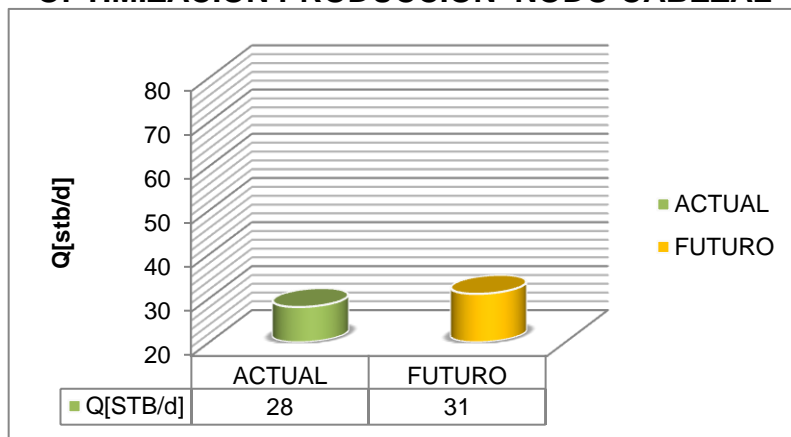


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
2867.392	400.836	28.059	372.777	0.104	93.000	3694.920	Stable
2892.208	448.593	31.401	417.191	0.116	93.000	3694.920	Stable
2907.780	423.269	29.629	393.640	0.109	93.000	3694.920	Stable
2880.539	440.360	30.825	409.535	0.114	93.000	3694.920	Stable
2855.077	456.141	31.930	424.212	0.118	93.000	3694.920	Stable

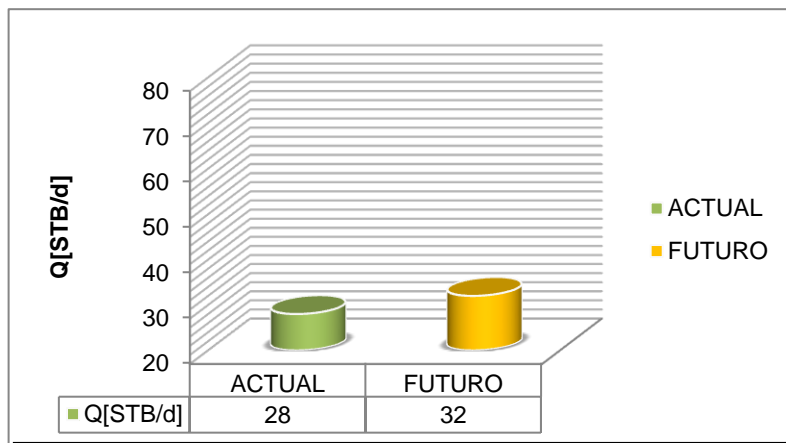
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



ANÁLISIS

El pozo C-22 presenta un valor de daño igual a 14, este daño se clasifica como daño grave ($S > 10$), en este caso se sugiere realizar un método de estimulación convencional con el fin de reducir el daño a valores comprendidos entre 2 y 4, de esta forma se incrementaría la producción de crudo en 48 Bls y 34 Bls con referencia a la producción actual del pozo, lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación teniendo en cuenta la calidad del crudo que produce.

Al analizar la gráfica de sensibilización de diámetro de tubería efectuada en el nodo cabezal se observa que con un cambio de tubería de diámetro nominal de 3" con diámetro interno de 3,068" a un diámetro nominal de 3,5" con diámetro interno de 3,546" se estaría optimizando la producción aproximadamente en un 11 % del potencial actual del pozo equivalente a 3 Bls. Con estos resultados se puede inferir que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal, debido a que al realizar la sensibilización con mayores diámetros tubería el incremento en la producción no tiene grandes cambios.

En la gráfica de sensibilización de volúmenes de inyección de gas, se observa que con incrementos de 0,1 MSCF hay aumento en la producción muy pequeño en promedio de 4% equivalente a 1 Bl, teniendo en cuenta el volumen con el que cuenta el campo para inyectar se toma un valor máximo de 0,9 MMSCF con el cual el pozo produciría un 14% del potencial del pozo, equivalente a 4 Bls.

Tabla 12. Reporte de resultados pozo Cicuco-23

ANALISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO			
POZO: CICUCO 23		ESTADO: ACTIVO	
<p>RESEÑA: Pozo desviado a partir de los 2000 ft, perforado el 14 de julio de 1960 con producción inicial de 144 BOPD, ese mismo año después de un tratamiento con HCL la producción alcanzada fue de 314 BOPD. En 1977 se realizó la instalación del sistema de Gas Lift y posteriormente se realizaron dos modificaciones del diseño del sistema. El pozo se caracteriza por tener alto BSW y por presentar incrustaciones de calcio.</p> <p>EVALUACIÓN: El Valor del daño actual es de 5,945 y se sensibiliza con daños de 4, 3, 2 y 1.</p>			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES			
TEST POINT ACTUAL		TEST POINT FUTURO	
Pwf [psi]	Q [STB/d]	Pwf [psi]	Q [STB/d]
1651	30	2219	41

Inflow/Outflow Curves for C-33
Sensitivity To: Total Darcy skin (S)

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
1651.748	599.688	29.984	569.703	0.059	95.000	1955.800	Stable
1890.308	657.058	32.853	624.205	0.064	95.000	1955.800	Stable
2088.412	658.239	32.912	625.327	0.064	95.000	1955.800	Stable
2155.157	728.255	36.413	691.842	0.071	95.000	1955.800	Stable
2219.858	825.927	41.296	784.631	0.081	95.000	1955.800	Stable

ANALISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 23

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El diámetro interno de la línea de superficie actual es 4,028", se hace la sensibilidad para diámetros internos mayores de 4,026", 4,313", 4,563" y 5,047".

NODO SOLUCIÓN: CABEZAL

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwh [psi]

Q [STB/d]

Pwh [psi]

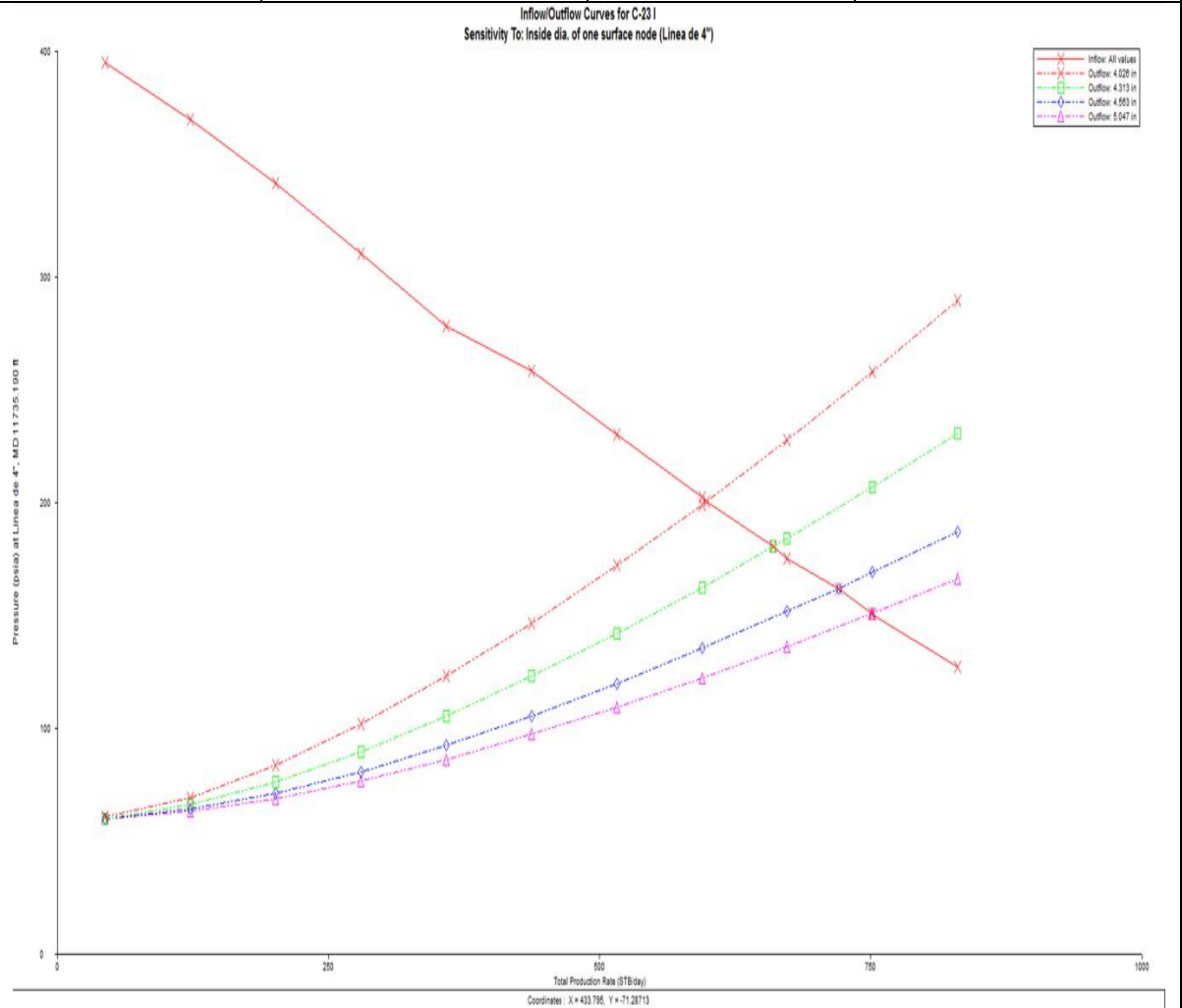
Q [STB/d]

200

30

150

37



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
200.656	598.005	29.900	568.104	0.058	95.000	1955.800	Stable
180.517	659.470	32.974	626.497	0.064	95.000	1955.800	Stable
162.158	719.726	35.986	683.739	0.070	95.000	1955.800	Stable
150.821	750.637	37.532	713.105	0.073	95.000	1955.800	Stable

ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 23

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El valor inicial de volumen de gas de inyección es 0,714 MMSCF y se sensibiliza con valores de 0,75 MMSCF hasta 0,9 MMSCF en incrementos de 0,50 MMSCF.

NODO SOLUCIÓN: VÁLVULA OPERADORA

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwf [psi]

Q [STB/d]

Pwf [psi]

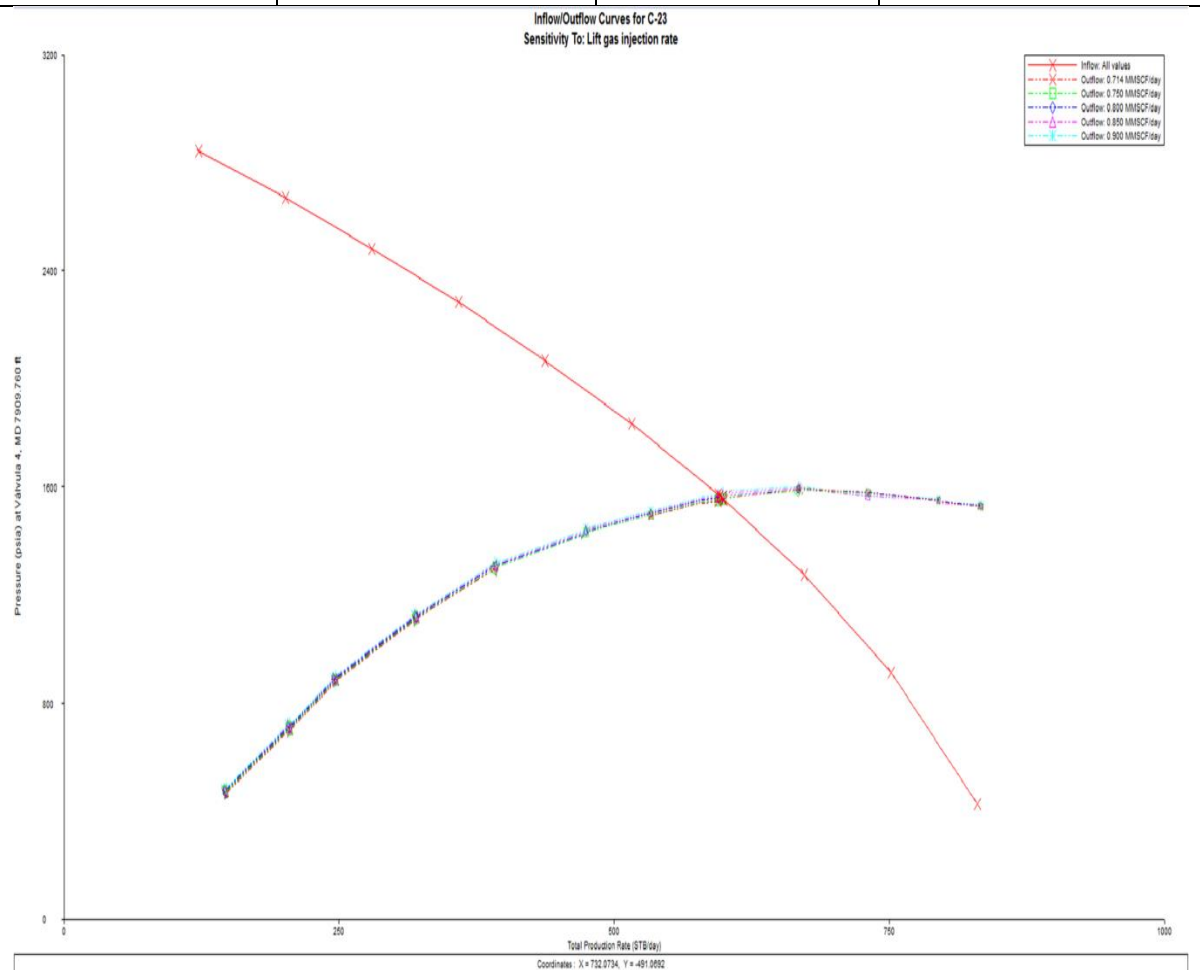
Q [STB/d]

1183

30

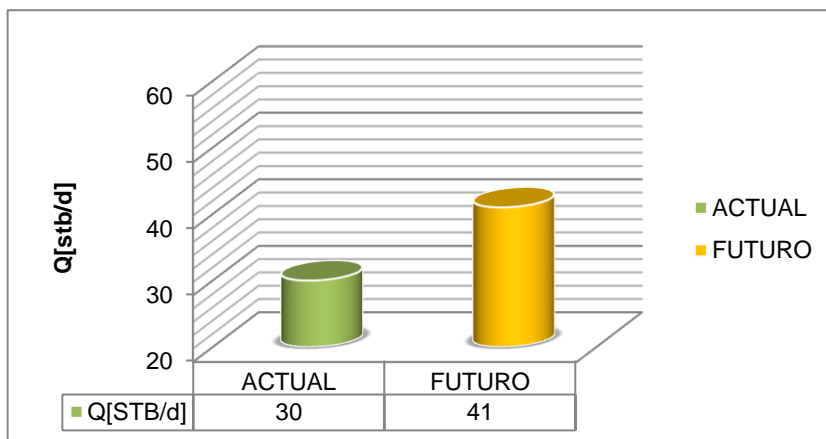
1047

30

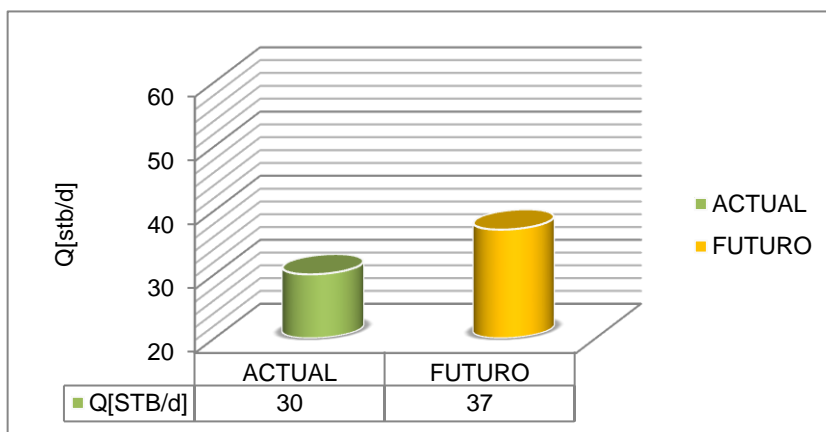


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
1554.355	599.525	29.976	569.549	0.059	95.000	1955.800	Stable
1557.855	598.559	29.928	568.631	0.059	95.000	1955.800	Stable
1563.053	597.125	29.856	567.269	0.058	95.000	1955.800	Stable
1568.696	595.521	29.776	565.745	0.058	95.000	1955.800	Stable
1574.587	593.824	29.691	564.133	0.058	95.000	1955.800	Stable

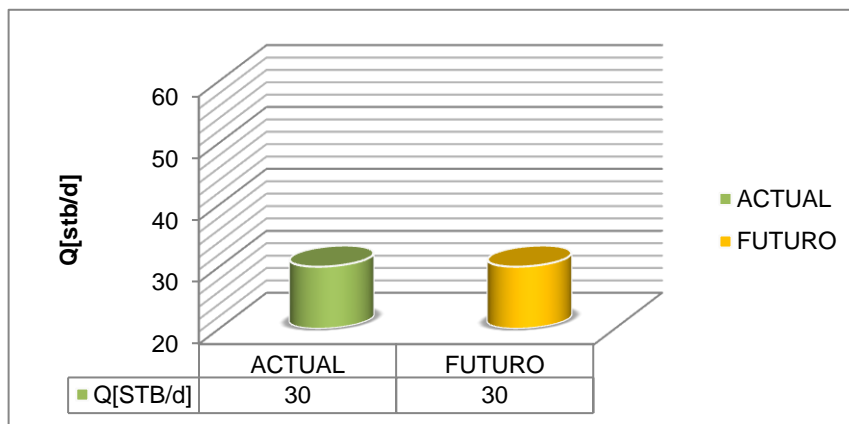
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



ANÁLISIS

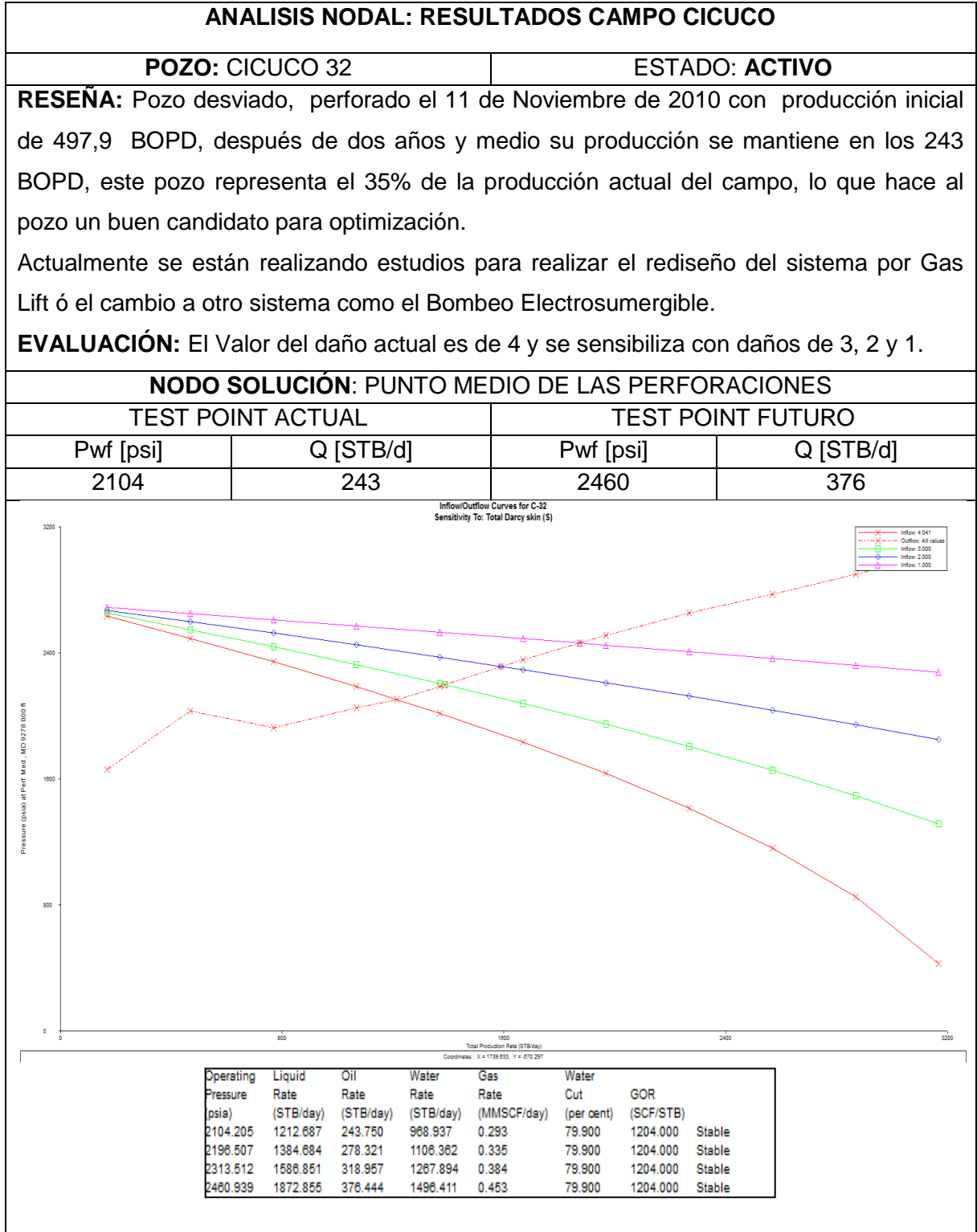
Este pozo cuenta con un valor de daño crítico casi de 6 por lo cual se convierte en candidato para el desarrollo de un proyecto de estimulación que permita reducir en el valor de daño, siendo así y ubicando el valor de daño en 1 se estaría optimizando alrededor del 37% de la producción actual del pozo, este porcentaje equivale a 11 Bls.

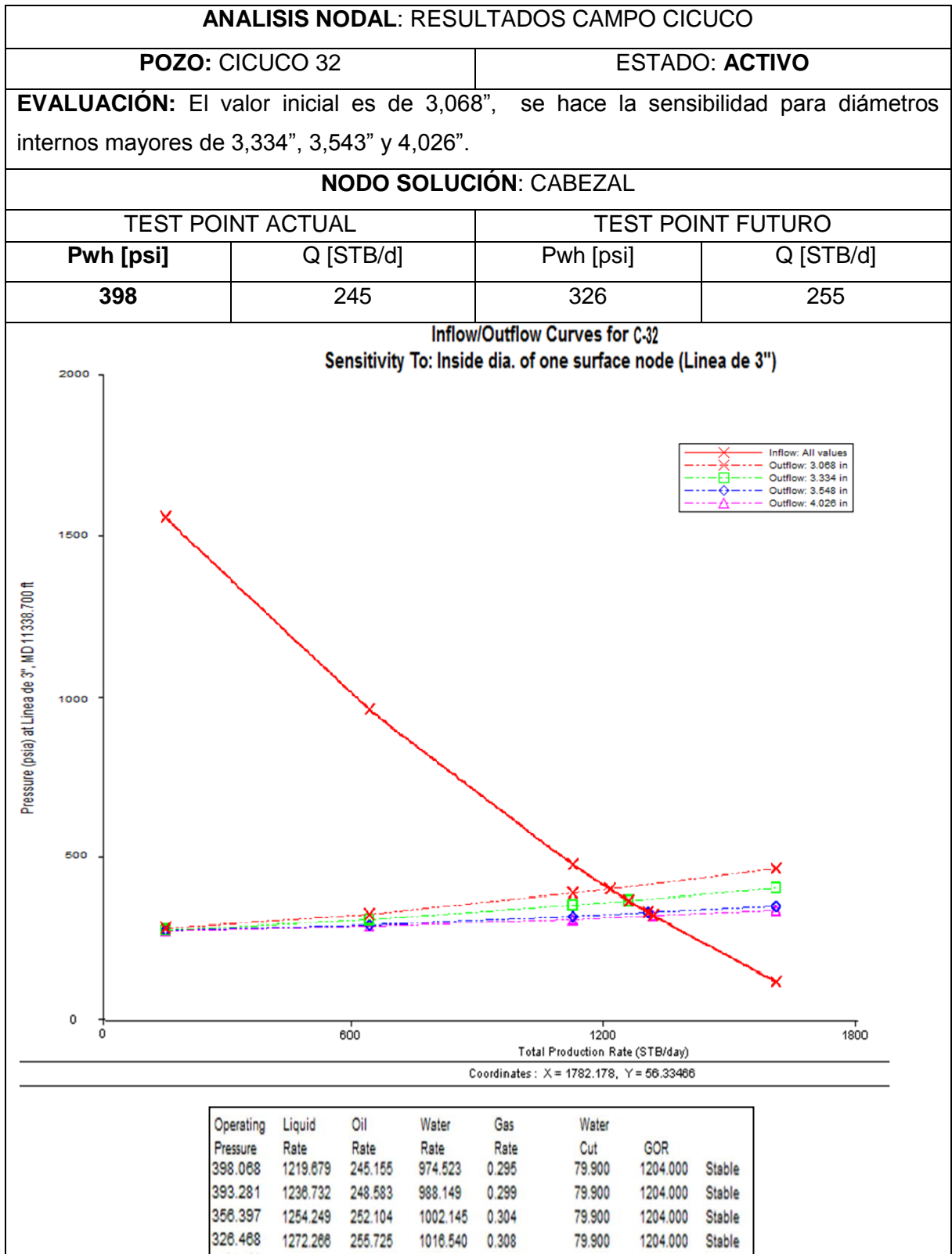
En este pozo se han realizado estimulaciones ácidas con muy buenos resultados por lo cual se puede estudiar los efectos de estas estimulaciones en la producción y definir el tipo de estimulación adecuado.

En cuanto a los resultados de la simulación en el nodo cabezal, realizar el cambio de tubería de diámetro de 4" a un diámetro de 5" generaría una optimización de la producción de un 32% aproximadamente equivalente a 9 Bls.

La sensibilidad realizada a la rata de gas de inyección muestra que aumentos de 0,5 MMSCF de gas de inyección hasta 0,9 MMSCF, no se genera un incremento de la producción actual del pozo por lo cual se puede concluir que este se encuentra en las mejores condiciones de inyección de gas.

Tabla 13. Reporte de resultados pozo Cicuco-32





ANÁLISIS NODAL: RESULTADOS CAMPO CICUCO

POZO: CICUCO 32

ESTADO: ACTIVO

EVALUACIÓN: El volumen de gas de inyección es 0,7679 MMSCF y se sensibiliza con valores de 1 MMSCF hasta 1,5 MMSC en incrementos de 0,1 MMSCF.

NODO SOLUCIÓN: VÁLVULA OPERADORA

TEST POINT ACTUAL

TEST POINT FUTURO

Pwf [psi]

Q [STB/d]

Pwf [psi]

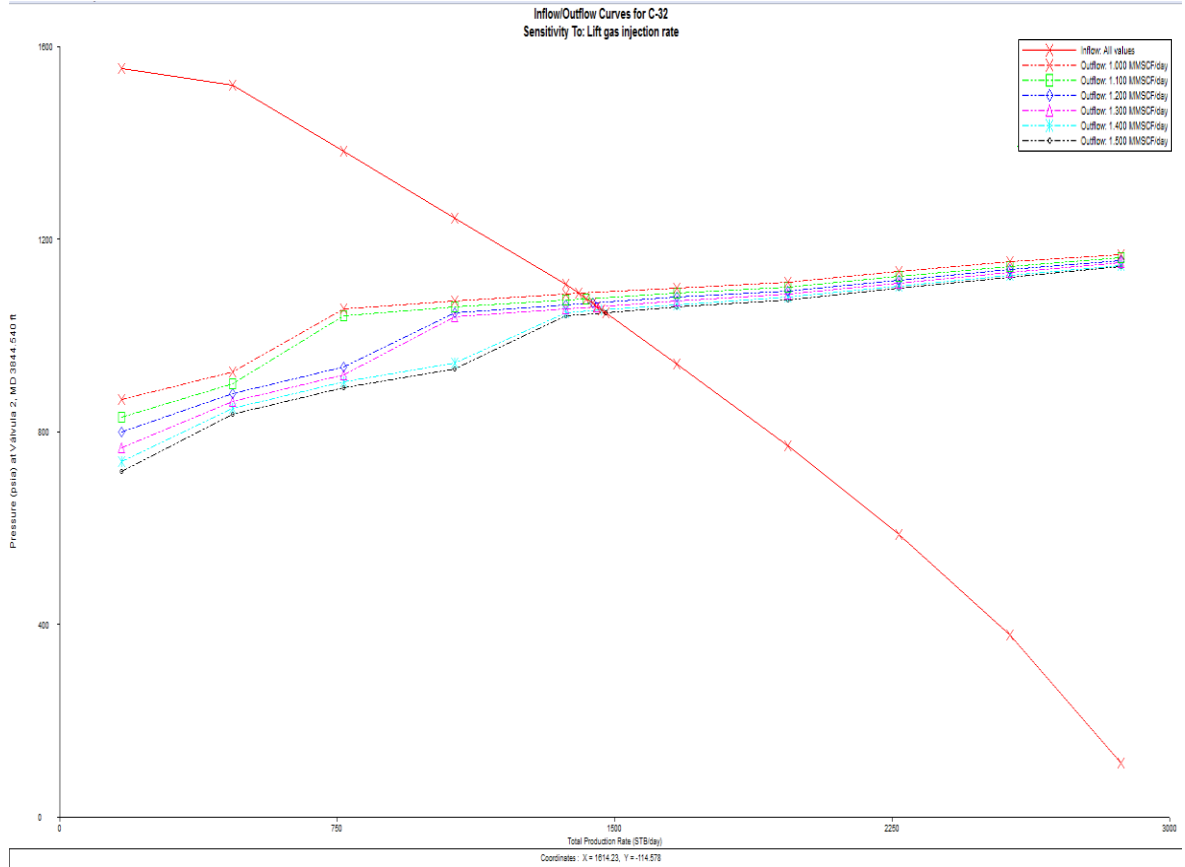
Q [STB/d]

1183

243

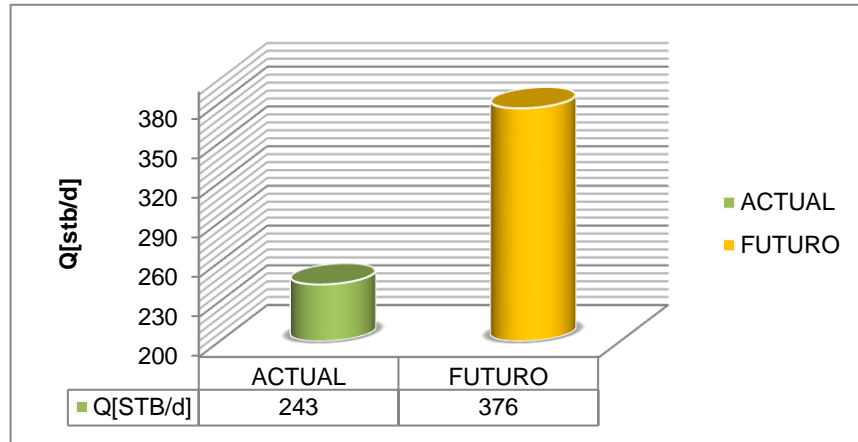
1047

296

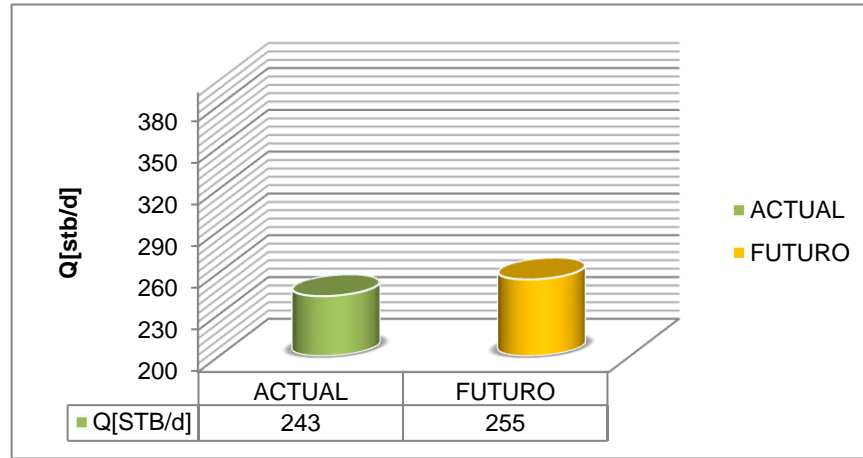


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
1087.858	1401.376	281.676	1119.699	0.339	79.900	1204.000	Stable
1076.843	1421.122	285.646	1135.477	0.344	79.900	1204.000	Stable
1087.775	1439.424	289.324	1150.100	0.348	79.900	1204.000	Stable
1059.888	1450.536	291.558	1158.978	0.351	79.900	1204.000	Stable
1053.334	1463.376	294.138	1169.237	0.354	79.900	1204.000	Stable
1047.706	1474.369	296.348	1178.021	0.357	79.900	1204.000	Stable

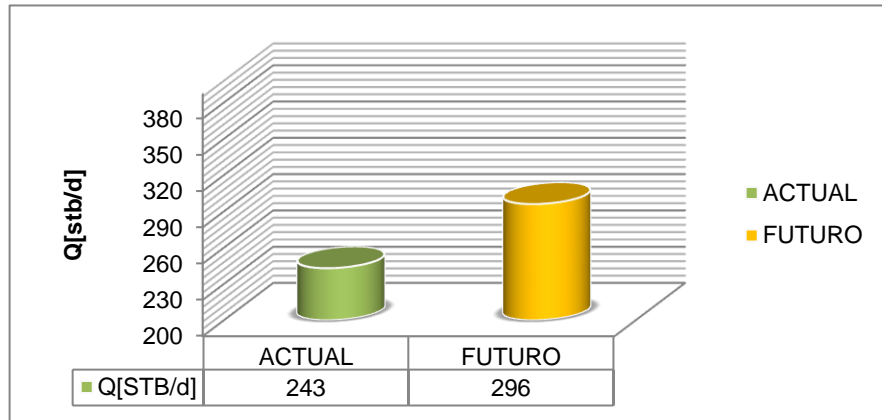
OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO FONDO DE PERFORACIONES



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO CABEZAL



OPTIMIZACIÓN PRODUCCIÓN NODO EN VÁLVULA 6



ANÁLISIS

Este pozo a pesar de que cuenta con un valor de skin de 4, el cual no es considerado como daño severo ni grave, tiene gran impacto en la producción, al observar la gráfica de sensibilidad en el nodo punto medio de las perforaciones se puede detallar que llevando el daño a 2 se obtendría una optimización de la producción en un 31% equivalente a 75 Bls, adicionalmente si el daño se llevase a un valor de 1 la optimización sería de un 55% equivalente a 133 Bls, en este caso la realización de un tratamiento de estimulación sería excelente, teniendo en cuenta el tiempo de producción del pozo, la calidad del crudo y el potencial de este.

En cuanto a los resultados de la simulación en el nodo cabezal, realizar el cambio de tubería de diámetro de 3" a un diámetro de 3,5" generaría una optimización de la producción de un 4% aproximadamente equivalente a 9 Bls, si la modificación se hiciera a un diámetro de 4" la optimización de la producción actual del pozo sería de un 5% equivalente a 12 Bls.

La sensibilidad realizada a la rata de gas de inyección muestra que aumentos de 0,1 MMSCF de gas de inyección hasta 1 MMSCF, se genera un incremento notable de la producción equivalente a 38 Bls los cuales representan un 15% de la producción actual, una vez sobrepasa este valor, los incrementos de gas de inyección no generan incrementos de producción altos, ya que a la rata de inyección de 1,5 MMSCF el incremento es del 5% comparada con la rata mínima de inyección evaluada que corresponde a 1 MMSCF, teniendo en cuenta la disponibilidad del gas para inyección y la capacidad de los compresores se podría definir una rata de inyección que este entre la rata máxima y mínima evaluada.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Cuando se va tomar la decisión de invertir en un proyecto se hace necesario realizar un análisis financiero con el fin de evaluar si se deben o no llevar a cabo los escenarios propuestos en el estudio, en este caso la optimización de la producción de los pozos del campo Cicuco, esto implica una evaluación detallada de los costos que surgen, además de la estimación de las posibles ganancias que se obtendrían; para ello se tienen en cuenta diferentes indicadores, así como también la generación de utilidades económicas que satisfagan el objetivo económico establecido previamente por los inversionistas.

Para la evaluación económica y financiera de un proyecto se utilizan algunos índices q se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices son entre otros el TIR, el TPR, el VPN y el PAYBACK.

7.1. BALANCE DE FLUJO DE CAJA (FDC)

Secuencia que representa los ingresos y egresos del proyecto. En su estimación se consideran factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto. La ecuación que representa el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es:

$$FDC = Ingresos - Egresos - Depreciación \quad \text{Ecuación 11.}$$

7.1.1. Ingresos

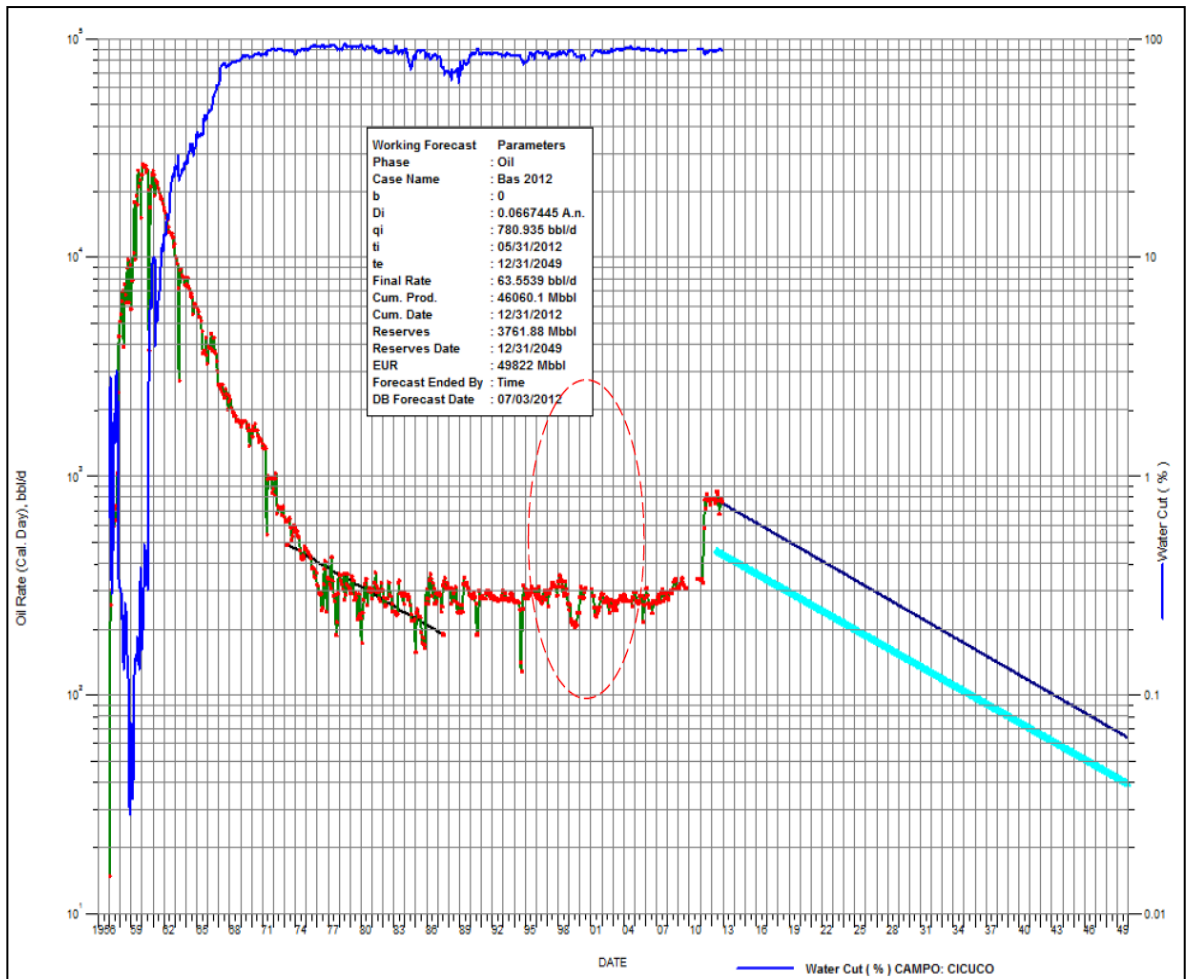
Hace referencia a las ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos producidos por cada uno de los 7 pozos activos que conforman el campo Cicuco. Cabe resaltar que cuando se realiza una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo excedan los costos de operación de los trabajos propuestos.

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo por el precio del petróleo.

Para obtener la producción de petróleo a lo largo del periodo de evaluación, se trabajó con las curvas de declinación que venía trabajando cada pozo obtenidos del historial llevado en la herramienta OFM. (Ver figura 79).

Se tomó como caudal inicial el potencial del pozo, y como caudal final el potencial mas el caudal incremental que se obtendrá si se realiza dicha optimización, para el caudal final se determinó la tasa de declinación (ver ecuación 12) y se proyectó la producción con el caudal inicial y final hasta que las curvas de producción se cortaran, de esta forma se estableció el periodo de evaluación para cada pozo.

Figura 79. Declinación de la producción del pozo C-4



Fuente. ECOPETROL S.A

A continuación se presentan las tasas de declinación para los 6 pozos a evaluar.

Tabla 14. Tasas de declinación de los pozos con y sin la optimización.

TASAS DE DECLINACIÓN		
POZO	DI MENSUAL	DI MENSUAL INCR.
C-4	0,00901	0,01351397
C-8	0,00299	0,00590292
C-18	0,000579778	0,00075843
C-22	0,00061	0,0011306
C-23	0,00265	0,00318039
C-32	0,01084	0,01418233

Fuente. ECOPETROL S.A

Con la información anterior se procede a determinar la declinación de la producción por medio de la siguiente función para cada uno de los pozos de estudio:

$$Q(t) = Qi * e^{-di*t} \quad \text{Ecuación 12.}$$

En donde Qi corresponde a la producción inicial mensual, la cual se determina con el valor incremental que se logran con los cambios sugeridos, multiplicado por 30,4 (factor de conversión de barriles de aceite por día a barriles de aceite mensuales).

Para determinar la declinación de la producción optimizada se utiliza la siguiente función para cada uno de los pozos en estudio:

$$\frac{Do}{Di} = \frac{qo}{qi} \quad \text{Ecuación 13.}$$

Dónde:

Do: Tasa de declinación inicial

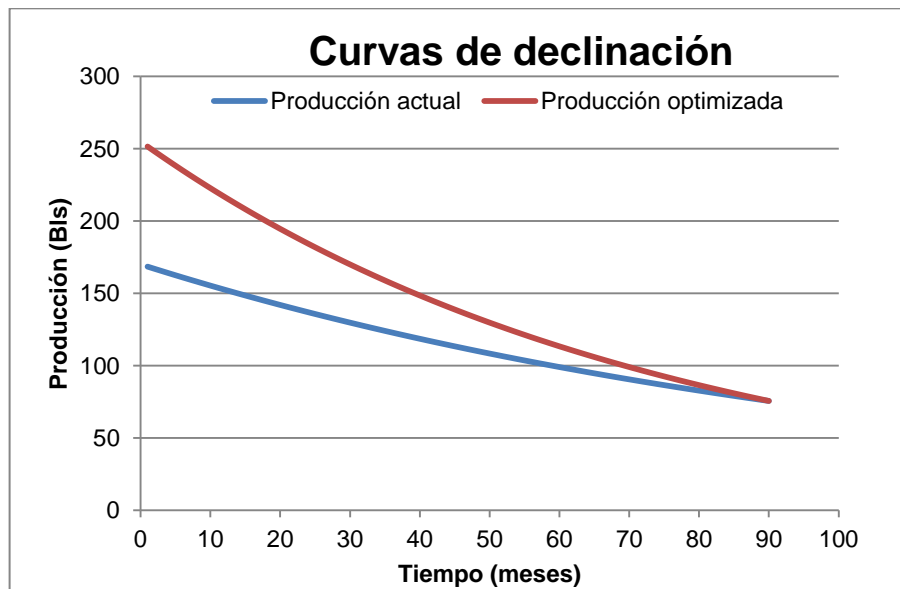
qo: Tasa de producción actual

Di: Tasa de declinación con optimización

qi: Tasa de producción con optimización

Para conocer el tiempo en el que la producción optimizada llegue a ser igual que la producción sin optimización, se utiliza la ecuación 12 con la tasa de declinación inicial y final y con la producción inicial y optimizada respectivamente. A continuación la figura 80 muestra el tiempo en el que la producción optimizada del pozo C-4 con la estimulación con lavado ácido es igual a la producción actual.

Figura 80. Declinación de la producción actual y la producción optimizada



Fuente. AUTOR

A continuación, la tabla N° 15 muestra el tiempo en el que la producción actual y optimizada de cada pozo llega a ser igual.

Tabla 15. Tiempo de duración de la producción incremental

POZO	TIEMPO [MESES]- ESTIMULACIÓN	TIEMPO [MESES]- LINEAS
C-4	90	93
C-8	225	257
C-18	1440	1436
C-22	1130	936
C-23	309	287
C-32	80	76

Fuente. AUTOR

7.1.2. Egresos

Hace referencia al conjunto de desembolsos que deben ser tenidos en cuenta en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso en particular se tuvo en cuenta: costos de inversión, costos de operación, impuestos devengados al estado y las regalías por explotación de recursos naturales (20% de la producción).

7.2. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

7.2.1. Valor presente neto (VPN)

Es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada todos los flujos, tanto positivos como negativos en un proyecto. De forma analítica, el VPN mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas, o sea, el valor presente neto refleja el aumento o disminución de la ganancia de los inversionistas al participar en algún proyecto.

El valor numérico del indicador mencionado, se puede interpretar de varias formas, dando lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto, lo cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 16. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
VPN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida(r).	El proyecto puede aceptarse, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.
VPN < 0	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida(r).	El proyecto debería rechazarse, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
VPN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida(r), la decisión debería basarse en otros criterios

Fuente. www.virtual.unal.edu.co

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una Tasa de interés superior a la Tasa de interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos, tales como la liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.

Los valores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna

manera, el factor riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FDC}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 14.}$$

7.2.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO).

Es la tasa de interés a la cual una empresa o un grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. La tasa de interés oportuno es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación.

Para el caso de ECOPETROL S.A. la tasa de interés de Oportunidad está fijada al 11,1%.

7.2.3. Tasa interna de retorno (TIR)

Conocida también como la tasa de rentabilidad, es la tasa que iguala el VPN a cero. Matemáticamente, se determina hallando la tasa de interés a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión inicial. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$VPN = 0 = \frac{FDC}{(1+i)^1} + \frac{FDC}{(1+i)^2} + \frac{FDC}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FDC}{(1+i)^4} - INV \quad \text{Ecuación 15.}$$

Dónde:

VPN : Valor presente neto

FDC : Flujo de caja

i : Tasa de interés manejada

7.2.4. Relación costo beneficio (RCB)

Relación del VPN de los ingresos con respecto al VPN de los egresos. Matemáticamente, está representada de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{VPN_{IN}}{VPN_{EG}} \quad \text{Ecuación 16.}$$

El análisis de la relación costo-beneficio toma valores mayores, menores o iguales a uno (1) lo que implica que:

- Cuando la relación $C/B > 1$ implica que los ingresos son mayores que los egresos entonces el proyecto es aconsejable.
- Cuando la relación $C/B = 1$ implica que los ingresos son iguales a los egresos, en este caso el proyecto es indiferente.
- Cuando la relación $C/B < 1$ implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

7.2.5. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$PAYBACK = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}} \quad \text{Ecuación 17.}$$

7.3. COSTOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Los gastos capitales (CAPEX), siendo estos los gastos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructura; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección.

Los costos operacionales (OPEX), están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, etc. Además de los costos de acciones remediales cuando se incremente la producción de agua.

Es importante mencionar que para el método de análisis financiero estudiado se tuvo en cuenta la siguiente información suministrada por ECOPETROL S.A.

Tabla 17. Indicadores económicos para campo Cicuco

INDICADORES ECONOMICOS	
Precio de venta del crudo Cicuco (USD/Bbl)	60,9
Costo extracción total (USD/Bbl)	28,9
Costo tratamiento de agua (USD/Bbl)	0,24
Regalías	20%
Impuesto de renta	33%
Tasa interna de oportunidad	11,1%

Fuente. ECOPETROL S.A.

7.4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para la realización del análisis financiero de cada pozo se realizaron los respectivos balances haciendo uso de los siguientes parámetros:

- ✓ OPEX
- ✓ CAPEX
- ✓ Relación Ingresos-Egresos
- ✓ Flujo de caja.

7.4.1. OPEX.

Para los costos operacionales de los trabajos propuestos para la optimización, se tuvieron en cuenta el tipo de intervención a cada pozo correspondiente a la estimulación y al cambio de líneas en superficie, adicionalmente la duración de cada una estas.

7.4.2. CAPEX.

Para poder calcular este parámetro se tuvo en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo del campo Cicuco es de \$ 28,9 dólares.

Luego con la producción incremental se calculó el costo total de la producción tomando dos escenarios, cuando la inversión puede recuperarse en 12 meses y en 36 meses, alcanzando una relación costo-beneficio mayor o igual a uno (1) durante dicho periodo de tiempo. El escenario de 12 meses, se establece ya que un proyecto se considera rentable si la inversión se puede recuperar en el primer año, sin embargo se establece el escenario de 36 meses para dar mayor flexibilidad a la posibilidad de llevar a cabo el proyecto.

7.4.2.1. Relación ingresos-egresos.

Los egresos son obtenidos del CAPEX para cada pozo y los ingresos de la producción incremental por precio del barril, teniendo en cuenta que el precio para el crudo del campo Cicuco es de \$60, 9 dólares.

A los ingresos mensuales se les aplica un descuento del 33% de impuesto de renta. Después, se prosigue a calcular la utilidad obtenida después de impuestos.

Al igual que el porcentaje de regalías, el porcentaje de impuestos afecta en gran medida la rentabilidad de este tipo de proyectos.

7.4.2.2. Flujo de caja.

Finalmente, para calcular el flujo de caja, se resta al costo total de las inversiones en cada pozo, OPEX, la utilidad encontrada en Relación ingresos-egresos para calcular el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo beneficio, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 11,1%.

7.5. ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA OPTIMIZACIÓN CON ESTIMULACIÓN Y CAMBIO DE LINEAS

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la optimización por Análisis Nodal, específicamente el incremento de producción después de realizar la estimulación de cada uno de los pozos y el cambio de líneas en superficie, con esta información podemos establecer la producción incremental de cada uno de ellos y proceder a realizar la evaluación financiera de los proyectos.

Tabla 18. Resultados optimización de los pozos del campo Cicuco.

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL (BLS)	PRODUCCIÓN CON ESTIMULACION (BLS)	AUMENTO POR ESTIMULACION (BLS)	PRODUCCIÓN CON CAMBIO LINEAS (BLS)	AUMENTO POR CAMBIO LINEAS (BLS)
C-4	170	255	85	180,7	10,7
C-8	41	81	40	62	21
C-18	172	225	53	232	60
C-22	28	52	24	31	3
C-23	30	41	11	37	7
C-32	243	318	75	255	12

Fuente. Elaborado por el autor

7.5.1. Campaña de estimulación

La metodología de selección del tratamiento se basó en la revisión del historial de estimulaciones las curvas de producción y de declinación de cada uno de los pozos, también se tuvieron en cuenta los eventos realizados antes, durante y después del tratamiento para valorar la verdadera efectividad del tratamiento.

La selección del tratamiento se hizo basándose exclusivamente en las características del yacimiento, en los datos que fueron encontrados de procedimientos anteriores y en los resultados que se pudieron observar con los historiales de producción.

Tabla 19. Historial de estimulaciones del campo Cicuco

POZO	ESTIMULACION	FECHA	Qo [BOPD] ANTES	FECHA	Qo [BOPD] DESPUÉS
C-22	Tratamiento con ácido con 560 Gls de agua, 3 Gls de TREAT-O-LITE y 500 Gls de HCL.	1962/06/21	25	1962/08/08	362
	Mezcla de ACPM y surfactante J-10. Se bombeó 23 Bls de mezcla (1000 Gls de ACPM y 10 Gls de J-10). Se desplazó con 24 Bls de aceite.	1983/02/12	0	1983/02/13	21
C-23	Se realizó tratamiento ácido al intervalo 8080-8215' con 2000 Gls de HCL (15%), 5 Gls de TRET-O-LITE V3, 5 Gls de PETROWET, 20 Gls de RHODINE # 203.	1960/08	9	1960/09	245
	Se preparó mezcla acida con 300 Gls de HCL, 6 Gls de C-15 Y 1 GI de J-30.	1982/03/06	20	1982/04/06	43

Fuente. ECOPETROL S.A

7.5.1.1. Estimulación con lavado ácido

La campaña de estimulación se evaluará estableciendo el lavado con ácido como método de tratamiento, la selección de este se hizo teniendo en cuenta que hacia el tope de la Formación Ciénaga de Oro se encuentra la facie calcárea, (Caliza de Cicuco), constituida por calizas, Clásticos y la Unidad de Basamento, compatibles con el ácido a inyectar.

Por otra parte los resultados históricos que se han obtenido de estimulaciones con ácidos, en los pozos del campo han sido exitosos. Adicionalmente el tiempo de duración del tratamiento es corto , y el pozo es inmediatamente puesto en producción después de remover el ácido y los subproductos, lo cual es favorable por la diferida que se puede minimizar, teniendo en cuenta que el sistema de Gas Lift es un sistema que necesita tiempo para estabilizarse.

Desde el punto de vista económico este método es el más económico y el que más se acomoda a las condiciones y características de los pozos y el yacimiento, permitiendo que una posible inversión sea más factible. El tiempo de evaluación del proyecto será de 12 y 36 meses.

7.5.1.2. Costos asociados a la estimulación Ácida

➤ Costos operativos

Principalmente se tienen en cuenta los costos operativos los cuales hacen referencia a los costos de movilización del equipo, personal y materiales para la intervención, así como también la movilización entre el campo y la unidad de bombeo. Los costos en este caso son proporcionados por ECOPETROL S.A y se muestra en la tabla N° 20.

Tabla 20. Costos operativos de la estimulación

SERVICIO	COSTO US\$
Movilización de equipos	72.800
Servicios	84.660
Personal operativo	8.150

Fuente. ECOPETROL S.A

Para realizar el tratamiento es necesario tener un listado de todos los materiales requeridos, y para ello la compañía de servicios presta el siguiente listado de costos:

Tabla 21. Costos de Materiales

MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT. (US\$)	VALOR TOTAL (US\$)
Sistema acido para tratamiento de Carbonatos (MAT-66)	Gls	5.460	7	38.220
Inhibidor de corrosión ácidos inorgánicos CI-27 (MAT-62)	Gls	17	58	986
Solvente mutual -US-40 (MAT-70)	Gls	109	97	10.573
Cloruro de amonio	Lbs	17.304	1,2	20.765
Bactericida - Magnacida 575	Gls	2	150	300
Ácido fosfórico- HV-Acid NE-940		109	70	7.630
NE-940	Gls	84	45	3.780
Inflo 250W	Gls	84	60	5.040
Nitrógeno líquido (MAT86)	Gls	15.000	2,6	39.000
Soda caustica (MAT 85)	Lbs	2.000	1,3	2.600
TOTAL				128.894

Fuente. ECOPETROL S.A

Tabla 22. Costo total de la estimulación ácida pozo C-4

ESTIMULACIÓN	COSTO TOTAL US\$
Lavado ácido	294.504

Fuente. ECOPEPETROL S.A

7.5.1.3. Flujo de caja para la campaña de estimulación ácida.

Partiendo de los costos totales obtenidos, se realizó el flujo de caja para la campaña de estimulación ácida.

A continuación, se muestra en la tabla N° 23 el costo total de la estimulación con lavado ácido para el caso del pozo C-4, valor equivalente a USD 294.504 sin tener en cuenta la diferida por producción, este valor varía para cada pozo dependiendo de la diferida que se genera, para lo cual se tuvo en cuenta una Tasa Representativa de Mercado (TRM) de \$1927.

Tabla 23. Inversión de la campaña de estimulación ácida

CAPEX ESTIMULACIÓN ÁCIDA [C-4]	
Tiempo del pozo parado (DÍAS)	4
Costo estimulación (servicio) (USD)	294.504
Costo diferida (USD)	41.412
TOTAL	335.916

Fuente. Modificado por el autor

7.5.1.4. Resultados y Análisis de Resultados de la estimulación con lavado ácido.

Para el escenario se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera en 12 meses como escenario principal y 36 meses como escenario secundario, alcanzando una relación beneficio/costo mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo.

7.5.1.4.1. Resultados de análisis financiero por pozo.

A continuación se presentan los resultados del análisis desarrollado a los 6 pozos con el fin de demostrar que si se hace de forma individual, la optimización que se sugiere implementar se podría realizar a 3 de los 6 pozos evaluados.

➤ Resultados Pozo C-32

Tabla 24. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-32

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1212	80%	969	243
Optimizado	1587	80%	1269	318

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 25. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
75	0,01418233

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 26. Perfil incremental de crudo declinado por día, por mes y acumulado mensual

Ti	BOPD	BOPM	BO ACUMLADO
1	73,9438322	2234,12004	2234,12004
2	72,9025377	4436,77867	6670,8987
3	71,8759069	6608,41893	11045,1976
4	70,8637333	8749,47765	15357,8966
5	69,8658135	10860,3855	19609,8631
6	68,8819465	12941,567	23801,9525
7	67,9119346	14993,4408	27935,0078
8	66,9555827	17016,4197	32009,8605
9	66,0126983	19010,9104	36027,3301
10	65,0830919	20977,3143	39988,2248
11	64,1665763	22916,0269	43893,3412
12	63,2629674	24827,438	47743,4649
13	62,3720833	26711,9322	51539,3701
14	61,4937449	28569,8884	55281,8206
15	60,6277754	30401,6805	58971,569
16	59,7740007	32207,6769	62609,3575
17	58,9322491	33988,2408	66195,9177
18	58,1023512	35743,7304	69731,9712
19	57,2841401	37474,4988	73218,2291
20	56,4774513	39180,894	76655,3928
21	55,6821224	40863,2594	80044,1534
22	54,8979936	42521,9334	83385,1928
23	54,124907	44157,2495	86679,1828
24	53,3627073	45769,5367	89926,7861
25	52,611241	47359,1192	93128,6559
26	51,870357	48926,3169	96285,4362
27	51,1399064	50471,445	99397,7619
28	50,4197421	51994,8142	102466,259
29	49,7097194	53496,7309	105491,545
30	49,0096953	54977,4973	108474,228
31	48,3195292	56437,4112	111414,909
32	47,6390821	57876,7663	114314,178
33	46,9682173	59295,852	117172,618

Ti	BOPD	BOPM	BO ACUMLADO
34	46,3067997	60694,9538	119990,806
35	45,6546964	62074,3531	122769,307
36	45,0117762	63434,3274	125508,681

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 27. Perfil incremental de fluidos producidos declinados por día y mes.

Ti	BFPD	BFPM	AGUA [BPD]	AGUA [BPM]
1	369,719	11170,600	295,775	8936,480
2	364,513	11013,293	291,610	8810,635
3	359,380	10858,201	287,504	8686,561
4	354,319	10705,294	283,455	8564,235
5	349,329	10554,539	279,463	8443,631
6	344,410	10405,908	275,528	8324,726
7	339,560	10259,369	271,648	8207,495
8	334,778	10114,894	267,822	8091,915
9	330,063	9972,454	264,051	7977,963
10	325,415	9832,019	260,332	7865,616
11	320,833	9693,563	256,666	7754,850
12	316,315	9557,056	253,052	7645,644
13	311,860	9422,471	249,488	7537,977
14	307,469	9289,781	245,975	7431,825
15	303,139	9158,961	242,511	7327,168
16	298,870	9029,982	239,096	7223,985
17	294,661	8902,820	235,729	7122,256
18	290,512	8777,448	232,409	7021,958
19	286,421	8653,842	229,137	6923,073
20	282,387	8531,976	225,910	6825,581
21	278,411	8411,827	222,728	6729,462
22	274,490	8293,370	219,592	6634,696
23	270,625	8176,580	216,500	6541,264
24	266,814	8061,436	213,451	6449,149
25	263,056	7947,913	210,445	6358,330

Ti	BFPD	BFPM	AGUA [BPD]	AGUA [BPM]
26	259,352	7835,989	207,481	6268,791
27	255,700	7725,640	204,560	6180,512
28	252,099	7616,846	201,679	6093,477
29	248,549	7509,584	198,839	6007,667
30	245,048	7403,832	196,039	5923,066
31	241,598	7299,569	193,278	5839,656
32	238,195	7196,775	190,556	5757,420
33	234,841	7095,429	187,873	5676,343
34	231,534	6995,509	185,227	5596,407
35	228,273	6896,997	182,619	5517,597
36	225,059	6799,871	180,047	5439,897

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 28. Ingresos, egresos e inversión

INGRESOS, EGRESOS, INVERSIÓN	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
	0	1	2	3	4
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bls)	2.234	2.203	2.172	2.141	2.111
Regalías (Bls)	447	441	434	428	422
Mensual sin regalías (Bls)	1.787	1.762	1.737	1.713	1.689
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 108.846	\$107.314	\$105.802	\$104.312	\$102.843
Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 51.653	\$ 50.925	\$ 50.208	\$ 49.501	\$ 48.804

Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 57.193	\$ 56.388	\$ 55.594	\$ 54.811	\$ 54.039
Impuesto de renta (33%)	\$ 18.874	\$ 18.608	\$ 18.346	\$ 18.088	\$ 17.833
Ingresos mensuales [USD]	\$ 38.320	\$ 37.780	\$ 37.248	\$ 36.723	\$ 36.206
Costo de equipo	\$ 18.000				
Pérdidas por producción diferida	\$ 59.195				
Costo de inyección (servicio)	\$ 221.704				
Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 2.145	\$ 2.115	\$ 2.085	\$ 2.055	\$ 2.026
Egresos Mensuales [USD]	\$ 301.044	\$ 2.115	\$ 2.085	\$ 2.055	\$ 2.026
Flujo de Caja	-\$ 262.724	\$ 35.665	\$ 35.163	\$ 34.668	\$ 34.180
Flujo de Caja Acumulado	-\$ 262.724	-\$ 227.058	-\$ 191.895	-\$ 157.227	-\$ 123.047

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS- EGRESOS- INVERSION	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10
	5	6	7	8	9
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bl)	2.081	2.052	2.023	1.994	1.966
Regalías (Bl)	416	410	405	399	393
Mensual sin regalías (Bl)	1.665	1.641	1.618	1.596	1.573
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$101.395	\$ 99.967	\$98.560	\$ 97.172	\$ 95.803
Ingresos Mensuales Corregidos [USD]	\$ 99.014	\$ 97.198	\$95.416	\$ 93.667	\$ 91.949

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 48.117	\$ 47.439	\$46.771	\$ 46.113	\$ 45.463
Ingresos mensuales netos	\$ 53.278	\$ 52.528	\$51.788	\$ 51.059	\$ 50.340
Impuesto de renta (33%)	\$ 17.582	\$ 17.334	\$17.090	\$ 16.849	\$ 16.612
Ingresos mensuales [USD]	\$ 35.696	\$ 35.194	\$34.698	\$ 34.210	\$ 33.728

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1.998	\$ 1.970	\$ 1.942	\$ 1.915	\$ 1.888
Egresos Mensuales	\$ 1.998	\$ 1.970	\$ 1.942	\$ 1.915	\$ 1.888

Flujo de Caja	\$ 33.698	\$ 33.224	\$ 32.756	\$ 32.295	\$ 31.840
Flujo de Caja Acumulado	-\$ 89.349	-\$ 56.125	-\$ 23.369	\$ 8.926	\$ 40.766

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS-EGRESOS-INVERSIÓN	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15
	10	11	12	13	14
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bls)	1.939	1.911	1.884	1.858	1.832
Regalías (Bls)	388	382	377	372	366
Mensual sin regalías (Bls)	1.551	1.529	1.508	1.486	1.465
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 94.454	\$ 93.124	\$ 91,813	\$ 90,520	\$ 89,245

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 44.823	\$ 44.192	\$ 43.570	\$ 42.956	\$ 42.351
Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 49.631	\$ 48.932	\$ 48.243	\$ 47.564	\$ 46.894
Impuesto de renta (33%)	\$ 16.378	\$ 16.148	\$ 15.920	\$ 15.696	\$ 15.475
Ingresos mensuales [USD]	\$ 33.253	\$ 32.785	\$ 32.323	\$ 31.868	\$ 31.419

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1.861	\$ 1.835	\$ 1.809	\$ 1.784	\$ 1.759
Egresos Mensuales [USD]	\$ 1.861	\$ 1.835	\$ 1.809	\$ 1.784	\$ 1.759

Flujo de Caja	\$ 31.392	\$ 30.950	\$ 30.514	\$ 30.084	\$ 29.660
Flujo de Caja Acumulado	\$ 72.158	\$ 103.107	\$ 133.621	\$ 163.705	\$ 193.365

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS- EGRESOS- INVERSIÓN	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20
	15	16	17	18	19
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bls)	1806	1781	1755	1731	1706
Regalías (Bls)	361	356	351	346	341
Mensual sin regalías (Bls)	1445	1424	1404	1385	1365
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 87.988	\$ 86.749	\$ 85.527	\$ 84.323	\$ 83.136

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 41.755	\$ 41.167	\$40,587	\$ 40,015	\$ 39,452
Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 46.234	\$ 45.582	\$44.941	\$ 44.308	\$ 43.684
Impuesto de renta (33%)	\$ 15.257	\$ 15.042	\$14.830	\$ 14.622	\$ 14.416
Ingresos mensuales [USD]	\$ 30.976	\$ 30.540	\$30.110	\$ 29.686	\$ 29.268

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1.734	\$ 1.709	\$ 1.685	\$ 1.662	\$ 1.638
Egresos Mensuales [USD]	\$ 1.734	\$ 1.709	\$ 1.685	\$ 1.662	\$ 1.638

Flujo de Caja	\$ 29.243	\$ 28.831	\$ 28.425	\$ 28.025	\$ 27.630
Flujo de Caja Acumulado	\$ 222.608	\$ 251.439	\$279.86	\$ 307.888	\$ 335.518

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS- EGRESOS- INVERSIÓN	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25
	20	21	22	23	24
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bl)	1.682	1.659	1.635	1.612	1.590
Regalías (Bl)	336	332	327	322	318
Mensual sin regalías (Bl)	1.346	1.327	1.308	1.290	1.272
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 81.965	\$ 80.811	\$79.673	\$ 78.551	\$ 77.444

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 38.896	\$ 38.349	\$37.809	\$ 37.276	\$ 36.751
Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 43.069	\$ 42.462	\$41.864	\$ 41.275	\$ 40.693
Impuesto de renta (33%)	\$ 14.213	\$ 14.012	\$13.815	\$ 13.621	\$ 13.429
Ingresos mensuales [USD]	\$ 28.856	\$ 28.450	\$28.049	\$ 27.654	\$ 27.265

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1,615	\$ 1,592	\$ 1,570	\$ 1,548	\$ 1,526
Egresos Mensuales [USD]	\$ 1,615	\$ 1,592	\$ 1,570	\$ 1,548	\$ 1,526

Flujo de Caja	\$ 27,241	\$ 26,857	\$ 26,479	\$ 26,106	\$ 25,739
Flujo de Caja Acumulado	\$ 362,759	\$ 389,616	\$416,09	\$ 442,202	\$ 467,940

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS-EGRESOS-INVERSIÓN	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30
	25	26	27	28	29
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bls)	1567	1545	1523	1502	1481
Regalías (Bls)	313	309	305	300	296
Mensual sin regalías (Bls)	1254	1236	1219	1202	1185
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos Mensuales [USD]	\$ 76.354	\$ 75.279	\$74.219	\$ 73.173	\$ 72.143

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 36.234	\$ 35.723	\$35.220	\$ 34.724	\$ 34.235
Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 40.120	\$ 39.555	\$38.998	\$ 38.449	\$ 37.908
Impuesto de renta (33%)	\$ 13.240	\$ 13.053	\$12.869	\$ 12.688	\$ 12.510
Ingresos mensuales [USD]	\$ 26.881	\$ 26.502	\$26.129	\$ 25.761	\$ 25.398

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1.505	\$ 1.483	\$ 1.462	\$ 1.442	\$ 1.422
Egresos Mensuales [USD]	\$ 1.505	\$ 1.483	\$ 1.462	\$ 1.442	\$ 1.422

Flujo de Caja	\$ 25.376	\$ 25.019	\$ 24.666	\$ 24.319	\$ 23.977
Flujo de Caja Acumulado	\$ 493.316	\$ 518.335	\$ 543.001	\$ 567.320	\$ 591.297

Tabla N° 28. Continuación

INGRESOS-EGRESOS-INVERSIÓN	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36
	30	31	32	33	34	35
Producción de Petróleo Acumulada Mensual (Bls)	1460	1439	1419	1399	1379	1360
Regalías (Bls)	292	288	284	280	276	272
Mensual sin regalías (Bls)	1168	1151	1135	1119	1104	1088
Precio del Barril de Petróleo [USD/Bbl]	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61	\$ 61
Ingresos [USD]	\$ 71.127	\$70.125	\$69.138	\$68.164	\$67.204	\$66.258

Costo de levantamiento [USD/Bbl]	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9	\$ 28.9
Egresos por levantamiento [USD]	\$ 33.753	\$33.278	\$32.809	\$32.347	\$31.892	\$31.443
Ingresos mensuales netos [USD]	\$ 37.374	\$36.847	\$36.329	\$35.817	\$35.313	\$34.815
Impuesto de renta (33%)	\$ 12.333	\$12.160	\$11.988	\$11.820	\$11.653	\$11.489
Ingresos mensuales [USD]	\$ 25.040	\$24.688	\$24.340	\$23.997	\$23.659	\$23.326

Costo de Tratamiento de fluidos producidos adicionales [USD]	\$ 1.402	\$ 1.382	\$ 1.362	\$ 1.343	\$ 1.324	\$ 1.306
Egresos Mensuales [USD]	\$ 1.402	\$ 1.382	\$ 1.362	\$ 1.343	\$ 1.324	\$ 1.306

Flujo de Caja	\$ 16.193	\$ 15.896	\$ 15.604	\$ 15.318	\$ 15.037	\$ 14.762
Flujo de Caja Acumulado	\$ 368.739	\$ 384.634	\$ 400.239	\$ 415.557	\$ 430.594	\$ 445.356

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 29. Resultados financieros pozo C-32

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-32]		
INDICADOR	ESCENARIO [12 MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	\$ 301.044	\$ 301.044
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	75	75
TIO (MENSUAL) %	0.88	0.88
VPN Ingresos USD	406.571	949.614
VPN Egresos USD	321.655	352.049
VPN (USD)	84.917	597.565
TIR %	6	12
Relación (beneficio/costo)	1,26	2,7

Fuente. Elaborado por el autor.

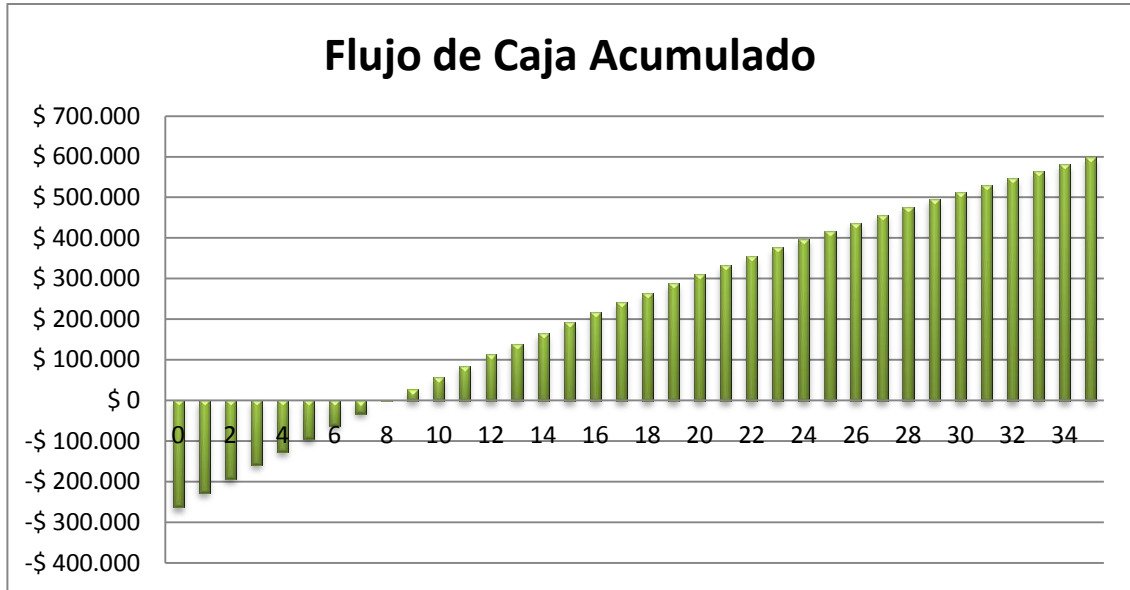
En el pozo C-32 a los 12 meses el VPN es de \$ 84.917 por lo cual el proyecto sería viable ya que los beneficios que se esperan obtener traídos a valor presente recuperan la inversión inicial y generan ganancias, en el escenario de 36 meses el VPN también es positivo y es de \$597.565.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos, en el escenario de 12 meses el beneficio/costo es 1,26 y en el escenario de 36 meses es de 2,7.

Adicionalmente al comparar el valor de TIR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), la TIR supera la tasa interna de oportunidad de ECOPETROL S.A en los dos escenarios, haciendo el proyecto viable para la empresa.

A continuación se muestra la figura del flujo de caja desarrollado hasta un periodo de 36 meses.

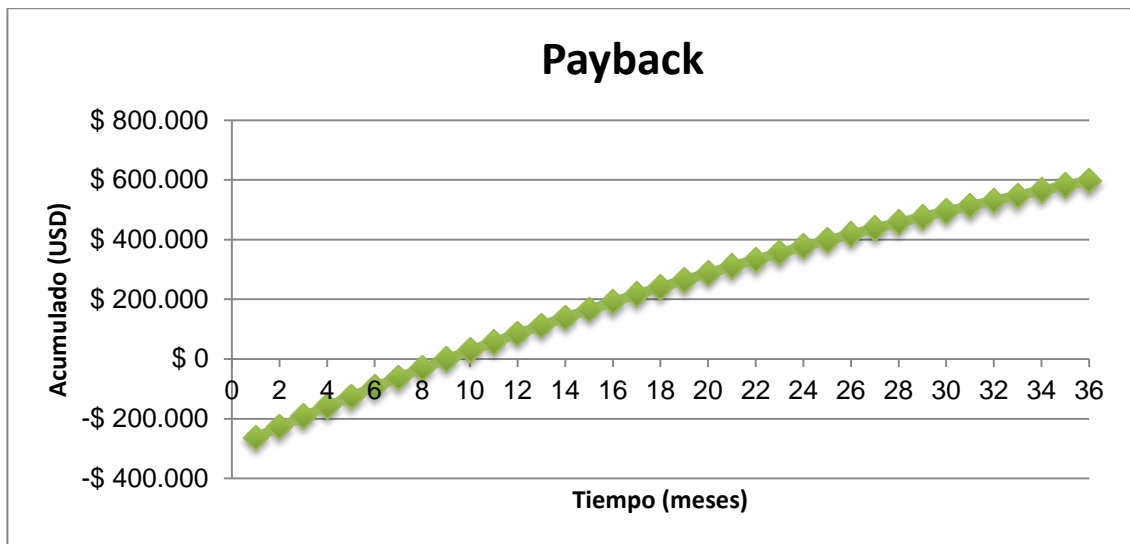
Figura 81. Flujo de caja acumulado pozo C-32



Fuente. Elaborado por el autor.

Posteriormente, se calcula el Payback time utilizando los datos de flujo de caja acumulado, lo cual se muestra en la figura 82.

Figura 82. Payback time pozo C-32



Fuente. Elaborado por el autor.

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente indica que a los 9 meses se cumple el desembolso inicial de la inversión.

➤ **Resultados Pozo C-4**

Tabla 30. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-4

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1.860	91%	1.690	170
Optimizado	2.797	91%	2.542	255

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 31. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
85	0,01351397

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 32. Resultados financieros pozo C-4

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-4]		
INDICADOR	ESCENARIO [12 MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	342.062	342.062
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	85	85
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	462.549	1'087.497
VPN Egresos USD	401.357	489.775
VPN (USD)	61.191	597.722
TIR %	4,3%	10,8
Relación (beneficio/costo)	1,15	2,22

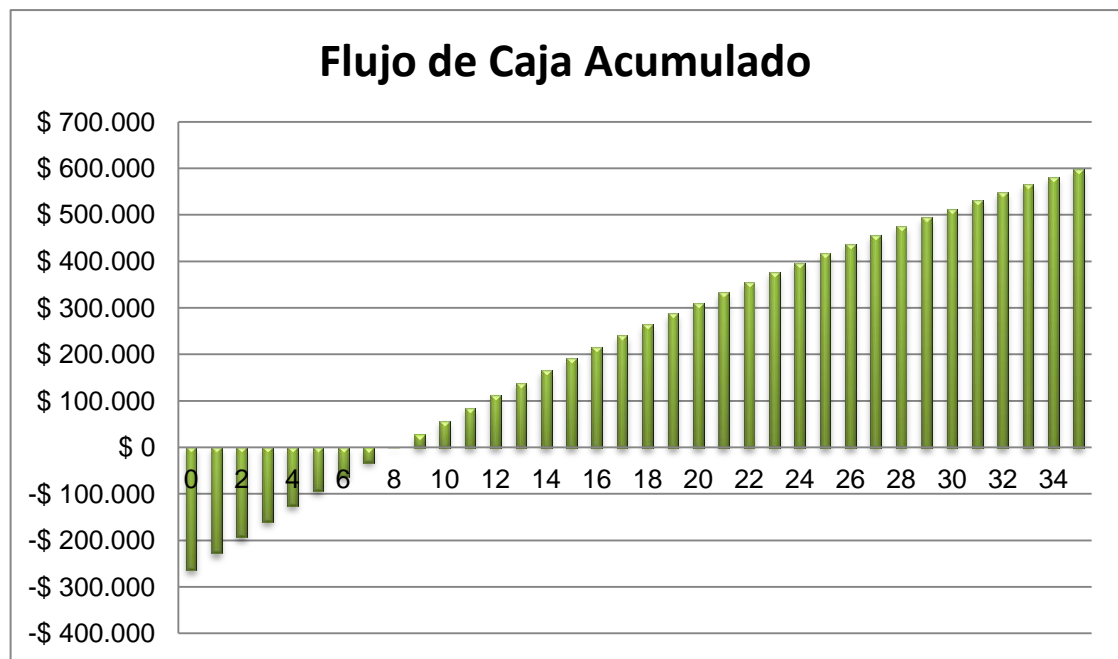
Fuente. Elaborador por el autor.

En la tabla N°32, se evidencia que a los 12 y 36 meses, el VPN es positivo, es por esto que el proyecto sería viable ya que los beneficios que se esperan obtener traídos a valor presente recuperan la inversión inicial y generan ganancias de \$61.191 dólares y \$597.722 respectivamente.

La relación Beneficio/costo para el primer escenario es de 1,15 y para el segundo escenario de 2,22.

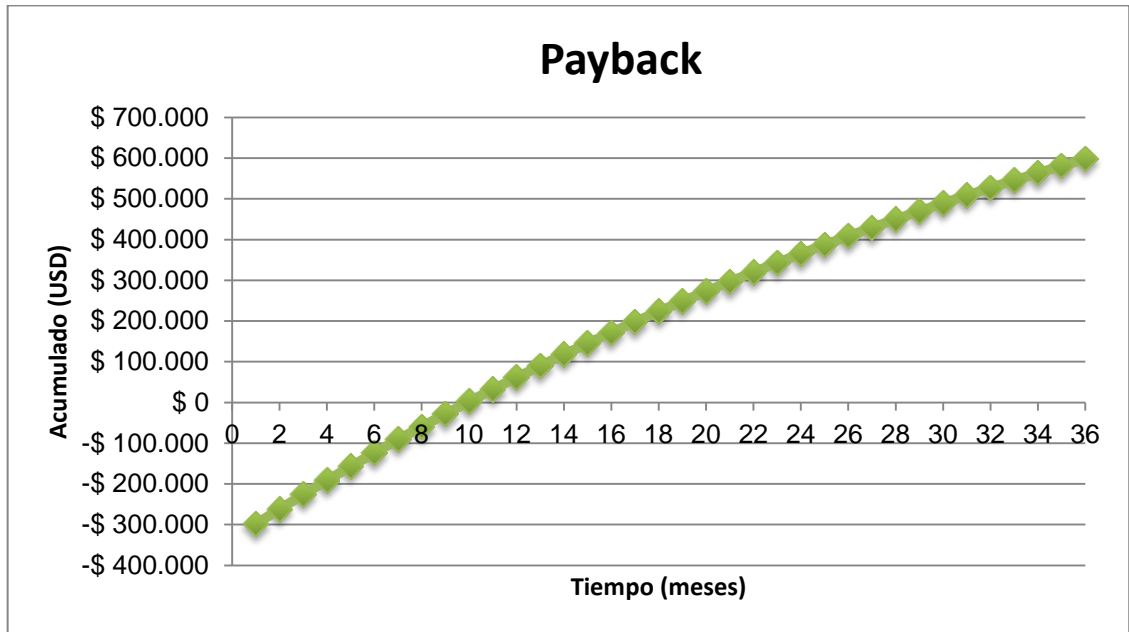
Adicionalmente al comparar el valor de la TIR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), la TIR supera la tasa interna de oportunidad en los dos escenarios, haciendo al proyecto de estimulación para este pozo un proyecto rentable para ECOPETROL.

Figura 83. Flujo de caja acumulado pozo C-4



Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 84. Payback time Pozo C-4



Fuente. Elaborado por el autor.

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente indica que a los 10 meses se cumple el desembolso inicial de la inversión, por lo tanto es totalmente viable realizar la inversión.

➤ **Resultados Pozo C-8**

Tabla 33. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-8

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1.264	97%	1.223	41
Optimizado	2.506	97%	2.425	81

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 34. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
40	0.00590292

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 35. Resultados financieros pozo C-8

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-8]		
INDICADOR	ESCENARIO [12MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	258.288	258.288
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	40	40
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	227.458	578.126
VPN Egresos USD	344.977	491.876
VPN (USD)	-117.519	86.250
TIR %	-9,3	2,9
Relación (beneficio/costo)	0,66	1,18

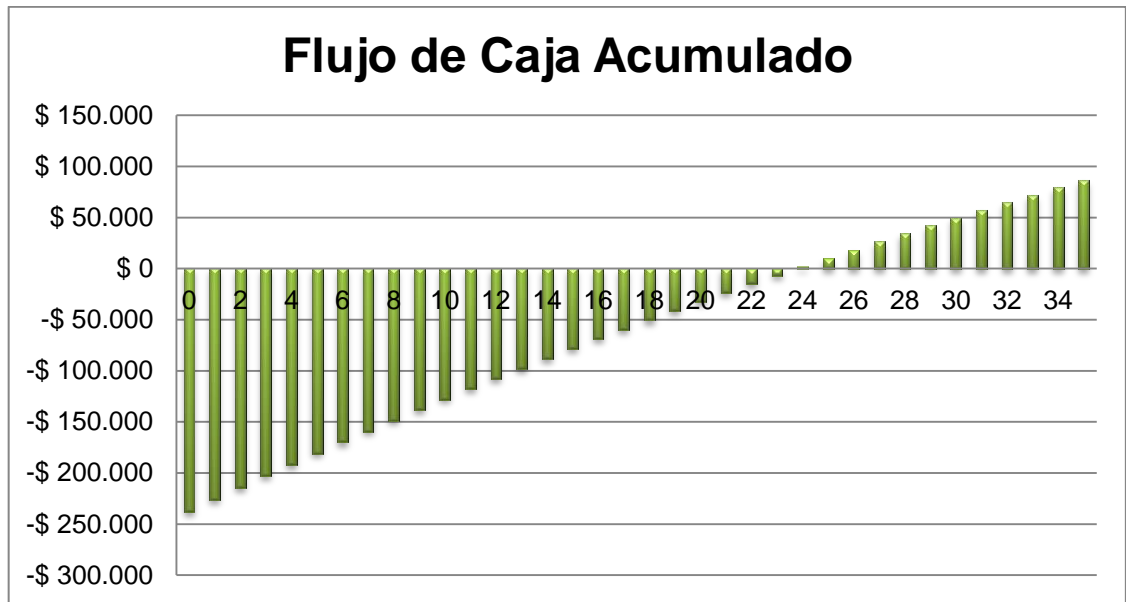
Fuente. Elaborador por el autor.

En la tabla N° 35, se evidencia que a los 12 meses, el VPN es negativo, y los beneficios que se esperan obtener traídos a valor presente generan pérdidas de \$117.519 dólares, mientras que a los 36 meses el VPN es de \$86.250 dólares por lo cual en ese escenario la estimulación sería viable.

La relación Beneficio/costo a los 12 meses es de 0,66 y a los 36 meses 1,18.

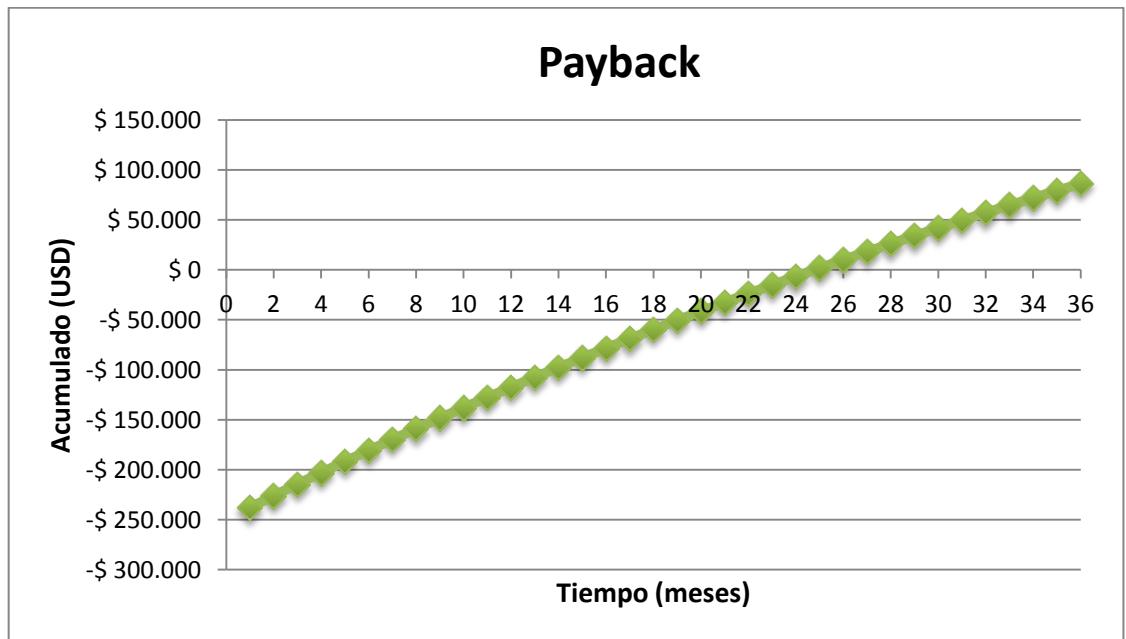
Adicionalmente al comparar el valor de TIR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), la TIR no supera la TIO a los 12 meses, mientras en el escenario de 36 meses si.

Figura 85. Flujo de caja acumulado pozo C-8



Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 86. Payback time Pozo C-8



Fuente. Elaborado por el autor.

La gráfica de payback time mostrada anteriormente indica que a los 25 meses (periodo de evaluación establecido) se ha recupera la inversión inicial.

➤ **Resultados Pozo C-18**

Tabla 36. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-18

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	790	78%	618	172
Optimizado	1033	78%	808	225

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 37. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
53	0.00075843

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 38. Resultados financieros pozo C-18

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-18]		
INDICADOR	ESCENARIO [12 MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	300.973	300.973
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	40	40
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	310.599	834.729
VPN Egresos USD	315.210	341.547
VPN (USD)	-4.612	493.182
TIR %	0,6	9
Relación (beneficio/costo)	0,99	2,44

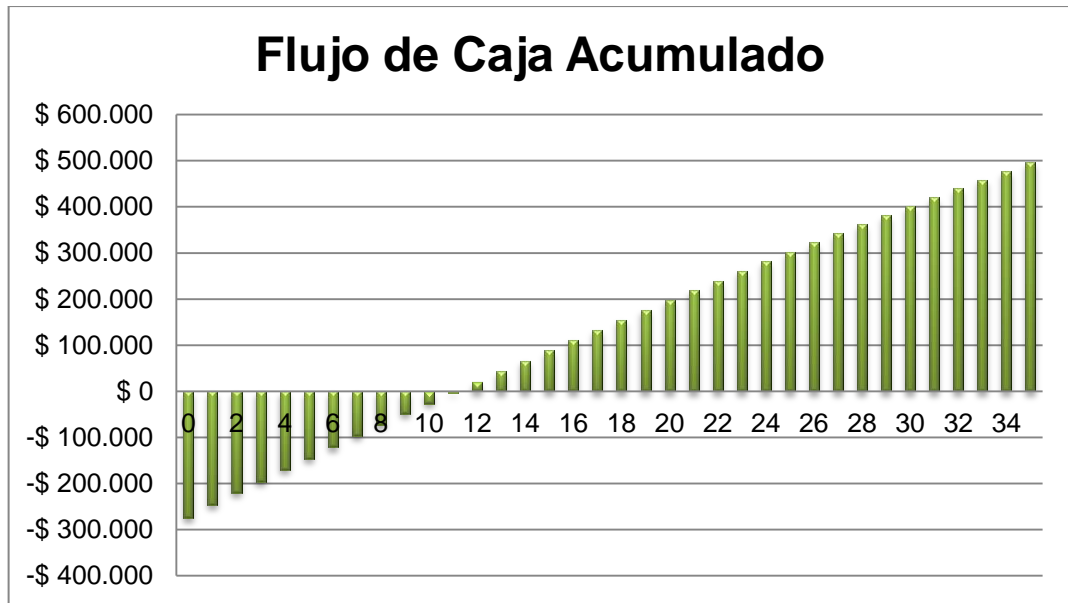
Fuente. Elaborador por el autor.

En la tabla N°38, se evidencia que a los 12 meses, el VPN es negativo, y los beneficios que se esperan obtener traídos a valor presente generan pérdidas de \$4.612 dólares, por el contrario en el escenario de 36 meses, el VPN es de \$493.182 dólares positivo.

La relación Beneficio/costo es de 0,99 para el primer escenario (12 meses) y 2,44 para el escenario de 36 meses.

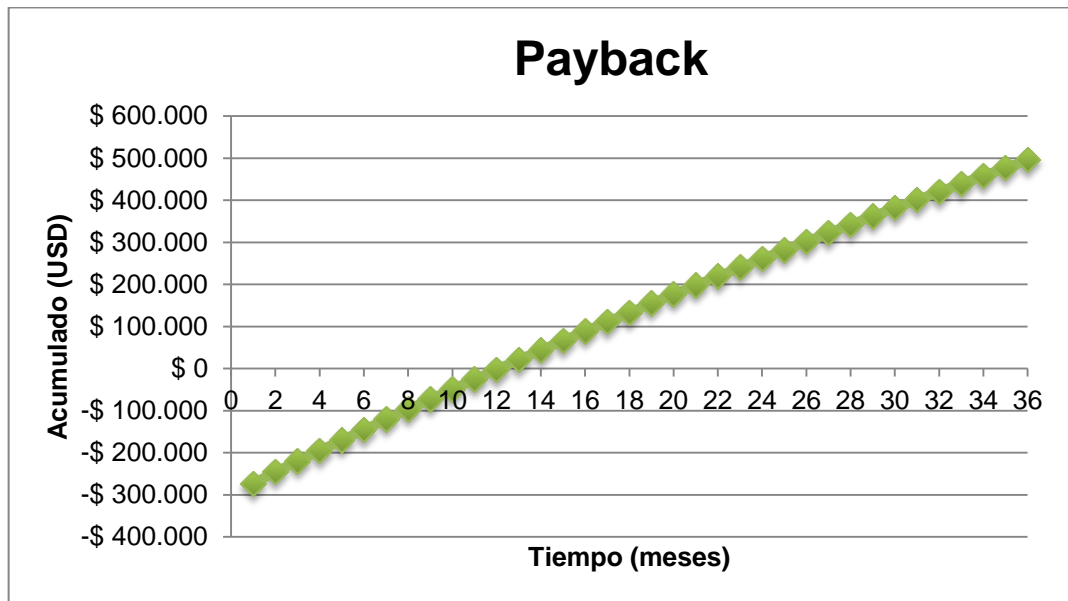
Adicionalmente al comparar el valor de la TIR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), la TIR supera la tasa interna de oportunidad solo en el escenario de 36 meses, haciendo al proyecto de estimulación para este pozo un proyecto rentable para ECOPETROL S.A a los 36 meses.

Figura 87. Flujo de caja acumulado pozo C-18



Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 88. Payback time Pozo C-18



Fuente. Elaborado por el autor.

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente indica que a los 13 meses, se cumple el desembolso inicial de la inversión.

➤ **Resultados Pozo C-22**

Tabla 39. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-22

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	400	93%	372	28
Optimizado	739	93%	687	52

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 40. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
24	0,0011306

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 41. Resultados financieros pozo C-22

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-22]		
INDICADOR	ESCENARIO [12 MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	248.806	248.806
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	24	24
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	140.341	375.613
VPN Egresos USD	272.469	315.962
VPN (USD)	-132.128	59.651
TIR %	-11	2,3
Relación (beneficio/costo)	0,52	1,19

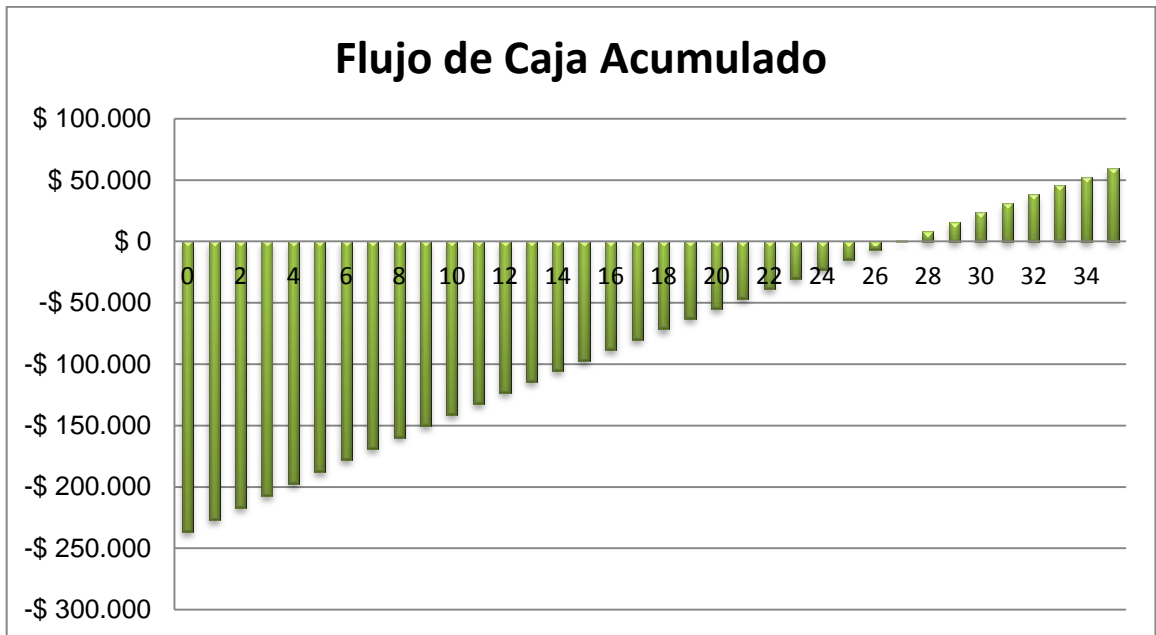
Fuente. Elaborador por el autor.

En la tabla N°41, se evidencia que a los 12 meses, el VPN es negativo es por esto que el proyecto no sería viable ya que los beneficios que se esperan obtener traídos a valor presente no se logran y aparte se generan pérdidas de \$ 132.128 dólares, a los 36 meses el VPN es positivo y las ganancias generadas son de \$59.651 dólares.

La relación Beneficio/costo es menor que 1 con un valor de 0,96 en el escenario de 12 meses, mientras que a los 36 meses es de 2,3

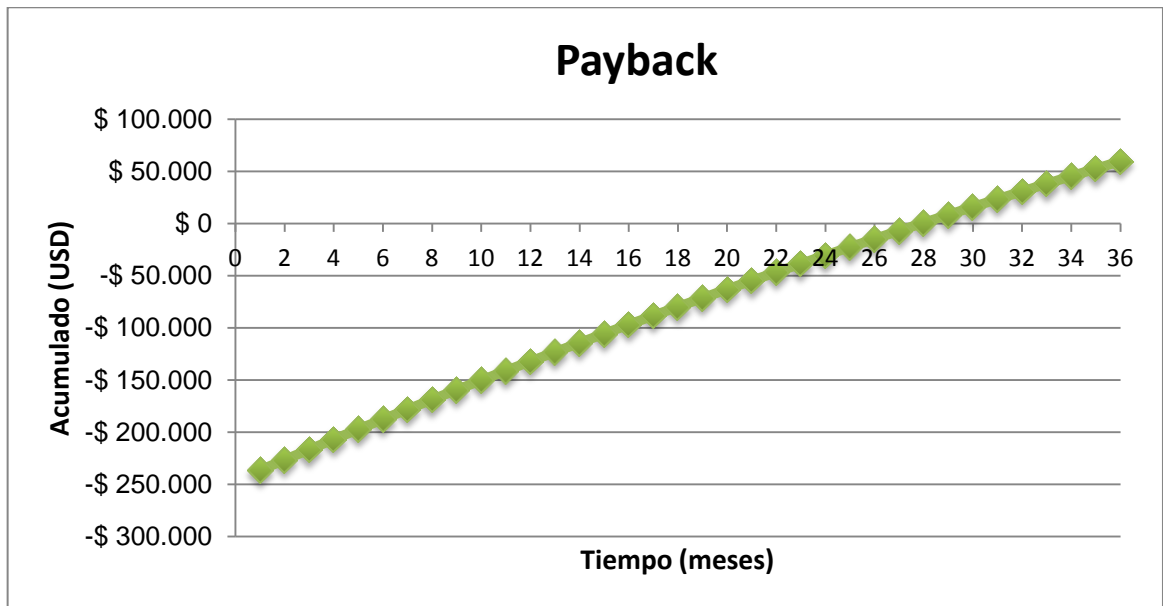
Adicionalmente al comparar el valor de TIR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), la tasa interna de oportunidad supera a la tasa interna de retorno solo en el escenario dos (36 meses).

Figura 89. Flujo de caja acumulado pozo C-22



Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 90. Payback time Pozo C-22



Fuente. Elaborado por el autor.

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente indica que a los 28 meses (periodo de evaluación establecido) se recupera la inversión inicial.

➤ **Resultados Pozo C-23**

Tabla 42. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-23

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	600	95%	570	30
Optimizado	728	95%	692	36

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 43. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Me]
6	0,00318039

Fuente. Elaborador por el autor.

Tabla 44. Resultados financieros pozo C-23

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [C-23]		
INDICADOR	ESCENARIO [12 MESES]	ESCENARIO [36 MESES]
Inversión (USD)	247.841	247.841
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	6	6
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	34.666	90.720
VPN Egresos USD	256.336	271.413
VPN (USD)	-221.670	-180.693
TIR %	-26,8	-5,6
Relación (beneficio/costo)	0,14	0,31

Fuente. Elaborador por el autor.

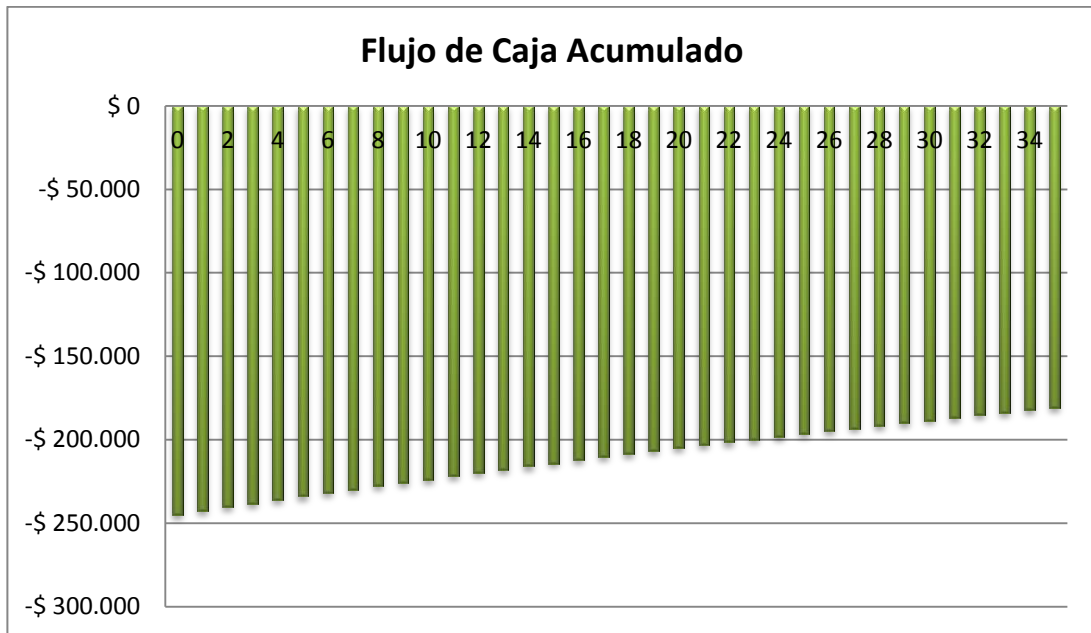
Para la tabla N°44, el VPN a los 12 y 36 meses es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto porque los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan ni siquiera la inversión inicial, representando una pérdida neta de \$221.670 dólares y \$180.693 dólares.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos en este caso a los 36 meses no es viable la estimulación ya que el beneficio/costo es menor que uno en los escenarios.

El valor de TIR en este caso es menor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) y toma un valor negativo.

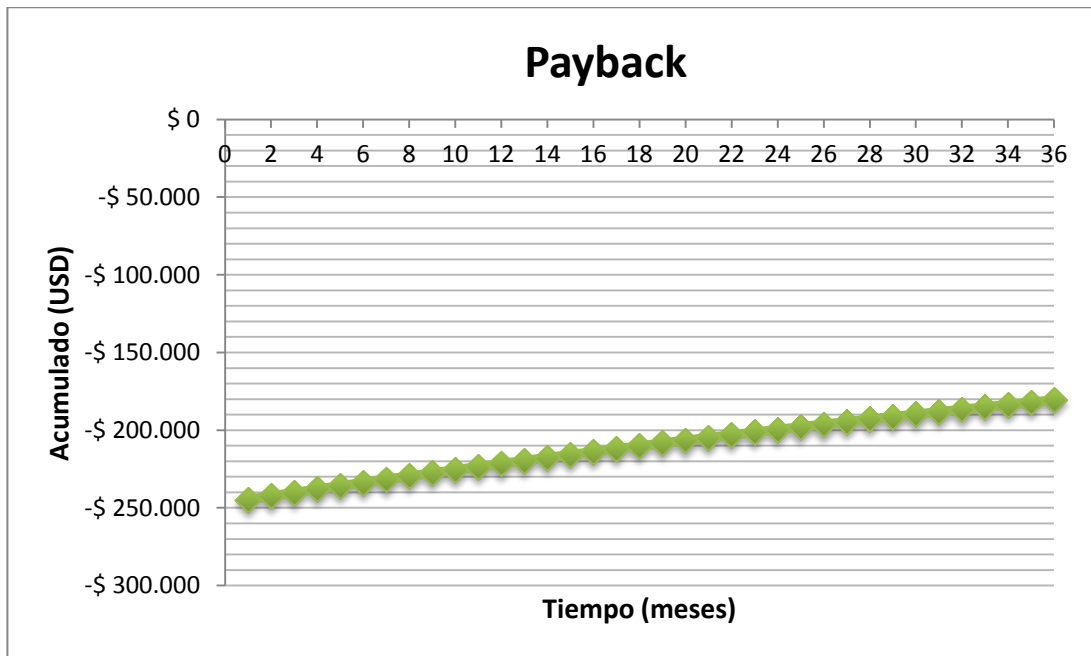
La gráfica de Payback time mostrada anteriormente indica que la inversión no se alcanza en el escenario de evaluación más alto (36 meses).

Figura 91. Flujo de caja acumulado pozo C-23



Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 92. Payback time Pozo C-23



Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 45. Resultados financieros de la evaluación en cada pozo.

POZO	INDICADORES	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
C-4	VPN (USD)	61.191	597.722
	TIR (%)	4,3	10,8
	PAYBACK TIME (MESES)	10 meses	10 meses
	RBC	1,15	2,22
C-8	VPN (USD)	-117.519	86.250
	TIR (%)	-9,3	2,9
	PAYBACK TIME (MESES)	25 meses	25 meses
	RBC	0,66	1,18
C-18	VPN (USD)	-4.612	493.182
	TIR (%)	0,6%	9%
	PAYBACK TIME (MESES)	13 meses	13 meses
	RBC	0,99	2,44
C-22	VPN (USD)	-132.128	59.651
	TIR (%)	-11	2,3
	PAYBACK TIME (MESES)	28 meses	28 meses
	RBC	0,52	1,19
C-23	VPN (USD)	-221.670	-180.693
	TIR (%)	-26,8	-5,6
	PAYBACK TIME (MESES)	Supera los 12 meses	Supera los 36 meses
	RBC	0,14	0,33
C-32	VPN (USD)	84.917	597.565
	TIR (%)	6	12
	PAYBACK TIME (MESES)	9 meses	9 meses
	RBC	1,26	2,7

Fuente. Elaborado por el autor.

7.5.1.4.2. Resultados del Análisis global

A continuación se muestran los indicadores financieros globales (uniendo los 6 pozos), con el fin de mostrar que el proyecto también sería rentable, y que la mejor forma de presentar el proyecto es de forma global ya que de esta forma las ganancias generadas por algunos pozos soportan los pozos que individualmente no son rentables. El análisis también se desarrolló para un escenario de 12 meses y uno de 36 meses, donde a los 36 meses los resultados son satisfactorios.

Tabla 46. Resultados financieros de la evaluación global

ESTIMULACIÓN CON LAVADO ÁCIDO [GLOBAL]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	1'1695.968	\$ 1'695.968
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	283	283
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	1'604.197	4'054.068
VPN Egresos USD	1'880.132	2'189.361
VPN (USD)	-275.936	1'864.707
TIR %	-2,4	6,8
Relación (beneficio/costo)	0,85	1,85

Fuente. Elaborado por el autor.

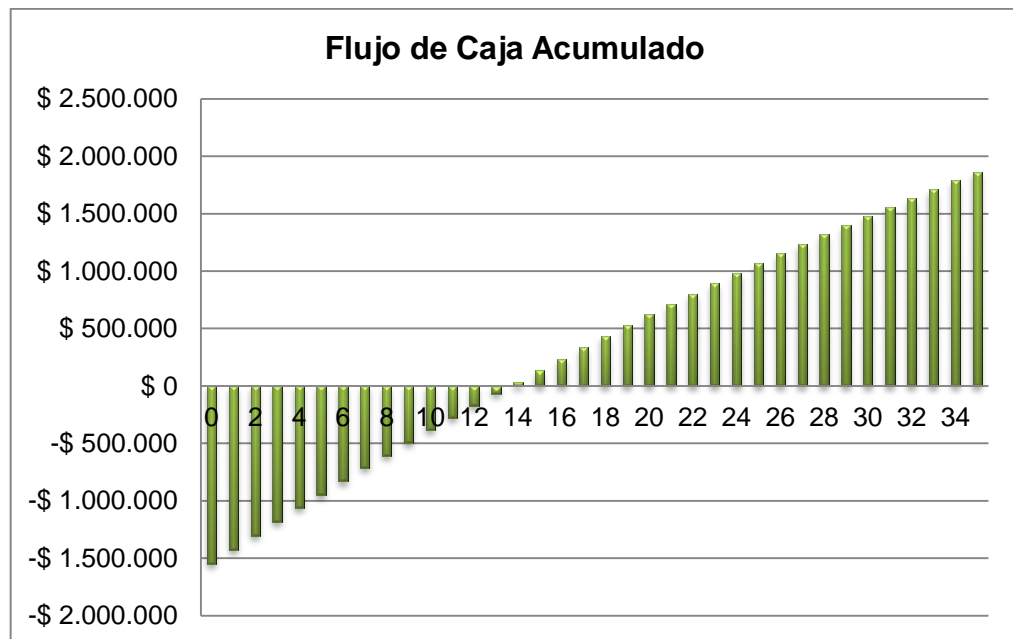
Para la tabla N°46, el VPN a los 36 meses es positivo, por esto que sería viable el proyecto ya que los beneficios que se espera generar traídos a valor presente recuperan la inversión inicial, y representan una ganancia neta de 1'864.707

dólares. Sin embargo a los 12 meses, tiempo en el cual la empresa espera recuperar su inversión inicial, no se logra obtener este resultado.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos en este caso a los 36 meses es viable la estimulación ya que el beneficio/costo es 1,85.

El valor de la TIR en este caso es mayor que la tasa de oportunidad manejada (TIO), por lo cual la campaña de estimulación para los pozos es un proyecto viable para ECOPETROL S.A en ese escenario.

Figura 93. Flujo de caja acumulado evaluación global



Fuente. Elaborado por el autor.

7.5.2. Campaña de cambio de líneas de superficie

Al realizar la sensibilización del diámetro interno de las líneas de superficie, los resultados obtenidos en incrementos de producción no son tan marcados como los

que se obtuvieron con la sensibilización del daño, sin embargo se realiza el mismo procedimiento para realizar la evaluación financiera y fijar la viabilidad de todos los estudios de disminución de presión en cabeza.

Para esta campaña se tomaron dos escenarios de evaluación, 12 y 16 meses, teniendo en cuenta el Runlife de las tuberías en las condiciones ambientales del campo Cicuco, esta durabilidad está condicionada al mantenimiento de las líneas por lo menos cada 3 años.

7.5.2.1. Costos asociados al cambio de líneas de superficie.

Tabla 47. Costos de cambio de tubería de superficie para pozo C-32

COSTOS CAMBIO DE TUBERIA [C-32]		
DESCRIPCIÓN	VALOR/UNITARIO [US\$]	VALOR TOTAL [US\$]
Tubería SCH 40, diámetro nominal 3,548", junta	322	78.120
Instalación de tubería SCH 40 a 60	3,06	42.324
Proteger tubería aérea (limpieza sspc-sp6)	26,98	33.479
Abcisado de tuberías	4,37	1.511
Rocerías o corte de maleza	0,53	560
Montaje y desmontaje de válvulas o cheques	17,44	70
Desmantelar tubería	0,69	7.188
Transporte de tubería	700,00	5.022
Toma de GPS continuo	85,63	296

DESCRIPCIÓN	VALOR/UNITARIO [US\$]	VALOR TOTAL [US\$]
Suministro e instalación de válvulas de bola. Roscada x 800 psi – bridada ANSI 150-300. Incluye empaques y espárragos	214,89	860
Suministro de espárragos b-7 de 3/4" x 5 1/2" con doble tuerca	2,59	125
Administración	12%	12.676
Valor total con AIU		\$193.135

Fuente. Bureau Veritas

Tabla 48. CAPEX de cambio de línea del pozo C-32

CAPEX CAMBIO DE LINEA	
Tiempo del pozo parado (DÍAS)	2
Costo diferida (USD)	29.597
Fluidos adicionales producidos (USD)	342
TOTAL	29.939

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 49. Costo total de cambio de línea del pozo C-32

OPERACIÓN	COSTO TOTAL [US\$]
CAMBIO DE LINEAS	223.074

Fuente. Elaborado por el autor

7.5.2.2. Resultados de análisis financiero por pozo.

A continuación se presentan los resultados del análisis desarrollado a los 6 pozos con el fin de demostrar que si se hace de forma individual, la optimización que se sugiere implementar se podría realizar a 3 de los 6 pozos evaluados.

➤ Pozo C-32

Tabla 50. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-32

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1212	80%	969	243
Optimizado	1272	80%	1017	255

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 51. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [mensual]
12	0,01137263

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 52. Resultados financieros del pozo C-32

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-4]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	223.077	223.077
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	12	12
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	66.109	158.789
VPN Egresos USD	226.433	231.620
VPN (USD)	-160.324	-72.831
TIR	-17.3%	-1,5%
Relación (beneficio/costo)	0,29	0,69

Fuente. Elaborado por el autor

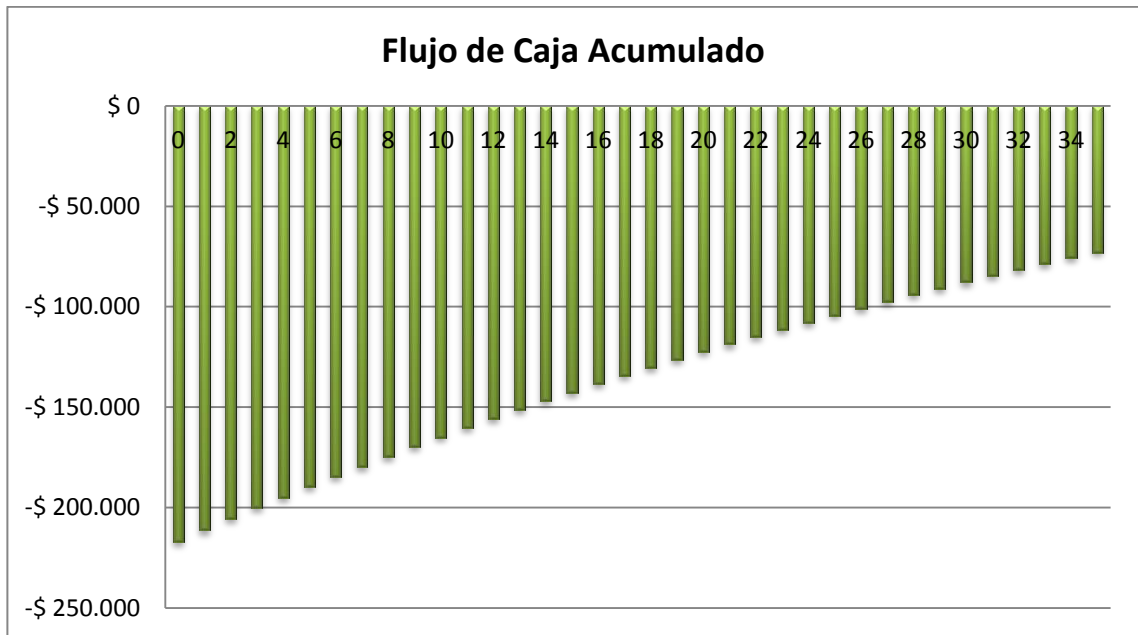
Para la tabla N°52, el VPN a los 12 y 36 meses es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto porque los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan ni siquiera la inversión inicial, representando una pérdida neta de \$160.324 dólares Y \$72.831 dólares respectivamente.

La relación Beneficio/costo a los 12 meses es de 0,29 y a los 36 meses es de 0,69 por lo cual no es aconsejable el cambio de tubería.

El valor de TIR en este caso es menor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) y toma un valor negativo para los dos escenarios.

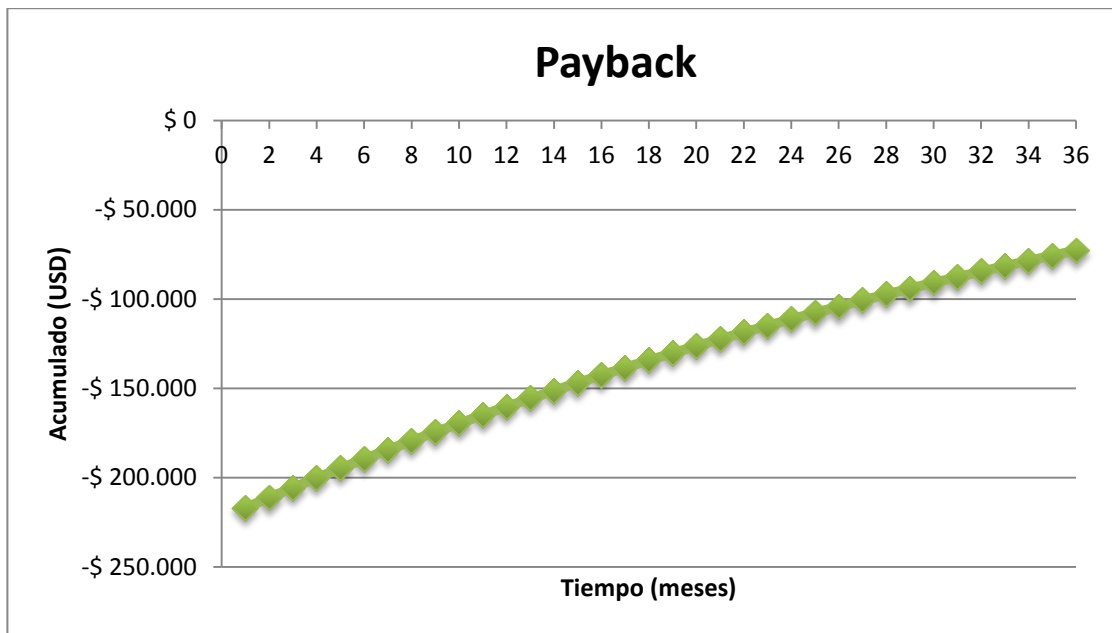
La gráfica de Payback time que se muestra a continuación indica que a los 36 meses no se alcanza a cumplir el desembolso inicial de la inversión.

Figura 94. Flujo de caja acumulado pozo C-32



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 95. Payback time Pozo C-32



Fuente. Elaborado por el autor

➤ **Pozo C-4**

Tabla 53. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-4

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1860	91%	1690	170
Optimizado	1977	91%	1796	181

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 54. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [mensual]
11	0,00957637

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 55. Resultados financieros del pozo C-4

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-4]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	102.394	102.394
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	11	11
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	59.562	145.699
VPN Egresos USD	109.917	121.898
VPN (USD)	-50.355	23.801
TIR	-10,1%	2,3%
Relación (beneficio/costo)	0,54	1,2

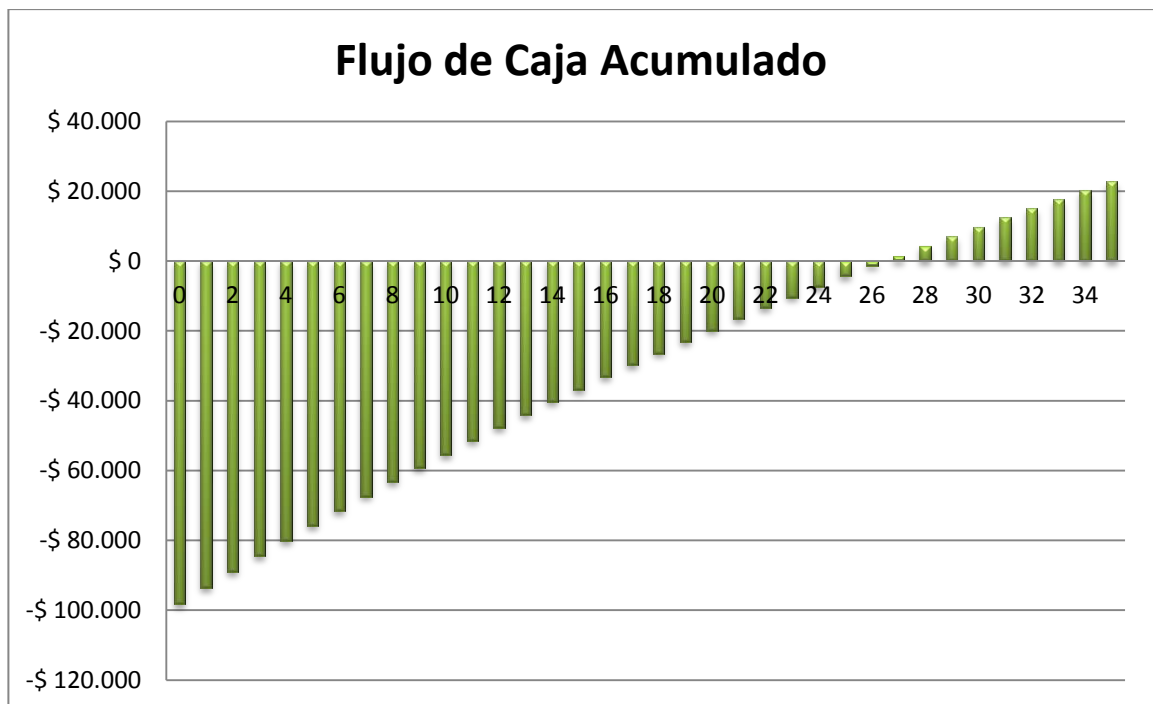
Fuente. Elaborado por el autor

Para la tabla N°55, el VPN a los 12 meses es negativo, el cual representa pérdidas de \$50.355 dólares, mientras a los 36 meses el VPN representa ganancias de \$23.801 dólares.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos, en el caso de primer escenario el valor es menor que uno, por lo cual no es aconsejable el proyecto, para el caso del escenario dos, el valor es mayor que uno por lo cual si es aconsejable realizar la inversión.

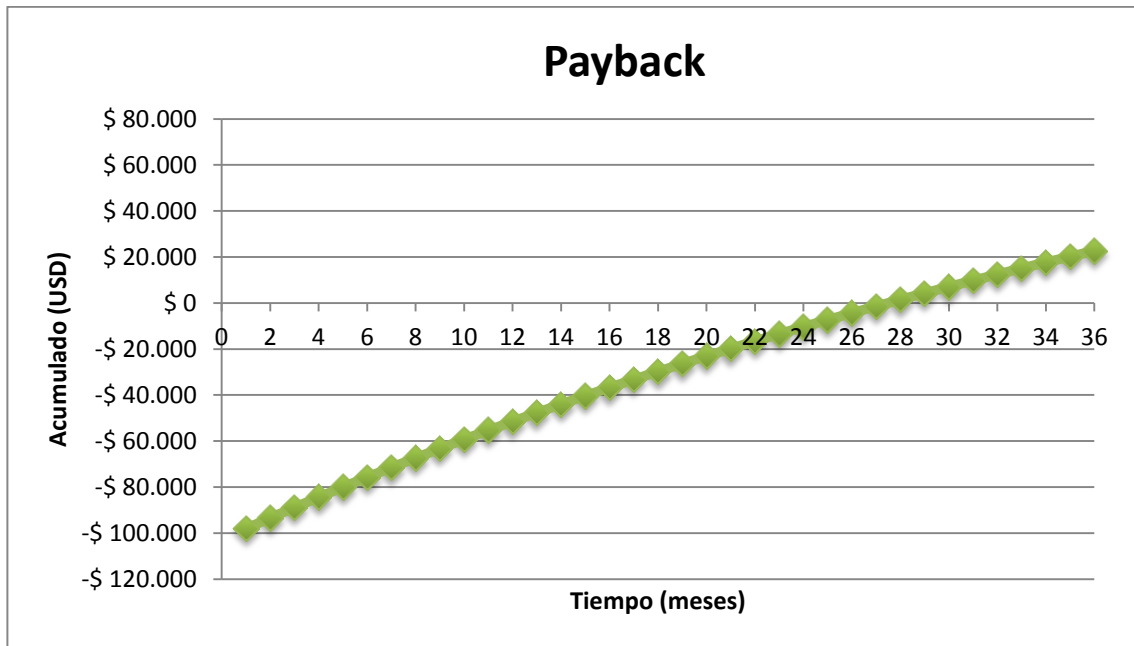
El valor de TIR en este caso es mayor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) a los 36 meses por lo cual el proyecto se hace viable para la empresa solo en ese escenario.

Figura 96. Flujo de caja acumulado pozo C-4



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 97. Payback time Pozo C-4



Fuente. Elaborado por el autor

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente, indica que a los 27 meses se alcanza a cumplir el desembolso inicial de la inversión.

➤ **Pozo C-8**

Tabla 56. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-8

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	1264	97%	1223	41
Optimizado	1906	97%	1844	62

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 57. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Mensual]
21	0,00451828

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 58. Resultados financieros del pozo C-8

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-8]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	122.404	122.404
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	21	21
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	120.384	310.529
VPN Egresos USD	168.016	247.148
VPN (USD)	-47.633	63.381
TIR	-7,6%	3,9%
Relación (beneficio/costo)	0,72	1,26

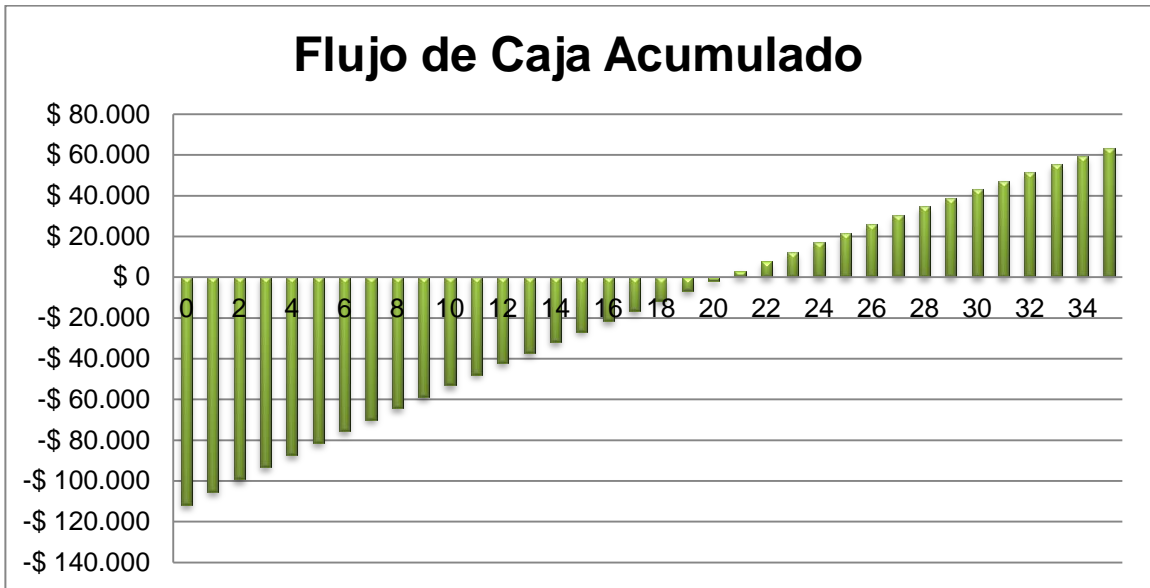
Fuente. Elaborado por el autor

Para la tabla N°58, el VPN a los 36 meses es positivo, y representa una ganancia neta de \$63.381 dólares, mientras a los 12 meses la inversión inicial no se ha recuperado y el VPN es negativo con un valor de \$47.633 dólares

La relación Beneficio/costo está a los 36 meses es 1,26 por lo cual es aconsejable el cambio de tubería para ese escenario, caso contrario al escenario de 12 meses.

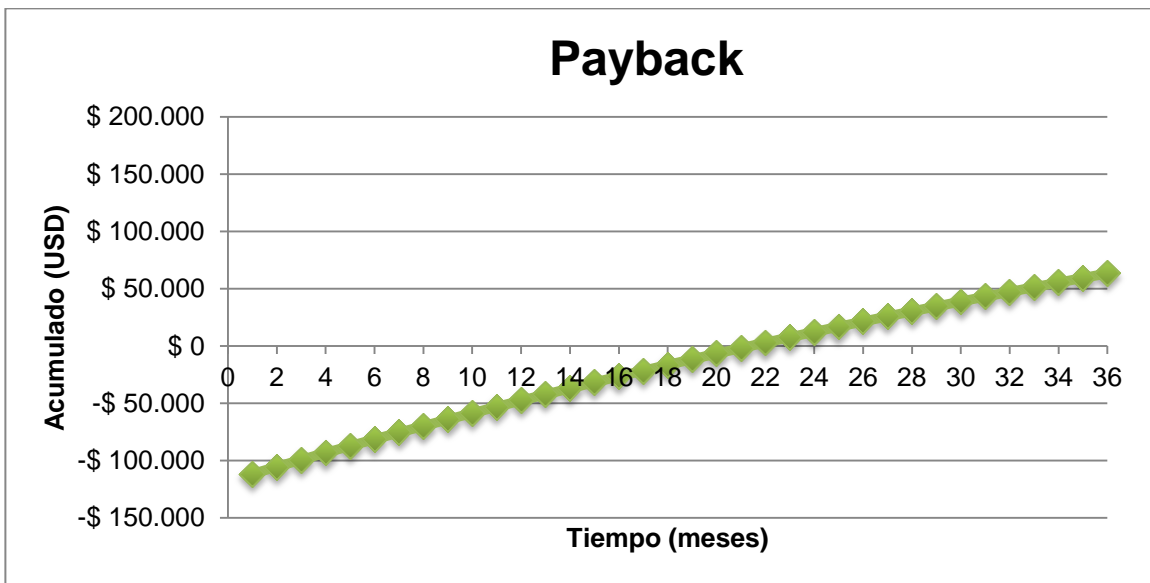
El valor de TIR solo es mayor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) en el segundo escenario.

Figura 98. Flujo de caja acumulado pozo C-8



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 99. Payback time Pozo C-8



Fuente. Elaborado por el autor

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente, indica que a los 21 meses se alcanza a cumplir el desembolso inicial de la inversión.

➤ **Pozo C-18**

Tabla 59. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-18

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	790	78%	618	172
Optimizado	1066	78%	834	232

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 60. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Mensual]
60	0,00078203

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 61. Resultados financieros del pozo C-18

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-18]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	230.620	230.620
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	60	60
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	351,572	944,598
VPN Egresos USD	246,752	276,582
VPN (USD)	104,820	668,016
TIR	8.9%	14.5%
Relación (beneficio/costo)	1,42	3,42

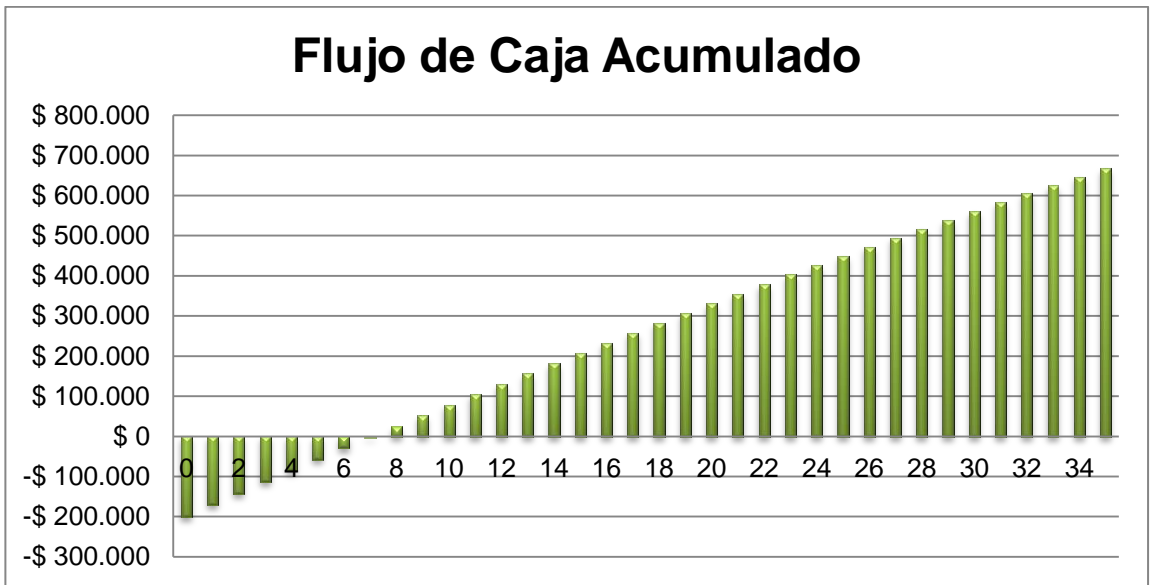
Fuente. Elaborado por el autor

Para la tabla N°61, el VPN a los 12 y 36 meses es positivo, es por esto que sería viable el proyecto ya que los beneficios que se espera generar traídos a valor presente recuperan la inversión inicial, y representan una ganancia neta de \$104.820 dólares y \$451.601 dólares respectivamente.

La relación Beneficio/costo en los dos escenarios es mayor que uno, por lo cual realizar cambio de líneas de superficie de este pozo es aconsejable.

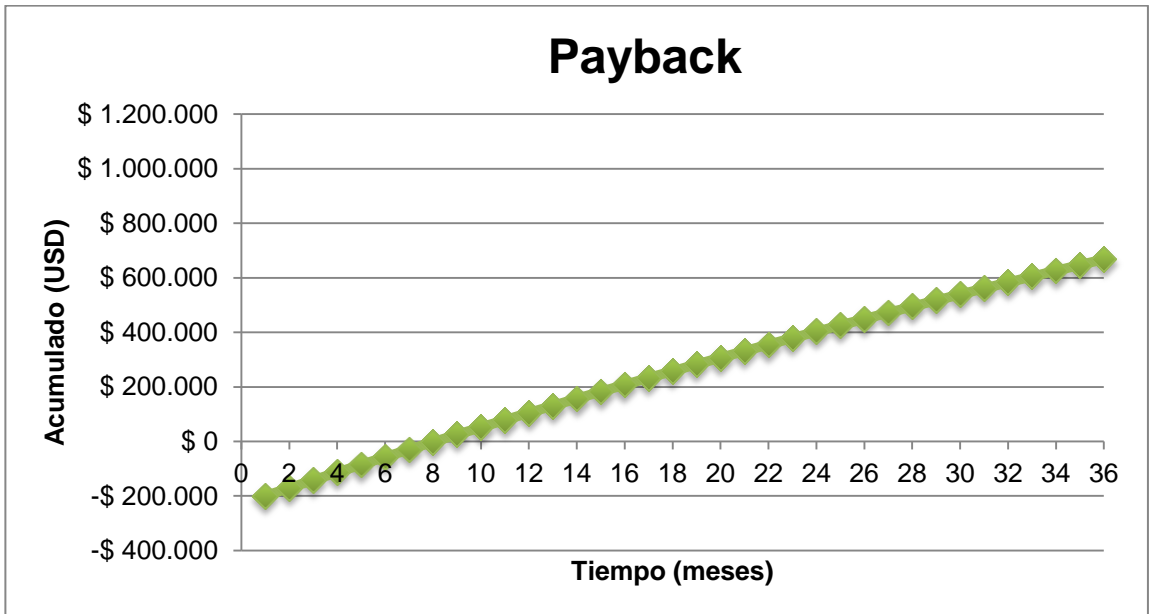
El valor de TIR en los dos escenarios es mayor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) por lo cual el proyecto se hace viable para la empresa.

Figura 100. Flujo de caja acumulado pozo C-18



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 101. Payback time Pozo C-18



Fuente. Elaborado por el autor

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente, indica que a los 9 meses se alcanza a cumplir el desembolso inicial de la inversión.

➤ **Pozo C-22**

Tabla 62. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-22

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	400	93%	372	28
Optimizado	447	93%	416	31

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 63. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Mensual]
3	0,00067401

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 64. Resultados financieros del pozo C-22

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-22]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	327.665	327.665
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	3	3
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	71,014	47,317
VPN Egresos USD	340,709	336,259
VPN (USD)	-269,695	-288,943
TIR	-4.1%	-8.7%
Relación (beneficio/costo)	0,21	0,14

Fuente. Elaborado por el autor

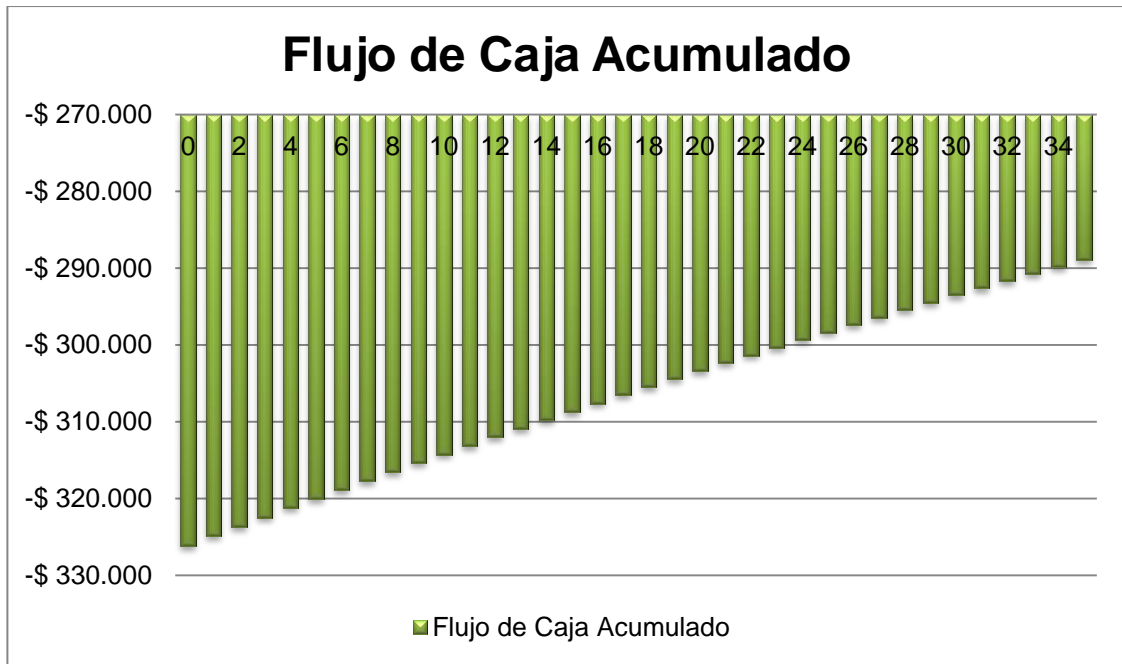
Para la tabla N°64 , el VPN a los 12 y 36 meses es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto ya que los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan la inversión inicial, y representan una pérdida neta de \$269.695 dólares y \$288.943 dólares respectivamente.

La relación Beneficio/costo es menor que uno en los dos escenarios, por lo cual el cambio de línea de superficie en este pozo no es aconsejable.

El valor de la TIR en los dos escenarios es menor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) por lo cual el proyecto no se hace viable para la empresa.

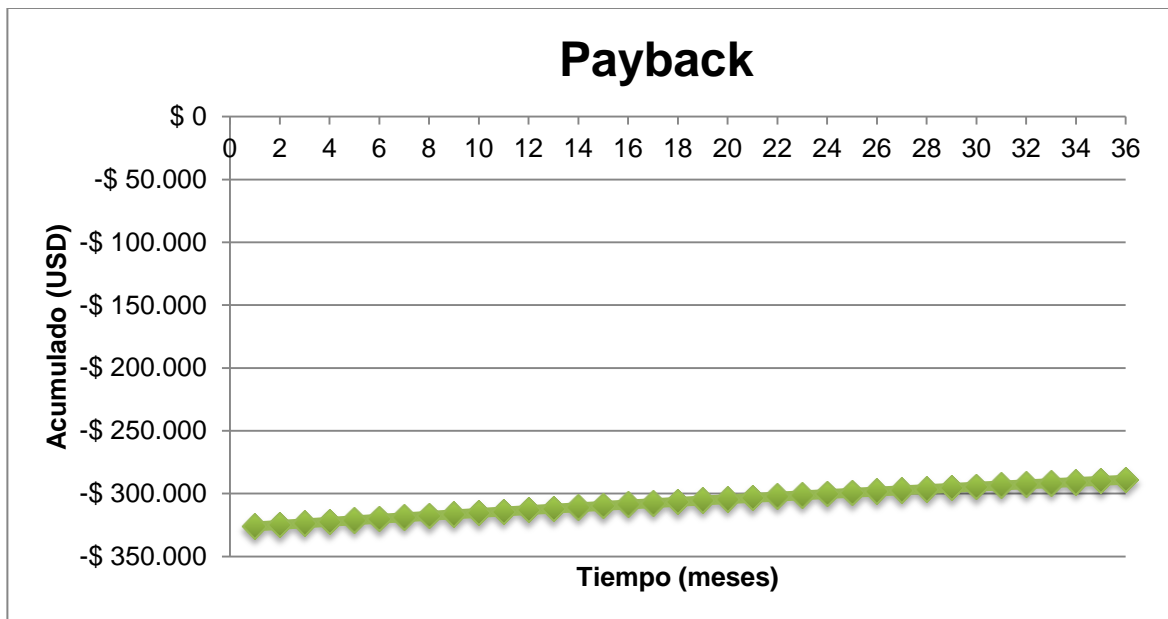
La gráfica de Payback time mostrada, indica que la inversión inicial no se alcanza a recuperar en los 36 meses.

Figura 102. Flujo de caja acumulado pozo C-22



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 103. Payback time Pozo C-22



Fuente. Elaborado por el autor

➤ **Pozo C-23**

Tabla 65. Comparación de la producción actual con la producción optimizada pozo C-23

	BFPD	BSW	BAPD	BOPD
Actual	600	95%	570	30
Optimizado	750	95%	713	37

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 66. Producción incremental de crudo e índice de declinación exponencial

Incremental [BOPD]	Di [Mensual]
7	0,00326873

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 67. Resultados financieros del pozo C-23

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [C-23]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	328.344	328.344
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	7	7
TIO	0,88 %	0,88 %
VPN Ingresos USD	40.422	105.684
VPN Egresos USD	338.274	355.871
VPN (USD)	-297.852	-250.187
TIR	-27.9%	-6,1%
Relación (beneficio/costo)	0,12	0,3

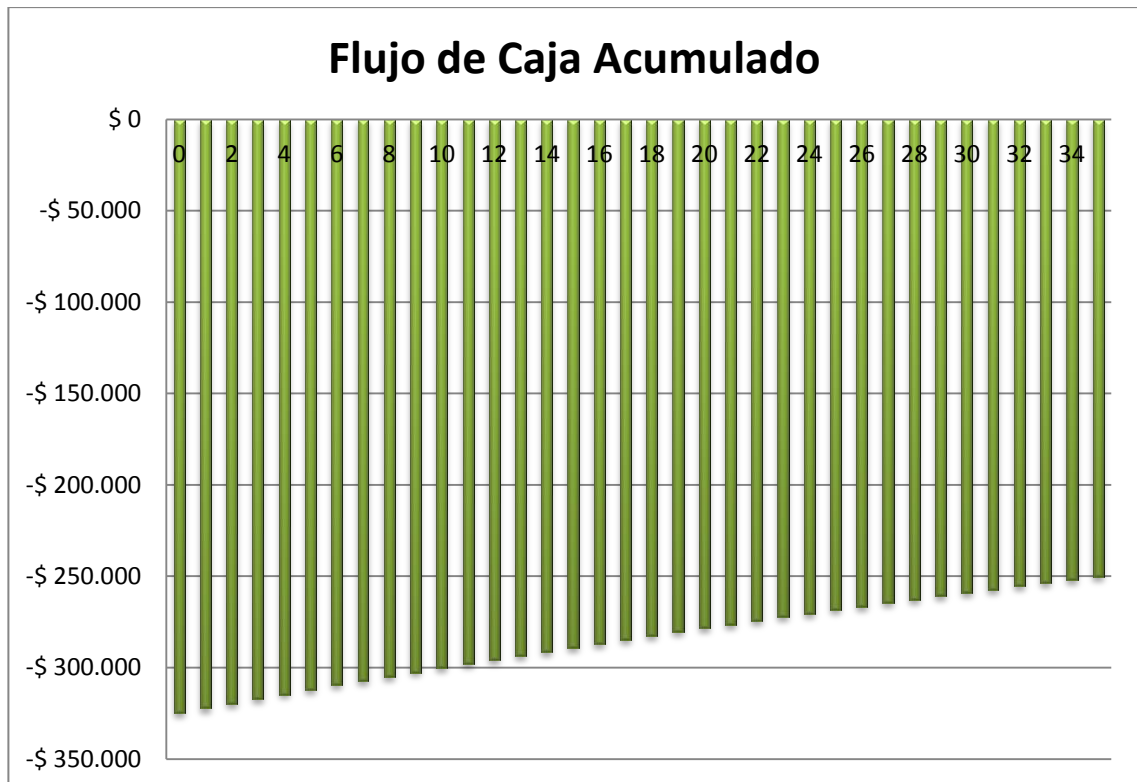
Fuente. Elaborado por el autor

Para la tabla N°67, el VPN a los 12 y 36 meses es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto ya que los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan la inversión inicial, y representan una pérdida neta de \$297.852 dólares y \$250.187 dólares respectivamente.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos en este caso no es aconsejable el cambio de tubería ya que el beneficio/costo es menor que uno en los dos escenarios.

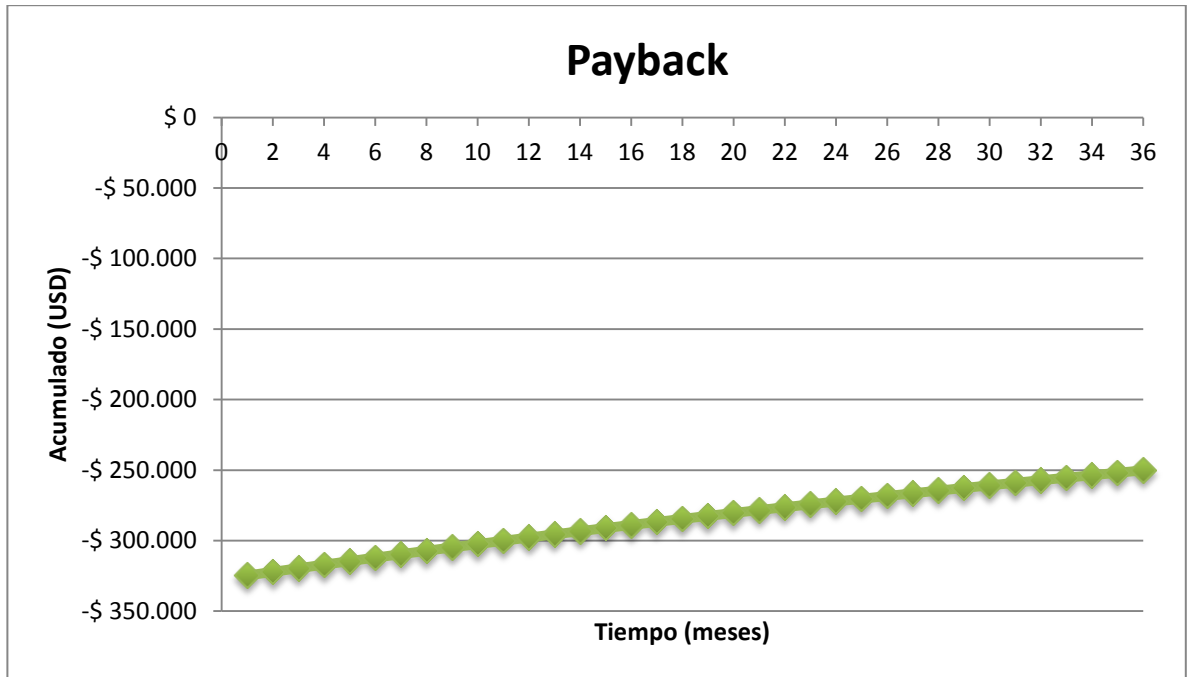
El valor de TIR en este caso es menor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) por lo cual el proyecto no se hace viable para la empresa.

Figura 104. Flujo de caja acumulado pozo C-23



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 105. Payback time Pozo C-23



Fuente. Elaborado por el autor

La gráfica de Payback time mostrada anteriormente, indica que la inversión inicial no se alcanza a recuperar en los 36 meses.

Tabla 68. Resultados financieros de la evaluación por pozo.

POZO	INDICADORES	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
C-4	VPN (USD)	-50.355	23.801
	TIR (%)	-10,1%	2,3%
	PAYBACK TIME (MESES)	27 meses	27 meses
	RBC	0,54	1,2
C-8	VPN (USD)	-47.633	63.381
	TIR (%)	-7,6%	3,9%
	PAYBACK TIME (MESES)	21 meses	21 meses
	RBC	0,72	1,26
C-18	VPN (USD)	104,820	668,016
	TIR (%)	8.9%	14.5%
	PAYBACK TIME (MESES)	9 meses	9 meses
	RBC	1,42	3,42
C-22	VPN (USD)	-269,695	-288,943
	TIR (%)	-4.1%	-8.7%
	PAYBACK TIME (MESES)	Supera los 36 meses	Supera los 36 meses
	RBC	0,21	0,14
C-23	VPN (USD)	-297.852	-250.187
	TIR (%)	-27.9%	-6,1%
	PAYBACK TIME (MESES)	Supera los 36 meses	Supera los 36 meses
	RBC	0,12	0,3
C-32	VPN (USD)	-160.324	-72.831
	TIR (%)	-17,3	-1,5
	PAYBACK TIME (MESES)	Supera los 36 meses	Supera los 36 meses
	RBC	0,29	0,69

Fuente. Elaborado por el autor

7.5.2.3. Resultados de análisis financiero Global.

A continuación se presentan los indicadores financieros globales (uniendo los 6 pozos), con el fin de demostrar que de esta forma el proyecto no sería rentable. Este análisis también se desarrolló para dos escenarios de evaluación de 12 y 36 meses.

Tabla 69. Resultados financieros globales de cambio de líneas de superficie.

CAMBIO DE LINEAS DE SUPERFICIE [GLOBAL]		
INDICADOR	ESCENARIO 1 [12 MESES]	ESCENARIO 2 [36 MESES]
Inversión (USD)	1'332.871	1'332.871
Incremental Inicial petróleo (BOPD)	114	114
TIO (MENSUAL) %	0,88	0,88
VPN Ingresos USD	511.582	1'292.852
VPN Egresos USD	1'400.941	1'515.237
VPN (USD)	-889.359	-222.386
TIR %	-15,3%	-0,2%
Relación (beneficio/costo)	0,37	0,85

Fuente. Elaborado por el autor

Para la tabla N°68, el VPN en los dos escenarios es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto global del cambio de líneas de superficie ya que los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan la inversión inicial, y representan una pérdida neta de \$889.359 dólares a los 12 meses y \$222.386 dólares a los 36 meses.

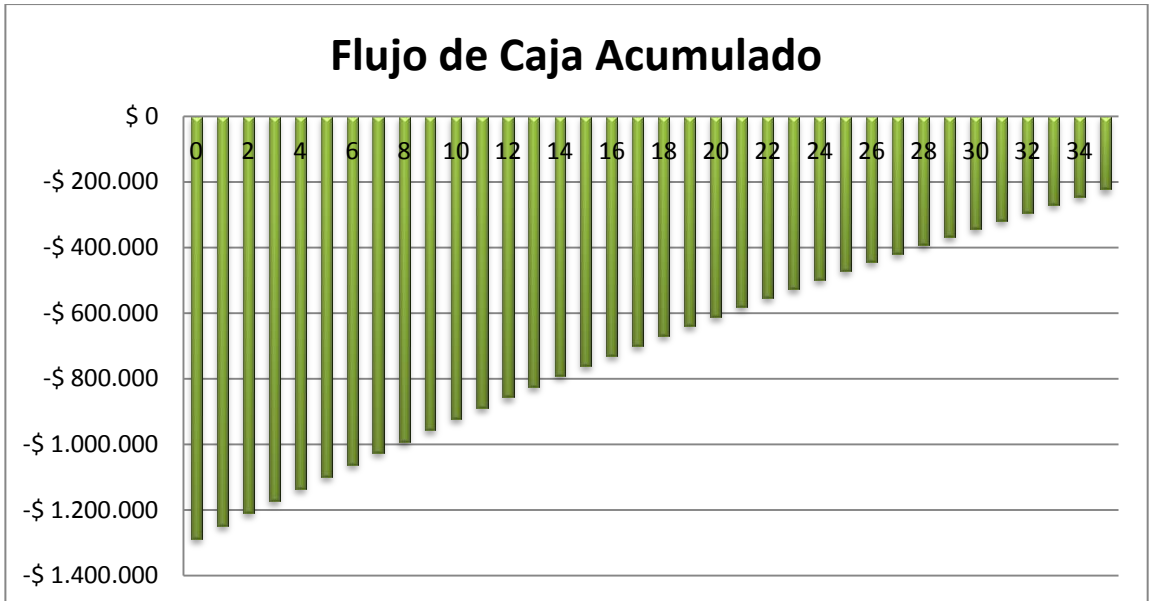
La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos en este caso a los no es viable el cambio de tubería ya que el beneficio/costo es menor que uno.

El valor de TIR en este caso es menor que la tasa de oportunidad manejada (TIO) por lo cual el proyecto no se hace viable para la empresa.

Por lo tanto el proyecto de cambio de líneas de superficie es viable realizarlo por pozo ya que de esta forma se logra optimizar tres pozos de los evaluados, mientras si la evaluación financiera se pasa de manera global, el proyecto no sería rentable ni viable para la empresa y ningún pozo podría ser optimizado, teniendo en cuenta que el desembolso debería ser a los 12 meses.

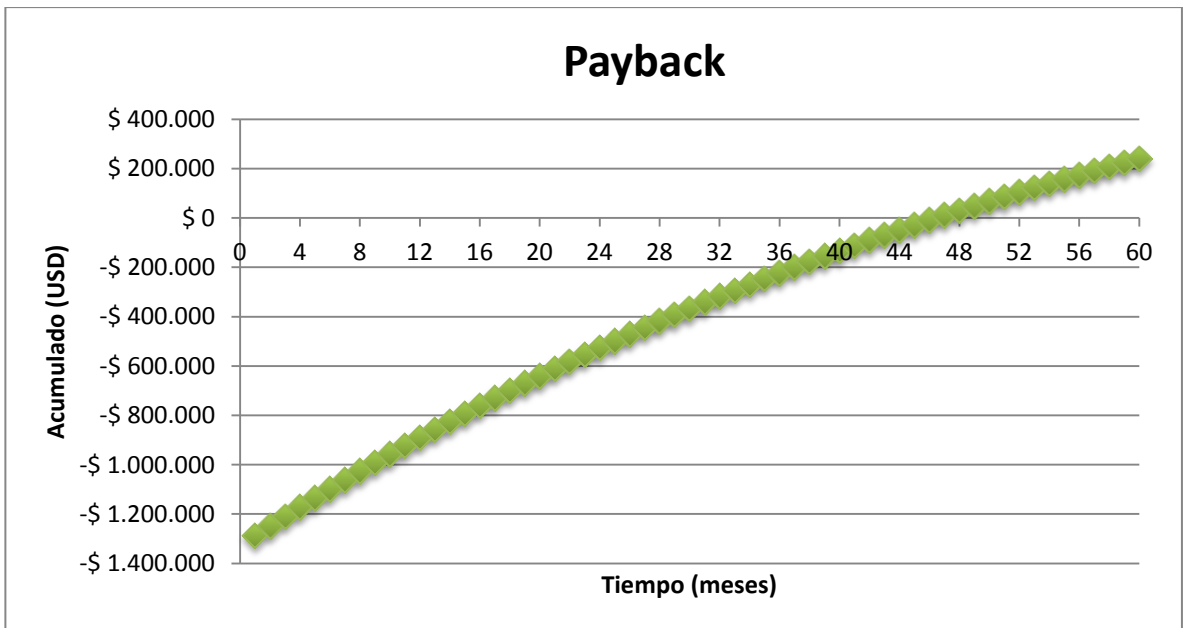
En la gráfica de Payback time mostrada a continuación, se visualiza que la inversión inicial no se alcanza a recuperar en los 36 meses.

Figura 106. Flujo de caja acumulado global



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 107. Payback time global



Fuente. Elaborado por el autor

8. ANALISIS DE LA OPTIMIZACIÓN EN EL VOLUMEN DE GAS DE INYECCIÓN

La cantidad de gas de gas de inyección actual es de 4,67 MMSCF, del cual 3,9314MMSCF es inyectado a los pozos del campo Cicuco y 1,496504 MMSCF al campo Boquete el cual se abre de forma intermitente.

Mediante el uso de medidores de registradores de presión se realizó la medición del volumen de gas de inyección de cada pozo, datos que fueron cotejados en el simulador Wellflo™ con el cual se realizó la sensibilización del volumen de gas de inyección para optimizar la producción.

Para determinar el volumen de gas de formación aportado por cada pozo, se hizo uso de la información recolectada del volumen de gas de inyección y con la medición del gas a la salida del separador de prueba, mediante un balance de materia se pudo establecer el aporte de gas de cada pozo.

Teniendo en cuenta el volumen de gas de inyección total, el volumen de gas total a la salida del separador general, el volumen de gas de formación y el volumen de gas de consumo, se pudo determinar que el gas de quema del campo Cicuco es aproximadamente 1,176504 MMSCF.

Con esta información y los resultados de la optimización obtenida con el simulador, se puede establecer el incremento de gas de inyección posible de aplicar para los pozos con resultados positivos.

A continuación se muestran los resultados del balance general obtenido mediante las mediciones realizadas.

Tabla 70. Balance de gas del Campo Cicuco.

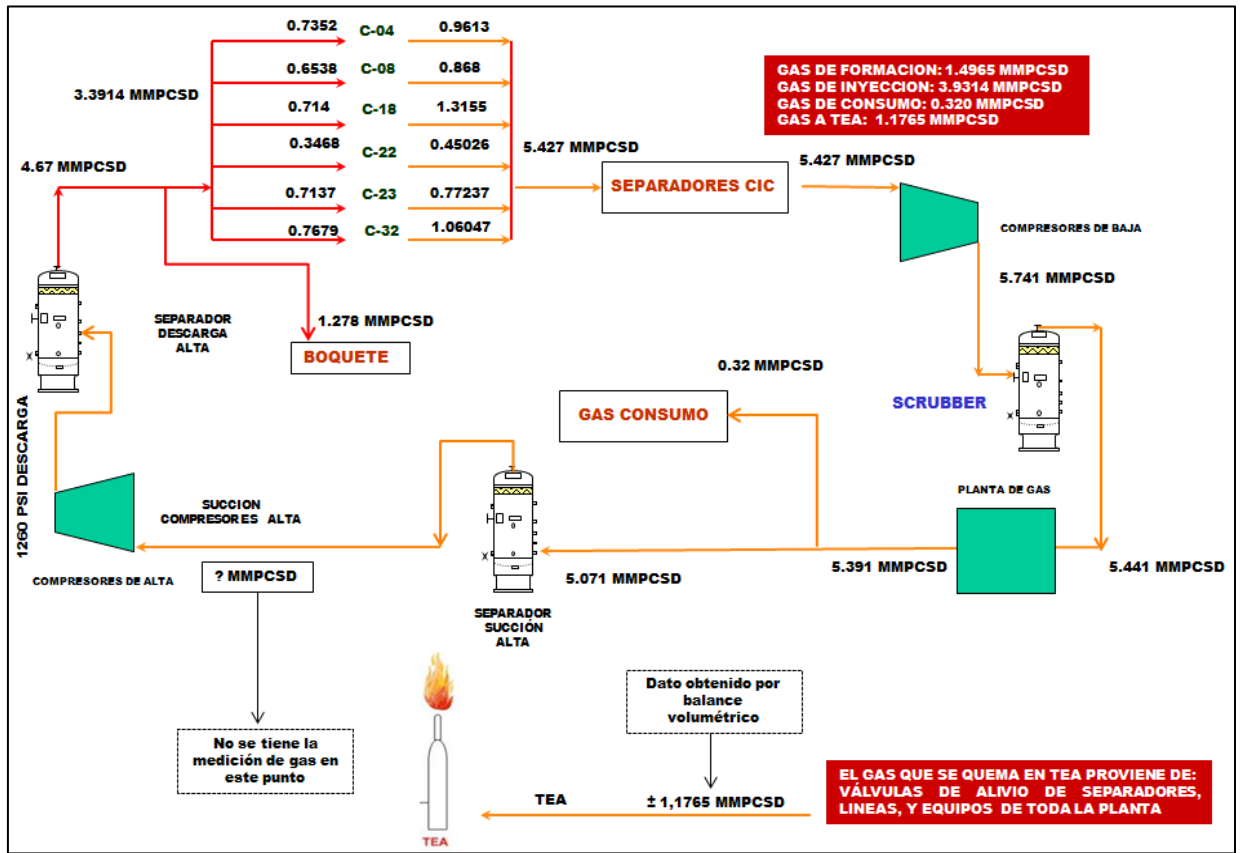
VOL. GAS INY. CIC+BOQ (MMSCF)	VOL. GAS INY. CIC (MMSCF)	VOL. GAS SEP. (MMSCF)	VOL. GAS FORMACIÓN (MMSCF)	VOL. GAS CONSUMO (MMSCF)	VOL. GAS QUEMA (MMSCF)
4,67	3,931400	5,427904	1,496504	0,320	1,176504

Fuente. Elaborado por el autor

Tabla 71. Resultados sensibilización del volumen de gas de inyección.

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL (BLS)	VOLUMEN DE GAS DE INYECCION ACTUAL (MMSCF)	OPTIMIZACION CON AUMENTO DE VOLUMEN DE GAS (SI/NO)
C-4	170	0,735	SI
C-8	41	0,6538	NO
C-18	172	0,714	NO
C-22	28	0,3468	NO
C-23	30	0,7137	NO
C-32	243	0,7679	SI

Figura 108. Esquema generalizado del gas, zona industrial



Fuente. Modificado por el autor.

En el esquema está representado el sistema de compresión mediante los compresores de baja y los compresores de alta, específicamente este corresponde a 2 compresores de baja y dos compresores de alta, como ya se había especificado anteriormente.

El sistema de compresión puede manejar un valor máximo de 6 MMSCF, sin embargo el rango de seguridad que mantiene el campo es de 4,5 a 5,5 MMSCF por día, es por tal razón que existe un volumen de gas a tea que corresponde al gas de formación de los pozos sustrayendo el volumen de gas de consumo.

A continuación se muestran los valores de gas de inyección con los que se obtuvieron resultados positivos de los pozos C-4 y C-32 evaluados con Wellflo.

Tabla 72. Volúmenes de gas sensibilizados para el pozo C-4

POZO C-4	
VOLUMEN DE GAS DE INYECCIÓN (MMSCF)	VOLUMEN DE CRUDO (BLS)
0,735	170
0,8	171
0,9	178
1	185
1,1	190
1,2	193
1,3	195
1,4	197
1,5	199
1,6	201

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 73. Volúmenes de gas sensibilizados para el pozo C-32

POZO C-32	
VOLUMEN DE GAS DE INYECCIÓN (MMSCF)	VOLUMEN DE CRUDO (BLS)
0,7679	243
1	281
1,1	285
1,2	289
1,3	291
1,4	294
1,5	296

Fuente. Elaborado por el autor.

Teniendo en cuenta que el campo maneja un promedio de 4, 67 MMSCF diarios, se dispone de un volumen de 1,4955 MMSCF para llevar a cabo la optimización obtenida mediante el simulador Wellflo. Considerando que para realizar este procedimiento, no es necesario la adquisición o contratación de algún servicio externo, se realizaron pruebas de incremento de inyección de gas en el pozo C-32 y C-4 para establecer la confiabilidad de los resultados y la viabilidad de la aplicación de esta optimización.

A continuación se muestran los resultados de las pruebas realizadas al pozo C-32 variando el volumen de inyección.

Tabla 74. Pruebas de producción del pozo C-32 para diferentes volúmenes de gas.

TIEMPO PBA	PBA BRUTA	PBA BSW	PRUEBA NETA	GAS INYECCIÓN	GAS SP	GAS DE FORMACIÓN
6	1069,31	81,9	236,32	0,8212	1,114969	0,293769
6	998,10	80,4	243,32	0,76470	1,05324	0,288540
6	1072,45	80,1	266,44	0,8045	1,10127	0,296770
6	1102,18	79,8	279	0,8439	1,14302	0,299120

Fuente. Elaborado por el autor.

Tabla 75. Pruebas de producción del pozo C-4 para diferentes volúmenes de gas.

TIEMPO PBA	PBA BRUTA	PBA BSW	PRUEBA NETA	GAS INYECCIÓN	GAS SP	GAS DE FORMACIÓN
6	1667,42	90,6	173	0,8372	1,1012	0,264
6	1668,16	90,9	167	0,8024	1,0628	0,2604
6	1629,08	90,1	179	0,8545	1,1287	0,2742

Fuente. Elaborado por el autor.

8.1. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

A partir de los resultados obtenidos de las pruebas de producción de los pozos C4 -y C-32 efectuando incrementos en el aumento de inyección, se puede confirmar que las simulaciones se acercaron en alto grado al comportamiento real de los pozos, sin embargo no se pudieron verificar todos los valores sensibilizados en la corrida debido a la estabilidad del sistema de compresión, esto se debe a que al incrementar el volumen de gas de inyección en estos pozos, se generan caídas en la presión de inyección del sistema, ocasionando la caída de producción de otros pozos.

8.1.1 Resultados positivos

- Al incrementar el gas de inyección en los pozos C-4 y C-32 se generan aumentos en la producción de crudo y agua, ratificando los resultados que se obtuvieron en las corridas con el simulador Wellflo™.
- Los incrementos de producción debido a la optimización del volumen de gas de inyección originan ganancias netas debido a que el sistema de compresión y de operación del campo Cicuco funcionan con el gas generado por los mismos pozos.
- Para establecer los volúmenes adecuados de gas de inyección, no se requiere inversión adicional relacionada con contratación de servicios, ya que principalmente estos resultados dependen del control de producción a través del manejo adecuado de las presiones de succión, inyección, presión en cabeza, presión en casing y los choques adecuados en las líneas de inyección.

8.1.2. Limitaciones

- El sistema de compresión tiene la capacidad de manejar un mayor volumen de inyección al manejado actualmente, sin embargo al realizar los incrementos de gas de inyección se originan desestabilizaciones en el sistema, ocasionando caídas de presión en la línea de inyección e incrementos en la línea de succión de baja, eventos que conllevan a caídas de producción de otros pozos al cambiar las condiciones de operación.
- La ausencia de estudios en fondo de pozo, produce gran incertumbre del conocimiento de las condiciones actuales de las válvulas de Gas Lift, poniendo en duda si las presiones de calibración de estas corresponden a los valores reales, por lo cual no se tiene certeza de eventos que pueden estarse presentando como la recirculación del gas de inyección en el pozo por el mal funcionamiento del sistema de válvulas.
- Debido a que actualmente el campo no cuenta con un sistema de medición de gas completo, y específicamente con un medidor a la entrada de la tea, determinar el volumen de gas de quema exacto es una gran barrera, adicionando que las estimulaciones que se realizan diariamente a los pozos generan altos incrementos en la llama de la tea, evento que indica que en lapsos del día hay mayor quema.

8.1.2. Recomendaciones

- Se recomienda trabajar algunos pozos intercalados, es decir cuando uno se abra en inyección el otro se cierre para evitar caídas bruscas en las condiciones que podrían afectar el sistema de inyección hacia los demás pozos.

- Tomar gradientes de presión y temperatura para todos los pozos del campo para de esta forma conocer por qué válvula se encuentra entrando el gas, esto debido a que hay pozos que están manejando presiones de casing muy altas, dando indicio de que el sistema no está funcionando de forma correcta.
- Teniendo en cuenta que la quema de gas no tiene un comportamiento constante, y el sistema de compresión se desestabiliza con incrementos de inyección, lo más recomendable es abrir pozos que aporten alto volumen de gas y poco volumen de agua para establecer estrategias en el manejo del gas del campo.

9. CONCLUSIONES

La aplicación de la técnica de Análisis Nodal a los pozos del campo Cicuco permitió identificar que se ha restringido cerca de un 46% adicional de producción de aceite en el campo Cicuco representado en este caso por los 6 pozos que fueron evaluados.

De acuerdo con los resultados adquiridos con el método de análisis nodal, una estimulación con lavado ácido para los 6 pozos en estudio, puede representar un incremento valioso en la producción total del campo Cicuco, cercana al 29%.

El diámetro de las líneas de producción que se tienen actualmente se ajusta en la mayoría a las condiciones óptimas que sugiere el análisis nodal, exceptuando los pozos Cicuco 18 y Cicuco 8, en donde se observa un aumento significativo de 60 Bls y 21 Bls respectivamente, aplicando un aumento en el diámetro interno de la tubería de 3".

Realizar un aumento en el volumen de gas de inyección a los 6 pozos activos, refleja una optimización mínima y casi nula en 4 pozos, exceptuando los pozos con mayor producción Cicuco 32 y Cicuco 4 que presentan un aumento de 53 Bls y 31 Bls respectivamente, caudales sensibilizados con un volumen de gas disponible en el sistema, lo que permite afirmar que la configuración actual de volumen de gas de inyección se encuentra bajo las mejores condiciones.

Las pruebas de producción realizadas a los pozos del campo Cicuco, se ajustan a las tasas de producción obtenidas mediante las sensibilizaciones de gas de inyección realizadas con WELLFLO™, el factor limitante radica en el control de factores de operación para ampliar la optimización a todo el sistema.

El análisis financiero global para la estimulación con lavado ácido, presenta una recuperación de la inversión alrededor de los 14 meses con un valor presente neto de USD 1'864.707 en el escenario de 36 meses..

El análisis financiero por pozo para el caso de la estimulación con lavado ácido sería viable solo para el pozo Cicuco 32 y Cicuco 4 presentando una recuperación de la inversión antes de los 12 meses, y posiblemente para el pozo Cicuco 18 que recupera su inversión a los 13 meses.

El análisis financiero global para el cambio de líneas de superficie indica que no es viable la realización de esta optimización ya que la inversión no se alcanza a recuperar a los 36 meses, mientras que si se realiza por pozo el proyecto sería viable únicamente para el pozo Cicuco 18 ya que es el único que presenta una recuperación de la inversión antes de los 12 meses y posiblemente para los pozos Cicuco 4 y Cicuco 8 que recuperan su inversión antes de los 36 meses.

La metodología para el manejo de WELLFLO™ desarrollada en este estudio, facilitará la aplicación del método de análisis nodal para nuevos proyectos que impliquen el uso de la herramienta

10. RECOMENDACIONES

Aplicar inicialmente los trabajos de optimización que demandan alto potencial de recuperación, mayores a 10 BOPD de producción incremental.

Realizar operaciones de limpieza de las líneas de flujo de producción de 3" para eliminar las posibles restricciones que se están presentando actualmente.

Realizar una campaña de toma de pruebas PVT a los pozos con mayor valor de daño para obtener datos más confiables y así realizar nuevamente la simulación y validar los resultados de este estudio.

Realizar pruebas de presión y toma de datos de fondo, con el fin de obtener una data confiable y evaluar el análisis nodal y los resultados del proyecto.

Se recomienda realizar una revisión de los medidores electrónicos ubicados en los separadores, de tal forma que se pueda obtener el volumen de gas directamente sin el uso de hojas dinámicas.

Se recomienda instalar registradores Barton de cuatro plumillas en todos los pozos, que nos registren THP, CHP, presión de inyección y presión diferencial permitiéndonos analizar con más detalle el comportamiento de estos.

11. BIBLIOGRAFÍA

AMADO, Cristian. Ingeniería conceptual para la aplicación del sistema Gas Lift en el campo escuela colorado, Tesis UIS, 2012.

DIAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo Colorado, Tesis UIS, 2008.

ECOPETROL S.A, Archivo Técnico (Historiales de pozos), Folios de Historia de pozos Campo Cicuco, 2012.

ECOPETROL S.A, Actualización del manual, instructivos y procedimientos para la apropiada operación del campo Cicuco, Mayo 2012.

GAS LIFT BOOK 6 OF THE VOCATIONAL TRAINING, series 1984.

GIL RODRÍGUEZ, Javier. Optimización de la producción de los pozos con levantamiento artificial por Bombeo electrosumergible del campo Yarigui-Cantagallo utilizando la técnica de Análisis Nodal, Tesis UIS. 2010.

MAGGIOLO, Ricardo. Gas Lift Básico. Curso Taller, ESP Oil International Training Group. 2004.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistema de producción utilizando análisis Nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

MERCHAN, Jhon. Estudio de la prefactibilidad del sistema de Gas Lift intermitente en el Campo Cicuco (pozos Cicuco 2 y Cicuco 3), Tesis UIS, 2012.

PDVSA, Manual Sistema de Levantamiento Artificial por Gas, 2001

SÁNCHEZ ARAQUE, Byron. Manual de Gas Lift Petroproducción.

SARQUEZ CORONEL, Jose René, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, Especialización en producción de hidrocarburos, 2011

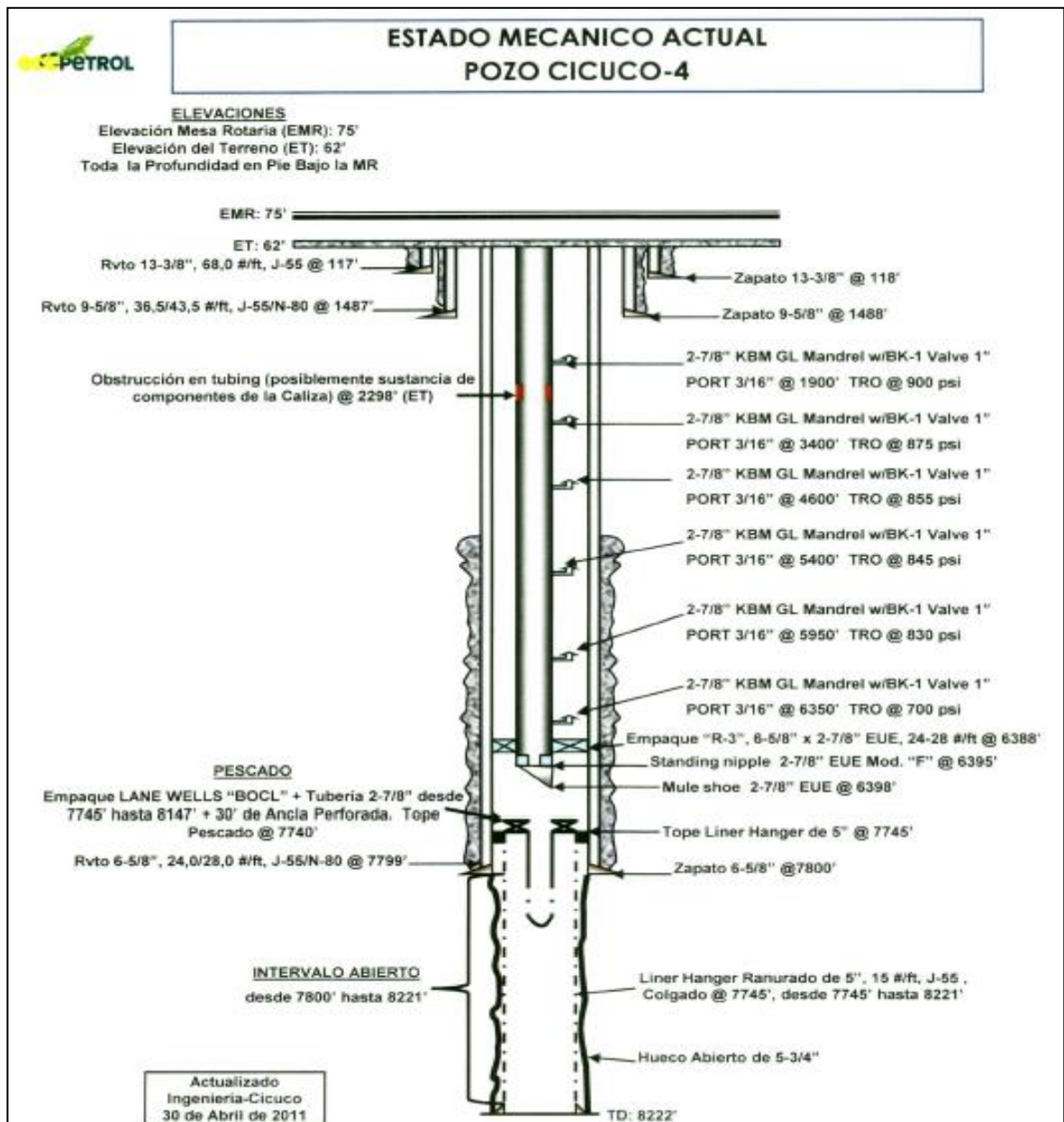
SCHLUMBERGER, Gas Lift Design and Technology. Diciembre, 2000.

WEATHERFORD, Gas Lift Troubleshooting, 2007.

ANEXOS

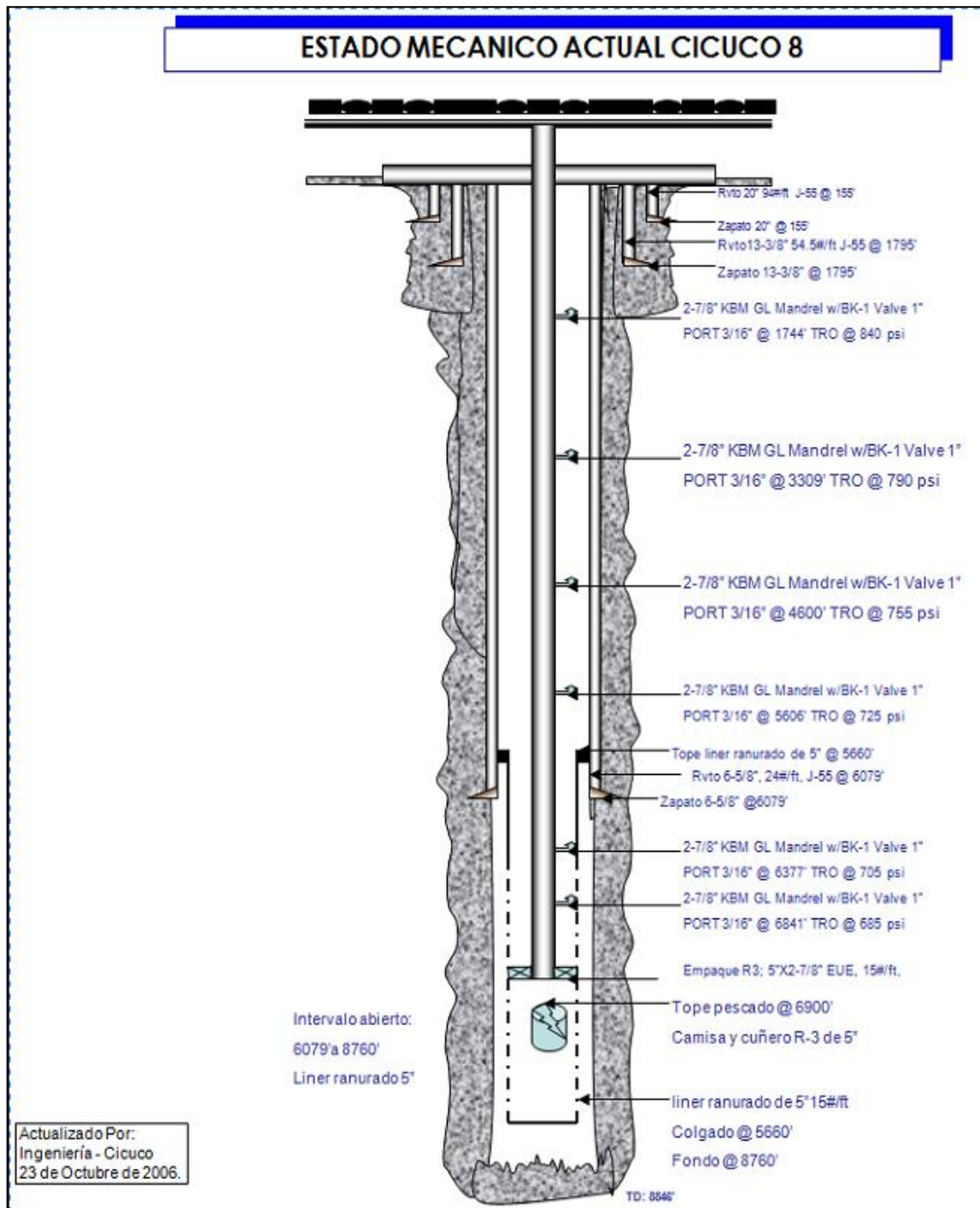
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS EVALUADOS

POZO C-4



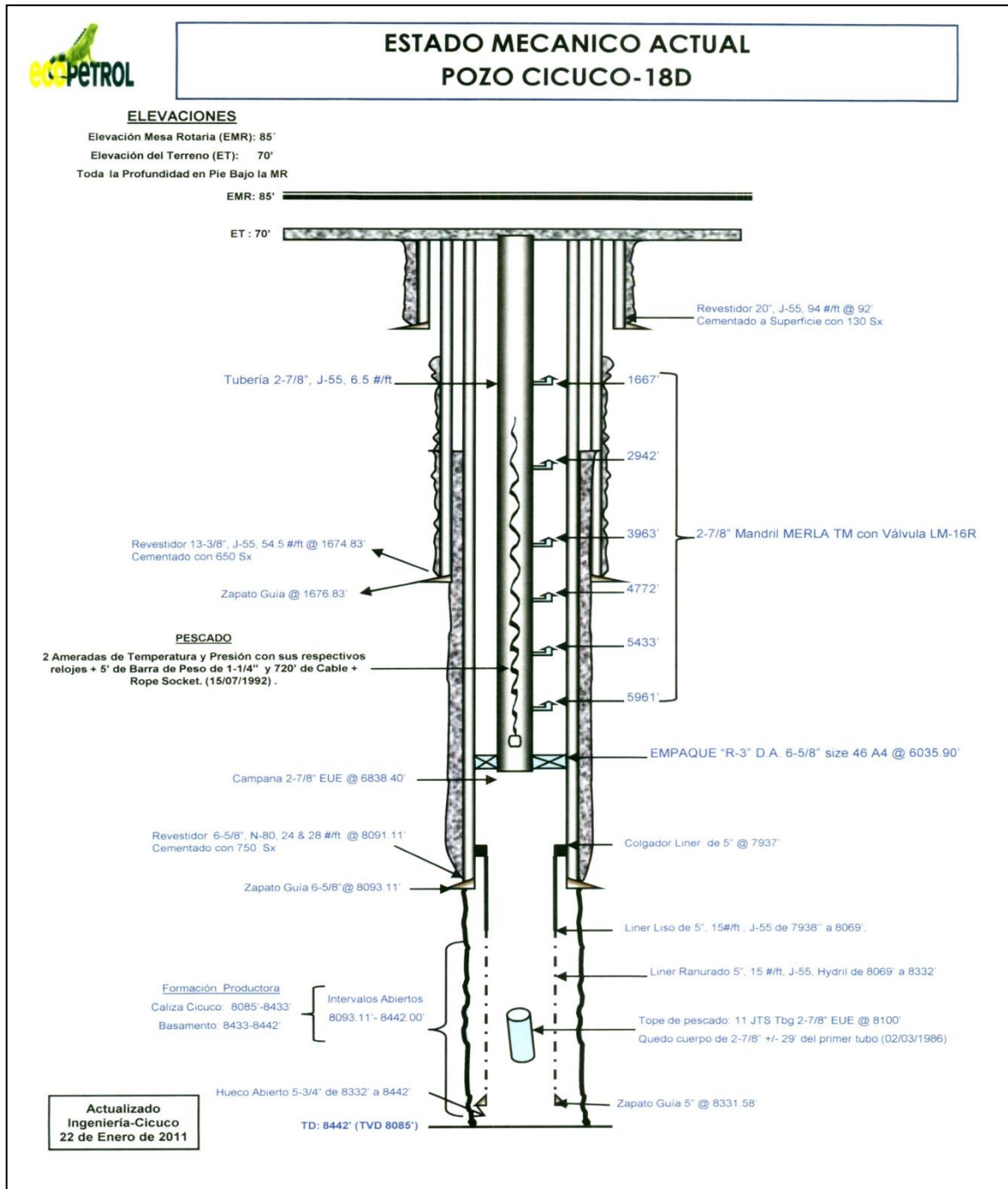
Fuente. Ecopetrol S.A

POZO C-8



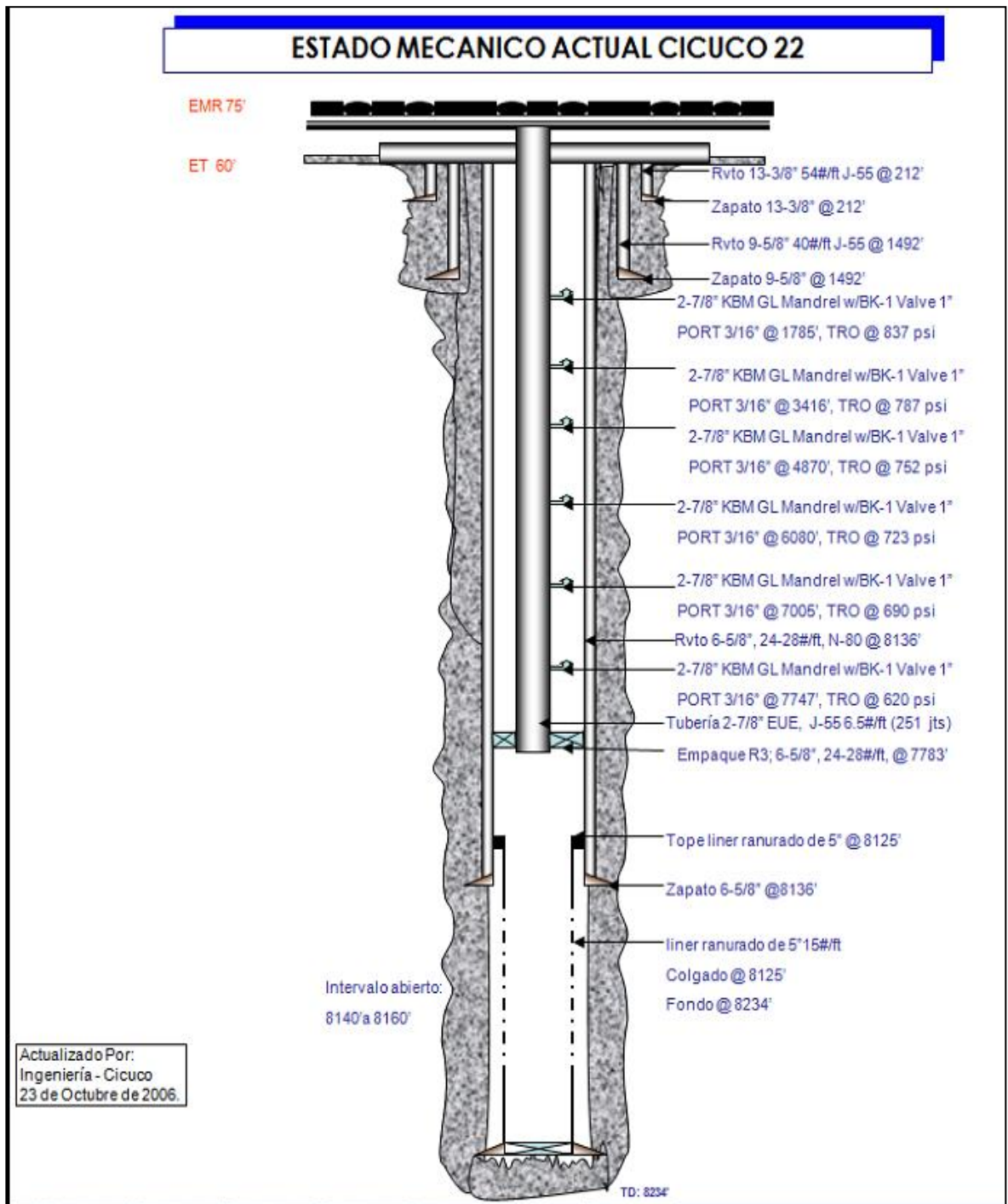
Fuente. Ecopetrol S.A

POZO C-18



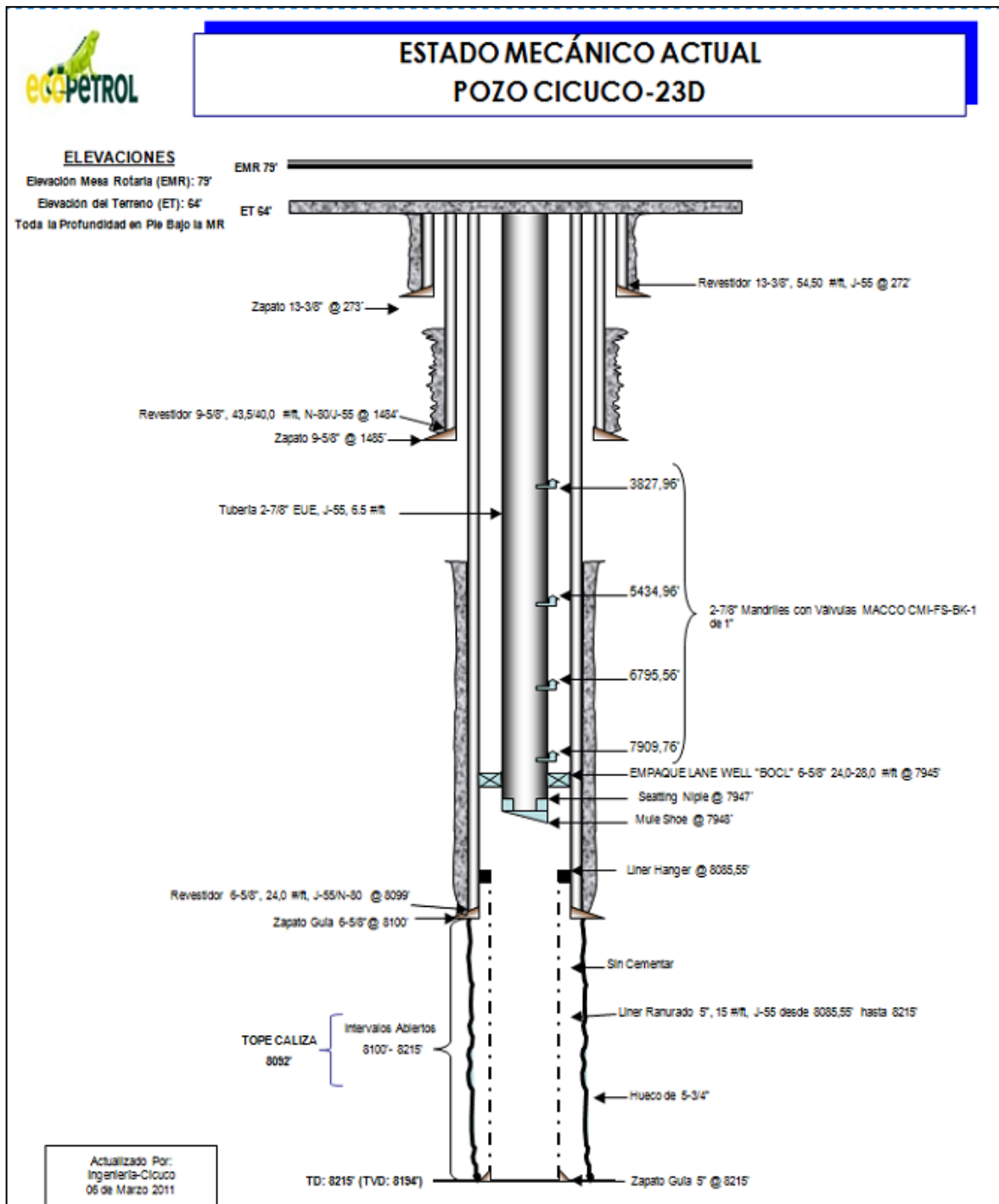
Fuente. Ecopetrol S.A

POZO C-22



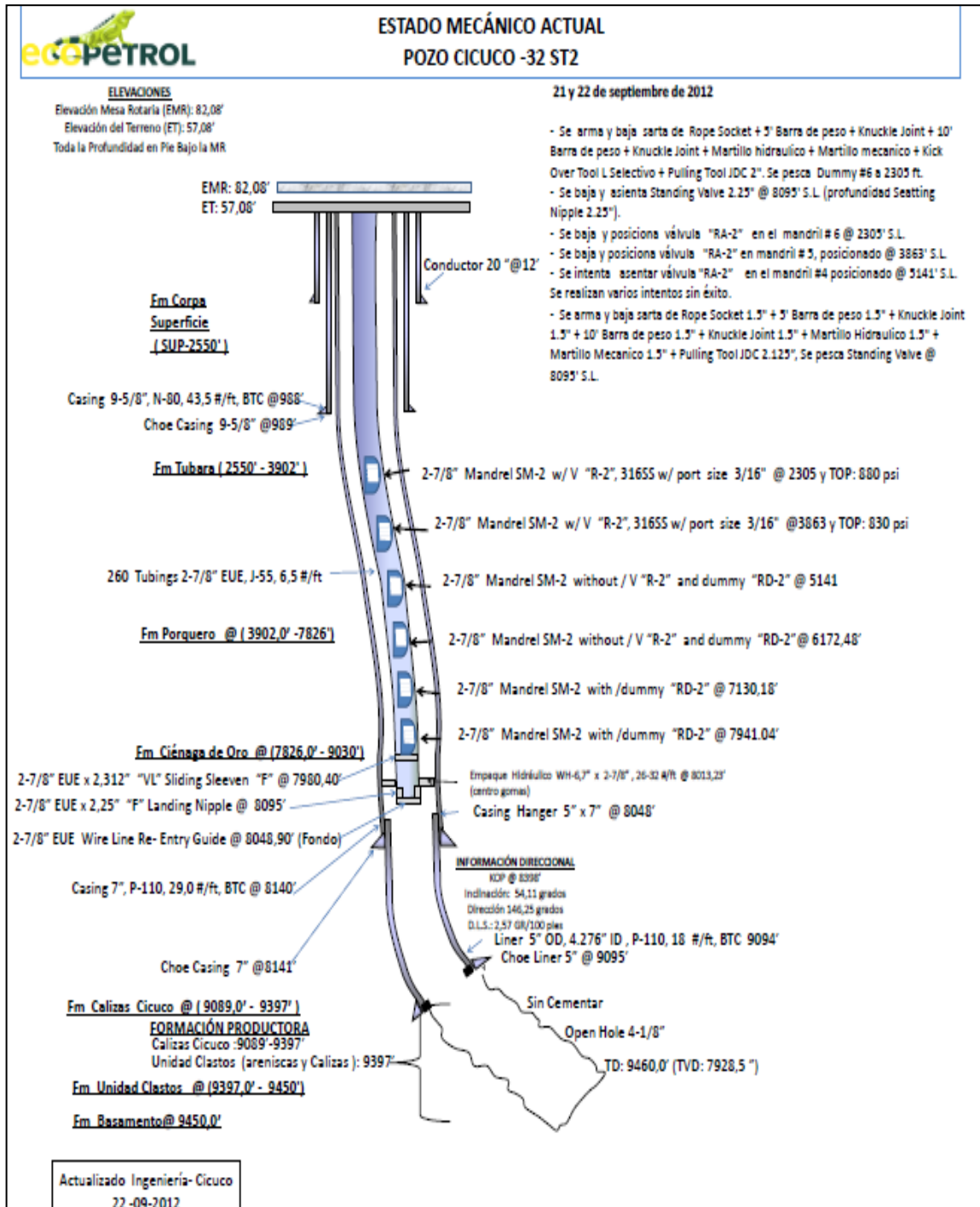
Fuente. Ecopetrol S.A

POZO C-23



Fuente. Ecopetrol S.A

POZO C-32



Fuente. Ecopetrol S.A