



**ANÁLISIS DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS
LLANITO - GALA - CARDALES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CAMPAÑAS
FUTURAS**

LAURA JULIETH GONZÁLEZ CASTAÑO

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

2015

**ANÁLISIS DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS
LLANITO - GALA - CARDALES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CAMPAÑAS
FUTURAS**

LAURA JULIETH GONZÁLEZ CASTAÑO

**Trabajo de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

**HERNEY DELGADO MARTÍNEZ
Ingeniero de Petróleos**

Codirector:

**JORGE ANDRÉS SACHICA ÁVILA
Ingeniero de Petróleos**

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

2015

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a Dios, por ser mi fuente primordial de amor y por infundir en mí la fortaleza espiritual que necesité durante la realización de este trabajo de grado.

A mi mamá, porque su amor es el artífice de todos mis logros y su apoyo jamás me ha faltado.

A mi papá, porque sin sus enseñanzas sobre la vida y su amor, mi existencia sería vacía.

A mi hermano mayor, por ser continuamente mi polo a tierra.

A mi hermano medio, por hacerme la vida sencillamente más feliz.

A mi novio, por soportarme, entenderme y amarme aun en los momentos en los que ni yo me querría cerca.

Y en general a toda mi familia, por enseñarme a amar incondicionalmente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por sus infinitas bendiciones en mi vida y por proveerme todo lo necesario para la elaboración de este trabajo.

A mi mamá por ser mi sustento económico y más importante aún, por ser mi sostén emocional, mi ejemplo a seguir en todos los aspectos de la vida y mi motor.

A mi papá y a mis hermanos porque junto con mi mamá son mi fuerza y mi todo, y al resto de mi familia por siempre estar pendientes y dispuestos a ayudarme.

A mis amigos Andrés, Carlos, Oscar, Nayla, Keidy, Luz, Pipe, Victor, entre muchos otros, y a mi novio por estar presentes en este proceso, siempre en mi corazón.

A Jorge Sachica, por su dirección y apoyo técnico.

A mi director por su interminable amabilidad.

A Luis Mendoza por su valiosa ayuda durante la recopilación de datos, y a todos los ingenieros del Departamento de Ingeniería de Mares de Ecopetrol por convertirse en mi familia durante 6 meses.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	29
MARCO TEÓRICO.....	30
1. PERFORACIÓN ^[1]	30
2. EVALUACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA ^[2]	31
3. REVESTIMIENTO ^[2]	32
4. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN ^[2]	33
5. PARAMETROS DE PRODUCCIÓN ^[3]	35
5.1. PRODUCCIÓN DIARIA ^[3]	35
5.2. BSW ^[3]	36
5.3. EFICIENCIA DE RECOBRO Y PRODUCCIÓN ACUMULADA ^[3]	36
6. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO – GALA ^[4]	36
6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA ^[4]	37
6.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO ^[4]	40
6.3. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL ^[4]	42
6.4. PRODUCCIÓN ^[4]	44
6.5. OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO ^[4]	45
6.5.1. Proyecto de Perforación de Desarrollo.....	45
6.5.2. Proyecto Piloto de Reinyección de Agua Campo Llanito.....	45
7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN CAMPOS LLANITO – GALA (CARDALES).....	46
7.1. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2004.....	46
7.2. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2005.....	50
7.3. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2007.....	54
7.4. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008.....	59
7.5. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2009.....	63
7.6. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2010.....	67
7.6.1. Perforación 2011	72
7.7. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2013.....	74
7.8. COMPARATIVO ENTRE CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN	80
8. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS OPERACIONALES DE LAS	

CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN CAMPOS LLANITO – GALA (CARDALES).....	81
8.1. CAMPO LLANITO	82
8.2. CAMPO GALA	101
8.2.1. Pozos Gala.....	102
8.2.2. Pozos Cardales	120
9. ANÁLISIS ECONÓMICO	140
9.1. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO LLANITO.....	148
9.2. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO GALA	149
9.3. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO CARDALES	150
9.4. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO LLANITO.....	150
9.5. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO GALA.....	152
9.6. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO CARDALES.....	153
9.7. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO LLANITO	155
9.8. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO GALA	156
9.9. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO CARDALES	158
10. CONCLUSIONES	160
11. RECOMENDACIONES	162
BIBLIOGRAFÍA	163

TABLA DE ILUSTRACIONES

	Pág
Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Llanito Gala (Cardales) Galán	37
Figura 2. Bloque asignado para la explotación de los yacimientos de los campos Llanito, Gala (Cardales), Galán y San Silvestre.....	38
Figura 3. Mapa Estructural Campo Llanito- Gala-Cardales.....	39
Figura 4. Bloque vigente Llanito, que comprende los campos Llanito, Gala y Galán San Silvestre.....	40
Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena...	41
Figura 6. Corte esquemático del Campo Llanito – Gala.....	42
Figura 7. Ubicación sistema de nodos y líneas Activo Llanito.....	43
Figura 8. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2004.	49
Figura 9. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2005.	53
Figura 10. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2007	58
Figura 11. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2008	62
Figura 12. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2009	66
Figura 13. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2010	71
Figura 14. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, año 2011	74
Figura 15. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2013	79
Figura 16. Comparativo entre la producción acumulada pronosticada y la	

producción acumulada.....	80
Figura 17. Comparativo entre el BSW pronosticado, real y actual de las campañas de perforación en los campos Llanito - Gala (Cardales) desde el año 2004.....	81
Figura 18. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Llanito	83
Figura 19. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito	84
Figura 20. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito	85
Figura 21. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Llanito	86
Figura 22. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Llanito	87
Figura 23 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Llanito.....	88
Figura 24. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Llanito	89
Figura 25. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Llanito	90
Figura 26. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Llanito.....	91
Figura 27. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Llanito	92
Figura 28. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Llanito	93
Figura 29. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Llanito.....	94
Figura 30. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Llanito.....	95
Figura 31. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de	

la segunda sección en horas, Llanito	96
Figura 32. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Llanito.....	97
Figura 33. Percentiles de los tiempos de perforación del Campo Llanito.....	99
Figura 34. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para el Campo Llanito, suponiendo la duración total como 360 horas.	99
Figura 35. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para el campo Llanito.....	101
Figura 36. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Gala	102
Figura 37. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala.....	103
Figura 38. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala	104
Figura 39. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Gala	105
Figura 40. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Gala	106
Figura 41 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Gala.....	107
Figura 42. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Gala	108
Figura 43. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Gala	109
Figura 44. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Gala.....	110
Figura 45. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Gala	111
Figura 46. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Gala	112

Figura 47. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Gala.....	113
Figura 48. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Gala.....	114
Figura 49. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Gala.....	115
Figura 50. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Gala.....	116
Figura 51. Percentiles de los tiempos de perforación de los Pozos Gala	118
Figura 52. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para los pozos Gala, suponiendo la duración total como 360 horas.....	119
Figura 53. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para los pozos Gala.....	120
Figura 54. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Cardales.....	121
Figura 55. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales ..	122
Figura 56. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales	123
Figura 57. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Cardales.....	124
Figura 58. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Cardales	125
Figura 59 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Cardales	126
Figura 60. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en la segunda sección en horas, Cardales	127
Figura 61. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Cardales.....	128
Figura 62. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de	

registros en horas, Cardales	129
Figura 63. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Cardales.....	130
Figura 64. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Cardales.....	131
Figura 65. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Cardales	132
Figura 66. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Cardales.....	133
Figura 67. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Cardales	134
Figura 68. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Cardales.....	135
Figura 69. Percentiles de los tiempos de perforación de los pozos Cardales	137
Figura 70. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para los pozos Cardales, suponiendo la duración total como 360 horas.	138
Figura 71. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para los pozos Cardales.....	139
Figura 72. Pronóstico de producción del pozo Llanito 128.....	142
Figura 73. Pronóstico de producción del pozo Llanito 122.....	142
Figura 74. Pronóstico de producción del pozo Llanito 106.....	143
Figura 75. Pronóstico de producción del pozo Gala 32.....	143
Figura 76. Pronóstico de producción del pozo Gala 30.....	144
Figura 77. Pronóstico de producción del pozo Gala 15.....	144
Figura 78. Pronóstico de producción del pozo Cardales 2.....	145
Figura 79. Pronóstico de producción del pozo Cardales 6.....	145
Figura 80. Pronóstico de producción del pozo Cardales 5.....	146
Figura 81. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Llanito.	151
Figura 82. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Gala.	152
Figura 83. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Cardales.	154

Figura 84. Flujo de caja para el pozo de alto rendimiento Llanito.	155
Figura 85. Flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Gala.	157
Figura 86. Flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Cardales.	158

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Distribución de pozos del Activo Llanito.	42
Tabla 2. Producción promedio mes por campo a Junio de 2014 en Barriles de Petróleo por día.	44
Tabla 3. Factor de recobro a Junio 30 de 2014	44
Tabla 4. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2004	47
Tabla 5. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2004	47
Tabla 6. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2004.....	48
Tabla 7. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2005	50
Tabla 8. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2005	51
Tabla 9. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2005.....	52
Tabla 10. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2007	55
Tabla 11. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2007	55
Tabla 12. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2007	56
Tabla 13. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2008	59
Tabla 14. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2008	60

Tabla 15. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2008.....	61
Tabla 16. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2009	63
Tabla 17. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2009	64
Tabla 18. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2009.....	65
Tabla 19. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2010	67
Tabla 20. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2010	68
Tabla 21. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2010.....	69
Tabla 22. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para el pozo perforado en la campaña 2011	72
Tabla 23. Valores de inicio de producción real del pozo perforado en la campaña 2011	73
Tabla 24. Valores actuales de producción del pozo perforado en la campaña 2011	73
Tabla 25. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2013	75
Tabla 26. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2013	76
Tabla 27. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2013.....	77
Tabla 28. División de los tiempos de perforación.....	82
Tabla 29. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Llanito	83
Tabla 30. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento	

antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito.....	84
Tabla 31. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito.....	85
Tabla 32. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Llanito	86
Tabla 33. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Llanito.....	87
Tabla 34. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Llanito.....	88
Tabla 35. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Llanito.....	89
Tabla 36. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Llanito	90
Tabla 37. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Llanito.....	91
Tabla 38. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Llanito.....	92
Tabla 39. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Llanito.....	93
Tabla 40. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Llanito.....	94
Tabla 41. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Llanito	95
Tabla 42. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Llanito	96
Tabla 43. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Llanito.....	97
Tabla 44. Resultados estadísticos del gráfico de frecuencia de los tiempos de perforación del campo Llanito.	98
Tabla 45. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección	

en horas, Gala	102
Tabla 46. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito.....	103
Tabla 47. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala	104
Tabla 48. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Gala	105
Tabla 49. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Gala	106
Tabla 50. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Gala	107
Tabla 51. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Gala	108
Tabla 52. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Gala	109
Tabla 53. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Gala	110
Tabla 54. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Gala	111
Tabla 55. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Gala	112
Tabla 56. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Gala	113
Tabla 57. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Gala	114
Tabla 58. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Gala	115
Tabla 59. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Gala	116
Tabla 60. Resultados estadísticos del grafico de frecuencia de los tiempos de	

perforación de los pozos Gala.	117
Tabla 61. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Cardales.....	121
Tabla 62. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales ..	122
Tabla 63. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales.....	123
Tabla 64. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Cardales.....	124
Tabla 65. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Cardales.....	125
Tabla 66. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Cardales.....	126
Tabla 67. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en la segunda sección en horas, Cardales.....	127
Tabla 68. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Cardales.....	128
Tabla 69. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Cardales	129
Tabla 70. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Cardales	130
Tabla 71. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Cardales.....	131
Tabla 72. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Cardales	132
Tabla 73. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Cardales.....	133
Tabla 74. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Cardales.....	134
Tabla 75. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el	

cable del malacate en horas, Cardales	135
Tabla 76. Resultados estadísticos del grafico de frecuencia de los tiempos de perforación de los pozos Cardales.....	136
Tabla 77. Rangos de clasificación de los pozos según su factor de rendimiento.	140
Tabla 78 .Pozos seleccionados Llanito de alto, medio y bajo rendimiento.....	140
Tabla 79 .Pozos seleccionados Gala de alto, medio y bajo rendimiento.	141
Tabla 80 .Pozos seleccionados Cardales de alto, medio y bajo rendimiento.....	141
Tabla 81. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de alto rendimiento.....	146
Tabla 82. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de rendimiento medio	147
Tabla 83. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de bajo rendimiento.....	147
Tabla 84. Supuestos para la elaboración de los flujos de caja de cada pozo ejemplo.....	148
Tabla 85. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Llanito.....	148
Tabla 86. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Gala.	149
Tabla 87. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Cardales.....	150
Tabla 88. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Llanito.....	151
Tabla 89. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Gala.	153
Tabla 90. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Cardales.....	154
Tabla 91. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Llanito.	156
Tabla 92. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Gala.	

.....	157
Tabla 93. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto	
Cardales.....	159

GLOSARIO

A

ASIMETRÍA: Es la falta de simetría entre los datos de una distribución. El concepto de asimetría se refiere a si la curva que forman los valores de la serie presenta la misma forma a la izquierda y derecha de un valor central (media aritmética).

B - C

COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE PEARSON: Es una medida de dispersión relativa y se calcula dividiendo la desviación estándar entre la media aritmética. La ventaja de este coeficiente es que no lleva asociado ninguna unidad de medida. Se interpreta como porcentaje, por lo que permitirá decidir entre dos muestras, cuál es la que presenta mayor dispersión.

COSTO DE LEVANTAMIENTO: Es el costo que acarrea mantener el pozo en operación, incluye costos de mantenimiento del subsuelo, facilidades de superficie y su operación como tal.

COSTO VARIABLE: Es el costo de transportar el barril de crudo.

CURTOSIS: Es una medida de forma. También se conoce como medida de apuntamiento, mide si los valores de la distribución que están más o menos concentrados alrededor de los valores medios de la muestra.

D

DECLINACIÓN NOMINAL MENSUAL: Declinación de la tasa de producción mensual de un pozo.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR: Conocida también como desviación típica, es una medida de dispersión que se obtiene como la raíz cuadrada de la varianza. Este estadístico se mide en la misma unidad que la variable por lo que se puede interpretar mejor que la varianza.

E

ESTADÍSTICA: La Estadística es la ciencia que comprende una serie de métodos y procedimientos destinados a la recopilación, tabulación, procesamiento, análisis e interpretación de datos cuantitativos y cualitativos.

EUR: (Recobro Ultimo Esperado) Es el número de barriles de crudo que se esperan producir durante toda vida útil del pozo.

F

FACTOR DE RENDIMIENTO: Es una variable que relaciona el petróleo acumulado a la fecha con los días totales de producción.

FRECUENCIA: Es el número de veces que la variable asume un valor dado o pertenece a una clase dada.

G – H - I

INVERSIÓN TANGIBLE: La inversión tangible son los gastos que se reflejan en bienes fácilmente identificables y son objetivos o reales. Costo del pozo perforado y completado.

J – K – L - M

MEDIA ARITMÉTICA: Es una medida de tendencia central que denota el promedio de un conjunto de datos. Se calcula dividiendo la suma del conjunto de datos entre el total de ellos.

MEDIANA: Es una medida de tendencia central. Es el valor que divide al conjunto de datos ordenados, en aproximadamente dos partes: 50% de valores son inferiores y otro 50% son superiores.

N - Ñ – O - P

PERCENTIL: Es el valor que resulta de dividir el conjunto de datos en 100 partes iguales.

PORCENTAJE EFECTIVO ANUAL (%EA): Calcula el porcentaje total de variación sobre un número durante un año, calculado con una base de 365 días.

POZO DE ALTO RENDIMIENTO: Pozo con factor de rendimiento superior a 140 BOPD.

POZO DE BAJO RENDIMIENTO: Pozo con factor de rendimiento menor a 140 BOPD.

POZO DE RENDIMIENTO MEDIO: Pozo con factor de rendimiento entre 140 y 80 BOPD.

PROBABILIDAD: Es un número que se le asigna a un suceso como una medida de su incertidumbre. Este número puede tomar valores entre cero e inclusive de uno.

Q - R

RBC: (Relación Beneficio Costo) Es un índice de rendimiento que determina cuáles son los beneficios por cada peso que se invierten en el proyecto.

RANGO: Conocido también como recorrido, es un número que mide la amplitud de los valores de un conjunto de datos y se calcula por diferencia entre el valor mayor y el valor menor.

S – T

TIEMPO DE REPAGO: Consiste en establecer en cuánto tiempo se recupera una inversión dada.

TIO: Es la tasa interna de oportunidad, se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto para renunciar a un uso alternativo de los recursos en otro proyecto.

TIR: (Tasa Interna de Retorno) Es la máxima tasa de interés a la que un inversionista estaría dispuesto a pedir prestado dinero para financiar la totalidad del proyecto, pagando con los beneficios (flujos netos de efectivo) la totalidad del capital y de sus intereses, sin perder un solo centavo.

TVR: (Tasa Verdadera de Rentabilidad) Es aquella que combina las características propias del proyecto (reflejadas en su tasa interna de rentabilidad) con las características propias del inversionista (que se expresan mediante su tasa de interés de oportunidad).

U - V

VARIANZA: Conocida también como variancia, es una medida de dispersión de la información. Se obtiene como el promedio de los cuadrados de las desviaciones de los valores de la variable respecto de su media aritmética. La varianza siempre será mayor que cero. Mientras más se aproxima a cero, más concentrados están los valores de la serie alrededor de la media. Por el contrario, mientras mayor sea la varianza, más dispersos están los datos.

VALOR PRESENTE NETO: (VPN) Es la ganancia o pérdida generada por un proyecto por encima del costo de oportunidad. Consiste en deflactar tanto ingresos

como egresos, proyectados, a pesos hoy; teniendo en cuenta la tasa de interés de oportunidad TIO, con el fin de determinar la viabilidad del proyecto.

VPE: (Valor Presente de Egresos) Representa la relación de egresos.

VPI: (Valor Presente de Ingresos) Representa el valor actualizado de todos los flujos netos de efectivo.

$W - X - Y - Z$

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS LLANITO - GALA - CARDALES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CAMPAÑAS FUTURAS *

AUTOR: LAURA JULIETH GONZÁLEZ CASTAÑO**

PALABRAS CLAVE: CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN, ANÁLISIS ESTADÍSTICO, LLANITO, GALA, CARDALES

DESCRIPCIÓN:

Dada la importancia y la magnitud de la inversión que representa realizar una campaña de perforación, y teniendo en cuenta que actualmente está en proceso de maduración un proyecto de perforación infill en los campos Llanito-Gala-Cardales, se elaboró un estudio del éxito operacional y exploratorio de las campañas previas desarrolladas en estos mismos campos. Para ello se realizó un comparativo estadístico de lo planeado versus lo real. Con la intención de llevar a cabo este estudio, se hizo necesaria la recolección masiva, organización, clasificación y análisis de todo tipo de datos relacionados con la exploración y perforación de los pozos objeto del estudio. El resultado en definitiva no fue satisfactorio dando como consecuencia general el incumplimiento de lo planeado.

El objetivo principal de este estudio es proporcionar la información necesaria para la toma de decisiones gerenciales y evidenciar las posibles fuentes de error para que estas puedan ser minimizadas y analizadas a fondo por los expertos de cada área y si es posible, hacer tangibles acciones de mejora basadas en la experiencia.

También se realizó un estudio económico que consistió en recolectar y pronosticar, con la ayuda de un software especializado, la información necesaria para hallar todas las variables económicas posibles que pudieran ser relevantes a la hora de tomar decisiones o de evaluar el beneficio económico que las inversiones le representarían a la organización inversionista.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Herney Delgado Martínez, Ingeniero de Petróleos. Codirector: Jorge Andrés Sachica Ávila, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE DRILLING CAMPAIGNS OF THE FIELDS LLANITO – GALA – CARDALES FOR THE OPTIMIZATION OF FUTURE CAPAIGNS*

AUTHOR: LAURA JULIETH GONZÁLEZ CASTAÑO**

KEY WORDS: DRILLING CAMPAINGS, STATISTICAL ANALYSIS, LLANITO, GALA, CARDALES

DESCRIPTION:

Due to the importance and the magnitude of investments that require a drilling campaign, and also considering a maturing infill drilling campaign project to be applied in the fields Llanito-Gala-Cardales, a study was elaborated analyzing the success in operation and exploration of previous campaigns developed in such fields. To do this, a statistical comparison was performed between what was planned and what really happened. In order to accomplish this, it was necessary a massive recolection, organization, clasification and analysis of all kinds of data related to the exploration and perforation of the wells considered in this study. The results were not satisfactory thus failing to fulfill what was planned.

The main goal of this study is to provide the information needed to make executive decisions and to make evident the possible error sources so these can be minimized and analyzed deeply by experts in each area and if it is possible, provide tangible improvement actions based on experience.

Additionally, an economical study was realized which consisted in a recolection and a forecasting, with the help of an specialized software, of the required information to find as many economic variables as possible that can be relevant in the decision making or the economical benefit evaluation that the investments will represent to the investing organization.

*Thesis degree

**Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Herney Delgado Martínez, Petroleum Engineer. Codirector: Jorge Andrés Sachica Ávila, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera tiene como objetivo suplir la demanda de hidrocarburos, pero debido a que los descubrimientos de reservas de petróleo son cada vez más escasos, se ha hecho necesaria la optimización de las reservas descubiertas, lo cual ha conllevado al desarrollo de nuevas tecnologías que permitan obtener mejoras en las eficiencias de barrido vertical y areal, y que a su vez contribuyan a extender el límite económico del proyecto.

Para el área Llanito - Gala, se vienen realizando proyectos direccionados al incremento de la producción, proyectos que únicamente han contemplado la perforación de pozos infill o de desarrollo. Desde el 2004 se han perforado 77 pozos distribuidos en ocho campañas de perforación, actualmente se desarrolla la maduración de un nuevo proyecto que comprende la perforación de 38 pozos de desarrollo.

Dada la importancia de la próxima campaña de perforación, se hace evidente la necesidad de elaborar un estudio de las campañas previas donde se realice un comparativo estadístico de lo planeado versus lo real, con el objetivo de evidenciar acciones de mejora basadas en la experiencia.

La perforación infill ha llamado la atención de la industria porque en condiciones apropiadas puede competir, en términos de factor de recobro, con las técnicas de recobro mejorado, pero con menor inversión y menores costos de operación. La perforación infill es una técnica diseñada para acelerar la producción o en el mejor de los casos aumentar las reservas probadas del campo mediante la perforación de nuevos pozos, disminuyendo así el espaciamiento entre los mismos. Este análisis podrá ser tenido en cuenta en la ejecución de una nueva campaña de perforación en los campos objeto del estudio, influyendo así de manera favorable en la administración de los recursos destinados para dicho proyecto.

MARCO TEÓRICO

1. PERFORACIÓN ^[1]

Corresponde al grupo de operaciones asociadas con la perforación del hueco. Comienza cuando la broca de perforación pasa a través de la mesa rotatoria y finaliza al iniciar la armada del equipo para correr registros o núcleos después del último reacondicionamiento y limpieza del hueco.

Para todo proyecto de perforación es indispensable contar con una planeación formal que nos permita lograr los objetivos esperados, para esto se requieren estudios científicos, técnicas y experiencia en las actividades involucradas desde la localización del punto a perforar hasta la terminación del pozo. En el programa de perforación se recopila y documenta la información que resulta del análisis detallado de cada una de las etapas y parámetros que intervienen en las operaciones y ejecución de la perforación. Un programa apropiado de perforación es la llave para optimizar las operaciones, llevándose a cabo en el menor tiempo posible y minimizando costos.

Las actividades planeadas son las actividades dentro de los reportes de tiempos de perforación y enmarcadas en la fase perforación descrita anteriormente, que se realizan específicamente para darle cumplimiento al plan de perforación, por lo tanto están comprendidas y presupuestadas en dicho plan. Dentro de las actividades planeadas en la perforación podrían estar:

- El mantenimiento del equipo
- Las pruebas de seguridad
- La perforación
- Los viajes de tubería

- El acondicionamiento del fluido
- La medición de desviación, presión o temperatura
- El acondicionamiento del hueco

Las actividades no planeadas son las actividades dentro de los reportes de tiempos de perforación y enmarcadas en la fase perforación, que se generan por imprevistos y que a su vez provocan diferencias entre las acciones planeadas y las que se llevan a cabo. Dentro de las actividades no planeadas en la perforación podrían estar:

- El paro por condiciones ambientales
- El paro cívico, sindical o legal
- Las reparaciones
- La espera de suministros y servicios proporcionados por la empresa operadora
- La espera por toma de decisiones y sus consecuencias
- El atascamiento de tubería
- La pérdida de circulación
- El control de arremetida del pozo
- La pesca de herramientas u objetos indeseables
- El reacondicionamiento del hueco
- El reacondicionamiento del fluido
- Las fallas en la sarta de perforación
- El desvío del hueco inicial

2. EVALUACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA ^[2]

Esta actividad corresponde a las operaciones relacionadas con la toma de perfiles

eléctricos necesarios para definir las características petrofísicas y geológicas del pozo, y la toma de núcleos. Comienza cuando se inicia la armada del equipo para correr registros o núcleos y finaliza después de sacar la sarta de limpieza si se va a continuar con la actividad de perforación o cuando se comienza a armar el equipo para bajar el revestimiento.

Dentro de las actividades planeadas en la evaluación geológica y petrofísica esta la toma efectiva de registros, núcleos y muestra; en las no planeadas se encuentran todos los imprevistos y fallas, tales como la imposibilidad de bajar, el atascamiento de la sonda durante la toma de registros y/o muestras y el impedimento para recoger el núcleo, como atascamiento o daño en el ensamblaje corazonador, y dureza excesiva de la formación, lo que conllevaría a repetir la operación o su definitiva cancelación.

3. REVESTIMIENTO ^[2]

Corresponde a las actividades asociadas a bajar y cementar revestimiento con la finalidad de estabilizar y controlar las paredes del hueco, también incluye la preparación del pozo para continuar las operaciones. Comienza con la armada del equipo de corrida del revestimiento, y finaliza después de probarlo satisfactoriamente y en cuanto el pozo esté en las condiciones requeridas para continuar la perforación de la próxima sección o de ser evaluado y completado.

Las actividades planeadas dentro de los reportes de tiempos de perforación durante la fase revestimiento podrían ser:

- Bajar revestimiento
- Cementar
- Instalar - desinstalar cabezal

- Registrar en hueco entubado
- Limpiar revestimiento
- Probar colgadores.

Debería incluirse dentro de las actividades no planeadas durante el revestimiento las fallas o atascamiento del equipo durante la corrida de revestimiento, fallas de cementación como el fragüe prematuro del cemento, y fallas en el cabezal o rotura de mangueras.

4. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN ^[2]

Durante la perforación de pozos son normales los imprevistos debido a que es una operación que genera gran incertidumbre. La tarea del grupo de ingenieros a cargo es disminuir la incertidumbre de procesos al máximo, tratar de apegarse al plan rigurosamente, estar preparados para prever contratiempos y en dado el caso que se presenten contrarrestarlos. Los principales problemas se mencionan a continuación.

- **Atascamiento de la tubería**

Existen muchas causas para que la tubería de perforación se pegue en el hueco. Es importante identificar lo que lo provoca para determinar el método más rápido, eficiente y económico de liberar la tubería. Entre las causas más comunes se destacan el atascamiento por presión diferencial y atascamiento por inestabilidad del hueco.

- **Perdida de circulación**

Es un evento que ocurre durante la perforación de un hueco cuando el retorno de fluido por el espacio anular disminuye. Dicha pérdida de fluido puede ser parcial o total.

- **Reparación del taladro**

Es un problema frecuente y causa una interrupción en las operaciones planeadas por una falla en el equipo del taladro de perforación. Genera multas financieras, incremento de costos por reparación de emergencia, posibles lesiones al personal, grandes daños en el equipo y pérdida de futuros contratos. En el hueco genera alto riesgo de otros eventos no programados, mayor tiempo de exposición, pérdida de la sección del hueco y pérdida del pozo.

- **Fallas en la sarta de circulación**

Se causa una interrupción en las operaciones planeadas por fuerzas que se encuentran por debajo de la resistencia mínima de cedencia, como fatigas de la tubería, fuga en la conexión, agrietamiento por sulfuro y falla en la soldadura, y fuerzas por encima de esta resistencia, como tensión, torque, combinación de tensión y torque, colapso y estallido.

- **Arremetida**

Se define como el desbordamiento de fluidos de la formación hacia el hueco, ocurre cuando la presión ejercida por la columna hidrostática en el hueco es menor que la ejercida por la columna de la formación.

Toda arremetida que no pueda ser controlada termina en reventón, con sus graves consecuencias de posibles daños personales, destrucción de equipos y posible pérdida del pozo.

- **Operaciones de pesca**

Durante la perforación de un pozo siempre está presente la posibilidad de que se queden en el hueco componentes de la sarta de perforación u otras herramientas utilizadas en las diferentes tareas de obtención de datos o pruebas del pozo, ocasionando lo que generalmente se llaman tareas de

pesca, referidas a sacar la pieza que obstaculiza la continuidad de las operaciones.

5. PARAMETROS DE PRODUCCIÓN ^[3]

Los parámetros iniciales de producción se incluyen en los informes que presentan los geocientíficos antes de la perforación, tales como las coordenadas de las posibles zonas productoras, el potencial de producción esperado de dichas zonas, el porcentaje de agua y sedimentos, y, por último y más importante la producción acumulada que se espera obtener a través de la vida productiva y económicamente rentable del pozo.

5.1. PRODUCCIÓN DIARIA ^[3]

En Colombia, la producción de hidrocarburos de cada pozo petrolero es reportada al Ministerio de Minas y Energía por el respectivo operador, Ecopetrol en algunos casos o una compañía multinacional asociada en otros, o incluso, una compañía ajena a la asociación y contratada para este fin. Dicho reporte es compartido por el Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol.

El proceso de fiscalización de producción, como tal, consiste en medir la producción diaria neta de petróleo del campo; la medición se realiza en cada tanque de almacenamiento y permite calcular el volumen de producción, normalmente a las 12 p.m. todos los días, hora en la cual se para la actividad en todas las facilidades para garantizar una lectura sin distorsiones.

Se puede decir que el proceso de medición de los hidrocarburos es estandarizado en la industria petrolera, y es estándar, pues antes que ser un requisito para el cálculo de regalías o para efectos impositivos, saber cuánto hidrocarburo se

produjo es el corazón del negocio petrolero.

5.2. BSW ^[3]

El contenido de agua y sedimento (BSW) en los crudos y combustóleos, es de importancia significativa ya que puede generarse corrosión en los equipos y problemas en el procesamiento y transporte. La determinación del BSW se requiere para cuantificar exactamente los volúmenes netos transados, existentes en inventarios o adquiridos en operaciones de transferencia de custodia.

5.3. EFICIENCIA DE RECOBRO Y PRODUCCIÓN ACUMULADA ^[3]

La producción acumulada (NP) es la sumatoria de toda la producción neta de crudo a partir del primer día de producción hasta la actualidad; así, la eficiencia de recobro es la relación entre la producción acumulada actual y la producción acumulada pronosticada por el grupo de yacimientos en millones de barriles.

6. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO – GALA ^[4]

Los campos Llanito- Gala- Cardales están conformados por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Los campos se han mantenido en producción por aproximadamente 54 años, con 46.9 millones de barriles de petróleo producidos a Diciembre del año 2008 y un factor de recobro aproximado del 15%.

Dado que la característica de los campos es la producción de múltiples yacimientos, de las formaciones de edad Terciario: Colorado, Mugrosa y Esmeralda, y siendo su principal mecanismo de producción el de gas en solución y

empuje parcial de agua, en su etapa madura de explotación, se ha establecido como estrategias para continuar con el desarrollo del Campo los trabajos de cañoneo y la perforación de relleno adicional para la reducción del espaciamiento (espaciamiento actual varía entre 30 y 60 acres).

6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA ^[4]

Los campos Llanito, Gala (Cardales), Galán y San Silvestre están ubicados en la parte Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja.

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Llanito Gala (Cardales) Galán



Figure 1. A) Geographical location of the Llanito-Gala field in Colombia. B) Closer view of the location of the Llanito-Gala field including cities/towns, main roads (yellow), and political department divisions (white). Black arrow indicates the structure's orientation (See Fig. 4). Google Earth ©, 2007.

Fuente. Superintendencia de Yacimientos. Gerencia Técnica de Producción.

Llanito, Gala (Cardales) limita al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Galán - San Silvestre, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la

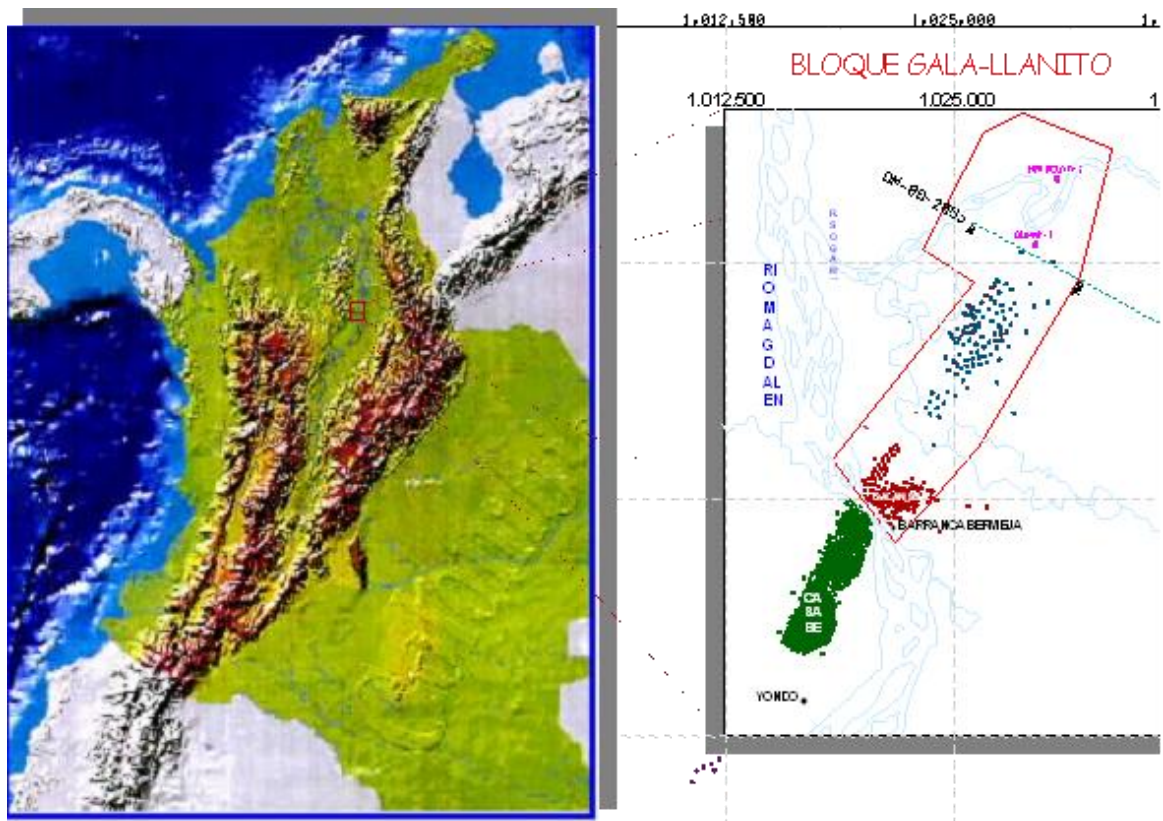
Ciénaga de Llanito. Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

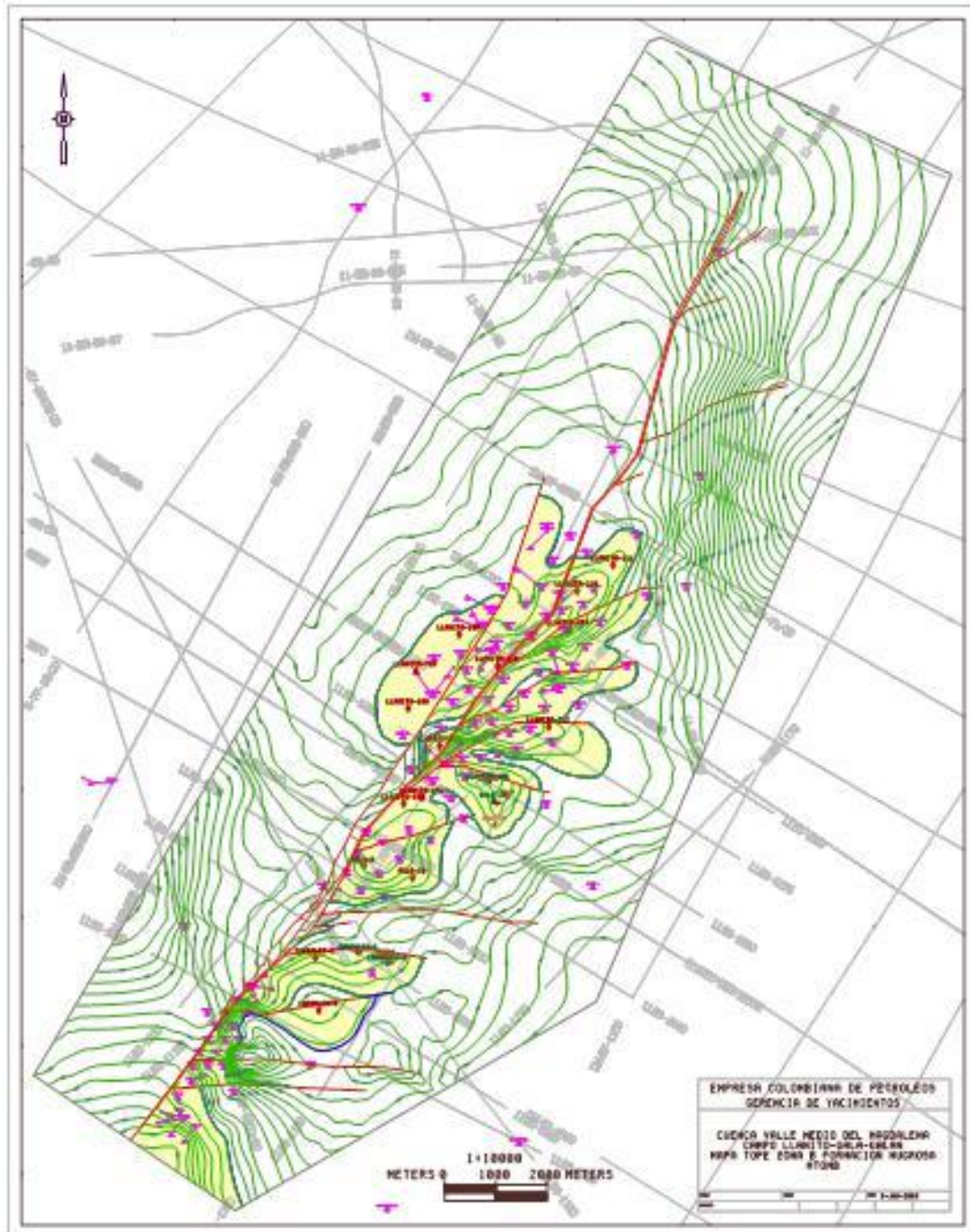
Estos campos tienen una extensión en conjunto de 70 Km². En la siguiente Figura (2) se presenta el bloque asignado junto con sus líneas sísmicas 2D las cuales le dieron su origen.

Figura 2. Bloque asignado para la explotación de los yacimientos de los campos Llanito, Gala (Cardales), Galán y San Silvestre.



Fuente. Superintendencia de Yacimientos. Gerencia Técnica de Producción.

Figura 3. Mapa Estructural Campo Llanito- Gala-Cardales



Fuente. Superintendencia de Yacimientos. Gerencia Técnica de Producción.

Figura 4. Bloque vigente Llanito, que comprende los campos Llanito, Gala y Galán San Silvestre.



Fuente. Departamento de Gestión de la Información de E&P" – (PGE-GTD)

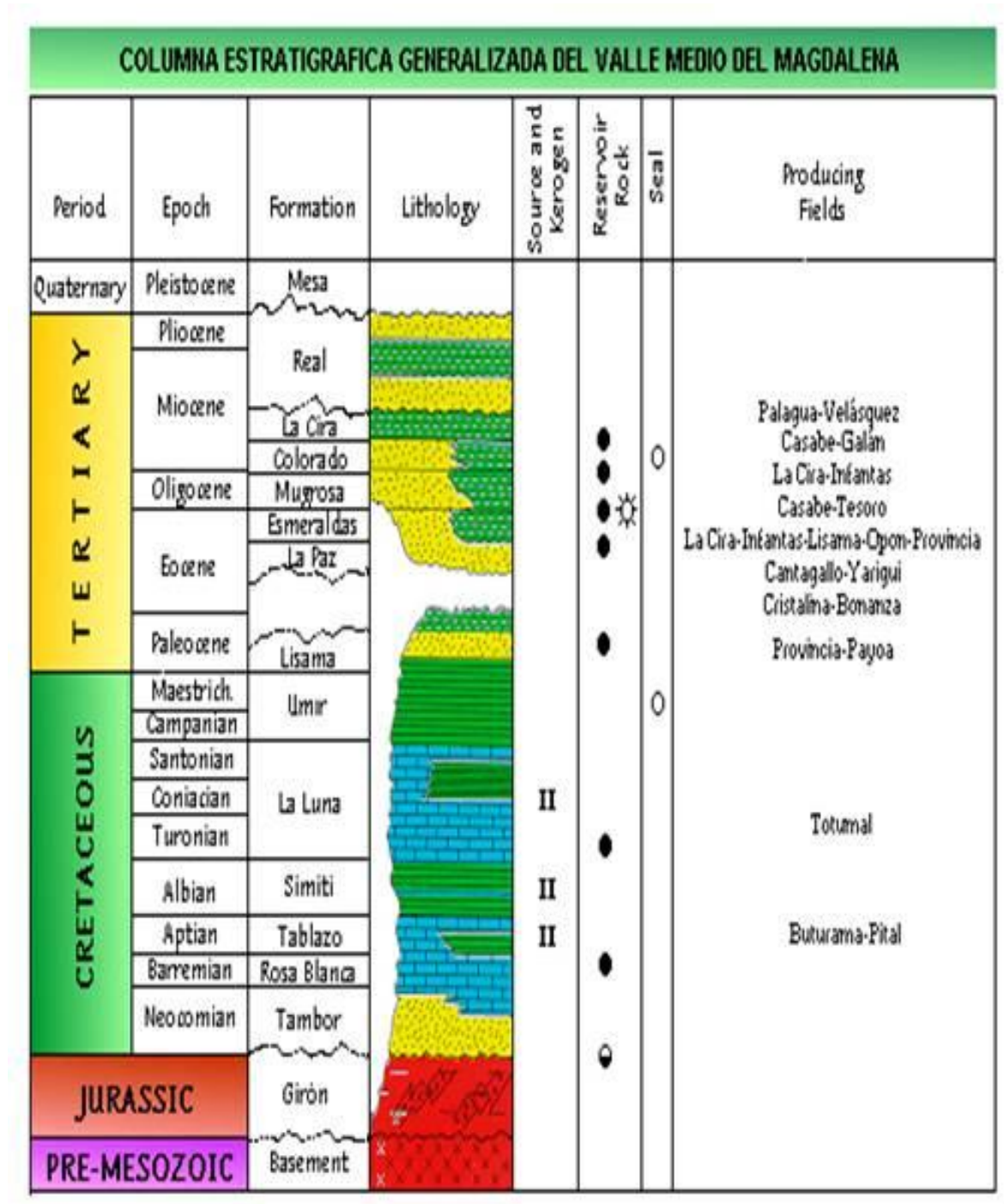
6.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO ^[4]

El modelo estructural con el cual se desarrolló el Campo Gala, consiste en una estructura principal de tipo compresional representada por una anticlinal de bajo relieve afectado por fallas de tipo normal con dirección de rumbo preferencial NE – SW.

La geología del área corresponde a una secuencia estratigráfica que abarca rocas con edades desde el Terciario hasta el cuaternario.

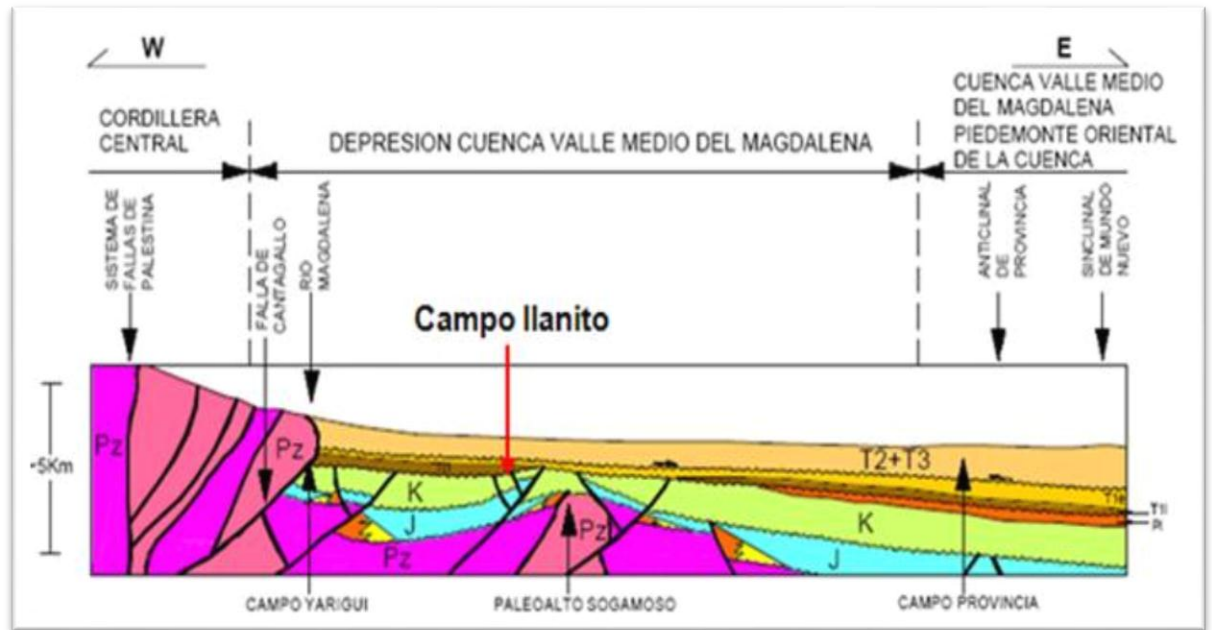
Las unidades productoras del campo están contenidas en unidades Terciarias, entre estas se encuentran la Formación Mugrosa y la Formación Esmeralda. Una subdivisión de esas unidades se realizó con el fin de identificar la conectividad de los reservorios. Las subunidades definidas son las arenas de la Formación Mugrosa Zonas B y C.

Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena



Fuente. Justificación de la Perforación de los Pozos Gala – Cardales

Figura 6. Corte esquemático del Campo Llanito – Gala.



Fuente. Justificación de la Perforación de los Pozos Gala – Cardales

6.3. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL [4]

La distribución de pozos y producción por campo es la siguiente:

Tabla 1. Distribución de pozos del Activo Llanito.

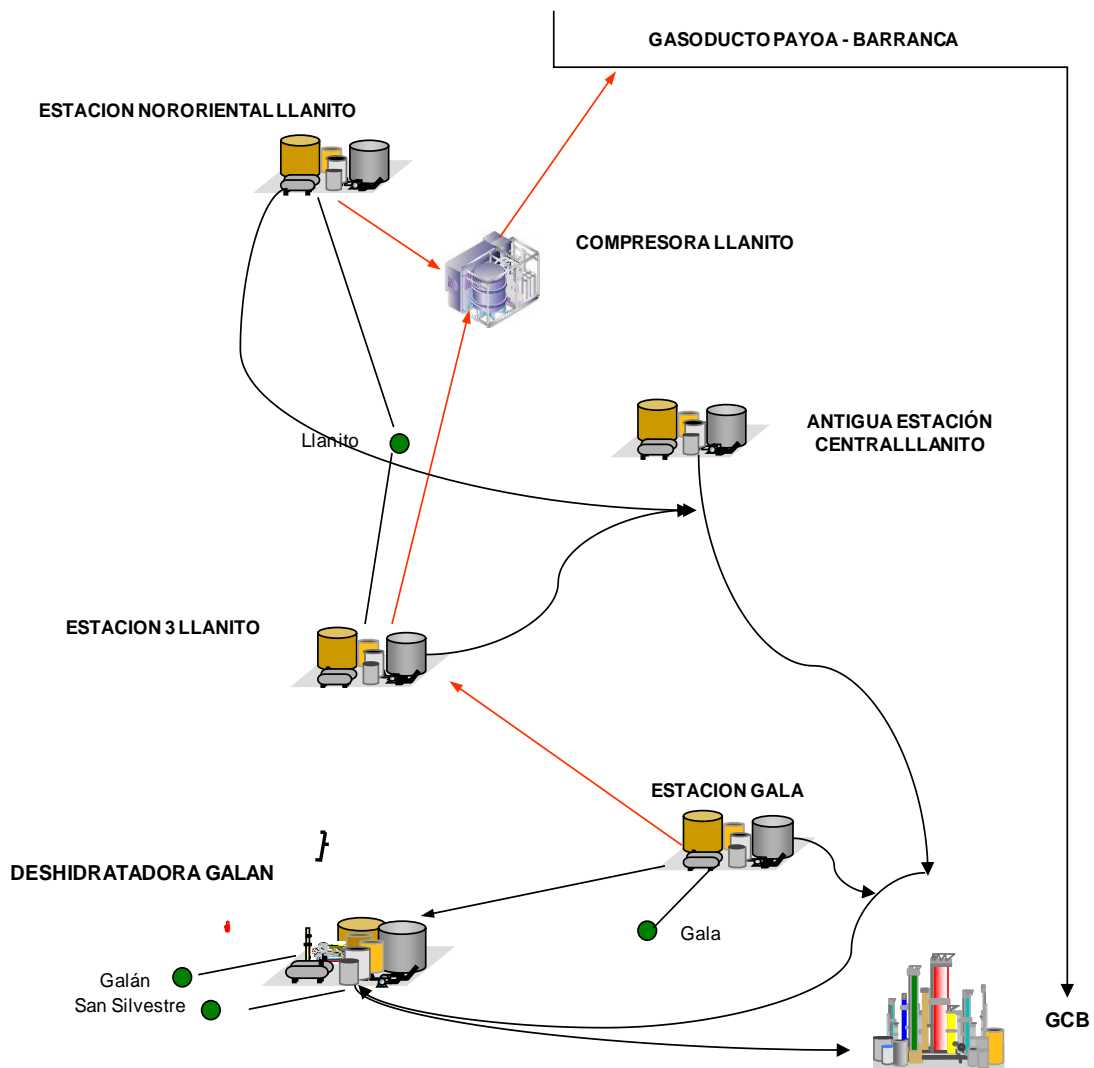
CAMPO	No. DE POZOS	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN
		BRUTA (BPD)	NETA (BOPD)	DE AGUA (BWD)	DE GAS (Kscfd)
GALA	21	2426	790	1636	354
CARDALES	16	2230	1018	1212	120
LLANITO	56	7885	2940	4945	1924
TOTAL	119	14393	5718	8675	2460

Fuente: Coordinación de Producción Llanito

Se tienen:

- 110 pozos: bombeo mecánico
- 9 pozos: bombeo de cavidades progresivas (PCP)

Figura 7. Ubicación sistema de nodos y líneas Activo Llanito



Fuente: Coordinación de Producción Llanito

6.4. PRODUCCIÓN ^[4]

Producción 2014

La producción promedio año del campo Llanito actual es de 2262 Barriles de Petróleo.

La producción promedio año del campo Gala actual es de 2524 Barriles de Petróleo.

Tabla 2. Producción promedio mes por campo a Junio de 2014 en Barriles de Petróleo por día.

CAMPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
GALA	2878	2933	2782	2637	2605	2546
LLANITO	2069	1937	2210	2311	2207	2240

Fuente. Información de Estadística, Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción De Mares.

La siguiente tabla presenta la producción acumulada a Junio 2014 y el aumento del factor de recobro generado por el año operativo.

Tabla 3. Factor de recobro a Junio 30 de 2014

ACTIVO	CAMPOS	OOIP 2012 MMBL	Np @ Dic 2013 MMBL	FR @ Dic 2013	Np @ Jun 2014 MMBL	FR @ Jun 2014
LLANITO	LLANITO	792	56,29	7,11%	57,33	7,24%
	GALA					

Fuente. Información Tomada de las Formas 9 de Producción.

6.5. OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO ^[4]

Las oportunidades de crecimiento de los campos son variadas, todas aún en proceso de estudio y selección. Normalmente se puede encontrar en estos campos proyectos de perforaciones infill o pilotos de recobro mejorado.

6.5.1. Proyecto de Perforación de Desarrollo

Para el área Llanito – Gala, en 2013 se terminó el primer módulo compuesto por 14 pozos de perforación de desarrollo. El segundo módulo, a desarrollar en los años siguientes, se compone de 38 pozos. En 2014 el proyecto continuará en maduración Fase 2.

Se aclara que la perforación únicamente ha contemplado pozos infill o de desarrollo, para extraer reservas en las formaciones Mugrosa y Colorado. Dichos pozos no han generado nuevos descubrimientos puesto que no son su objetivo.

6.5.2. Proyecto Piloto de Reinyección de Agua Campo Llanito

El piloto de reinyección de agua producida del Campo Llanito, consiste en la reinyección de 3000 barriles diarios de agua de producción provenientes de las actividades del área Llanito-Gala, que son tratadas en la Estación Nororiental Llanito, para establecer la viabilidad técnica y económica de reinyectar agua en las Zonas B y C de la Formación Mugrosa a través de los pozos Llanito-57, Llanito-35 y Llanito 111. Con el piloto de inyección se estima recuperar 0.6 MMBLS.

Se busca demostrar que la recuperación secundaria de Hidrocarburos es un proceso técnicamente exitoso en el campo Llanito para desarrollar un proyecto que permita alcanzar un Factor de Recobro aceptable a estándares mundiales.

Actualmente el campo Llanito produce aproximadamente 5000 barriles diarios de petróleo con 8000 barriles diarios de agua y 3.5 millones de pies cúbicos diarios

de gas asociados.

Durante el año 2014, la operación se basó en el seguimiento al proyecto (variables físicas y de calidad de agua) para asegurar sus resultados. Aun se espera que se consiga el llenado y por ende inicie el desplazamiento de fluidos (Recuperación Secundaria).

7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN CAMPOS LLANITO – GALA (CARDALES)

Desde el 2004 hasta la fecha se han realizado en los Campos Llanito - Gala ocho campañas de perforación. La evaluación de dichas campañas se hizo teniendo como base pronósticos elaborados por expertos en yacimientos. Pronosticar es, de hecho, complicado y debe hacerse fundamentado en el discernimiento de las características de la roca y fluidos. Para lo anterior es de suma importancia recolectar información de todas las fuentes posibles; es allí cuando evaluar experiencias anteriores e interiorizar lecciones aprendidas toma gran importancia, no solo para pronosticar, sino también para cuantificar el éxito y el cumplimiento exploratorio.

La obtención de datos se hizo recopilando información de numerosas fuentes. A continuación se presentan los datos generales de las campañas que se logró recolectar con sus respectivas observaciones.

7.1. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2004

Durante la campaña de perforación del año 2004 se perforaron 5 pozos, Cardales 2, Cardales 3, Gala 9, Gala 1N, y Llanito 105.

Tabla 4. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2004

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
CARDALES 2	1,01	230	0%
GALA 1N	0,84	230	0%
LLANITO 105	0,67	184	0%
CARDALES 3	0,80	184	0%
GALA 9	0,92	250	0%
TOTAL	4,24	1078	0%

Fuente. El autor

Tabla 5. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2004

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
CARDALES 2	01/06/2004	348	1%
GALA 1N	01/06/2004	147	60%
LLANITO 105	01/06/2004	236	40%
CARDALES 3	01/07/2004	370	29%
GALA 9	01/07/2004	188	54%
TOTAL		1289	37%

Fuente. El autor

Tabla 6. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2004

ACTUAL 30/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
CARDALES 2	0,54	0	0 %	54%
GALA 1N	0,20	6	99 %	24%
LLANITO 105	0,27	30	84 %	41%
CARDALES 3	0,32	24	92 %	40%
GALA 9	0,38	26	52%	41%
TOTAL	1,72	86	65%	40%

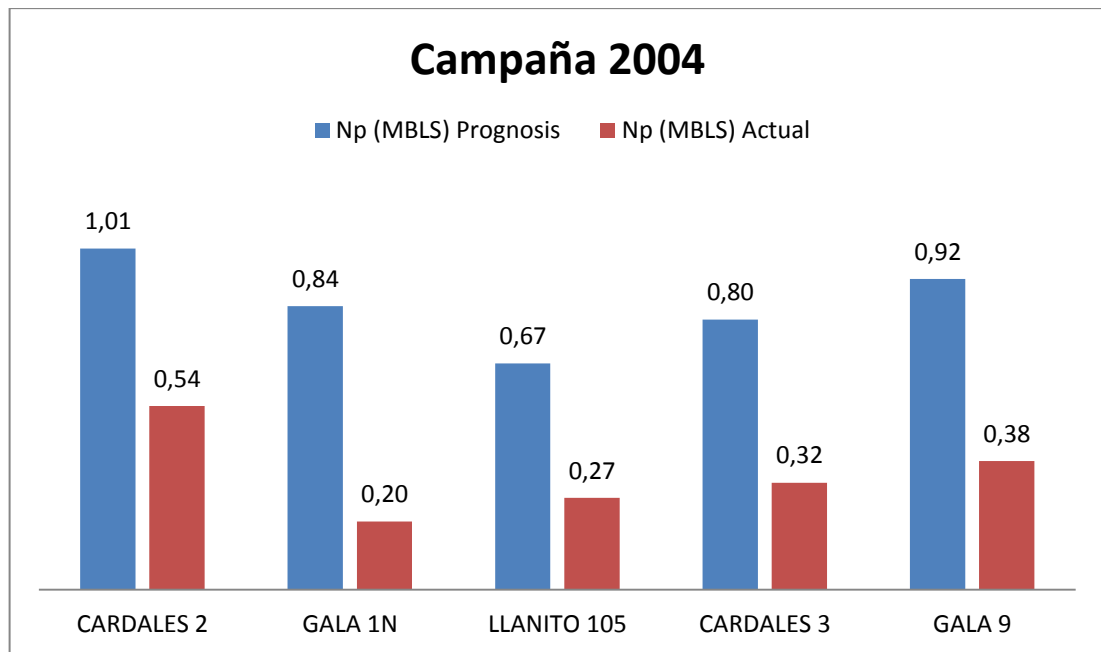
Fuente. El autor

Los pronósticos de BSW en esta campaña en específico estuvieron totalmente desfasados a razón de que todos apuntaban a que los pozos iniciarían sin producir barriles de agua, pero en realidad ninguno se acopló a la predicción, es más, el BSW inicial promedio supero el 35%. En cambio, la producción inicial de crudo supero las expectativas al observar que los pozos Cardales 2 y 3 empezaron con una producción de 348 y 370 barriles por día respectivamente.

La eficiencia de recobro para esta campaña 40%, es significativamente baja considerando que los pozos llevan un poco más de 10 años de producción; además; si tomamos en cuenta el BSW actual 65%, el incremento de BSW 76% en 10 años o 7.6% E.A, la producción actual de aceite 86 BOPD y su declinación 93% en 10 años o 9.3% E.A, las posibilidades de que el pronóstico realizado por yacimientos 4.24 MBLS se cumpla son casi nulas.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2004

Figura 8. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2004.



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 2,52 millones de barriles de crudo.

Como ejemplo claro de los resultados de esta campaña está el pozo Cardales 2, que aun siendo el pozo con el BSW inicial más bajo (1%) y con el mejor factor de recobro de la campaña, solo ha conseguido producir el 54% del Np Prognosis y actualmente se encuentra inactivo.

7.2. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2005

Durante la campaña de perforación del año 2005 se perforaron 10 pozos, Cardales 4, Gala 10, Gala 11, Llanito 106, Llanito 108, Llanito 109, Llanito 110, Cardales 5, Llanito 111, Gala 12.

Tabla 7. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2005

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Q_o (BOPD)	BSW (%)
CARDALES 4	0,47	188	0%
GALA 10	0,47	188	0%
GALA 11	0,47	188	0%
LLANITO 106	0,47	188	0%
LLANITO 108	0,47	188	0%
LLANITO 109	0,47	188	0%
LLANITO 110	0,47	188	0%
CARDALES 5	0,47	188	0%
LLANITO 111	0,47	188	0%
GALA 12	0,47	188	0%
TOTAL	4,68	1880	0%

Fuente. El autor

Tabla 8. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2005

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
CARDALES 4	01/01/2005	334	19%
GALA 10	01/01/2005	87	71%
GALA 11	01/03/2005	197	26%
LLANITO 106	01/04/2005	69	49%
LLANITO 108	01/05/2005	165	33%
LLANITO 109	01/05/2005	239	48%
LLANITO 110	01/05/2005	93	5%
CARDALES 5	01/06/2005	118	49%
LLANITO 111	01/07/2005	581	3%
GALA 12	01/08/2005	134	69%
TOTAL		2017	37%

Fuente. El autor

Tabla 9. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2005

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
CARDALES 4	0,50	63	77%	107%
GALA 10	0,35	54	76%	75%
GALA 11	0,33	81	63%	70%
LLANITO 106	0,07	0	0%	16%
LLANITO 108	0,22	0	0%	46%
LLANITO 109	0,48	137	42%	103%
LLANITO 110	0,04	0	0%	8%
CARDALES 5	0,12	18	50%	25%
LLANITO 111	0,37	15	87%	79%
GALA 12	0,07	16	46%	16%
TOTAL	2,55	384	67%	55%

Fuente. El autor

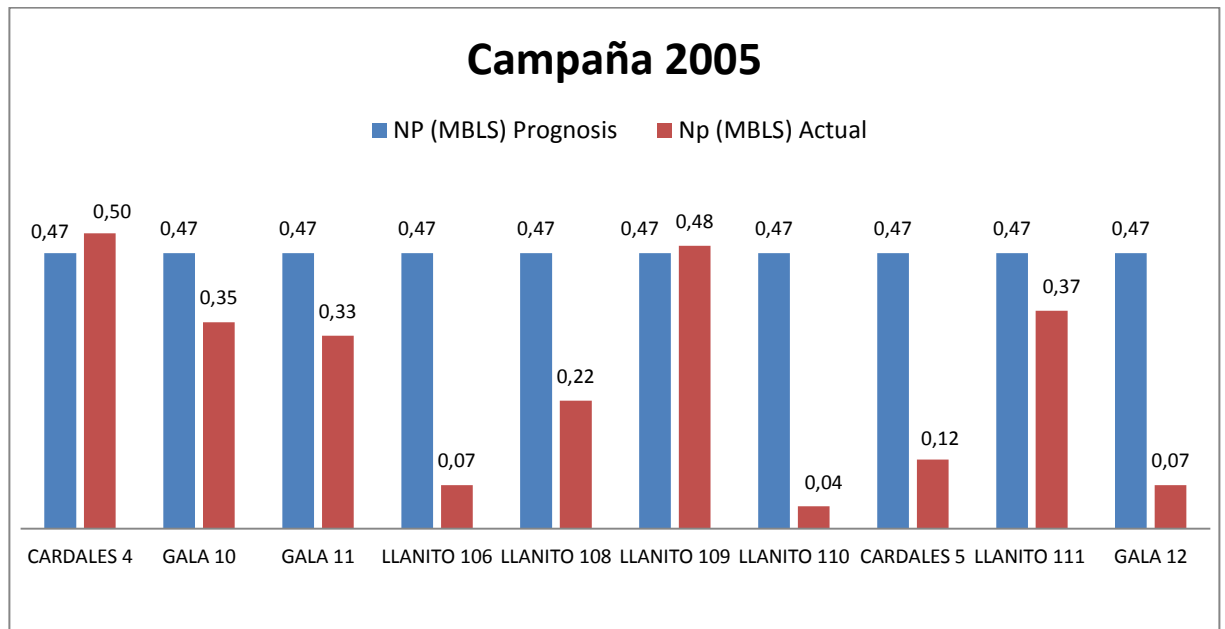
Los pronósticos de BSW en esta campaña también estuvieron totalmente desfasados. Según lo anterior, todos los pozos empezarían un BSW del 0%, pero ninguno cumplió la predicción, por el contrario, el BSW inicial promedio supero el 35%. La producción inicial de crudo supero las expectativas, lo mencionado anteriormente debido a que los pozos Cardales 4, Llanito 109 y Llanito 111 empezaron con producciones de 334, 239 y 581 barriles por día respectivamente.

La eficiencia de recobro para esta campaña es un poco más alentadora 55%. Los

pozos llevan 9 años produciendo, el BSW actual promedio 67% y su aumento del 81% en 9 años u 8.1% E.A son valores alarmantes, sin embargo este yacimiento en específico se caracteriza por el incremento vertiginoso de la producción de agua. La producción actual de aceite 384 BOPD no es un valor despreciable pero si preocupante, debido a la declinación cercana al 93% en 10 años o 9.3% E.A, a la inactividad de tres pozos y a la producción de menos de 20 BOPD de otros tres, de los diez perforados. Todos los factores ratifican la tendencia de los proyectos a no cumplir con los pronósticos presentados por yacimientos, en este caso 4.68 MBLs, para justificar la ejecución de las operaciones de perforación.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2005

Figura 9. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2005.



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 2,13 millones de barriles de crudo.

Dos pozos sobresalen en esta campaña:

Cardales 4; inició con un corte de agua del 19% y ha conseguido producir el 107% del Np Prognosis o medio millón de barriles. Actualmente produce 63 BOPD con un BSW del 77%.

Llanito 109; aunque inició con un corte de agua alto 48%, ha conseguido producir el 103% del Np Prognosis o 480.000 barriles, actualmente produce 137 BOPD con un BSW del 42%, posicionándose como el pozo que más produce y con menor BSW de toda la campaña.

El punto neurálgico de la Campaña lo marcan en especial tres pozos: Llanito 110 y 106, actualmente inactivos y con factores de recobro del 8% y 16% respectivamente, y Gala 12, que si bien está activo, sólo produce 16 BOPD con un factor de recobro del 16%.

7.3. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2007

Durante la campaña de perforación del año 2007 también se perforaron 10 pozos, Llanito 112, Llanito 113, Llanito 118, Llanito 116, Gala 13, Llanito 115, Llanito 117, Llanito 107, Cardales 1N, Llanito 114.

Tabla 10. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2007

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 112	0,33	140	20%
LLANITO 113	0,33	140	20%
LLANITO 118	0,33	140	20%
LLANITO 116	0,33	140	20%
GALA 13	0,33	140	20%
LLANITO 115	0,33	140	20%
LLANITO 117	0,33	140	20%
LLANITO 107	0,33	140	20%
CARDALES 1N	0,33	140	20%
LLANITO 114	0,33	140	20%
TOTAL	3,34	1400	20%

Fuente. El autor

Tabla 11. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2007

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 112	14/04/2007	35	33%
LLANITO 113	20/05/2007	259	7%
LLANITO 118	30/07/2007	46	84%

LLANITO 116	22/08/2007	104	21%
GALA 13	22/08/2007	11	24%
LLANITO 115	04/09/2007	131	23%
LLANITO 117	13/10/2007	23	16%
LLANITO 107	11/10/2007	306	1%
CARDALES 1N	13/11/2007	46	3%
LLANITO 114	25/12/2007	252	4%
TOTAL		1213	22%

Fuente. El autor

Tabla 12. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2007

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
LLANITO 112	0,28	117	54%	83%
LLANITO 113	0,56	11	72%	169%
LLANITO 118	0,12	31	74%	37%
LLANITO 116	0,11	43	17%	34%
GALA 13	0,03	27	2%	10%
LLANITO 115	0,11	22	32%	32%
LLANITO 117	0,25	53	31%	74%
LLANITO 107	0,34	92	46%	102%
CARDALES 1N	0,19	60	2%	57%
LLANITO 114	0,29	68	0%	87%
TOTAL	2,28	524	33%	68%

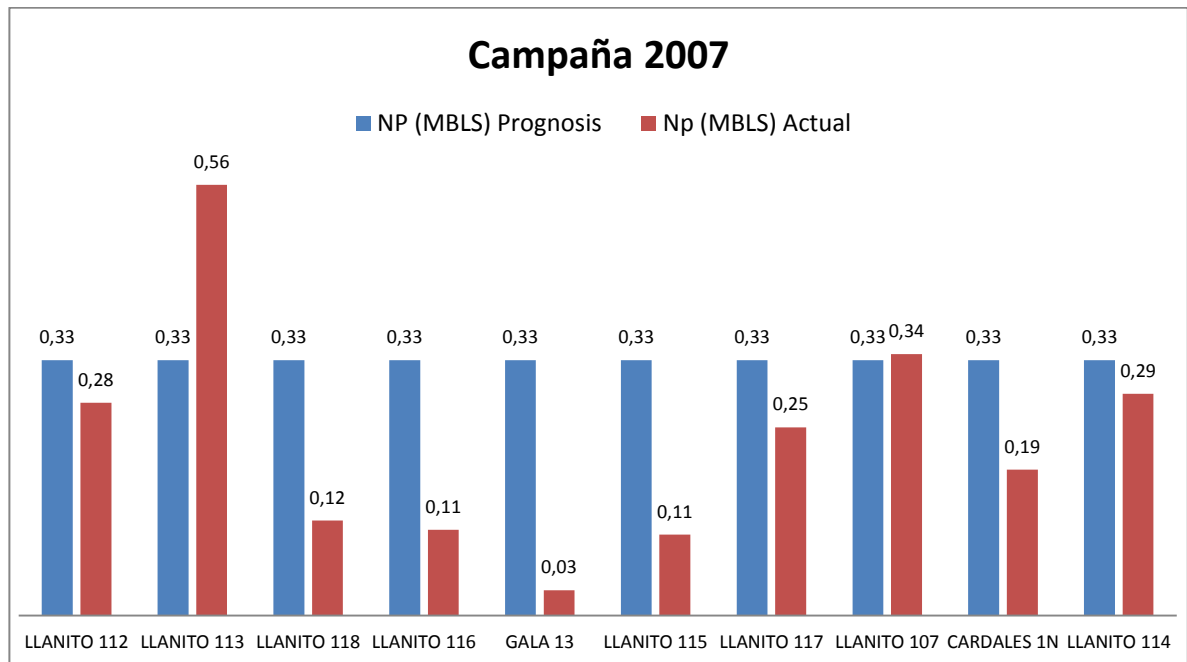
Fuente. El autor

Los pronósticos de BSW en esta campaña fueron mucho más acordes a la realidad de estos campos, pero la producción inicial de crudo estuvo 187 barriles por debajo de lo esperado. Se refleja en que sólo 3 pozos cumplieron el pronóstico y cinco de los diez pozos empezaron con producciones por debajo de los 50 barriles diarios.

La eficiencia de recobro para esta campaña es de un 68% en 7 años de producción, el BSW actual promedio es del 33% y ha aumentado un 50% en 7 años o cercano a un 7% E.A. Dentro del contexto de los campos, los resultados de esta campaña son satisfactorios: todos los pozos se encuentran activos, con cortes de agua manejables y la producción actual total de la campaña ronda los 524 BOPD, valor considerable.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2007

Figura 10. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2007



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 1.06 millones de barriles de crudo.

Dos pozos sobresalen en esta campaña:

Llanito 113; inició con un corte de agua del 7%, 13 puntos porcentuales debajo del BSW Prognosis y ha conseguido producir el 169% del Np Prognosis, actualmente produce 12 BOPD con un BSW del 72%.

Llanito 107; inició con un corte de agua del 1%, 19 puntos porcentuales debajo del BSW Prognosis y ha conseguido producir el 102% del Np Prognosis, actualmente produce 92 BOPD con un BSW del 46%.

El pozo con menor eficiencia de recobro es el Gala 13, ha producido alrededor de 30.000 barriles de crudo, alcanzando una eficiencia de recobro del 10%, hoy en día produce 27 BOPD con 2% de BSW.

7.4. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008

Durante la campaña de perforación del año 2008 se perforaron 10 pozos: Gala 17, Gala 14, Gala 15, Llanito 122, Llanito 123, Llanito 120, Llanito 119, Llanito 121, Llanito 124 y Gala 16.

Tabla 13. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2008

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 17	0,29	140	20%
GALA 14	0,29	140	20%
GALA 15	0,29	140	20%
LLANITO 122	0,33	140	20%
LLANITO 123	0,33	140	20%
LLANITO 120	0,33	140	20%
LLANITO 119	0,33	140	20%
LLANITO 121	0,33	140	20%
LLANITO 124	0,33	140	20%
GALA 16	0,29	140	20%
TOTAL	3,18	1400	20%

Fuente. El autor

Tabla 14. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2008

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 17	22/02/2008	4	23%
GALA 14	08/03/2008	90	5%
GALA 15	15/05/2008	40	0%
LLANITO 122	05/06/2008	173	8%
LLANITO 123	04/07/2008	49	4%
LLANITO 120	25/07/2008	37	83%
LLANITO 119	11/08/2008	20	2%
LLANITO 121	11/09/2008	100	24%
LLANITO 124	10/10/2008	103	47%
GALA 16	09/11/2008	188	13%
TOTAL		804	21%

Fuente. El autor

Tabla 15. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2008

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
GALA 17	0,02	0	0%	6%
GALA 14	0,20	89	4%	68%
GALA 15	0,06	12	32%	21%
LLANITO 122	0,21	88	64%	64%
LLANITO 123	0,15	29	0%	44%
LLANITO 120	0,03	0	0%	9%
LLANITO 119	0,19	57	31%	57%
LLANITO 121	0,12	24	89%	36%
LLANITO 124	0,21	62	55%	62%
GALA 16	0,19	76	36%	64%
TOTAL	1,37	438	44%	43%

Fuente. El autor

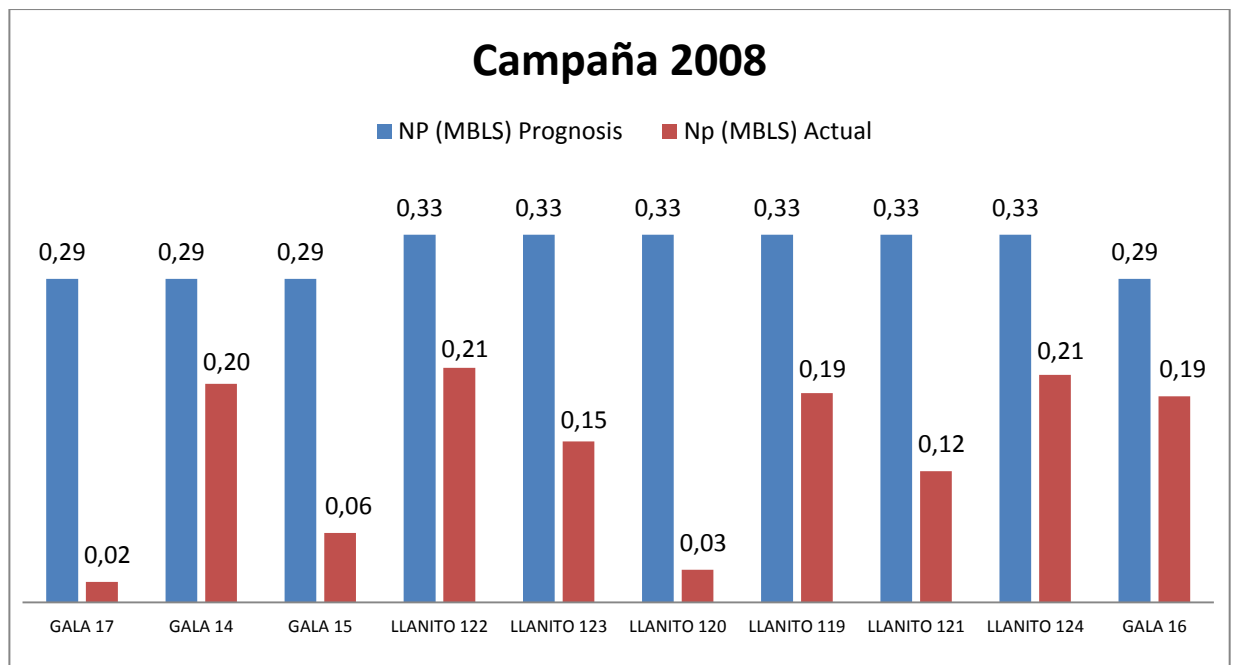
Los pronósticos de BSW en esta campaña fueron más coherentes, pero la producción inicial de crudo estuvo muy por debajo de lo esperado (596 barriles de diferencia). Se distinguen solo dos pozos que estuvieron por encima del pronóstico, los ocho pozos restantes no alcanzaron a producir ni 100 de los 140 barriles pronosticados.

La eficiencia de recobro para esta campaña es de un 43% en 6 años de producción, el BSW actual promedio es del 44% y ha aumentado un 110% en 6 años o cercano a un 18% E.A. Dos pozos se encuentran inactivos y la producción

actual total de la campaña ronda los 438 BOPD.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2008.

Figura 11. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2008



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 1.81 millones de barriles de crudo. El pozo más representativo de esta campaña es el Gala 14, y ha conseguido producir el 68% del Np Prognosis. Inició con un BSW de 5%, 15 puntos porcentuales por debajo del BSW Prognosis, actualmente produce 89 BOPD con el BSW más bajo de la campaña 4%. El pozo con menor eficiencia

de recobro es el Gala 17, solo ha producido alrededor de 18.539 barriles de crudo, alcanzando una eficiencia de recobro del 6%. En la actualidad se encuentra inactivo.

7.5. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2009

Durante la campaña de perforación del año 2009 se perforaron 10 pozos: Llanito 127, Llanito 126, Llanito 130, Llanito 128, Llanito 133, Llanito 134, Llanito 132, Llanito 129, Llanito 131 y Llanito 125.

Tabla 16. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2009

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 127	0,27	130	20%
LLANITO 126	0,27	130	20%
LLANITO 130	0,27	130	20%
LLANITO 128	0,27	130	20%
LLANITO 133	0,27	130	20%
LLANITO 134	0,27	130	20%
LLANITO 132	0,27	130	20%
LLANITO 129	0,27	130	20%
LLANITO 131	0,27	130	20%
LLANITO 125	0,27	130	20%
TOTAL	2,70	1300	20%

Fuente. El autor

Tabla 17. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2009

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 127	31/03/2009	10	30%
LLANITO 126	16/06/2009	126	42%
LLANITO 130	18/06/2009	130	37%
LLANITO 128	28/06/2009	130	2%
LLANITO 133	10/08/2009	130	6%
LLANITO 134	06/09/2009	131	23%
LLANITO 132	19/10/2009	611	7%
LLANITO 129	19/10/2009	130	6%
LLANITO 131	05/11/2009	181	13%
LLANITO 125	10/12/2009	492	20%
TOTAL		2071	19%

Fuente. El autor

Tabla 18. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2009

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
LLANITO 127	0,11	51	48%	42%
LLANITO 126	0,07	42	27%	26%
LLANITO 130	0,19	61	37%	69%
LLANITO 128	0,27	187	67%	99%
LLANITO 133	0,05	3	81%	19%
LLANITO 134	0,03	0	0%	10%
LLANITO 132	0,31	74	42%	116%
LLANITO 129	0,25	95	57%	94%
LLANITO 131	0,13	28	29%	47%
LLANITO 125	0,36	177	21%	132%
TOTAL	1,76	717	45%	65%

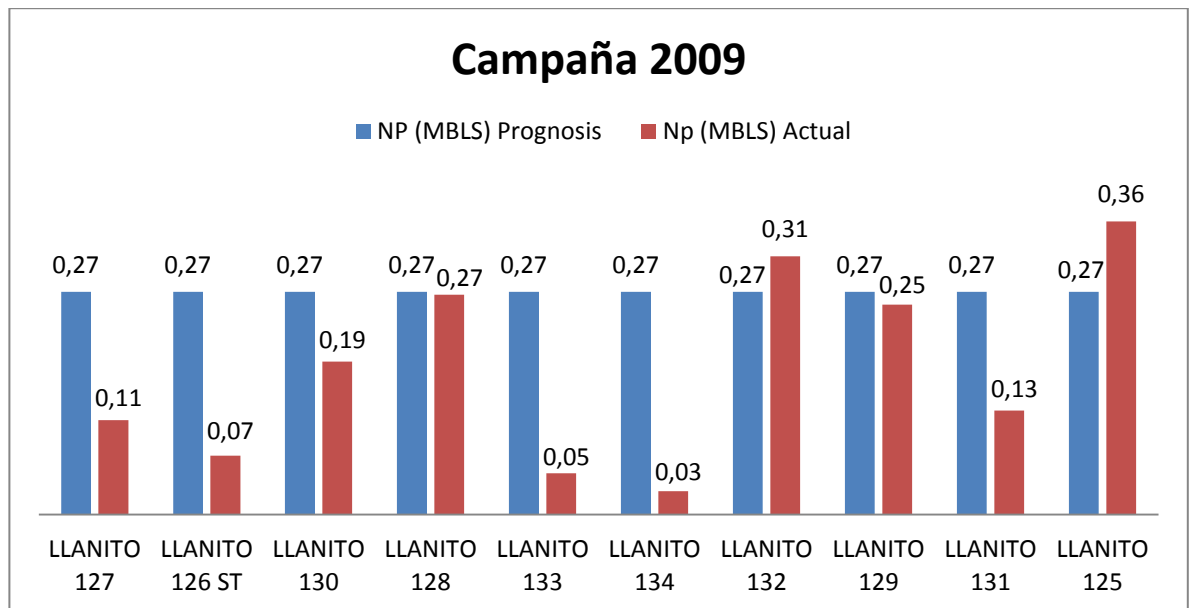
Fuente. El autor

Los pronósticos de BSW iniciales encajaron de mejor manera con las características del campo, con respecto a este aspecto el pozo Llanito 126 sobresale con el 46% de agua y sedimentos, además de ser el único pozo de esta campaña con sidetrack. Por otro lado, la producción inicial de crudo total de la campaña sobrepasó las expectativas por cerca de 700 barriles, estos barriles fueron aportados en su totalidad por dos pozos, Llanito 132 con 611 BOPD Y Llanito 125 con 492 BOPD.

La eficiencia de recobro para esta campaña es 65% en 5 años de producción, y aunque tiene pozos muy buenos y otros no tanto, al menos todos están activos y la eficiencia de recobro total es alta. El factor preocupante es el BSW 45% y ha aumentado 137% en 5 años o cercano a un 27% E.A. La producción actual total de la campaña ronda los 717 BOPD.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2009

Figura 12. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2009



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 936,42 mil barriles de crudo.

Dos pozos sobresalen en esta campaña:

Llanito 125; inicio con un corte de agua del 20% y ha conseguido producir el 132% del Np Prognosis, actualmente produce 177 BOPD con un BSW de 21%

Llanito 132; inicio con un corte de agua del 7%, 13 puntos porcentuales del BSW Prognosis y ha conseguido producir el 116% del Np Prognosis, actualmente produce 74 BOPD con un BSW de 42,3%

El pozo con menor eficiencia de recobro es el Llanito 134, ha producido alrededor de 28.200 barriles de crudo, alcanzando una eficiencia de recobro del 10%, hoy en día está inactivo.

7.6. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2010

Durante la campaña de perforación del año 2009 se perforaron 17 pozos, Gala 27, Gala 29, Gala 32, Gala 30, Cardales 12, Cardales 14, Gala 33, Cardales 8, Cardales 16, Llanito 25, Llanito 45, Cardales 6, Cardales 9, Cardales 13, Cardales 07, Cardales 10, Cardales 15.

Tabla 19. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2010

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 27	0,32	202	18%

GALA 29	0,37	165	21%
GALA 32	0,37	165	21%
GALA 30	0,28	210	18%
CARDALES 12	0,37	230	16%
CARDALES 14	0,37	230	16%
GALA 33	0,45	215	17%
CARDALES 8	0,31	195	19%
CARDALES 16	0,31	200	18%
LLANITO 25	0,35	150	27%
LLANITO 45	0,31	205	21%
CARDALES 6	0,31	195	19%
CARDALES 9	0,31	195	19%
CARDALES 13	0,24	245	16%
CARDALES 7	0,31	195	19%
CARDALES 10	0,37	230	16%
CARDALES 15	0,24	245	16%
TOTAL	5,22	3270	19%

Fuente. El autor

Tabla 20. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2010

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 27	10/01/2011	48	13%
GALA 29	25/01/2010	170	15%
GALA 32	24/01/2010	44	65%

GALA 30	23/02/2010	118	30%
CARDALES 12	01/04/2010	114	50%
CARDALES 14	21/04/2010	258	3%
GALA 33	21/04/2010	105	1%
CARDALES 8	23/05/2010	122	2%
CARDALES 16	05/07/2010	258	6%
LLANITO 25	05/07/2010	89	45%
LLANITO 45	22/07/2010	19	18%
CARDALES 6	01/09/2010	143	4%
CARDALES 9	08/10/2010	175	0%
CARDALES 13	25/10/2010	361	14%
CARDALES 7	19/10/2010	79	91%
CARDALES 10	28/12/2010	313	10%
CARDALES 15	10/12/2010	236	3%
TOTAL		2604	22%

Fuente. El autor

Tabla 21. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2010

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
GALA 27	0,02	7	33%	5%
GALA 29	0,06	0	0%	17%
GALA 32	0,27	48	65%	73%
GALA 30	0,20	87	76%	71%

CARDALES 12	0,13	40	58%	35%
CARDALES 14	0,14	32	39%	38%
GALA 33	0,03	9	16%	7%
CARDALES 8	0,02	0	0%	5%
CARDALES 16	0,19	107	23%	61%
LLANITO 25	0,04	19	91%	12%
LLANITO 45	0,05	45	42%	15%
CARDALES 6	0,15	65	14%	50%
CARDALES 9	0,12	59	37%	39%
CARDALES 13	0,08	48	75%	33%
CARDALES 7	0,07	45	76%	23%
CARDALES 10	0,15	59	18%	42%
CARDALES 15	0,14	49	57%	57%
TOTAL	1,83	711	45%	36%

Fuente. El autor

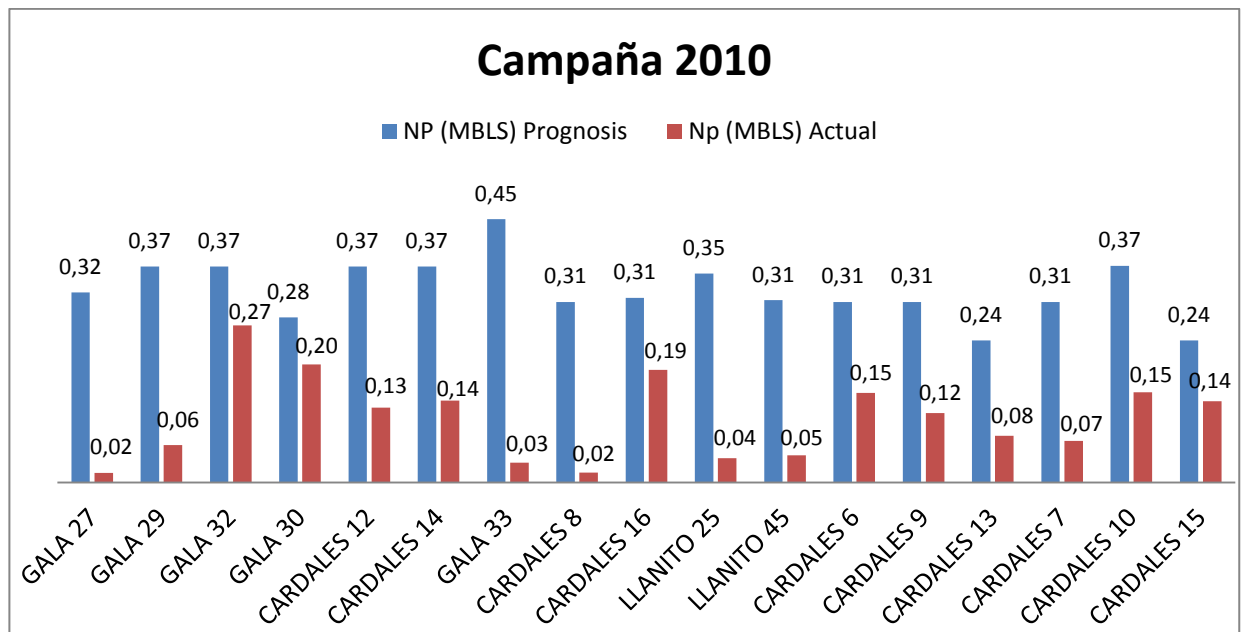
Los pronósticos de BSW iniciales encajaron de mejor manera con las características del campo, con respecto a este aspecto, el pozo Cardales 7 sobresale con un porcentaje de agua y sedimentos muy elevado 91%. La producción inicial de crudo total de la campaña, no alcanzo las expectativas por cerca de 650 barriles, a razón principalmente de los pozos Llanito 25 y 15, Cardales 7 y Gala 27, cuya producción individual diaria estuvo por debajo de los 100 barriles.

La eficiencia de recobro para esta campaña es 36% en 4 años de producción, a pesar de que lo pozos son relativamente nuevos aun para estimar eficiencias, si se destacan casos negativos como el de los pozos Gala 27, Gala 33 y Cardales 8, cuya eficiencia de recobro no supera el 10% del pronóstico. Esta campaña en solo

4 años tiene dos pozos inactivos, Cardales 8 y Gala 29, pozos con eficiencias de recobro bajísimas; Otros presentan producción de agua alta y en ascenso, probablemente llegaran a su límite económico apresuradamente. Un BSW general del 45% es preocupante, ha subido más del 100% en 4 años o cercano al 26% E.A. La producción actual total de la campaña ronda los 711 BOPD.

En la siguiente gráfica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2010

Figura 13. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2010



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 3.39 millones de barriles de crudo.

De la campaña del 2013 el pozo con mayor factor de recobro es Cardales 11, y solo ha conseguido producir 0,09% del Np Prognosis, actualmente produce 164,2 BOPD con un BSW DE 27,1%

Los pozos con menor eficiencia de recobro son Gala 27 y Cardales 8 es el Llanito 134, han producido cerca de 16.500 barriles de crudo, alcanzando una eficiencia de recobro de menos del 5%. Cardales 8 está inactivo y Gala 27 produce solo 7 BOPD.

7.6.1. Perforación 2011

Durante el 2011 solo se perforo el pozo Llanito 44, perteneciente a la campaña de perforación del año 2010.

Tabla 22. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para el pozo perforado en la campaña 2011

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 44	0,32	145	15%
TOTAL	0,32	145	15%

Fuente. El autor

Tabla 23. Valores de inicio de producción real del pozo perforado en la campaña 2011

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
LLANITO 44	05/02/2011	135	1%
TOTAL		135	1%

Fuente. El autor

Tabla 24. Valores actuales de producción del pozo perforado en la campaña 2011

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
LLANITO 44	0,09	31	59%	27%
TOTAL	0,09	31	59%	27%

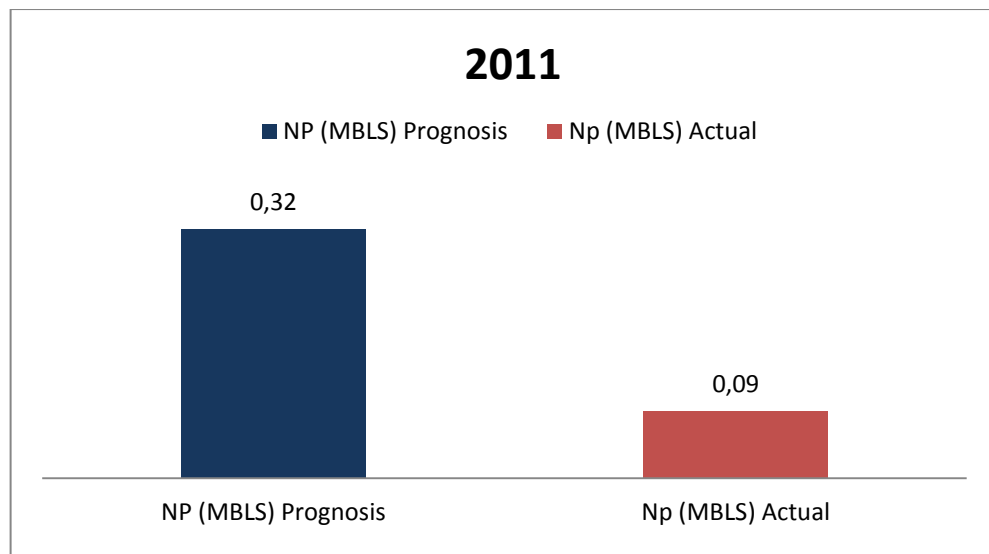
Fuente. El autor

La producción inicial de crudo de este pozo no cumplió el pronóstico por 10 barriles pero el BSW inicial fue muy favorable, solo del 1%. La eficiencia de recobro de este pozo es de un 27% en un poco menos de 4 años de producción, el BSW actual promedio es del 59% lo que refleja un aumento dramático en el porcentaje de agua y sedimentos, ha aumentado un 5.800% en 5 años o cercano a un 1.160% E.A. La declinación de la producción neta y el rápido aumento de intrusión de agua a los pozos, ha desencadenado un factor de recobro del 27% y

una producción actual neta de 31 BOPD.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2011

Figura 14. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, año 2011



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 234.408 barriles de crudo.

7.7. CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2013

Durante la campaña de perforación del año 2013 se perforaron 14 pozos, Gala 34, Gala 28, Cardales 20, Cardales 11, Cardales 19, Cardales 17, Gala 20, Gala 18, Gala 22, Gala 24, Gala 19, Gala 21, Gala 35 y Gala 31.

Tabla 25. Valores de inicio de producción, pronosticados por yacimientos para los pozos perforados en la campaña 2013

PLANEADO			
POZO	NP (MBLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 34	0,270	141	56%
GALA 28	0,260	157	38%
CARDALES 20	0,452	270	60%
CARDALES 11	0,261	157	63%
CARDALES 19	0,452	245	35%
CARDALES 17	0,261	142	43%
GALA 20	0,281	146	61%
GALA 18	0,306	150	62%
GALA 22	0,290	142	44%
GALA 24	0,250	145	44%
GALA 19	0,281	146	61%
GALA 21	0,280	135	43%
GALA 35	0,270	131	43%
GALA 31	0,270	108	43%
TOTAL	4,183	2215	50%

Fuente. El autor

Tabla 26. Valores de inicio de producción real de los pozos perforados en la campaña 2013

REAL			
POZO	FECHA INICIO PRODUCCIÓN	Qo (BOPD)	BSW (%)
GALA 34	16/04/2013	34	30%
GALA 28	21/04/2013	54	52%
CARDALES 20	07/06/2013	128	22%
CARDALES 11	20/06/2013	159	40%
CARDALES 19	10/08/2013	34	77%
CARDALES 17	10/08/2013	68	73%
GALA 20	25/09/2013	39	54%
GALA 18	26/09/2013	91	62%
GALA 22	31/10/2013	23	58%
GALA 24	31/10/2013	84	24%
GALA 19	08/12/2013	18	10%
GALA 21	07/21/2013	1	95%
GALA 35	19/12/2013	129	51%
GALA 31	19/12/2013	293	3%
TOTAL		1155	46%

Fuente. El autor

Tabla 27. Valores actuales de producción de los pozos perforados en la campaña 2013

ACTUAL 31/11/2014				EFICIENCIA DE RECOBRO
POZO	Np (BLS)	Qo (BOPD)	BSW (%)	Np RECUPERADO (%)
GALA 34	32.668	36	20%	12%
GALA 28	30.281	55	40%	12%
CARDALES 20	70.614	132	14%	16%
CARDALES 11	84.890	164	27%	33%
CARDALES 19	30.547	38	62%	7%
CARDALES 17	24.344	70	63%	9%
GALA 20	15.923	10	40%	6%
GALA 18	56.312	98	52%	18%
GALA 22	7.893	24	35%	3%
GALA 24	2.807	7	17%	1%
GALA 19	6.19	7	6%	0%
GALA 21	1.412	3	80%	1%
GALA 35	41.523	129	42%	15%
GALA 31	66.835	302	1%	25%
TOTAL	466.667	1076	36%	11%

Fuente. El autor

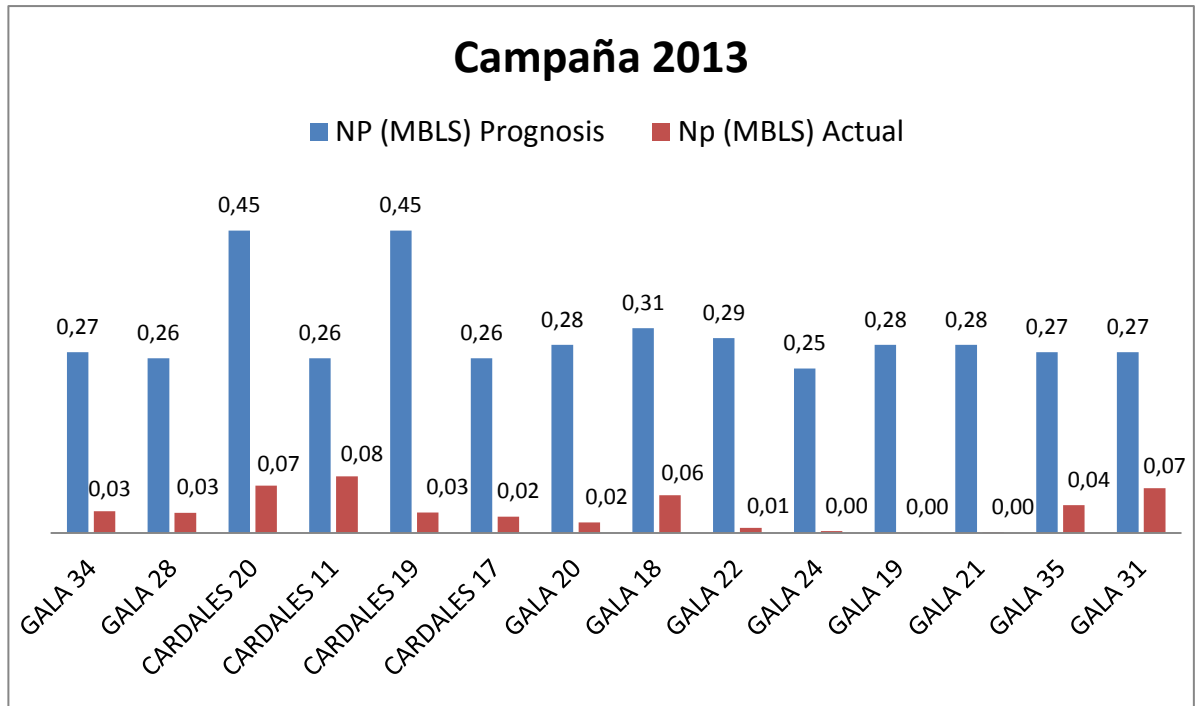
Esta campaña en particular es muy reciente para sacar conclusiones, sin embargo merece la pena destacar que el BSW actual es más bajo que el inicial y a su vez el inicial más bajo que el prognosis, caso retrógrado y atribuido a la efectiva

intervención ingenieril. El BSW inicial ha disminuido en un 22% en 2 años, 11% E.A. La producción inicial de crudo total de la campaña fue la mitad de la esperada, los pozos Cardales 11 y Gala 31 fueron los dos únicos pozos que cumplieron las expectativas, el Gala 31 de hecho las supero por 185 BOPD.

La eficiencia de recobro para esta campaña es 11% en casi 2 años de producción; habría que esperar cómo sigue el comportamiento de la declinación, pero se pueden diferenciar 4 pozos que producen menos de 11 BOPD, los pozos Gala 19, Gala 21, Gala 20 y Gala 24. Por ahora no hay ninguno inactivo, pero si cercanos al límite económico. La producción actual total de la campaña ronda los 1076 BOPD. Ha caído 7% en 2 años, 3,5% E.A.

En la siguiente grafica se evidencian las diferencias entre el petróleo acumulado pronosticado y el petróleo acumulado actual de cada pozo perforado durante el 2013.

Figura 15. Petróleo acumulado pronosticado y petróleo acumulado real a la fecha, campaña 2013



Fuente. El autor

La diferencia entre el acumulado pronosticado y el acumulado real es de 3,72 millones de barriles de crudo.

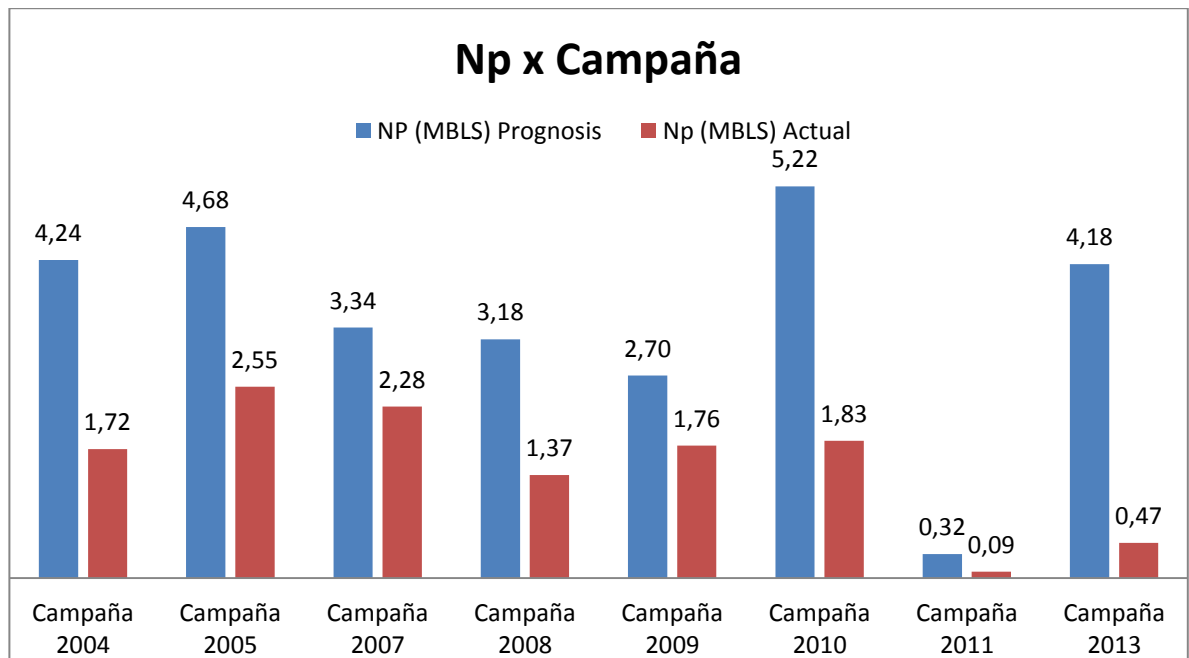
De la campaña del 2013 el pozo con mayor factor de recobro es Cardales 11, y solo ha conseguido producir 0,09% del Np Prognosis, actualmente produce 164,2 BOPD con un BSW de 27,1%

Los pozos con menor eficiencia de recobro son Gala 19 y Gala 21 han producido en promedio cada uno 1000 barriles de crudo, alcanzando una eficiencia de recobro de menos del 0.5%.

7.8. COMPARATIVO ENTRE CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN

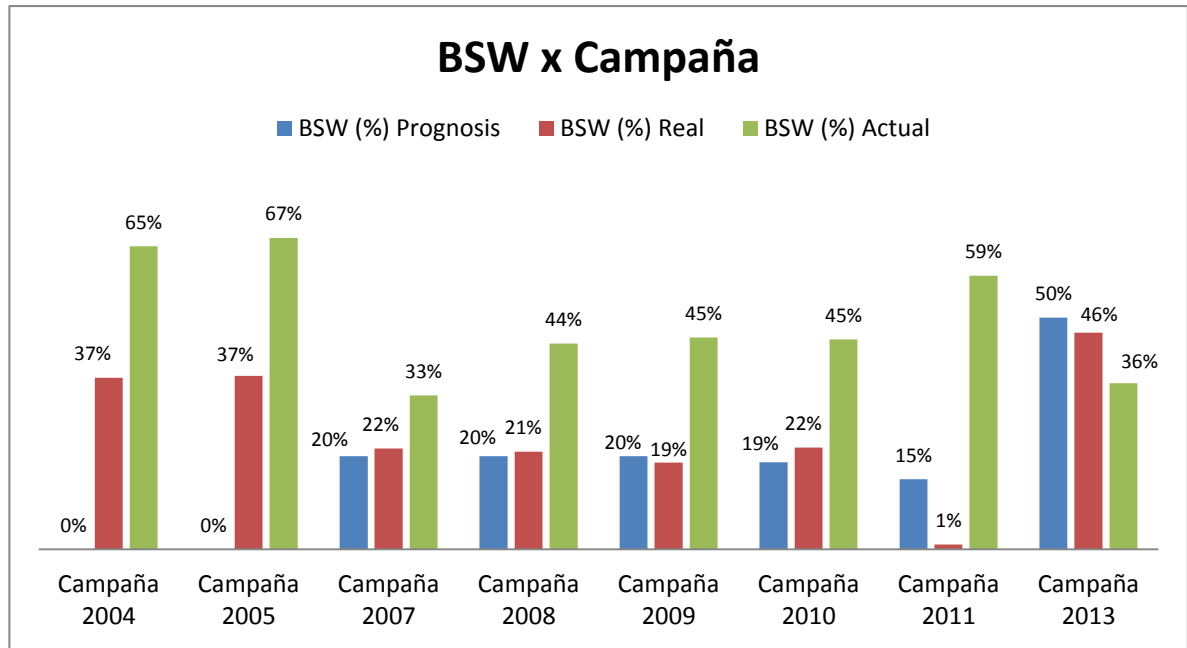
Con el transcurrir de los años, las experiencias recopiladas y suponiendo que en el yacimiento las movilidades han variado, los pronósticos de BSW iniciales han venido siendo menos idealistas y por lo tanto mucho más congruentes con la realidad. Lo que predomina en estas campañas de perforación es la heterogeneidad de resultados, fortuitamente dentro de las campañas el 30 o 40% de pozos cumplen con la producción esperada, pero aquellos que cumplen, a veces no simplemente cumplen sino que superan, y esta producción de más pueden llegar a suplir la producción esperada por uno o dos pozos, es de acuerdo a ello que al analizar superficialmente los resultados generales de las campañas, estas campañas podrían terminar siendo rentables si esa producción inicial logra mantenerse con una declinación estable y no tan marcada.

Figura 16. Comparativo entre la producción acumulada pronosticada y la producción acumulada.



Fuente. El autor

Figura 17. Comparativo entre el BSW pronosticado, real y actual de las campañas de perforación en los campos Llanito - Gala (Cardales) desde el año 2004



Fuente. El autor

La campaña con mayor eficiencia de recobro es la del 2007 con el 68%, un total de 2,28 MBLS producidos, una producción actual de 524 BOPD y además posee el BSW promedio actual más bajo de las 7 campañas de perforación (33%).

8. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS OPERACIONALES DE LAS CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN CAMPOS LLANITO - GALA (CARDALES)

En el presente capítulo se agrupan, resumen y analizan los datos recolectados concernientes a la operación de perforación propiamente dicha, lo anterior con la ayuda de un software estadístico llamado Crystal Ball. Los datos fueron tomados principalmente de los reportes de tiempos y actividades diarios de perforación, así

como del informe oficial final de perforación entregados a la empresa operadora.

Con el fin de cuantificar y separar los tiempos de perforación de cada pozo, se dividieron por actividades de la siguiente manera:

Tabla 28. División de los tiempos de perforación

PERFORACIÓN PRIMER SECCIÓN
CIRCULACIÓN
REVESTIMIENTO PRIMER SECCIÓN
CEMENTACIÓN PRIMER SECCIÓN
CORTE Y SOLDADURA CABEZAL
TOTAL PRIMER SECCIÓN
PREPARACIÓN SEGUNDA SECCIÓN
ARMANDO BHA DIRECCIONAL Y PRUEBA MOTOR
PERFORACIÓN SEGUNDA SECCIÓN
CIRCULACIÓN PREVIA A TOMA DE REGISTROS
TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PRIMER CORRIDA
TOMA DE PUNTOS DE PRESIÓN (MDT / XPT)
REACONDICIONAMIENTO DEL HUECO
REVESTIMIENTO SEGUNDA SECCIÓN
CEMENTACIÓN SEGUNDA SECCIÓN
CAMBIOS DE CABLE DE MALACATE
TOTAL SEGUNDA SECCIÓN

Fuente. El autor

8.1. CAMPO LLANITO

En el campo llanito desde el 2004 se han perforado 33 pozos, todos han sido perforados en dos secciones; la primera sección es vertical, de 9 5/8 pulgadas de diámetro, con una profundidad de 1005.6 ft en 44.23 horas en promedio; la segunda sección es direccional, de 7 pulgadas de diámetro, 7889.8 ft de profundidad en 401.77 horas en promedio.

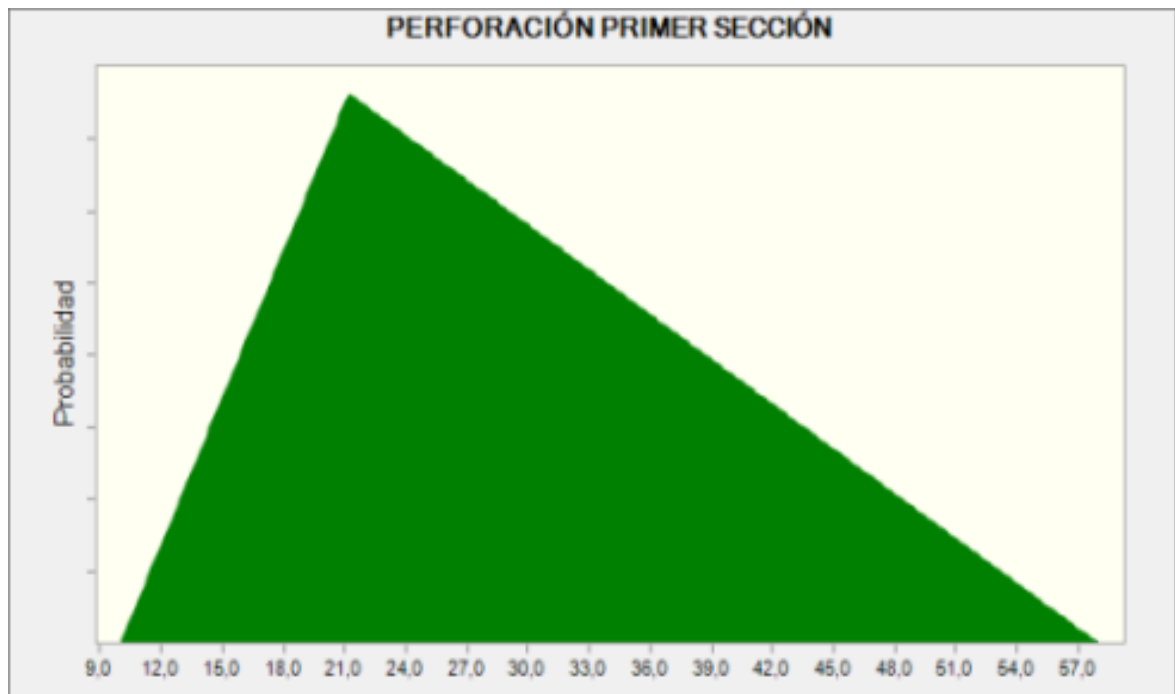
Para analizar el comportamiento de los tiempos de perforación se realizó una distribución triangular por actividades registradas en horas de la siguiente manera:

Tabla 29. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Llanito

PERFORACION PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	10,0
	PEOR TIEMPO	58,0
	PROMEDIO	21,2

Fuente. El autor

Figura 18. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

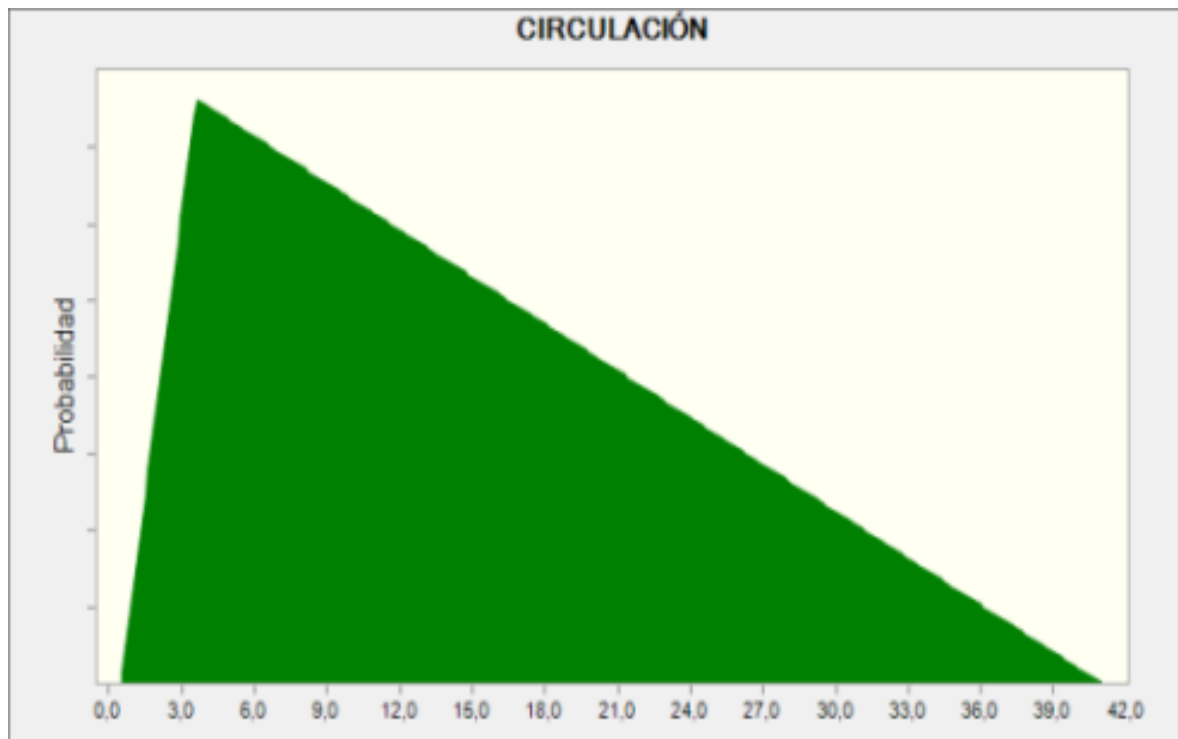
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que el pozo que obtuvo el peor tiempo durante la perforación de la primera sección (Llanito 114) fue un caso aislado y no la constante.

Tabla 30. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito

CIRCULACIÓN	MEJOR TIEMPO	0,5
	PEOR TIEMPO	41,0
	PROMEDIO	3,6

Fuente. El autor

Figura 19. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que el pozo que obtuvo el peor tiempo (Llanito 114) fue un caso aislado y no la constante.

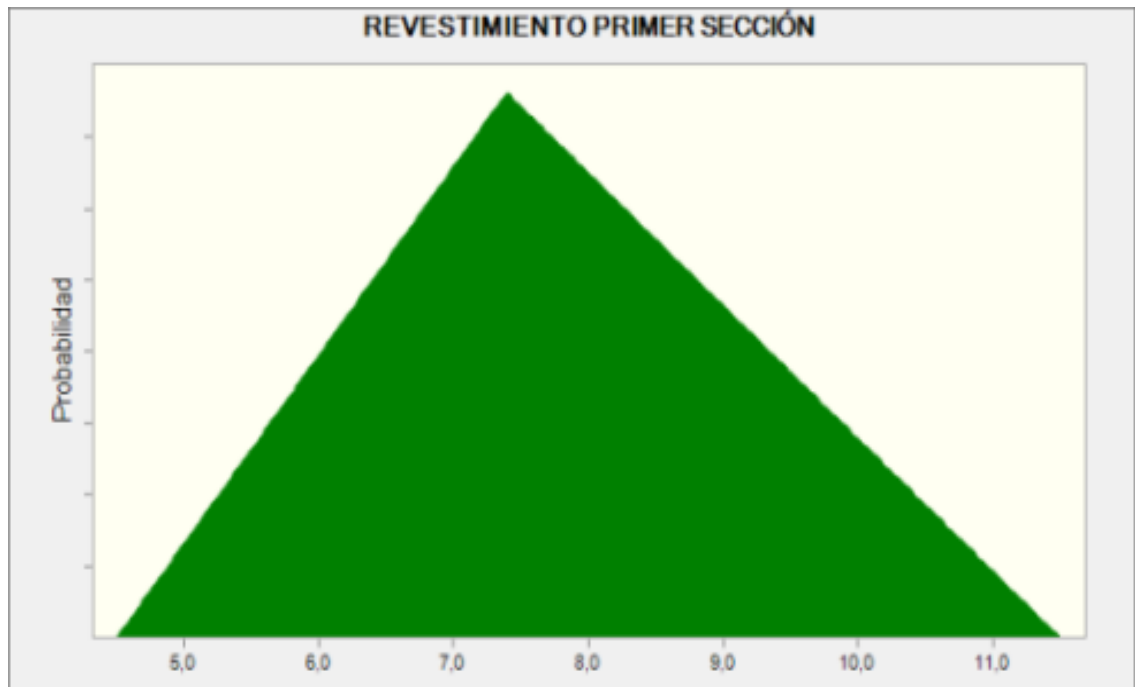
- **Llanito 114** fue un pozo que se empaquetó durante la perforación de la primera sección, fue necesario hacer back off y luego una pesca que duró 31 horas. Finalmente para reacondicionar el hueco antes de correr revestimiento se tomó 41 horas más.

Tabla 31. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito

REVESTIMIENTO PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	4,5
	PEOR TIEMPO	11,5
	PROMEDIO	7,4

Fuente. El autor

Figura 20. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

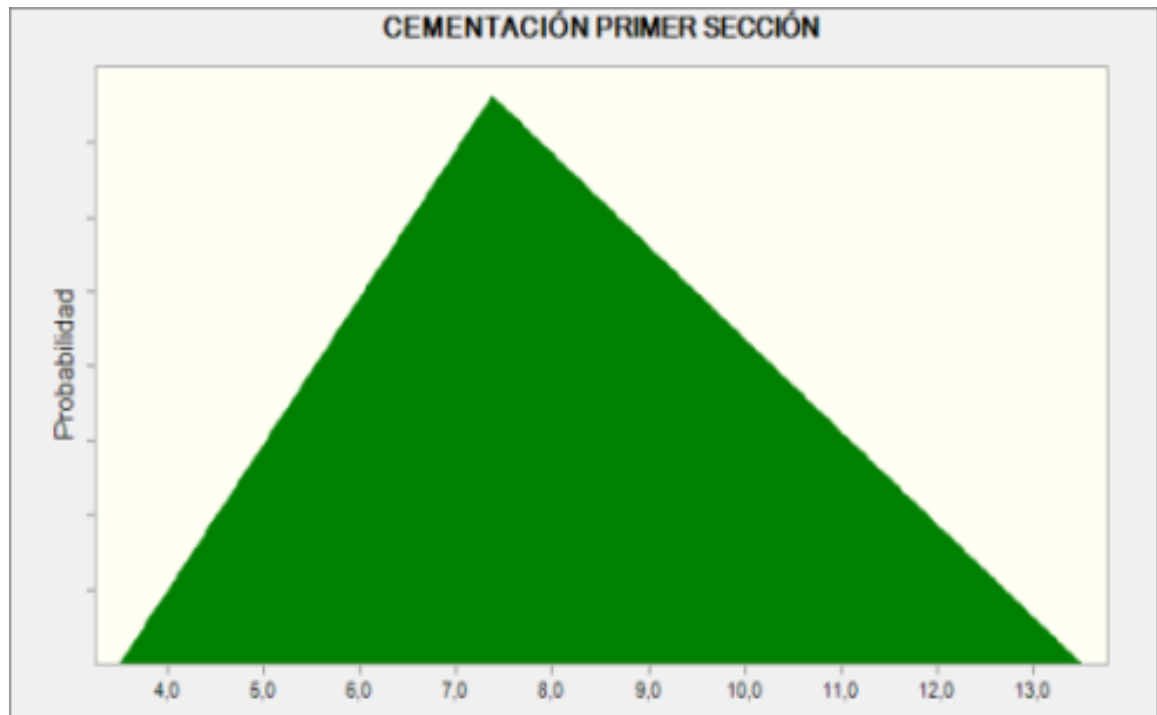
Esta grafica indica que la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir, no hubo pozos con desviaciones exageradas, lo que hace a la media un dato significativo.

Tabla 32. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Llanito

CEMENTACIÓN PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	3,5
	PEOR TIEMPO	13,5
	PROMEDIO	7,4

Fuente. El autor

Figura 21. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

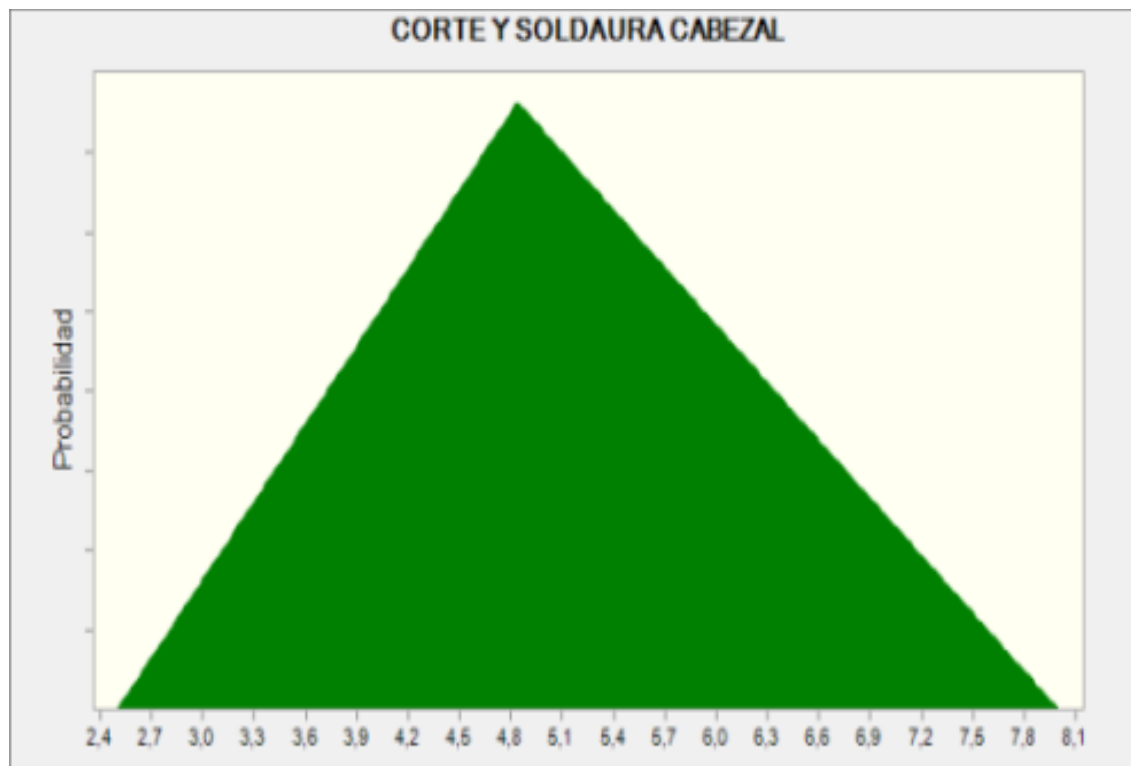
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la cementación de un pozo de Llanito tome menos de 7.4 horas.

Tabla 33. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Llanito

CORTE Y SOLDAURA CABEZAL	MEJOR TIEMPO	2,5
	PEOR TIEMPO	8,0
	PROMEDIO	4,8

Fuente. El autor

Figura 22. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

De acuerdo con la gráfica, la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas, lo que hace a la media un dato significativo.

Tabla 34. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Llanito

PREPARACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	9,0
	PEOR TIEMPO	26,5
	PROMEDIO	15,4

Fuente. El autor

Figura 23 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

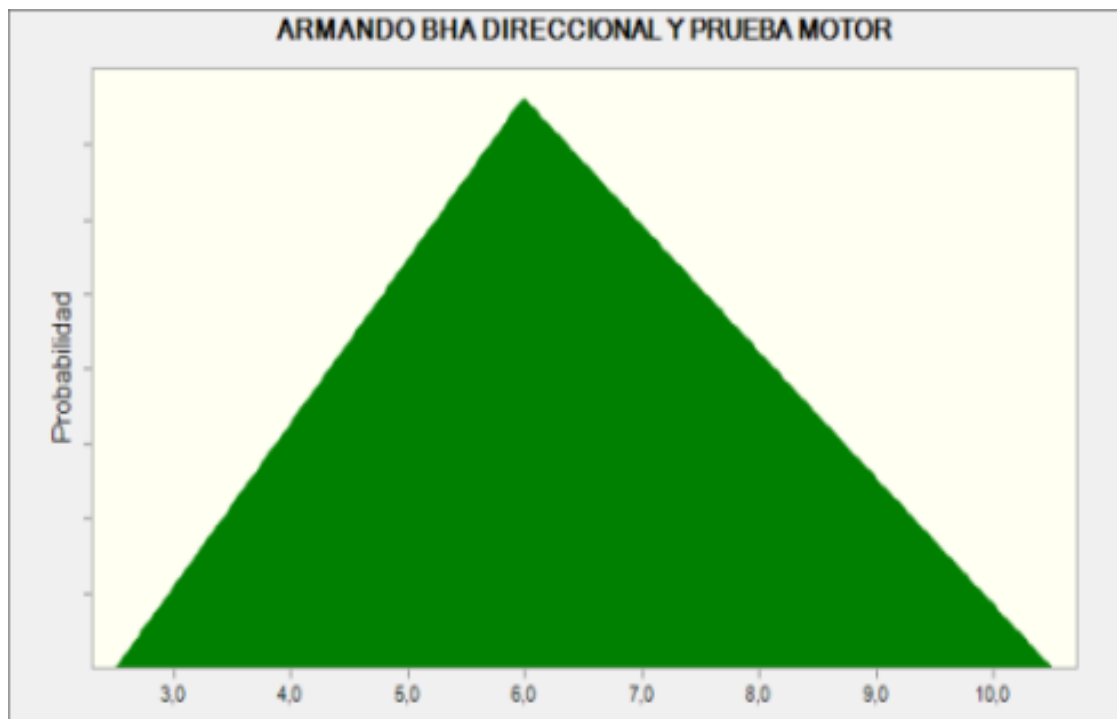
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la preparación para la perforación de la segunda sección de un pozo de Llanito tome menos de 15.4 horas.

Tabla 35. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Llanito

ARMANDO BHA DIRECCIONAL Y PRUEBA MOTOR	MEJOR TIEMPO	2,5
	PEOR TIEMPO	10,5
	PROMEDIO	6,0

Fuente. El autor

Figura 24. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Llanito



Fuente. El autor

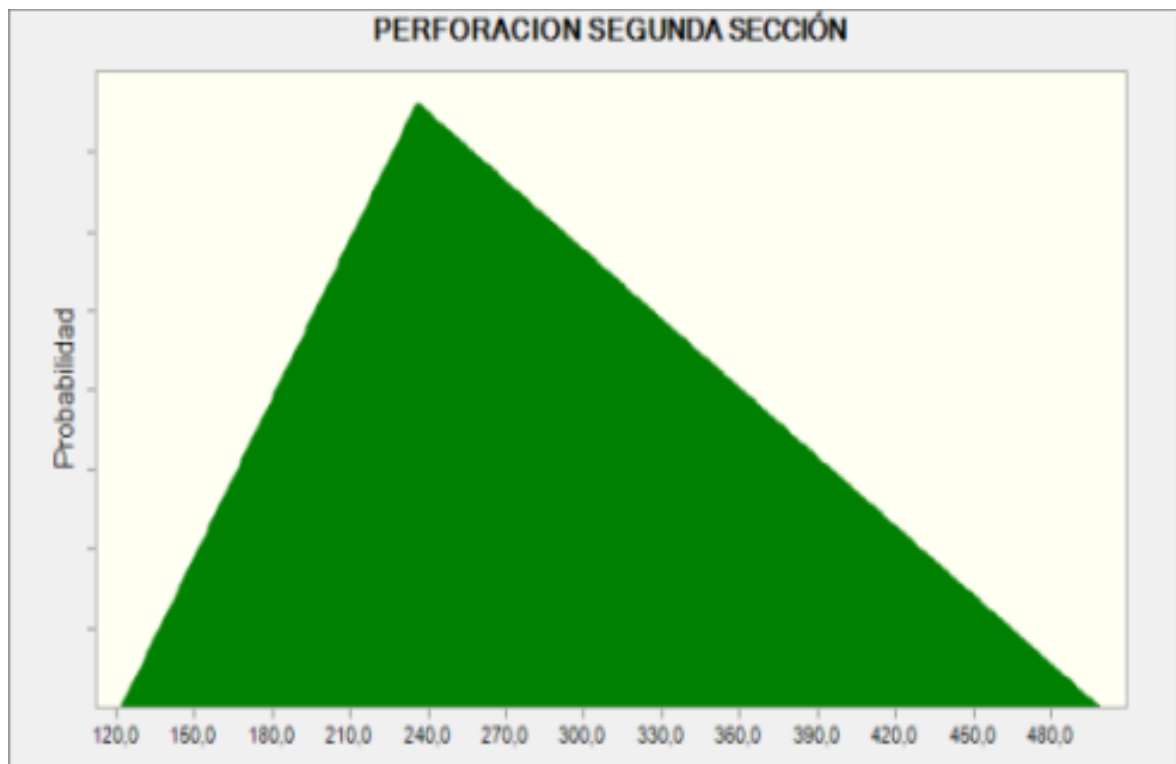
La anterior gráfica indica que la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas en el tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor, lo que hace al tiempo promedio un dato significativo.

Tabla 36. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Llanito

PERFORACION SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	121,5
	PEOR TIEMPO	499,0
	PROMEDIO	235,7

Fuente. El autor

Figura 25. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

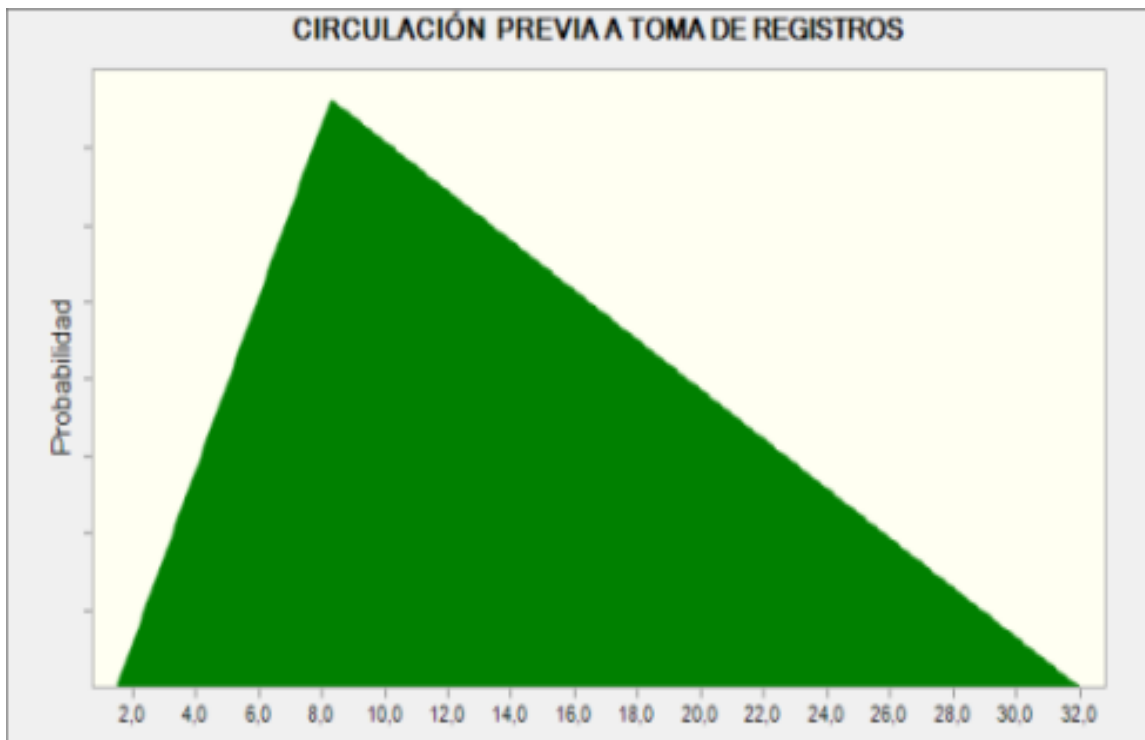
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la perforación de la segunda sección de un pozo de Llanito tome menos de 236 horas.

Tabla 37. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Llanito

CIRCULACIÓN PREVIA A TOMA DE REGISTROS	MEJOR TIEMPO	1,5
	PEOR TIEMPO	32,0
	PROMEDIO	8,3

Fuente. El autor

Figura 26. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Llanito



Fuente. El autor

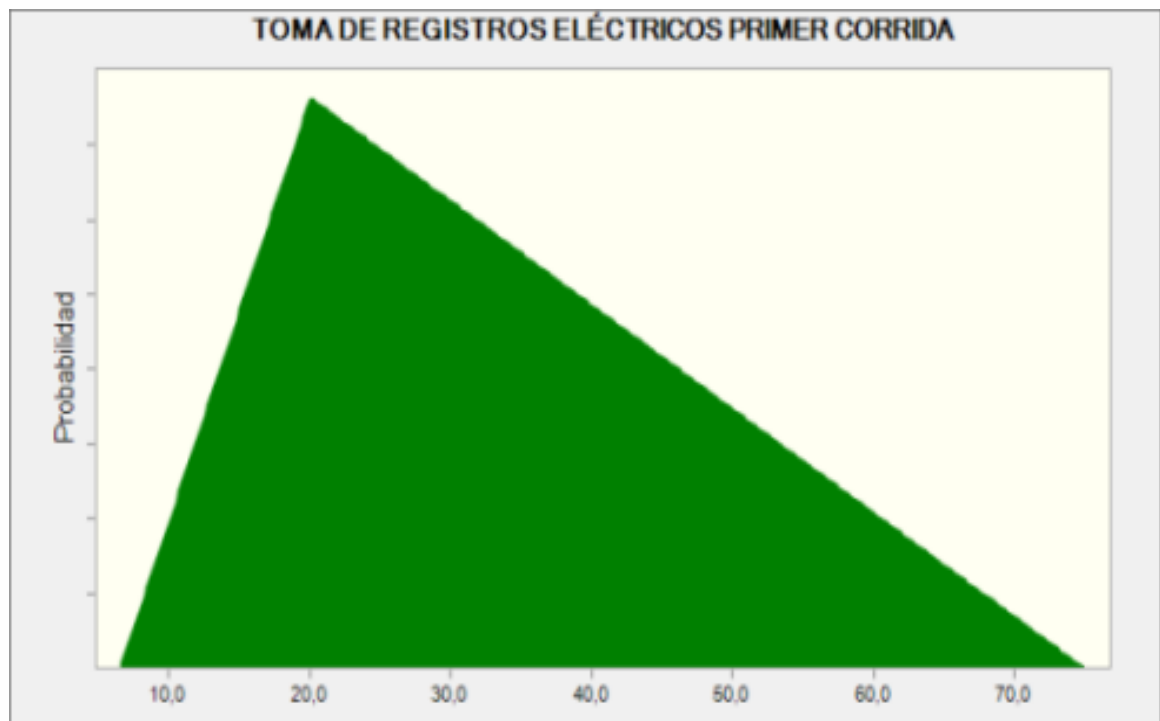
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que los mayores tiempos durante la circulación antes de la toma de registros fueron casos excepcionales.

Tabla 38. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Llanito

TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PRIMER CORRIDA	MEJOR TIEMPO	6,5
	PEOR TIEMPO	75,0
	PROMEDIO	20,0

Fuente. El autor

Figura 27. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Llanito



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron menor tiempo en la toma de registros

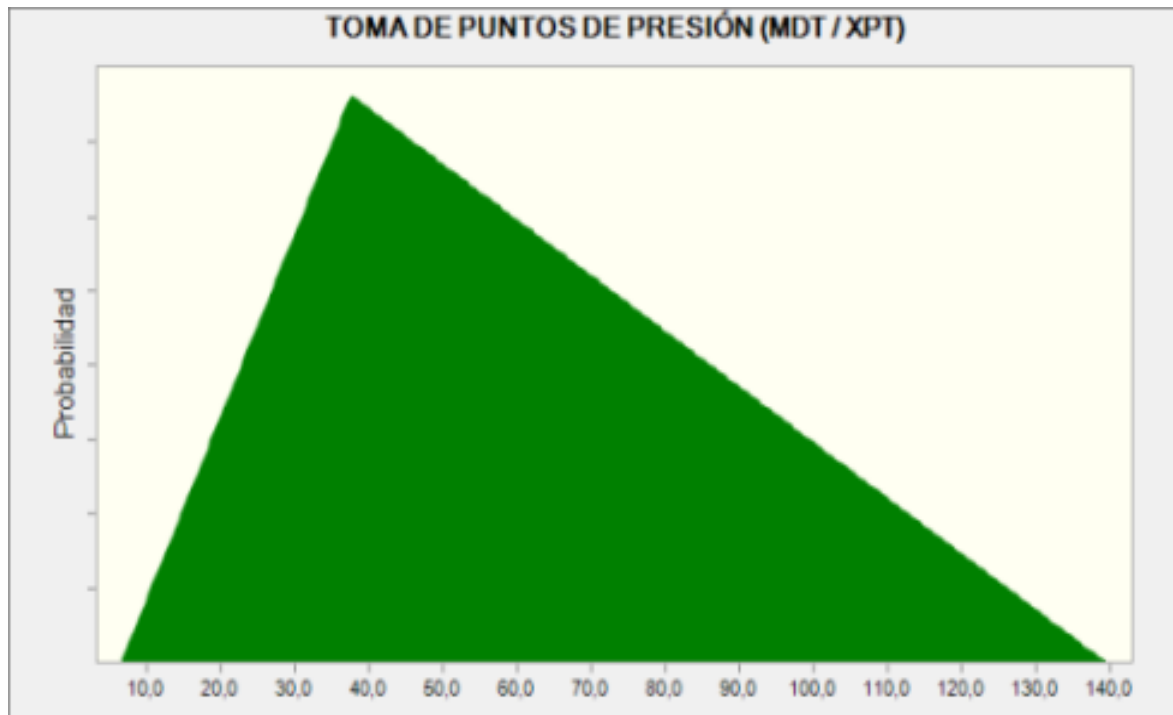
eléctricos que el promedio.

Tabla 39. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Llanito

TOMA DE PUNTOS DE PRESIÓN (MDT / XPT)	MEJOR TIEMPO	6,5
	PEOR TIEMPO	139,5
	PROMEDIO	37,6

Fuente. El autor

Figura 28. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Llanito



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron menor tiempo en la toma de puntos de presión que el promedio.

Tabla 40. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Llanito

REACONDICIONAMIENTO DEL HUECO	MEJOR TIEMPO	18,5
	PEOR TIEMPO	130,5
	PROMEDIO	44,5

Fuente. El autor

Figura 29. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Llanito



Fuente. El autor

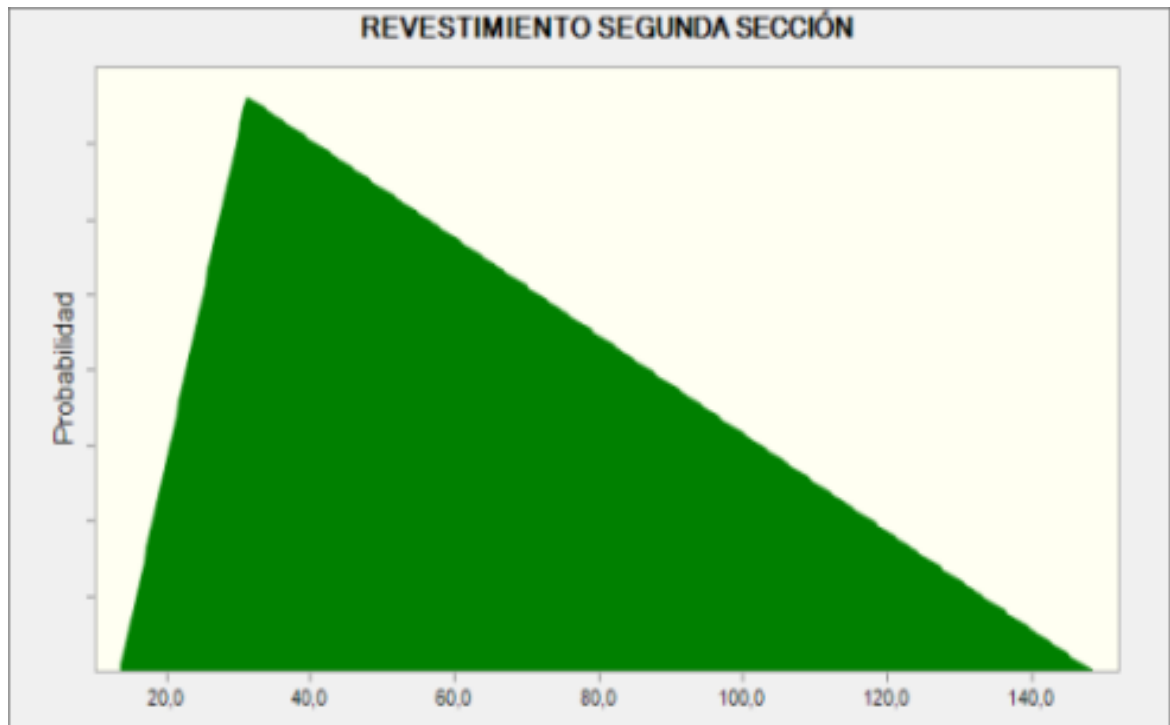
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en el reacondicionamiento del hueco antes de bajar revestimiento.

Tabla 41. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Llanito

REVESTIMIENTO SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	13,5
	PEOR TIEMPO	148,5
	PROMEDIO	31,1

Fuente. El autor

Figura 30. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

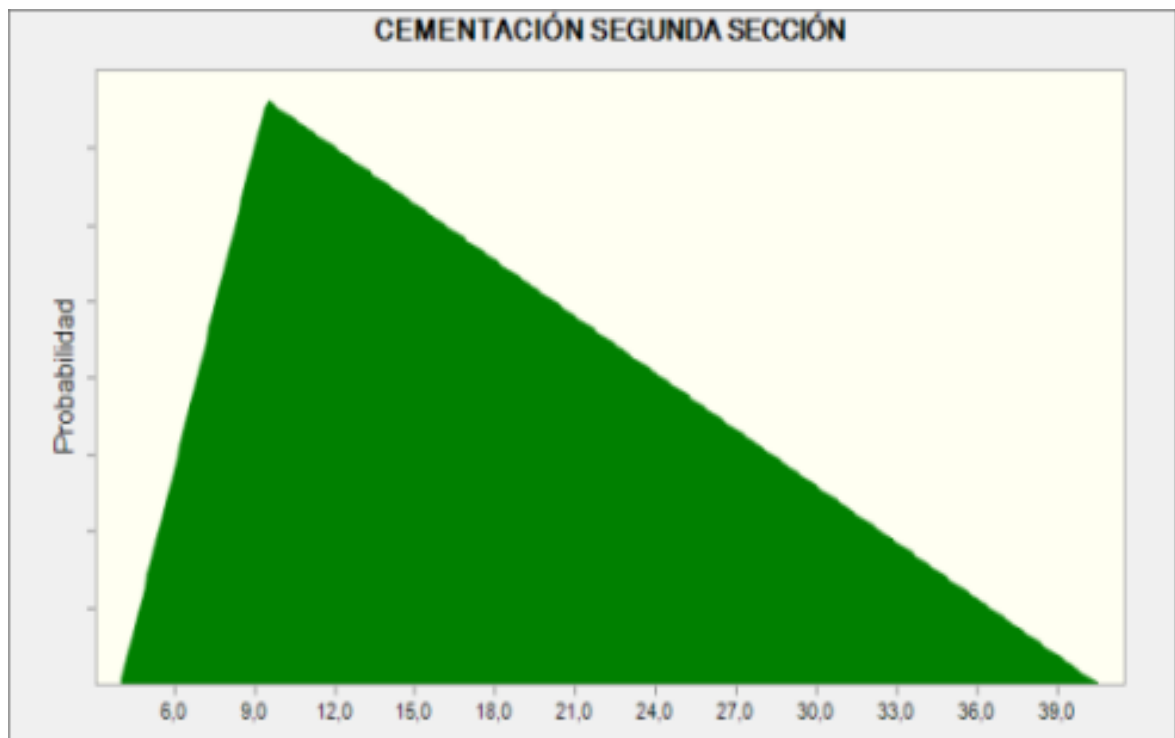
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en el revestimiento de la segunda sección.

Tabla 42. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Llanito

CEMENTACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	4,0
	PEOR TIEMPO	40,5
	PROMEDIO	9,5

Fuente. El autor

Figura 31. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Llanito



Fuente. El autor

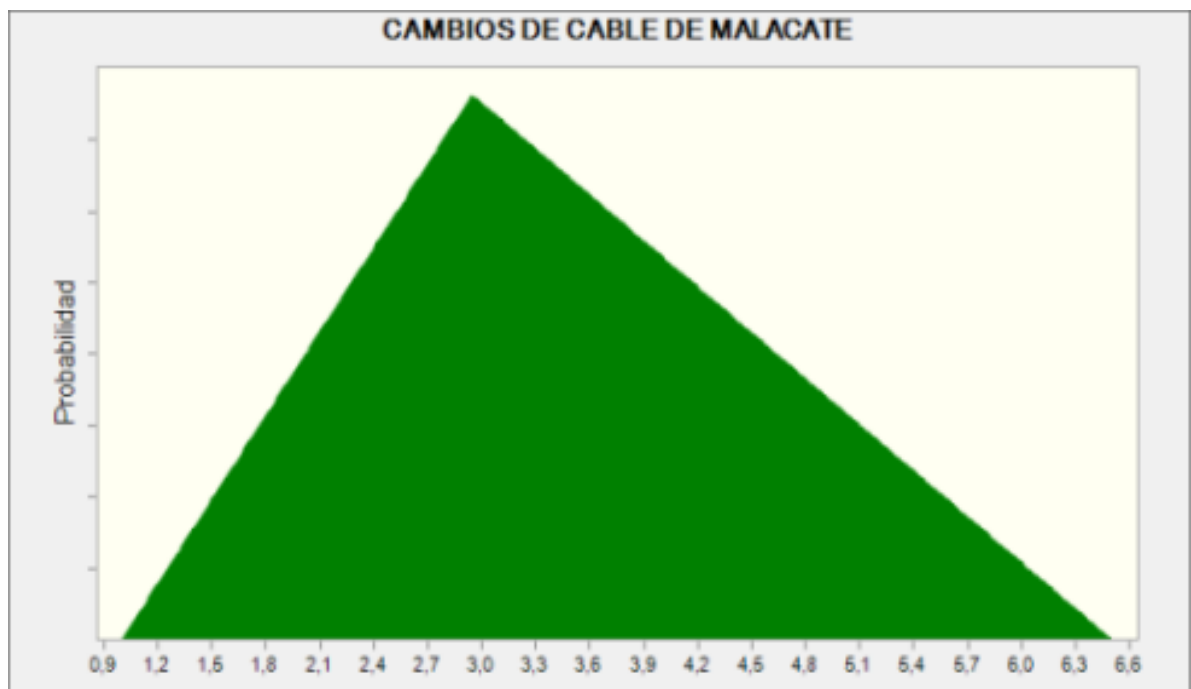
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en la cementación del revestimiento de la segunda sección.

Tabla 43. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Llanito

CAMBIOS DE CABLE DE MALACATE	MEJOR TIEMPO	1,0
	PEOR TIEMPO	6,5
	PROMEDIO	2,9

Fuente. El autor

Figura 32. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Llanito



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que el cambio o corte del cable del malacate de un pozo de Llanito tome menos de 2.9 horas.

Con la sumatoria de todas las actividades mencionadas anteriormente y tomándolas como supuestos, se definió un pronóstico mediante un gráfico de frecuencia, con este grafico es posible hallar la probabilidad de que un pozo demore determinado tiempo perforándose. Los resultados estadísticos de la corrida se mencionan en la siguiente tabla:

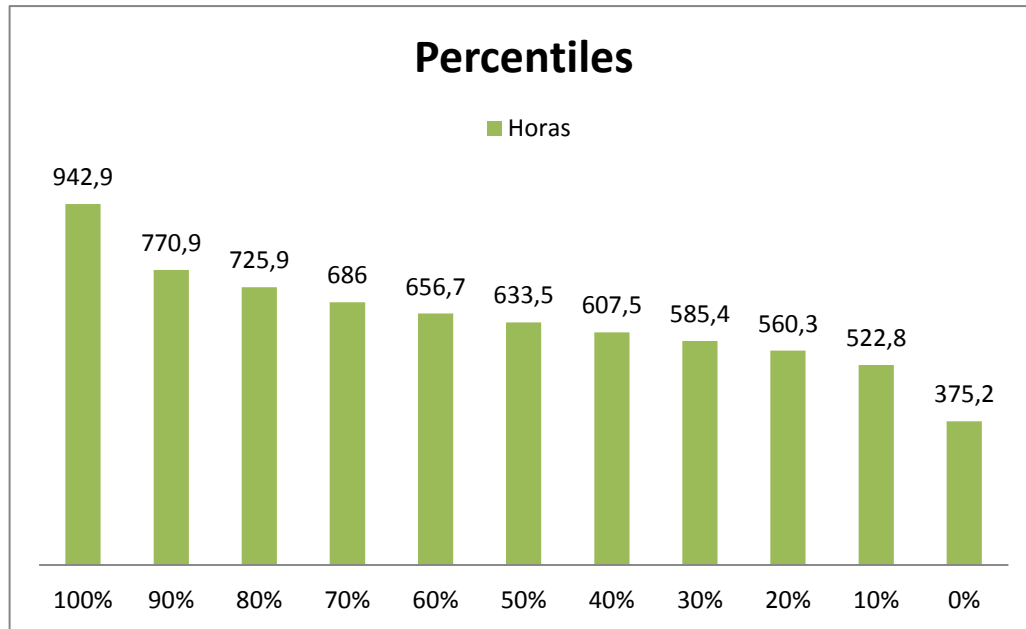
Tabla 44. Resultados estadísticos del gráfico de frecuencia de los tiempos de perforación del campo Llanito.

Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	1.000
Media	640,1
Mediana	633,7
Desviación estándar	95,1
Varianza	9050,1
Asimetría	0,3051
Curtosis	2,86
Coefficiente de variabilidad	0,1486
Mínimo	375,2
Máximo	942,9
Rango	567,7

Fuente. El autor

El tener una mediana menor a la media indica que la distribución de los datos presenta un sesgo hacia valores más pequeños, es decir, no hay una distribución simétrica con respecto a la media. El promedio fue de 640.1 horas, con un coeficiente de variabilidad del 14.86%, un coeficiente de variabilidad aceptable en general, si se tiene en cuenta la complejidad de las operaciones y la gran cantidad de variables que pueden influir difícilmente previsible.

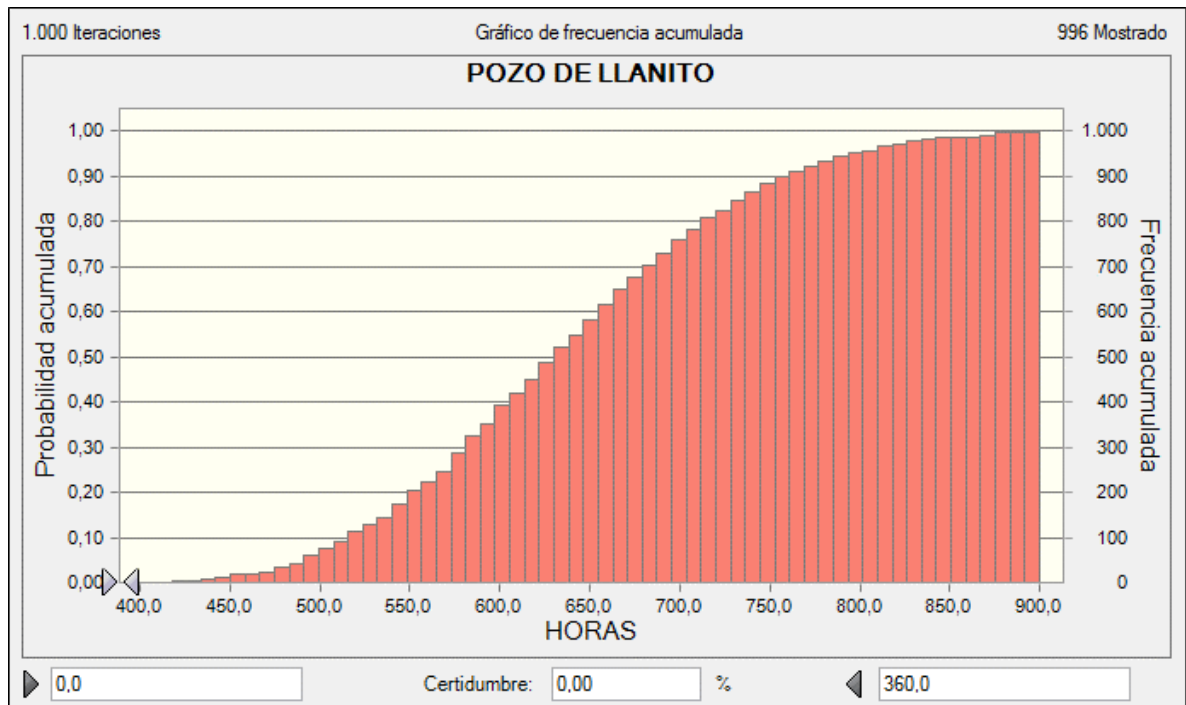
Figura 33. Percentiles de los tiempos de perforación del Campo Llanito



Fuente. El autor

De la gráfica anterior cabe resaltar que ningún pozo gastó menos de 375.2 horas en ser perforados. La campaña de perforación infill que se madura actualmente para el campo Llanito presupuesta perforar los pozos en un estimado de 360 horas, tiempo que según este estudio definitivamente no se obtendría.

Figura 34. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para el Campo Llanito, suponiendo la duración total como 360 horas.

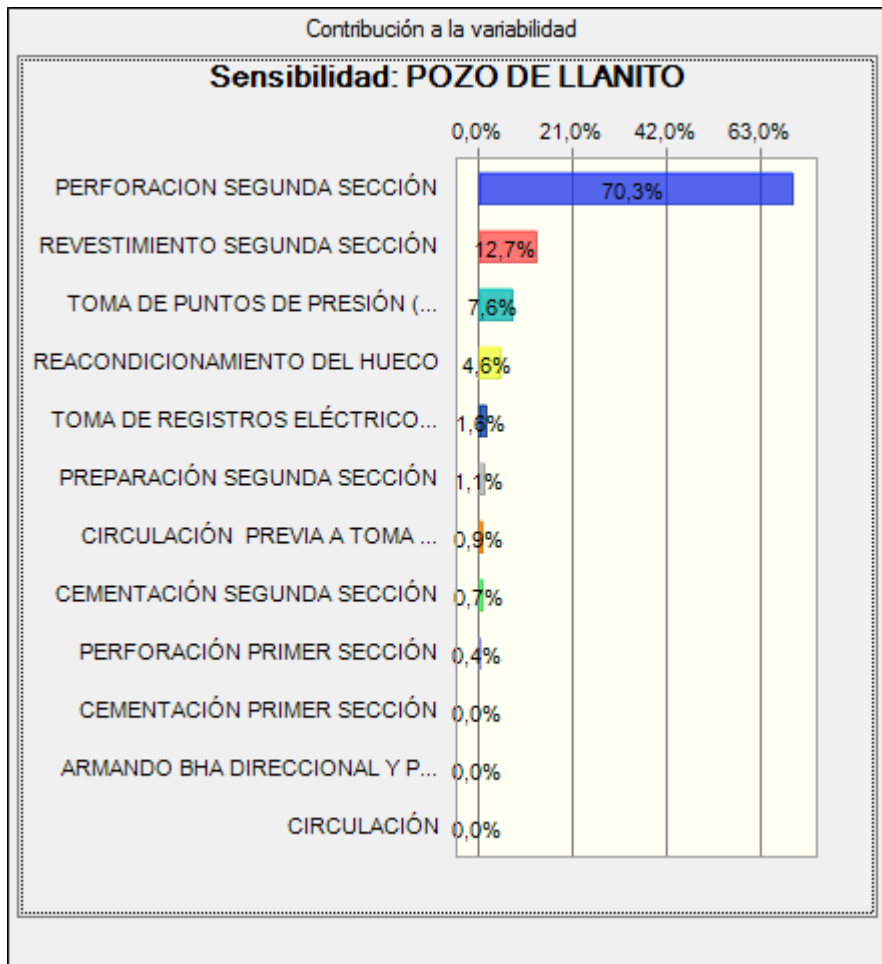


Fuente. El autor

La gráfica representa que la certidumbre para que un pozo sea perforado en 360 horas o menos es del 0%.

En el siguiente gráfico se hace referencia a las actividades que generan mayor distorsión, es decir aquellas actividades en las que los tiempos fueron más dispersos, y por lo tanto deben ser las actividades en las que se centren los estudios para determinar causas y acciones de mejora. Las actividades que no aparecen en el grafico tienen un porcentaje de variabilidad muy cercano a cero y no fueron tenidas en cuenta.

Figura 35. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para el campo Llanito



Fuente. El autor

8.2. CAMPO GALA

Dentro del Campo Gala se agrupan los pozos Gala y Cardales, desde el 2004 se ha perforado 44 pozos, 25 pozos en Gala y 19 pozos en Cardales, todos han sido perforados en dos secciones.

8.2.1. Pozos Gala

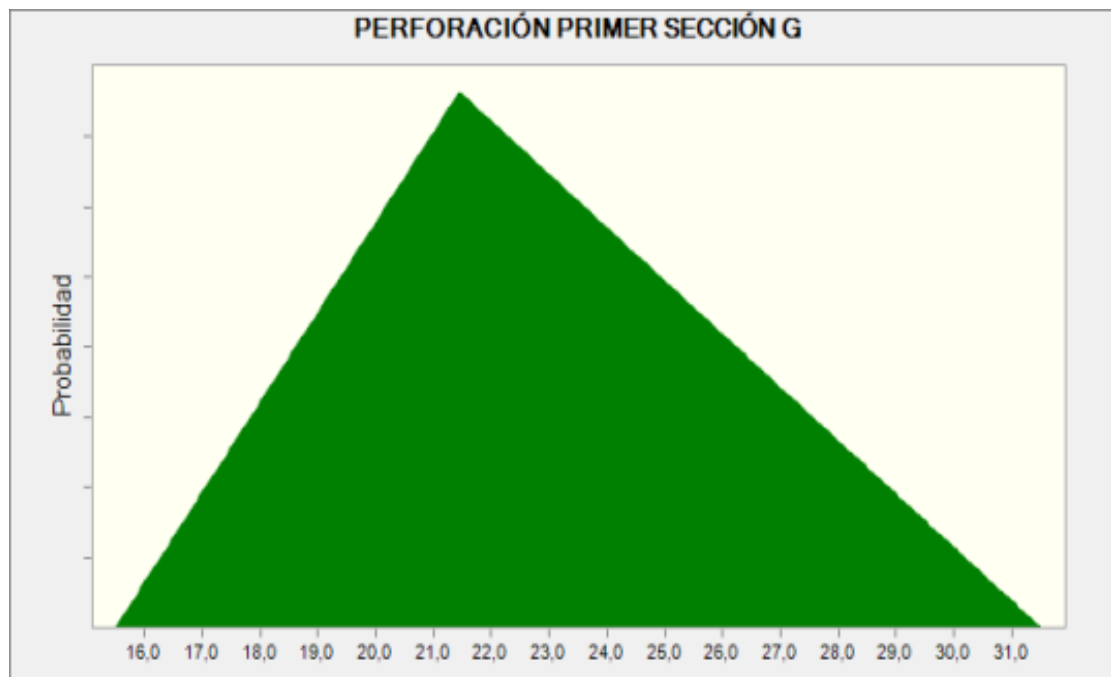
En los pozos Gala, la primera sección es vertical, de 9 5/8 pulgadas de diámetro, con una profundidad de 1014.1 ft en 42.64 horas en promedio; la segunda sección es direccional, de 7 pulgadas de diámetro, 7761.3 ft de profundidad en 302.20 horas en promedio. Para analizar el comportamiento de los tiempos de perforación se hizo una distribución triangular por actividades registradas en horas de la siguiente manera:

Tabla 45. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Gala

PERFORACION PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	15,5
	PEOR TIEMPO	31,5
	PROMEDIO	21,5

Fuente. El autor

Figura 36. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Gala



Fuente. El autor

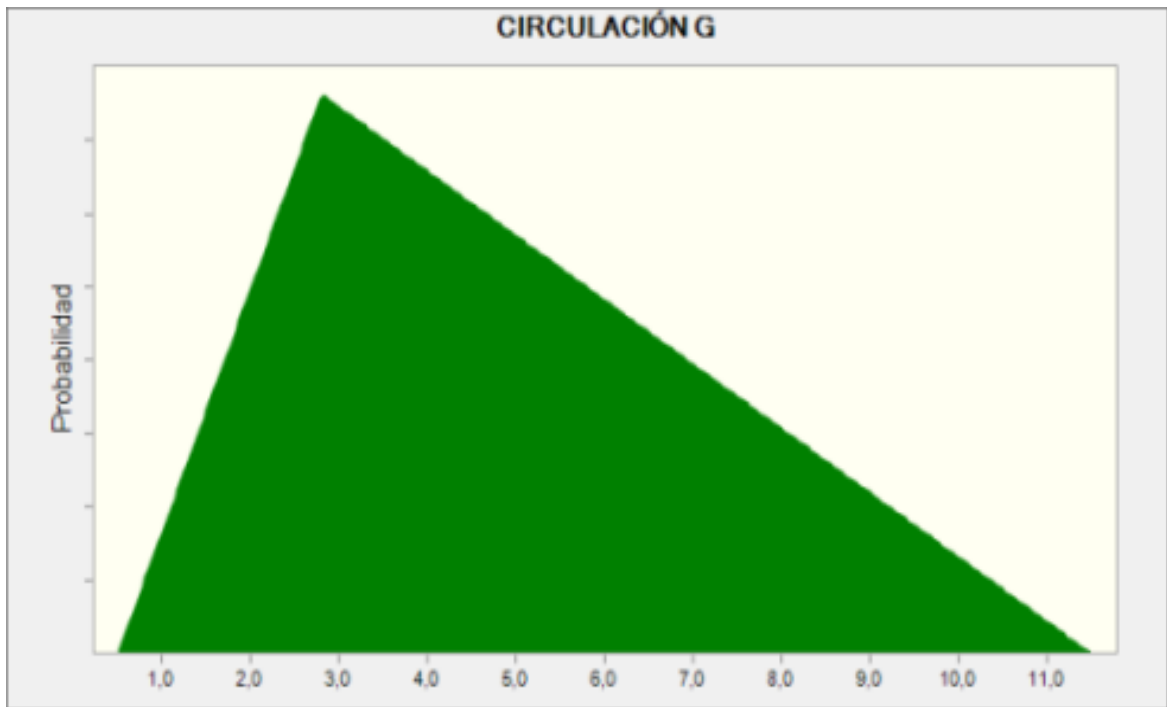
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la perforación de la primera sección dure menos de 21.5 horas.

Tabla 46. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Llanito

CIRCULACIÓN	MEJOR TIEMPO	0,5
	PEOR TIEMPO	11,5
	PROMEDIO	2,8

Fuente. El autor

Figura 37. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala



Fuente. El autor

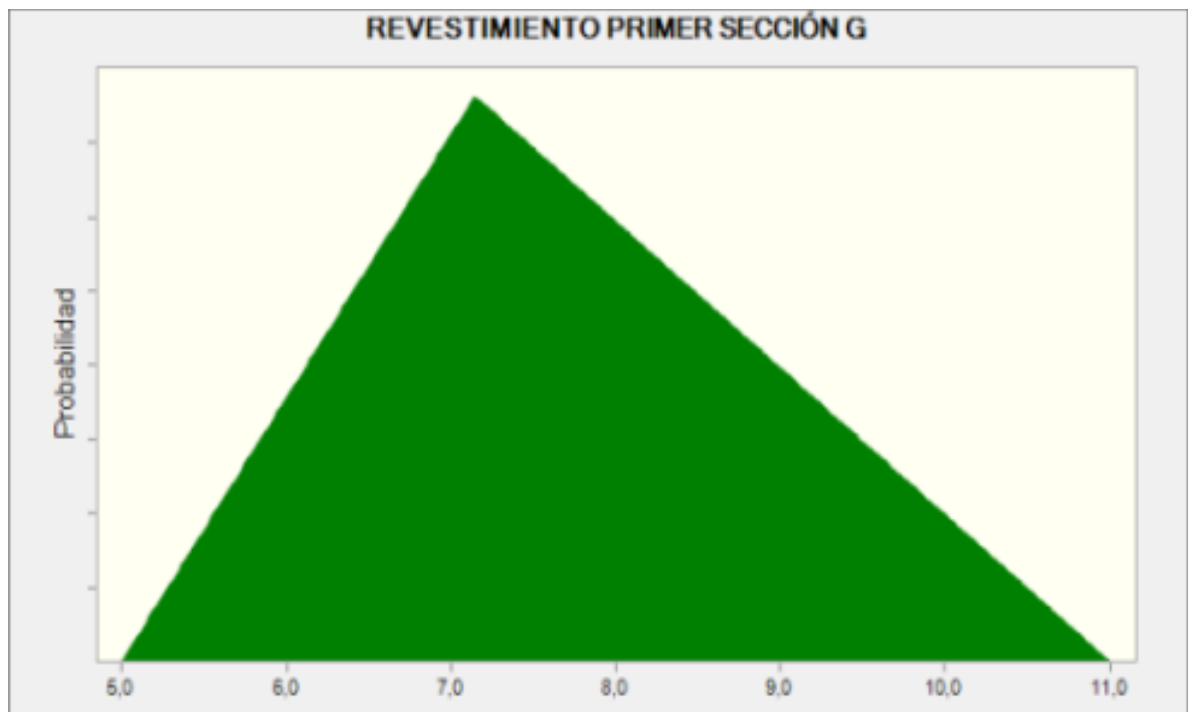
La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que el pozo que obtuvo el peor tiempo fue un caso aislado y no la constante.

Tabla 47. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala

REVESTIMIENTO PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	5,0
	PEOR TIEMPO	11,0
	PROMEDIO	7,1

Fuente. El autor

Figura 38. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Gala



Fuente. El autor

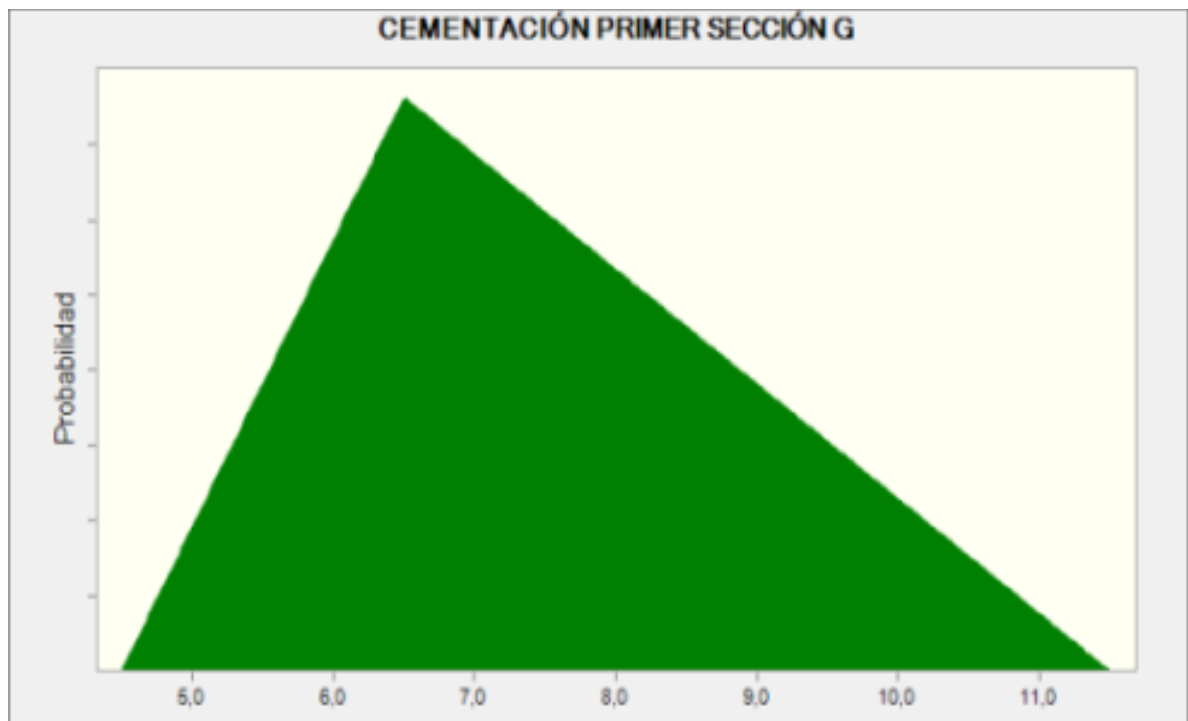
La pequeña inclinación a la izquierda evidencia que es un poco más probable que revistiendo la primera sección del pozo se gaste menos del tiempo promedio.

Tabla 48. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Gala

CEMENTACIÓN PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	4,5
	PEOR TIEMPO	11,5
	PROMEDIO	6,5

Fuente. El autor

Figura 39. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Gala



Fuente. El autor

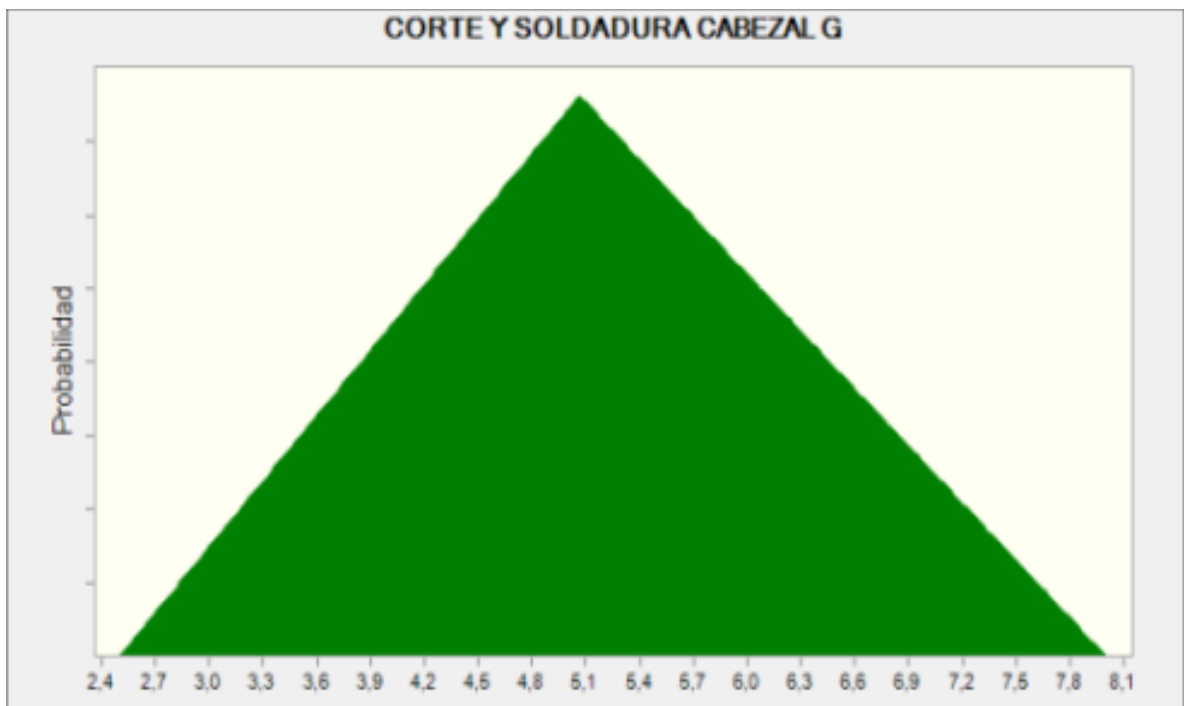
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es un poco más probable que la cementación de un pozo de Gala tome menos de 6.5 horas.

Tabla 49. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Gala

CORTE Y SOLDAURA CABEZAL	MEJOR TIEMPO	2,5
	PEOR TIEMPO	8,0
	PROMEDIO	5,1

Fuente. El autor

Figura 40. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Gala



Fuente. El autor

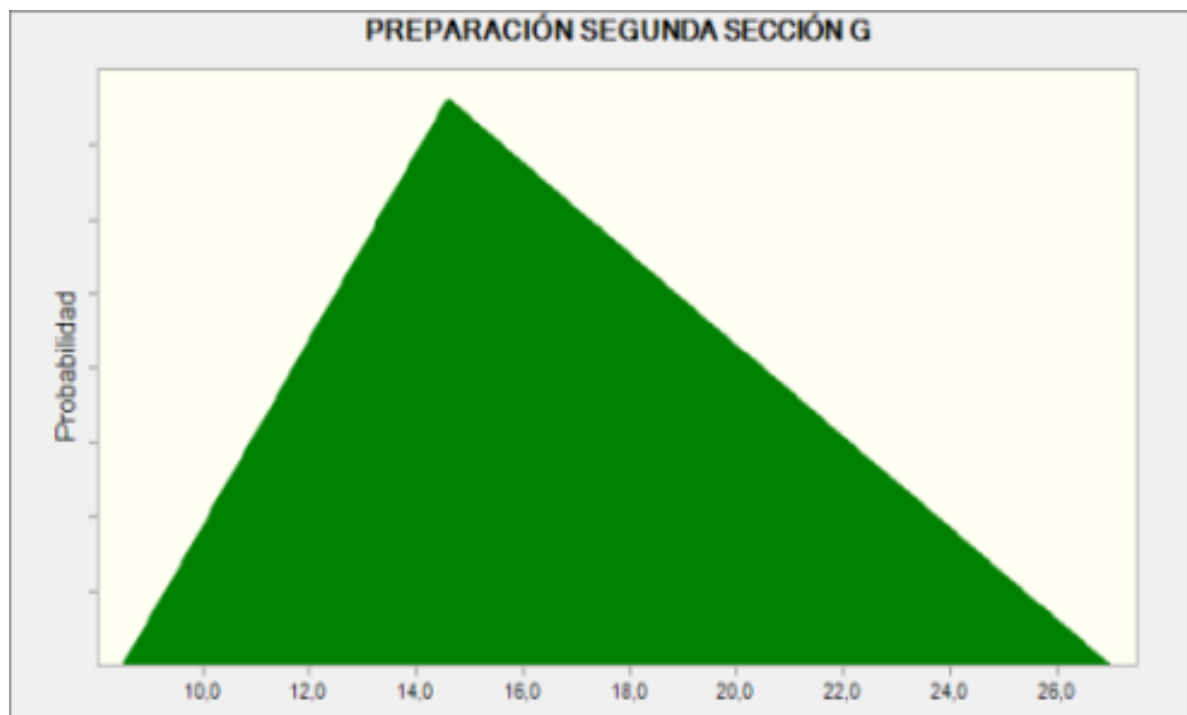
Esta grafica indica que la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas, lo que hace a la media un dato significativo.

Tabla 50. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Gala

PREPARACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	8,5
	PEOR TIEMPO	27,0
	PROMEDIO	14,6

Fuente. El autor

Figura 41 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Gala



Fuente. El autor

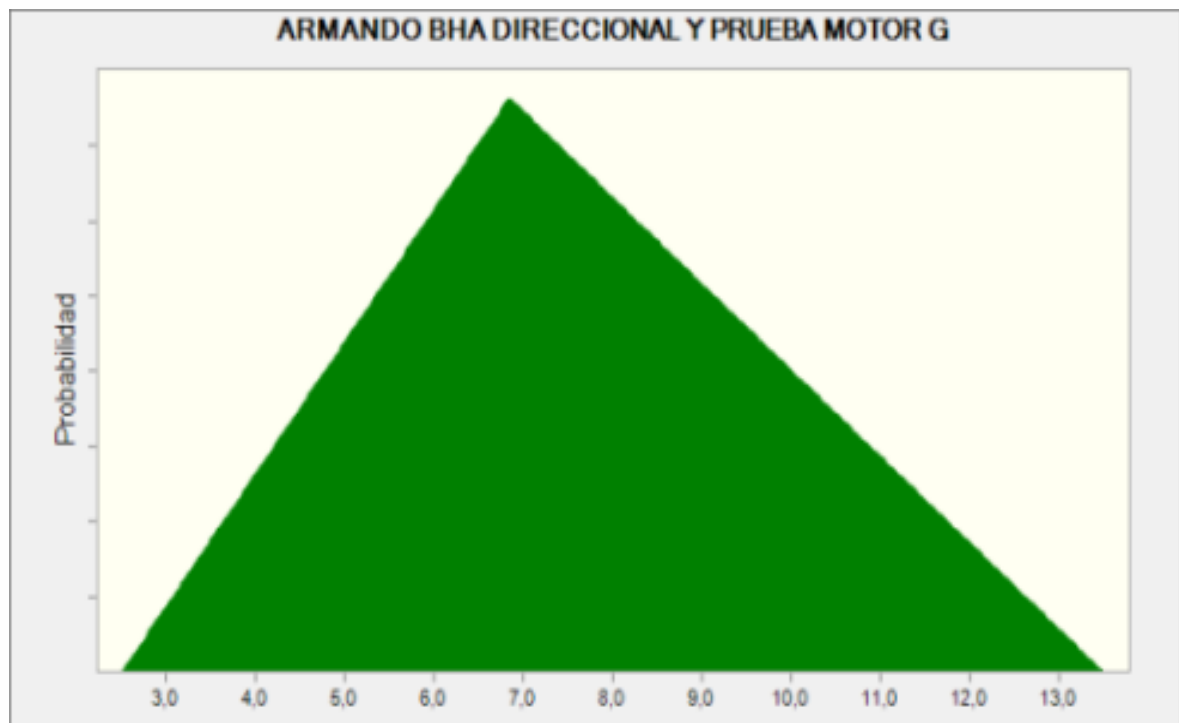
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es un poco más probable que la preparación para la perforación de la segunda sección de un pozo de Llanito tome menos de 14.6 horas.

Tabla 51. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Gala

ARMANDO BHA DIRECCIONAL Y PRUEBA MOTOR	MEJOR TIEMPO	2,5
	PEOR TIEMPO	13,5
	PROMEDIO	6,8

Fuente. El autor

Figura 42. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en horas, Gala



Fuente. El autor

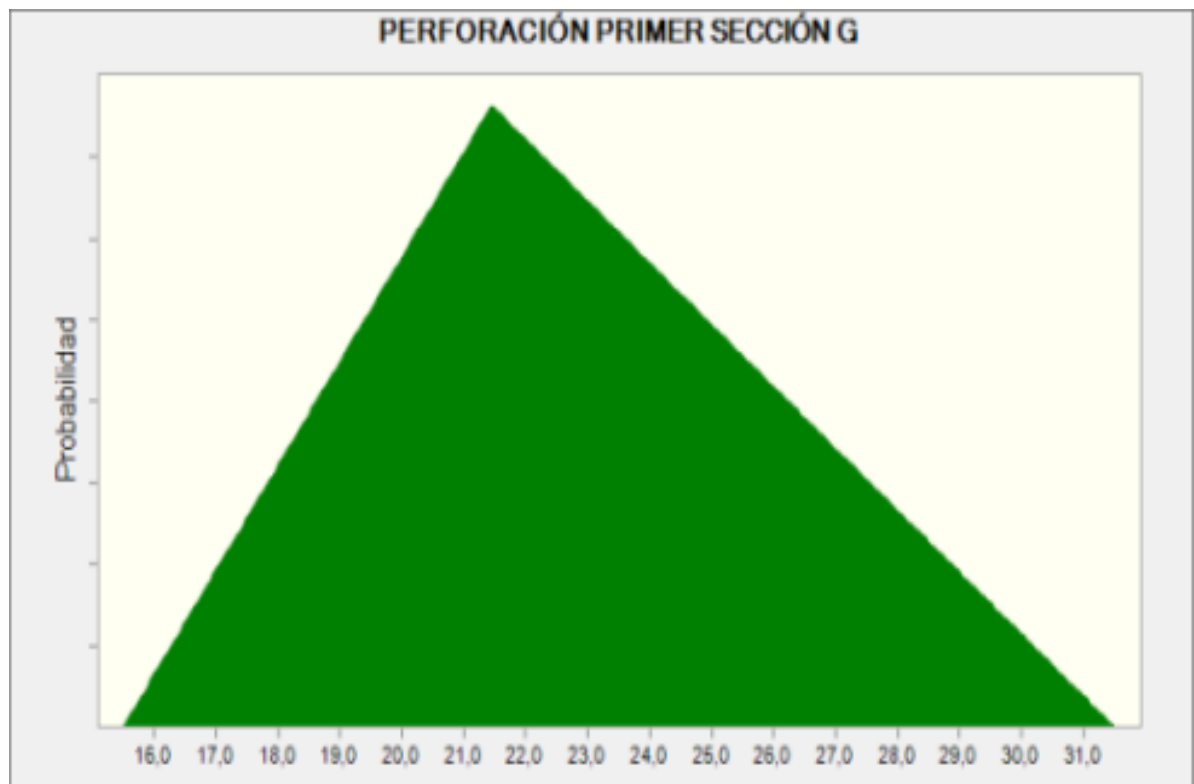
Esta grafica indica que la mayoría de pozos estuvieron por debajo de la media, es decir que existen más posibilidades de encontrar un pozo con tiempos de armado del BHA direccional y pruebas de motor menores al promedio.

Tabla 52. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Gala

PERFORACION SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	72,0
	PEOR TIEMPO	242,5
	PROMEDIO	152,3

Fuente. El autor

Figura 43. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Gala



Fuente. El autor

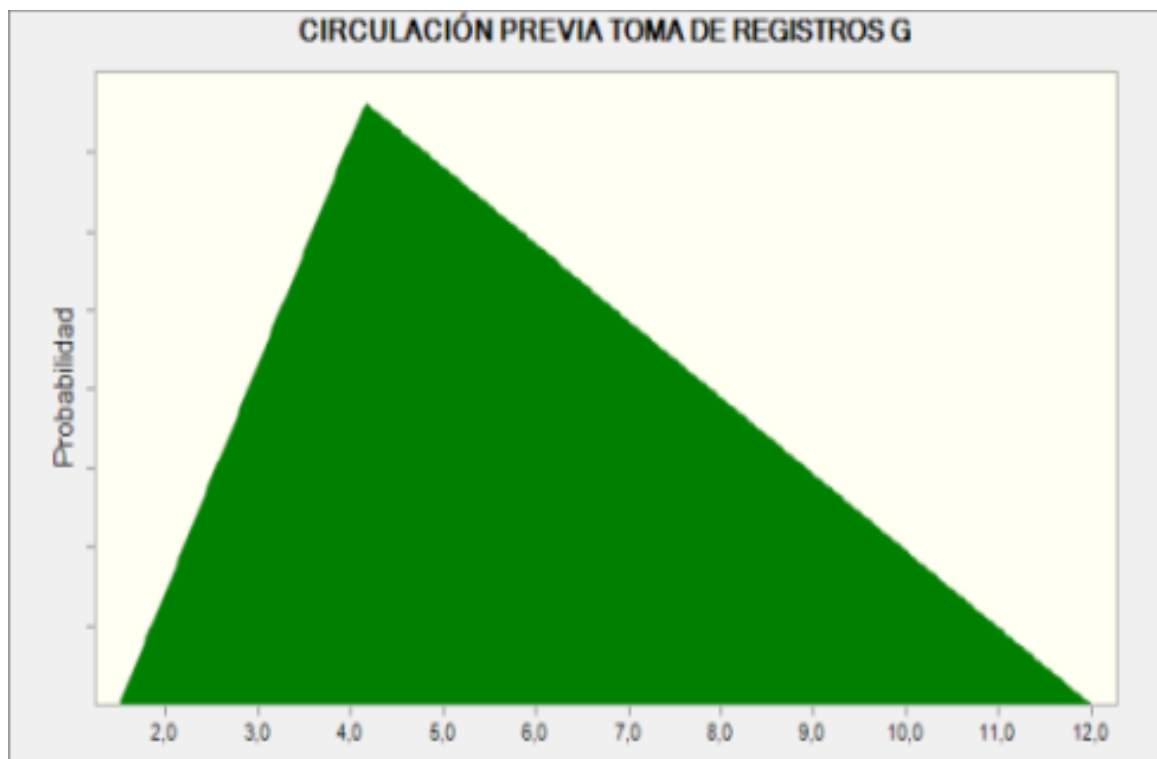
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la perforación de la segunda sección de un pozo de Llanito tome menos de 152.3 horas.

Tabla 53. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Gala

CIRCULACIÓN PREVIA A TOMA DE REGISTROS	MEJOR TIEMPO	1,5
	PEOR TIEMPO	12,0
	PROMEDIO	4,2

Fuente. El autor

Figura 44. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Gala



Fuente. El autor

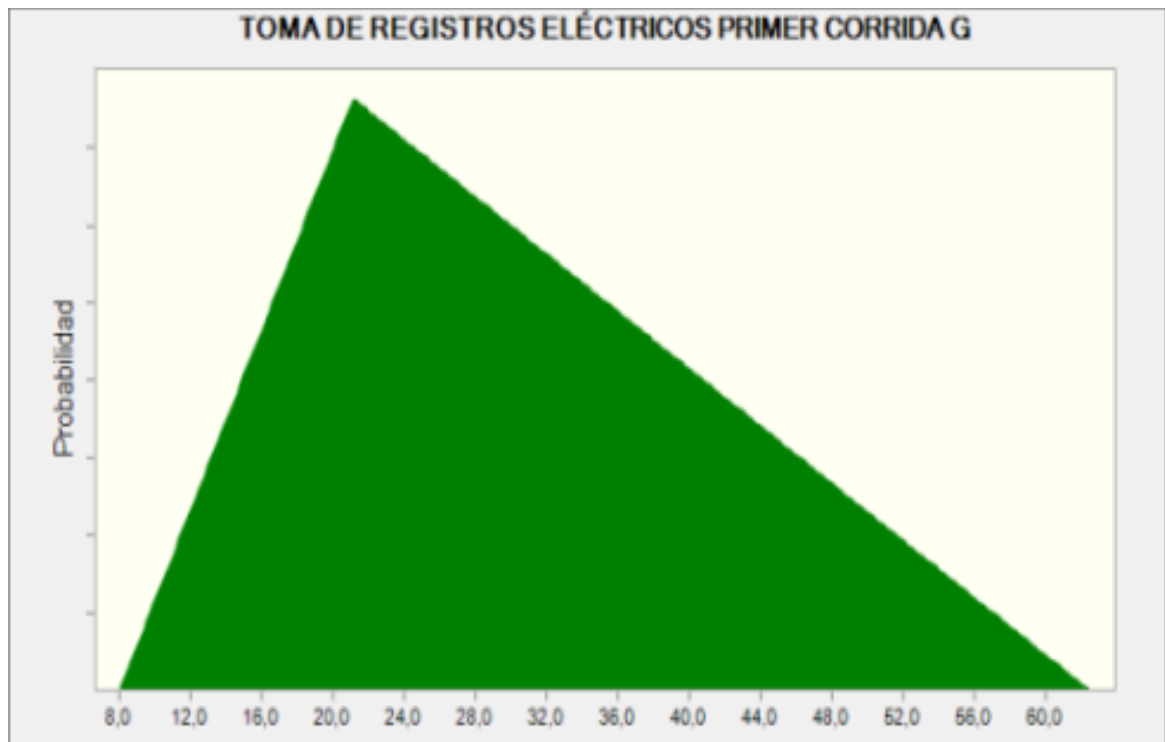
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que los mayores tiempos durante la circulación antes de la toma de registros fueron casos excepcionales.

Tabla 54. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Gala

TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PRIMER CORRIDA	MEJOR TIEMPO	8,0
	PEOR TIEMPO	62,5
	PROMEDIO	21,1

Fuente. El autor

Figura 45. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Gala



Fuente. El autor

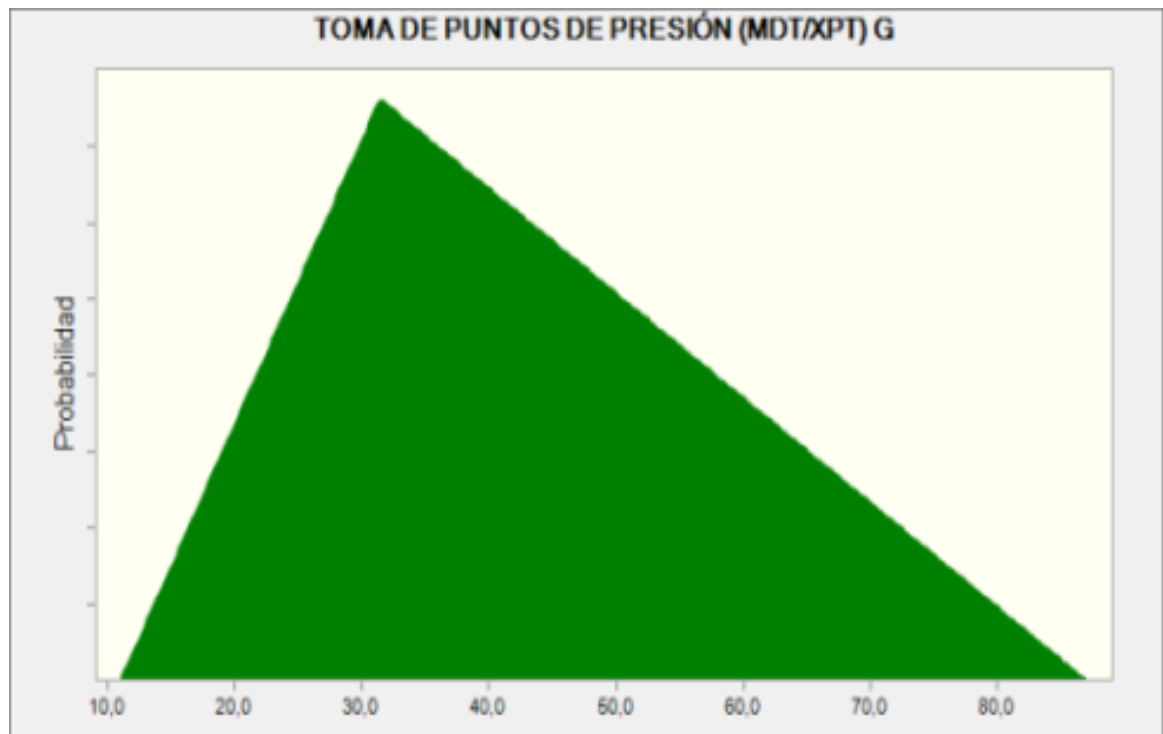
La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron menor tiempo en la toma de registros eléctricos que el promedio.

Tabla 55. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Gala

TOMA DE PUNTOS DE PRESIÓN (MDT / XPT)	MEJOR TIEMPO	11,0
	PEOR TIEMPO	87,0
	PROMEDIO	31,4

Fuente. El autor

Figura 46. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Gala



Fuente. El autor

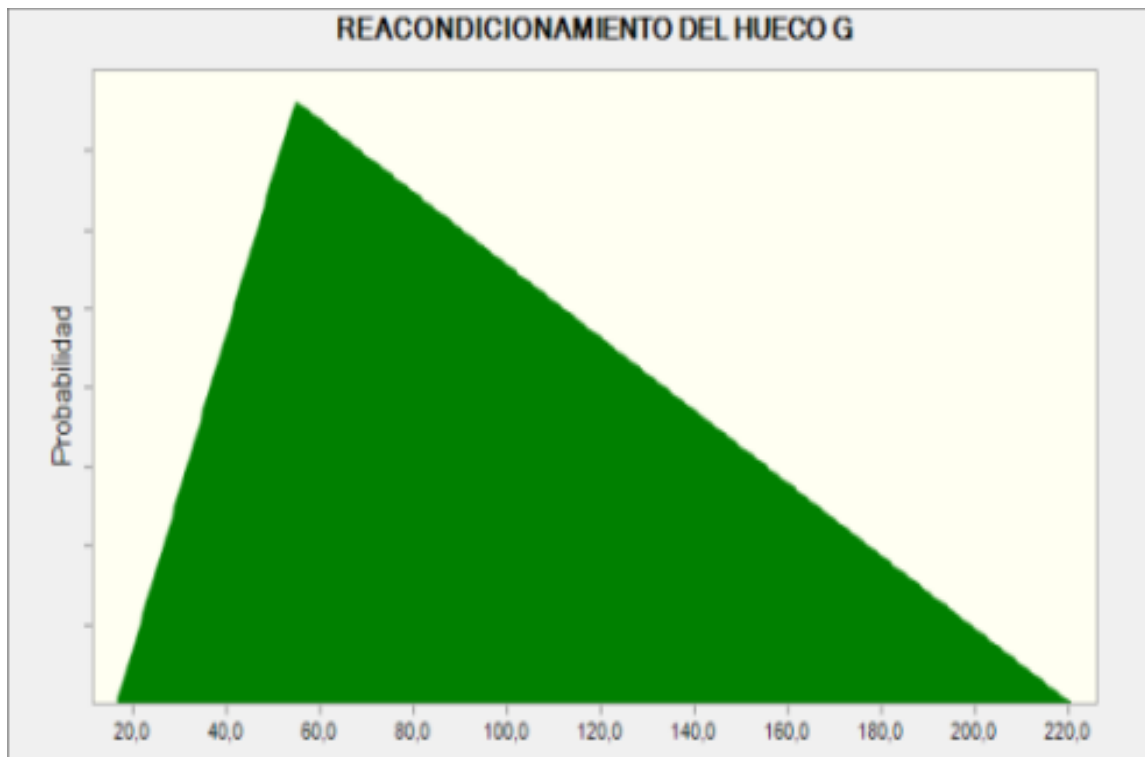
La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron menor tiempo en la toma de puntos de presión que el promedio.

Tabla 56. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Gala

REACONDICIONAMIENTO DEL HUECO	MEJOR TIEMPO	16,5
	PEOR TIEMPO	220,5
	PROMEDIO	54,7

Fuente. El autor

Figura 47. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Gala



Fuente. El autor

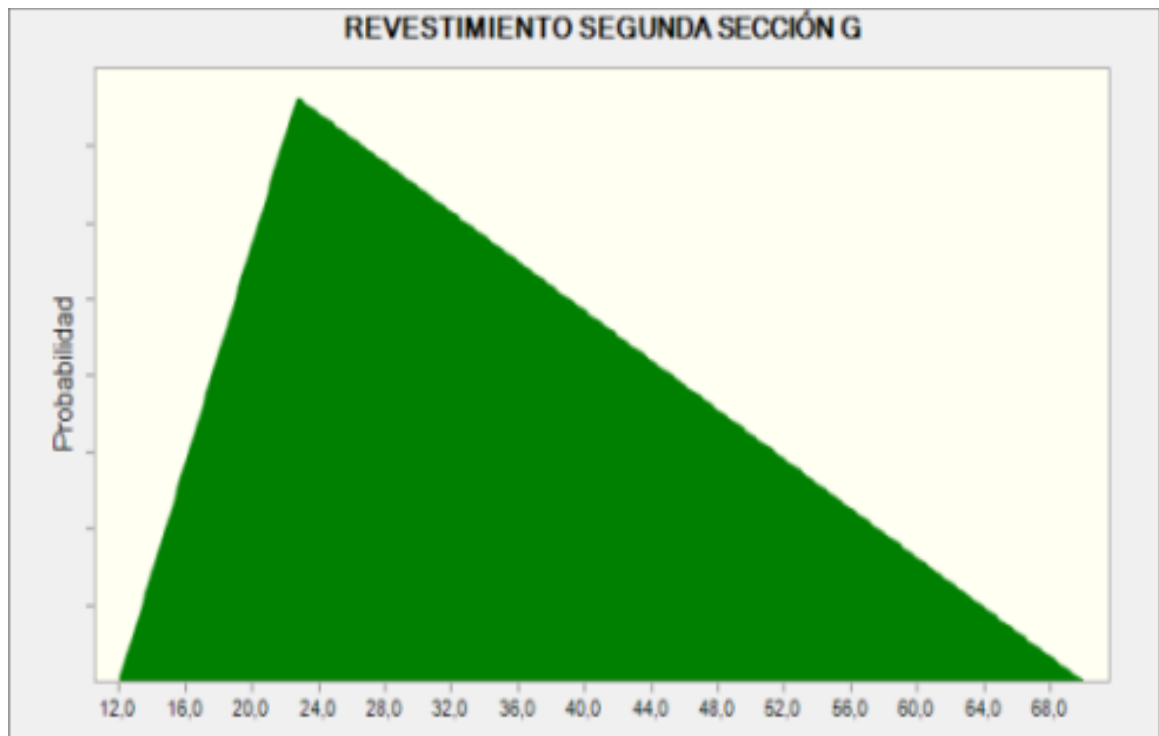
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en el reacondicionamiento del hueco antes de bajar revestimiento.

Tabla 57. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Gala

REVESTIMIENTO SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	12,0
	PEOR TIEMPO	70,0
	PROMEDIO	22,7

Fuente. El autor

Figura 48. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Gala



Fuente. El autor

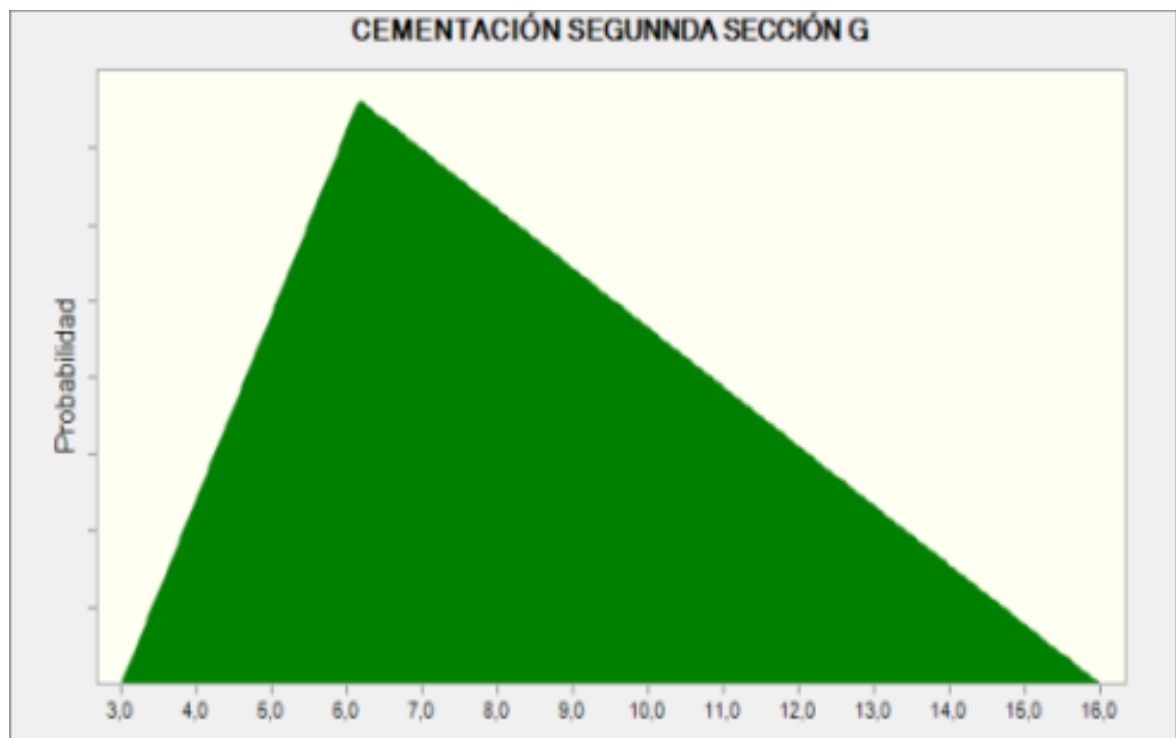
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en el revestimiento de la segunda sección.

Tabla 58. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Gala

CEMENTACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	3,0
	PEOR TIEMPO	16,0
	PROMEDIO	6,2

Fuente. El autor

Figura 49. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Gala



Fuente. El autor

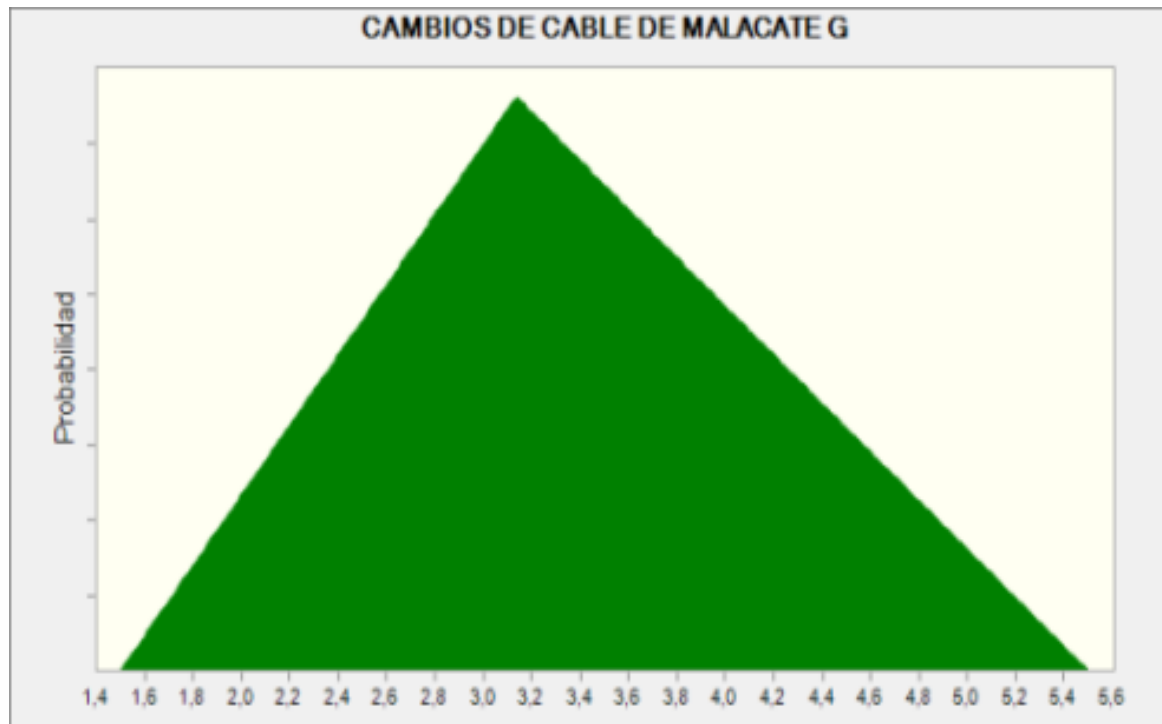
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en la cementación del revestimiento de la segunda sección.

Tabla 59. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Gala

CAMBIOS DE CABLE DE MALACATE	MEJOR TIEMPO	1,5
	PEOR TIEMPO	5,5
	PROMEDIO	3,1

Fuente. El autor

Figura 50. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Gala



Fuente. El autor

Esta grafica indica que la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas en el tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate, lo que hace al tiempo promedio un dato significativo.

Con la sumatoria de todas las actividades mencionadas anteriormente y tomándolas como supuestos, se definió un pronóstico mediante un gráfico de frecuencia, con este grafico es posible hallar la probabilidad de que un pozo demore determinado tiempo perforándose. Los resultados estadísticos de la corrida se mencionan en la siguiente tabla:

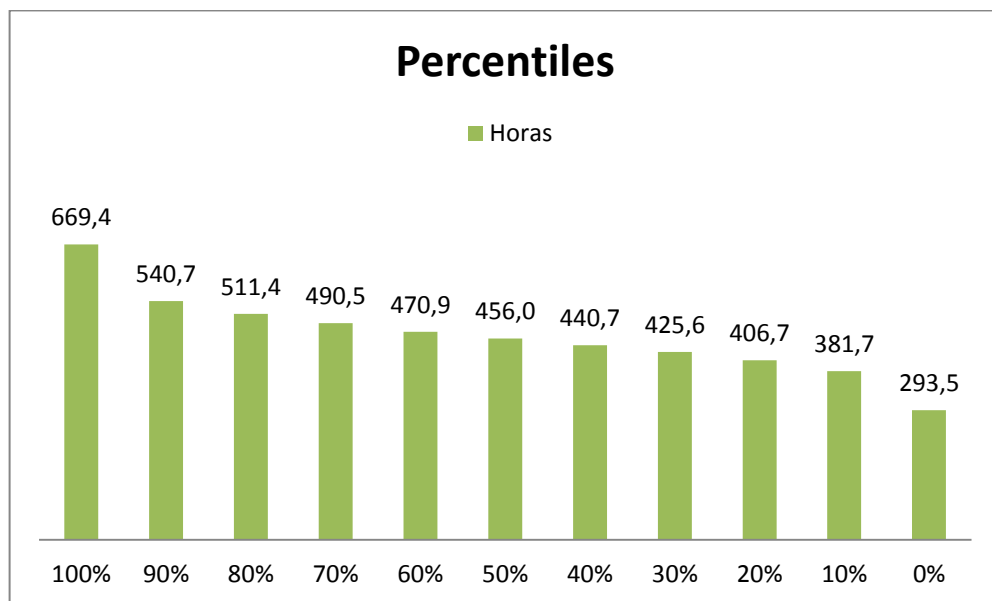
Tabla 60. Resultados estadísticos del grafico de frecuencia de los tiempos de perforación de los pozos Gala.

Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	1.000
Media	463,0
Mediana	460,2
Desviación estándar	62.9
Varianza	3957,5
Asimetría	0,1938
Curtosis	2,70
Coficiente de variabilidad	0,1359
Mínimo	265,6
Máximo	659,3
Rango	393,7

Fuente. El autor

La presencia de una mediana menor a la media indica que la distribución de los datos presenta un sesgo hacia valores más pequeños, es decir, no hay una distribución simétrica con respecto a la media. El promedio fue de 463 horas, con un coeficiente de variabilidad del 13.59%, un coeficiente de variabilidad aceptable en general, si se tiene en cuenta la complejidad de las operaciones y la gran cantidad de variables que pueden influir difícilmente previsible.

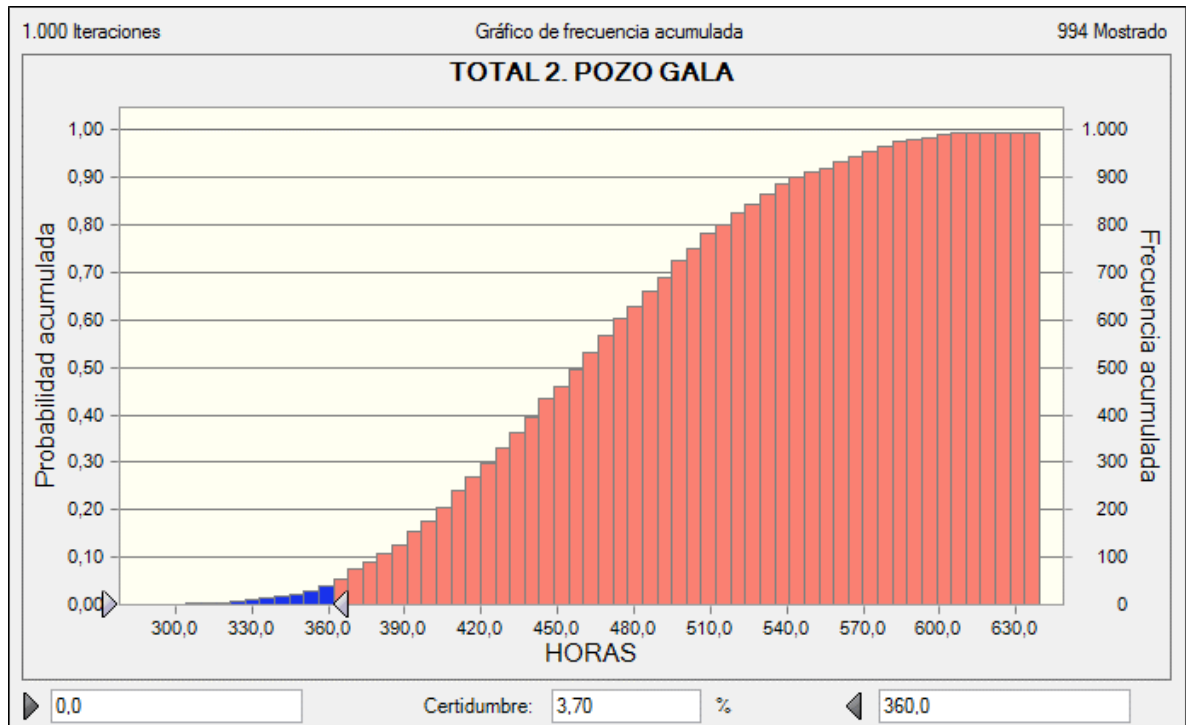
Figura 51. Percentiles de los tiempos de perforación de los Pozos Gala



Fuente. El autor

De la gráfica anterior cabe resaltar que solo el 10% de los pozos gastaron menos de 381.7 horas en ser perforados. La campaña de perforación infill que se madura actualmente para el campo Gala presupuesta perforar los pozos en un estimado de 360 horas, tiempo que según este estudio difícilmente se obtendría sin hacer cambios drásticos. Lo anteriormente dicho se corrobora con la siguiente gráfica.

Figura 52. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para los pozos Gala, suponiendo la duración total como 360 horas.

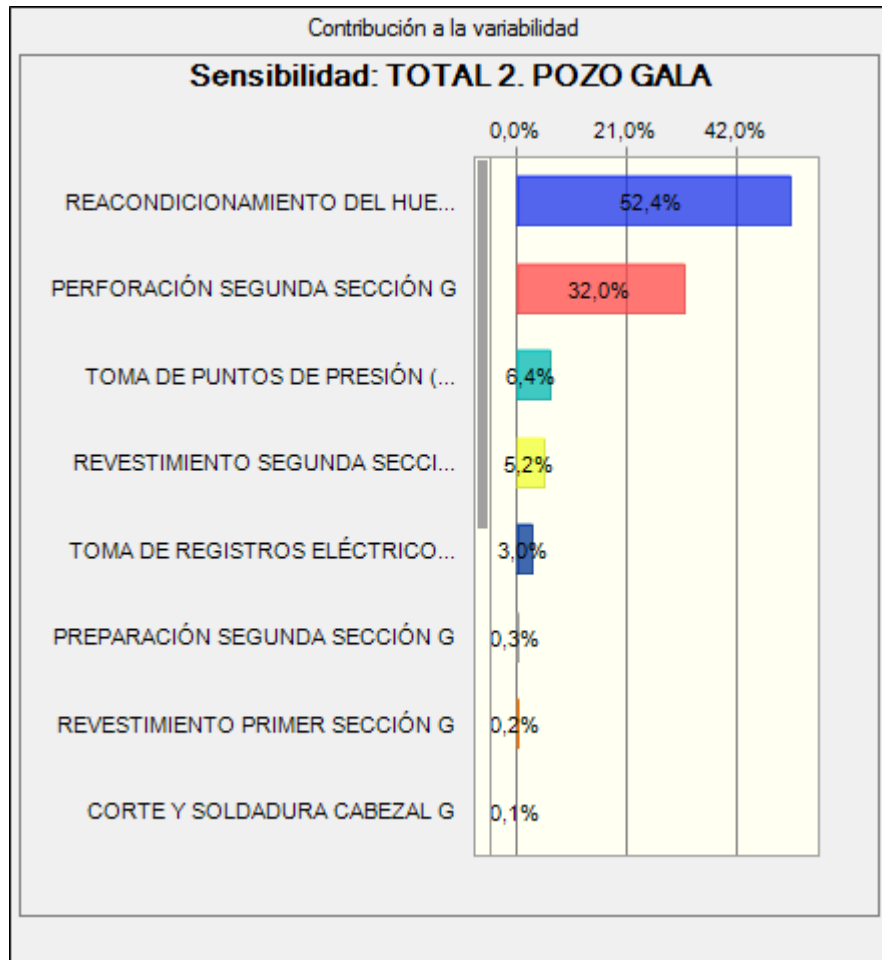


Fuente. El autor

En este gráfico se muestra que la certidumbre para que un pozo sea perforado en 360 horas o menos es del 3.7%.

En el siguiente gráfico se hace referencia a las actividades que generan mayor distorsión, es decir aquellas actividades en las que los tiempos fueron más dispersos, y por lo tanto deben ser las actividades en las que se centren los estudios para determinar causas y acciones de mejora. Las actividades que no aparecen en el gráfico tienen un porcentaje de variabilidad muy cercano a cero y no fueron tenidas en cuenta.

Figura 53. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para los pozos Gala



Fuente. El autor

8.2.2. Pozos Cardales

En los pozos Cardales, generalmente la primera sección es vertical, de 9 5/8 pulgadas de diámetro, con una profundidad de 1006.1 ft en 40.54 horas en promedio; la segunda sección es direccional, de 7 pulgadas de diámetro, 8052.16

ft de profundidad en 325.05 horas en promedio.

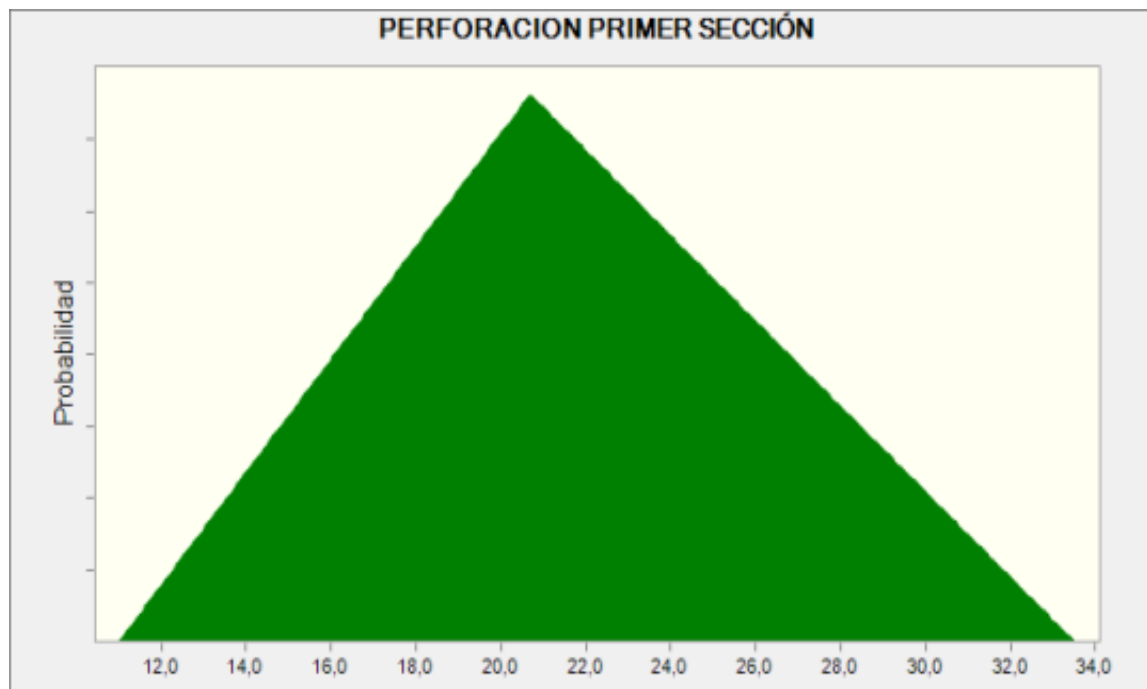
Para analizar el comportamiento de los tiempos de perforación se hizo una distribución triangular por actividades registradas en horas de la siguiente manera:

Tabla 61. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Cardales

PERFORACION PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	11,0
	PEOR TIEMPO	33,5
	PROMEDIO	20,7

Fuente. El autor

Figura 54. Distribución triangular del tiempo de perforación de la primera sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

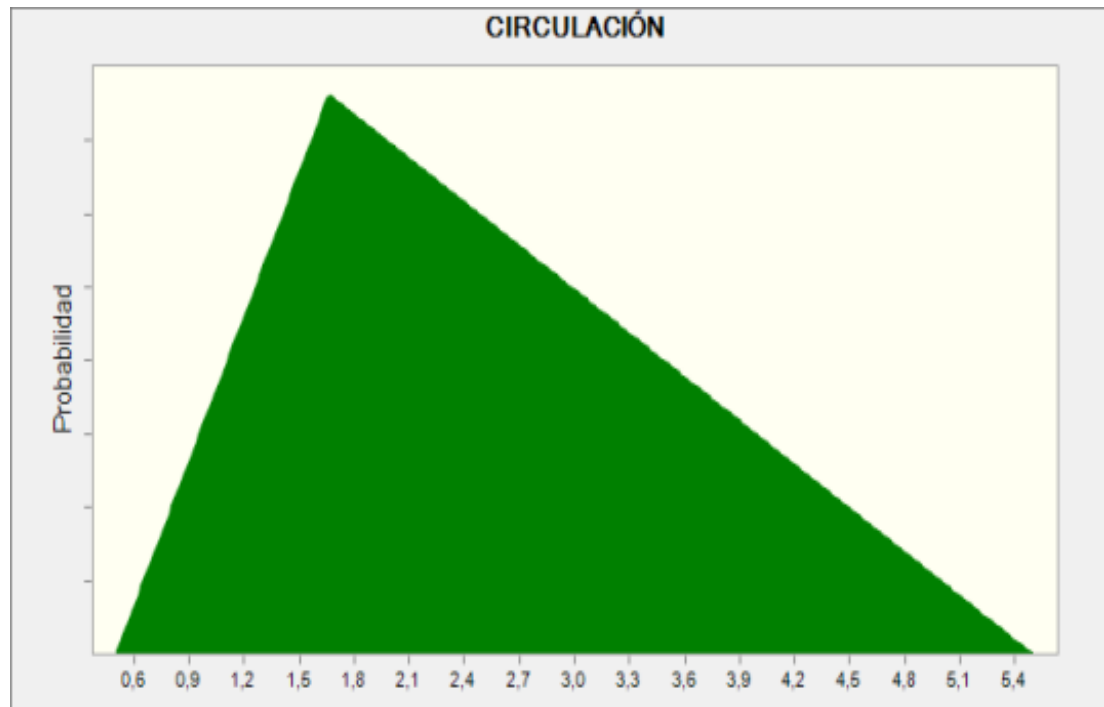
La mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas en el tiempo gastado perforando la primera sección, lo que hace al tiempo promedio un dato significativo.

Tabla 62. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales

CIRCULACIÓN	MEJOR TIEMPO	0,5
	PEOR TIEMPO	5,5
	PROMEDIO	1,7

Fuente. El autor

Figura 55. Distribución triangular del tiempo de circulación y acondicionamiento antes de la corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

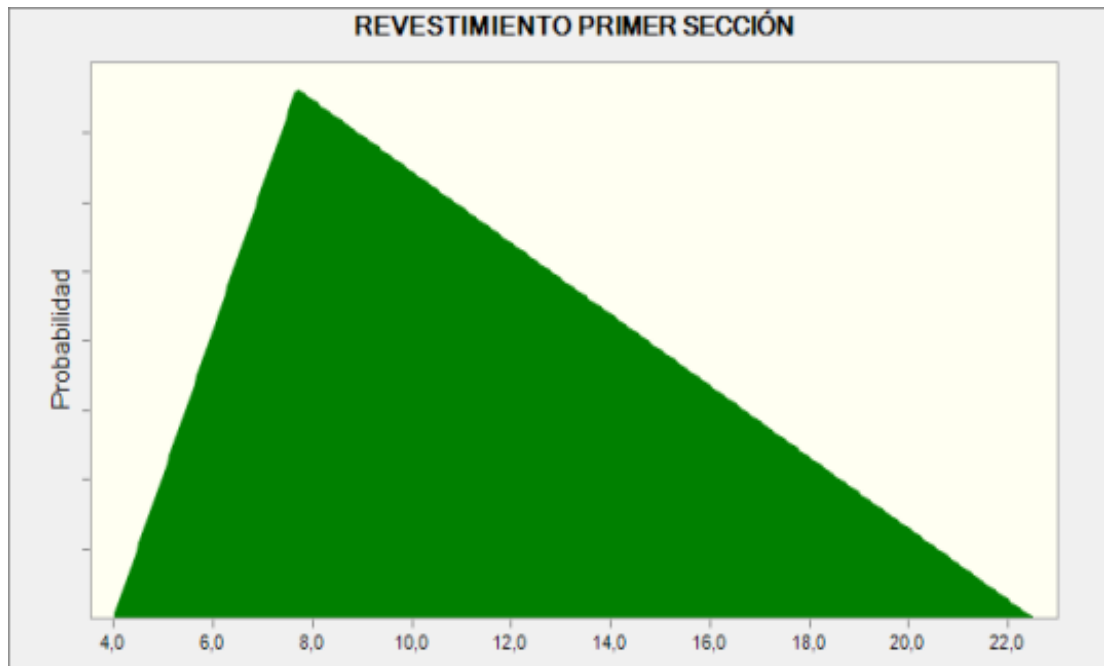
La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que el pozo que obtuvo el peor tiempo fue un caso aislado y no la constante.

Tabla 63. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales

REVESTIMIENTO PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	4,0
	PEOR TIEMPO	22,5
	PROMEDIO	7,7

Fuente. El autor

Figura 56. Distribución triangular del tiempo de corrida de revestimiento de la primera sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

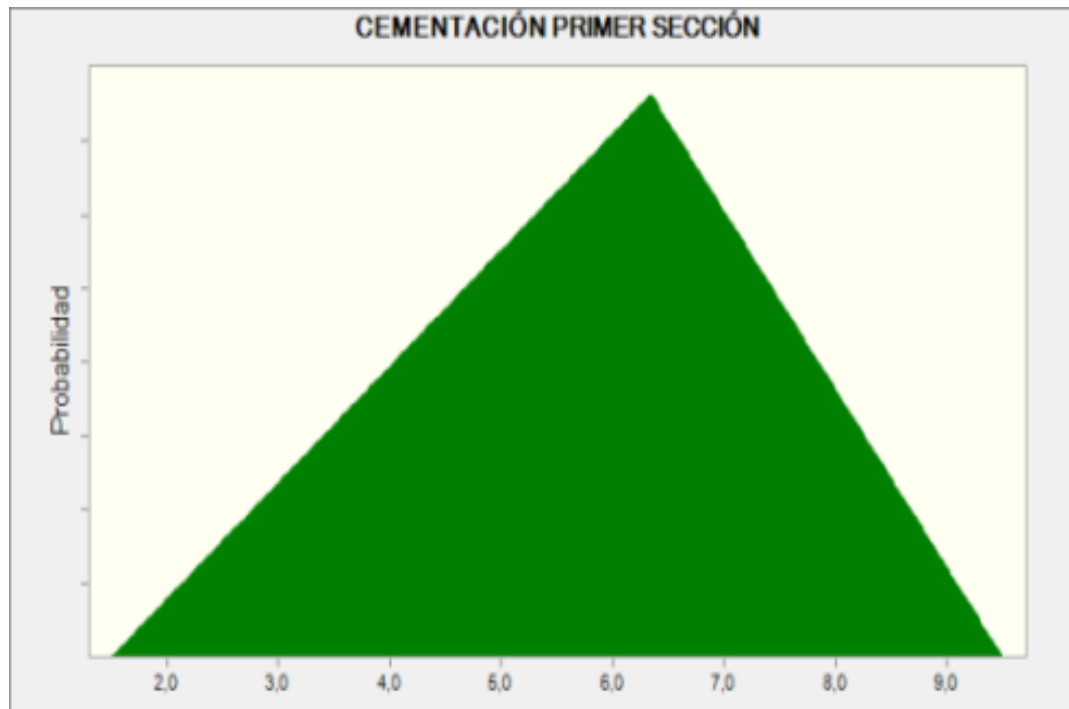
La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es un poco más probable que la cementación de un pozo de Cardales tome menos de 7.7 horas.

Tabla 64. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Cardales

CEMENTACIÓN PRIMER SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	1,5
	PEOR TIEMPO	9,5
	PROMEDIO	6,3

Fuente. El autor

Figura 57. Distribución triangular del tiempo de cementación de la primera sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

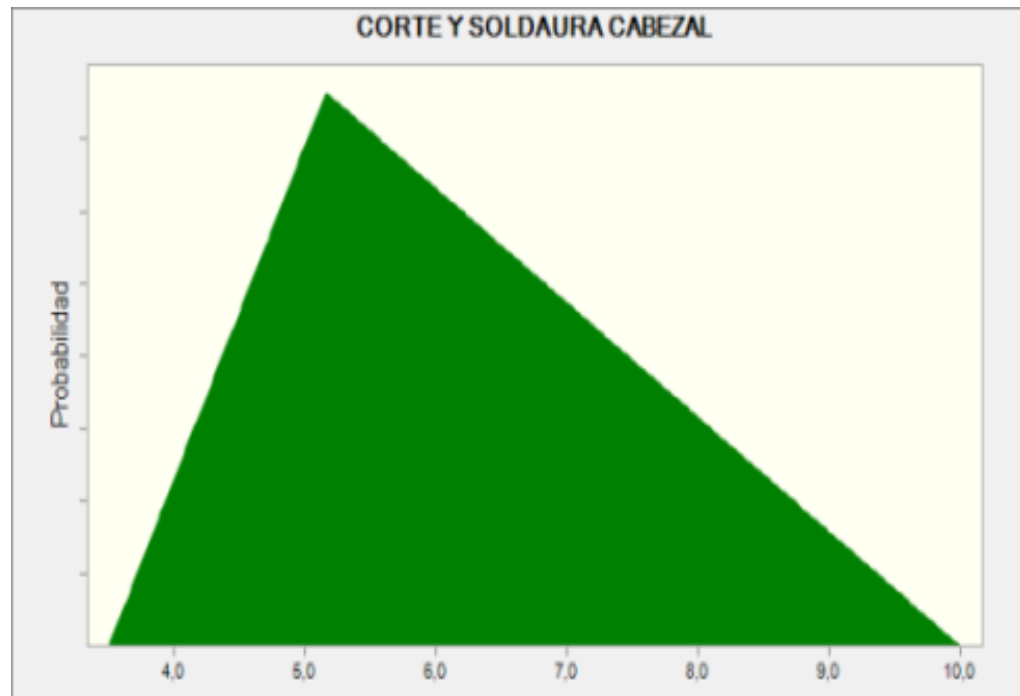
La probabilidad se inclina por encima del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la cementación de un pozo de Cardales tome más de 6.3 horas.

Tabla 65. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Cardales

CORTE Y SOLDAURA CABEZAL	MEJOR TIEMPO	3,5
	PEOR TIEMPO	10,0
	PROMEDIO	5,2

Fuente. El autor

Figura 58. Distribución triangular del tiempo del corte y soldadura de cabezal de la primera sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

La mayoría de pozos estuvo por debajo de la media, es decir que existen más posibilidades de que un pozo gaste menos del tiempo promedio en el corte y soldadura de cabezal de la primera sección.

Tabla 66. Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Cardales

PREPARACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	9,5
	PEOR TIEMPO	29,5
	PROMEDIO	15,3

Fuente. El autor

Figura 59 . Distribución triangular del tiempo de preparación para la perforación de la segunda sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

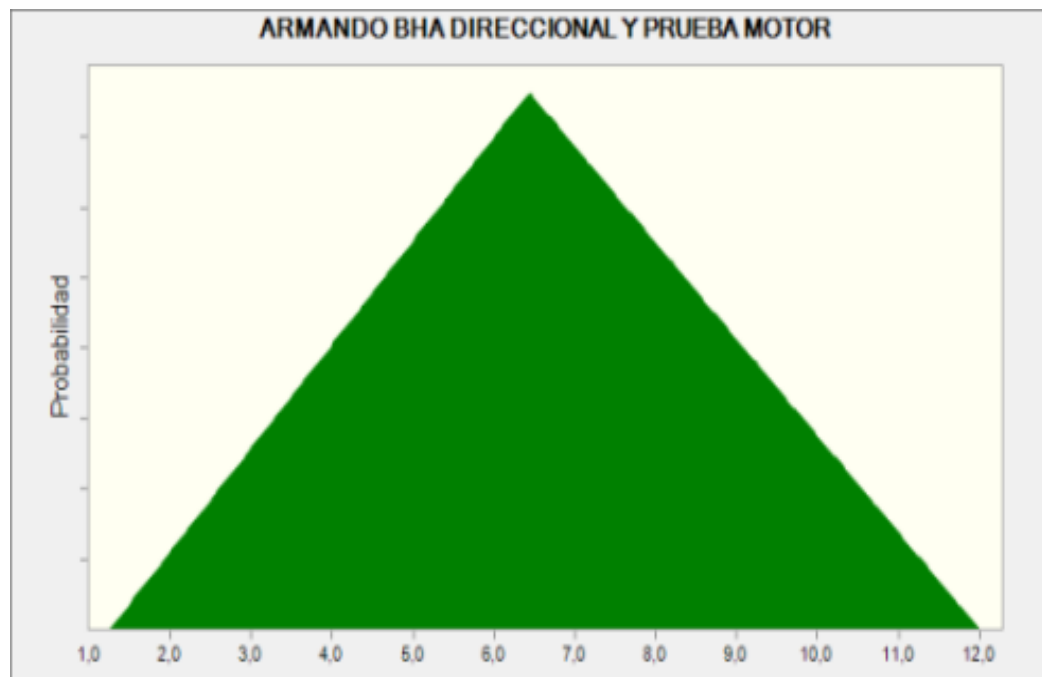
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la preparación para la perforación de la segunda sección de un pozo Cardales tome menos de 15.3 horas.

Tabla 67. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en la segunda sección en horas, Cardales

ARMANDO BHA DIRECCIONAL Y PRUEBA MOTOR	MEJOR TIEMPO	1,3
	PEOR TIEMPO	12,0
	PROMEDIO	6,4

Fuente. El autor

Figura 60. Distribución triangular del tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor en la segunda sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

La gráfica representa la mayoría de pozos que estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas en el tiempo de armado del BHA direccional y pruebas de motor, lo que hace al tiempo promedio un dato significativo.

Tabla 68. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Cardales

PERFORACION SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	122,5
	PEOR TIEMPO	436,5
	PROMEDIO	174,4

Fuente. El autor

Figura 61. Distribución triangular del tiempo de perforación en la segunda sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

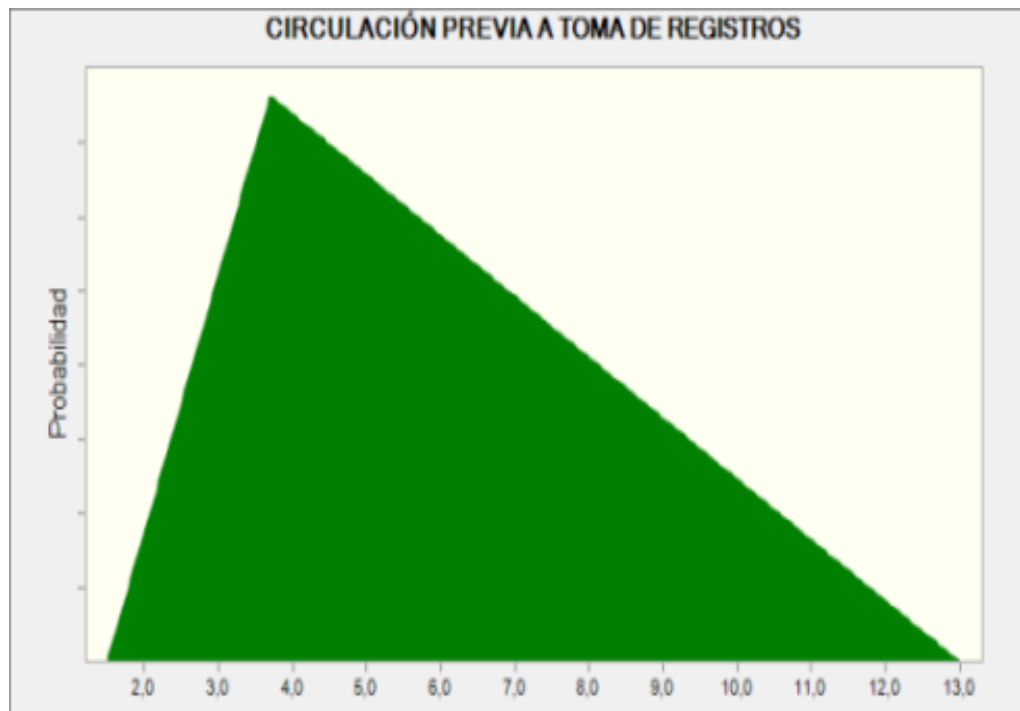
La probabilidad se inclina por muy por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es más probable que la perforación de la segunda sección de un pozo de Llanito tome menos de 174.4 horas.

Tabla 69. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Cardales

CIRCULACIÓN PREVIA A TOMA DE REGISTROS	MEJOR TIEMPO	1,5
	PEOR TIEMPO	13,0
	PROMEDIO	3,7

Fuente. El autor

Figura 62. Distribución triangular del tiempo de circulación previa a la toma de registros en horas, Cardales



Fuente. El autor

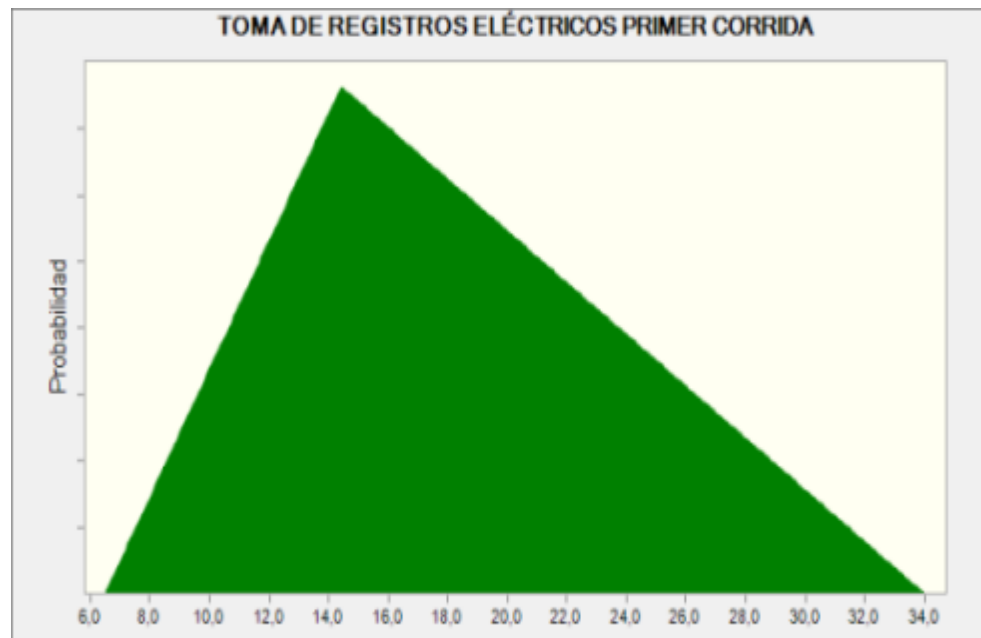
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio durante la circulación antes de la toma de registros, lo que demuestra que los mayores tiempos fueron casos excepcionales.

Tabla 70. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Cardales

TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS PRIMER CORRIDA	MEJOR TIEMPO	6,5
	PEOR TIEMPO	34,0
	PROMEDIO	14,4

Fuente. El autor

Figura 63. Distribución triangular del tiempo de toma de registros eléctricos en horas, Cardales



Fuente. El autor

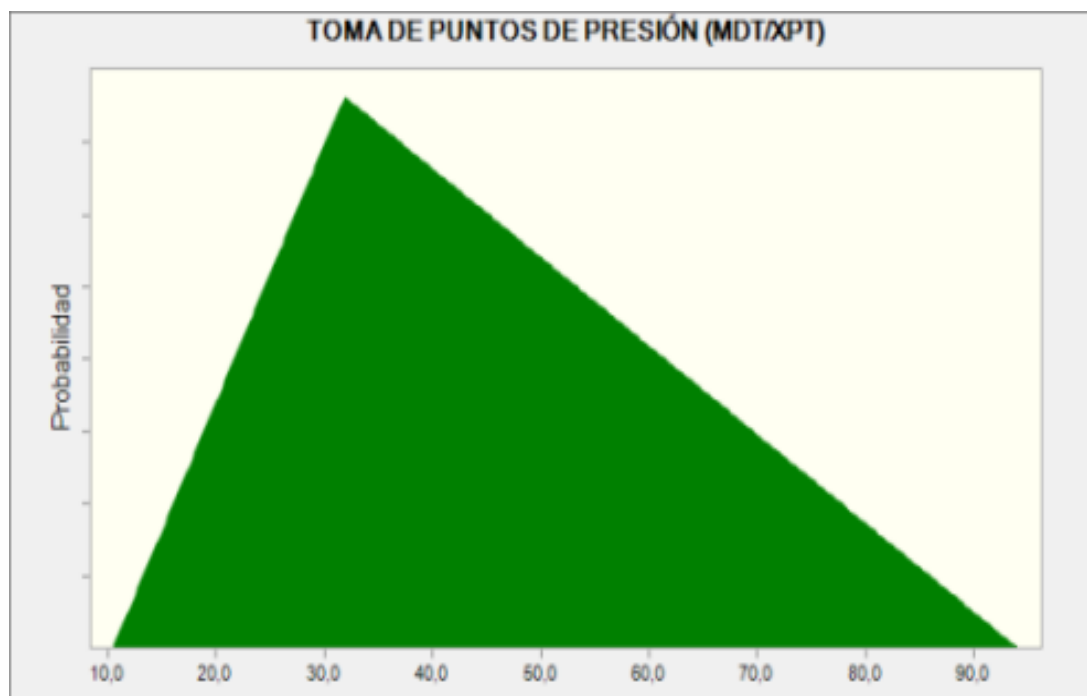
La probabilidad se inclina por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron igual o menor tiempo en la toma de registros eléctricos que el promedio.

Tabla 71. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Cardales

TOMA DE PUNTOS DE PRESIÓN (MDT / XPT)	MEJOR TIEMPO	10,5
	PEOR TIEMPO	94,0
	PROMEDIO	31,9

Fuente. El autor

Figura 64. Distribución triangular del tiempo de toma de puntos de presión en horas, Cardales



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina muy por debajo del tiempo promedio, lo que demuestra que la mayoría de los pozos gastaron igual o menor tiempo en la toma de puntos de presión que el promedio.

Tabla 72. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Cardales

REACONDICIONAMIENTO DEL HUECO	MEJOR TIEMPO	23,0
	PEOR TIEMPO	76,5
	PROMEDIO	45,2

Fuente. El autor

Figura 65. Distribución triangular del tiempo de reacondicionamiento del hueco antes de la corrida de revestimiento en horas, Cardales



Fuente. El autor

Ésta gráfica indica que la mayoría de pozos estuvieron cercanos a la media, es decir que no hubo pozos con desviaciones exageradas, lo que hace a la media un dato significativo.

Tabla 73. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Cardales

REVESTIMIENTO SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	13,0
	PEOR TIEMPO	71,5
	PROMEDIO	26,9

Fuente. El autor

Figura 66. Distribución triangular del tiempo de revestimiento del hueco en la segunda sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

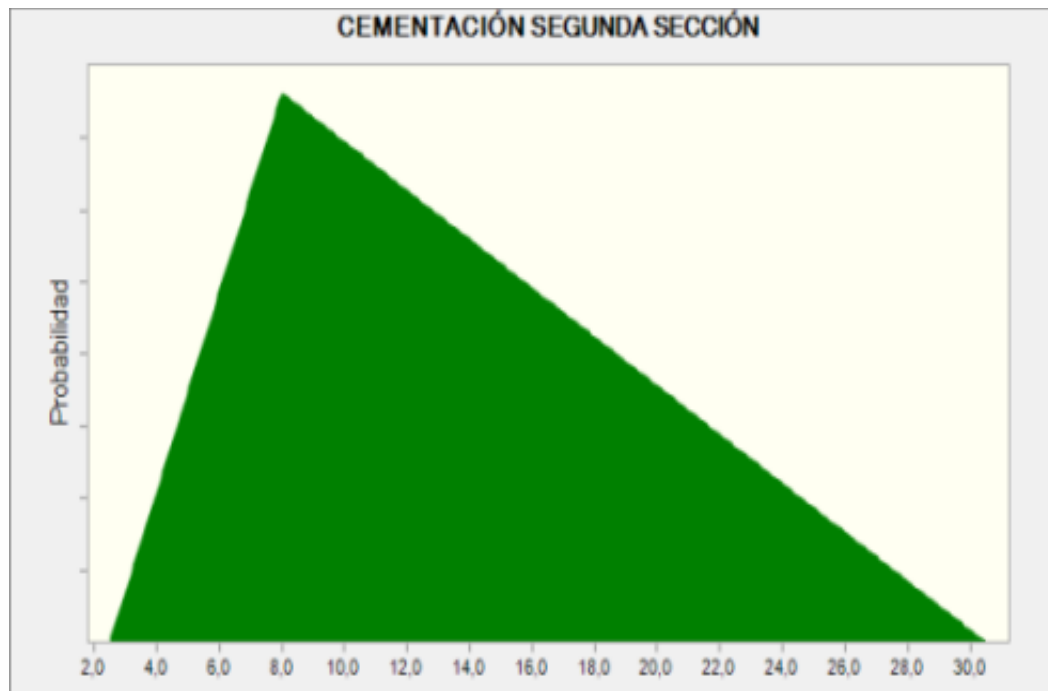
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en el revestimiento de la segunda sección.

Tabla 74. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Cardales

CEMENTACIÓN SEGUNDA SECCIÓN	MEJOR TIEMPO	2,5
	PEOR TIEMPO	30,5
	PROMEDIO	8,0

Fuente. El autor

Figura 67. Distribución triangular del tiempo de cementación del revestimiento de la segunda sección en horas, Cardales



Fuente. El autor

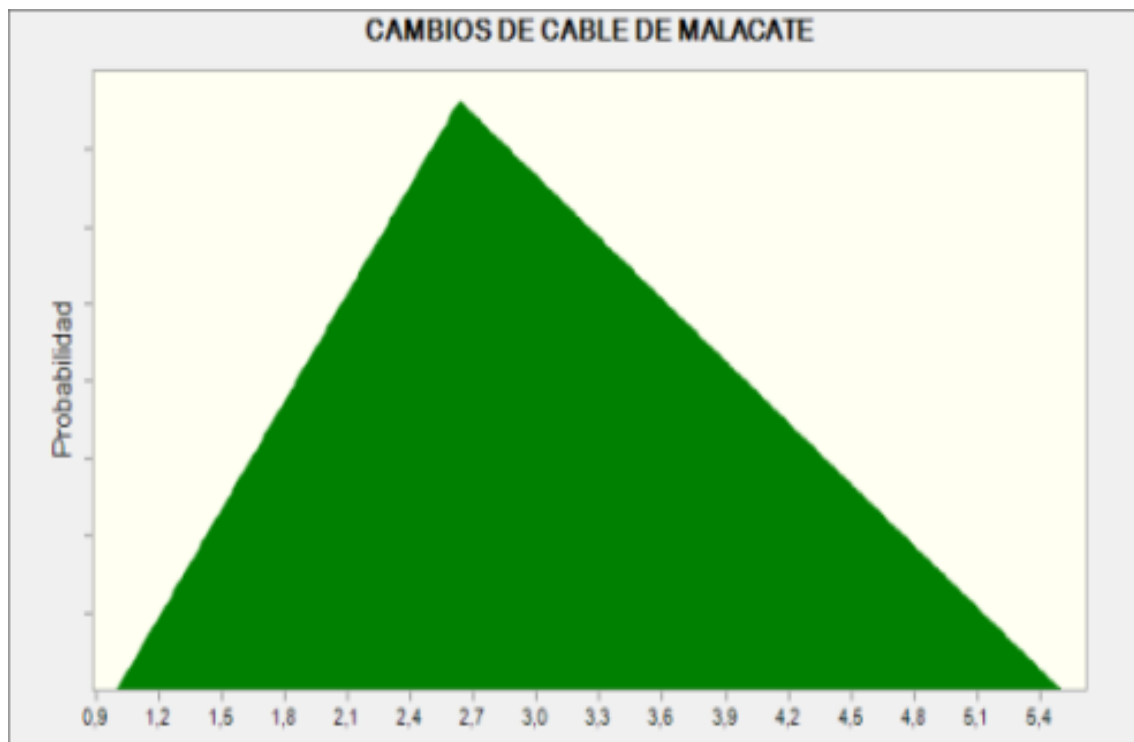
La inclinación de la gráfica a la izquierda indica la tendencia de los pozos a gastar menos del tiempo promedio en la cementación del revestimiento de la segunda sección.

Tabla 75. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Cardales

CAMBIOS DE CABLE DE MALACATE	MEJOR TIEMPO	1,0
	PEOR TIEMPO	5,5
	PROMEDIO	2,6

Fuente. El autor

Figura 68. Distribución triangular del tiempo gastado cambiando o cortando el cable del malacate en horas, Cardales



Fuente. El autor

La probabilidad se inclina un poco por debajo del tiempo promedio, lo que evidencia que es un poco más probable que el cambio o corte del cable del malacate de un pozo de Llanito tome menos de 2.6 horas.

Con la sumatoria de todas las actividades mencionadas anteriormente y tomándolas como supuestos, se definió un pronóstico mediante un gráfico de frecuencia, con este grafico es posible hallar la probabilidad de que un pozo demore determinado tiempo perforándose. Los resultados estadísticos de la corrida se mencionan en la siguiente tabla:

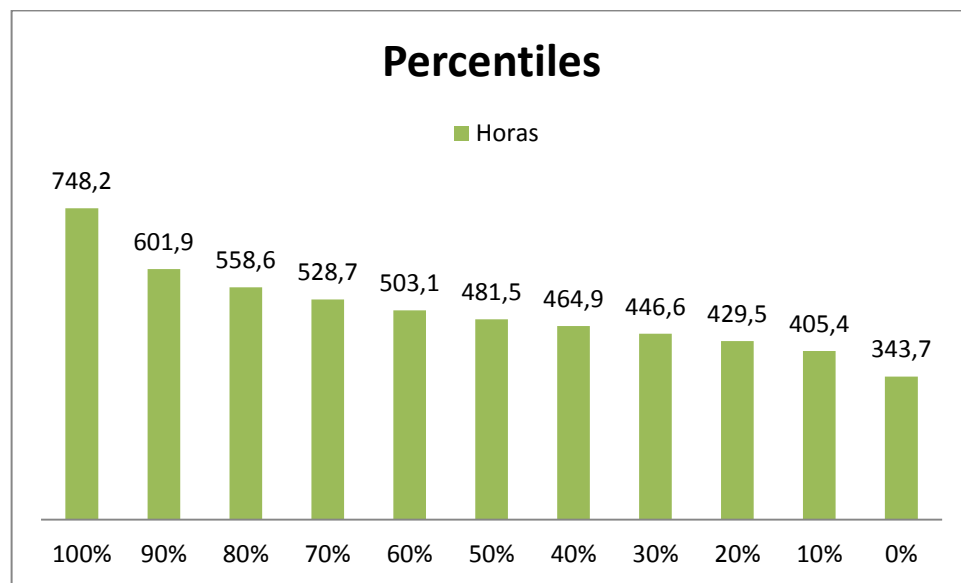
Tabla 76. Resultados estadísticos del grafico de frecuencia de los tiempos de perforación de los pozos Cardales.

Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	1.000
Media	493,1
Mediana	481,5
Desviación estándar	72,5
Varianza	5249,4
Asimetría	0,4852
Curtosis	2,66
Coefficiente de variabilidad	0,1469
Mínimo	343,7
Máximo	748,2
Rango	404,5

Fuente. El autor

Tener una mediana menor a la media indica que la distribución de los datos presenta un sesgo hacia valores más pequeños, es decir, no hay una distribución simétrica con respecto a la media. El promedio fue de 493.1 horas, con un coeficiente de variabilidad del 14.69%, un coeficiente de variabilidad aceptable en general, si se tiene en cuenta la complejidad de las operaciones y la gran cantidad de variables que pueden influir difícilmente previsible.

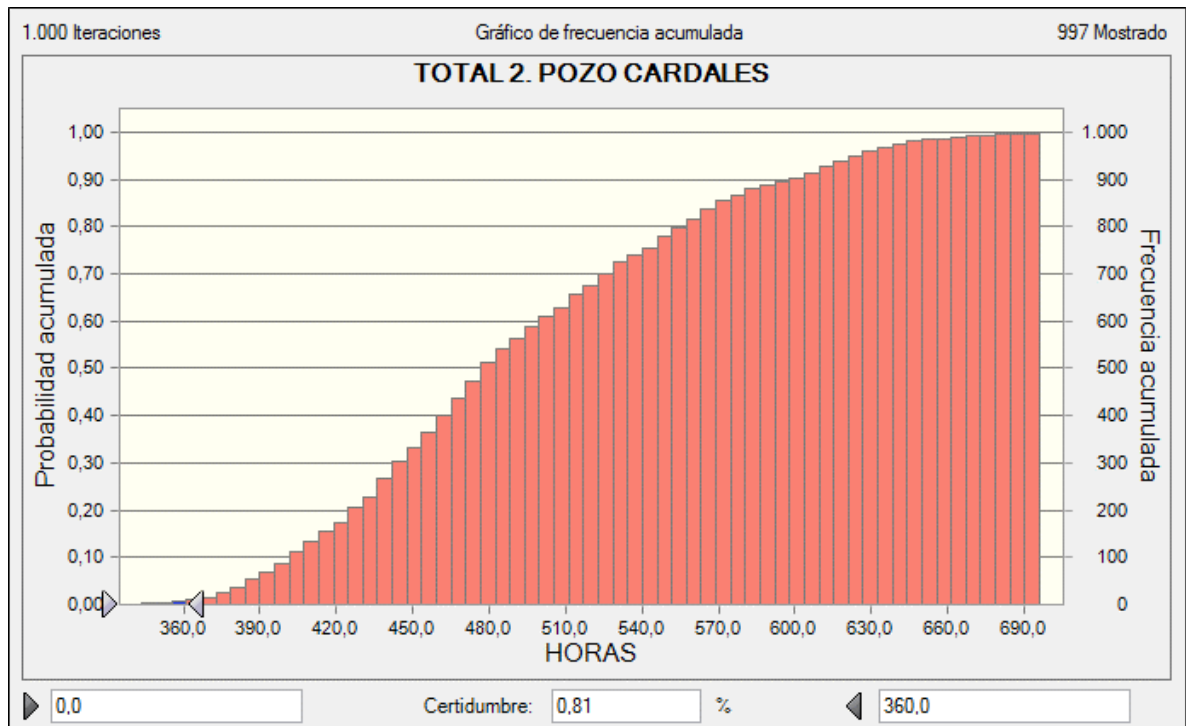
Figura 69. Percentiles de los tiempos de perforación de los pozos Cardales



Fuente. El autor

De la gráfica anterior cabe resaltar que solo el 10% de los pozos gastaron menos de 405.4 horas en ser perforados. La campaña de perforación infill que se madura actualmente para el campo Gala presupuesta perforar los pozos en un estimado de 360 horas, tiempo que según este estudio difícilmente se obtendría sin hacer cambios drásticos. Lo anteriormente dicho se corrobora con la siguiente gráfica.

Figura 70. Frecuencia de la sumatoria de tiempos de perforación para los pozos Cardales, suponiendo la duración total como 360 horas.

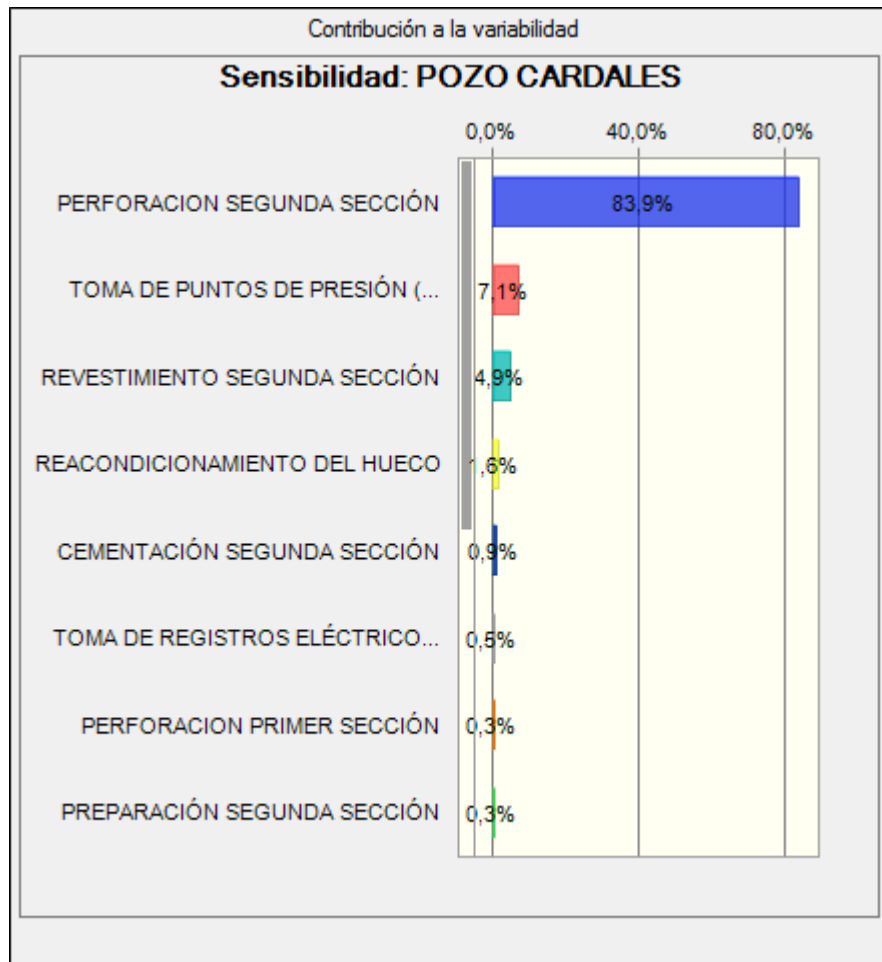


Fuente. El autor

En este gráfico se muestra que la certidumbre para que un pozo sea perforado en 360 horas o menos es del 0.81%.

En el siguiente gráfico se hace referencia a las actividades que generan mayor distorsión, es decir, aquellas actividades en las que los tiempos fueron más dispersos, y por lo tanto deben ser las actividades en las que se centren los estudios para determinar causas y acciones de mejora. Las actividades que no aparecen en el grafico tienen un porcentaje de variabilidad muy cercano a cero y no fueron tenidas en cuenta.

Figura 71. Contribución a la variabilidad de los tiempos de perforación para los pozos Cardales



Fuente. El autor

9. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el objetivo de analizar económicamente las campañas de perforación se han definido nueve pozos tipo, tres de alto rendimiento, tres de rendimiento medio y tres de bajo rendimiento. La clasificación se realizó teniendo en cuenta el factor de rendimiento; el factor de rendimiento es una variable que relaciona el petróleo acumulado a la fecha con los días totales de producción de cada pozo, así:

Tabla 77. Rangos de clasificación de los pozos según su factor de rendimiento.

CLASIFICACIÓN	RANGOS
ALTO RENDIMIENTO	FACTOR DE RENDIMIENTO > 140
RENDIMIENTO MEDIO	140 > FACTOR DE RENDIMIENTO > 80
BAJO RENDIMIENTO	FACTOR DE RENDIMIENTO < 80

Fuente. El autor

Después de clasificar todos los pozos del estudio en alguna de estos tres grupos, se eligió un pozo por grupo para cada campo. El pozo elegido es el que mejor representa su grupo, es decir, el pozo más cercano al rendimiento promedio.

Tabla 78. Pozos seleccionados Llanito de alto, medio y bajo rendimiento.

POZO	DIASACUM	PETROLEOACUM	FACTOR DE RENDIMIENTO	GRUPO
LLAN0128	1816,08	276567,49	152,29	ALTO RENDIMIENTO
LLAN0106	1828,05	80714,71	44,15	BAJO RENDIMIENTO
LLAN0122	2098,40	213187,50	101,60	RENDIMIENTO MEDIO

Fuente. El autor

Tabla 79 .Pozos seleccionados Gala de alto, medio y bajo rendimiento.

POZO	DIASACUM	PETROLEOACUM	FACTOR DE RENDIMIENTO	GRUPO
GALA0032	1741,70	270224,05	155,15	ALTO RENDIMIENTO
GALA0030	1710,85	208705,70	121,99	RENDIMIENTO MEDIO
GALA0015	1957,83	62944,16	32,15	RENDIMIENTO BAJO

Fuente. El autor

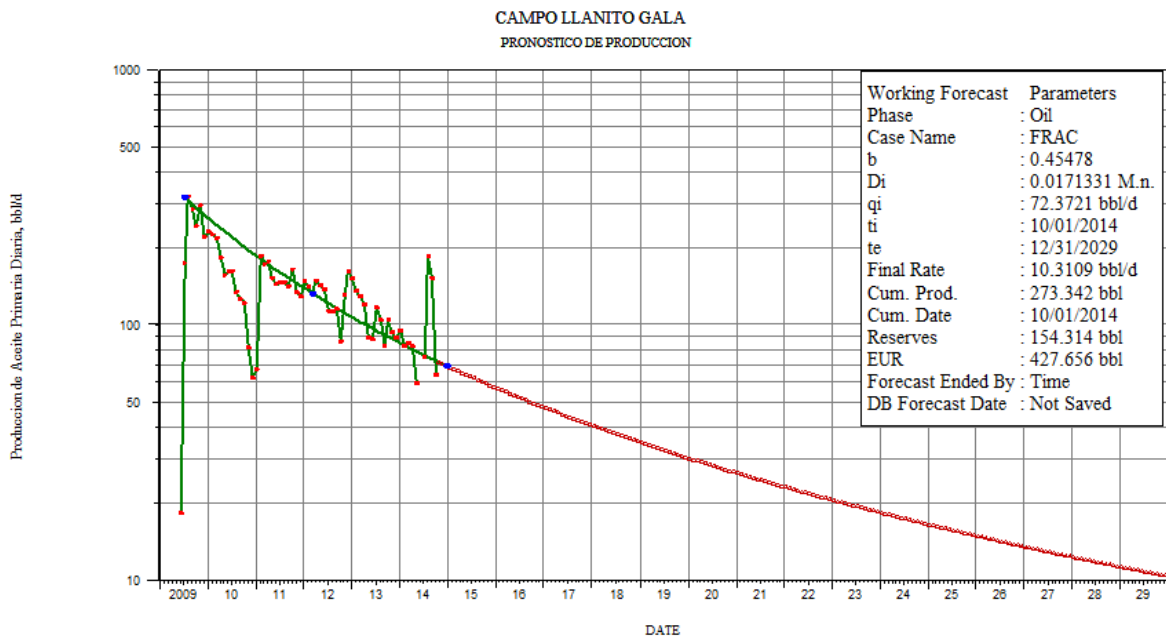
Tabla 80 .Pozos seleccionados Cardales de alto, medio y bajo rendimiento.

POZO	DIASACUM	PETROLEOACUM	FACTOR DE RENDIMIENTO	GRUPO
CARD0020	538,25	81636,07	151,67	ALTO RENDIMIENTO
CARD0006	1518,59	156801,73	103,25	RENDIMIENTO MEDIO
CARD0005	8948,21	406355,78	45,41	BAJO RENDIMIENTO

Fuente. El autor

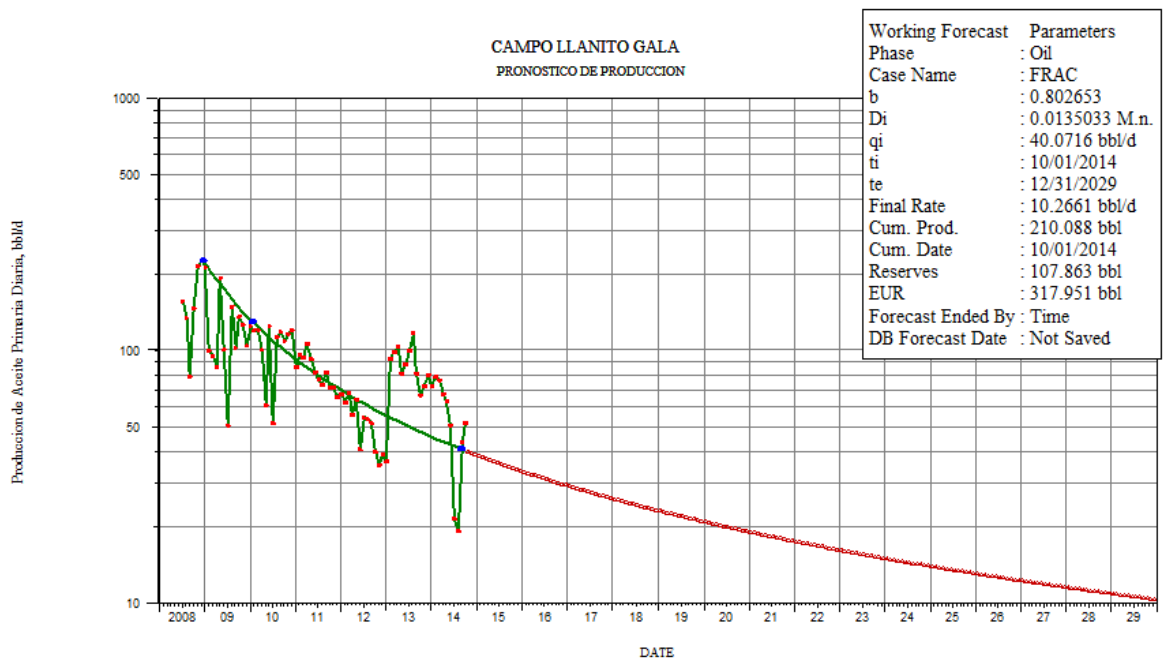
Todos los datos de producción recolectados se dispusieron para elaborar pronósticos de producción con el software OFM (Oild Field Manager), herramienta muy utilizada para la estimación de reservas y la elaboración de pronósticos de producción en la industria. Con la ayuda de OFM se obtuvieron los pronósticos de producción de los pozos tipo elegidos anteriormente.

Figura 72. Pronóstico de producción del pozo Llanito 128



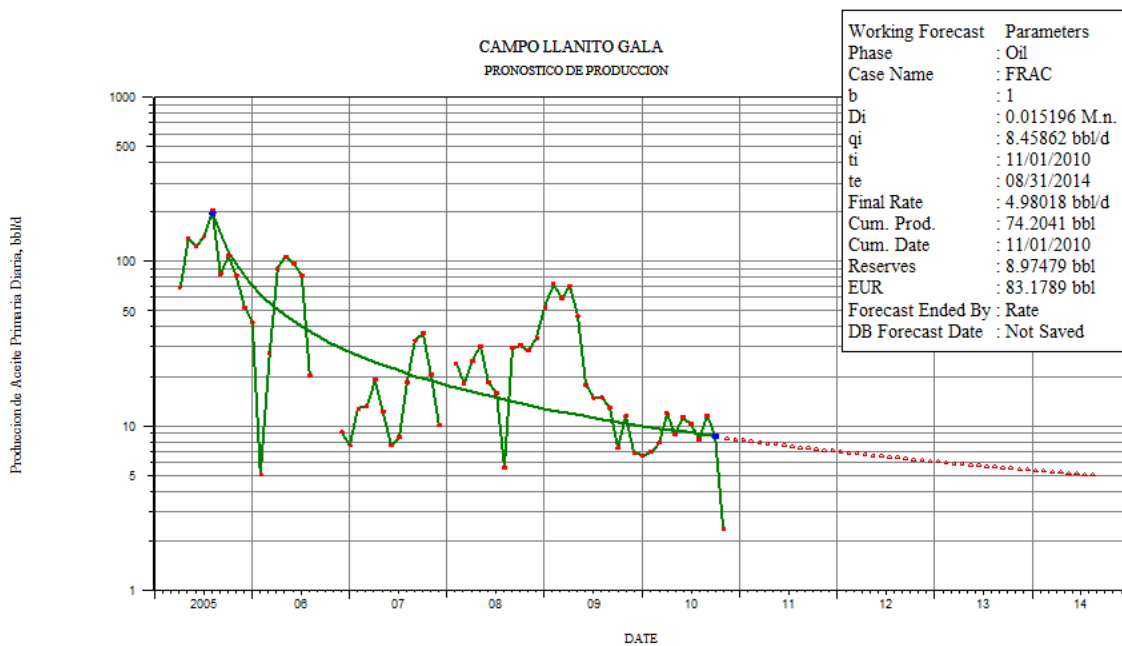
Fuente. El autor

Figura 73. Pronóstico de producción del pozo Llanito 122



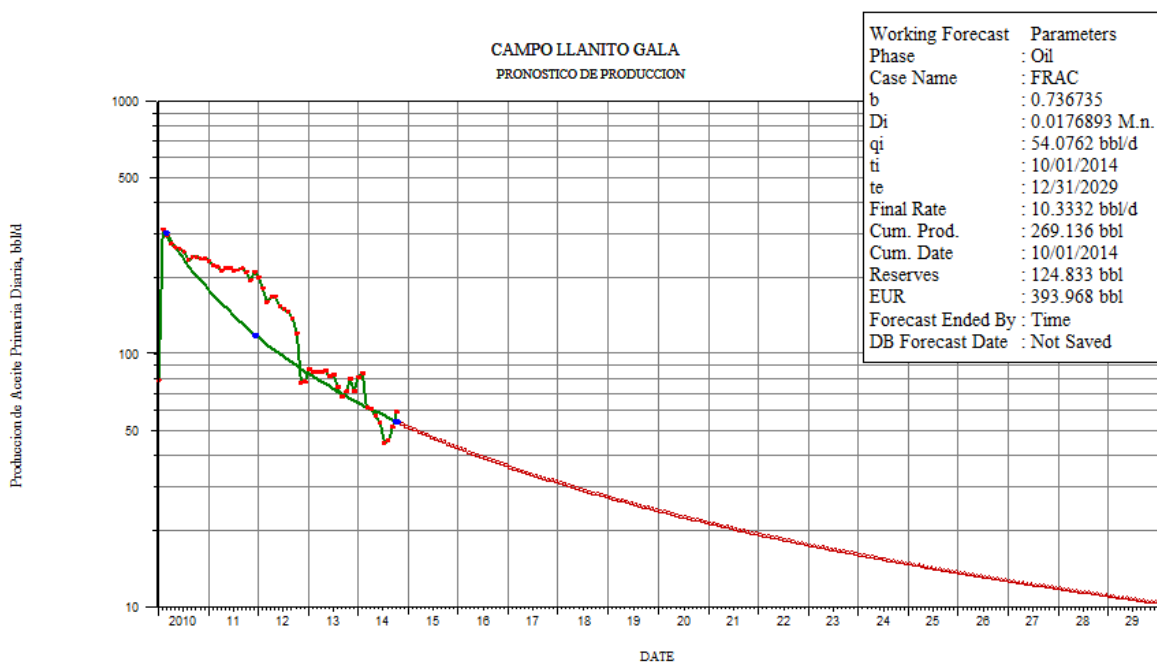
Fuente. El autor

Figura 74. Pronóstico de producción del pozo Llanito 106



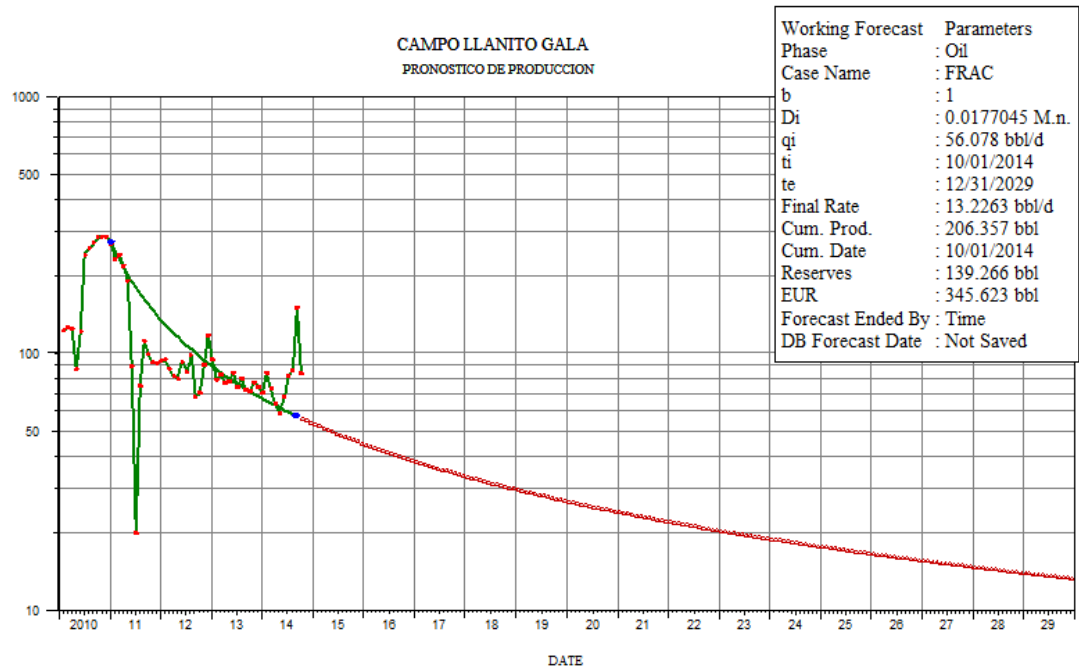
Fuente. El autor

Figura 75. Pronóstico de producción del pozo Gala 32



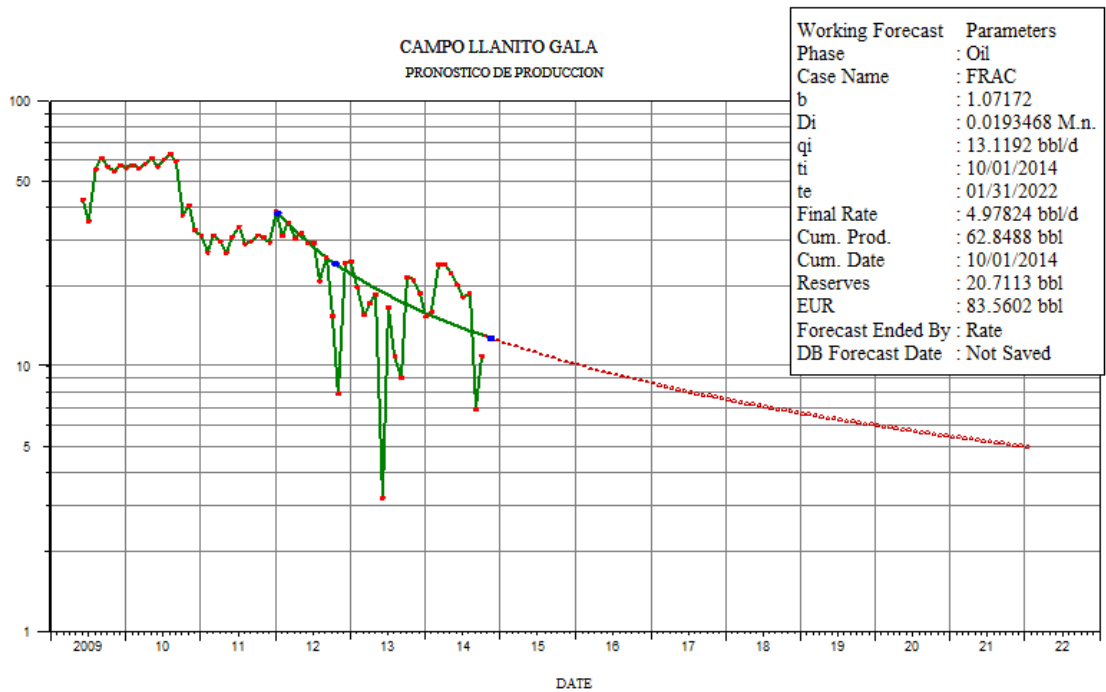
Fuente. El autor

Figura 76. Pronóstico de producción del pozo Gala 30



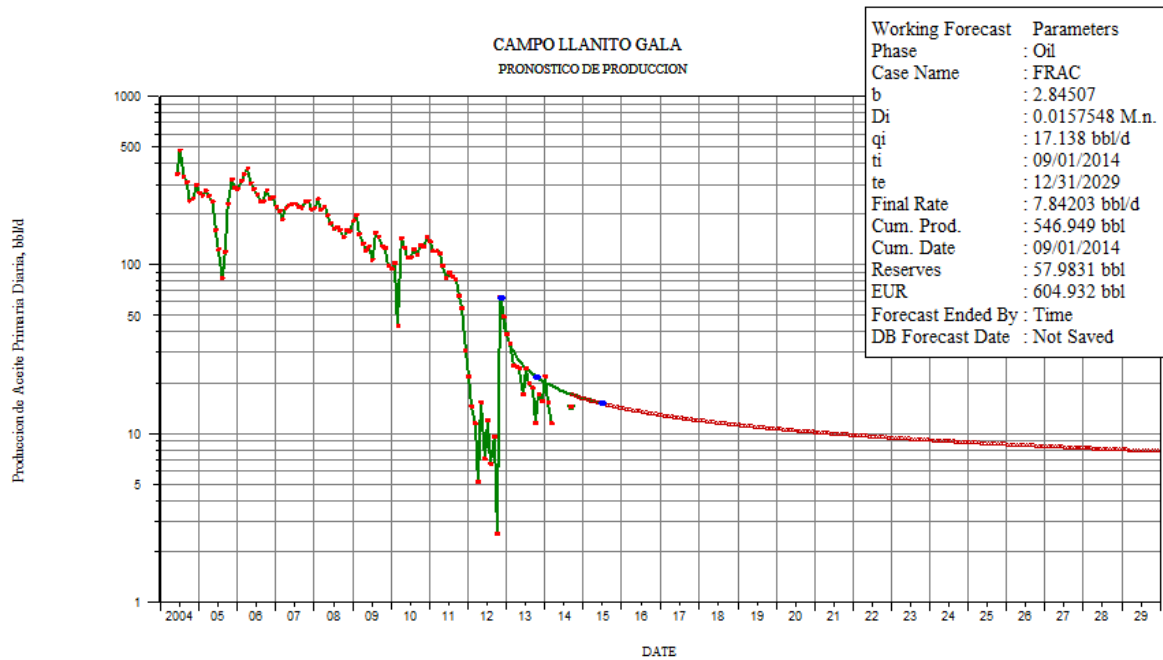
Fuente. El autor

Figura 77. Pronóstico de producción del pozo Gala 15



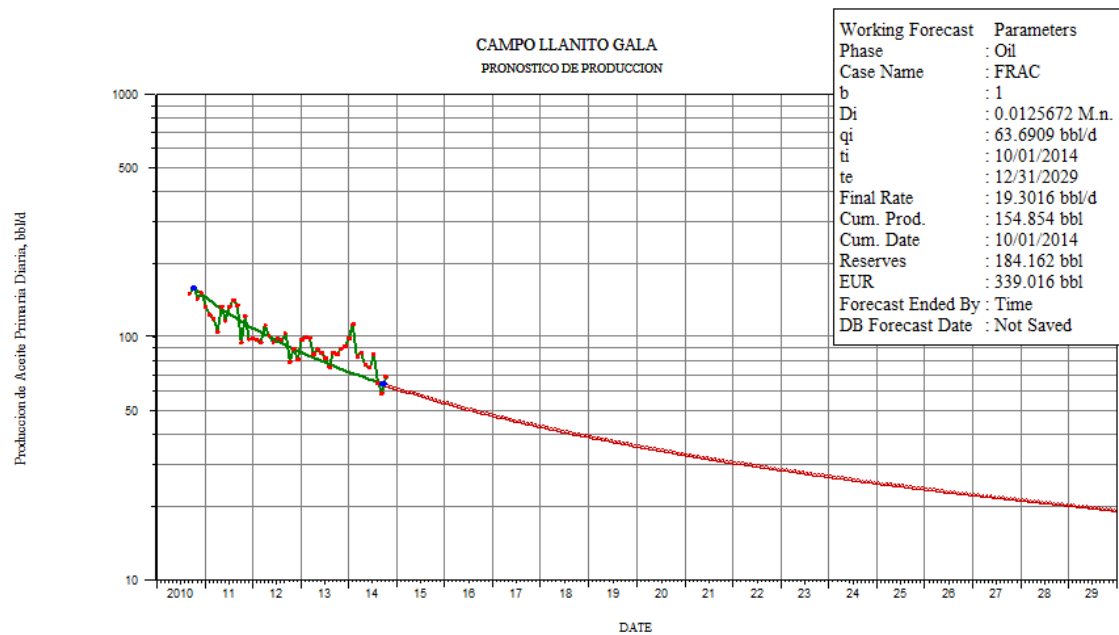
Fuente. El autor

Figura 78. Pronóstico de producción del pozo Cardales 2



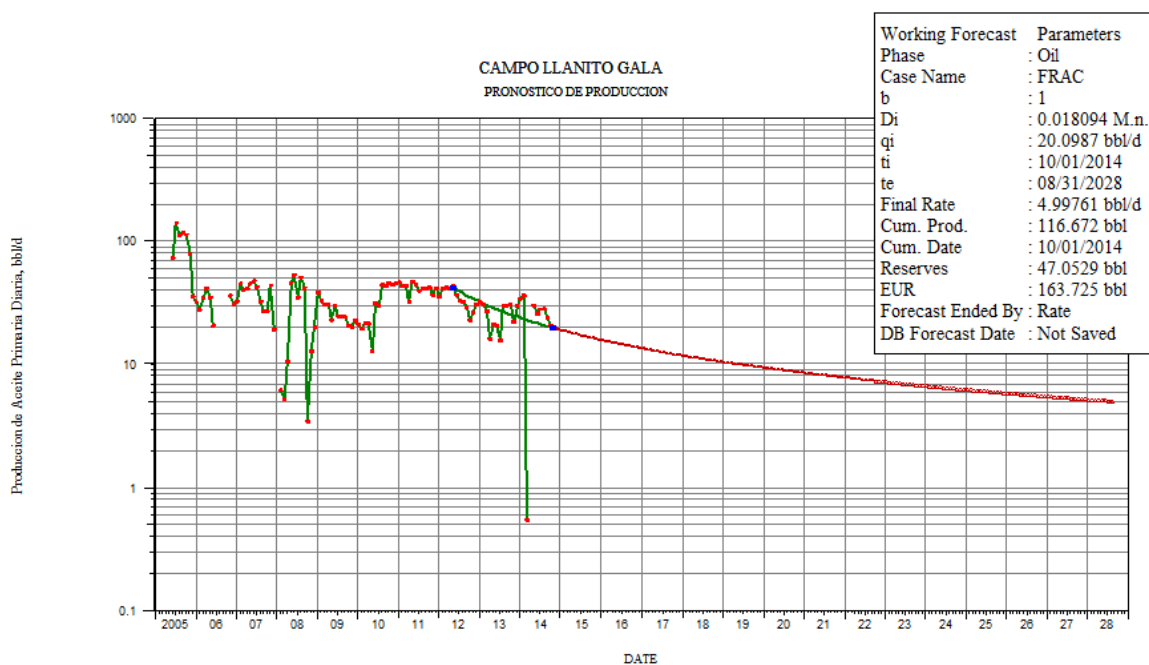
Fuente. El autor

Figura 79. Pronóstico de producción del pozo Cardales 6



Fuente. El autor

Figura 80. Pronóstico de producción del pozo Cardales 5



Fuente. El autor

De los pronósticos de producción se tomó la siguiente información relevante para el estudio económico:

Tabla 81. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de alto rendimiento

ALTO RENDIMIENTO		
POZO EJEMPLO	DECLINACION NOM. MENSUAL	EUR (RECOBRO ULTIMO ESPERADO)
LLANITO 128	1,71%	427.656
GALA 32	1,77%	393.968
CARDALES 20	1,57%	604.932

Fuente. El autor

Tabla 82. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de rendimiento medio

RENDIMIENTO MEDIO		
POZO EJEMPLO	DECLINACION NOM. MENSUAL	EUR (RECOBRO ULTIMO ESPERADO)
LLANITO 122	1,35%	317.951
GALA 30	1,77%	345.623
CARDALES 6	1,26%	339.016

Fuente. El autor

Tabla 83. Datos relevantes de los pronósticos de producción para el estudio económico, grupo de bajo rendimiento

BAJO RENDIMIENTO		
POZO EJEMPLO	DECLINACION NOM. MENSUAL	EUR (RECOBRO ULTIMO ESPERADO)
LLANITO 106	1,52%	83.179
GALA 15	1,93%	83.560
CARDALES 5	1,81%	163.725

Fuente. El autor

Después de obtener la declinación y el EUR se procedió a elaborar un flujo de caja para cada pozo ejemplo con los siguientes supuestos:

Tabla 84. Supuestos para la elaboración de los flujos de caja de cada pozo ejemplo.

Precio de venta del crudo	45	USD/BBL
Precio de venta del gas	3,5	USD/KPC
Costo de la perforación de un pozo	3.068.115	USD
Costo del completamiento de un pozo	350.000	USD
Lifting cost	10	USD/BBL
Costo variable	1,5	USD/BBL
GOR	200	KPC/BBL

Fuente. El autor

9.1. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO LLANITO

El pozo de bajo rendimiento de Llanito empezó produciendo 35 BOPD, que con una declinación de 1,52 nominal mensual, llegara a producir 83.179 BBLS (EUR) en aproximadamente 13 años y 2 meses, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Tabla 85. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Llanito.

INDICADORES FINANCIEROS A 14 AÑOS			
TIO	11%	TIR	-11.3%
VPI (USD)	1.863.212	TVR	-7,0%
VPE (USD)	-4.441.301	Tiempo de repago (Años)	0
VPN (USD)	-2.578.089	Relación beneficio/costo (USD)	0,42

Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo muy inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Llanito, y este muestra las

características del pozo ejemplo (características que representan al 51,5% de los pozos perforados desde el año 2004 en Llanito) el proyecto sería en definitiva un fracaso y nunca conseguiría siquiera pagarse.

9.2. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO GALA

El pozo de bajo rendimiento de Gala empezó produciendo 40 BOPD, que con una declinación de 1,93 nominal mensual, llegara a producir 83.560 BBLS (EUR) en aproximadamente 12 años y 8 meses, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Tabla 86. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Gala.

INDICADORES FINANCIEROS A 13 AÑOS			
TIO	11%	TIR	-12,4%
VPI (USD)	1.910.953	TVR	-6,8%
VPE (USD)	-4.467.518	Tiempo de repago (Años)	0
VPN (USD)	-2.556.565	Relación beneficio/costo (USD)	0,43

Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo muy inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Gala, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 68,4% de los pozos perforados desde el año 2004 en Gala) el proyecto sería en definitiva un fracaso y nunca conseguiría siquiera pagarse.

9.3. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE BAJO RENDIMIENTO CARDALES

El pozo de bajo rendimiento de Cardales empezó produciendo 58,3 BOPD, que con una declinación de 1,81 nominal mensual, llegara a producir 163.723 BBLS (EUR) en aproximadamente 21 años, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Tabla 87. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de bajo rendimiento Cardales.

INDICADORES FINANCIEROS A 21 AÑOS			
TIO	11%	TIR	-2,4%
VPI (USD)	3.088.038	TVR	-4,1%
VPE (USD)	-5.113.916	Tiempo de repago (Años)	0
VPN (USD)	-2.025.878	Relación beneficio/costo (USD)	0,60

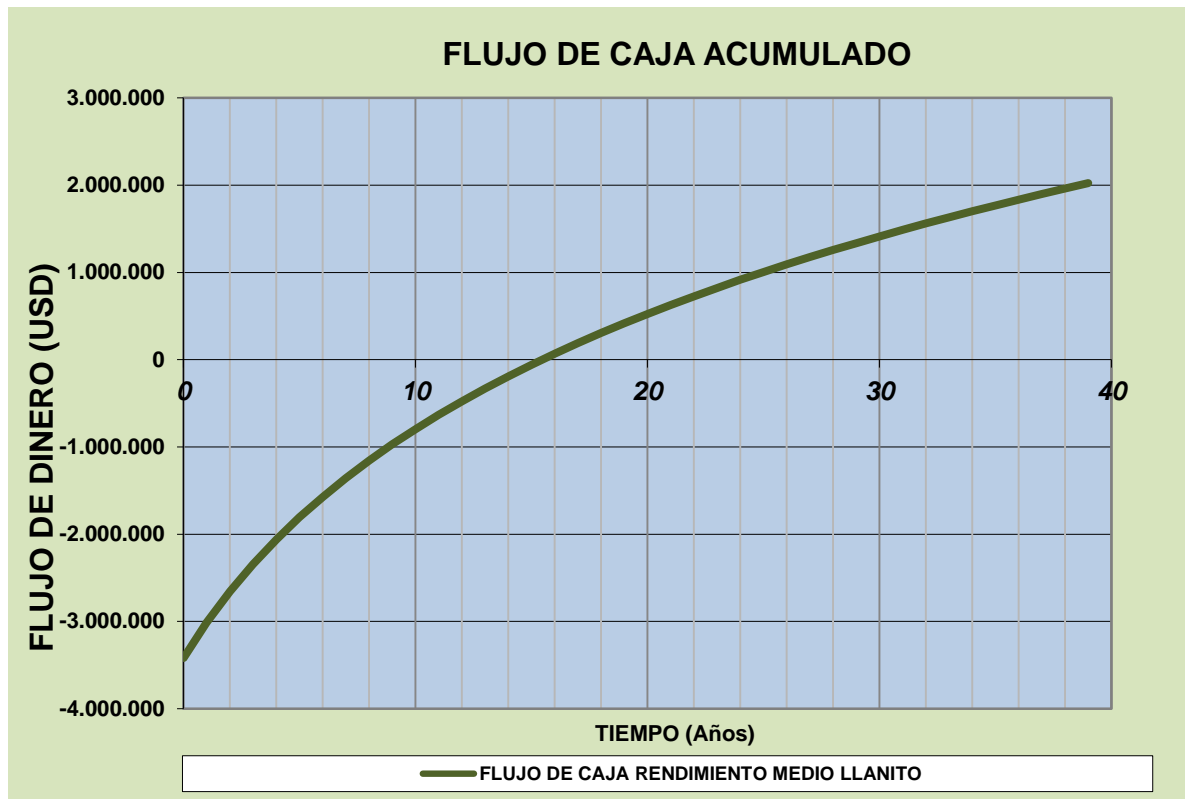
Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Cardales, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 42,1% de los pozos perforados desde el año 2004 en Cardales) el proyecto sería en definitiva un fracaso y nunca conseguiría siquiera pagarse.

9.4. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO LLANITO

El pozo de rendimiento medio de Llanito empezó produciendo 73,3 BOPD, que con una declinación de 1,35 nominal mensual, llegara a producir 317.951 BBLS (EUR) en aproximadamente 38 años, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 81. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Llanito.



Fuente. El autor

Tabla 88. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Llanito.

INDICADORES FINANCIEROS A 38 AÑOS			
TIO	11%	TIR	3,9%
VPI (USD)	4.519.183	TVR	-0,6%
VPE (USD)	-5.899.831	Tiempo de repago (Años)	16
VPN (USD)	-1.380.648	Relación beneficio/costo (USD)	0,77

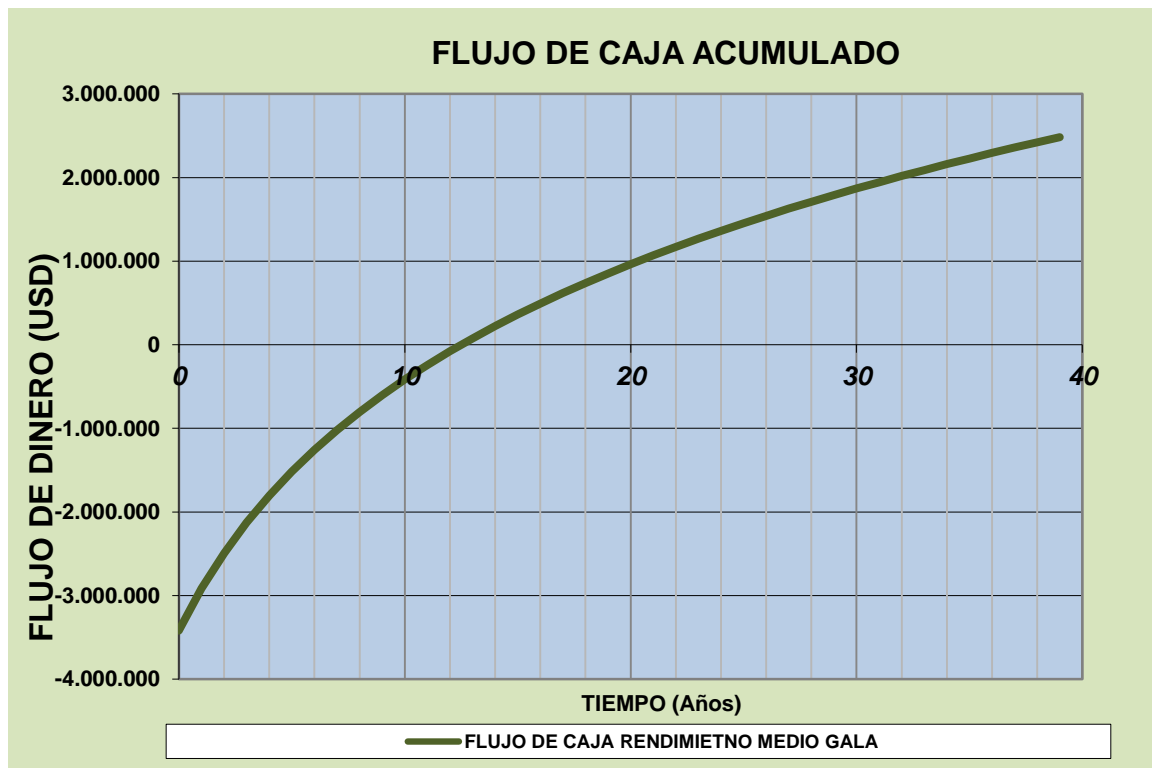
Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Llanito, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 33,3% de los pozos perforados desde el año 2004 en Llanito), el proyecto seguiría siendo inviable y solo conseguiría pagarse 16 años después.

9.5. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO GALA

El pozo de rendimiento medio de Gala empezó produciendo 93,3 BOPD, que con una declinación de 1,77 nominal mensual, llegara a producir 345.623 BBLs (EUR) en aproximadamente 38 años y 2 meses, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 82. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Gala.



Fuente. El autor

Tabla 89. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Gala.

INDICADORES FINANCIEROS A 39 AÑOS			
TIO	11%	TIR	5,2%
VPI (USD)	5.149.324	TVR	-0,4%
VPE (USD)	-6.245.874	Tiempo de repago (Años)	13
VPN (USD)	-1.096.550	Relación beneficio/costo (USD)	0,82

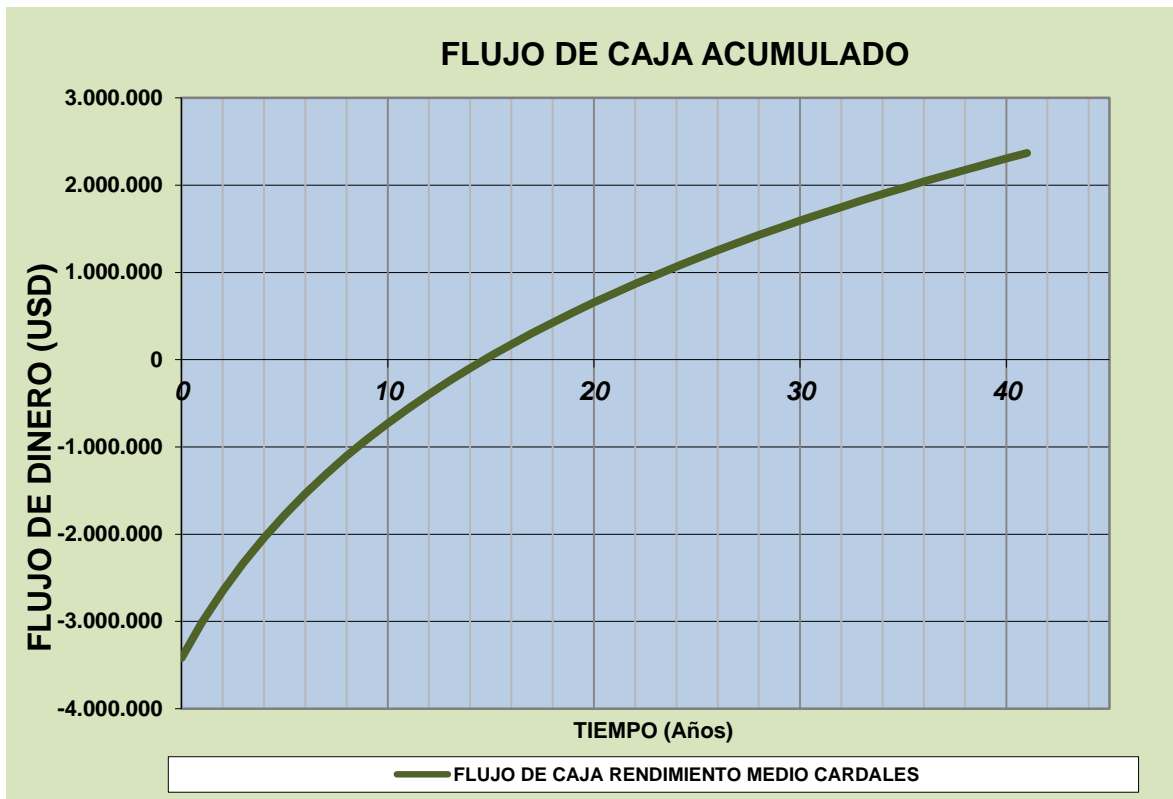
Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Gala, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 10,5% de los pozos perforados desde el año 2004 en Gala), el proyecto seguiría siendo inviable económicamente y solo conseguiría pagarse 13 años después.

9.6. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO MEDIO CARDALES

El pozo de rendimiento medio de Cardales empezó produciendo 73,3 BOPD, que con una declinación de 1,26 nominal mensual, llegara a producir 339.016 BBLS (EUR) en aproximadamente 40 años y 4 meses, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 83. Flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Cardales.



Fuente. El autor

Tabla 90. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento medio Cardales.

INDICADORES FINANCIEROS A 41 AÑOS			
TIO	11%	TIR	4,4%
VPI (USD)	4.647.659	TVR	-0,5%
VPE (USD)	-5.970.384	Tiempo de repago (Años)	15
VPN (USD)	-1.322.725	Relación beneficio/costo (USD)	0,78

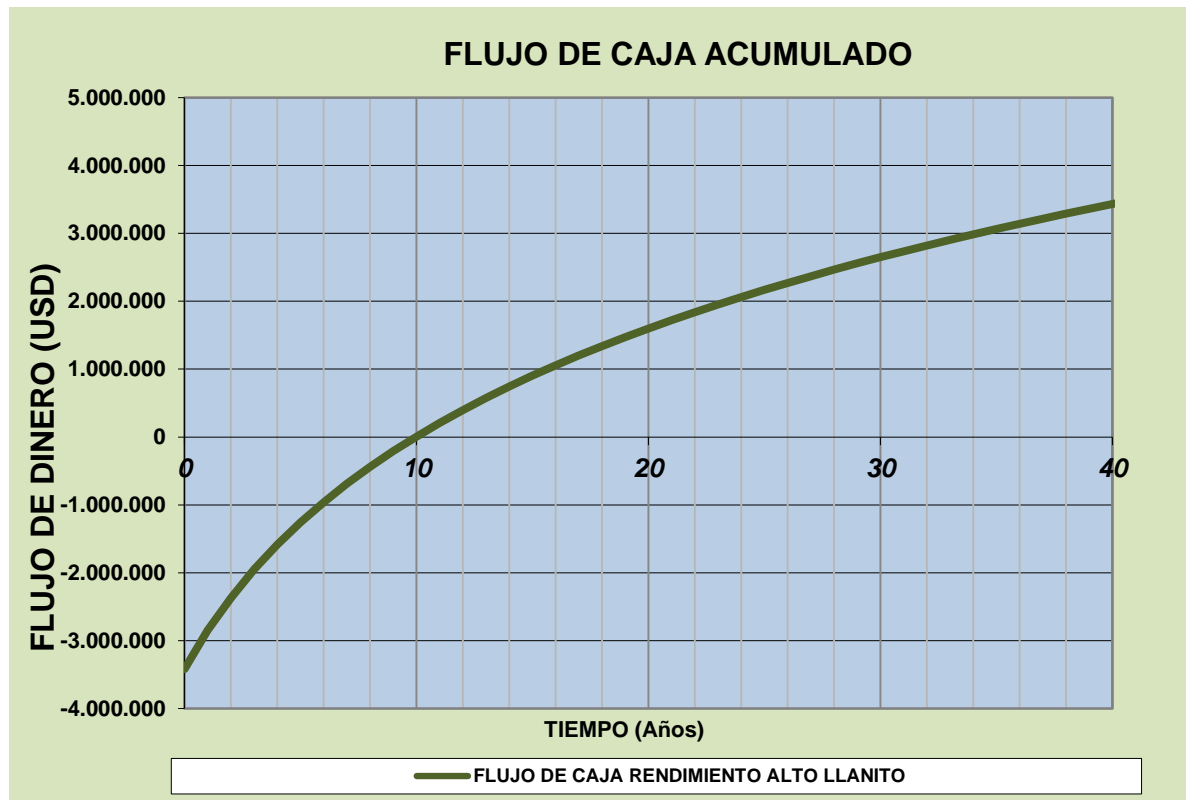
Fuente. El autor

En la tabla destaca un valor presente neto negativo y una relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Cardales, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 36,8% de los pozos perforados desde el año 2004 en Cardales), el proyecto seguiría siendo inviable económicamente y solo conseguiría pagarse 15 años después.

9.7. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO LLANITO

El pozo de rendimiento alto de Llanito empezó produciendo 105 BOPD, que con una declinación de 1,71 nominal mensual, llegara a producir 427.656 BBLs (EUR) en aproximadamente 46 años, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 84. Flujo de caja para el pozo de alto rendimiento Llanito.



Fuente. El autor

Tabla 91. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Llanito.

INDICADORES FINANCIEROS A 46 AÑOS			
TIO	11%	TIR	7,0%
VPI (USD)	5.890.795	TVR	-0,3%
VPE (USD)	-6.653.054	Tiempo de repago (Años)	10
VPN (USD)	-762.259	Relación beneficio/costo (USD)	0,89

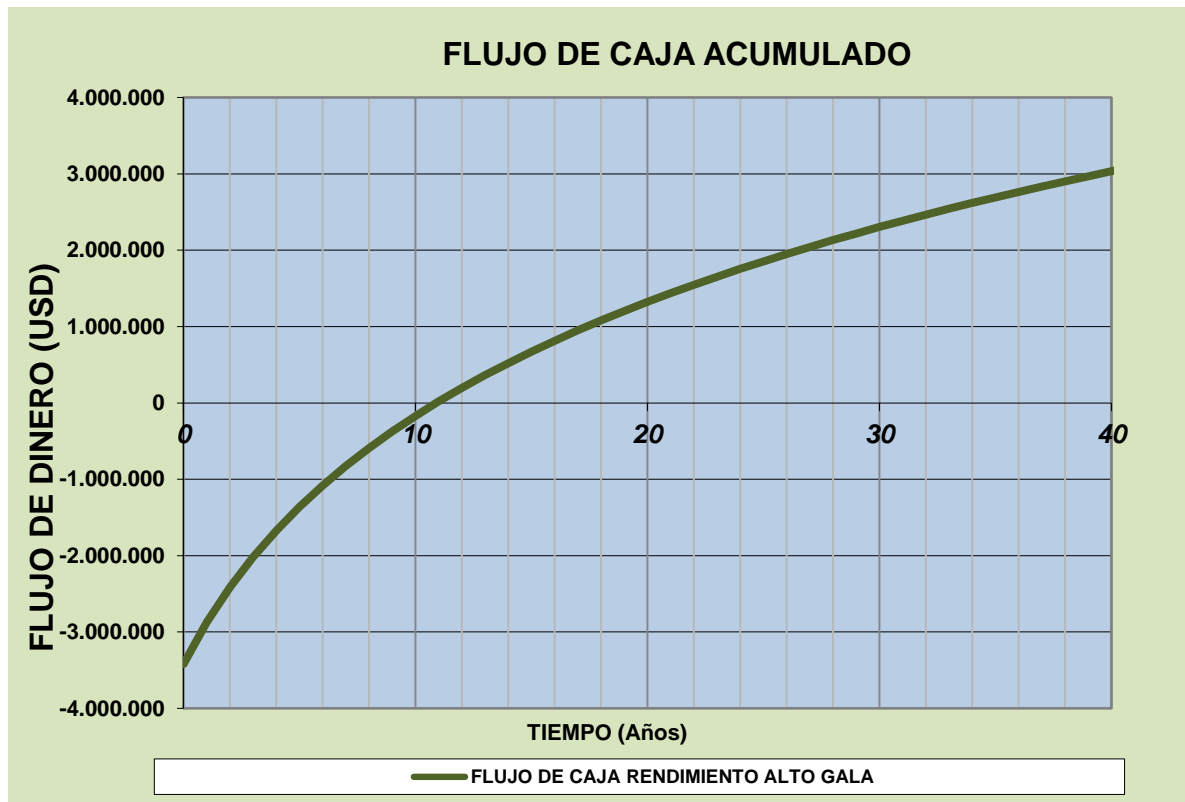
Fuente. El autor

Aun en los resultados obtenidos del pozo con mejor rendimiento en este Campo, el valor presente neto sigue siendo negativo y la relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Llanito, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 15,2% de los pozos perforados desde el año 2004 en Llanito), el proyecto seguiría siendo inviable y solo conseguiría pagarse 10 años después.

9.8. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO GALA

El pozo de rendimiento alto de Gala empezó produciendo 101 BOPD, que con una declinación de 1,77 nominal mensual, llegara a producir 393.968 BBLs (EUR) en aproximadamente 43 años y 6 meses, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 85. Flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Gala.



Fuente. El autor

Tabla 92. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Gala.

INDICADORES FINANCIEROS A 44 AÑOS			
TIO	11%	TIR	6,3%
VPI (USD)	5.581.105	TVR	-0,3%
VPE (USD)	-6.482.987	Tiempo de repago (Años)	11
VPN (USD)	-901.882	Relación beneficio/costo (USD)	0,86

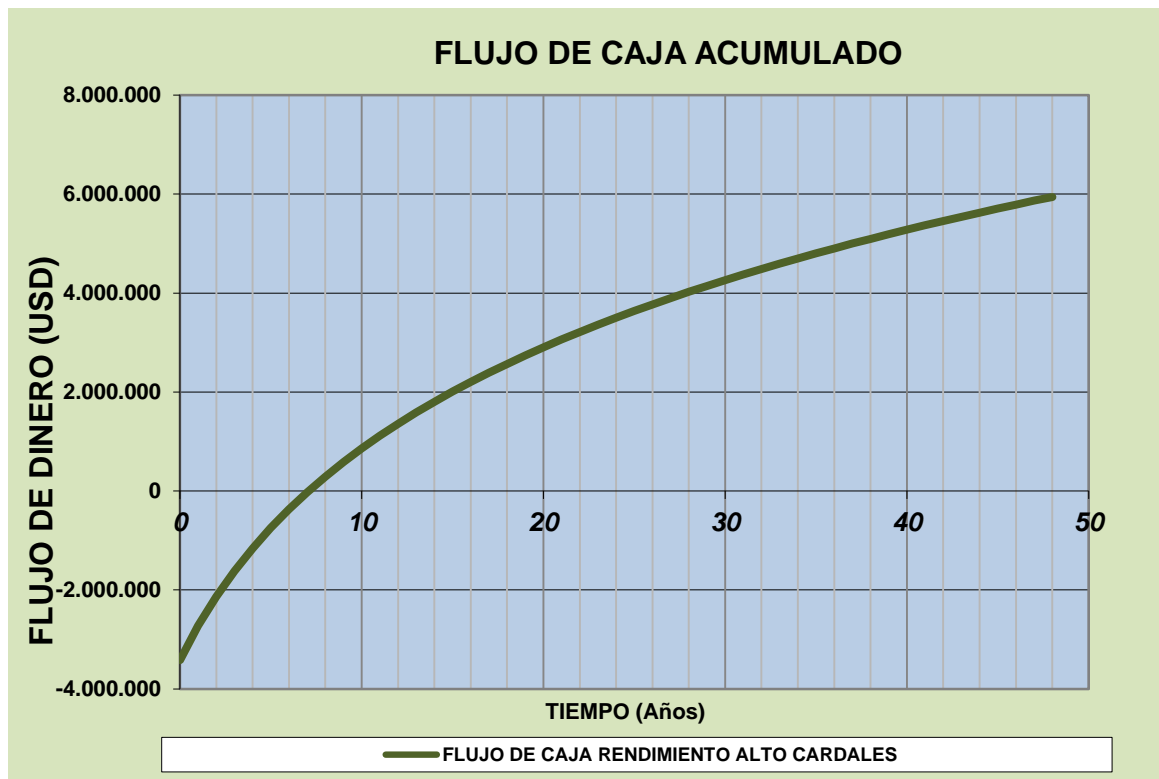
Fuente. El autor

Aun en los resultados obtenidos del pozo con mejor rendimiento en este Campo, el valor presente neto sigue siendo negativo y la relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Llanito, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 21,1% de los pozos perforados desde el año 2004 en Gala), el proyecto seguiría siendo inviable y solo conseguiría pagarse 11 años después.

9.9. FLUJO DE CAJA DEL POZO DE RENDIMIENTO ALTO CARDALES

El pozo de rendimiento alto de Cardales empezó produciendo 105 BOPD, que con una declinación de 1,71 nominal mensual, llegara a producir 427.656 BBLs (EUR) en aproximadamente 46 años, lo que para efectos de este estudio se considera como la vida productiva del pozo.

Figura 86. Flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Cardales.



Fuente. El autor

Tabla 93. Datos obtenidos del flujo de caja para el pozo de rendimiento alto Cardales.

INDICADORES FINANCIEROS A 46 AÑOS			
TIO	11%	TIR	10,5%
VPI (USD)	7.365.675	TVR	0,0%
VPE (USD)	-7.462.986	Tiempo de repago (Años)	8
VPN (USD)	-97.311	Relación beneficio/costo (USD)	0,99

Fuente. El autor

Incluso en los resultados obtenidos del pozo con mejor rendimiento en este Campo, el valor presente neto sigue siendo negativo y la relación beneficio costo inferior a uno. Si se perfora hoy un pozo en Llanito, y este muestra las características del pozo ejemplo (características que representan al 21,1% de los pozos perforados desde el año 2004 en Cardales), el proyecto seguiría siendo inviable y solo conseguiría pagarse 8 años después.

Teniendo en cuenta que la relación beneficio costo que exige Ecopetrol para dar el aval a realización de un proyecto cualquiera, es mínimo del 1,3, queda claro que con el costo actual del crudo (45 USD aprox.), y la baja productividad de los pozos perforados últimamente en estos campos la viabilidad del proyecto se ve reducida a cero.

10. CONCLUSIONES

Los pronósticos de BSW, producción inicial y producción acumulada, fueron considerablemente optimistas en relación a la realidad, por lo anterior las eficiencias de recobro son muy bajas.

Los resultados de las campañas de perforación están fuertemente influenciados por factores negativos como la declinación acelerada de la producción de crudo, el aumento apresurado de la producción de agua y el anticipado abandono de pozos.

La mejor campaña de perforación, sin lugar a duda es la del 2007, en ocho años ha producido el 68% de las reservas de crudo pronosticadas, con un total de 2,28 MBLS producidos, una producción actual de 524 BOPD y el BSW promedio actual más bajo de las 7 campañas de perforación 33%.

En cuanto a los análisis estadísticos de los tiempos de perforación, todos los campos obtuvieron una mediana menor a la media, lo anterior indica que la distribución de los datos presenta un sesgo hacia valores más pequeños, es decir, no hay una distribución simétrica con respecto a la media. En otras palabras los promedios de los tiempos de perforación estuvieron afectados por pozos problemas que gastaron tiempos exorbitantes perforándose.

De acuerdo a los resultados, ninguno de los campos estudiados podría cumplir con las expectativas de la nueva campaña, en cuanto a la duración de la perforación. La certidumbre de que un pozo sea perforado en 360 horas, como se planea, en ninguno de los casos supera el 4%.

En general las actividades que generan mayor distorsión en el estudio estadístico de tiempos de perforación son; la perforación y el revestimiento de la segunda

sección, el reacondicionamiento del hueco y la toma de puntos de presión, por lo tanto deben ser las actividades en las que se centren los estudios para determinar causas y acciones de mejora.

La cantidad de pozos de rendimiento bajo en cada campo, supera el 40% del total de pozos perforados.

Respecto a los análisis económicos los resultados fueron desastrosos, ni siquiera si todos los pozos de la próxima campaña, entraran dentro de la denominación de pozos de alto rendimiento, el VPN llegaría ser positivo, la relación beneficio/costo mayor a uno o el tiempo de repago menor a 8 años.

Realizar una campaña de perforación con el precio actual del crudo, las deficiencias en transporte y facilidades de superficie de estos campos, la baja productividad de los pozos asociados, el alto porcentaje de BSW, los costos de perforación y completamiento planeados, y utilizando las mismas tecnologías de perforación que en las campañas pasadas, sería desde todo punto de vista inviable.

11. RECOMENDACIONES

A fin de poder ejercer un trabajo completo en el análisis de las campañas de perforación de los campos Llanito – Gala – Cardales, se presentan las siguientes recomendaciones:

Analizar a fondo las causas de las fallas que generan mayor distorsión en el estudio estadístico, tanto de datos de producción como de datos operacionales.

Implementar nuevas tecnologías durante la perforación, estas tecnologías podrían poner a disposición avances científico-técnicos que facilitarían y/o acelerarían el proceso de perforación de un pozo.

Hacer ejercicios de benchmarking sería de gran ayuda, principalmente para interiorizar conocimientos acerca de las mejores prácticas, y comparar costos operativos, lo anterior tomando como punto de referencia campos análogos.

Implementar estudios de yacimientos como análisis de facies y/o mejorar el modelo estático del campo, todo esto para mejorar la probabilidad de perforar pozos de alto rendimiento.

La perforación de pozos infill en el desarrollo de un campo es muy valiosa, pero para campos tan maduros, se haría necesario acompañarla de proyectos más integrales, como la inyección de agua o el mejoramiento de las facilidades de superficie, algo como un contrato de construcción a todo nivel, que permita reducir costos y maximizar las utilidades.

Crear diferentes esquemas contractuales, para que las empresas de perforación que liciten no sean limitadas, de esta manera se incentivaría la competencia y posiblemente se generaría una disminución de precios.

BIBLIOGRAFÍA

ASURZA, Herminia, Glosario Básico de Términos Estadísticos. Lima: Centro de Investigación y Desarrollo, Mayo 2006

Br. Rivas J, Jormi M, Evaluación Estadística de las Actividades no Productivas y sus Tiempos Asociados en las Operaciones de Perforación en las Áreas San Tomé, Punta de Mata, Anaco y Maturín, Trabajo Especial de Grado, Venezuela: Universidad Central de Venezuela

ECOPETROL S.A, Informe Ejecutivo Semestral del Primer Semestre 2014, Barrancabermeja: Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares, Agosto 2014 ^[3]

ECOPETROL S.A, Informe Integrado de Yacimientos Campos Llanito-Gala. Bogotá: Departamento de Yacimientos y Producción, Octubre 2003

ECOPETROL S.A, Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, Capítulo 10, Agua y Sedimento, Bogotá: Departamento de Medición y Contabilización, Abril 2010

Energy Information Administration (EIA). AEO2014 Early release overview. [en línea] (2014). http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_production.cfm [citado el 18 de noviembre de 2014]

ESPINOSA Carlos, SERNA Aureliano, La Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos en Colombia. Bogotá: Contraloría Delegada Sector Minas y Energía, Diciembre 2012

MÁRQUEZ Diana, CASTILLO Camilo, Manual para el Cálculo de Costos de

Operaciones de Perforación de Pozos Petrolíferos, Trabajo de Grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander

MORALES Ariadna; Optimización de los Tiempos de Perforación de un Pozo de Desarrollo mediante el Análisis de Pozos de Correlación, Informe de Trabajo Profesional, México: Universidad Nacional Autónoma de México ^[1]

OILFIELD REVIEW, Matt. Un Giro a la Derecha: Una visión General de las Operaciones de Perforación, Vol. 23 ^[4]

PUERTA Maribel, RAMOS Hernán, Justificación de la Perforación Campo Llanito – Gala – Cardales, Bogotá: Ecopetrol S.A., Abril 2012

PUERTA Maribel, RAMOS Hernán, Justificación de la Perforación de los Pozos Gala – Cardales, Bogotá: Ecopetrol S.A., Octubre 2009

SECRETARIA DE ENERGÍA, Glosario de Términos Petroleros, Estados Unidos Mexicanos, 2013

ZAPATA Iván; Evaluación de Tiempos Productivos e Improductivos en las Operaciones de los Taladros o Cabrias de RA/RC de la empresa San Antonio Internacional durante los años 2009 – 2010, Tesis de Pregrado, Venezuela: Universidad de Oriente ^[2]