

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL RESULTADO DE
LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL DESARROLLO DEL
ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

**JANICE CABEZA MANTILLA
SANDRA CATALINA PUELLO RUGELES**

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

2011

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL RESULTADO DE
LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL DESARROLLO DEL
ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

**JANICE CABEZA MANTILLA
SANDRA CATALINA PUELLO RUGELES**

Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director
JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director
EDWINDER BOLAÑOS RODRÍGUEZ.
Ingeniero de Petróleos**

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

2011

DEDICATORIA

*A Dios porque le debo la existencia.
A mi familia por creer en mí, en mis sueños y metas.
A mis amigos por todo el apoyo que me han brindado.*

Sandra Catalina Puello Rugeles.

DEDICATORIA

*A Dios que me ama y me bendice cada día.
A mis padres por que sin ellos no estaría en este punto, por
su confianza, amor e incondicionalidad
A mi familia por creer en mí
A mis amigos de la universidad por ser parte de este primer
paso
Y a todos los demás por estar en los buenos y malos
momentos.*

Janíce Cabeza Mantilla

AGRADECIMIENTOS

*Especialmente a nuestro Director, Jorge Andrés Sáchica Ávila
por la colaboración prestada para la realización de este
proyecto.*

*De igual manera a nuestro codirector Edwinder Bolaños
Rodríguez por el tiempo, los valiosos aportes y
recomendaciones.*

*A nuestros calificadores por la asesoría prestada, y de
alguna u otra manera las personas que hicieron parte de
nuestro proyecto.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	25
1. GENERALIDADES DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	27
1.1. TRATAMIENTO ÁCIDO	29
1.1.1 Clasificación de las estimulaciones acidas.	29
1.1.2. Requisitos de los ácidos.	32
1.1.3. Tipos de ácidos empleados en la acidificación de pozos	32
1.2. TRATAMIENTO ÓRGANICO	34
1.2.1. Surfactantes.....	34
1.2.1.1 Requerimientos de un buen surfactante	36
1.2.1.2 Mezcla de surfactantes	37
1.2.1.3. Problemas que pueden ser tratados con surfactantes.....	37
1.2.2 Solventes.	40
1.2.3 Secuestrantes de hierro	42
1.2.4. Inhibidores de corrosión.	43
1.2.5. Agentes anti-sedimentos.....	44
1.2.5. Inhibidores de parafinas.	45
1.3.1. Descripción de la tecnología.	47
1.3.2. Descripción de los equipos.	47
1.3.3. Comparación de la estimulación sónica con otras tecnologías utilizadas. ..	48
1.4. INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO	48
1.4.1. Efectos del CO ₂ en inyección	49
1.4.2 Miscibilidad y mecanismos de desplazamiento.	51
1.5. MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA	56
1.5.1 Tipos de polímeros	56
1.5.2 Descripción del proceso.....	57

1.5.3 Flujo de Polímero en el medio poroso	58
1.5.4. Parámetros de diseño y operación	59
1.6. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	59
1.6.1 Cuando Fracturar.....	60
1.6.2. Posibles Candidatos para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.	61
1.6.3. Procedimiento generalizado del fracturamiento hidráulico	62
1.6.4. Modelamiento.	63
 2. TRABAJOS DE ESTIMULACION REALIZADOS EN EL ACTIVO LLANITO ...	65
2.1. FUENTE DE INFORMACION	65
2.2. RECOPIACION DE LA INFORMACION	65
2.3. PRESENTACION DE CUADROS DE INFORMACION Y CARACTERISTICAS	66
 3. ANALISIS TECNICO DE LOS RESULTADOS DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL ACTIVO LLANITO	71
3.1. ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN EL CAMPO LLANITO.....	71
3.3. ESTIMULACION SONICA EN EL CAMPO LLANITO	108
3.3.1. Descripción de la tecnología	109
3.4. ESTIMULACIONES CON INYECCION CICLICA DE CO2 EN EL ACTIVO LLANITO	113
3.4.1. Parámetros para la selección de pozos estimulados.	113
3.4.2. Inyección cíclica de CO2 en el Campo Galán.....	114
3.5. ESTIMULACIONES MEDIANTE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA	144
3.5.1. Modificadores de permeabilidad relativa en el Campo Gala.	145
3.5.2. Modificadores de permeabilidad relativa en el Campo Llanito.	152
3.6. ESTIMULACIONES MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	158
3.6.1 Análisis de pozos con producción previa al fracturamiento.....	160

3.6.2. Análisis de pozos con fracturamiento durante el completamiento.	178
3.6.3 Análisis de pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.	190
3.6.4 Análisis de pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción.. ...	208
 4. CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA	209
4.1 BALANCE DE FLUJO DE CAJA.....	209
4.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	210
4.2.1 Valor presente neto.....	210
4.2.2 Tasa interna de retorno.	210
4.2.3 Relación costo beneficio.	211
4.2.4 Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.	211
 5. ANALISIS ECONOMICO DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL ACTIVO LLANITO	212
5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA.....	214
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA.	221
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN SÓNICA.	228
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE INYECCIÓN CÍCLICA CE CO2.	231
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	236
5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.	241
 6. CONCLUSIONES	261

RECOMENDACIONES264

BIBLIOGRAFIA..... 267

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Lista de Pozos analizados	67
Tabla 2. Sistemas Orgánicos efectivos.	107
Tabla 3. Resumen del piloto de inyección de CO ₂ en Galán	136
Tabla 4. Resumen de Producción, Llanito 108.	141
Tabla 5. Resumen inyección de CO ₂ ECOPETROL S.A.	143
Tabla 6. Composición <i>AquaCon</i>	144
Tabla 7. Estimado de producción de la aplicación del RPM, Gala 1Norte.	149
Tabla 8. Estimado de producción de la aplicación del RPM, Gala 1Norte..	190
Tabla 9. Costos estándar movilización de Equipos. Estimulación ácida.....	214
Tabla 10. Servicios de operación. Estimulación ácida.	214
Tabla 11. Costos de personal operativo. Estimulación ácida.....	214
Tabla 12. Costos de materiales para el tratamiento ácido.	215
Tabla13. Inversión de la campaña de estimulación ácida.....	215
Tabla 14. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Estimulación ácida.	216
Tabla 15. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Estimulación ácida.	218
Tabla 16. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de Estimulación ácida.	220
Tabla 17. Costos de Equipo de bombeo, campaña de Estimulación orgánica. ..	221
Tabla 18. Costos de Equipos para el tratamiento, campaña de Estimulación orgánica.	222
Tabla 19. Materiales para la campaña de Estimulación orgánica.	222
Tabla 20. Costos de materiales para el tratamiento orgánico.	222
Tabla 21. Valores promedio de inversión, campaña de estimulación orgánica.	223
Tabla 22. Inversión de la campaña de estimulación orgánica.	224

Tabla 23. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de estimulación orgánica.	224
Tabla 24. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de estimulación orgánica.	226
Tabla 25. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de estimulación orgánica.	228
Tabla 26. Costos del servicio estimulación sónica.	229
Tabla 27. Costos equipo estimulación sónica.	229
Tabla 28. Inversión de la estimulación Sónica.	230
Tabla 29. Inversión de la campaña de inyección cíclica de CO2	231
Tabla 30. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Inyección cíclica de CO2.	232
Tabla 31. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Inyección cíclica de CO2.	234
Tabla 32. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de inyección cíclica de CO2.	236
Tabla 33. Costos estándar movilización de Equipos.RPM	237
Tabla 34. Cargo básico de Equipos.RPM	237
Tabla 35. Servicios de operación.RPM	237
Tabla 36. Costos de materiales.RPM	238
Tabla 37. Costos de Modificadores de Permeabilidad.	238
Tabla 38. Costos de operación del campo.RPM.	239
Tabla 39. Inversión de la campaña de RPM.	239
Tabla 40. Costos estándar movilización de Equipos. Fracturamiento hidráulico.	241
Tabla 41. Cargo básico de Equipos. Fracturamiento hidráulico.	242
Tabla 42. Servicios de operación. Fracturamiento hidráulico.	242
Tabla 43. Costos variables del Fracturamiento Hidráulico.	243
Tabla 44. Costos totales de operación. Fracturamiento hidráulico.	243
Tabla 45. Tarifas de equipos. Fracturamiento hidráulico.	244
Tabla 46. Pérdidas totales por producción diferida. Fracturamiento hidráulico.	245

Tabla 47. Costos totales de la campaña de fracturamiento hidráulico.	247
Tabla 48. Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico en el campo Llanito, Gala, Galán.	248
Tabla 49. Inversión de la campaña de fracturamientos.	249
Tabla 50. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Fracturamiento.	250
Tabla 51. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Fracturamiento.	252
Tabla 52. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de Fracturamiento.	253
Tabla 53. Resultados técnico-económico. Estimulación ácida.	255
Tabla 54. Resultados técnico-económico. Estimulación orgánica.	256
Tabla 55. Resultados técnico-económico. Estimulación sónica.	256
Tabla 56. Resultados técnico-económico. Fracturamiento hidráulico	257
Tabla 57. Resultados técnico-económico. RPM	258
Tabla 58. Resultados técnico-económico. Inyección CO2	259
Tabla 59. Resumen de los resultados técnico-económicos de las campañas de estimulación realizadas en el Activo Llanito	260

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Clasificación de las estimulaciones trabajadas en el Activo Llanito.	27
Gráfica 2. Estimulación ácida.....	29
Gráfica 3. Proceso de estimulación orgánica.	46
Gráfica 4. Reducción de la viscosidad con CO2 del Campo Galán.	51
Gráfica 5. Esquema de inyección continua de polímero.	57
Gráfica 6. Fracturamiento Hidráulico.	64
Gráfica 7. Curva de producción de fluidos, Llanito 29	75
Gráfica 8. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 29.	76
Gráfica 9. Curva de producción de fluidos, Llanito 37..	78
Gráfica 10. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 37.	79
Gráfica 11. Curva de producción de fluidos, Llanito 94.....	81
Gráfica 12. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 94.	82
Gráfica 13. Curva de producción de fluidos Llanito 1.	84
Gráfica 14. Curva de producción de fluidos, Llanito 4.	86
Gráfica 15. Curva de producción de fluidos, Llanito 28.....	88
Gráfica 16. Curva de producción de fluidos, Llanito 33.	89
Gráfica 17. Curva de producción de fluidos, Llanito 57.	91
Gráfica 18. Curva de producción de fluidos, Llanito 81.....	92
Gráfica 19. Curva de producción de fluidos, Llanito 85.	93
Gráfica 20. Curva de producción de fluidos, Llanito 103.	95
Gráfica 21. Curva de producción de fluidos, Llanito 80.....	100
Gráfica 22. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 80.	101
Gráfica 23. Curva de producción de fluidos, Llanito 4.....	103

Gráfica 24. Tratamiento Orgánico Llanito 120.	104
Gráfica 25. Curva de producción de fluidos, Llanito 120.	105
Gráfica 26. Curva de producción de fluidos, Llanito 111.....	107
Gráfica 27. Curva de producción de fluidos, Llanito 75.	111
Gráfica 28. Curvas de producción de fluidos, Galán 61.	115
Gráfica 29. Tendencia de Declinación antes del ciclo de inyección, Galán 61.	116
Gráfica 30. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Galán 61.	117
Gráfica 31. Tendencia de Declinación después del segundo ciclo de inyección, Galán 61.	118
Gráfica 32. Curvas de producción de fluidos, Galán 49.	120
Gráfica 33. Tendencia de Declinación antes del ciclo de inyección, Galán 49.	121
Gráfica 34. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Galán 49.	122
Gráfica 35. Tendencia de Declinación después del segundo ciclo de inyección, Galán 49.	123
Gráfica 36. Curvas de producción de fluidos, Galán 35.....	124
Gráfica 37. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 35	125
Gráfica 38. Curvas de producción de fluidos, Galán 45.	126
Gráfica 39. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 45....	127
Gráfica 40. Tendencia de declinacion después del ciclo de inyeccion, Galán 45	128
Gráfica 41. Curvas de producción de fluidos, Galán 9.	129
Gráfica 42. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 9.	130
Gráfica 43. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 9.	131
Gráfica 44. Curvas de producción de fluidos, Galán 11.	132
Gráfica 45. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 11.	133
Gráfica 46. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 11	134

Gráfica 47. Curvas de producción de fluidos, Galán 117.	135
Gráfica 48. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 17 de 2008.	138
Gráfica 49. Curvas de producción de fluidos, Llanito 108.	139
Gráfica 50. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Llanito 108.	140
Gráfica 51. Curva IPR, Llanito 108	141
Gráfica 52. Comportamiento de un RPM en presencia de agua y en presencia de aceite.	145
Gráfica 53. Curva de producción de fluidos, Gala 1Norte.	146
Gráfica 54. BSW, WOR y GOR, Gala 1 Norte.	147
Gráfica 55. Variables de producción, Gala 1Norte.	148
Gráfica 56. IPR, Gala 1Norte.	151
Gráfica 57. Curvas de producción de fluidos, Llanito 98.	152
Gráfica 58. BSW, WOR y GOR, Llanito 98.	153
Gráfica 59. Variables de producción, Llanito 98.....	154
Gráfica 60. IPR, Llanito 98.....	155
Gráfica 61. Comportamiento de producción de fluidos, Llanito 93.	156
Gráfica 62. BSW, WOR y GOR, Llanito 93.	157
Gráfica 63. Variables de producción, Llanito 93.	157
Gráfica 64. IPR, Llanito 93.....	158
Gráfica 65. Metodología de Ecopetrol para la selección de pozos candidatos a estimular.	159
Gráfica 66. Curva de Nivel de Líquido y la Profundidad de la bomba versus tiempo.	161
Gráfica 67. Curva de producción de fluidos, Cardales 1.	162
Gráfica 68. IPR pozo Cardales 1.	163
Gráfica 69. Cura de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 3.	165
Gráfica 70. Curva de producción de fluidos, Cardales 13.....	166
Gráfica 71. IPR pozo, Cardales 3.	167

Gráfica 72. Curva Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba vs tiempo, Llanito 97.	168
Gráfica 73. Curva de producción de fluidos, Llanito 97.	169
Gráfica 74. IPR pozo, Llanito 97.	170
Gráfica 75. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 11.	171
Gráfica 76. Curva de producción de fluidos, Gala 11.	172
Gráfica 77. IPR pozo. Gala 11.	173
Gráfica 78. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Yuma 1.	175
Gráfica 79. Curva de producción de fluidos, Yuma 1.	176
Gráfica 80. IPR, Yuma 1.	177
Gráfica 81. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 112.	179
Gráfica 82. Curva de producción de fluidos, Llanito 112.	180
Gráfica 83. IPR, Llanito 112.	181
Gráfica 84. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 114.	182
Gráfica 85. Curva de producción de fluidos, Llanito 114.	183
Gráfica 86. IPR, Llanito 114.	184
Gráfica 87. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 115.	185
Gráfica 88. Curva de producción de fluidos, Llanito 115.	186
Gráfica 89. IPR, Llanito 115.	187
Gráfica 90. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 116.	188
Gráfica 91. Curva de producción, Llanito 116.	189
Gráfica 92. IPR, Llanito 116.	190
Gráfica 93. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 1 Norte.	193

Gráfica 94. Curva de producción, Cardales1 Norte.	194
Gráfica 95. IPR, Cardales 1 Norte.	195
Gráfica 96. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 130.....	196
Gráfica 97. Curva de producción, Llanito 130.	197
Gráfica 98. IPR, Llanito 130.	198
Gráfica 99. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 133.	200
Gráfica 100. Curva de producción, Galán 133.	201
Gráfica 101. IPR, Galán 133.....	202
Gráfica 102. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 137.	203
Gráfica 103. Curva de producción, Llanito 137.	204
Gráfica 104. IPR, Galán 137.	205
Gráfica 105. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 9.	206
Gráfica 106. Curva de producción, Gala 9.	207
Gráfica 107. IPR, Gala 9.	208
Gráfica 108. Producción incremental versus producción básica, campaña de estimulación ácida.	217
Gráfica 109. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de Estimulación ácida.	219
Gráfica 110. Producción incremental versus producción básica, campaña de estimulación orgánica.	225
Gráfica 111. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de estimulación orgánica.	227
Gráfica. 112. Producción incremental versus producción básica, campaña de Inyección cíclica de CO2.	233
Gráfica. 113. Relación Costo/beneficio versus tiempo., campaña de Inyección cíclica de CO2	235

Gráfica 114. Producción incremental versus producción básica, campaña de Fracturamiento.	251
Gráfica 115. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de Fracturamiento.....	253

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL RESULTADO DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL DESARROLLO DEL ACTIVO LLANITO DE ECOPETROL S.A*¹

**AUTORES: PUELLO RUEGELES Sandra Catalina
CABEZA MANTILLA Janice.****

PALABRAS CLAVE: estimulación, acidificación, solvente, fracturamiento hidráulico, RPM, producción, índice económico.

El activo Llanito ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia, desde 1960 ha sido estimulado por tratamientos ácidos, orgánicos, sónicos, mediante inyección de CO₂, Modificadores de Permeabilidad Relativa y fracturamientos hidráulicos. Sin embargo solo algunos de estos trabajos de estimulación han sido exitosos técnica y económicamente permitiendo aumentar la productividad de los pozos.

En este proyecto se presentan inicialmente las generalidades del Activo Llanito y de las técnicas de estimulación mencionadas. De esta manera se procede a realizar una evaluación pozo a pozo en orden cronológico de cada una de las estimulaciones trabajadas mediante un análisis técnico, donde se revisan trabajos operacionales realizados antes, durante y después de cada tratamiento, y así mismo se analiza el comportamiento de la producción, el índice de declinación y el índice de productividad. De acuerdo a este análisis se determina la producción incremental debido a la estimulación para realizar un análisis económico donde se plantean tres escenarios para la recuperación de la inversión en diferentes periodos de tiempo.

Finalmente, después de analizar y evaluar el efecto de cada campaña de estimulación, este proyecto se convierte en una herramienta de criterio técnico, operacional y financiero a la hora de tomar decisiones futuras que conlleven a operaciones de estimulaciones rentables y exitosas en el campo Llanito.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de Petróleos,
Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila. Co-director Edwinder Bolaños Rodríguez

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC EVALUATION OF THE RESULT OBTAINED FROM THE STIMULATION TECHNIQUES MADE DURING LLANITO FIELD'S DEVELOPMENT*

**AUTORS: PUELLO RUEGELES Sandra Catalina
CABEZA MANTILLA Janice.****

KEYWORDS: stimulation technique, hydraulic fracturing, rpm, economic index, solvent, acidification, production

Llanito Field is located in the Middle Magdalena Basin, Colombia. Since 1960 it has been stimulated by techniques such as acid, organic, and sonic treatments, "huff and puff" injection of CO₂, Relative Permeability Modifiers (RPM's) and hydraulic fracturing. Some of these stimulation techniques have been technical and economic successfully, letting increase the productivity of the wells during all these years.

In this work initially are presented some basic information about Llanito field, and the stimulations techniques early mentioned. Then an evaluation of the stimulation techniques is made for each well in chronologic order with a technical analysis where we review operational works made before, during and after the stimulation treatment, also in the same way, an interpretation of the production behavior, productivity and declination index is made. All this has been done in order to determinate total incremental production own to the stimulation treatment, to make an economic analysis where it is proposed three stages to recover the investment in different periods of time .

Finally, based on the technical economic evaluation from each stimulation campaign's effect , this project became into a technical, operational and financier criteria tool, for future decisions that lead to successful stimulations techniques in LLanito Field.

* Degree Project.

** Physical-Chemical engineering Faculty, Petroleum Engineering, Director: Jorge Andrés Sáchica
Á. Co-director Edwinder Bolaños Rodríguez

INTRODUCCION

El objetivo fundamental de la industria petrolera es satisfacer la creciente demanda de hidrocarburos, sin embargo la mayoría de los yacimientos actualmente se encuentran en declive, y no logran obtener su máxima recuperación económica. Debido a esta situación es conveniente trabajar en la optimización de la producción en los campos petroleros, con técnicas de estimulación eficaces que nos garanticen estabilidad y una larga vida productiva.

El activo Llanito de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con campos catalogados como campos maduros de producción de hidrocarburos. A lo largo de su explotación, la cual se ha basado en trabajos de reacondicionamiento como cañoneos adicionales, inyección de agua y limpieza de arenas; ha sido estimulado por varias técnicas que mantienen la vida productiva de cada pozo e incluso algunas muy exitosas han puesto en producción pozos que estuvieron cerrados durante varios años. Desde 1960 se han realizado estimulaciones de tipo ácido, orgánico, sónico, mediante inyección cíclica de CO₂, Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPMs) y fracturamientos hidráulicos; tratamientos que no han sido del todo evaluados con detenimiento para dar un concepto acertado del mejor tipo de estimulación para las diferentes arenas productoras existentes.

La metodología de trabajo en este proyecto se basó en el análisis técnico, operacional y económico de cada uno de los trabajos de estimulación realizados al activo Llanito, determinando la producción incremental debido al tratamiento, analizando su desempeño a través de las historias de los pozos, sus estados mecánicos, curvas de producción, índices de declinación y curvas IPR. Adicionalmente se tuvo en cuenta los eventos realizados antes y durante el tratamiento, tales como intervalos cañoneados, limpieza de arenas, aislamiento de

zonas y otros procedimientos operacionales que pudieron también generar cambios en el comportamiento de la presión o la producción y no permitieron valorar la verdadera efectividad del tratamiento de estimulación.

Finalmente, después de analizar y evaluar el efecto de cada campaña de estimulación, este proyecto se convierte en una herramienta de criterio técnico, operacional y financiero a la hora de tomar decisiones futuras que conlleven a operaciones de estimulaciones rentables y exitosas.

1. GENERALIDADES DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN

Este capítulo se orienta a exponer un marco teórico en forma general con respecto a las diferentes técnicas de estimulación, enfocándose en los tratamientos más empleados en el área del activo Llanito.

Para los campos del activo en mención se trabajaron seis tipos diferentes de estimulaciones las cuales son mostradas en la gráfica 1.

Gráfica 1. Clasificación de las estimulaciones trabajadas en el Activo Llanito.



Fuente: Elaborada los autores.

La estimulación además de mejorar la producción de petróleo de los yacimientos marginales, está adquiriendo cada vez mayor importancia debido al creciente interés en el gas natural, que normalmente se encuentra en las zonas de menor

permeabilidad; incluso en yacimientos con mayores permeabilidades, la estimulación es una forma efectiva de mejorar la producción o acelerar la recuperación, especialmente en periodos de aumento de los precios del petróleo y el gas o cuando la viabilidad económica de un proyecto exige un rápido retorno de la inversión³. La tecnología de la estimulación también se aplica como medida preventiva para evitar o retardar los problemas relacionados con la productividad, como la producción de arena, el movimiento de finos de la formación, y el depósito de incrustaciones y elementos orgánicos⁴.

Existen dos razones primordiales por las cuales se estimula un pozo. Las cuales son: que la permeabilidad original del yacimiento sea baja de tal manera que el pozo no sea económicamente viable y no pueda producir sin métodos de estimulación, o que la región cercana al pozo haya sido dañada y necesite un tratamiento de estimulación para recuperar el daño y restaurar la productividad del pozo. El primer argumento es inevitable; el segundo se puede prevenir no dañando el pozo.

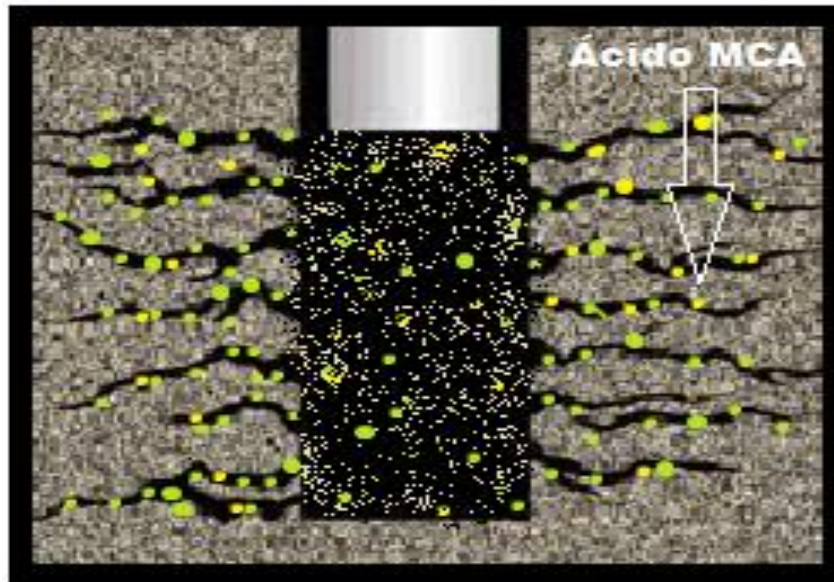
Los diferentes tipos de estimulación se utilizan de acuerdo a las condiciones o necesidades que se tienen, tales como, la mineralogía de las formaciones, el tipo y características de los fluidos que se producen y especialmente el tipo de daño (causas de disminución de productividad o inyectividad), todos estos factores ayudan a determinar el tipo de estimulación que se requiere.

³ AL – QAMI, Ali O. Et-al. De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de estimulación. Oilfield Review. (Primavera 2001); p.44

⁴ Ibid. Citado por: ECONOMIDES, MJ y NOLTE, KG. Reservoir Stimulation. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd, 2000.

1.1. TRATAMIENTO ÁCIDO

Gráfica 2. Estimulación ácida.



Fuente: Elaborada por los autores.

Una de las formas de estimular un pozo consiste en la inyección de un fluido ácido en la formación, este fluido se determina con un estudio previo de las condiciones del pozo.

1.1.1 Clasificación de las estimulaciones ácidas. Existen diferentes clases de estimulación ácida:

- Lavado ácido (areniscas, carbonatos).
- Acidificación Matricial (principalmente areniscas).
- Fracturamiento ácido (carbonatos).
- Bullheading.

Trataremos las siguientes estimulaciones con más detalle, ya que han sido las más trabajadas en el activo Llanito en años anteriores.

- **Lavado ácido.** Usado para limpiar las perforaciones después del cañoneo, se caracteriza por utilizar pequeños volúmenes de ácido, entre 25 y 50 Barriles. Es utilizado comúnmente en pozos con formaciones de carbonato que producen gas. El procedimiento consiste en circular ácido a través de las perforaciones, en cierto instante el bombeo, que se hace por debajo de la presión hidrostática (algunas veces se aplica una pequeña presión), es detenido, y el ácido se deja dentro de la formación. El tiempo de duración del tratamiento no supera una hora, el pozo es inmediatamente puesto en producción después de remover el ácido y los subproductos.
- **Acidificación matricial.** Se utiliza para remover el daño de formación ocasionado por la invasión dentro de la formación por lodos de perforación, migración de arcillas, o hinchamiento de las mismas. Es decir, el objetivo principal de la acidificación matricial es el de disolver el daño de la formación o crear nuevos caminos de flujo de varias pulgadas que se encuentren a uno o dos pies del pozo.

Esta técnica consiste en la inyección de ácido a la formación, en flujo radial, por debajo de la presión de fractura de la formación. Es un tratamiento que ocurre alrededor de la cara del pozo (por los menos 1 metro de roca de diámetro alrededor del pozo es afectada).

Los tratamientos de este tipo solo tienen capacidad para alterar la permeabilidad en una zona de pocas pulgadas alrededor del hueco y se ha encontrado que son efectivos únicamente cuando el pozo está realmente dañado ($s \gg 0$) y la formación tiene permeabilidad media o alta ($k \gg 10$ md). Un pozo con factor de daño cero requeriría de un volumen demasiado grande de tratamiento para conseguir dejarlo en condición de estimulación. De otra parte, la permeabilidad de la formación debe ser tal que se pueda bombear el tratamiento a una rata mínima de 0.25 bpm, por debajo de la presión de fractura de la formación. Si esta

condición no se cumple es preferible realizar un fracturamiento hidráulico. El porcentaje de éxito de las acidificaciones matriciales en formaciones de $k = 10$ md es de 25%, en tanto que en formaciones de $k = 1000$ md es de 90%.

Un tratamiento de acidificación matricial frecuentemente involucra un “pre-flujo” bombeado antes que el ácido y un “post-flujo” después del tratamiento principal. Aparte de los precipitados insolubles que puede formar una acidificación en areniscas, también existe el riesgo de que se genere una movilización de finos; así, algunas veces se recomienda que las tasas de inyección se disminuyan, en casos en que la liberación de finos sea dependiente de estas tasas. En años pasados, se introdujo al mercado un sistema retardante utilizando ácido fluorbórico (HBF_4) que reacciona con agua de formación para generar ácido fluorhídrico (HF) en el yacimiento. La lentitud de esta reacción permite una penetración profunda de HBF_4 así de HF . Como beneficio adicional, el ácido fluorbórico reacciona con las arcillas y los sedimentos, formando boro-silicatos que parecen permitir la unión de finos a granos de arena allí presentes.

Sin embargo, se debe tener cuidado que el agua de formación no contenga gran cantidad de Ca, K y Na lo cual puede generar precipitados secundarios tales como fluoro-silicatos de calcio, sodio y potasio (CaSiF_6 , Na_2SiF_6 , K_2SiF_6).

Este tratamiento normalmente no remueve el daño completamente de la formación. Para estimar el incremento en la productividad debido a un trabajo de acidificación matricial, en la ecuación de influjo se debe asumir un factor de daño “S” igual a cero.

Las etapas típicas en un trabajo de acidificación matricial son:

- Pre-flujo con HCl y HF para remover arcillas de la formación.
- Flujo con mezcla de HCl y HF para remover arcillas de la formación.

- Post-flujo que puede ser con fluido nativo del yacimiento para empujar el ácido dentro de la formación.

La selección del tipo y volumen de ácido es altamente empírica y basada en experiencias de campo y datos de laboratorio. La diversidad de ácidos es el mayor problema en la acidificación matricial porque ellos tienden a fluir hacia donde la permeabilidad es más alta, abandonando las regiones de roca de baja permeabilidad sin tratar. Se requieren frecuentemente herramientas especiales de trabajo en fondo de pozo para ayudar la desviación del ácido a la zona de interés.

1.1.2. Requisitos de los ácidos. Un ácido para ser apropiado en las estimulaciones deberá:

- Reaccionar dando productos solubles
- Ser posible de inhibirlo ante reacciones con materiales férricos
- Ser posible de transportarlo sin peligro
- Ser de bajo costo y fácil obtención

1.1.3. Tipos de ácidos empleados en la acidificación de pozos. Los ácidos de uso corriente pueden ser clasificados en:

- Minerales
- Orgánicos diluidos
- Orgánicos en polvo
- Híbridos o mezclados
- Retardados

Los ácidos más usados en el activo Llanito fueron los ácidos minerales mencionados a continuación.

- **Acido Clorhídrico.** Ioniza completamente y es considerado un ácido fuerte.

La principal desventaja del HCl es su alto poder de corrosión en el pozo y en las tuberías y su alta toxicidad en los humanos. En la mayor parte de los tratamientos

en formaciones con carbonatos se usa HCl en una solución de 15 % por peso en agua. Esta concentración se la denomina ácido regular y fue usada principalmente por la falta de inhibidores de corrosión y la dificultad en prevenirla.

Actualmente, con el desarrollo de los inhibidores de corrosión, se están usando concentraciones más elevadas de ácido.

- **Acido Fluorhídrico.** El HF disminuye las partículas de bentonita que contienen los lodos de perforación. Presenta, además, la habilidad de disolver las arcillas (silicatos) y la arena (sílice). Las arcillas son disueltas más rápidamente que las arenas bajo las condiciones generales de uso. El HF reacciona con todos los componentes de las areniscas aún cuando su reacción frente a los carbonatos es baja con respecto al HCl.

- **Acido Clorhídrico – Fluorhídrico.** Esta mezcla de 2 ácidos es usada casi exclusivamente en estimulación de areniscas.

La concentración más adecuada de HF es la de 3 %, concentraciones mayores han demostrado que en el bombeo hacia el pozo la presión se incrementa y disminuye la permeabilidad de la formación.

Las características de corrosión en las mezclas HF-HCl son comparables a aquellas que produce el HCl, siendo por esta razón que se usan inhibidores de corrosión similares.

El HCl mezclado con HF tiene, de acuerdo a lo ya visto, los siguientes propósitos:

- Convertir HF a partir del bifluoruro de amonio.
- Disolver los materiales de la formación solubles en el HCl y prevenir que el HF se gaste demasiado rápido.
- Prevenir la precipitación de fluoruro de calcio al mantener un pH bajo.

1.2. TRATAMIENTO ÓRGANICO

El uso de ácidos orgánicos es menos frecuente, aunque hay un incremento en la tendencia de su uso para la remoción de carbonatos en completamientos con empaquetamientos con grava. Los ácidos orgánicos (acético, y fórmico) disuelven materiales de carbonato de la misma manera como el HCl pero a una velocidad mucho más lenta. Estos son usados en pozos de altas temperaturas (superiores a 250 °F), o en tuberías con una alta aleación (316 acero inoxidable con una capa de revestimiento), donde no pueden presentarse altas tasas de corrosión, que podrían presentarse normalmente con la utilización de un ácido como el HCl, incluso con su aditivo inhibidor de corrosión. Las lentas tasas de reacción también permiten el uso de estos ácidos para conseguir una profunda penetración en los carbonatos, donde el HCl puede dispersarse rápidamente en las regiones aledañas al pozo. La máxima concentración de ácido fórmico en campo es del 15% de lo contrario el calcio insoluble formaría precipitados. Igualmente el ácido acético nunca es usado en concentraciones mayores a 10 %, puesto que se precipitaría acetato de calcio.

1.2.1. Surfactantes. Son compuestos químicos que constan de un grupo soluble en agua (hidrófilo) y otro soluble en aceite (lipófilo). Tienen propiedad de alterar las condiciones de las interfaces, como disminuir la tensión interfacial (líquido – líquido) y cambiar los ángulos de contacto (líquido – sólido).

Se usan en la industria del petróleo como desemulsificantes, para suspender finos de formación y como agentes secuestrantes.

Los surfactantes tienen afinidad tanto por el agua como por el aceite; cuando tienen una fuerte afinidad por el agua se clasifican como solubles en agua y cuando la tienen por el aceite se clasifican como solubles en aceite.

Los surfactantes son usados en todos los tipos de fluidos de estimulación para reducir la tensión superficial y/o tensión interfacial entre sistemas fluido-fluido, fluido-formación, fluido-hidrocarburo, y fluido-tubería. Los surfactantes ayudan a limpiar los canales de flujo en el yacimiento, y a incrementar la mojabilidad, proporcionando una mayor afinidad para producción aceite/gas/condensado.

En algunos casos los surfactantes son definidos como moléculas capaces de asociarse en formas miscibles. Estos compuestos son en términos surfactantes, anfífilicos, agentes de superficie activa, tensores, o como se definía en la literatura antigua, sales (salmueras) con cadenas parafínicas.

Así mismo, un surfactante puede ionizar como no ionizar. Entre los primeros se encuentran los aniónicos, catiónicos y anfóteros; los que no ionizan se denominan no iónicos.

- **Surfactantes aniónicos.** Son aquellos surfactantes cuyo grupo soluble en agua está negativamente cargado y representan el mayor porcentaje en la industria del petróleo. Entre los surfactantes aniónicos podemos citar los sulfonatos ($R-SO_3$), fosfonatos ($R-PO_3$) y los sulfatos ($R-SO_4$), R representa el grupo soluble en hidrocarburo.

Propiedades:

- Mojar con agua las arenas y las arcillas.
- Mojar con aceite las calizas y las dolomitas cuando el pH no es mayor de 8.
- Mojar con agua las calizas y dolomitas, si el pH es mayor o igual a 9,5.
- Emulsificar el aceite en agua.
- Romper las emulsiones de agua en aceite
- Dispersar los finos de formación (arcillas, etc) en agua.

- **Surfactantes catiónicos.** Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado positivamente. Como ejemplo de este tipo de surfactante tenemos a las aminas, como el cloruro de amonio cuaternario. $R_1 - N (R_2 - R_3 - R_4) + Cl^-$ Gran número de los inhibidores de corrosión y bactericidas son surfactantes catiónicos.

Propiedades:

- Mojar con aceite las arenas.
 - Mojar con agua las calizas y dolomitas si el pH tiene un valor no mayor de 8.
 - Mojar con aceite las calizas o dolomitas si el pH es mayor o igual a 9,5.
 - Romper las emulsiones de aceite en agua.
 - Emulsionar el agua en aceite.
 - Dispersar los finos en el aceite.
- **Surfactantes no iónicos.** Este tipo de surfactantes permanece sin carga por no ionizar, la gran mayoría contiene un grupo soluble en agua, que generalmente es un polímero del óxido de etileno o de propileno.
 - **Surfactantes anfóteros.** Son aquellos cuyo grupo soluble en agua puede estar cargado positiva o negativamente dependiendo del pH de la solución. Ejemplo de este tipo de surfactantes son los sulfonatos de amina ($RNH (CH_2)_3 (OPO_3H)$). Su uso es muy limitado, empleándose en ciertas ocasiones como inhibidores de corrosión y agentes de suspensión.

1.2.1.1 Requerimientos de un buen surfactante. No todo producto que tenga la especificación de “surfactante” es recomendable para los pozos ya que, por un lado podrían solucionar un problema pero por otro le estarían generando condiciones desfavorables.

Un buen surfactante debe cumplir los siguientes requisitos:

- Compatibilidad con los demás aditivos y fluidos del tratamiento.
- Alta actividad a bajas concentraciones.
- Baja adsorción cuando entra en contacto con la formación.
- Producir y mantener mojabilidad favorable al yacimiento.
- Mantener una alta solubilidad en el fluido de tratamiento.

1.2.1.2 Mezcla de surfactantes. Como las formaciones no son exactamente iguales en sus propiedades no existe un surfactante universal. Con el fin de incrementar el número de propiedades, es común en la industria del petróleo mezclar los surfactantes. Las más comunes son:

Aniónico – Aniónico

Catiónico – Catiónico

No iónico – No iónico

Aniónico – No iónico

Catiónico – No iónico

La mezcla aniónico – catiónico no es recomendable ya que puede generar precipitados.

1.2.1.3. Problemas que pueden ser tratados con surfactantes.

- **Mojabilidad de la roca por aceite.** Cuando un sólido está cubierto por una membrana de agua se dice que está mojado por agua, cuando la membrana es de aceite estará mojada por aceite.

Generalmente hablando se tiene que: tanto las arenas como las arcillas están mojadas por agua y tienen una carga negativa en la superficie; las calizas, las dolomitas están mojadas por agua, y tienen una carga positiva para un pH de 0 a 8. Cuando el yacimiento está mojado por agua, el aceite puede fluir más fácilmente.

Los surfactantes aniónicos tienen la tendencia a dejar los granos de arena mojados por agua y los catiónicos por aceite. Una forma nemotécnica para recordad el tipo de surfactante apropiado para determinada roca, puede ser la siguiente:

- Arena – Aniónico
- Caliza – Catiónico

Para los surfactantes no iónicos la mojabilidad de las arenas y de las calizas depende principalmente de la relación en peso, entre el grupo soluble en agua y el grupo soluble en aceite. La anterior relación se denomina comúnmente balance hidrófilo – lipófilo (HLB).

Es una medida de la solubilidad del surfactante en agua y en aceite y puede obtenerse por medio de titulación. Un surfactante no iónico que sea soluble en aceite tiende mejor a mojar las áreas por aceite.

Cuando una formación naturalmente mojada por agua cambia su mojabilidad por aceite la permeabilidad puede reducirse entre un 15 % y un 80 %.

Cuando el aceite moja la roca, la película tratará de aumentar de espesor al atrapar más aceite, reduciendo los patrones de flujo y la permeabilidad relativa al aceite; lo anterior puede llevar a severos bloqueos por agua o por emulsión.

Algunas de las fuentes que pueden inducir este daño son las aguas provenientes de tanques de almacenamiento de crudos que contengan surfactantes con tendencia a mojar la roca por aceite y los lodos en base aceite que contengan surfactantes catiónicos.

Los surfactantes catiónicos son absorbidos fácilmente por las arenas y cuando esto sucede su remoción es muy difícil.

- **Bloqueo por emulsiones viscosas.** El flujo lineal en un medio poroso está

regido por la ley de Darcy:

$$Q = \frac{k_f * A * P}{M * L} \text{ Ecuación 1.}$$

De tal forma que al incrementarse la viscosidad se afectará la rata. Cuando se tiene una emulsión el parámetro estará afectado por la cantidad de la fase dispersa y por la viscosidad de la fase externa.

Para una emulsión ideal se cumple:

$$M = M_o * (1 + (2,5 * F)) \text{ Ecuación 2.}$$

- M: Viscosidad de la emulsión.
- Mo: Viscosidad de la fase externa.
- F: Fracción en volumen de la fase dispersa

Es de notar que al aumentar la viscosidad las emulsiones se hacen más estables y se dificulta su rompimiento.

Hay ciertos agentes que tratan de estabilizar las emulsiones como: Parafinas, finos de formación y sales orgánicas.

Respecto a las emulsiones es mejor prevenirlas que romperlas, una vez e producen, la cantidad de surfactantes para removerla puede ser 20 o 30 veces mayor que el requerido para prevenirlas.

Bloqueo por agua. Cuando una formación parcialmente agotada y con baja permeabilidad toma grandes cantidades con agua puede generarse un bloqueo

por agua. Lo anterior puede prevenirse agregando al fluido de completamiento un surfactante apropiado en concentraciones de 0.1% a 0.3%.

Bloqueo por partículas. La migración de finos, en una formación puede causar reducción en la permeabilidad de la formación. Si el diagnóstico es un problema por dispersión de arcilla, podría emplearse un surfactante no iónico para flocularlas y tratar de minimizar el daño; otros floculantes son los ácidos o cualquier fluido con un bajo pH.

1.2.2 Solventes. Tienen aplicación en el campo de los fluidos de estimulación; se emplean en la conversión de pozos productores a inyectores con el fin de disminuir la saturación de aceite en los alrededores del pozo, para reparar el daño causado en la formación por el aceite de los compresores (pozos de inyección de gas) y mezclados con el tratamiento ácido.

Teniendo en cuenta su comportamiento frente a la corriente eléctrica, se ha dividido a los solventes en dos grupos:

Polares y No Polares.

- **Solventes Polares.** Aquellos que conducen a la corriente eléctrica, generalmente ionizan y forman agregados.
- **Solventes No polares.** Comparándolos con los anteriores son inertes a la corriente eléctrica, su tendencia a disociarse es nula o muy poca.

Se ha observado que un disolvente generalmente disuelve a una sustancia análoga en su composición química, de allí que una sustancia que se disuelve en un solvente polar puede pronosticarse que es polar. El proceso de solubilidad es mutuo, dependiendo tanto de las propiedades del solvente como del soluto.

Teniendo en cuenta su estructura química los solventes pueden clasificarse en: Alifáticos, Aromáticos, Alcoholes, Ésteres, Éteres, Cetonas, Alcohol – Ésteres, Eter – Alcoholes, Cetona – Éteres, Cetona – Alcoholes, Cetona – Ésteres, Éster – Éteres y Éter – Alcoholes – Ésteres.

- **Solventes Mutuos.** El porqué de esta clasificación no es muy claro, todo proceso de solubilidad es mutuo. Se le ha dado tal especificación a productos que tienen una alta solubilidad, tanto en el agua como en los hidrocarburos. Se usan desde los años sesenta, como pre-flujo en los tratamientos HCl- HF. La idea es limpiar la formación y remover los compuestos que hubiesen sido absorbidos.

En la actualidad se utilizan en los tratamientos ácidos para disminuir la adsorción de los materiales que inducen la humectabilidad del petróleo y para desestabilizar las emulsiones en presencia de finos.

En formaciones insolubles, los finos adquieren una película orgánica de petróleo. Estas partículas son parcialmente mojadas en aceite o parcialmente mojadas en agua. Esto causa que las interfaces agua – aceite se conecten, y por consiguiente generen una emulsión. El solvente mutuo remueve las películas orgánicas de los finos, dejándolos mojados totalmente en agua; así, son eliminadas las emulsiones y las partículas que taponan la formación.

En sí, un solvente mutuo es un aditivo químico para tratamientos de estimulación que es soluble en aceite, agua y en fluidos de estimulación basados en el uso de ácidos. Los solventes mutuales son habitualmente utilizados en depósitos de hidrocarburos pesados, controlando la mojabilidad de los contactos antes, durante y después de un tratamiento, y previniendo o rompiendo emulsiones. Un solvente mutuo comúnmente utilizado es el “etilenglicol-monobutil-éter”, generalmente conocido como EGMBE.

El uso de solventes mutuales como sistemas de pre-flujo, y como aditivo para los ácidos, tiende a ser ampliamente aceptado en la industria, porque son efectivos en la prevención y rompimiento de emulsiones, formaciones de sedimentos, y bloqueos de agua. El concepto original de solvente mutuo fue concebido como un químico que pudiera ser efectivo en la reducción de la tensión superficial del ácido desde 72 hasta por debajo de 40 dinas/cm. (72 a 40 mN/m), reducir la tensión inter-facial por debajo de 10 dinas/cm. (10 mN/m), y proporcionar solvencia para remover las películas de aceite antes de la acidificación.

1.2.3 Secuestrantes de hierro. Un agente secuestrante de hierro previene la precipitación de sales de hierro cuando el ácido actúa. Un agente reductor convierte iones férricos a iones ferrosos, y estos no se precipitan hasta que el pH esté por encima de 7 (lo cual ocurre en el ácido). En un pozo acidificado, donde hay H₂S presente, son necesarios agentes complejos para prevenir la precipitación de sulfuro ferroso.

Se usa en estimulaciones ácidas para prevenir la precipitación del hidróxido de hierro, evitando el taponamiento de la formación con precipitados insolubles.

En algunos casos se utiliza un agente gelificante, el cual previene la precipitación de componentes férricos perjudiciales. Durante tratamientos ácidos pueden ser disueltas escamas de hierro (Iron scale), óxido de hierro presente en la formación con el fluido de estimulación. A medida que el ácido reacciona y el pH sube, algunos productos de la reacción, tales como hidróxido férrico, pueden precipitarse como una masa insoluble gelatinosa. Esto puede ocurrir dentro de la matriz de la formación, y una vez que ocurra, será casi imposible de remover y podría provocar un daño permanente en la permeabilidad. Los agentes gelificantes previenen la precipitación de hierro manteniendo el hierro en una forma soluble hasta que pueda ser removido de la formación durante la limpieza de pozo.

1.2.4. Inhibidores de corrosión. Los inhibidores de corrosión son generalmente disueltos en el ácido para eliminar del 95% al 98% de las pérdidas de metal que ocurrirían en los equipos y tuberías si no se utilizaran dichos inhibidores. La mayoría de estos no tienen prácticamente efecto alguno sobre la velocidad de reacción del ácido con la formación. El tiempo en el que un inhibidor es efectivo depende de la temperatura del ácido, tipo de ácido. Concentración, tipo de acero y concentración del inhibidor. Los inhibidores comúnmente son altamente dañinos porque pueden cambiar la mojabilidad de la formación.

La adición de inhibidores de corrosión es necesaria para proteger la sarta de trabajo durante el tratamiento ácido. Junto con el ácido, los inhibidores también entran en la formación, donde sus efectos sobre la permeabilidad de la matriz y resultados de la acidificación varían con el tipo de inhibidor. Los inhibidores de corrosión orgánicos protegen los equipos de subsuelo gracias a la formación de una “película” sobre los metales de superficie. Como la mayoría de los inhibidores son catiónicos, también pueden absorberse sobre las superficies de arcilla y silicio. Los inhibidores absorbidos pueden proteger las superficies metálicas de los ácidos, pero pueden provocar que el ácido sea potencialmente menos efectivo.

Los inhibidores orgánicos de corrosión pueden contener componentes que no son completamente solubles en agua y pueden ser filtrados y taponar la cara de la formación. Frecuentemente se recomienda la adición de un solvente mutual (usualmente etilenglicol-monobutil-éter-EGMBE-) a los ácidos para solubilizar un inhibidor de corrosión en la formación. Una desventaja de esta recomendación es que el solvente mutual también remueve el inhibidor de corrosión de las tuberías, conllevando al uso de altas concentraciones de inhibidores de corrosión para mantenerse efectivo.

Los inhibidores de corrosión son mezclados con salmueras de completamiento y algunas veces inyectados pozo abajo vía líneas de 1/4”. Con lo que concierne a la

productividad del pozo es conveniente tener en cuenta dos aspectos muy importantes.

- Los productos removidos de la corrosión no deben llegar a la formación.
- Los inhibidores de corrosión deben ser probados para daños de formación solamente en yacimiento.

1.2.5. Agentes anti-sedimentos. A continuación se mencionan algunos indicios que evidencian la formación de sedimentos (sludge) durante los tratamientos de estimulación ácida.

- El ácido no puede ser bombeado sin la aplicación de presiones extremadamente altas.
- Se presentan materiales viscosos de apariencia asfáltica en la producción final.
- Los resultados de la estimulación son insatisfactorios.
- La formación no responde más a la acidificación incluso cuando el tratamiento es llevado a cabo repetidamente.
- Daños serios en la parte externa del revestimiento, generalmente, en yacimientos de carbonatos.

Algunos de estos problemas pueden ser corregidos fácilmente. Una ejecución cuidadosa del remojo del tratamiento puede remover el Sludge y doblar (a veces triplicar) las tasas de producción, desde 62 a 157 Bb/día de aceite. Por lo contrario, reparar los daños externos del revestimiento es muy costoso y difícil. Un crudo altamente parafínico también puede producir Sludge.

Se especula que la fuente primaria de la formación de sludge ácido son los asfáltenos. La estructura química varía sustancialmente dependiendo del crudo, y todos los asfáltenos son compuestos con altos pesos moleculares teniendo complejas estructuras poli-aromáticas.

1.2.5. Inhibidores de parafinas. La precipitación de parafinas ocurre principalmente debido a la caída en la temperatura, depositándose en la tubería, líneas de flujo y facilidades de superficie. La precipitación de parafinas puede sin embargo ocurrir en las formaciones cerca de los pozos productores, donde el rompimiento de la estabilidad de la capa de gas y la expansión causan una caída en la temperatura.

En las etapas iniciales de una producción, también puede observarse la tendencia de depositación de parafinas. La tendencia para la precipitación es específica en el crudo, como se ha descubierto desde operaciones en campo hasta pruebas en laboratorio.

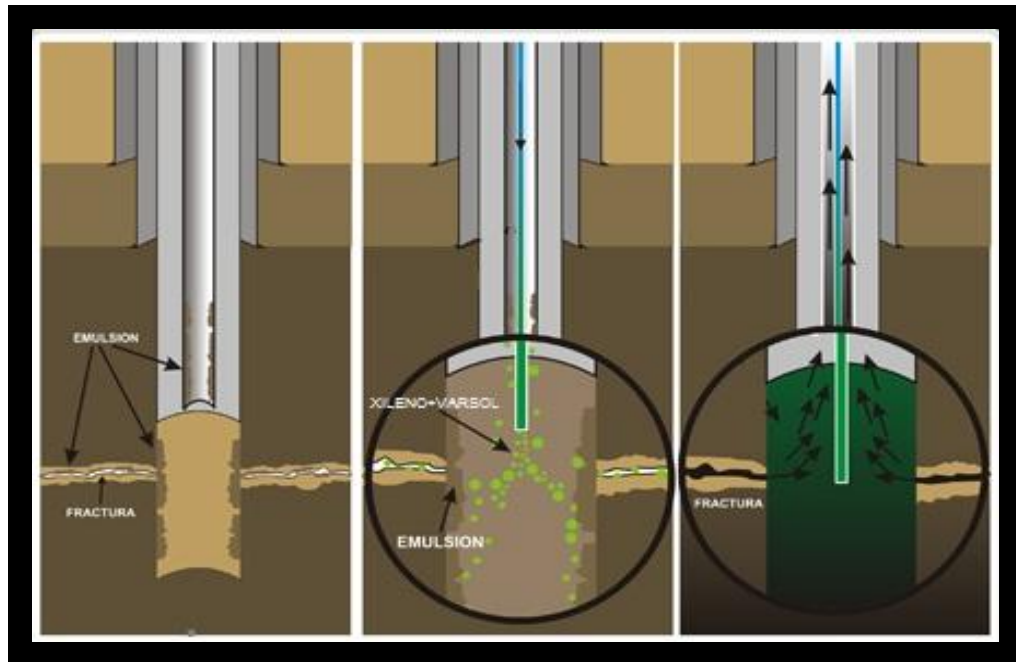
La depositación de parafinas en las formaciones no posee prevención. Podría ser removida en intervalos por medio de inyección de solventes aromáticos como el varsol. El calentamiento del solvente puede ayudar a la limpieza de la parafina en la tubería, pero a medida que vaya llegando al fondo del pozo, la temperatura usualmente se ha equilibrado con la formación que la rodea. Aunque la parafina no se puede formar en la formación, puede ser llevada hasta las perforaciones por el tratamiento diseñado para la remoción de la tubería, o por fluidos muertos, ácido o cualquier otro fluido empujando dentro de la formación.

La precipitación de parafina ocurre:

- En la formación circundante del pozo y de las perforaciones, reduciendo la productividad por el incremento de las pérdidas de presión en la región cercana al pozo.
- En la tubería, afectando el rendimiento de la tubería y reduciendo el ID (Diámetro Interno) de la tubería.
- En las facilidades y líneas de flujo en superficie, pero esto no es tan preocupante.

- Porque las facilidades de superficie pueden ser fácilmente limpiadas o reemplazadas.

Gráfica 3. Proceso de estimulación orgánica.



Fuente: Elaborada por los autores a partir de GEO ESTRATOS, S.A. C.V Estudios de ingeniería y subsuelo

1.3. ESTIMULACIÓN SÓNICA

La tecnología de acción acústica permite aumentar en teoría (desde un 10% al 80%) la producción de gas, petróleo y condensados en pozos productores, a través de la transformación de las zonas productoras taponadas de baja permeabilidad.

Esta tecnología se basa en la utilización de ondas ultrasónicas de alta frecuencia, la cual ha sido patentada, siendo absolutamente ecológica su principal característica, con altos efectos positivos y bajos gastos de energía.

La principal ventaja de la tecnología, es la posibilidad de realizar los trabajos sin detener la producción de rutina del pozo. El tiempo de duración del efecto de aumento de la producción es de 6 meses o más, dependiendo de las características geológicas y de producción de la zona productora. Dependiendo de la profundidad, espesor de horizonte productor, estado mecánico del pozo y de sus propiedades geológicas, el trabajo se realiza aproximadamente durante 4-8 horas y exige la presencia de tres operarios.

1.3.1. Descripción de la tecnología. El principal factor que influye en el aumento de la producción de petróleo es el proceso de cavitación.

La cavitación acústica que surge del paso de la onda acústica de gran intensidad, se diferencia de la cavitación hidráulica en que las fuertes depresiones locales en el líquido, se producen a altas velocidades en la corriente.

Durante el semi-ciclo de descompresión en la onda acústica de gran intensidad surgen burbujas de cavidad, las cuales se revientan justamente después del paso a la región de alta presión, conllevan al surgimiento de fuertes perturbaciones hidrodinámicas en el líquido, a una intensa irradiación de ondas acústicas, lo cual produce la destrucción de las superficies de los cuerpos sólidos orgánicos e inorgánicos reductores de la permeabilidad y que tienen frontera con el líquido de cavitación.

1.3.2. Descripción de los equipos. El dispositivo contiene los siguientes equipos:

Equipos de superficie: incluye planta eléctrica, unidad de wireline-grúa, generador de ultrasonido, bloque de paneles y monitores de control de ultrasonido, localizador y de registros de rayos gamma; cable geofísico, sonda acústica, zona adyacente del horizonte productor, lubricador, zona cañoneada y perforada y tubería de producción

1.3.3. Comparación de la estimulación sónica con otras tecnologías utilizadas. El proceso de lavado y estimulación de las zonas productoras de los pozos con soluciones ácidas y alcalinas, ocasionan que los pozos intervenidos pierden producción, debido a los varios días necesarios para realizar dichos procedimientos y que dependen de las condiciones mecánicas, de la profundidad de las zonas productoras y de las condiciones geológicas del pozo. Otras desventajas de esa tecnología son los altos costos de operación y la contaminación del medio ambiente.

Otros métodos como los de percusión hidráulica, presentan desventajas por efecto de las ondas acústicas y las altas presiones que pueden conllevar a la formación de grietas, alteración del cemento y otras deformaciones de la capa productora con resultados difíciles de determinar.

1.4. INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

El uso de dióxido de carbono como un agente de recobro en yacimientos de petróleo se ha investigado por muchos años, estableciéndose que puede incrementar en forma considerable el factor de recobro.

La recuperación mejorada de aceite con CO₂ se obtiene como:

- Inyección de CO₂ líquido cuando el yacimiento está por debajo de 87.8 °F.
- Inyección de CO₂ gaseoso cuando la temperatura del yacimiento está por encima de 87.8 °F.

De acuerdo con Berilgen H⁵, el “CO₂ gaseoso” es considerablemente más soluble en hidrocarburos que en agua. La solubilidad de un gas incrementa al aumentar la

⁵ BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980. Chap 5.

presión y disminuye cuando se aumenta la temperatura. Los sistemas CO₂ (gaseoso) y petróleo (líquido) siguen bastante bien estas leyes generales de las soluciones. Cuando se disuelve CO₂ en el petróleo se reduce la viscosidad de éste, en proporción a la cantidad de CO₂ disuelto. Esta reducción de la viscosidad incrementa la razón de movilidad del aceite en el yacimiento, lo cual aumenta el recobro último del aceite.

La solubilidad del “CO₂ líquido” en el petróleo, no es afectada por la presión, mientras que, incrementa con el aumento de la temperatura. Esto indica que la máxima solubilidad del CO₂ líquido en el aceite se puede obtener a la más alta temperatura a la cual el CO₂ se encuentra todavía en estado líquido. Esta temperatura, por supuesto, es la temperatura crítica del CO₂, la cual es 87.8 °F. si se aumenta la temperatura por encima de este valor manteniendo la presión constante, el CO₂ es gaseoso y al seguir aumentando la temperatura, se invierte el proceso, disminuyendo la solubilidad del CO₂ gaseoso en el petróleo.

1.4.1. Efectos del CO₂ en inyección. El CO₂ se comporta de la siguiente forma:

- Promueve el hinchamiento del aceite.
- Reduce la viscosidad del aceite.
- Incrementa la densidad del aceite.
- Es soluble en el agua.
- Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
- Puede vaporizar y extraer porciones livianas del aceite crudo.
- Es transportado cromatográficamente a través de la roca porosa.

La alta solubilidad del CO₂ en el aceite causa hinchamiento del mismo. El hinchamiento del aceite ayuda a mejorar el factor de recobro permitiendo dejar una menor saturación de aceite en el yacimiento.

Una gran reducción de la viscosidad del aceite crudo ocurre a medida que es saturado con CO₂ a presiones crecientes, conforme el CO₂ entra en solución en el aceite, se genera una liberación de livianos que se traduce en un incremento de la densidad del aceite.

La reducción de la viscosidad de un crudo depende de la presión de saturación del CO₂ a la cual se desarrolla el proceso. Para cualquier presión de saturación la reducción de la viscosidad es grande, comparándola con la alta viscosidad del aceite original. Para una misma presión de saturación hay una mayor reducción en la relación de viscosidades - viscosidad de la mezcla crudo CO₂ [μm] a la viscosidad del crudo original [μo] – para los crudos más pesados.

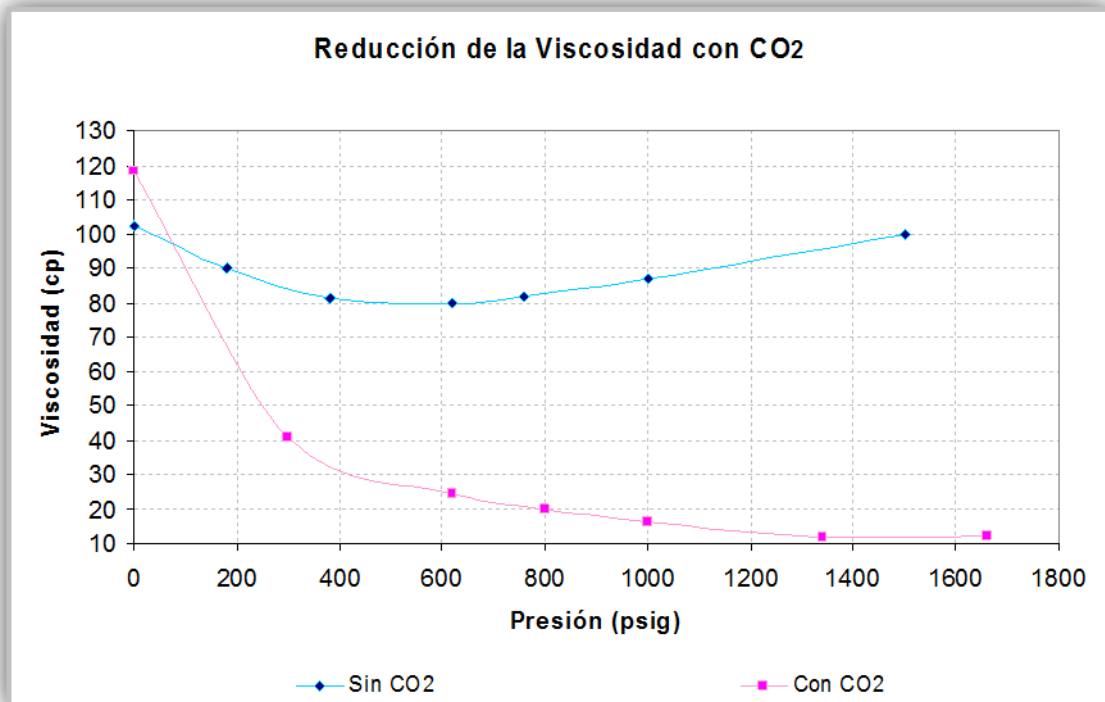
La efectividad del mecanismo de reducción de viscosidad:

- La habilidad de la difusión del CO₂ en el petróleo.
- La rata de absorción del petróleo.
- La eficiencia de la inyección del CO₂ para contactar el petróleo.

Las variables importantes para la aplicación de este proceso son:

- Volumen total de CO₂ inyectado
- Tiempo de remojo y rata de producción
- Composición del gas inyectado
- Heterogeneidades del yacimiento

Gráfica 4. Reducción de la viscosidad con CO2 del Campo Galán.



Fuente: ECOPETROL-ICP

1.4.2 Miscibilidad y mecanismos de desplazamiento. El desplazamiento inmiscible ocurre cuando el CO2 se inyecta a una presión inferior a la mínima presión de miscibilidad. Por lo regular en petróleos con baja gravedad API (medianos – pesados).

La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del yacimiento para formar una fase homogénea simple.

Al inyectar CO2 se puede tener diferentes mecanismos de desplazamiento de acuerdo a la miscibilidad. Entre los diferentes mecanismos involucrados en el desplazamiento de aceite por dióxido de carbono incluyen:

- **Empuje por gas en solución.** Así como el CO₂ es un gas que puede solubilizarse en el aceite a medida que se incrementa la presión, este puede liberarse con la reducción de la misma. Al inyectar en el yacimiento un volumen de CO₂ a alta presión, permitirá una solubilización acelerada en aceite y posteriormente al generarse caída de presión en el pozo productor se logrará su liberación. La disminución de la solubilidad del CO₂ es acompañada por una liberación de energía interna en el yacimiento que permite recuperar parte del aceite remanente.
- **Empuje con CO₂ inmiscible.** La invasión inmiscible con CO₂ para un aceite moderadamente pesado es un método de recobro bien conocido para yacimientos marginales, con bajos espesores; los cuales son pocos viables para procesos de recobro térmico.

Básicamente hay cuatro procesos inmiscibles diferentes con el dióxido de carbono que pueden ser usados para recuperar aceite pesado: inyección continua de dióxido de carbono – miscible o inmiscible -, inyección de un tapón de CO₂, inyección de tapones alternos de CO₂ y agua, inyección simultánea de CO₂ y agua.

- Inyección continúa de CO₂. En este proceso, el dióxido de carbono es inyectado continuamente hasta que una máxima relación dióxido de carbono – aceite producido se alcance, lo cual está determinado por el límite económico del proyecto.

La aplicación de este método es limitada debido a la falta de control de la movilidad y el drenaje gravitacional.

- Inyección de un tapón de CO₂. El tapón de dióxido de carbono es inyectado por inyección continua seguidamente por agua con el fin de empujar el CO₂ a

través del yacimiento. Rojas y Farooq Ali⁶ reportaron rápida ruptura de dióxido de carbono debida a la digitación y a una marcada influenciada de la tasa de inyección sobre el proceso. La recuperación durante la inyección de la fase gaseosa disminuye con un aumento en la tasa de inyección de CO₂ y se incrementa durante la inyección.

- Inyección de tapones alternos de CO₂ y agua. Los tapones de dióxido de carbono y agua son inyectados hasta que el volumen deseado de CO₂ ha sido alcanzado, el proceso es seguido por una inyección continua. La razón WAG es la relación del volumen total de agua inyectada al volumen total de CO₂ inyectado a condiciones de yacimiento.

Varios investigadores han encontrado que la relación WAG del proceso, progresivamente reduce la razón de movilidad y promueve una distribución más uniforme del CO₂ a través del yacimiento. Este proceso es económicamente más favorable y recupera más aceite que los anteriormente citados.

- Inyección simultanea de CO₂ y agua. A pesar de ser el proceso con mayor factor de recobro-relativo a empuje de CO₂ inmisible, presenta problemas tales como: altos costos de completamiento y operación para sistemas de inyección dual, y corrosión de las facilidades de inyección debida a la naturaleza ácida del sistema dióxido de carbono-agua.

- **Empuje miscible Hidrocarburo – CO₂.** El CO₂ y los hidrocarburos livianos son completamente miscibles a presiones relativamente bajas, haciendo posible llevar a cabo un desplazamiento miscible usando un bache de hidrocarburo de bajo peso molecular que preceda la invasión con CO₂. Esta

⁶ KLINS, M.A. "Carbono Dioxide Flooding". Base Mechanisms and Project Desing", IHRDC, Boston (1984)

técnica fue ensayada en un piloto del campo Bradford usando un bache de gasolina equivalente al 8% del volumen poroso seguido por un tapón del 15% del volumen poroso y culminando el proceso con la inyección de agua. El proceso no fue exitoso puesto que la gasolina no desplazó eficientemente al aceite y lo diluyó. Lo anterior generó la canalización del CO₂ a través de las zonas de aceite diluido que conllevó a un factor de recobro terciario muy bajo.

- **Empuje miscible dinámico.** El CO₂ vaporiza o extrae hidrocarburos del aceite de yacimiento hasta que una cantidad suficiente de estos hidrocarburos existe en el frente de desplazamiento, lográndose que el aceite sea desplazado misciblemente. En este punto, el mecanismo de vaporización se detiene hasta que el frente miscible que ha sido desarrollado sea interrumpido por el mecanismo de dispersión. Cuando la miscibilidad deja de existir, la vaporización otra vez toma lugar restableciendo la miscibilidad.

1.4.3 Proceso de inyección de CO₂ “HUFF AND PUFF”. Es una técnica de estimulación de pozo la cual conlleva, la inyección de CO₂ (como gas) dentro de un pozo el cual se encuentra produciendo, el cierre del pozo para permitir el remojo (disperse y disuelva), y el pozo vuelto a producción. En estos procesos se pueden dar varios ciclos.

Este procedimiento incrementa el recobro de aceite, reduce la viscosidad incrementando el flujo, incrementa el contenido de gas disuelto en el aceite, y el hinchamiento del aceite incrementa el aceite residual. El secuestro de CO₂ se puede llevar a cabo en disolución en aceite remanente y en la absorción de CO₂ en la superficie del mineral.

Para desarrollar una operación Huff and Puff se deben tener en cuenta criterios de selección entre los cuales se encuentran: profundidad, presión de formación,

temperatura de formación, estratigrafía significativa, análisis del sitio, modelo y diseño actual del pozo, condición del casing, proximidad a una fuente existente de CO₂, tasa de producción y proximidad a pozos horizontales e inyectores de CO₂ que puedan causar interferencia. Los yacimientos depletados de aceite son los preferidos para implementar esta operación.

Serías investigaciones han reportado que la inyección de CO₂ reduce la producción de agua sobre el aumento de la saturación de gas cerca de la cara del pozo proporcionando ventajas suficientes en términos de tasas de aceite para hacer operaciones de Huff and Puff de CO₂ que valgan la pena.

El límite en el uso del CO₂ es fuertemente dependiente sobre el costo del CO₂ entregando en la cabeza del pozo y del precio del petróleo.

El diseño de las operaciones Huff and Puff debe estar basado tanto en la producción de aceite como en los costos del pozo.

Dependiendo de situaciones específicas la producción del pozo evaluado podría ser ayudada por presurización, liberación / expansión de CO₂, reduciendo la viscosidad del aceite, y/o estimulando las condiciones de pozo. El rendimiento puede ser ayudado por inyección de agua o drenaje gravitacional bajo condiciones específicas de yacimiento.

Algunos factores favorables para las operaciones Huff and Puff son la presencia de altas saturaciones de aceites, intervalos viables económicamente, una leve presión de apoyo para la producción, intervalos de remojo de 3 a 4 semanas, altos volúmenes de inyección y una óptima profundidad del yacimiento.

1.5. MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia por el agua que el aceite y por tanto ejercerán sobre el flujo de agua una resistencia adicional al flujo, sin afectar significativamente el flujo de aceite. Por otro lado, el agua fluye por las zonas más cercanas a la pared del poro, estando en contacto permanente con el RPM que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobremanera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

1.5.1 Tipos de polímeros⁷. Polímeros de alto peso molecular y solubles en agua en concentraciones diluidas (del orden de unos pocos cientos de partes por millón [ppm]) incrementan la viscosidad del agua significativamente. Dos tipos de polímeros son comúnmente usados para el control de la movilidad en inyecciones de agua: *Poliacrilamida parcialmente hidrolizada* y *Biopolímeros xanthan*.

La movilidad de una solución polimérica que contiene *Poliacrilamida* es reducida por la combinación del incremento de la viscosidad de la solución y la reducción de la permeabilidad relativa de la misma por la retención del polímero.

La movilidad de una solución polimérica con *xanthan* es reducida por el incremento de la viscosidad de la solución.

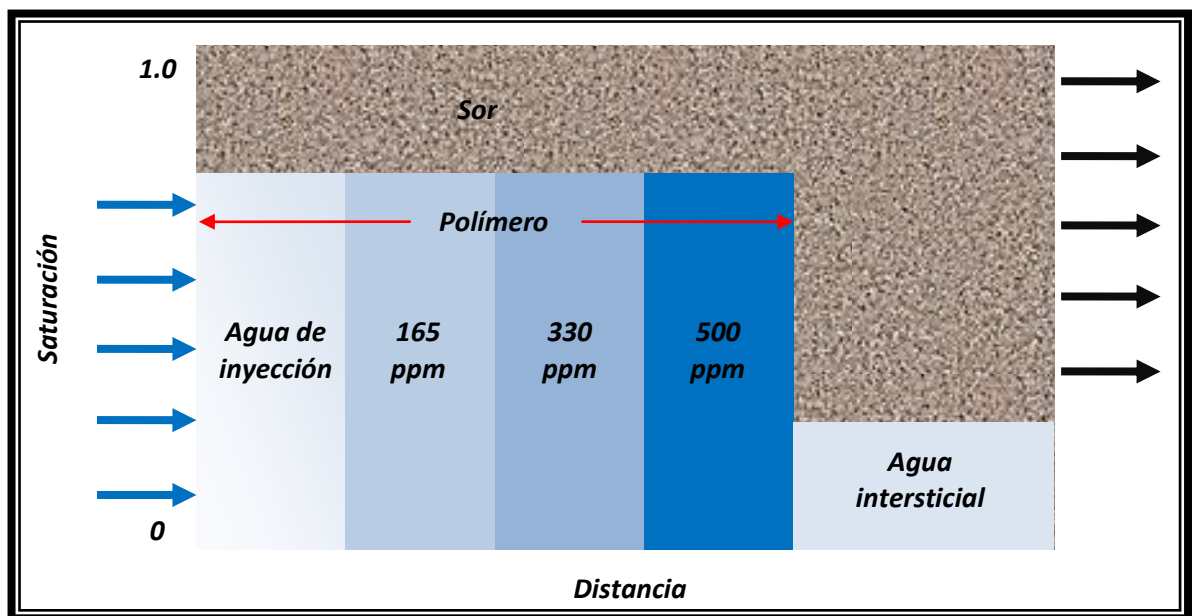
⁷ Resumido y traducido de GREEN, Don y WILLHITE, G. Paul. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. p. 101 – 102.

1.5.2 Descripción del proceso⁸. El proceso de inyección de geles o polímeros es sencillo y puede resumirse en tres etapas:

- El polímero es inyectado continuamente a una concentración inicial por un periodo limitado.
- Se reduce la concentración del polímero sistemáticamente con la cantidad de volumen inyectado, puesto que es el método más efectivo de inyección con respecto a costos.
- Luego de que suficiente polímero ha sido inyectado, el bache de polímero es desplazado a través del yacimiento mediante la inyección de agua.

El esquema que muestra el resultado del proceso es el mostrado en la gráfica 5.

Gráfica 5. Esquema de inyección continua de polímero.



Fuente: Elaborado por los autores a partir de de Green y Willhite. 101p.

⁸ Resumido y traducido de GREEN, Don y WILLHITE, G. Paul. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. 100p.

La selección del polímero, la concentración inyectada, el volumen de polímero inyectado y el método de reducción de la concentración del polímero a medida que la solución es inyectada, se determina de datos obtenidos en laboratorio y simulando la inyección de polímero con modelos computacionales.

1.5.3 Flujo de Polímero en el medio poroso⁹.

- **Retención del polímero.** Se refiere a la adsorción del polímero sobre la superficie del material poroso y al entrapamiento mecánico en los poros que son pequeños comparados con el tamaño de la molécula polimérica en solución. La retención se considera instantánea e irreversible, aunque no es totalmente cierto puesto que pequeñas cantidades de polímero pueden ser removidas mediante la exposición prolongada de inyección de agua o de salmuera. Sin embargo, esta remoción no se tiene en cuenta, debido a que la tasa de acumulación de moléculas es mucho mayor que la tasa de remoción.

- **Reducción de la permeabilidad relativa de la roca al fluido desplazante.** La retención de polímero reduce la permeabilidad aparente de la roca. Esta reducción depende del tipo de polímero, de la cantidad de polímero retenido, de la distribución de tamaños de poro y del tamaño promedio del polímero relativo a los poros en la roca. La reducción de la permeabilidad se determina experimentalmente desplazando solución polimérica a través de un medio poroso y luego desplazando el polímero con salmuera midiendo la permeabilidad a la salmuera después de que todo el polímero móvil sea desplazado. La tendencia en la reducción de permeabilidad es consistente con la tendencia del incremento de la retención cuando la permeabilidad decrece.

⁹ Resumido y traducido de GREEN, Don y WILLHITE, G. Paul. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. p. 107 – 108; 111 – 113.

1.5.4. Parámetros de diseño y operación. Existen diversos parámetros a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo la operación de inyección de modificadores de permeabilidad en campo, como lo son la rata y volumen de inyección, la concentración polimérica, la presión de inyección y la caída de presión en el pozo.

La rata de inyección, concentración polimérica, presión de inyección y caída de presión en los pozos, son parámetros que ya fueron determinados para el piloto llevado a cabo en Llanito – Gala.

1.6. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico se describe como el proceso en el cual una presión ejercida sobre un fluido es transmitida a la roca del yacimiento incrementando considerablemente los conductos hasta crear un amplio camino. Si se continúa aplicando presión, se romperá la roca y se extenderá la fractura generada creando un gran canal que facilitará posteriormente el flujo del fluido del yacimiento al pozo. El fluido usado para este fin se conoce como fluido fracturante, cuando se suprime la presión del fluido, el canal generado tratará de cerrarse debido al peso de los estratos superiores o aledaños; por tanto se agrega un agente sustentador al fluido fracturante para que mantenga y no permita el cierre total de la fractura creada. Si permanece abierta la fractura se logra un mayor potencial de flujo, el cual aumenta la producción. Los fluidos fracturantes usados pueden variar desde newtonianos como el agua, el aceite o ácidos a fluidos no newtonianos, los cuales se hacen con aditivos químicos agregados al fluido base del tratamiento a emplearse.

Al generar la fractura la pérdida de fluido en la formación tiene gran influencia en el área y extensión de la misma; si hay demasiada pérdida de fluido fracturante y altas tasas de inyección para obtener una longitud dada; por tanto se han obtenido

aditivos que controlan estas pérdidas de fluido en la roca, disminuyendo los costos que ello implica. El fracturamiento hidráulico incrementa tremendamente el área de flujo de la formación mientras el fluido es bombeado a esta, una vez el bombeo se detiene la fractura se cerrará y la nueva área de la formación no estará disponible para la producción. Para prevenir esto, se deben tomar algunas medidas para mantener la conductividad del canal. Lo que normalmente se hace es agregar un agente de soporte o propante al fluido de fracturamiento para que este lo transporte hacia la fractura. Cuando se detiene el bombeo de fluido este vuelve del pozo, pero el agente propante permanece en este para mantener la fractura abierta y mantener la conductividad del flujo para incrementar el área de flujo de la formación durante la producción del pozo. Después de la rotura, la rata de propagación de la fractura y la rata de flujo del fluido se vuelven factores muy importantes, estos son denominados por el comportamiento de la pérdida de fluido. El fracturamiento hidráulico ha sido y será una de las herramientas primarias para mejorar la productividad de un pozo.

El fracturamiento ha sido utilizado exitosamente en todas las formaciones excepto en las que son muy blandas o inconsistentes. Este tratamiento de estimulación ha sido probado con éxito en areniscas, calizas, dolomíticas, dolomitas, conglomerados, granito, lutitas consolidadas y frágiles, anhidritas, liditas y varios silicatos. La naturaleza plástica de las lutitas blandas o poco consolidadas y de las arcillas, las hacen difíciles de fracturar. El fracturamiento ha ayudado a muchos pozos producir de formaciones que tienen un amplio rango de permeabilidades donde es imposible colocar un límite inferior y superior de permeabilidad, y que ha sido posible establecer mediante este tratamiento.

1.6.1 Cuando Fracturar. Para obtener mayores beneficios de un fracturamiento hidráulico se hace necesario conocer el momento al cual se debe fracturar. Si se fractura un pozo que tiene tasas de producción altas será antieconómico para la compañía operadora. Hasta tanto la producción del pozo no decline por debajo de

los valores aceptables, las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión realizada. Hay que tener en cuenta, que si el operador espera más tiempo del necesario para fracturar después de que la producción de un pozo ha declinado, mayor será el tiempo no rentable del tratamiento. Fracturar cuando comienza el declive de la producción de un pozo tiene mayor resultado en la producción de hidrocarburos antes de llegar al límite económico.

1.6.2. Posibles Candidatos para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico. Antes de que un pozo se seleccione para fracturar debe determinarse si el yacimiento contiene suficiente fluido in-situ, adecuados gradientes de potencial para permitir el movimiento de los fluidos y una presión de formación disponible para producir los fluidos del pozo; en otras palabras; debe determinarse la causa de su baja productividad. Existen algunos factores que posiblemente hacen que la productividad de un pozo disminuya y sean buenos candidatos para fracturar¹⁰:

- **Formaciones de baja permeabilidad:** si el yacimiento posee una gran cantidad de aceite in-situ pero por el contrario su permeabilidad es muy baja, el aceite no puede recobrase a tasas económicas usando métodos convencionales de completamiento. Para que la extracción de este volumen considerable de hidrocarburos sea atractiva económicamente se pueden realizar trabajos de fracturamiento hidráulico masivos y fracturas profundas o de gran penetración incrementando así la productividad de este tipo de yacimientos.
- **Reducción de la presión del yacimiento:** si la energía remanente del yacimiento es insuficiente para permitir la producción de fluidos, la baja presión se debe a que el yacimiento esta depletado debido a periodos largos de producción o

¹⁰ Economides, M. Nolte, Kenneth: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

naturalmente no está presurizado. La técnica de estimulación por fracturamiento no incrementa la productividad lo suficiente para que el tratamiento sea económico, a menos que, las tasas de drenaje por gravedad se incrementen gradualmente.

- **Disminución de la permeabilidad cerca de la del pozo:** debido a que todos Los fluidos deben fluir a través de las formaciones adyacentes al pozo, una reducción en la permeabilidad de esta zona, trae como resultado que el pozo no sea comercial aunque exista una cantidad considerable de aceite recuperable. La remoción de este bloque de permeabilidad, permite un gran incremento en la productividad del pozo. Los tratamientos de lavado con ácido y fracturamientos con pequeños volúmenes que afectan solamente la formación cerca del pozo, responden a esta causa.

El indicativo para determinar si un pozo es o no un buen candidato para fracturamiento hidráulico es diagnosticarlo y encontrar si alguna de las anteriores situaciones es la causa de su baja productividad. Esta información puede obtenerse a partir de pruebas de presión como ascenso y descenso de presión (DST) y si es necesario el análisis de corazones. Después de un buen diagnóstico de los pozos escogidos, se puede diseñar el tratamiento que mejor optimice la producción de este.

1.6.3. Procedimiento generalizado del fracturamiento hidráulico. Las pruebas y procesos previos al fracturamiento hidráulico son base para el posterior diseño, así como para la óptima ejecución de la estimulación y son las siguientes:

- **Limpieza de tubería (Pickling).** Se ejecuta para evitar el bombeo de materiales no deseados a la formación. Los fluidos inyectados para Pickling son usualmente soluciones ácidas fuertes (HCl), pero también es viable incluir

surfactantes, solventes orgánicos, y soluciones de geles para ayudar a levantar sólidos desprendidos de las paredes del tubing por efecto del ácido.

- **Tratamiento orgánico.** La inyección de un tratamiento con solvente, ó también conocido tratamiento orgánico, se lleva a cabo para la remoción de posibles depósitos en los perforados y/o “near wellbore”. durante el tratamiento orgánico se realizan 2 pruebas:

- **Step Rate Test.** Es una realizada para obtener la presión de extensión de fractura que generalmente se considera el límite superior para el esfuerzo horizontal mínimo ó presión de cierre.

- **Step Down Test.** Esta prueba se realiza justo después del Step Rate Test, el objetivo de esta es determinar si existen altas perdias de presión en las vecindades del pozo) tortuosidad y/o restricción en perforaciones).

- **Minifrac.** El minifrac consiste en bombear un volumen de fluido de fractura y a la misma tasa que el tratamiento principal, para el bombeo monitorear la caída de presión de superficie con el tiempo. El volumen utilizado en el minifrac es tal que la longitud de la fractura generada sea suficiente para obtener un área de fractura representativa a los efectos de la pérdida de fluido.

1.6.4. Modelamiento. Una vez adquirida la información necesaria, se procede a realizar el diseño del tratamiento que genere las condiciones de fractura deseadas. En el caso de B.J Services Company el diseño de dichos tratamientos se hace, básicamente, por medio de los programas de simulación MiniFRAC y MFRAC de MEYER, los cuales permiten llevar a cabo tanto el diseño como el análisis del tratamiento.

Gráfica 6. Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: <http://www.slb.com>.

2. TRABAJOS DE ESTIMULACION REALIZADOS EN EL ACTIVO LLANITO

2.1. FUENTE DE INFORMACION

Para recopilar la información se contó con la colaboración de ingenieros a cargo del Activo Llanito y de la base de datos que contenía todas las historias, los estados mecánicos y las curvas de producción necesarias de cada uno de los pozos, ubicadas en los archivos del Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A. Por medio de reportes diarios de reacondicionamiento y operación, se obtuvieron datos, tales como una descripción corta del trabajo realizado, variables involucradas al mantenimiento, contratiempos, volúmenes de fluidos utilizados, herramientas utilizadas, costos y tiempos de operación, entre otros.

2.2. RECOPIACION DE LA INFORMACION

Para comenzar el trabajo de investigación, seleccionamos los pozos que habían sido estimulados en el Activo Llanito, clasificándolos por el tipo de estimulación realizada y el año en el cual se realizaron y posteriormente se realizó un resumen con los datos importantes de cada pozo, y una evaluación individual, donde se consideró información relacionada al trabajo de estimulación y la productividad del pozo a través de curvas de producción, declinación e índices de productividad, para así determinar si el trabajo de la estimulación fue viable técnica y económicamente.

2.3. PRESENTACION DE CUADROS DE INFORMACION Y CARACTERISTICAS

Para análisis individual de cada pozo, y una mejor interpretación, resumimos cierta información como formación a la cual la estimulación pertenece, fecha y tipo de estimulación, tratamiento efectuado y producción incremental en cuadros. Más adelante se presenta un análisis detallado para cada pozo con sus respectivas curvas para el análisis técnico y económico.

Tabla 1. Lista de Pozos analizados

POZO	TIPO DE ESTIMULACION	FECHA	TRATAMIENTO EFECTUADO	FORMACIÓN
Llanito 1	Ácida	19/04/1961	Lavado ácido (MCA al 15%)	ESMERALDAS D
Llanito 4	fracturamiento	19/10/1960	Con Apuntalante (arena otawa)	ESMERALDAS D
Llanito 4	Ácida	18/12/1980	Lavado ácido (MCA al 7,15%)	ESMERALDAS D
Llanito 4	Orgánica	18/12/1980	Varsol con surfactantes	ESMERALDAS D
Llanito 28	Ácida	11/06/1984	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	MUGROSA B Y C/ESMERALDAS D
Llanito 29	Ácida	05/02/1982	Lavado ácido (MCA al 15%)	MUGROSA C/ESMERALDAS D
Llanito 33	Ácida	25/02/1982	Lavado ácido (MCA al 15%)	ESMERALDAS D
Llanito 37	Ácida	27/04/1982	Lavado ácido (MCA al 15%)	MUGROSA B
Llanito 37	Ácida	27/12/1984	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	MUGROSA B
Llanito 57	Ácida	25/09/1984	Lavado ácido (MCA al	COLORADO A

			7,5%)	
Llanito 75	Sónica	14/05/2003	Microondas. Herramienta PCUS	MUGROSA B
Llanito 80	Orgánica	13/11/1990	Varsol con surfactantes	MUGROSA B
Llanito 81	Ácida	05/12/1984	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	ESMERALDAS D
Llanito 85	Ácida	09/12/1987	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	ESMERALDAS D
Llanito 93	Rpm	15/08/2009	Aquacon	ESMERALDAS D
Llanito 94	Ácida	01/06/1984	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	MUGROSA C
Llanito 97	Fracturamiento	12/09/2006	Hidráulico	TORO SHALE
Llanito 98	Rpm	15/08/2009	Aquacon	MUGROSA B
Llanito 103	Ácida	12/02/1988	Lavado ácido (MCA al 7,5%)	MUGROSA C/ESMERALDAS D
Llanito 103	Fracturamiento	26/03/2007	Hidráulico	TORO SHALE
Llanito 107	Fracturamiento	02/10/2007	Hidráulico	TORO SHALE
Llanito 107	Fracturamiento	24/05/2009	Hidráulico	TORO SHALE
Llanito 108	inyección de CO2	13/03/2008	Inyección cíclica	MUGROSA B
Llanito 110	Fracturamiento	20/08/2007	Hidráulico	TORO SHALE

Llanito 111	Orgánica	03/10/2008	Varsol /Xileno	MUGROSA B
Llanito 112	Fracturamiento	01/04/2007	Hidráulico	ESMERALDAS
Llanito 114	Fracturamiento	11/12/2007	Hidráulico	ESMERALDAS
Llanito 115	Fracturamiento	30/08/2007	Hidráulico	MUGROSA C
Llanito 116	Fracturamiento	08/08/2007	Hidráulico	MUGROSA C
Llanito 117	Fracturamiento	06/09/2007	Hidráulico	TORO SHALE/MUGROSA C
Llanito 120	Orgánica	08/12/2008	Varsol /Xileno	MUGROSA B
Llanito 130	Fracturamiento	02/05/2007	Hidráulico	MUGROSA B
Galán 9	inyección de CO2	31/12/1991	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 11	inyección de CO2	17/05/1992	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 35	inyección de CO2	23/04/1991	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 45	inyección de CO2	23/09/1991	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 49	inyección de CO2	10/10/1990	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 61	inyección de CO2	oct-89	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 117	inyección de CO2	ago-92	Inyección cíclica	COLORADO
Galán 133	Fracturamiento	29/10/2008	Hidráulico	MUGROSA B
Galán 134	Fracturamiento	feb-08	Hidráulico	MUGROSA B
Galán 135	Fracturamiento	ene-08	Hidráulico	TORO SHALE
Galán 137	Fracturamiento	15/10/2008	Hidráulico	TORO SHALE/MUGROSA B
Yuma 1	Fracturamiento	26/05/2007	Hidráulico	TORO SHALE

Cardales 1	Fracturamiento	08/06/2006	Hidráulico	TORO SHALE
Cardales1N	Fracturamiento	20/08/2008	Hidráulico	MUGROSA B
Cardales 3	Fracturamiento	19/12/2005	Hidráulico	TORO SHALE
Gala 1N	rpm+orgánica	03/08/2009	Aquacon	MUGROSA B
Gala 1E	Fracturamiento	11/12/2007	Hidráulico	TORO SHALE
Gala 9	Fracturamiento	24/12/2008	Hidráulico	MUGROSA B/MUGROSA C
Gala 11	Fracturamiento	06/12/2006	Hidráulico	TORO SHALE
Gala 13	Fracturamiento	09/10/2007	Hidráulico	MUGROSA
Gala 17	Fracturamiento	05/05/2008	Hidráulico	MUGROSA

Fuente: Elaborada por los autores

3. ANALISIS TECNICO DE LOS RESULTADOS DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL ACTIVO LLANITO

La metodología de tratamiento se basó en el análisis técnico, operacional y económico, determinando la producción incremental y revisando cada una de las historias de los pozos, estados mecánicos y curvas de producción y de declinación. El análisis se enfocó principalmente en eventos realizados antes, durante y después del tratamiento, para de esta forma concluir factores externos tales como intervalos cañoneados, limpieza de arenas, aislamiento de zonas y otros procedimientos operacionales que generaron cambios en el comportamiento de la presión y la producción que no permitieron valorar la verdadera efectividad del tratamiento.

3.1. ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN EL CAMPO LLANITO

Se evaluó el tratamiento de estimulación ácida a 11 pozos del activo Llanito. Todas las estimulaciones ácidas fueron realizadas con MCA sin embargo solo 4 tratamientos se encontraron exitosos (LI-29, los dos tratamientos efectuados en LI-37, LI-94).

- **MCA – Mud clean Acid.** Este tratamiento de acidificación matricial, es el más utilizado en el campo Llanito, el cual consiste en la inyección de Ácido clorhídrico disuelto en agua en concentraciones que varían entre 7.5% y el 15%. En los primeros años de aplicación del MCA se agregaban al ácido disuelto en agua un inhibidor de corrosión y dos surfactantes. En algunas ocasiones se utilizó también Diese.

El Mud Clean Acid es una mezcla de ácido fluorhídrico (HF) y ácido clorhídrico (HCL), en diferentes concentraciones. Es usado principalmente para remover partículas dañinas de arcilla en formaciones de areniscas, para mejorar la permeabilidad de los pozos con formaciones de arenas sucias (con arcillas presentes) e incrementar la solubilidad de formaciones de dolomitas. Es utilizado basado en factores que algunas arcillas, silicio y otros materiales, normalmente insolubles en HCL, tienen algún grado de solubilidad en HF.

El HF reacciona con sodio, potasio y calcio para formar precipitados insolubles. El HF puede también producir subproductos insolubles tales como silicio coloidal como resultado de reacciones con la roca. Por consiguiente, se debe usar un preflujo de HCl para:

- Sustituir los iones de potasio, sodio o calcio presentes en el agua de formación. Si esto no se hace, se pueden producir una diversidad de fluorosilicatos o fluoroaluminatos de solubilidad variada debido a la reacción con HF.
- Mantener un bajo PH en las regiones cercanas al pozo a lo largo del tratamiento para evitar varias reacciones de precipitación.
- Disolver carbonatos los cuales pueden producir materiales insolubles.

El tratamiento de acidificación con MCA – Mud Clean Ácid se realiza de la siguiente manera.

Para preparar 1000 galones de ácido MCA al 15% se mezcla con bombas por circulación:

- 460 galones de agua
- 16 galones de inhibidor A-9
- 3 galones de reductor de tensión superficial F-27
- 8 galones de demulsificante W-9
- 10 galones de Diesel Oil
- 500 galones de ácido clorhídrico de 20 °Be.(37 carboys).

La mezcla anterior se bombea con aceite o salmuera, aproximadamente con un volumen igual o superior al de la mezcla anterior.

La metodología de tratamiento se basó en el análisis técnico, operacional y económico, determinando la producción incremental y revisando cada una de las historias de los pozos y sus estados mecánicos. El análisis se enfocó principalmente en eventos realizados antes y durante el tratamiento, para de esta forma concluir factores externos tales como intervalos cañoneados, limpieza de arenas, aislamiento de zonas y otros procedimientos operacionales que generaron cambios en el comportamiento de la presión y la producción que no permitieron valorar la verdadera efectividad del tratamiento.

La causa potencial de daño de los pozos desde el punto de vista de sensibilidad de arcillas es la migración de finos¹¹ de acuerdo a resultados de pruebas de desplazamiento, debido a la poca consolidación de las arenas y alta viscosidad del crudo. Este tipo de daño se puede evidenciar en la necesidad de intervenir los pozos para hacer limpieza de arenas. Desde el punto de vista de fluidos, ya se identificó la precipitación de asfáltenos y posiblemente parafinas por parte del hidrocarburo, por lo cual hay que considerar este tipo de daño para cualquier tratamiento que se diseñe. Y por la parte de aguas, se encuentran sólidos disueltos como bicarbonatos (HCO_3), calcio y magnesio los cuales pueden generar precipitados, que serían solubles en ácido.

De continuar con los tratamientos de estimulación ácida en el Activo Llanito se debe considerar desplazar el crudo de la cara de la formación antes de realizar tratamiento para evitar que el ácido (especialmente clorhídrico) disuelva las resinas que mantienen en solución las moléculas de asfáltenos, lo cual produciría su precipitación, o utilizar un bache de una salmuera que los separe;

¹¹ ESP 1079. Determinación de la concentración óptima de surfactantes para fluidos de reacondicionamiento de pozos gala-llanito. El centro, Santander. ecopetrol.p.14

especialmente si se piensa en utilizar aceite caliente para contrarrestar el daño por Parafinas y Asfáltenos.

Estimulaciones Ácidas que presentaron incremental. Para evaluar la producción incremental de cada pozo correspondiente a la estimulación ácida, se analizó su curva de producción, curva de declinación y el aporte de cada uno de los intervalos descartando aquellos que aportaron producción debido a limpiezas de arenas y cañoneo.

Debido a que la fecha en la cual se realizó la estimulación es de muchos años atrás, el análisis por curvas IPR no se pudo realizar por falta de información de estos pozos.

Pozo Llanito 29. Fecha de estimulación con MCA al 15%, 5 de Febrero de 1982.

Aspectos tenidos en cuenta:

Se realizó en 1982 durante la etapa de recompletamiento ya que estaba cerrado por improductivo. Se realizó una estimulación ácida con MCA al 15% al intervalo 7522 – 16 ´ dando como resultado 7 bls en 3 horas y al intervalo 7418´ - 02´ que resultó seco.

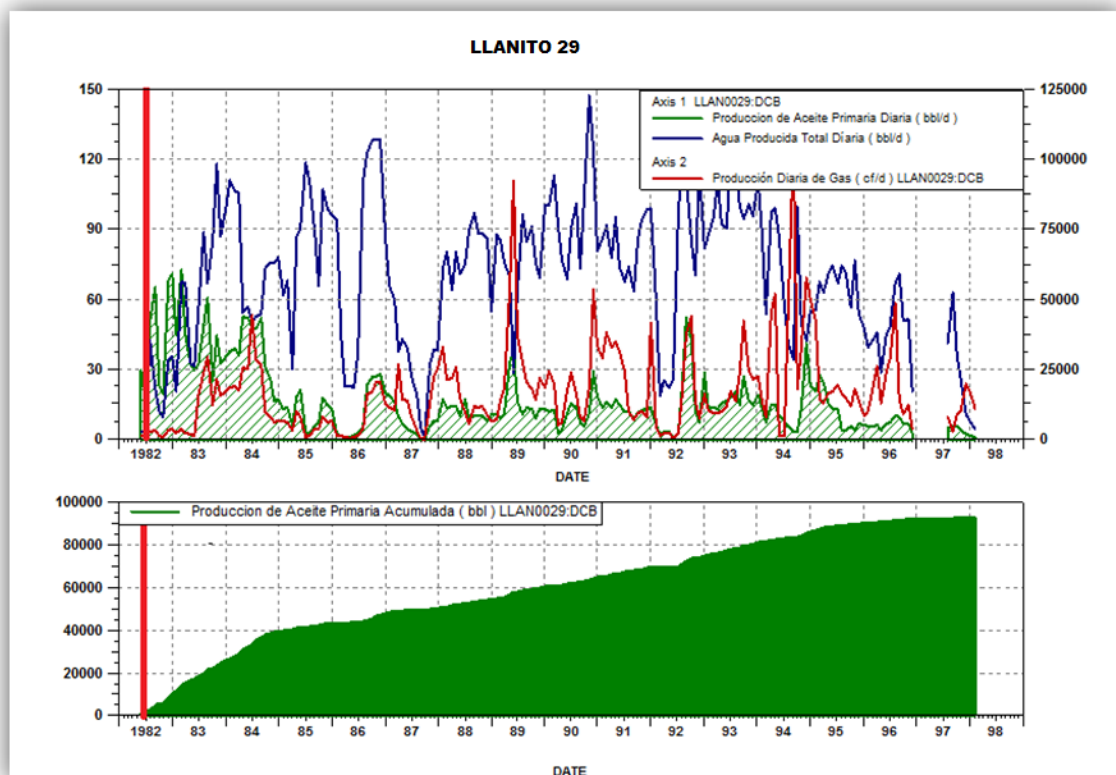
La segunda estimulación ácida se realizó a los intervalos comprendidos entre 6760´ – 6727´ con MCA al 15%, donde dando como resultado 3,5 bls de aceite 100% en 1.5 horas en el intervalo 6760´ – 6762´ y 16 bls de aceite 100% en 2 horas.

Durante la operación se logró forzar de 3 a 5 barriles en la formación y después del tratamiento, en la evaluación por succión se obtiene producción del pozo y no se tuvo que realizar trabajos de workover manteniéndose activo el pozo hasta 1998.

Comportamiento de producción. Se observa un cambio muy notable en el incremento de la producción por lo tanto el tratamiento si fue adecuado posiblemente porque en este procedimiento a diferencia del tratamiento realizado en Llanito 28 el desplazamiento del 15% se hace con agua.

No se encontró que tipo de daño pretendieron superar con este tratamiento.

Gráfica 7. Curva de producción de fluidos, Llanito 29



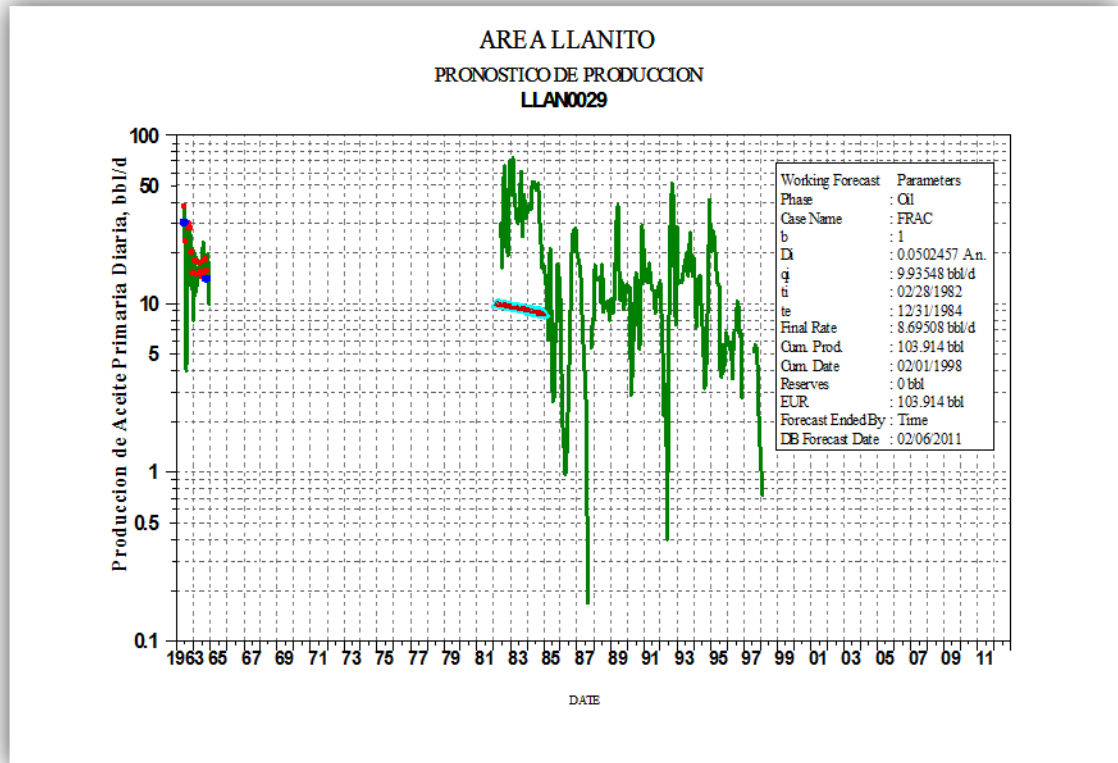
Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.

Ecopetrol S.A

Tendencia de declinación de la producción. Se observa la tendencia de declinación del pozo y se calcula la producción básica junto con la producción después de realizada la estimulación para finalmente determinar la producción

incremental de 13116, 4 Bls como resultado del tratamiento ácido. Su producción acumulada al 2 de enero de 1998 fue de 103.914 Bls.

Gráfica 8. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 29.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 37. Fecha de estimulación con MCA al 15%, 27 de Abril de 1984.

Aspectos tenidos en cuenta:

Seguido de un recañoneo y una cementación, se realizaron dos estimulaciones ácidas. La primera durante un recompletamiento en 1982, con MCA al 15% al intervalo 6584' – 6576', donde después de forzar 1,5 barriles de ácido, la presión cae de 2400 a 800 psi. Se dejó fluyendo produciendo 59 bls de aceite en 8 horas y

finalmente se estimuló por succión todo el pozo recuperando 129 bls de fluido y aceite 70%. El pozo quedó en producción.

Dos años más tarde en un segundo recompletamiento se evaluaron los intervalos abiertos del pozo y en el intervalo donde se había realizado la estimulación ácida anterior se produjo 56 bls de aceite en 10 horas con nivel sostenido a 6209'. Se realizó una segunda estimulación ácida con MCA al 7,5 % con una presión final de 3400 psi y se presentó un incremento de la producción recuperando aceite 100% después de realizado el trabajo.

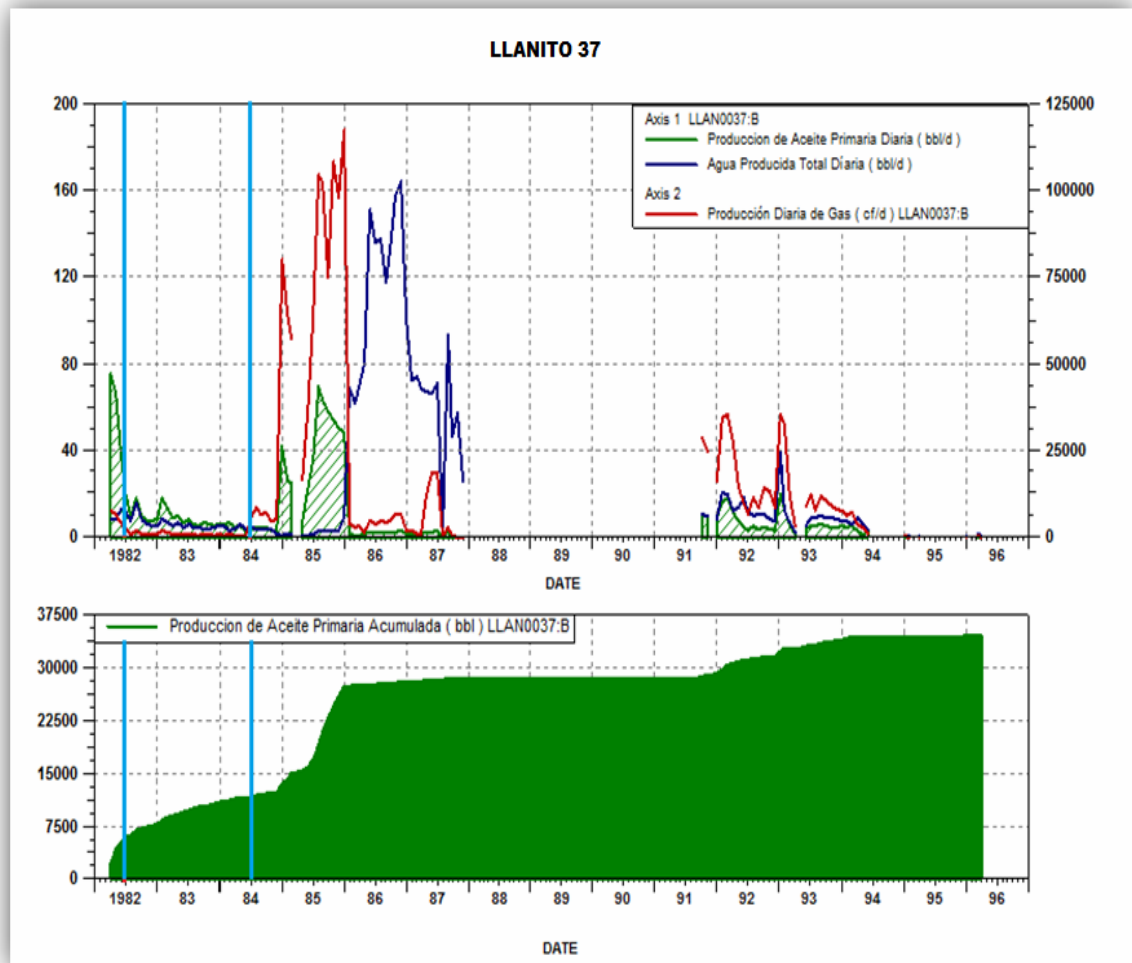
Comportamiento de producción. Los dos tratamientos realizados fueron exitosos. En la curva de producción se observa un incremento muy notable en la producción después de realizados los tratamientos.

El tratamiento fue adecuado debido al cambio de presión, sin embargo no se identificó el tipo de daño, solo se identificó la obstrucción de flujo. En este procedimiento al igual que Llanito 29 el fluido de estimulación se desplaza con agua salada.

Este pozo posee buenas características petrolíferas y gasíferas sin embargo el pozo presenta problemas de arenamiento.

En la historia del pozo Llanito 37, se recomienda ejecutar una serie de estimulaciones las cuales no se realizaron por problemas mecánicos (existe pescado en el fondo), sería conveniente revisar sus reservas residuales y evaluar la posibilidad de llevarlas a cabo.

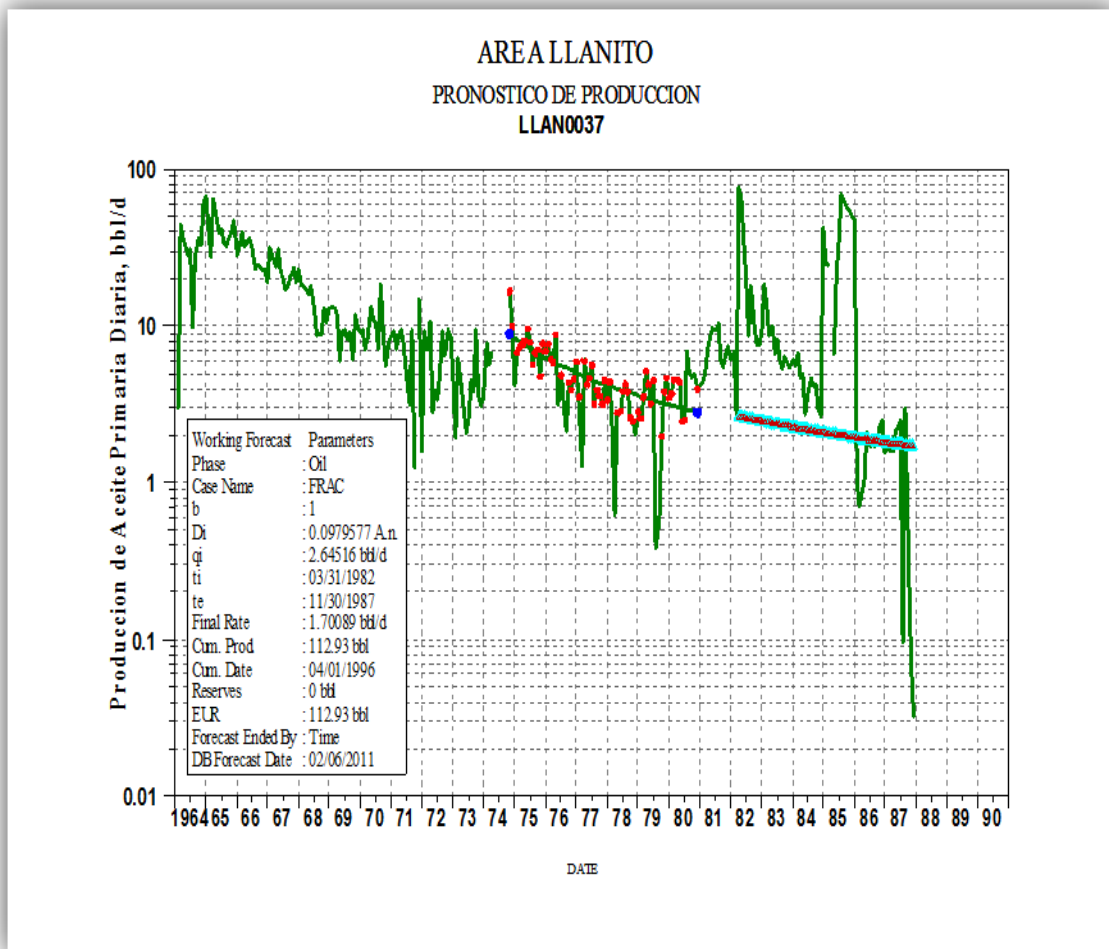
Gráfica 9. Curva de producción de fluidos, Llanito 37..



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Tendencia de declinación de la producción. Se observa la tendencia de declinación del pozo y se calcula la producción básica junto con la producción después de realizada la estimulación para finalmente determinar la producción incremental de 4178 BIs como resultado del tratamiento ácido. Su producción acumulada al 4 de enero de 1996 fue de 112.93 BIs.

Gráfica 10. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 37.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 94. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 1 de Junio de 1984.

Aspectos tenidos en cuenta: Se realizó una estimulación ácida a los intervalos 7320' y 6568' con MCS al 7,5% forzándose con 15 barriles de aceite y una presión final de 1850 psi. Al estimularse por succión a nivel constante se recuperó 43 bls de aceite al 100% en 3,5 horas.

2 años después se realiza un recañoneo a las zonas cercanas a los intervalos anteriores y se cementó el intervalo acuífero (5686'-81').

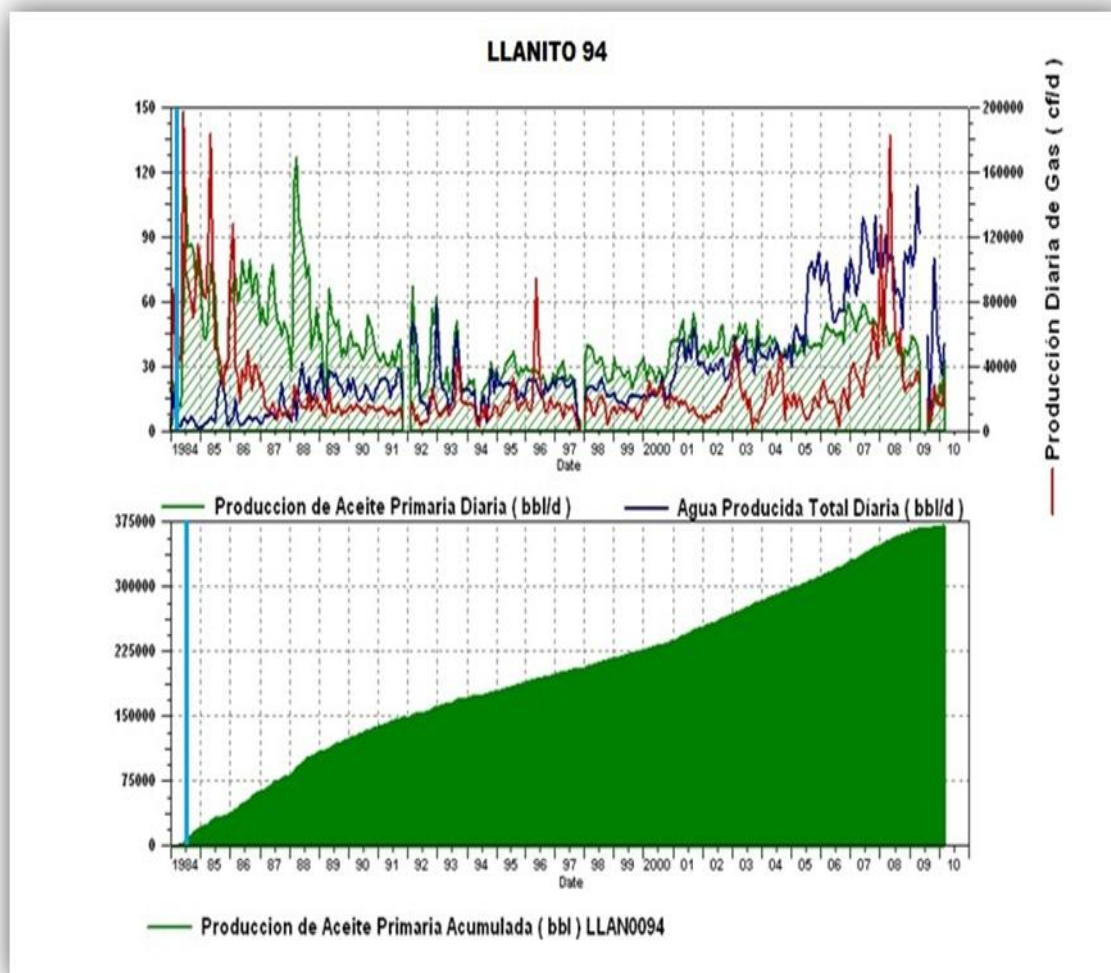
8 años más tarde se evaluaron los intervalos donde se había realizado la estimulación ácida desde superficie hasta 2600' y se recuperó 29 bls de aceite y 104 bls de agua en 14 horas de estimulación. Se limpió sucio desde 7190' hasta 7500' donde no fue posible avanzar.

Comportamiento por producción. Tras un declive en la producción después de realizado el tratamiento de estimulación ácida la producción vuelve a aumentar hasta recuperar un nivel de producción estable.

El tratamiento fue adecuado porque después de la operación incremento la producción. En este caso por comentarios en el reporte se sabe que el daño removido fue por un cañoneo realizado anteriormente a la estimulación en el pozo. En este tratamiento el fluido de estimulación se desplaza con aceite, lo cual posiblemente descarta precipitación de moléculas de alto peso molecular, tales como parafinas o asfáltenos por efectos del ácido.

Se pudo determinar que el tratamiento MCA al 7.5 % fue efectivo en la zona C; ya que fue la única operación realizada en este pozo y se observó un incremento en la producción después de este trabajo.

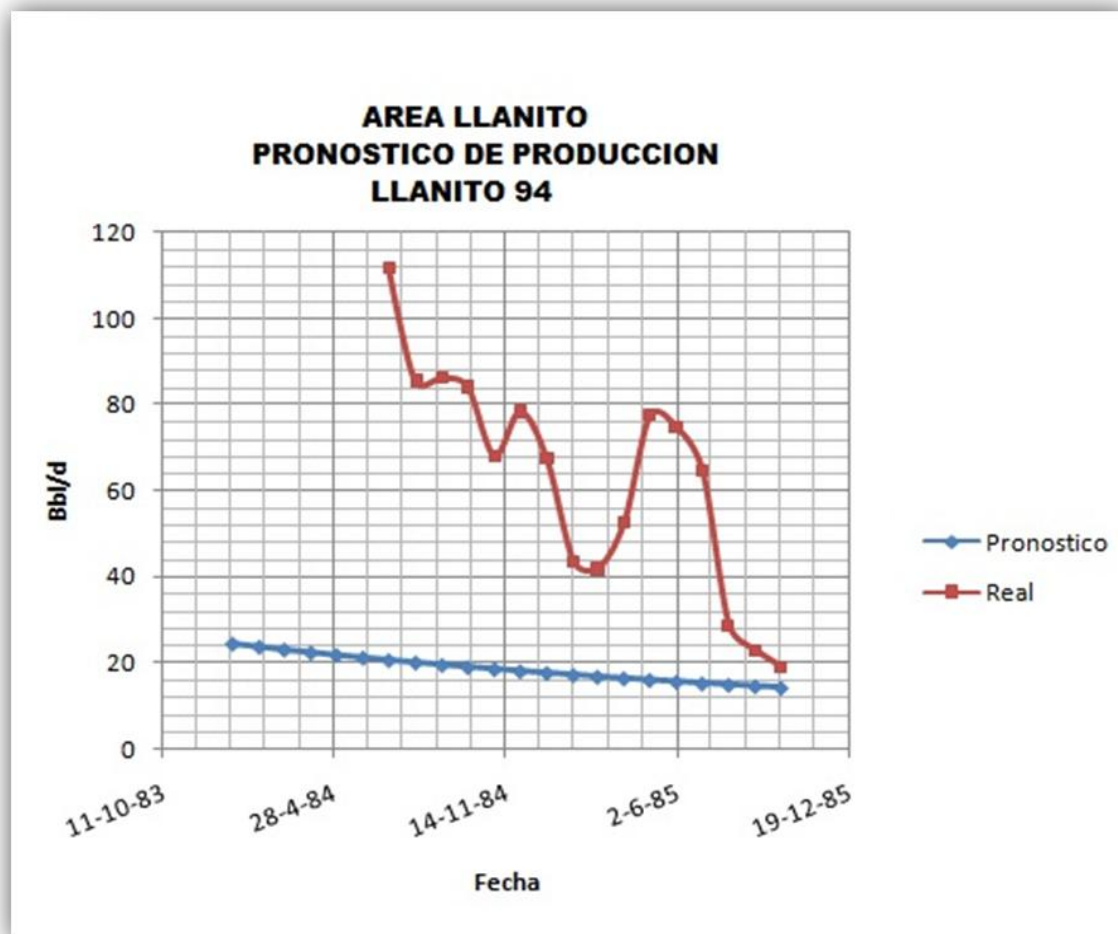
Gráfica 11. Curva de producción de fluidos, Llanito 94.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Tendencia de declinación de la producción. Se observa la tendencia de declinación del pozo y se calcula la producción básica junto con la producción después de realizada la estimulación para finalmente determinar la producción incremental de 15261 Bls como resultado del tratamiento ácido. Su producción acumulada al 2009 fue de 375000 Bls.

Gráfica 12. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 94.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Estimulaciones ácidas que no presentaron incremental. Algunos de estos pozos no presentaron incremental o el aumento en su producción se debe a intervalos recañoneados y limpiezas al pozo, por lo tanto no se le atribuye este incremento al trabajo realizado por la estimulación.

Pozo Llanito 1. Fecha de estimulación con MCA al 15%, 19 de Abril de 1961.

Aspectos tenidos en cuenta: Se inició la producción en la formación Esmeralda (zona D) y Cretáceo, comprendidas en los intervalos 7494' y 7029' (espesor neto total 144 pies). Se realizó estimulación ácida en los intervalos 7494' – 7464' y 7446' – 7398' con MCA al 15% y se desplazó con aceite. Durante la inyección de ácido las presiones en el casing y en el tubing fueron iguales.

Después del tratamiento se recuperaron aproximadamente 70 BPD de aceite limpio produciendo por flujo espontáneo intermitente a una tasa de 60 bls de aceite por semana y luego de instalarse la unidad de bombeo produjo a una tasa de 20 BAPD. En vista de la baja producción, en Octubre de 1959 se sacaron varillas y se dejó cerrado.

21 años más tarde se realizó una evaluación selectiva y uno de los intervalos estimulados (7494'-7398') produciendo 500' de aceite cada media hora posteriormente se evaluó todo el pozo (7494' a 6062') con nivel sostenido a 5600' recuperando un total de 70 bls de líquido, 55 bls de agua y 15 de aceite.

Se dejó el pozo cerrado después de deducir un posible daño por invasión de sólidos, provenientes del lodo de perforación.

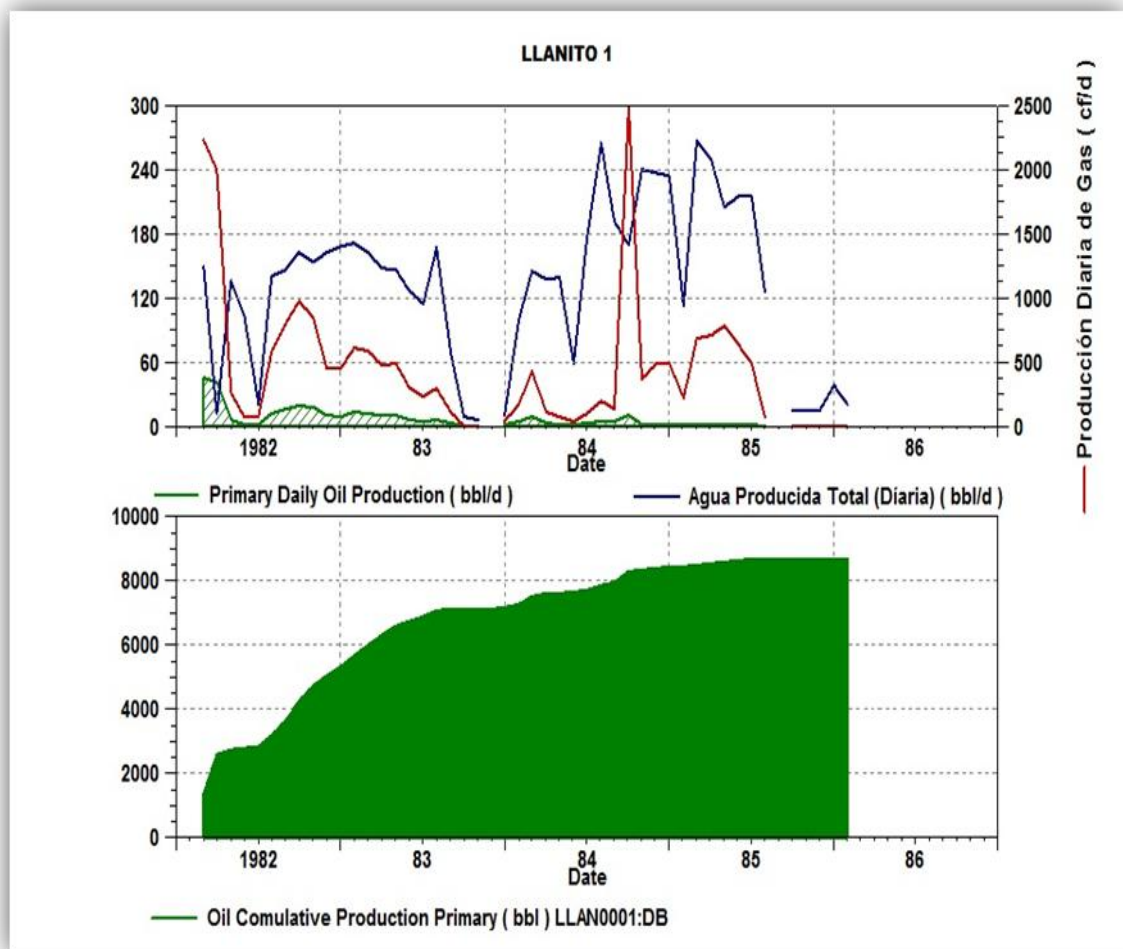
Comportamiento de producción. No es posible realizar el análisis del comportamiento de producción ya que no hay registros antes de 19882.

Sin embargo de acuerdo al comportamiento de la producción en la gráfica y su historia de eventos el pozo posee buenas características petrolíferas en la zona D, pero por motivos de evaluación fueron cañoneados en B de donde se obtuvo producción de agua y se realizaron cementaciones las cuales llevan más de 20 años. No es posible realizar el análisis por declinación debido a que el tratamiento ácido se realizó durante el completamiento.

En el comportamiento de la presión de inyección durante el trabajo de estimulación no se ve un destape del taponamiento por esta razón el tratamiento no fue adecuado. Debió hacerse un cañoneo de mayor penetración o una estimulación matricial y no un simple lavado ácido.

Otra posibilidad de analizar el pozo es a través de análisis petrofísicos, pero se necesitaría un pozo análogo el cual no se encuentra dentro del modelo.

Gráfica 13. Curva de producción de fluidos Llanito 1.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 4. Fecha de estimulación con MCA al 7,15%, 18 DE Diciembre de 1980.

Aspectos tenidos en cuenta: Después de un fracturamiento se realizó 20 años más tarde una estimulación orgánica con varsol en los intervalos comprendidos entre 7814'-7745' con una presión de forzamiento de 3000 psi estimulándose por succión donde quedaron secos (la formación no metió fluido). Posteriormente se trató de estimular con MCA al 7.15% a una presión máxima de 4100 psi pero la formación no tomó. Finalmente se lleno la tubería con agua salada, se circuló el pozo con Bicromato de Potasio y se abandonó temporalmente.

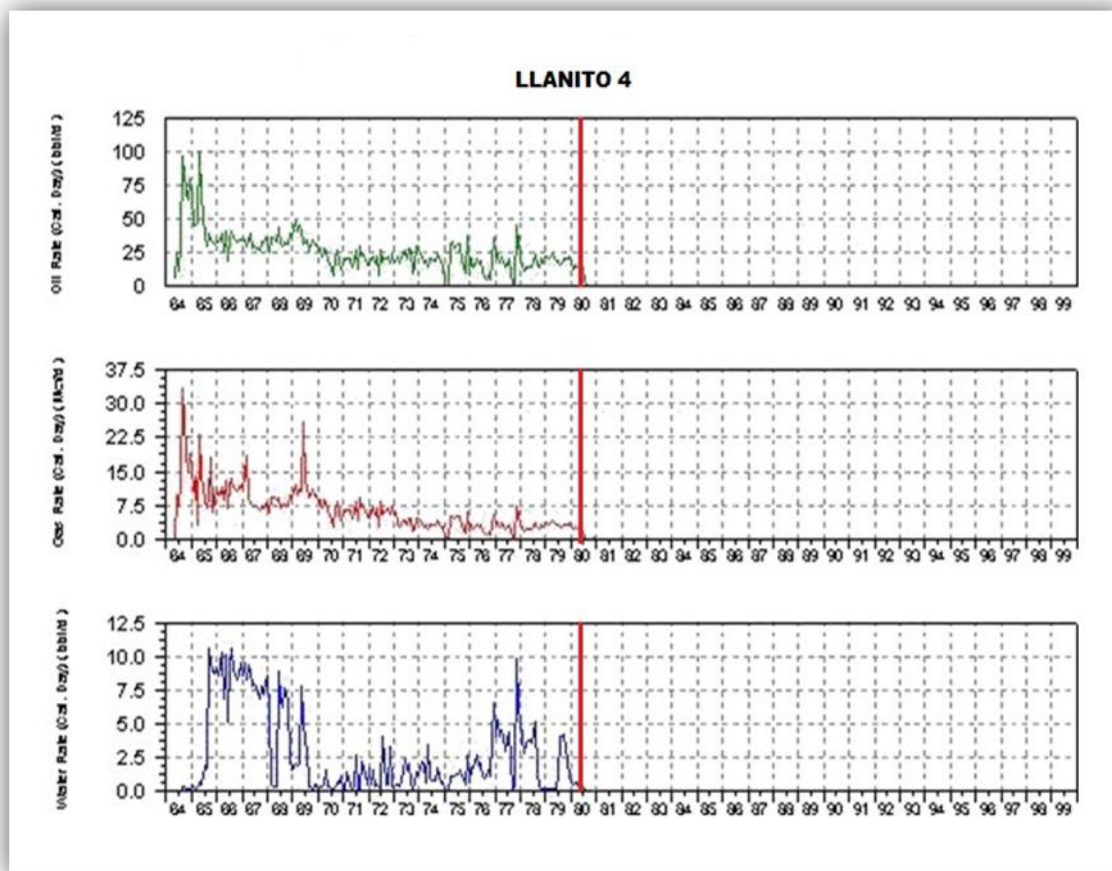
Se realizó un workover que integro mantenimiento de subsuelo y cañoneo de nueve arenas.

Comportamiento de Producción. La estimulación ácida no funcionó debido a que no se presentó un aumento en la producción del pozo y después del tratamiento el pozo se cerró.

La formación no toma fluido posiblemente porque el pozo posee mala calidad de formación según se determinó en un análisis de registros; debido a esto no es el mejor candidato para ser estimulado.

Se recomienda hacer un análisis petrofísico de la zona ya que la zona no tomo ni por tratamiento acido ni orgánico.

Gráfica 14. Curva de producción de fluidos, Llanito 4.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 28. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 11 de Junio de 1984.

Aspectos tenidos en cuenta: El pozo se completo como productor de la zona “C”, con una producción inicial de 100 bls de 23.1 °API con una RGA de 2000 pc/bl.

Antes de realizar el tratamiento de estimulación ácida todo el pozo había sido evaluado por succión (5576' - 7126') hasta seco, cada media hora entraron 700'

de líquido, recuperando 55 Bls de agua salada en 10,5 horas, saliendo 30% de aceite.

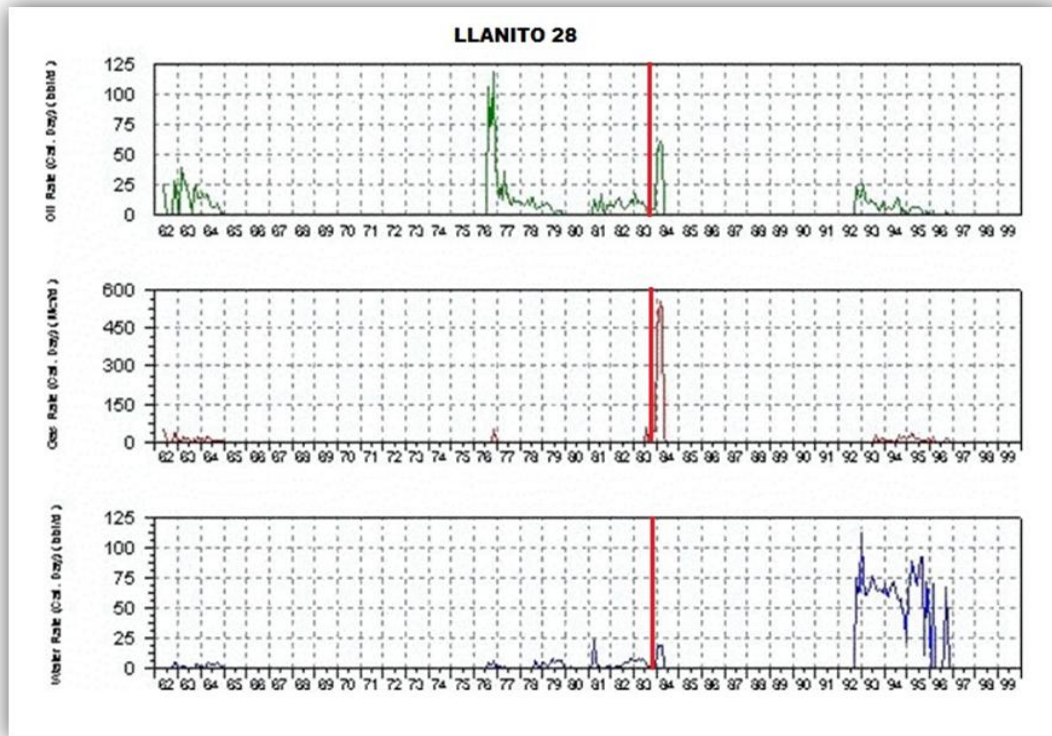
Se estimularon 3 intervalos. El intervalo 7126' – 6590' se estimuló 450' por encima del empaque, aceite 100%, el intervalo 6466' – 6130' se disparó en 9,5 horas y produjo 33 bls de aceite con presión estabilizada de 550 psi; y el intervalo 5598' – 5576' se estimuló 200' de líquido por encima del empaque, 80% agua y 20% aceite.

En 1992, 8 años más tarde se hace un trabajo de recompletamiento y se estimuló selectivamente. El intervalo 5598' - 5576' estimulado con MCA anteriormente dio como resultado nivel a 2500', y en 5 horas produjo 52 bls de aceite y 14 bls de agua y el otro intervalo estimulado con MCA 7126' y 6130' produjo 35 bls de agua y 25 de aceite en 12 horas en forma intermitente.

Comportamiento de producción. Después del trabajo no hay incremento de la producción, pero si hay incremento en la producción de gas y en el corte de agua por lo tanto el pozo quedó inactivo entre 1984 y 1992. El tratamiento no fue adecuado, probablemente el intervalo estimulado está ubicado cerca al contacto agua-aceite. Se sabe que el hidrocarburo proveniente del campo Llanito tiene compuestos de alto peso molecular los cuales precipitan con el ácido clorhídrico, el cual se utiliza en este tratamiento además puede inferir el fracaso de la estimulación a que no fue conveniente realizar tantos trabajos al tiempo.

Se evidencia daño por completamiento. Se recomienda para el caso de invasión de sólidos recañonear con un cañón de mayor penetración para que supere la zona de daño o efectuar un tratamiento de acidificación matricial.

Gráfica 15. Curva de producción de fluidos, Llanito 28.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 33. Fecha de estimulación con MCA al 15%, 25 de Febrero de 1982.

Aspectos tenidos en cuenta:

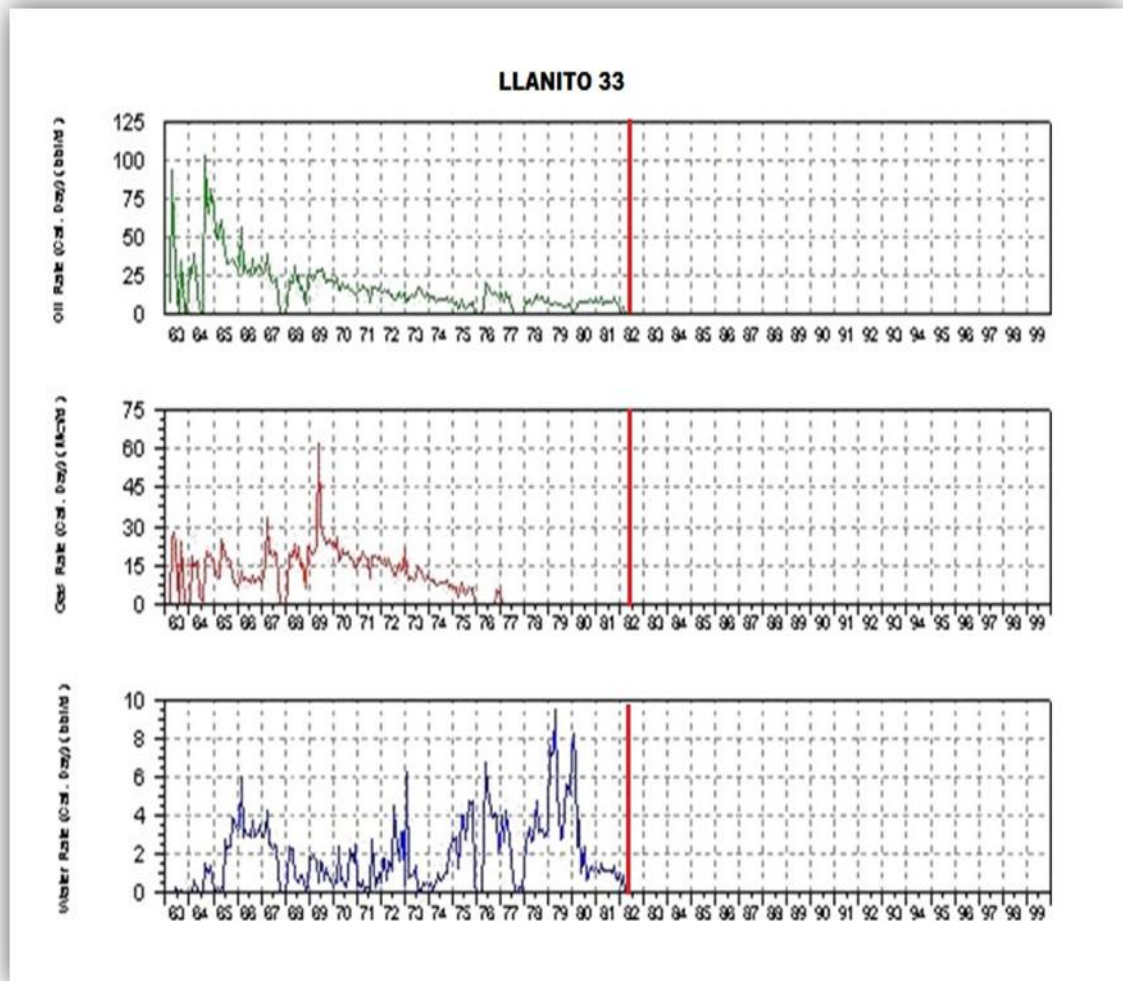
En 1982 se realiza el tratamiento de estimulación ácida con MCA al 15% y se logra forzar 15 barriles a una presión de 1500 psi.

Se hizo finalmente un recañoneo en varios intervalos y al estimular por succión cada uno de los intervalos cañoneados, resultaron acuíferos. Se balanceo tapón de cemento y el pozo se abandona.

Comportamiento de producción. Después de efectuado el tratamiento no se obtiene recuperación en la producción.

El tratamiento no fue adecuado posiblemente por factores alternos como baja presión de yacimiento o pocas reservas remanentes.

Gráfica 16. Curva de producción de fluidos, Llanito 33.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 57. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 35 de Septiembre de 1984.

Aspectos tenidos en cuenta: Se estimuló ácidamente con MCA al 7,5% a presión hidrostática forzándose con agua dulce. Se succionó recuperando 1000' de nivel cada media hora, 18 bls de aceite en 9 horas. Finalmente se dejó el pozo en producción.

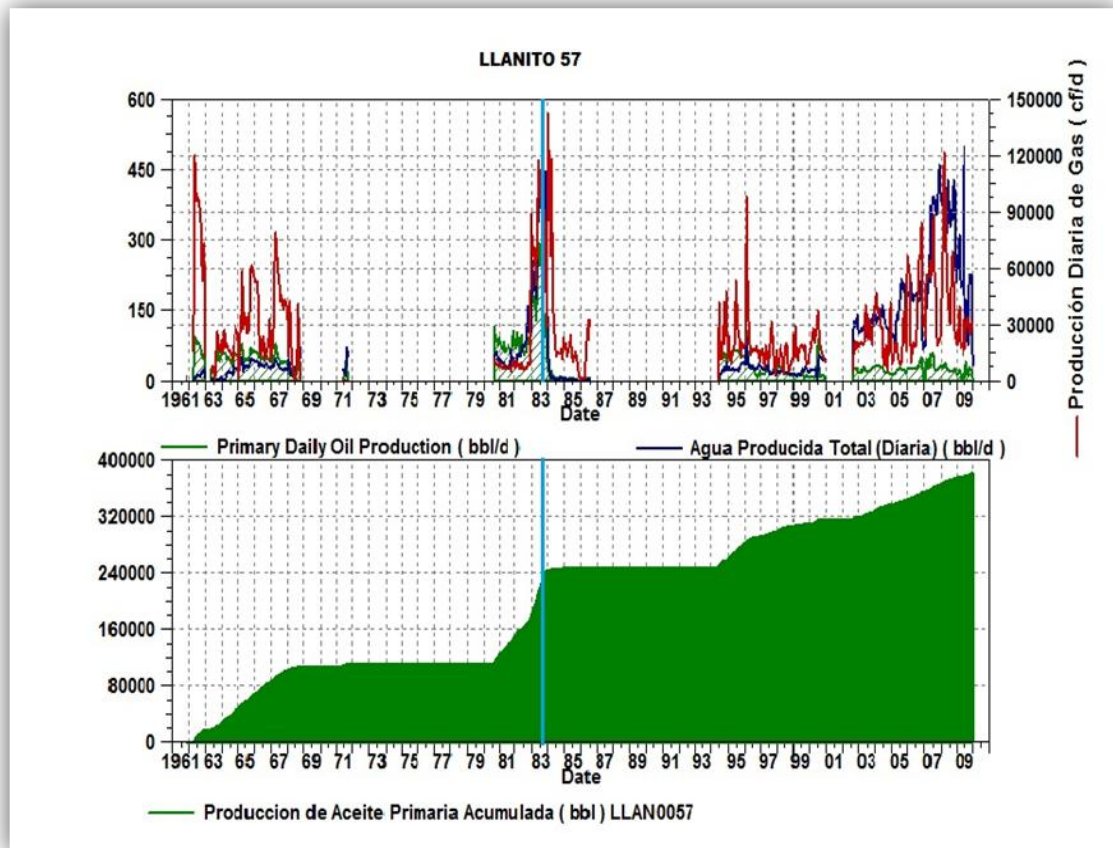
En la historia 10 años más tarde se reactivo el pozo y se realizó una evaluación selectiva pero no se le realizó al intervalo tratado.

Comportamiento de producción. Este tratamiento, se puede evaluar como único en la intervención del pozo, sin embargo la producción no muestra un incremento significativo, pues el incremento es para el día siguiente y no tiene incidencia en el promedio del mes.

El intervalo intervenido muestra una arena desarrollada en el registro de potencial espontáneo, pero con poco contenido de hidrocarburos, según el registro de resistividad. (Según información de yacimientos, Llanito maneja un bajo grado de resistividad). Probablemente en los trabajos anteriores (de aislamiento de zonas), aislaron uno de los intervalos de mayor aporte a la producción.

El tratamiento no fue adecuado porque antes de bombear el fluido de estimulación, el pozo se llenó con aceite, se aplicó el MCA y se desplazó con agua dulce, probablemente hubo alguna inconsistencia del hidrocarburo con el ácido clorhídrico, el cual se utiliza en este tratamiento.

Gráfica 17. Curva de producción de fluidos, Llanito 57.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 81. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 5 de Diciembre de 1984.

Aspectos tenidos en cuenta:

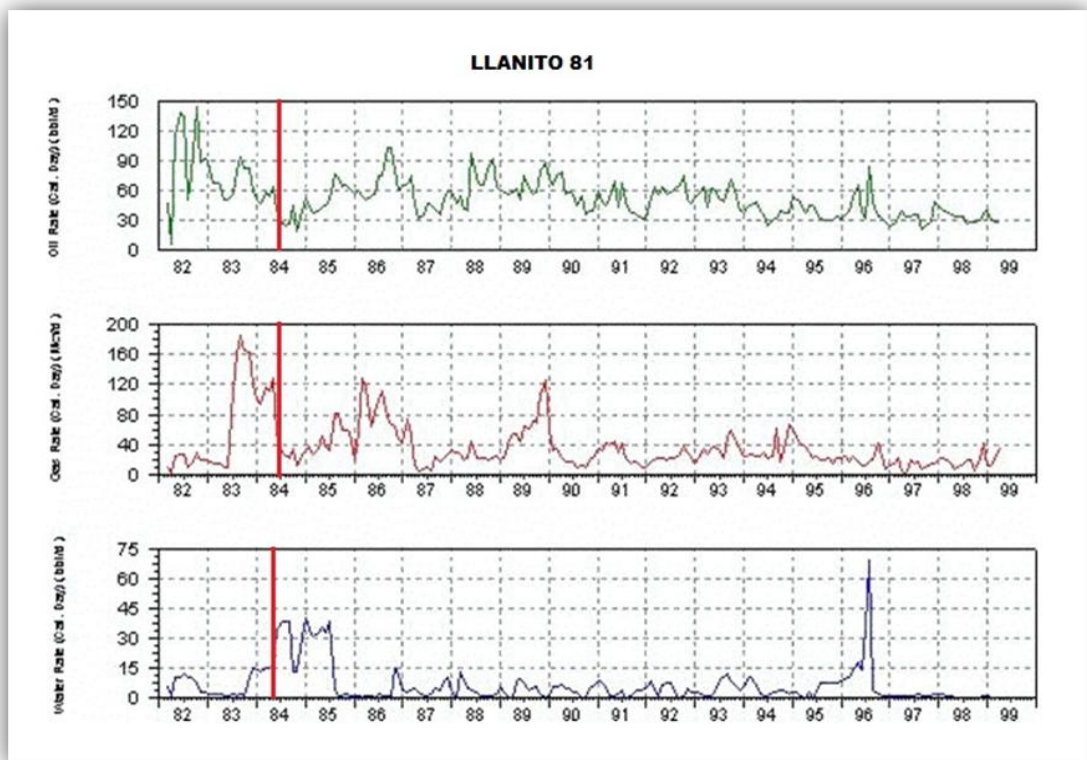
Los intervalos comprendidos entre 7374' - 7330' se cañonearon con desintegrable de 2 1/8 " produciendo luego por succión desde 850' de superficie hasta seco, con intervalos de 1 hora le entraron 169' de líquido y se recuperaron 5 bls de aceite en 4 horas. Posteriormente se acidificaron con MCA al 7,5%, forzando 12 bls con una presión final de 3000 psi, estimulándose seguidamente

por succión, dando como resultado seco, cada hora le entraron 100' de líquido, recuperando 62 bls de aceite en 15, 5 horas.

Comportamiento de producción. Se observó en las curvas un aumento en la producción de aceite que estabiliza la tasa de producción que estaba declinando.

No es concluyente si el tratamiento fue adecuado o no, porque se estimularon unos intervalos que acababan de ser cañoneados. Posiblemente este fluido removió el daño generado por cañoneo es decir limpio los ripios que quedaron.

Gráfica 18. Curva de producción de fluidos, Llanito 81.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.

Ecopetrol S.A

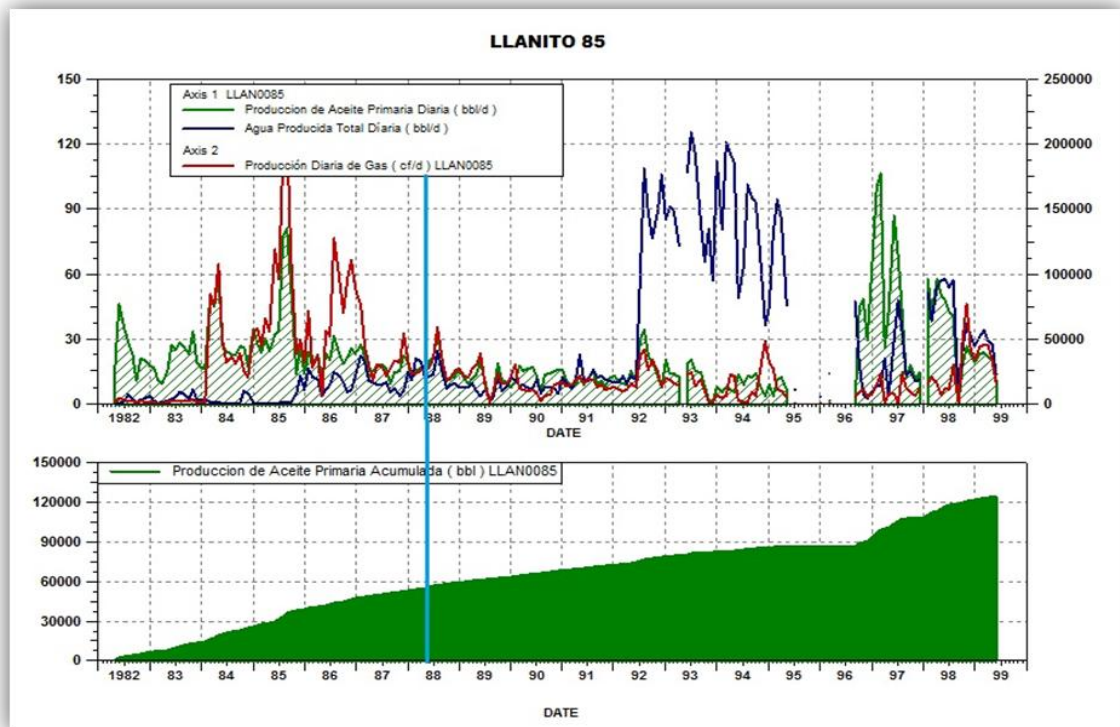
Pozo Llanito 85. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 9 de Diciembre de 1987.

Aspectos tenidos en cuenta: Se estimuló a 6800' el pozo con MCA al 7,5 % a 3500 psi. Al evaluar por succión estabilizando nivel a 6800', recuperó 100 bls de aceite y 52 bls de agua en 20 horas y se dejó en producción el pozo.

Comportamiento de producción. Se ve un aumento no tan significativo de la producción de aceite, lo que ayuda a la curva a recuperar su nivel de producción.

No se cuenta con datos suficientes que nos aporten información sobre la efectividad del tratamiento por estimulación ácida pero a nivel de producción no hay un aumento significativo.

Gráfica 19. Curva de producción de fluidos, Llanito 85.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 103. Fecha de estimulación con MCA al 7,5%, 12 de febrero de 1988.

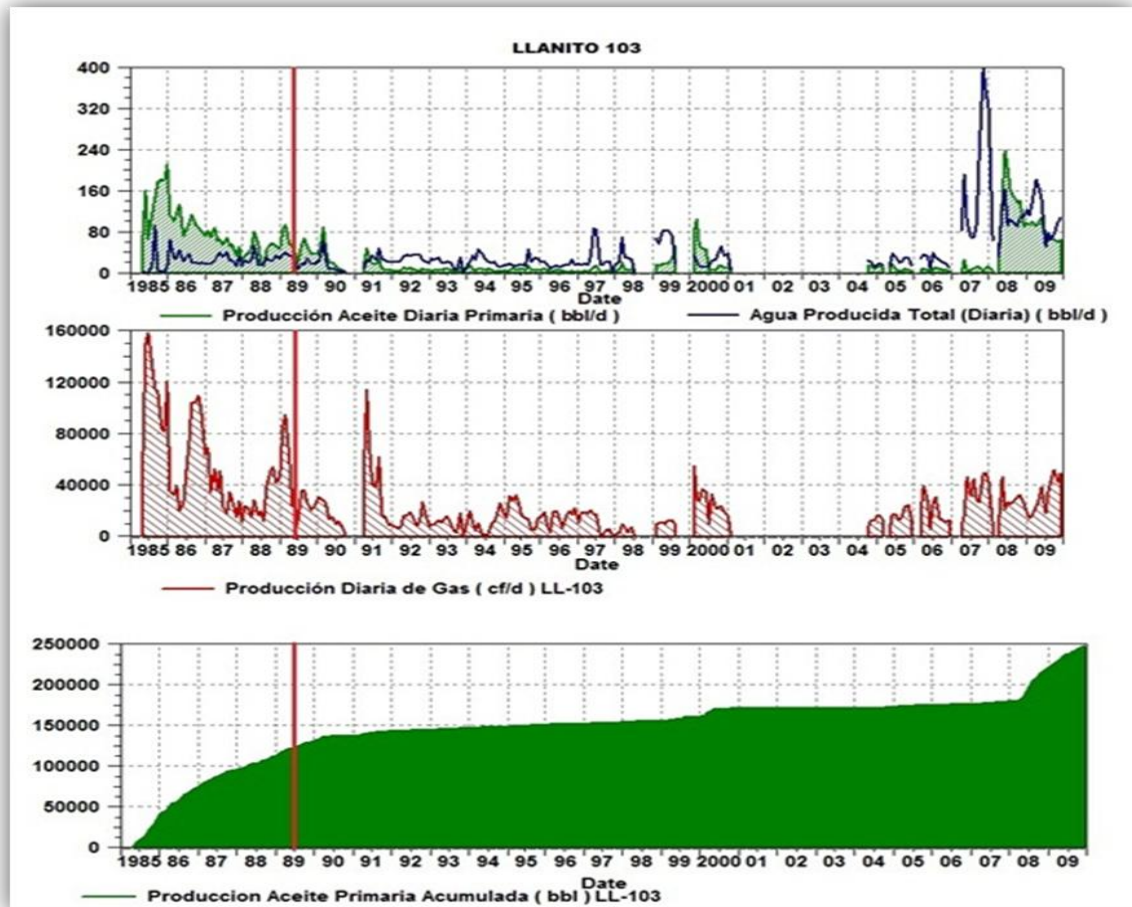
Aspectos tenidos en cuenta: Se estimuló con MCA al 7,5% los intervalos entre 7204' y 7128' forzándose con 14 bls de aceite a una presión máxima e inicial de 1700 psi y final de 500 psi. Se le bombearon 90 bls de aceite al anular y no lleno. Luego se succionó con nivel estable a 6200' y se recuperó 66 bls de aceite en 10 horas. Finalmente se realizó un cañoneo con el pozo lleno de aceite, se instala bomba RHBC de 2-1/2" * 1-3/4" * 16' * 20' y se deja el pozo en producción.

Comportamiento de producción. La producción de aceite aumenta al igual que la producción de gas.

El tratamiento no fue adecuado porque posiblemente el intervalo intervenido no cuenta con suficiente presión para responder a un tratamiento de estimulación.

El incremento de la producción posiblemente fue por la profundización de la bomba o por el cañoneo posterior.

Gráfica 20. Curva de producción de fluidos, Llanito 103.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

3.2. ESTIMULACIONES ORGANICAS EN EL CAMPO LLANITO

Las estimulaciones orgánicas realizadas en el activo Llanito fueron estimulación orgánica con varsol y estimulación orgánica con varsol mejorado.

En los campos Llanito 4 y Llanito 80 se realizó estimulación orgánica con varsol, siendo efectiva solamente la estimulación realizada en Llanito 80 ya que no se evidencia prueba de daño de formación en el intervalo.

La estimulación orgánica varsol mejorado (xileno/varsol) realizada a los campos Llanito 111 y Llanito 120 es una fórmula que contiene en su composición 40 % de xileno y como solvente tiene varsol

Varsol mejorado. Este tratamiento de estimulación es la técnica preferencial empleada en el campo de Llanito, se creó con la asesoría del Instituto colombiano del Petróleo (ICP), ya que no existía un tratamiento como este para tratar el daño que se encuentra identificado en el campo Provincia y es el de Precipitación de Parafinas.

El volumen de fluido puede variar con la profundidad del daño existente en los pozos. El Tensoactivo, el Solvente Mutuo y las concentraciones de estos productos fueron seleccionados mediante ensayos de laboratorio.

El tratamiento seleccionado tiene propiedades solventes, detergentes y modifica las condiciones superficiales de la roca del yacimiento, con el fin de dar mayor duración a los efectos de la estimulación.

El tratamiento de estimulación es el siguiente:

Ecuación 3.

varsol (60%) + xileno (40%) + surfactante no iónico (5%) + solvente mutuo (5%)

La razón por la cual se le agrega xileno al varsol, es con el fin de aumentar su índice de Kauri butanol, es decir, aumentar el poder de solvencia mediante el

incremento de la aromaticidad del mismo. El índice de Kauri butanol es una medida de la aromaticidad. Si el porcentaje de xileno es mayor que el 40% en volumen, el tratamiento moja la formación por aceite, lo cual no es recomendable.

El surfactante no iónico soluble en agua y en hidrocarburos que sirve para que los disolventes desprendan mejor el material orgánico, sirve también para desestabilizar las emulsiones que se puedan generar dentro de la formación. Es un detergente con propiedades tesorreductoras. La concentración seleccionada es el resultado de ensayos de laboratorio. Al poner en contacto un surfactante con crudo de formación puede ocurrir un incremento de la viscosidad del crudo, lo cual no es conveniente. Debido a lo anterior, se requiere realizar pruebas de laboratorio muy específicas.

El solvente mutual usado para disolver resinas, las cuales están presentes en los crudos y también se precipitan. Humecta la formación por agua y disminuye el efecto del hierro (tuberías, fluidos del yacimiento, roca) sobre la estabilidad de los surfactantes no iónicos. Además evita la formación de precipitados o por turbidez, es compatible, de mojabilidad mixta la cual es la que induce el tratamiento en la formación y de una detergencia buena la cual determina la capacidad de limpieza a la arena del surfactante disuelto en el tratamiento con una tensión interfacial menos a 6 dinas /cm.

El tratamiento orgánico con varsol mejorado (xileno/varsol) se realizó de la siguiente manera:

Para preparar esta formulación se incluyó:

- Solvente mutuo PET 200 a 40 gpt
- Surfactante PET 55 a 4 gpt
- Reductor de tensión RTQP-2 a 5 gpt
- Solvente mayoritario varsol y diesel.

La metodología de tratamiento se basó en el análisis técnico, operacional y económico. Determinando la producción incremental y revisando cada una de las historias de los pozos y sus estados mecánicos. El análisis se enfocó principalmente en eventos realizados antes y durante el tratamiento, para de esta forma concluir factores externos tales como intervalos cañoneados, limpieza de arenas, aislamiento de zonas y otros procedimientos operacionales que generaron cambios en el comportamiento de la presión y la producción que no permitieron valorar la verdadera efectividad del tratamiento.

La estimulación orgánica unida a una estimulación ácida y un cañoneo de alta penetración puede ayudar a superar el problema de invasión de sólidos en zonas taponadas por estos.

Estimulaciones ácidas que presentaron incremental. Para evaluar la producción incremental de cada pozo correspondiente a la estimulación orgánica, se analizó su curva de producción, curva de declinación y el aporte de cada uno de los intervalos descartando aquellos que aportaron producción debido a limpiezas de arenas y cañoneo.

Debido a que la fecha en la cual se realizó la estimulación es de muchos años atrás, el análisis por curvas IPR no se pudo realizar por falta de información de estos pozos.

Pozo Llanito 80. Fecha de estimulación con varsol, Noviembre 13 de 1990.

Aspectos tenidos en cuenta:

Antes de realizar el trabajo de estimulación orgánica se realiza un workover que incluye cementación remedial y cañoneo de los intervalos 6392'-6378' y 6374'-6370' referidos al registro de inducción, donde sin manifestación, se evaluaron y se recuperaron 16 bls en una hora a 450 psi.

Seguido a esto se realizó DST a los intervalos comprendidos entre 6392' y 6370' y se evaluaron por succión produciendo 134 bls de aceite y 20 de agua, luego se colocó reducción de 1/4" y produjo 74 bls de aceite en tres horas y se continuó estimulando recuperando 308 bls de aceite y 76 bls de agua salobre.

Durante la estimulación orgánica se realizó una prueba de inyección a los intervalos comprendidos entre 6392' y 6370' tomando 1440 bpd y finalmente se efectuó el tratamiento orgánico que se forzó a una presión máxima de 200 psi tomando 2880 BPD con 95 bls de Varsol, 9.5 bls de JB-50 y 3 bls de JB-5 a dichos intervalos. Se evaluaron de 100' a 1000' produciendo 27 bls de aceite y 4 de agua y se continuó estimulando de 500' a 1000' recuperando 610 bls de aceite y 61 bls de agua. El pozo se deja en remojo y después dispara bien.

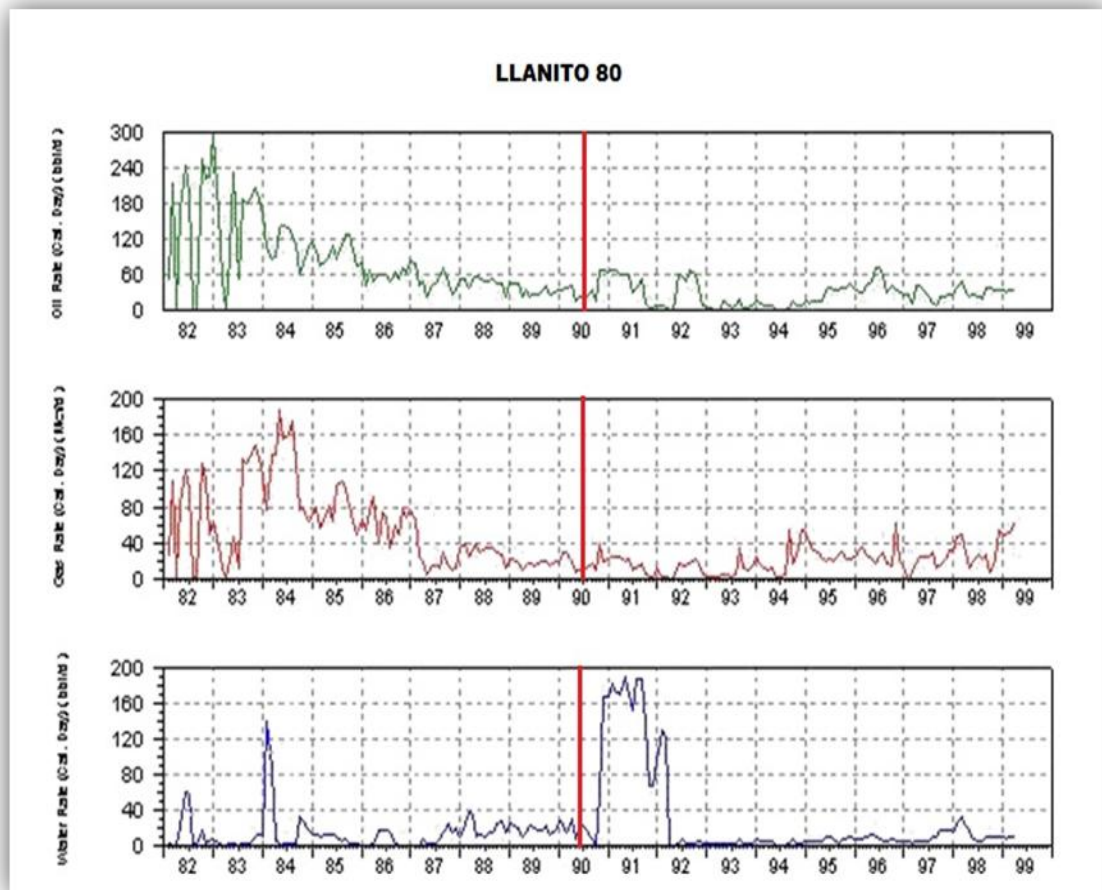
Dos años más tarde se aíslan arenas y se realiza nuevamente un cañoneo.

Comportamiento de producción. El tratamiento fue efectivo. La tasa de producción de aceite aumenta aproximadamente el doble aunque se observa también un aumento considerable del corte de agua, lo cual no es favorable.

El tratamiento fue exitoso, probablemente fue adecuado debido a que existe daño aparente en este intervalo.

Aquí también fue favorable desplazar el tratamiento con hidrocarburo y no con pre-flujo.

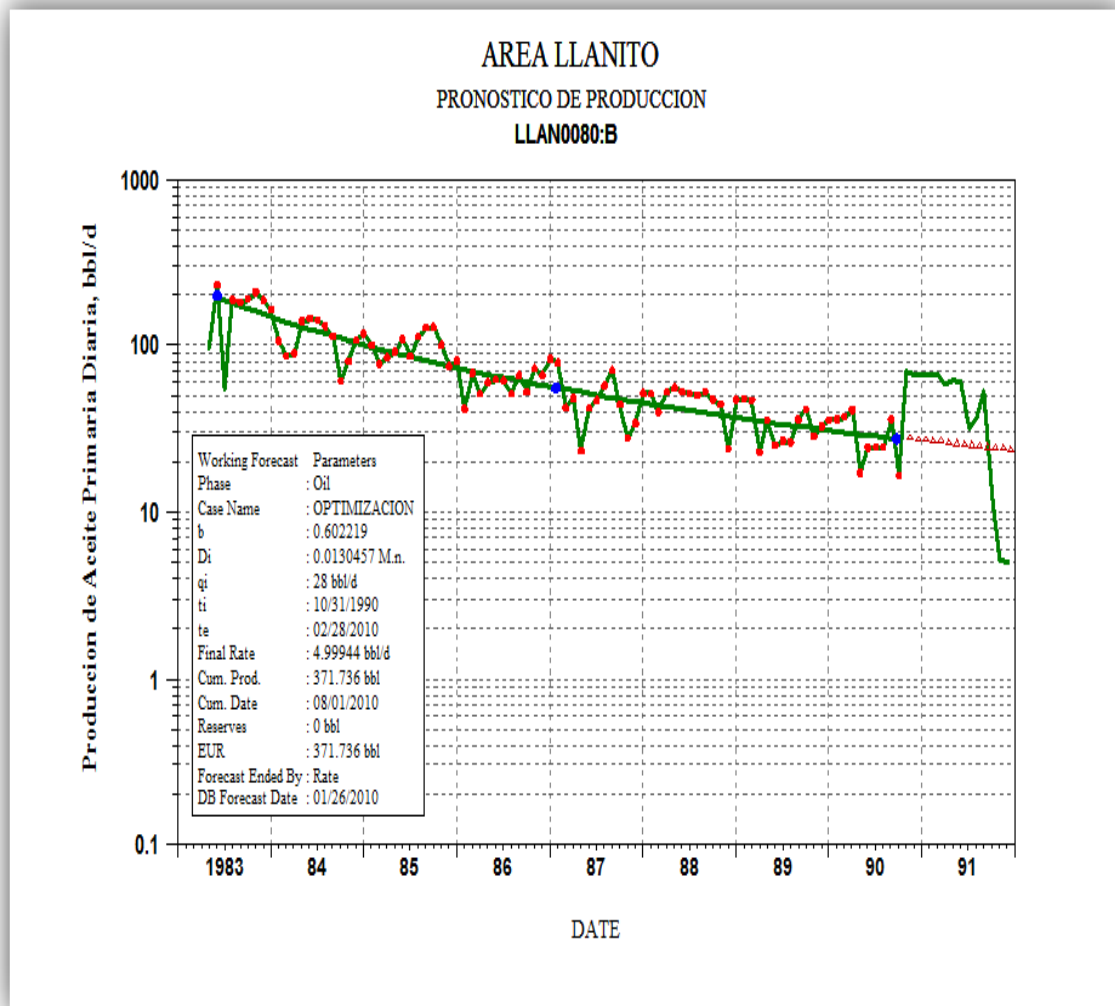
Gráfica 21. Curva de producción de fluidos, Llanito 80.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Tendencia de declinación de la producción. Se observa la tendencia de declinación del pozo y se calcula la producción básica junto con la producción después de realizada la estimulación para finalmente determinar la producción incremental de 637 Bls como resultado del tratamiento ácido. Su producción acumulada al 8 de enero del 2010 fue de 371736 Bls.

Gráfica 22. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Llanito 80.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Estimulaciones ácidas que no presentaron incremental. Algunos de estos pozos no presentaron incremental o el aumento en su producción se debe a intervalos recañoneados y limpiezas al pozo, por lo tanto no se le atribuye este incremento al trabajo realizado por la estimulación.

Pozo Llanito 4. Fecha de estimulación con Varsol, 18 de Diciembre de 1980.

Aspectos tenidos en cuenta: Después de un fracturamiento se realizó 20 años más tarde una estimulación orgánica con varsol en los intervalos comprendidos entre 7814'-7745' con una presión de forzamiento de 3000 psi estimulándose por succión donde quedaron secos (la formación no metió fluido). Posteriormente se trató de estimular con MCA al 7.15% a una presión máxima de 4100 psi pero la formación no tomó. Finalmente se lleno la tubería con agua salada, se circuló el pozo con Bicromato de Potasio y se abandonó temporalmente.

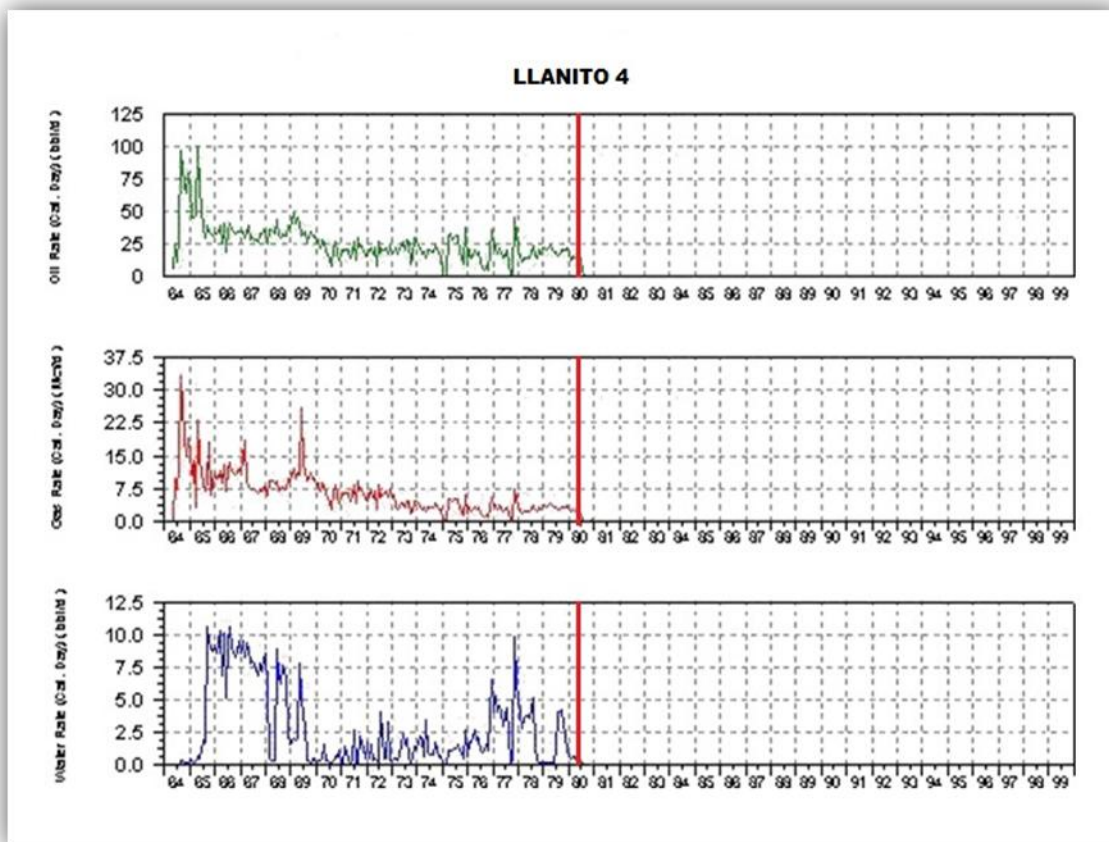
Se realizó un workover que integro mantenimiento de subsuelo y cañoneo de nueve arenas.

Comportamiento de producción. Como se observa en la grafica, el tratamiento no fue efectivo. No hay incremento de la producción, y el pozo queda en abandono.

La formación no toma fluido posiblemente porque el pozo posee mala calidad de formación según se determinó en un análisis de registros; debido a esto no es el mejor candidato para ser estimulado.

Se recomienda hacer un análisis petrofísico de la zona ya que la zona no tomo ni por tratamiento acido ni orgánico.

Gráfica 23. Curva de producción de fluidos, Llanito 4.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 120. Fecha de estimulación con varsol mejorado (Varsol/Xileno), 8 de Diciembre de 2008.

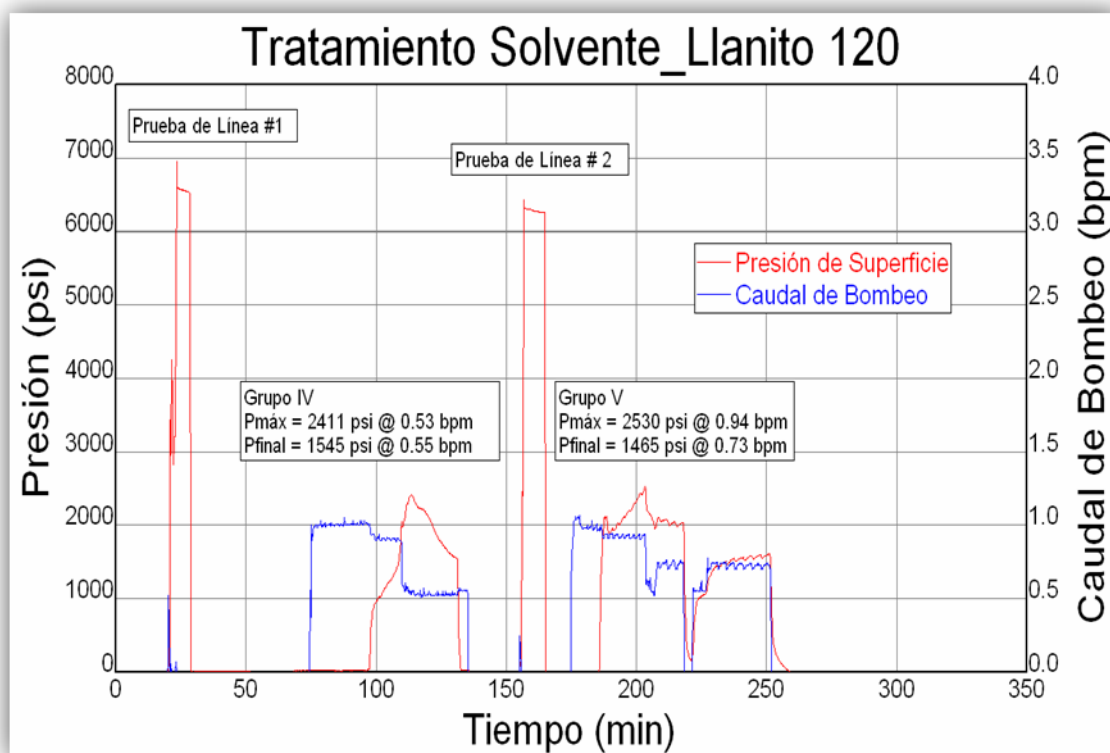
Aspectos tenidos en cuenta: Se realizó un tratamiento orgánico a partir de una investigación realizada por el ICP. El informe de la investigación¹² contiene la caracterización de una muestra sólida tomada de la varilla del pozo Llanito 120.

¹² JAIMES Manuel, ECOPETROL.SA. "Caracterización del sólido Llanito 120 (ICP-UST-IDO 152-09-114). Instituto colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Agosto de 2009.

La muestra se sometió a limpieza con diclorometano (DCM) para separar el material orgánico (residual de crudo) y posteriormente se realizó una digestión con HCl para caracterizar por separado las fases soluble e insoluble en ácido. La cual se identificó mediante espectrometría IP. El resultado final correspondió a la integración de los datos de los análisis de cada fase.

La muestra fue 87% de naturaleza orgánica, soluble en DCM y que según el análisis por espectroscopía IP, corresponde a Parafina.

Gráfica 24. Tratamiento Orgánico Llanito 120.

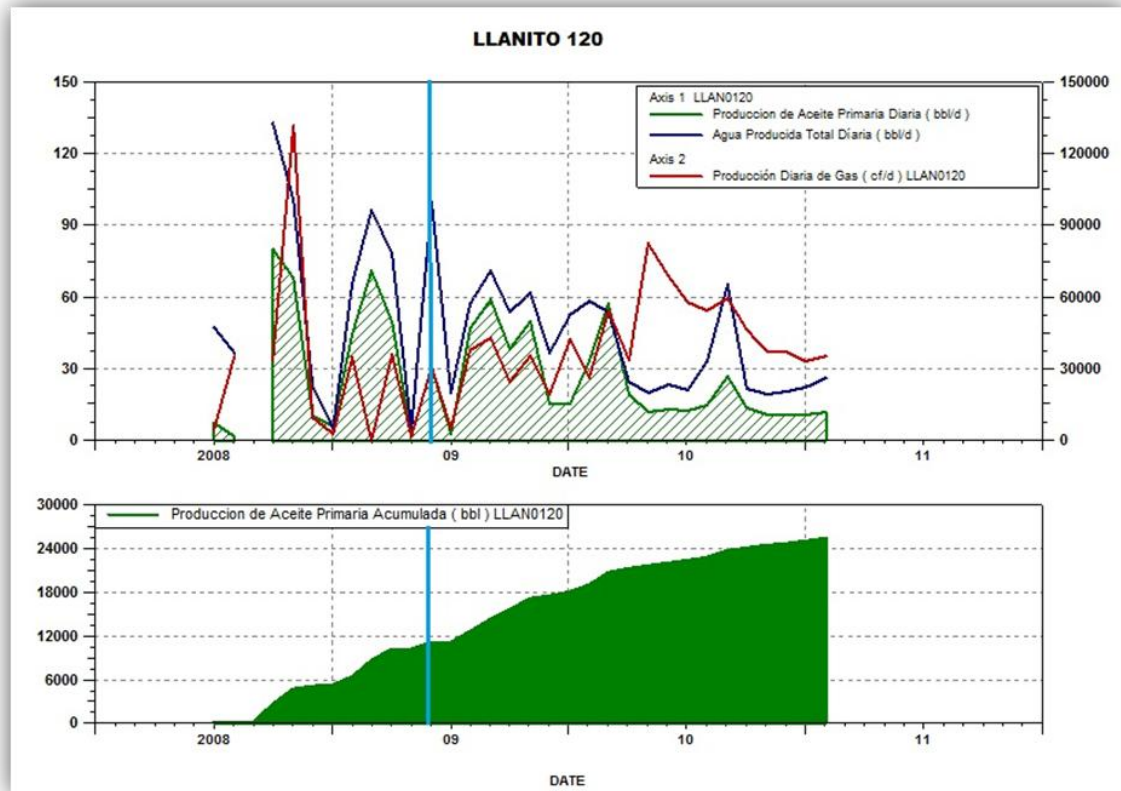


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de producción. No hay respuesta al tratamiento de estimulación, ya que no hay un notable incremento en la producción. Se puede ver

un incremento en la producción de agua y el nivel de hidrocarburo retorna rápidamente a los niveles que tenía antes de ser intervenido.

Gráfica 25. Curva de producción de fluidos, Llanito 120.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 111. Fecha de estimulación con Varsol mejorado (Varsol/Xileno), 2 de Octubre de 2008.

Aspectos tenidos en cuenta: El tratamiento orgánico del pozo Llanito 111, se determinó mediante una prueba realizada que analizó la solubilidad de una muestra sólida recogida en el pozo.

Para la prueba se pesó 1 gramo de la muestra y se adicionó a 100 ml de varios fluidos además se preparó dos Sistemas Orgánicos para observar el tiempo de disolución de la muestra en ciertos fluidos.

La muestra analizada era de contextura grumosa, de color café y bastante suave al tacto; la cual se deja dividir fácilmente en pequeñas fracciones. Su comportamiento en diferentes fluidos arrojó resultados que indican que es soluble en Xileno, flotó en agua, no fue soluble en HCl ni en agua destilada y no presentó evidencia magnética.

De acuerdo a los resultados obtenidos se realizó un análisis cuantitativo de solubilidad utilizando algunos sistemas los cuales arrojaron resultados muy favorables.

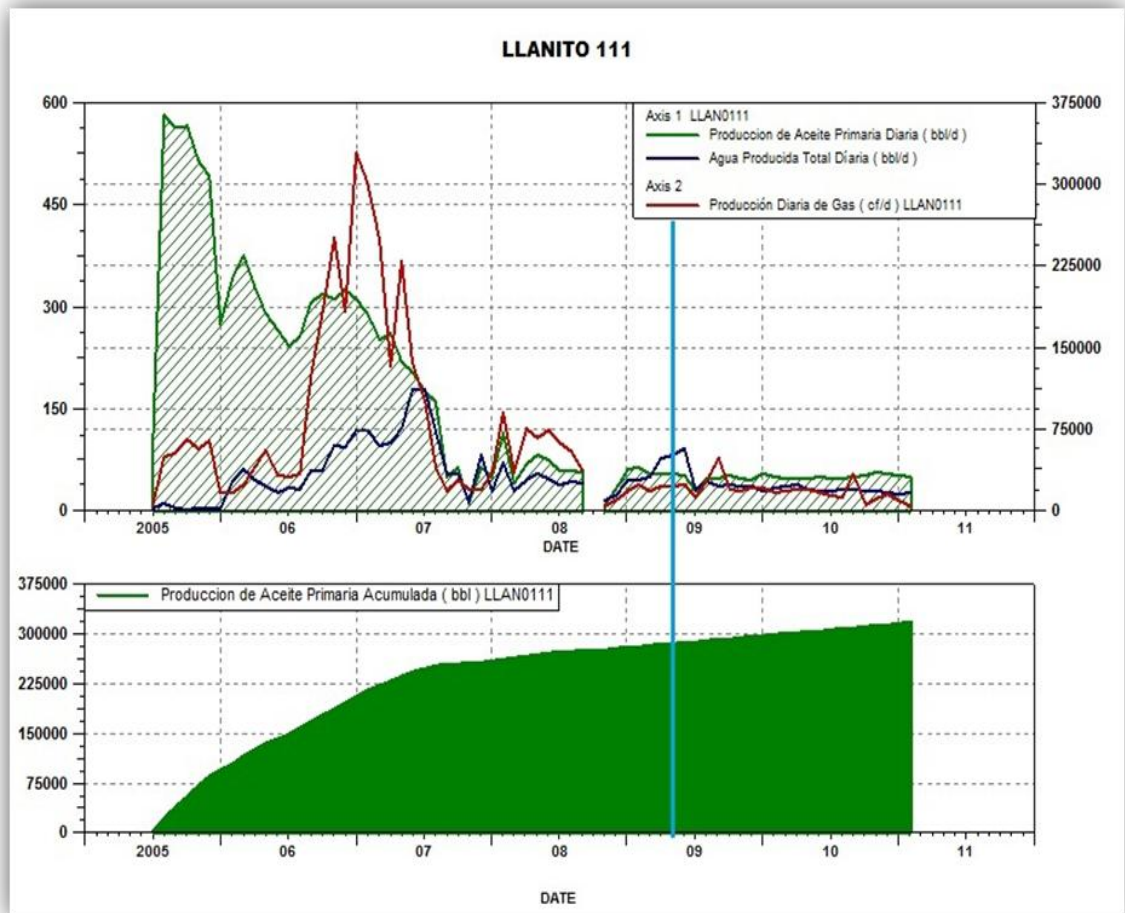
El sistema diesel-xileno disolvió 65% la muestra sólida del pozo después de transcurridos 60 minutos, y el sistema varsol-xileno disolvió el 68% de la muestra sólida en el mismo tiempo.

Finalmente se concluyó que la muestra sólida analizada en el laboratorio presenta características orgánicas de parafina; y que los sistemas orgánicos descritos anteriormente fueron efectivos en el tratamiento orgánico¹³.

Comportamiento de producción. La estimulación no fue exitosa, ya que no hubo incremento de la producción de aceite en el pozo después de realizado el tratamiento.

¹³ BJ SERVICES-Colombia, Informe EC-0288-LAB. “Análisis de muestra sólida del pozo Llanito 111”. Elaborado por Hernando Chaparro. Neiva (Huila). Febrero del 2008.

Gráfica 26. Curva de producción de fluidos, Llanito 111.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Tabla 2. Sistemas Orgánicos efectivos.

ADITIVO	FUNCION	CONCENTRACIÓN
Diesel	Solvente Orgánico	474 gpt
Xileno	Solvente Aromático	474 gpt
NE-118	Surfactante No iónico	2 gpt
US-40	Solvente Mutual	50 gpt

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN
Varsol	Solvente Orgánico	474 gpt
Xileno	Solvente Aromático	474 gpt
NE-118	Surfactante No iónico	2 gpt
US-40	Solvente Mutual	50 gpt

Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

3.3. ESTIMULACION SONICA EN EL CAMPO LLANITO

Se realizó una evaluación de la tecnología PCUS (Estimulación acústica) de la compañía UCOIL S.A.¹⁴, como herramienta para remover o reducir el daño de formación, disminuir las intervenciones a los pozos, e incrementar los niveles de producción y el tiempo de explotación del pozo productor de hidrocarburos Llanito 75.

Uno de los principales inconvenientes operacionales es la precipitación de parafina en los sistemas de producción (equipos de subsuelo y superficie). Este problema se ha manejado empleando diversos tipos de tecnologías para remover los depósitos e inhibir su precipitación en los sistemas de producción, siendo el más empleado el bombeo de aceite caliente tanto en las líneas de Superficie como en el equipo de subsuelo.

La herramienta de estimulación acústica PCUS se probó en los pozos La Cira 837 y Llanito 75 durante el año 2003, en donde no se observó ningún incremento de

¹⁴ JAIMES Manuel. ECOPETROL SA. Gerencia Regional Magdalena Medio Superintendencia de Mares Departamento de Producción., “ Evaluación prueba tecnología PCUS (Estimulación Acustica) en el campo Lisama(pozos lisama 131 y lisama 132”.El Centro. Septiembre de 2005

producción en los pozos evaluados como respuesta a la estimulación acústica realizada, por lo cual se concluyó que el trabajo de estimulación no fue exitoso.

3.3.1. Descripción de la tecnología. El principal factor que influye en el aumento de la producción de petróleo es el proceso de cavitación. La cavitación, es la formación de burbujas (CAVERNAS), pulsantes en un líquido llenas de vapor, gas y/o la mezcla de ellos. La cavitación ultrasónica es el fenómeno mediante el cual es posible comprender el principio del lavado por ultrasonido. En un medio líquido, las señales de alta frecuencia producidas por un oscilador electrónico y enviadas a un transductor especialmente colocado en la sonda que está inmersa en el líquido, generan ondas de compresión y depresión a una altísima velocidad. Esta velocidad depende de la frecuencia de trabajo del generador de ultrasonido.

3.3.2. Proceso de cavitación ultrasónica. Durante la fase de depresión (fase A) se crean en el seno del líquido una infinidad de burbujas de gas que se agrandan mientras dura la fase de depresión acústica (presión negativa). Esta formación de burbujas microscópicas de gas es el inicio de la cavitación (la formación de cavidades gaseosas en el interior del líquido). Durante la segunda fase de compresión ultrasónica (fase B), la enorme presión ejercida sobre las burbujas recién expandidas, comprime a las mismas aumentando enormemente la temperatura del gas en ellas contenido (fase C) hasta que las burbujas colapsan en si mismas con la consiguiente expulsión de una enorme cantidad de energía (fase D). La energía provocada por la implosión de las burbujas de gas destruye los materiales taponantes, produciendo cavidades intercomunicadas entre si que permiten el paso del aceite, incrementando la permeabilidad y la producción de hidrocarburos, físicamente tendremos un fenómeno de "micro barrido" a una altísima frecuencia (cerca de 40.000 veces por segundo).

Para determinar si la estimulación acústica tuvo resultados en el pozo Llanito 75 se recopiló la siguiente información antes y después de la prueba para su evaluación:

- Pruebas de sonolog y dinagramas con el equipo Echometer.
- Medidas de producción bruta en la estación.
- Evaluación del corte de agua.

Pozo Llanito 75. Fecha de estimulación mediante microondas, 14 de Mayo de 2003.

Aspectos tenidos en cuenta¹⁵: Anterior al trabajo de estimulación en septiembre de 2002 se cañonearon los intervalos comprendidos entre 5410' y 6418' y se dejaron en producción. El pozo produjo hasta marzo de 2003, mes en el cual quedo en diferida esperando equipo de reacondicionamiento para un trabajo de limpieza de arena; el cual se realizó en el mes de mayo y después se llevo a cabo la estimulación acústica. En este trabajo se subió la bomba 491' y se realizó cambio del diámetro del pistón pasando de 2.25" a 1.75"; cambiando con esto la capacidad instalada en el pozo.

Durante la estimulación sónica se bajó limpiando por circulación en directa desde 6387' hasta 6457' sin retorno, después de haber bombeado 300 bls se avanzó hasta 6490' retornando 80 bls de aceite 100% y presencia de arena fina. Con cuello dentado a 6200', se bombeo inicialmente 15 bls de agua preparada, y 26 bls de Píldora Brinnad, se espero una hora y se bajó sarta tocando a 6519'; continuó limpieza hasta 7324' (Hubo necesidad de parar la operación en tres ocasiones por falta de fluida).

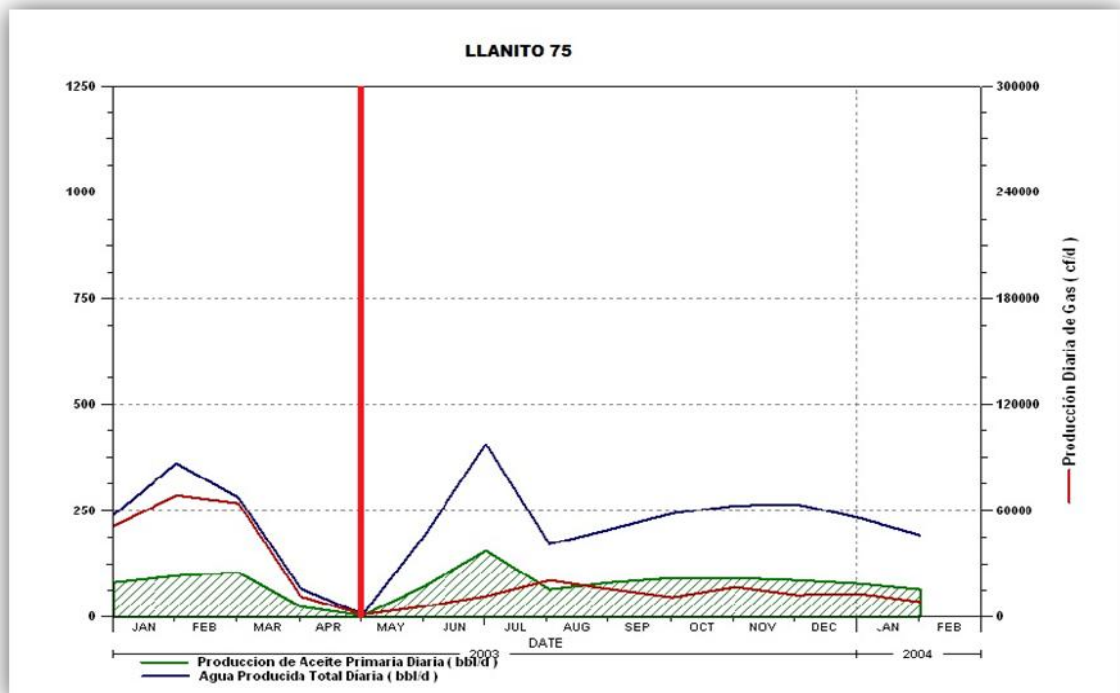
Después se bajó herramienta para la evaluación acústica y no paso del cuello dentado a 5000', se sacó sarta y retiró cuello dentado. Luego se bajó tubería con

¹⁵ ECOPETROL.SA., "Evaluación acústica a los pozos La Cira 837 y Llanito 75". 2003.

punta abierta y se bajó herramienta para sonda acústica, se verificó fondo a 7334', finalmente se bajó sonda acústica para estimular los siguientes intervalos:

- Entre 6418'-6400', realizando paradas cada 2 ½ horas así: 6418'-6414', 6410'-6406', 6404'.
- Entre 6388'-82', realizando paradas cada 2 ½ horas así: 6388' y 6386'
- Entre 6035'-28' realizando paradas de 2 ½ horas así: 6035' y 6032'
- Entre 6019'-10' realizando paradas de 2 ½ horas así: 6017' y 6014'
- Entre 5972'-65' realizando paradas de 2 ½ horas así: 5972' y 5969'
- Entre 5514'-08' realizando paradas de 2 ½ horas así: 5514' y 5512'
- Entre 5502'-5492' realizando paradas de 2 ½ horas así: 5502' y 5498'
- Entre 5418'-20' realizando paradas de 2 ½ horas así: 5416' y 5414'
- Entre 5979'-65', al realizar esta estimulación el pozo se disparó a cabezazos.

Gráfica 27. Curva de producción de fluidos, Llanito 75.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de producción. El pozo antes y después del trabajo de limpieza y estimulación acústica presento una producción promedio de 250 BFPD. Después del trabajo de limpieza y estimulación acústica, el pozo presentó un incremento en los cortes de agua, que pudieron estar asociados a:

- Aporte de agua de los intervalos inferiores (6382' – 7134'), los cuales estaban tapados por la arena cuyo tope se encontraba a 6363' y en este trabajo se limpio a fondo.
- Como se puede apreciar en la grafica el corte de agua venia en ascenso después del cañoneo y antes del trabajo de mayo de 2003; por lo tanto es probable que el incremento se deba a la invasión del frente de agua de los intervalos cañoneados en septiembre de 2002.
- Un efecto negativo de la estimulación acústica.

La estimulación acústica operacionalmente se realizó bien, pero después de este tratamiento se puede ver un incremento en la producción de agua y el nivel de hidrocarburo retorna rápidamente a los niveles que tenía antes de ser intervenido. (Este incremento se le puede atribuir a la acumulación de hidrocarburo en la cara del pozo, mientras estuvo cerrado).

No es posible validar o cuestionar la eficiencia de la herramienta con las pruebas realizadas ya que no se tenía evidencia de daño a la formación; además con el agravante de haber sido cañoneado en una fecha cercana a la prueba y haber realizado un trabajo de limpieza simultaneo a la estimulación acústica.

De llegar a intervenir un pozo con una nueva tecnología, como es el caso de esta estimulación, es necesario tener certeza de que el pozo seleccionado es el adecuado para ser intervenido al menos que este tenga daño de formación evidente. Durante la aplicación de una tecnología nueva, esta se debe realizar en lo posible sin trabajos alternos ya que estos dificultan la evaluación del trabajo realizado con la nueva tecnología.

3.4. ESTIMULACIONES CON INYECCION CICLICA DE CO2 EN EL ACTIVO LLANITO

Las inyecciones de CO2 realizadas por la Empresa Colombiana de Petróleos han sido con fines investigativos por lo cual se han desarrollaron en forma de Pilotos en los campos Galán y Llanito.

En Colombia a la fecha se han realizado estimulaciones de primer ciclo a los pozos Galán 61, Galán 49, Galán 45, Galán 35, Galán 9, Galán 11, Galán 117 y Llanito 108; y en segundo ciclo a los pozos Galán 61 y Galán 49.

3.4.1. Parámetros para la selección de pozos estimulados. Para la selección de los pozos estimulados en el proyecto de Inyección Cíclica de CO2 se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Pozos situados en diferentes niveles estructurales en áreas poco drenadas.
- Comparación en el recobro entre bloques producidos primariamente y bloques sometidos a recuperación secundaria.
- Comportamiento de pozos limitados por fallas sellantes.
- Pozos con buen estado mecánico y poco arenamiento.
- Comportamiento de la inyección cíclica de CO2 en pozos con alta saturación de agua (antiguos pozos inyectoros de agua).
- Selección de pozos en áreas poco drenadas durante el proceso de recuperación secundaria.

A su vez se evaluó el comportamiento de los pilotos de CO2 en forma de agua carbonatada para establecer la eficacia de este fluido como método de recuperación mejorada.

3.4.2. Inyección cíclica de CO₂ en el Campo Galán. Para el análisis pozo a pozo de los trabajos realizados en el Campo Galán, se tomo como fuente de información tanto las historias como los estados mecánicos para cada uno de los pozos analizados, así como las curvas de producción y las curvas de declinación correspondientes. Debido a la antigüedad de los trabajos realizados no se cuenta con mayor información en las bases de datos existentes y por esta razón no fue posible realizar curvas IPR

Pozo Galán 61. Fecha de inyección con CO₂ primer ciclo 18 de Octubre de 1989, segundo ciclo 23 de Julio de 1991.

Aspectos tenidos en cuenta:

Una característica de la vida productiva del pozo son varios trabajos de limpieza de arena ocasionados por la caracterización inconsolidada de las arenas de la formación Colorado, a su vez sometidas a procesos de inyección de agua.

Comportamiento de la producción. El primer ciclo de inyección se inició el 18 de Octubre de 1989 y terminó el 3 de Diciembre de 1989 (47 días). Un total de 8,3 MPCs (0,15 MPC/pie) de CO₂ fueron inyectados a una tasa de 180 MPCs/Día y presión en superficie de 830 psi.

El 4 de Enero de 1990 el pozo fue abierto a producción fluyendo inicialmente gas a una rata de 298 MPCs/Día, con 98% molar de CO₂. Los siguientes 10 días produjo a un promedio de 20 BPD brutos en flujo con BSW de 37% y un GOR de 3400 PSC/BBL.

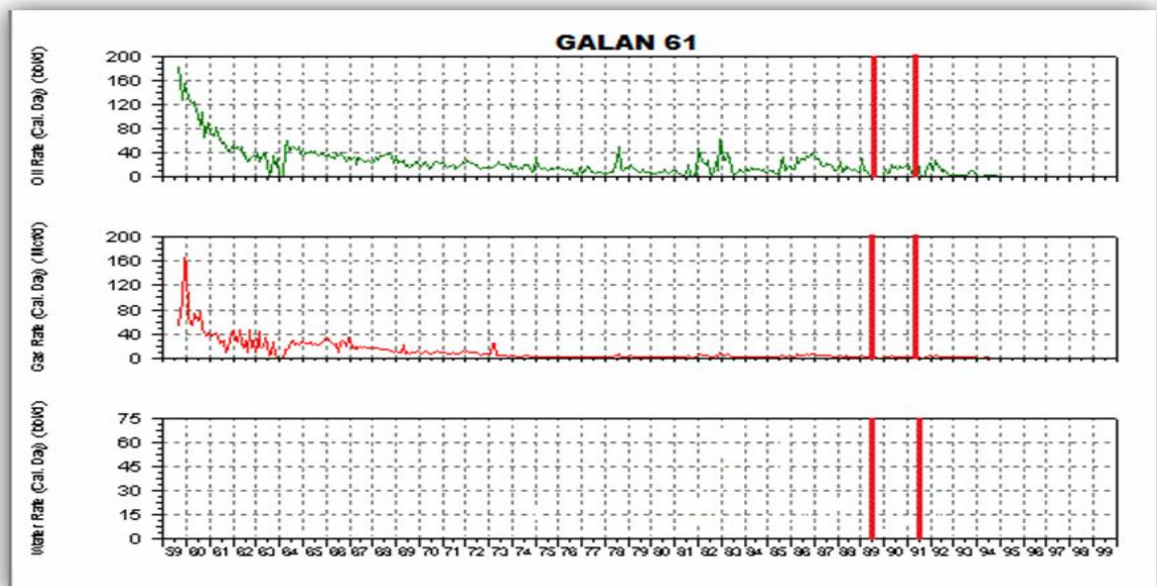
Durante los primeros meses de producción se presentaron problemas por alta producción de gas y frecuentes arenamientos.

El segundo ciclo de inyección se inició el 23 de Julio de 1991 y finalizó el 3 de Septiembre de 1991 (93 días), la cantidad de CO₂ inyectado fue de 12 MPCS (0,22 MPCS/pie) a presión y tasa promedio de 800 psi (Presión de fondo 1003 psi) y 300 MPCS/Día respectivamente. La tasa de inyección en este ciclo fue mayor a una presión menor comparada con la del primer ciclo, debido a que el área estimulada se encontraba más depletada.

Hubo una disminución o relajación de presión en fondo (10 psi), se debió a que la presión de inyección (1016 psi) fue cercana a la presión del yacimiento (895 psi), por lo anterior, el efecto de recobro por energía adicional sería mínimo, actuando solamente los mecanismos de hinchamiento y reducción de viscosidad.

En la gráfica 28, se puede observar el comportamiento de la producción para el pozo Galán 61 antes y después del tratamiento de inyección cíclica de CO₂.

Gráfica 28. Curvas de producción de fluidos, Galán 61.



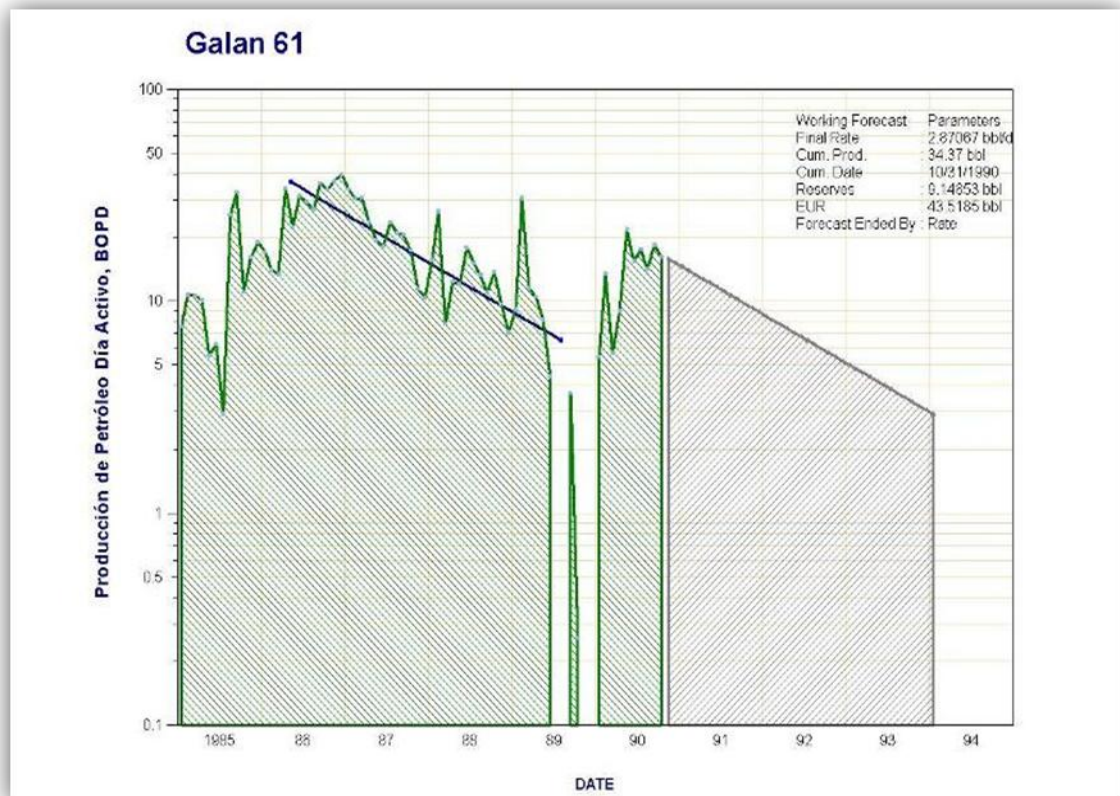
Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La producción acumulada del primer ciclo (Enero 4 de 1990-Junio 15 de 1991) fue de 8303 BLS (19 BPD).

La producción acumulada del segundo ciclo a la fecha (Diciembre de 1992) es de aproximadamente 6526 BLS (15 BPD).

Tendencia de declinación de la producción. En la gráfica 29, se puede observar la tendencia de declinación antes del ciclo de inyección para el pozo Galán 61, el pozo declinó a un nivel sostenido de 15 BPD como resultado de trabajos de limpieza.

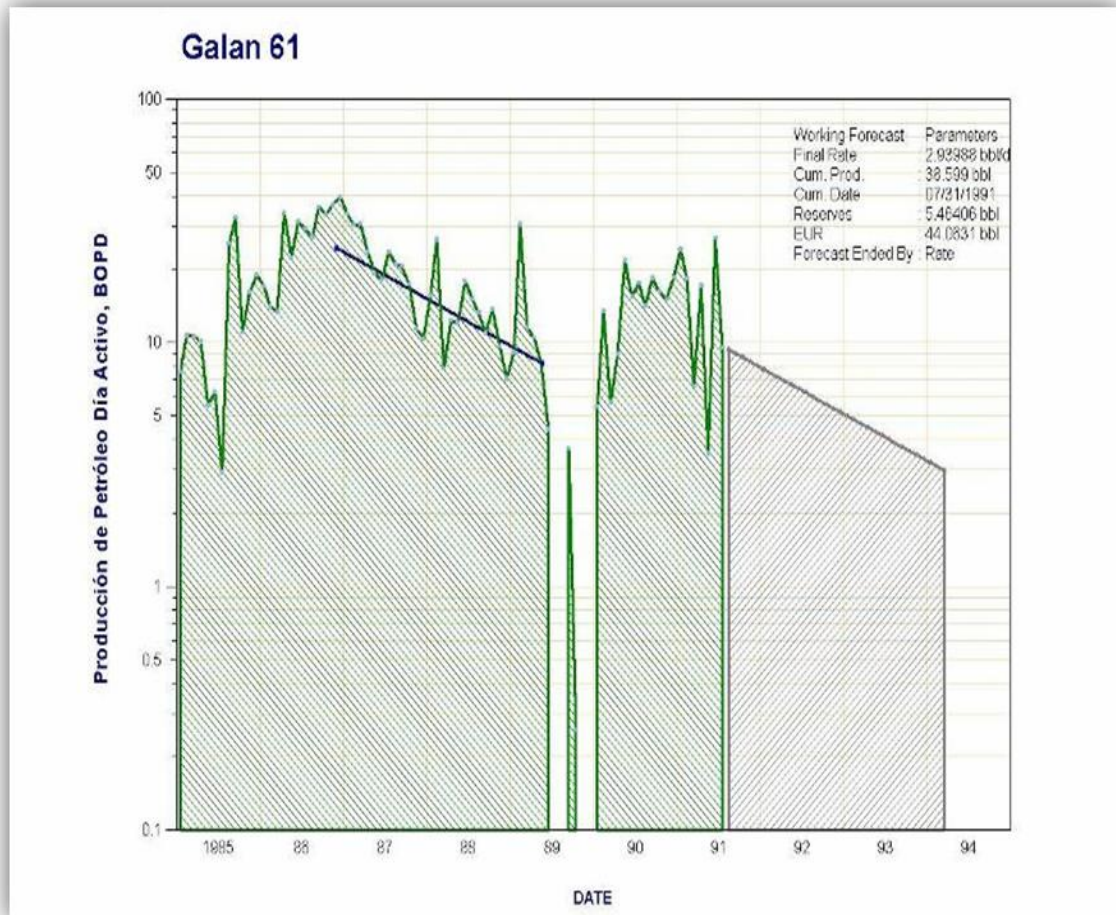
Gráfica 29. Tendencia de Declinación antes del ciclo de inyección, Galán 61.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

A su vez, la gráfica 29 muestra la tendencia de declinación para el primer ciclo de inyección, donde el incremento en producción fue de 1,8 veces la producción básica, obteniendo una ganancia en barriles de 5120 (11BPD) comparada con la producción acumulada antes de iniciar la inyección con CO2.

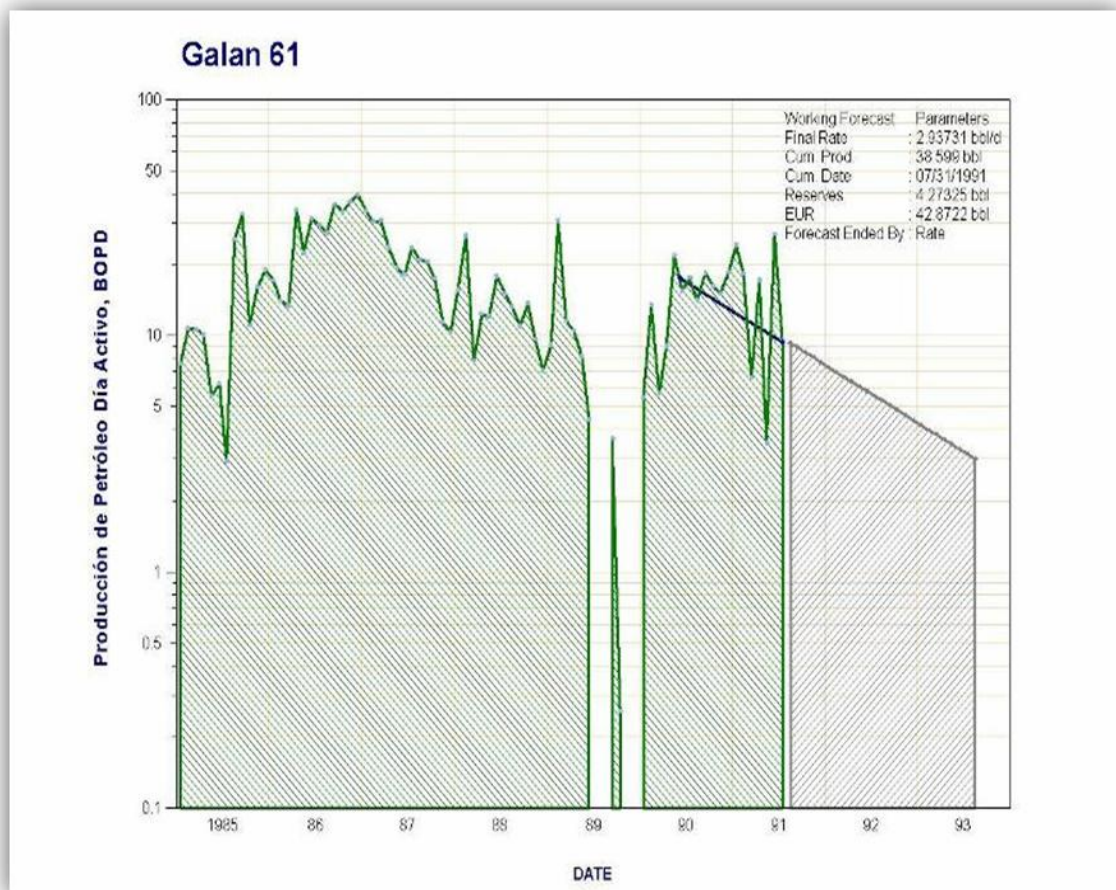
Gráfica 30. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Galán 61.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Para el segundo ciclo de producción el pozo se abrió en Octubre 10 de 1991, y aunque durante el primer mes presentó una producción de 9 BPD y varios días de inactividad (3 días), a partir del segundo mes aumentó a un promedio de 20 BPD. La producción acumulada obtenida tras el segundo ciclo de inyección de CO₂ a la fecha (Diciembre de 1992) fue de 4075 BLS, es decir el incremento en producción fue de 1,6 veces la básica (Básica 7 BPD) como se muestra en la gráfica.

Gráfica 31. Tendencia de Declinación después del segundo ciclo de inyección, Galán 61.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
 Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 49. Fecha de inyección con CO2 primer ciclo 10 de Octubre de 1990, segundo ciclo 12 de Noviembre de 1991.

Aspectos tenidos en cuenta: Durante su vida productiva se han presentado frecuentes arenamientos, los cuales fueron reducidos por empaquetamiento.

Comportamiento de la producción. Antes de iniciar el proceso de inyección cíclica el pozo presentaba una producción promedio de 10 BPD.

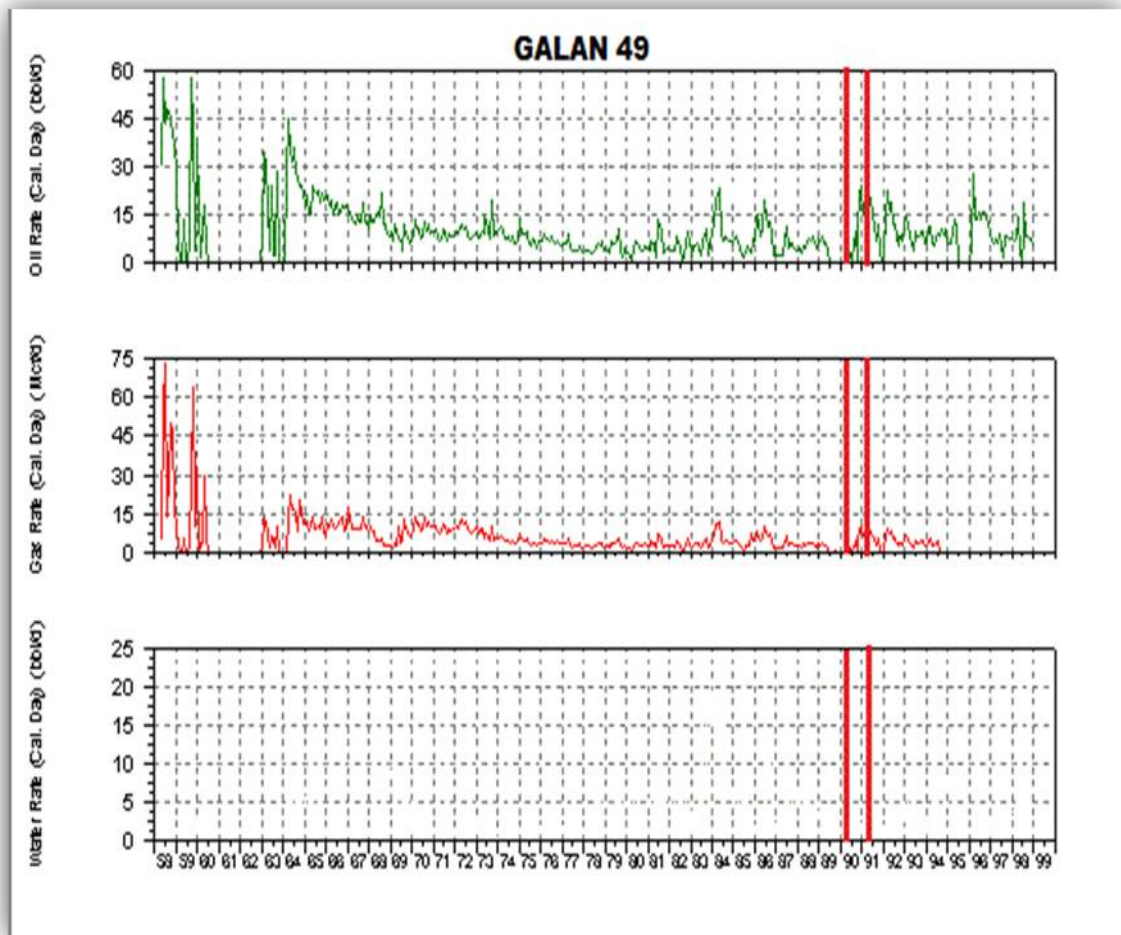
El primer ciclo de inyección se inicio el 10 de Octubre de 1990, la cantidad de CO2 inyectada fue de 4,3 MPCS (0,13 MPC/pie). El periodo de inyección finalizo en Noviembre 7 de 1990 (28 días).

El segundo ciclo de inyección inicio en Noviembre 12 de 1991 se inyectaron 10,7 MPCS (0,31 MPCS/pie) en 42 días de inyección (finalizo el 30 de Diciembre de 1991) para una rata promedio de 223 MPCS/Día a una presión de 750 psi (presión fondo 930 psi).

La producción promedio durante el primer ciclo fue de 16 BPD para un acumulado de 6041 BLS.

En el segundo ciclo el pozo produjo 4249 BLS (12 BPD).

Gráfica 32. Curvas de producción de fluidos, Galán 49.

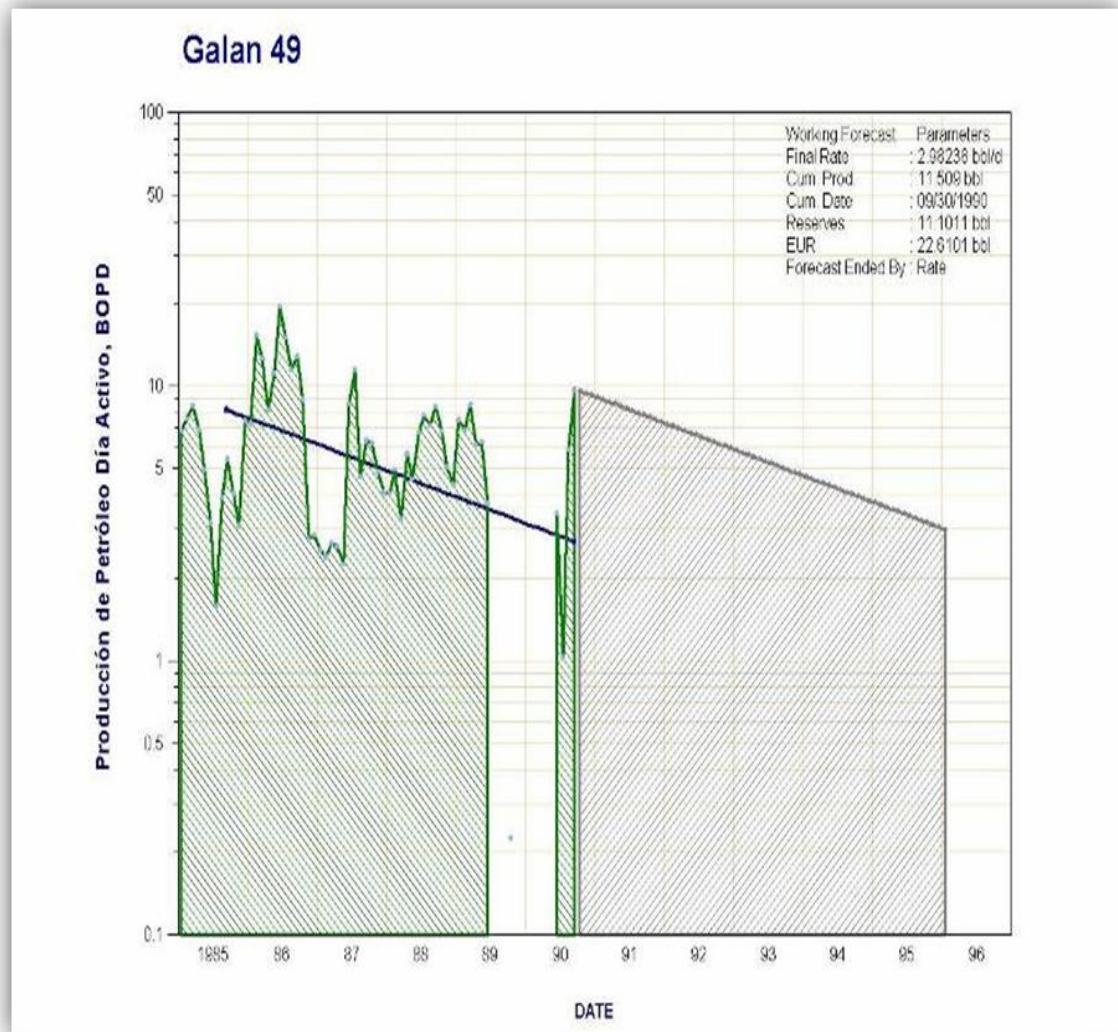


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

La presión estática (Enero de 1993) del pozo fue de 280 psi, similar a la presión que tenía al finalizar el primer ciclo de producción. (220 psi).

Tendencia de declinación de la producción. Durante su vida productiva Galán 49 presentó frecuente arenamientos, los cuales marcaron una tendencia de declinación de 7 BPD.

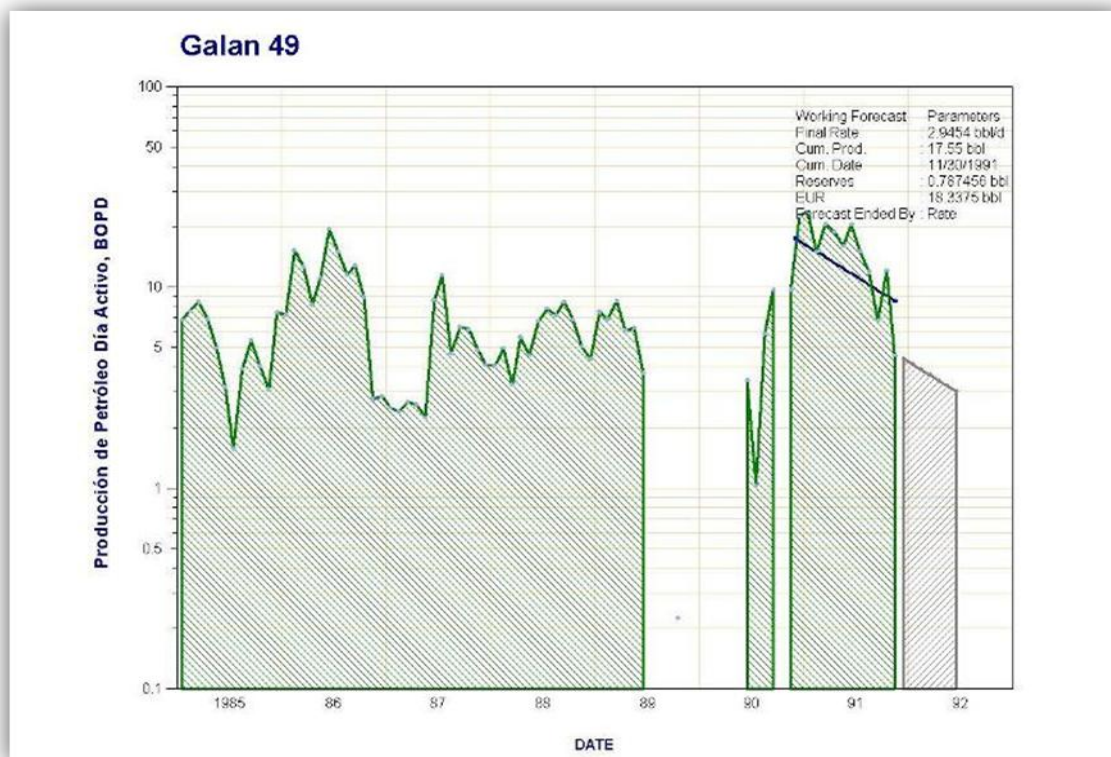
Gráfica 33. Tendencia de Declinación antes del ciclo de inyección, Galán 49.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

El incremento de producción fue de 1,4 veces la básica (Básica de 7 BPD) luego del primer ciclo de inyección, atribuyéndose 3720 BLS al efecto del CO2 como se observa en la tendencia de declinación.

Gráfica 34. Tendencia de Declinación después del primer ciclo de inyección, Galán 49.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La tendencia de declinación de la producción tras el segundo ciclo de inyección, gráfica 34; mostro un indicativo del grado de represionamiento y el grado de discontinuidad de las arenas petrolíferas en este pozo.

A la fecha, Diciembre de 1992, el incremento de producción fue de 1,0 veces la básica (Básica de 6 BPD) de los cuales 2188 BLS (6 BPD) son por el efecto de CO₂.

Actualmente para Galán 49 la producción se encuentra por debajo del pronóstico básico o primario.

Gráfica 35. Tendencia de Declinación después del segundo ciclo de inyección, Galán 49.



Fuente: Departamento de Ingeniería de producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 35. Fecha de inyección con CO₂, 23 de Abril de 1991.

Aspectos tenidos en cuenta: Durante su vida productiva ha presentado constante arenamiento, en Junio de 1979 se empaquetó con grava y liner ranurado.

Comportamiento de la producción. La producción antes de iniciar la estimulación era de 8 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (3278 ') era de 550 psi.

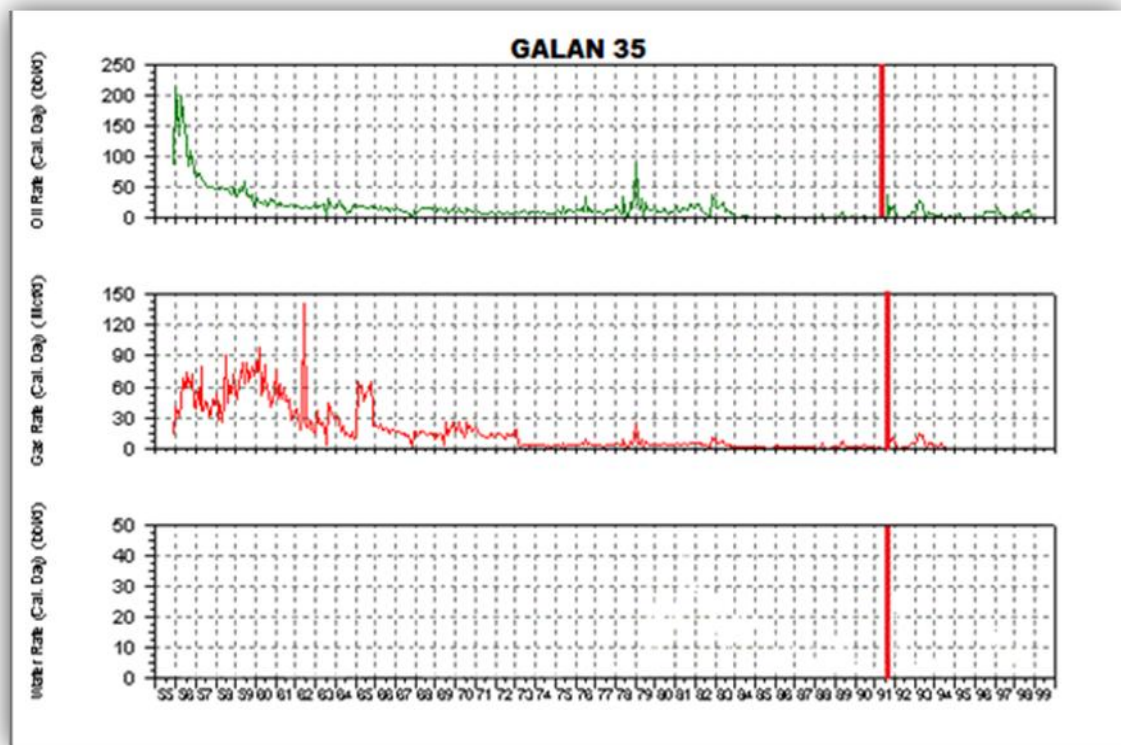
La inyección de CO₂ se inició el 23 de abril de 1991 y terminó el 23 de julio de 1991 (92 días de inyección). En este periodo se inyectaron un total de 18,1 MPCs.

La tasa promedio de inyección fue de 200 MPC/Día y la presión de superficie de 960 psi (presión en fondo 1250 psi).

Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 20 días. Durante este periodo la presión en superficie disminuyó de 950 psi (presión en fondo 1180 psi) a un valor estabilizado de 840 psi (presión en fondo de 1060 psi).

Durante la etapa de producción el pozo después de ser abierto presentó 300 días de inactividad debido al constante arenamiento y bloqueo del sistema de bombeo mecánico por alta producción de arena.

Gráfica 36. Curvas de producción de fluidos, Galán 35.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

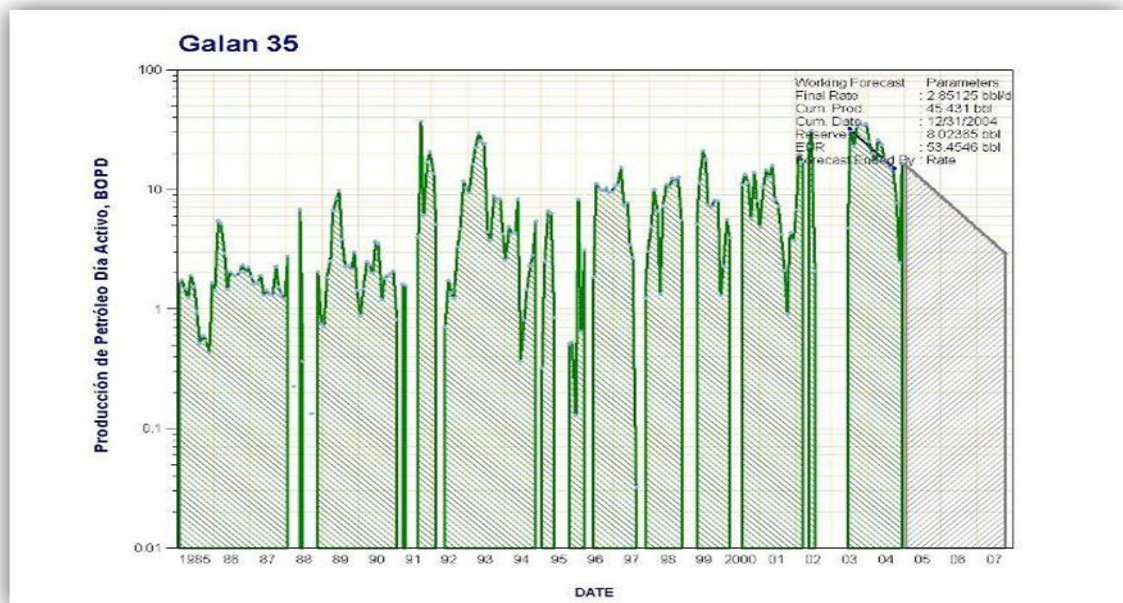
La producción acumulada (Diciembre de 1992) es de 4232 BLS (13 BPD).

La presión del yacimiento en Enero de 1992 era de 655 psi, manteniéndose por encima de 105 psi con respecto a la presión inicial (550 psi).

Tendencia de declinación de la producción. Para Galán 35 no se tiene una tendencia de declinación antes de la inyección debido a que el pozo tuvo varios problemas de arenamiento y fue intervenido en varias ocasiones, por lo tanto su grafica de declinación no es representativa.

Aunque el pozo durante su etapa de producción presento 300 días de inactividad debido al constante arenamiento, 2168 BLS fueron atribuidos al efecto del ciclo de CO2 con un incremento en producción de 1,0 veces la básica (Gráfica37).

Gráfica 37. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 35.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 45. Fecha de inyección con CO2, 23 de Septiembre de 1991.

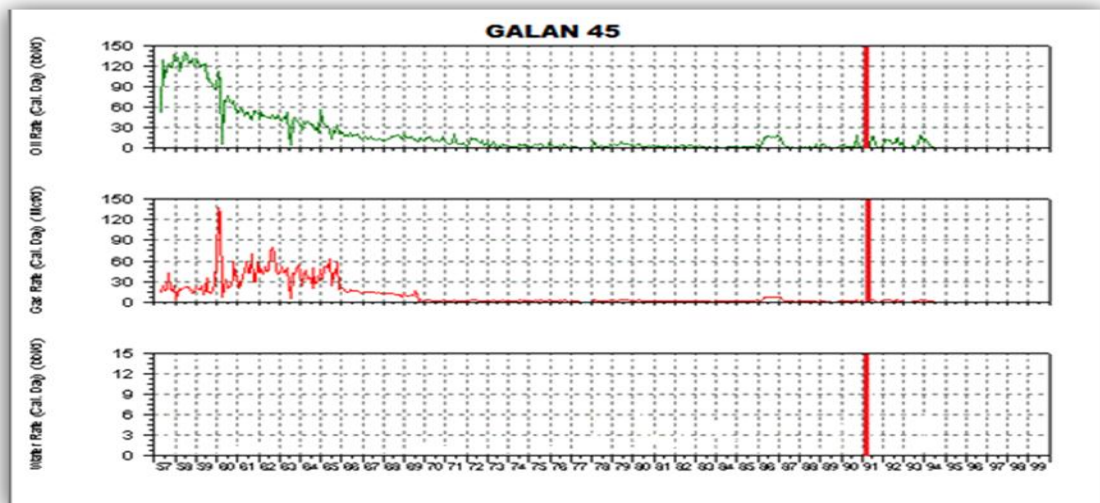
Aspectos tenidos en cuenta: Se empaquetó con grava y liner rasurado y aun después de este trabajo el pozo continuo arenándose. La producción antes de iniciar la estimulación era de 4 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (3372') era de 780 psi.

Comportamiento de la producción. La inyección de CO₂ se inició el 23 de Septiembre de 1991 y terminó el 2 de Noviembre de 1991 (50 días de inyección). En este periodo se inyectaron un total de 10,6 MPCS. Durante la inyección se tuvo problemas de captación del CO₂ debido a que se suspendió el suministro de la planta de balance por 25 días para mantenimiento de la misma.

El 3 de Diciembre de 1991 el pozo fue abierto a producción fluyendo solo gas. Al segundo día se activó en bombeo mecánico, los siguientes meses se presentó problemas frecuentes de no bombeo por alta producción de gas.

La producción acumulada (Diciembre de 1991) es de 4031 BLS (11 BPD).

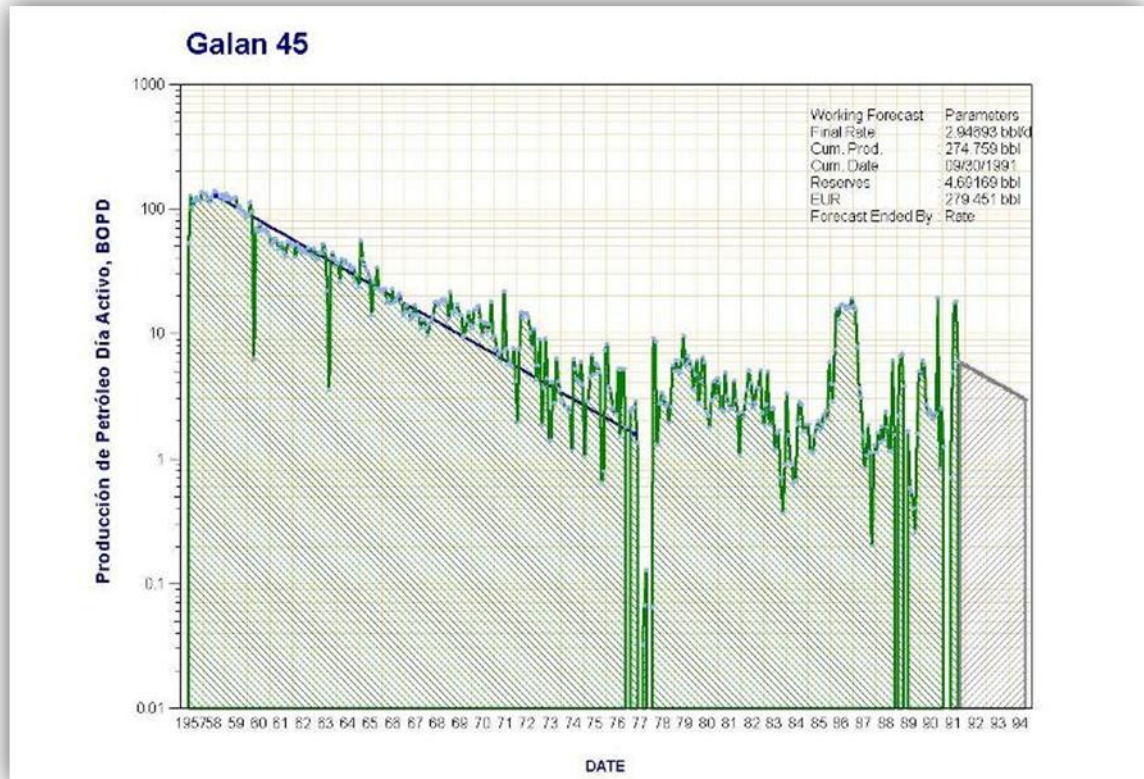
Gráfica 38. Curvas de producción de fluidos, Galán 45.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Tendencia de declinación de la producción. Debido al constante arenamiento la tendencia de declinación del pozo Galán 45 fue de 4 BPD antes de iniciar la inyección con CO₂, como se muestra en la gráfica 38.

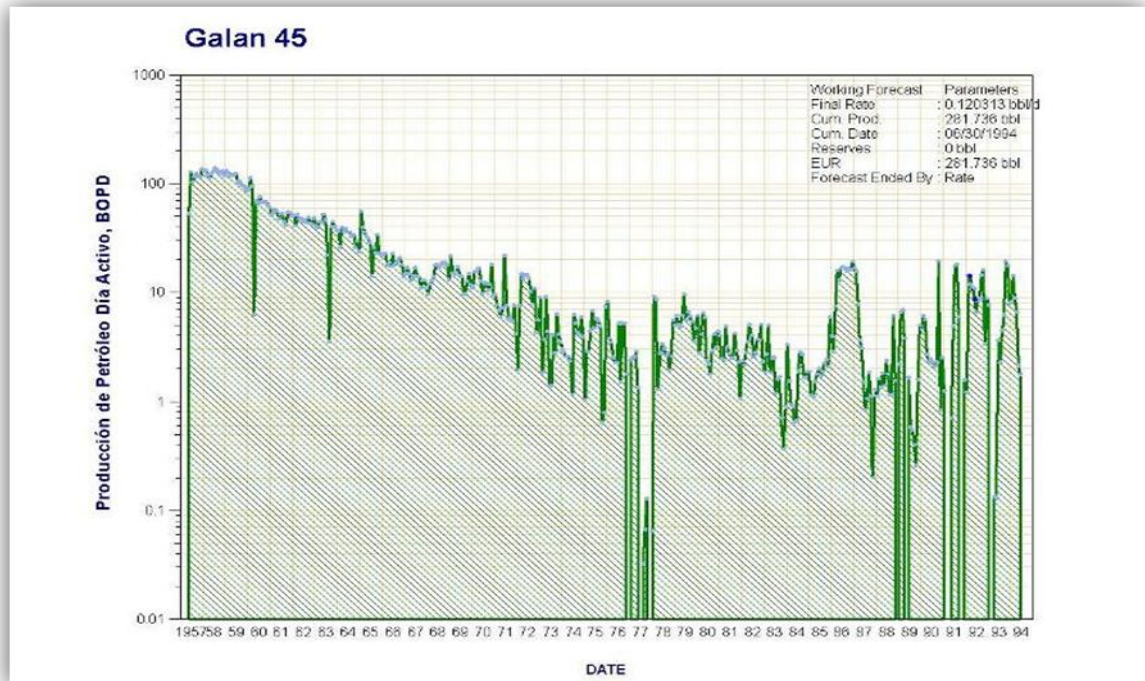
Gráfica 39. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 45.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Posterior al ciclo de inyección se obtuvo un incremental en la producción de 1,8 veces la básica de los cuales 2606 BLS (7 BPD) fueron atribuidos al efecto del CO₂. En la gráfica 40 se observa la tendencia de declinación después del ciclo de inyección.

Gráfica 40. Tendencia de declinacion después del ciclo de inyeccion, Galán 45.



Fuente: Departamento de ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 9. Fecha de inyección con CO₂, 31 de Diciembre de 1991.

Aspectos tenidos en cuenta: Se empaquetó con grava de 8-12 mallas y liner rasurado de 3 1/2", antes de iniciar el ciclo de inyección de CO₂ la producción era de 8 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (2998') era de 166 psi.

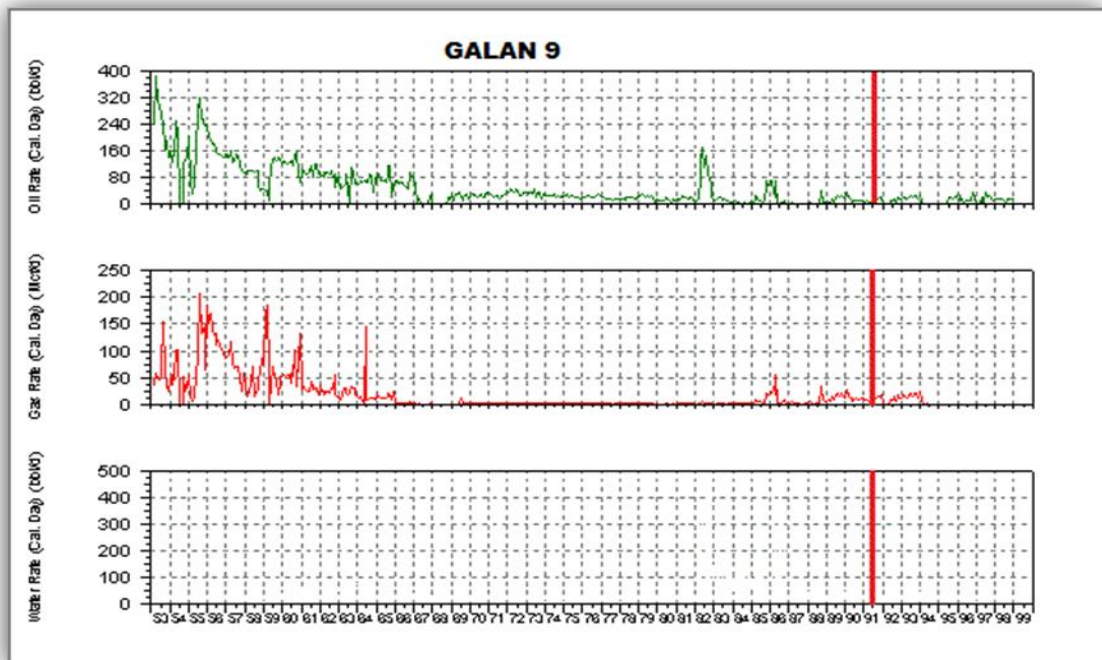
Comportamiento de la producción. La inyección de CO₂ se inició el 31 de Diciembre de 1991 y terminó el 16 de Mayo de 1992 (137 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 27,4 MPCPS con una tasa promedio de 180 KPCSPD y una presión final en superficie de 840 psi (presión en fondo de 1040).

Durante la inyección se presentaron problemas de captación del CO₂ por mantenimiento de la Planta de Parafina.

Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 20 días. Durante este período la presión se sostuvo en 830 psi (presión en fondo 1020 psi) la poca relajación en presión indica la presencia de límites cercanos (2 fallas) que permiten el represionamiento del área.

El 6 de Junio de 1992 el pozo fue abierto a producción fluyendo petróleo a una rata promedio de 30 BPD (BSW 50%) por aproximadamente un mes. Posteriormente el pozo se activó en bombeo mecánico. Durante el período de producción se han presentado arenamientos hasta de 670 pies de arena, tapando la mayoría de los intervalos productores.

Gráfica 41. Curvas de producción de fluidos, Galán 9.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La producción acumulada (Diciembre de 1992) es de 2997 BLS (15 BPD).

La presión estática del pozo (Enero de 1993) es de 551 psi, la cual se encuentra 385 psi más alta que la presión antes de estimular.

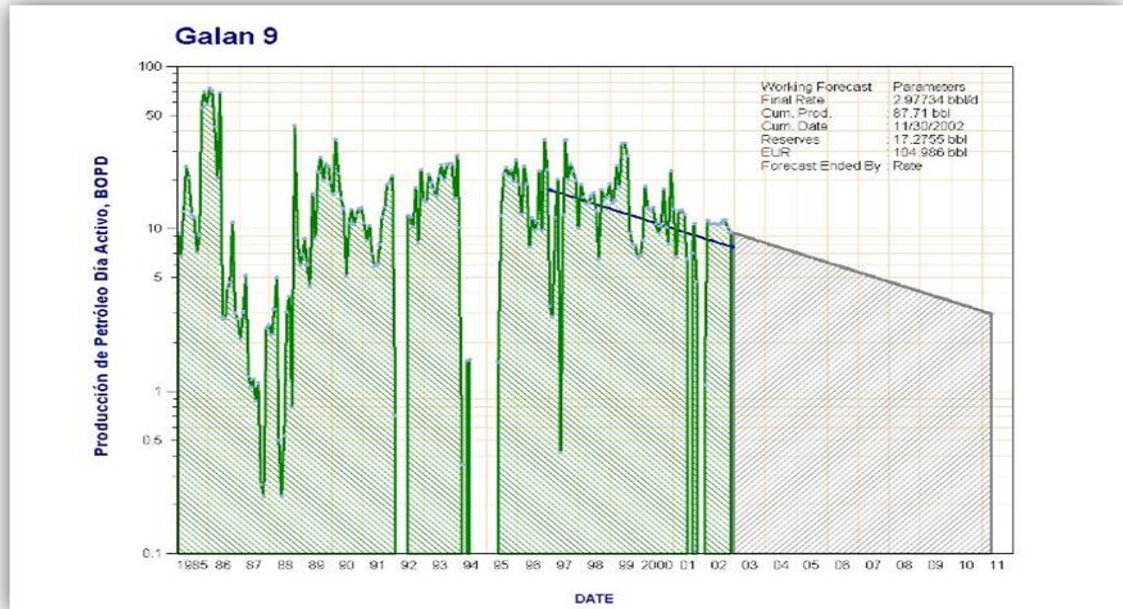
Gráfica 42. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 9.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Tendencia de declinación de producción. Antes de iniciar el ciclo de inyección de CO₂ la tendencia de declinación de la producción era de 8 BPD.

Gráfica 43. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 9.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

La producción incremental fue de 1,0 veces la básica (Básica de 8 BPD), de los cuales 1381 BLS (7 BPD) de la producción acumulada son atribuidos al efecto del CO₂.

Pozo Galán 11. Fecha de inyección con CO₂, 17 de Mayo de 1992.

Aspectos tenidos en cuenta: Este pozo se encuentra ubicado en el mismo sector del Galán 9 sin hacer parte del proyecto de inyección de agua.

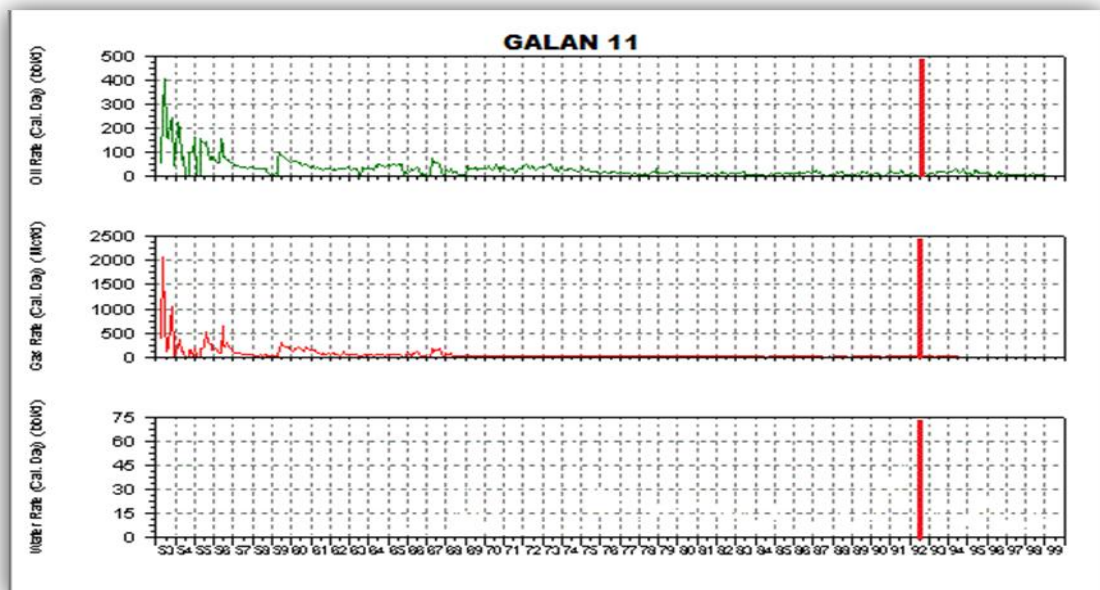
Comportamiento de la producción. La inyección de CO₂ se inició el 17 de Mayo de 1992 y terminó el 18 de Agosto de 1992 (93 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 19,8 MPCS con una tasa promedio de 210 KPCSPD y una presión final en superficie de 780 psi (presión en fondo de 1060). Durante la

inyección se presentaron problemas de captación del CO₂ por mantenimiento de las dos plantas generadoras.

Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remoyo por 20 días. Durante este período la presión se declinó de 780 psi (presión en fondo 1050 psi) a 620 psi (presión en fondo 750 psi). La presión aumento en 360 psi con respecto a la inicial. Al igual que el G-9, el alto grado de represionamiento se debe a la presencia de las dos fallas que confinan el área.

El 8 de Septiembre de 1992 el pozo fue abierto a producción fluyendo petróleo a una tasa promedio de 50 BPD (BSW 50%). Posteriormente el pozo se activó en bombeo mecánico. El período de producción de este pozo ha sido muy corto registrando una producción acumulada (Diciembre de 1992) de 1262 BLS (11 BPD).

Gráfica 44. Curvas de producción de fluidos, Galán 11.

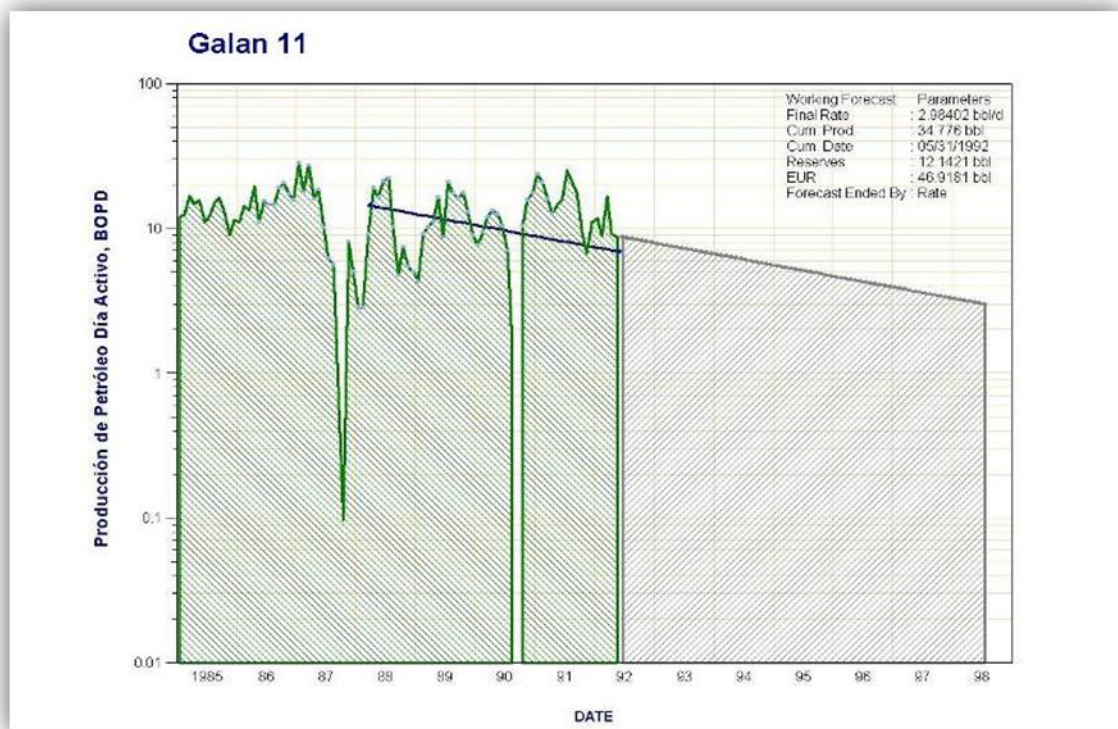


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La presión estática del pozo (Enero de 1993) es de 530 psi, la cual se encuentra 140 psi más alta que la presión antes de estimular

Tendencia de declinación de la producción. En la gráfica 45 se muestra la tendencia de declinación de la producción antes de iniciar el ciclo de inyección, la cual estaba en 10BPD.

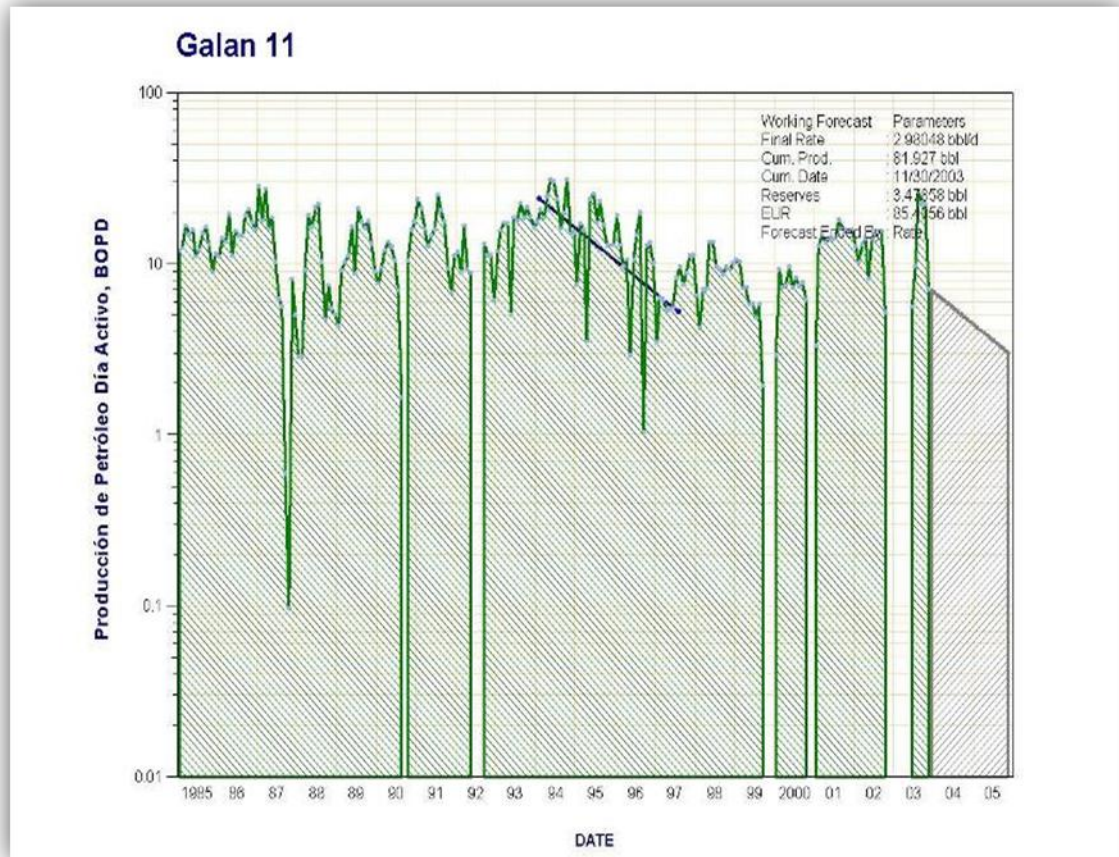
Gráfica 45. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Galán 11.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta que el periodo de producción de este pozo ha sido muy corto de su producción acumulada solo 165 BLS fueron atribuidos al efecto del CO₂. En la gráfica 46 se muestra la tendencia de declinación para Galán 11 después del ciclo de inyección.

Gráfica 46. Tendencia de declinación después del ciclo de inyección, Galán 11.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 117. Fecha de inyección con CO₂, Agosto de 1992.

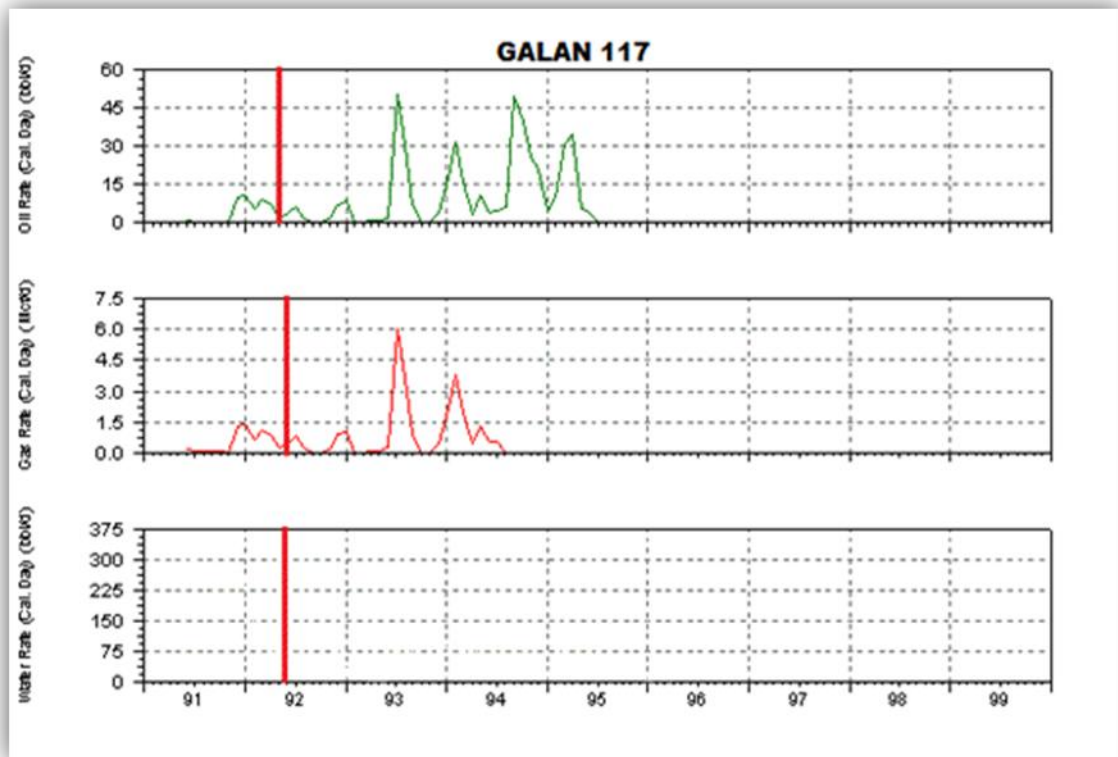
Aspectos tenidos en cuenta:

Posterior al proyecto de inyección de agua realizado en el campo Galán, se realizó la conversión del pozo Galán 117 de inyector a productor. El pozo tuvo un periodo corto de prueba y posteriormente se realizó un ciclo de estimulación con CO₂.

Comportamiento de la producción. Para el pozo Galán 117 se tuvo un acumulado total de 267 Bls, y este valor se tomo como su producción incremental por ser un pozo inyector que no aportaba producción.

Antes de iniciar el ciclo de inyección con CO₂ el pozo no supero los 15 BPD, posterior al trabajo de estimulación el pozo alcanzo valores superiores a los 45 BPD, tal como se puede apreciar en la grafica 47.

Gráfica 47. Curvas de producción de fluidos, Galán 117.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Tabla 3. Resumen del piloto de inyección de CO2 en Galán

RESUMEN INYECCION/PRODUCCION														
POZO	CICLO	ACUMULADO TOTAL BLS	INCREM. CO2 BLS	PROD INICIAL BPD	PROD ANTES INYEC BPD	DIAS INY	DIAS REMOJO	TOTAL INYECTADO MPCS	RATA INYECCION KPCS/DIA	PRESION INYECCION PSI	DISMINUCION PRESION PSI	PROD FLUJO NAT. DIAS	PROD FLUJO NAT BPD	PROD BOMBEO BPD
G - 61	1	8303	5120			47	32	8,3	180	830	830-780	10	20	30
G - 61	2	6526	4075			93	20	12	300	800	-	-	-	20
G - 49	1	6041	3720			28	10	4,3	155	630	630-620	5	3	16
G - 49	2	4249	2188			42	21	10,7	223	750	750-725	-	-	-
G - 35	1	4232	2168	235	8	92	20	18,1	200	960	950-840	6	12	-
G - 45	1	4031	2606	137	4	50	22	10,6	210	870	860-330	0	0	-
G - 9	1	2997	1381	1018	8	137	20	27,4	180	840	830 ESTABLE	30	30	-
G - 11	1	1262	165	200	10	93	20	19,8	210	780	780-620	-	50	-
G - 117	1	267	267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		37908	21690											

Fuente: Elaborada por los autores.

Hasta el 8 de octubre del 1992 se tuvo una producción acumulada de 41313 Bls de petróleo, de los cuales 26610 correspondieron al incremento terciario para los 6 pozos que se encontraban produciendo al momento del cierre.

Causas de terminación del proyecto:

- Disponibilidad de CO₂.
- Problemas mecánicos en los pozos piloto.
- Falta de información técnica

3.4.3. Inyección cíclica de CO₂ en el campo Llanito.

Pozo Llanito 108. Fecha de inyección de CO₂ 13 de Marzo de 2008. Para llevar a cabo el ciclo de inyección de CO₂ se debió adecuar el estado mecánico del pozo, aislando los intervalos productores del Grupo 1 y Grupo 2 para evitar problemas de corrosión ya que estos aportaban gran cantidad de agua. Para lograr esto se sentó un retenedor Baker N-1 a 6000 pies de profundidad, quedando solo los intervalos productores del Grupo 5 abiertos para la estimulación con CO₂ (VER ANEXO B).

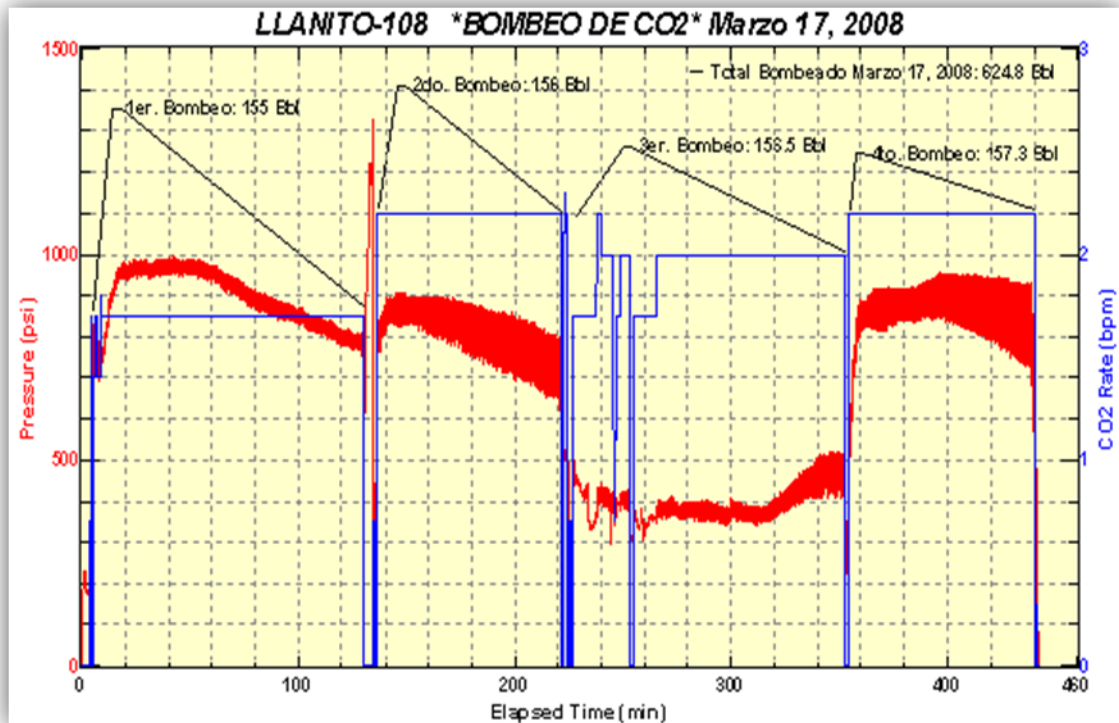
Comportamiento de la producción. El 13 de marzo de 2008 en el pozo Llanito 108 se inicio un ciclo de inyección de CO₂ que comprende los periodos de inyección, remojo y producción, terminando el periodo de inyección el día 20 de marzo con un acumulado de 12.058.924 pies cúbicos de CO₂ en superficie.

Durante el segundo día de la inyección se presentaron problemas de gasificación por lo que se paró la inyección y se realizo purga hasta congelar las líneas nuevamente.

En el cuarto día de inyección (17 de marzo de 2008) se presento una reducción en la presión en promedio de 450 psi, por lo que se decidió parar y re congelar las líneas, se verificaron presiones en pozo y se verifico patín de Praxair. En la gráfica

48 se puede observar el comportamiento de presión y caudal de CO₂ para esta fecha.

Gráfica 48. Comportamiento Presión y Caudal de CO₂ Marzo 17 de 2008.



Fuente: ECOPETROL

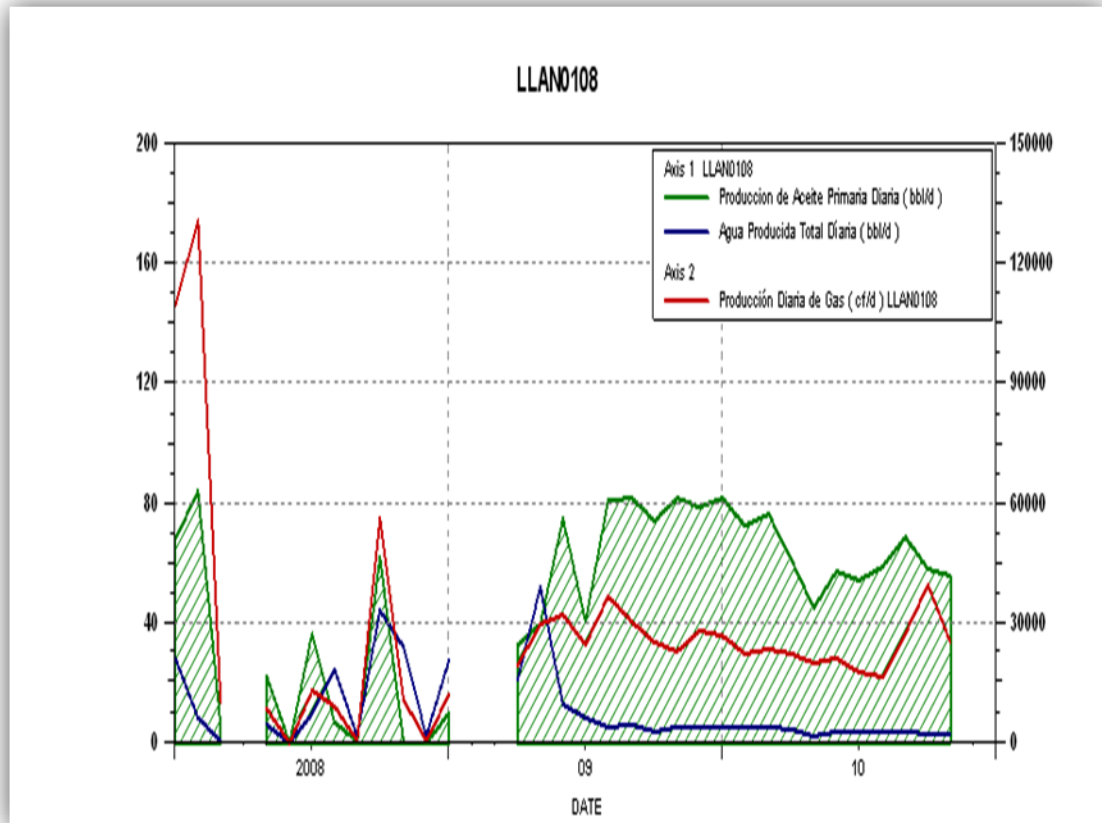
El último día de inyección (jueves 20 de marzo de 2008) se hizo necesario cambiar el equipo fracturador debido a daños en el sistema de bombeo y se inició la conexión del nuevo sistema para poder realizar el bombeo.

Posteriormente se hizo desplazamiento de CO₂ con 32 Barriles de varsol inhibido, aislamiento seguro y el cierre del pozo.

Al finalizar el ciclo de inyección de dióxido de carbono se logró un volumen de 12,06 millones de pies cúbicos inyectados, alcanzando el 100.49% del volumen

programado (12 millones de pies cúbicos de CO₂). Teniendo en cuenta las pérdidas por enfriamiento de la línea de inyección (etapa necesaria para transferir el CO₂ líquido desde los tanqueros hasta la cabeza del pozo) se estimó que la inyección real en fondo fue de 11.808.635 pies cúbicos de CO₂, resultando una eficiencia del 97,9%.

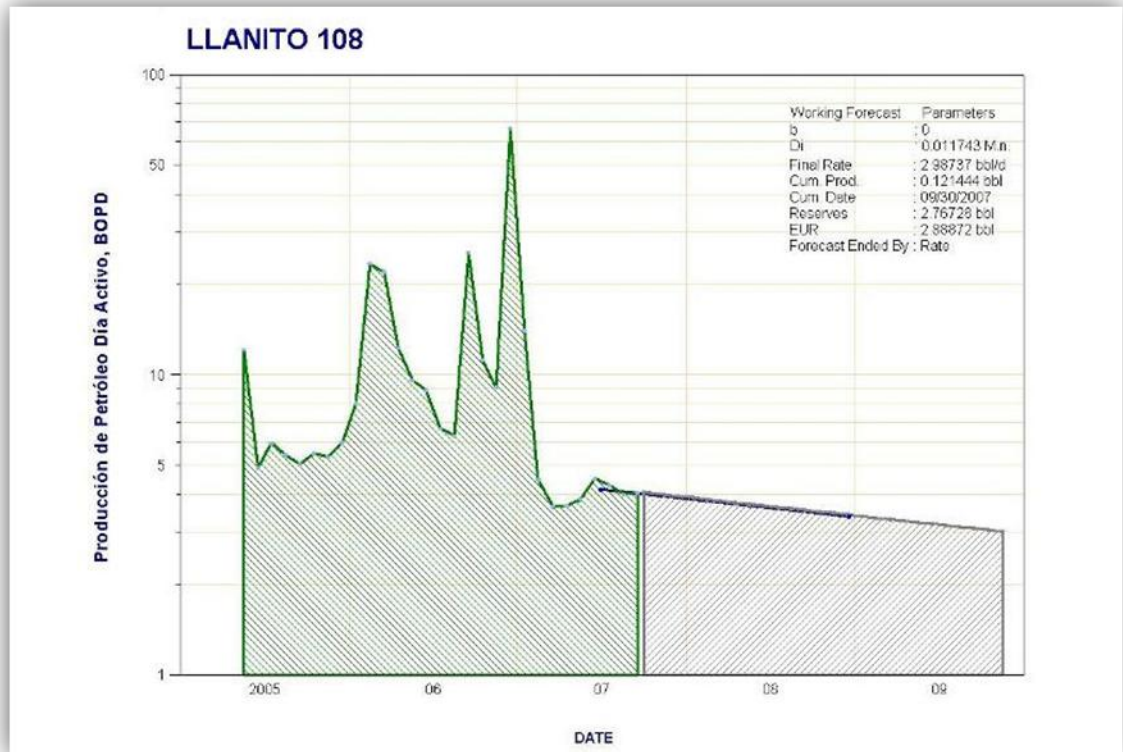
Gráfica 49. Curvas de producción de fluidos, Llanito 108.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de mares.
Ecopetrol S.A

Tendencia de declinación de la producción. La producción básica de Llanito 108 previa a la estimulación era de 82 B ls por día con una declinación exponencial estimada en el 14% anual.

Gráfica 50. Tendencia de declinación antes del ciclo de inyección, Llanito 108.

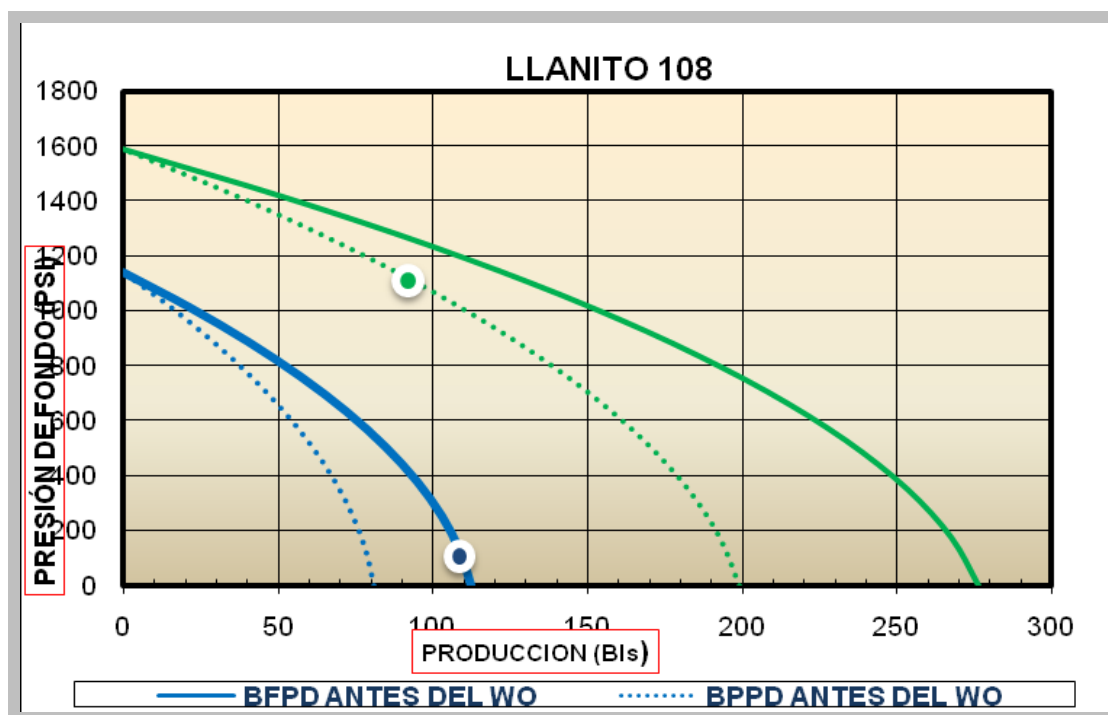


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Debido a problemas operacionales sólo se pudo contar con 22 datos de producción en diferentes meses, los cuales no son suficientes y no muestran un comportamiento de producción ni declinación definido par después del ciclo de inyección.

Comportamiento de índice de productividad. Al analizar la gráfica del IPR para el piloto Llanito 108, se comprobó que el poco aumento en producción estuvo asociado a la capacidad de extracción.

Gráfica 51. Curva IPR, Llanito 108



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

A continuación se muestra el resumen de producción para el piloto Llanito 108:

Tabla 4. Resumen de Producción, Llanito 108.

PRUEBA BRUTA	PRUEBA BSW	PRUEBA NETA	BÁSICA NETA	INCREMENTAL NETA	ACUMULADO BLS
8	0%	8	82	-	-
128	15%	109	82	27	27
101	18%	83	82	1	28
120	32%	82	82	0	28
145	5%	137	82	56	83
147	16%	123	82	42	125

Fuente: ECOPETROL

En la Tabla __ podemos observar que en estos seis días de producción se obtuvieron 125 Barriles de producción incremental. Desafortunadamente el pozo presentó problemas quedándose sin disparo y al día siguiente se probó tubería con aceite resultando rota. Se realizo el cambio de bomba, sacando y probando tubería hasta encontrar daño. Posteriormente a este trabajo se dejo en producción, quedando pegado al parecer por arenamiento en pocas horas de producción.

Tabla 5. Resumen inyección de CO₂ ECOPETROL S.A.

TANQUE NUMERO	FECHA	TANQUERO DIARIO	NOMBRE TANQUE	TONELADAS INYECTADAS	TONELADAS ACUMULADAS	BLS INYECTADOS	BLS ACUMULADOS	MPC INYECTADOS	MPC ACUMULADOS	% DEL PROCESO
1	13/03/2008	1	FOCA	15	15	92,957537	92,957537	288.795	288.795	2,41%
2	14/03/2008	1	RUBI	24,21	39,21	150,0334647	242,9910017	466.115	754.910	6,29%
3	14/03/2008	2	FOCA	24,97	64,18	154,7433133	397,734315	480.747	1.235.658	10,30%
4	14/03/2008	3	RUBI	22,43	86,61	139,0025037	536,7368186	431.845	1.667.502	13,90%
5	14/03/2008	4	FOCA	25,13	111,74	155,7348603	692,4716789	483.828	2.151.330	17,93%
6	15/03/2008	1	RUBI	24,35	136,09	150,9010684	843,3727473	468.811	2.620.141	21,83%
7	15/03/2008	2	FOCA	25,34	161,43	157,0362658	1000,409013	487.871	3.108.012	25,90%
8	15/03/2008	3	RUBI	25,03	186,46	155,1151434	1155,524157	481.903	3.589.914	29,92%
9	15/03/2008	4	FOCA	25,46	211,92	157,7799261	1313,304083	490.181	4.080.096	34,00%
10	16/03/2008	1	RUBI	24,17	236,09	149,7855779	1463,089661	465.345	4.545.441	37,88%
11	16/03/2008	2	FOCA	25,24	261,33	156,4165489	1619,50621	485.946	5.031.386	41,93%
12	16/03/2008	3	RUBI	25,29	286,62	156,7264074	1776,232617	486.908	5.518.295	45,99%
13	16/03/2008	4	FOCA	25,34	311,96	157,0362658	1933,268883	487.871	6.006.166	50,05%
14	17/03/2008	1	RUBI	25,1	337,06	155,5489452	2088,817828	483.250	6.489.416	54,08%
15	17/03/2008	2	FOCA	25,22	362,28	156,2926055	2245,110434	485.561	6.974.977	58,12%
16	17/03/2008	3	RUBI	25	387,28	154,9292283	2400,039662	481.325	7.456.302	62,14%
17	17/03/2008	4	FOCA	25	412,28	154,9292283	2554,96889	481.325	7.937.627	66,15%
18	18/03/2008	1	RUBI	25	437,28	154,9292283	2709,898119	481.325	8.418.952	70,16%
19	18/03/2008	2	FOCA	25	462,28	154,9292283	2864,827347	481.325	8.900.277	74,17%
20	18/03/2008	3	RUBI	25	487,28	154,9292283	3019,756575	481.325	9.381.602	78,18%
21	18/03/2008	4	FOCA	25	512,28	154,9292283	3174,685804	481.325	9.862.927	82,19%
22	19/03/2008	1	RUBI	25	537,28	154,9292283	3329,615032	481.325	10.344.252	86,20%
23	19/03/2008	2	FOCA	25	562,28	154,9292283	3484,54426	481.325	10.825.577	90,21%
24	19/03/2008	3	RUBI	25	587,28	154,9292283	3639,473489	481.325	11.306.902	94,22%
25	19/03/2008	4	FOCA	25	612,28	154,9292283	3794,402717	481.325	11.788.227	98,24%
26	20/03/2008	1	RUBI	13,506	625,786	83,69896631	3878,101683	260.031	12.048.258	100,40%

Fuente: ECOPETROL

3.5. ESTIMULACIONES MEDIANTE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

La aplicación de Aquacon (producto de BJ Services) en el campo Llanito se desarrollo entre los días 3 al 30 de Agosto de 2009, fecha en la cual se intervinieron los tres pozos seleccionados para la aplicación de la tecnología.

Los pozos seleccionados fueron en su orden Gala 1 Norte, Llanito 98 y Llanito 93.

Los Tres pozos únicamente producen de zonas estimuladas con Aquacon, a las que previamente le fueron removidos los precipitados orgánicos con un Tratamiento de Varsol-Xileno inhibido.

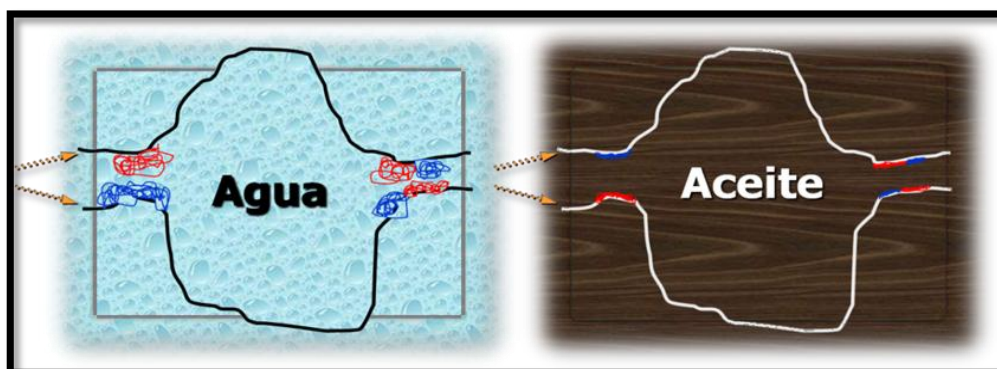
Tabla 6. Composición AquaCon.

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN	UNIDAD
Agua	Fluido base	941	Gpt
Clay Treat 3C	Inhibidor de arcillas	2.0	Gpt
NE-118	Surfactante	2.0	Gpt
US-40	Solvente mutual	20	Gpt
FSA-1	Estabilizador de finos	5	Gpt
AquaCon™	Modificador de K relativa	30	Gpt

Fuente: BJ Services.

Su principio de funcionamiento es igual al de cualquier otro modificador de permeabilidad relativa.

Gráfica 52. Comportamiento de un RPM en presencia de agua y en presencia de aceite.



Fuente: Elaborado por los autores a partir de *BJ Services, AquaCon™ RPM Systems, OXY Presentation.*

Dentro de sus beneficios:

- No requiere minerales de gran área superficial, como las arcillas, para asociarse con la formación.
- Puede ser fácilmente transportado y mezclado en tanques o sobre la marcha. Es altamente soluble y fácilmente diluible en agua.
- Puede ser combinado con otros productos RPM.
- No causa problemas de fricción en las ratas de tratamiento Matriciales. Y debido a que tiene propiedades fricción – reductoras, habría poco o nulo efecto en las propiedades de fricción de los fluidos en las aplicaciones de Fracturamiento.
- Es compatible con cationes multivalentes y muchos aditivos químicos.

3.5.1. Modificadores de permeabilidad relativa en el Campo Gala.

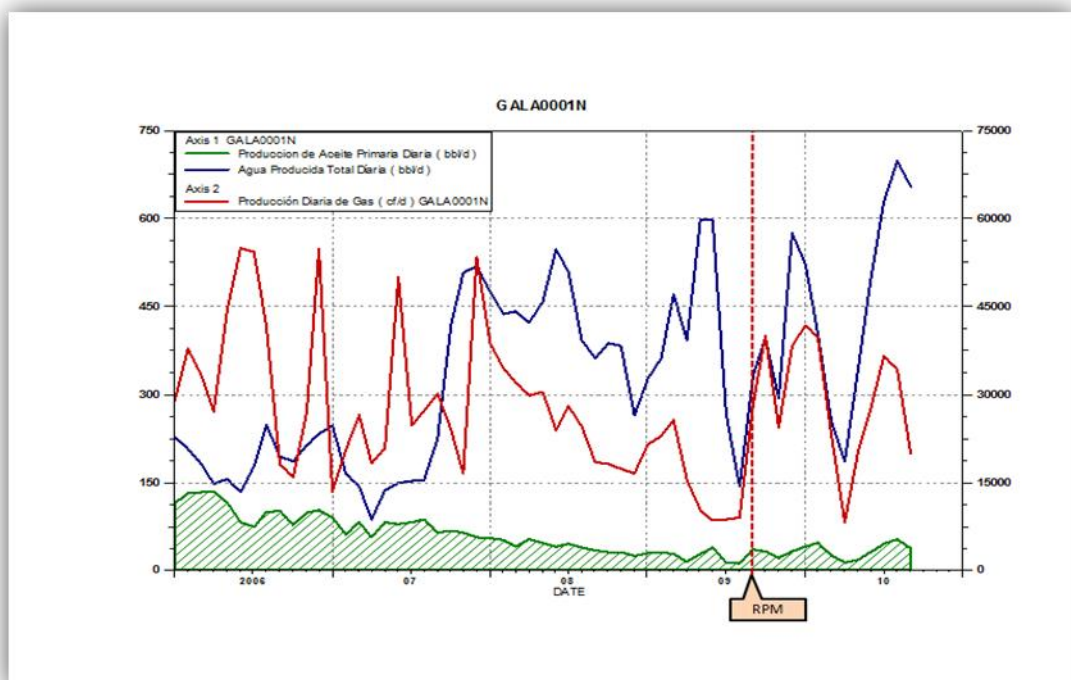
Pozo Gala 1 Norte. Fecha de estimulación con aquacon, 3 de Agosto de 2009.

Aspectos tenidos en cuenta: Antes de iniciar la intervención la producción del pozo provenía de 7 intervalos; pero durante la estimulación se decidió aislar

6 de los intervalos que estaban abiertos a producción y se dejó solamente el intervalo estimulado abierto (VER ANEXO B).

Comportamiento de la producción. El pozo Gala 1 Norte pertenece a la campaña de perforación 2004. La siguiente figura presenta la curva de producción del pozo a partir del año 2006 hasta agosto 31 del 2010.

Gráfica 53. Curva de producción de fluidos, Gala 1Norte.

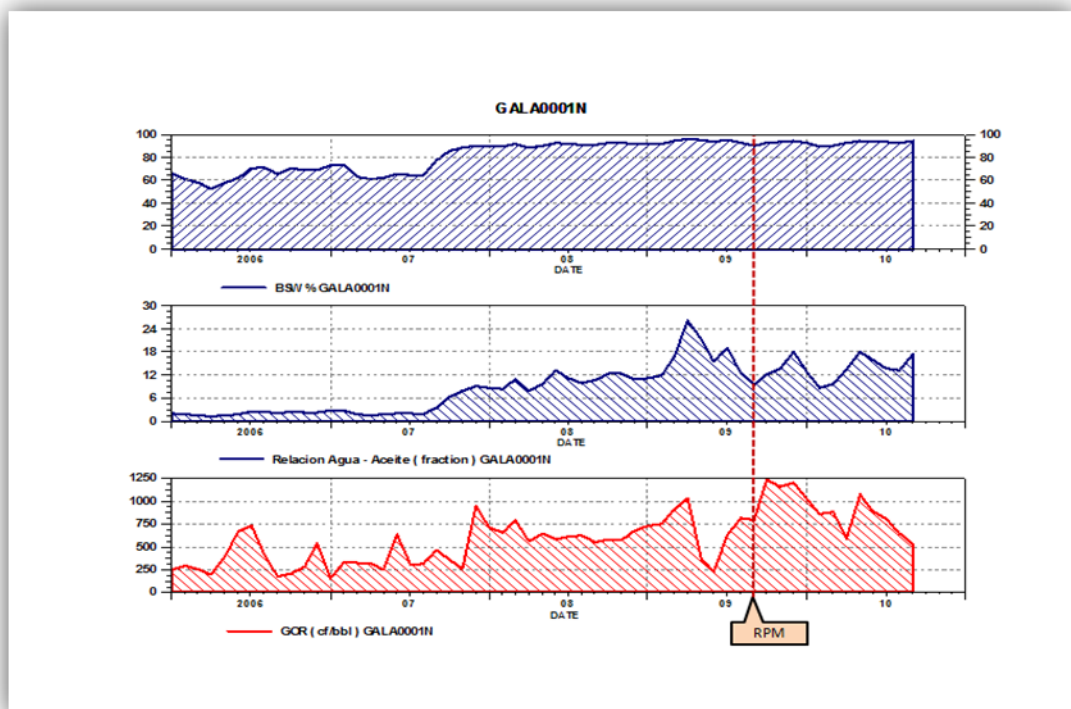


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

En la gráfica se aprecia un leve cambio en la producción de petróleo y en la curva de producción de gas (incremento); en la curva de producción de agua el análisis es confuso debido a los cambios abruptos que ha sufrido la tendencia a partir de finales del 2007, aclarando que la información de la gráfica proviene de las formas 9 de producción, las cuales son ajustadas mensualmente. Para aclarar el comportamiento de la producción de agua debemos referirnos a las curvas de BSW y WOR.

La siguiente gráfica presenta el BSW, WOR y GOR. Se evidencia que el BSW antes y después del tratamiento no varió, en promedio fue superior al 95%; el WOR disminuyó de 19 barriles de agua por cada barril de petróleo a 10 barriles de agua por cada barril de petróleo, es decir 9 barriles de agua por día menos por cada barril de petróleo producido.

Gráfica 54. BSW,WOR y GOR, Gala 1 Norte.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

El comportamiento no presenta una tendencia continua, incrementando el WOR hasta valores de 18 barriles de agua por cada barril de petróleo cerca de 3 meses después de realizado el tratamiento, disminuyendo de nuevo a valores de 9 barriles de agua por cada barril de petróleo producido. El cambio abrupto del comportamiento está asociado a la tasa de extracción del sistema de levantamiento artificial como se aprecia en la siguiente gráfica.

Gráfica 55. Variables de producción, Gala 1Norte.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

De acuerdo a la grafica 55 después del tratamiento realizado se ejecutaron cambios en el sistema de extracción. El recorrido de la unidad paso de 141" a 168", los strokes por minuto pasaron de 8 a 5 strokes por minuto, y el diámetro del pistón de la bomba se mantuvo en 2-1/4, el cual trabajo con una eficiencia del 95%. La capacidad de extracción antes del trabajo era de 632 BPD, y después del trabajo era de 471 BPD, el objetivo de la disminución está asociado a evitar generar un diferencial de presión alto. De acuerdo al nivel de liquido dinámico, la caída de presión era de 718 psi lo que se considera un valor bajo.

Si asumimos la eficiencia del tratamiento de reducción de permeabilidad basados en el BSW del pozo, este no sufrió cambios antes y después del trabajo. Al observar el comportamiento del WOR se evidencia cambios

asociados a la capacidad de extracción, sin embargo después del tratamiento las pruebas de producción no alcanzaron el pico más alto del WOR presenciado en abril de 2009 (26 barriles de agua por barril de petróleo producido) por lo cual habría sufrido algún efecto por el tratamiento sin ser sostenible ni duradero. En este caso se debe hacer un análisis de productividad del yacimiento.

Comportamiento del índice de productividad. Para evaluar el cambio de productividad se utilizó la ecuación de flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme utilizando las propiedades petrofísicas, originando un pronóstico de producción con base en las pruebas realizadas al RPM en laboratorio. Posteriormente se representó gráficamente el índice de productividad después del trabajo con la información de niveles de fluido.

Tabla 7. Estimado de producción de la aplicación del RPM, Gala 1Norte.

Top MD	Base MD	Tope	H	PHIE	Sw	K	Qw	
ft	Ft	TVD	Ft			Md	STB/D	
6142	6150	5586	8	0,23	0,33	141,0	2306	
6142	6150	5586	8	0,23	0,33	141,0	341	
Ko	Kw	S	Ps	Pwf	AOF	Q/FT	Qo	WCU
Md	Md		Psi	psi	STB/D	BOPD/F T	STB/D	%
126,9	129,0	2	2498	1780	118	14,8	34	99%
102,8	19,1	2	2498	1780	96	12,0	28	92%

La información presentada en la anterior tabla incluye los valores de porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad absoluta, permeabilidades efectivas al agua y al petróleo, factor de daño e información de presiones.

A nivel de laboratorio en pruebas realizadas a un plug de un corazón obtenido del pozo Gala 1 Norte la reducción en la permeabilidad efectiva al petróleo fue del 19% y la reducción en la permeabilidad efectiva al agua fue del 85.2%. Asumiendo estos valores se esperaría un promedio de producción de petróleo de 28 BPD y de 34 BPD de agua, para un corte de agua del 92%. Con los valores iniciales de permeabilidad efectiva el modelo de estimación de producción predijo un corte de agua que podía alcanzar valores hasta del 99%.¹⁶

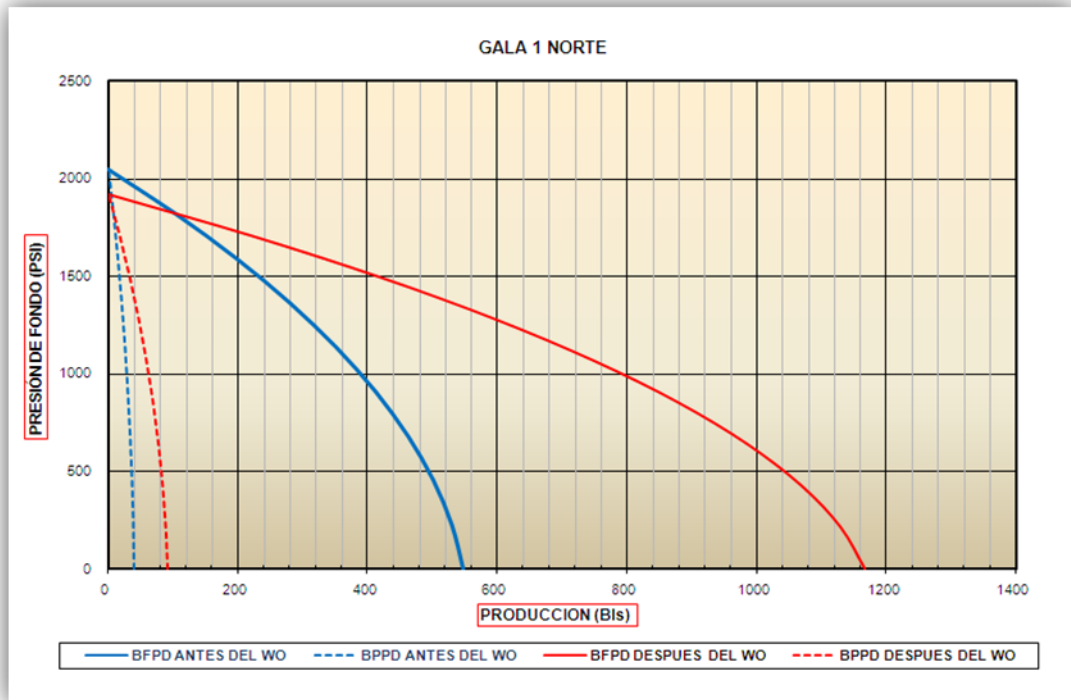
Por el comportamiento de niveles de fluido, tasa de extracción, y el modelo de estimación de producción se puede concluir que el pozo presenta problemas de conificación de agua, a mayor tasa de extracción puede alcanzar valores mayores de corte de agua. El efecto en la reducción de la permeabilidad efectiva al agua no es muy notorio de acuerdo al modelo de estimación de producción debido a los altos valores que presenta el modelo petrofísico. Para evaluar el verdadero beneficio del modificador de permeabilidad, se debe llevar el pozo a una condición de tasa de producción alta para evidenciar si hay incremento en el BSW por encima del 92%. La tasa de producción diaria medida más alta antes del tratamiento fue de 460 BPD el 4 de mayo de 2009, con un porcentaje de agua del 94,33%. La tasa de producción diaria medida más alta después del tratamiento fue de 587 BPD con un BSW asociado del 90,91%. De acuerdo a estos resultados habría un efecto del RPM en la permeabilidad efectiva al agua, sin tener efecto los problemas de conificación del pozo que inicialmente fueron identificados.

Como se menciono inicialmente el efecto no fue duradero ya que en el mes de noviembre de 2009, es decir 3 meses después de efectuado el tratamiento se recolectaron muestras de cabeza de pozo con BSW del 94-95% asociados a tasas de producción entre 400- 500 BPD.

¹⁶ Tomado de ROJAS, Jorge Alberto. Evaluación de RPM de la empresa BJ Services para el pozo Llanito 117. Piedecuesta: ICP. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratoios UST. Laboratorios de Exploración y Producción, 2009.

Finalmente se evidenciaron cambios en la permeabilidad efectiva al agua no duraderos y difícilmente medibles debido al rango de BSW en el que se encuentra el pozo (90-99%). Para evidenciar un cambio en el aporte de fluidos de yacimiento se construyó una curva de índice de productividad.

Gráfica 56. IPR, Gala 1Norte.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de mares.
Ecopetrol S.A.

En la gráfica de índice de productividad se observa que la presión estática antes del tratamiento se obtuvo bajo un promedio de los 6 intervalos que se encontraban produciendo, mientras que la presión estática después del tratamiento solo proviene del intervalo productor estimulado. A una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 1780 psi antes del tratamiento se obtuvo una producción 122 BFPD, después del tratamiento se obtuvo una producción de 146 BFPD al mismo dato de presión, es decir 24 barriles de incrementales. Teniendo en cuenta que el BSW se mantuvo bajo los parámetros de producción promedio del pozo, se alcanzaron incrementales de 2 BPPD.

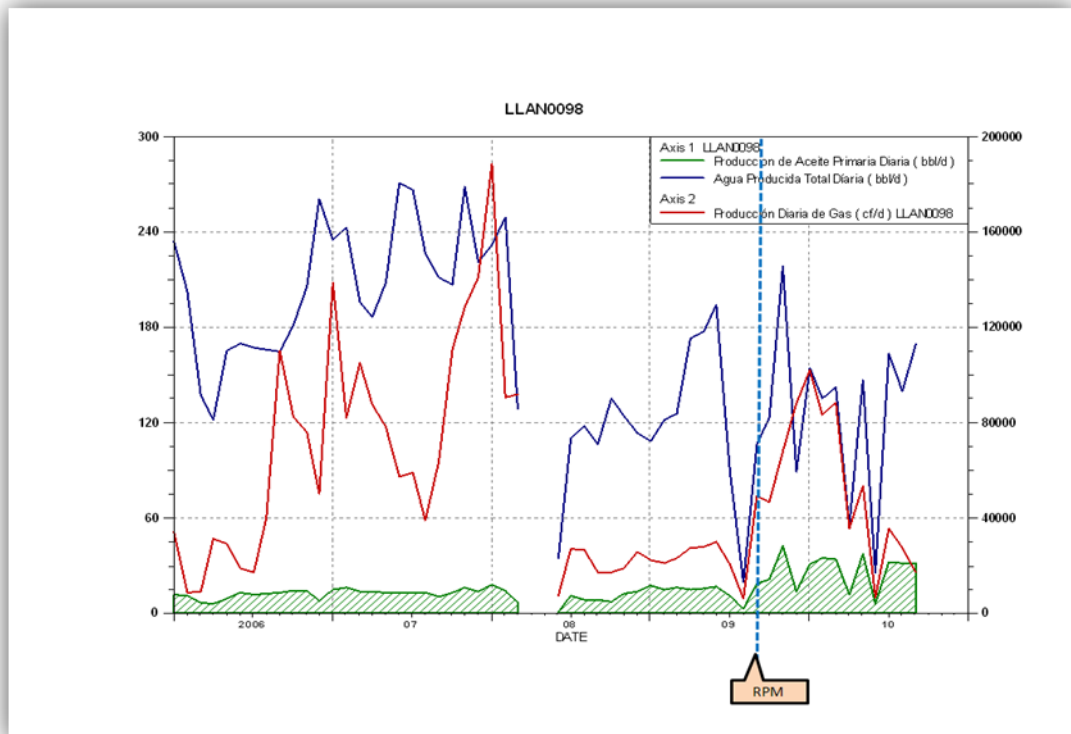
3.5.2. Modificadores de permeabilidad relativa en el Campo Llanito.

Pozo Llanito 98. Fecha de estimulación con aquacon, 5 de Agosto de 2009.

Comportamiento de producción. El pozo Llanito 98 pertenece al segundo desarrollo del campo (campaña de perforación 80s). La siguiente figura presenta la curva de producción del pozo a partir del año 2006 hasta agosto 31 del 2010.

En la gráfica se aprecia un cambio en la producción de petróleo y en la curva de producción de gas (incremento); en la curva de producción de agua el comportamiento es similar al presentado antes del tratamiento, con picos de producción sin presentar estabilización. Para aclarar el comportamiento de la producción de agua debemos referirnos a las curvas de BSW y WOR.

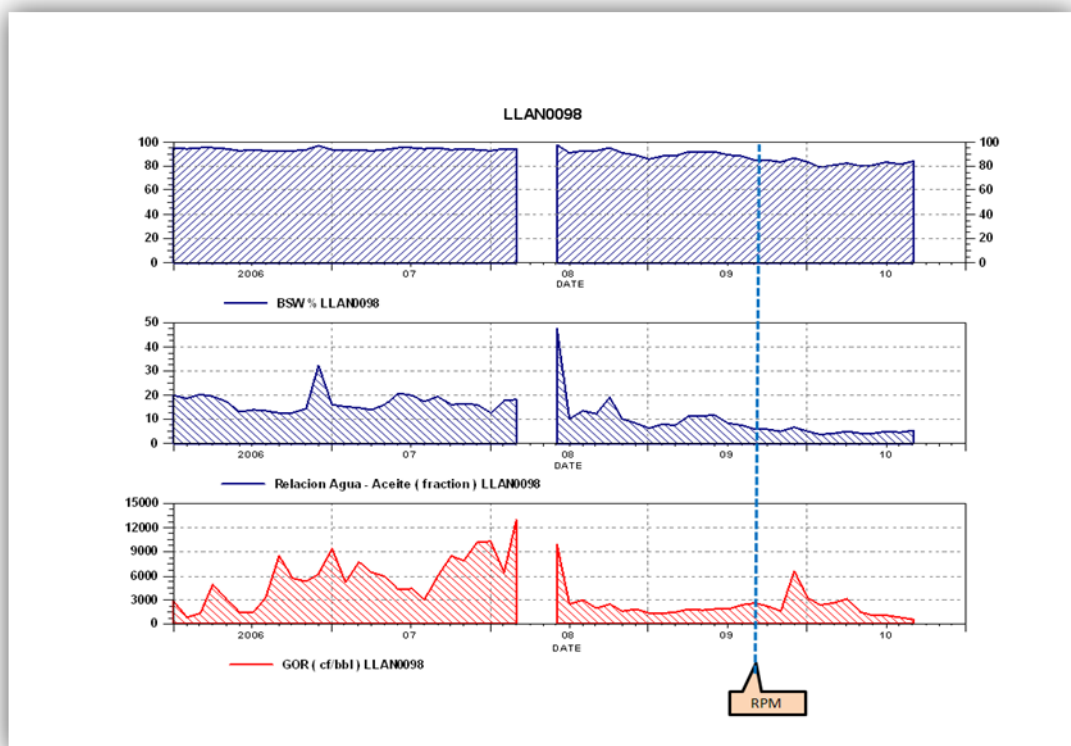
Gráfica 57. Curvas de producción de fluidos, Llanito 98.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La siguiente gráfica presenta el BSW, WOR y GOR. Se evidencia que el BSW venia disminuyendo desde antes del tratamiento, y continuo con el mismo perfil de declinación posterior a este, posiblemente el efecto esté relacionado con la capacidad de extracción. El WOR presenta un comportamiento similar al del BSW, es decir presenta declinación desde antes de la ejecución del tratamiento; el promedio del WOR posterior a la ejecución del tratamiento se mantuvo por debajo de los 10 barriles de agua por barril de petróleo, antes de realizar el tratamiento estos valores superaban los 10 barriles de agua por barril de petróleo alcanzando picos de 20 barriles, se debe complementar el análisis con las variables de producción.

Gráfica 58. BSW, WOR y GOR, Llanito 98.

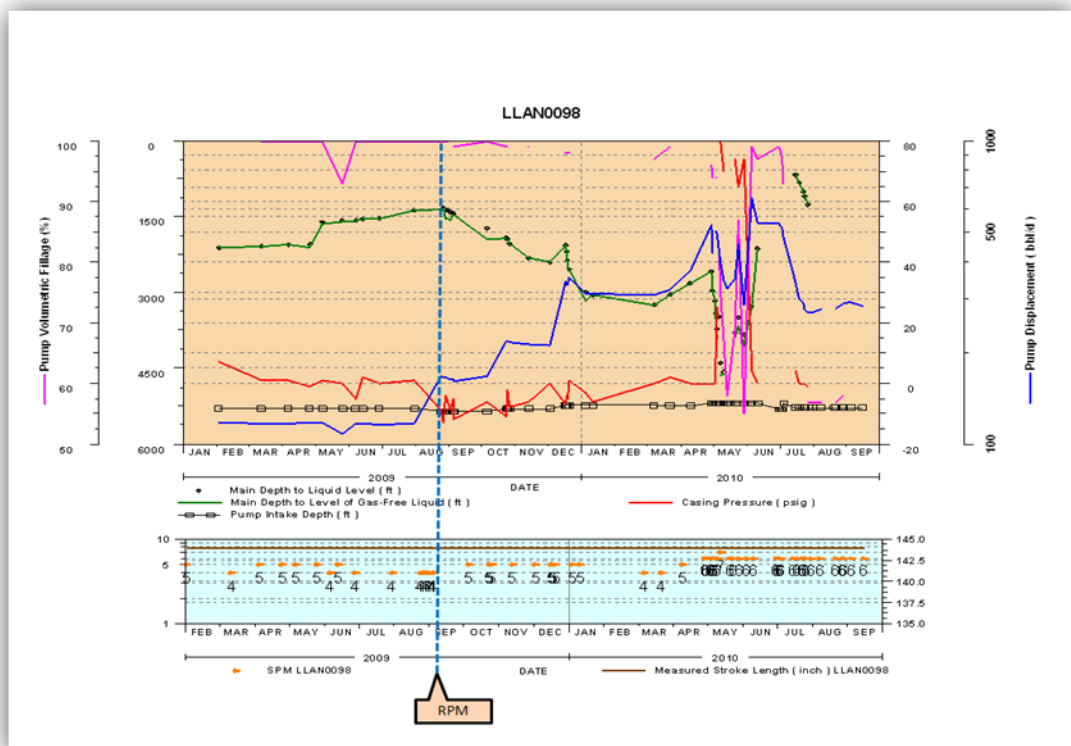


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

De acuerdo a la grafica 58 después del tratamiento realizado el único cambio en el sistema de extracción fue el aumento del diámetro del pistón utilizado

(paso de 1-1/4 a 1-3/4). El recorrido de la unidad y los strokes por minuto se mantuvieron constantes. La bomba mantuvo una eficiencia superior al 98% debido al alto nivel de líquido, lo cual permite que la bomba trabaje con una alta sumergencia, por ende una alta presión de entrada del fluido a este. La capacidad de extracción antes del trabajo era de 115 BPD, y después del trabajo era de 226 BPD. El comportamiento del nivel de líquido fue afectado por la capacidad de extracción pasando de un promedio de 1500 ft con respecto a la superficie a 3000ft de nivel. Se debe realizar el análisis del índice de productividad para verificar si hubo cambio de aporte de fluidos de la formación debido al tratamiento.

Gráfica 59. Variables de producción, Llanito 98.

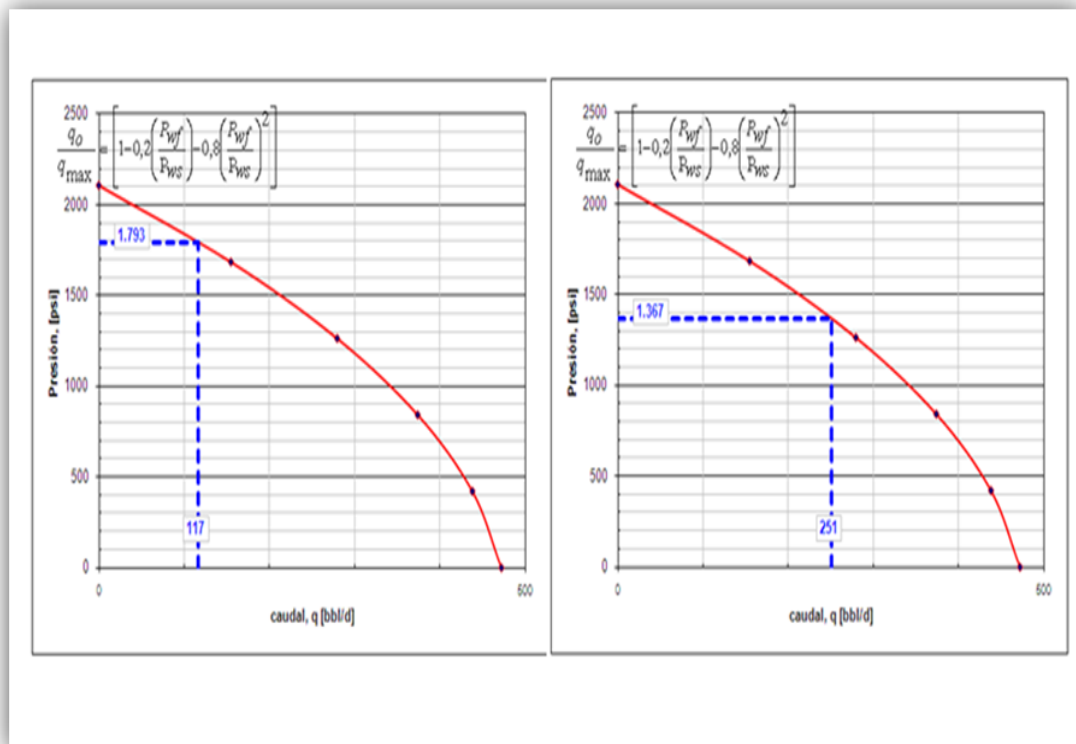


Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. Al evaluar el comportamiento del índice de productividad podemos observar que se mantuvo constante entre

antes y después de realizado la estimulación con Aquacon. Por lo tanto el incremento de la producción está asociado directamente al incremento en la capacidad de extracción (Tamaño de bomba).

Gráfica 60. IPR, Llanito 98.



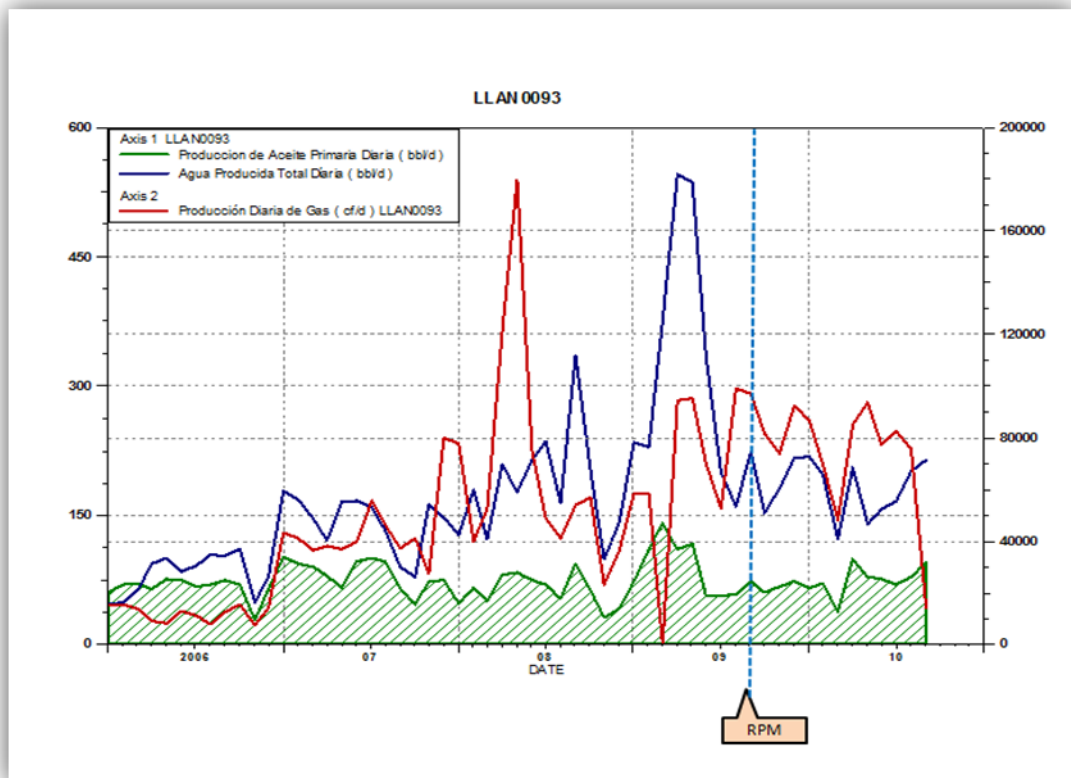
Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 93. Fecha de estimulación con aquacon, 15 de Agosto de 2009.

Comportamiento de producción. . El pozo Llanito 93 pertenece al segundo desarrollo del campo Llanito (campaña de perforación de los 80 s). La siguiente figura presenta la curva de producción del pozo a partir del año 2006 hasta agosto 31 del 2010.

En la gráfica se aprecia un incremento en la producción de petróleo y en la curva de producción de gas; la curva de producción de agua se mantuvo dentro de los valores del último periodo antes de la estimulación.

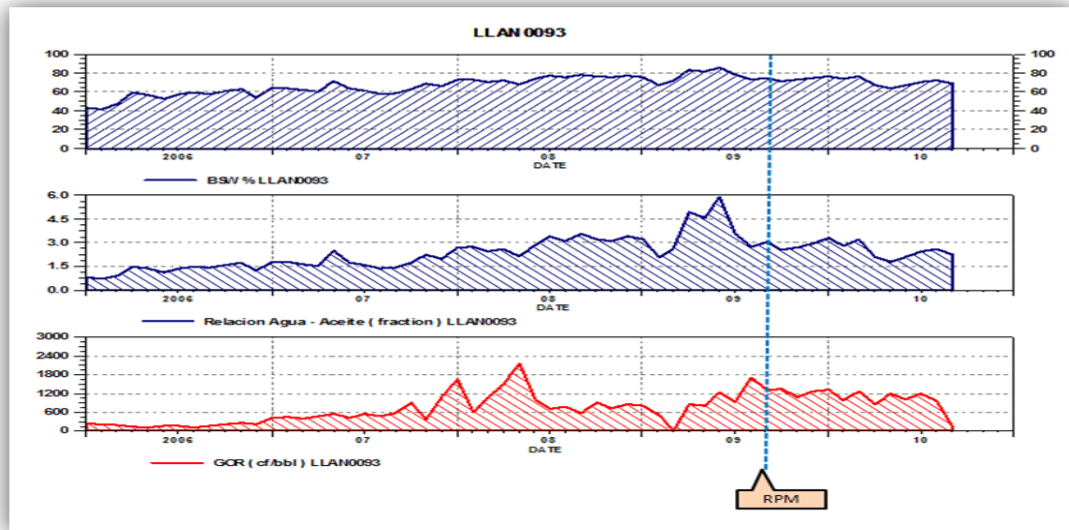
Gráfica 61. Comportamiento de producción de fluidos, Llanito 93.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

La siguiente gráfica presenta el BSW, WOR y GOR. Después del tratamiento se evidencia una leve disminución del BSW; el BSW no registra valores superiores al 80%. El comportamiento del WOR presentó la misma tendencia que el BSW, a la fecha no se presentan relaciones superiores a 3 barriles de agua por cada barril de petróleo. El comportamiento de WOR y BSW de pozo Llanito 93 comparado con las pruebas de producción implican problemas de conificación.

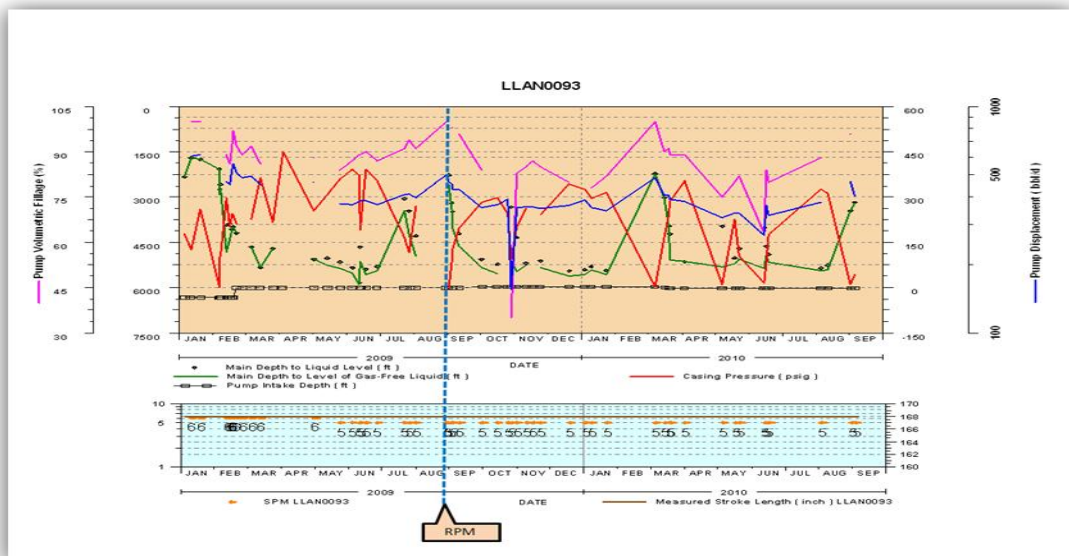
Gráfica 62. BSW, WOR y GOR, Llanito 93.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

De acuerdo a la gráfica 63 el comportamiento de los niveles de fluido se mantuvo estable hacia los 5250 ft con respecto a la superficie, por lo que se considera no hubo cambios después del tratamiento basados en esta gráfica.

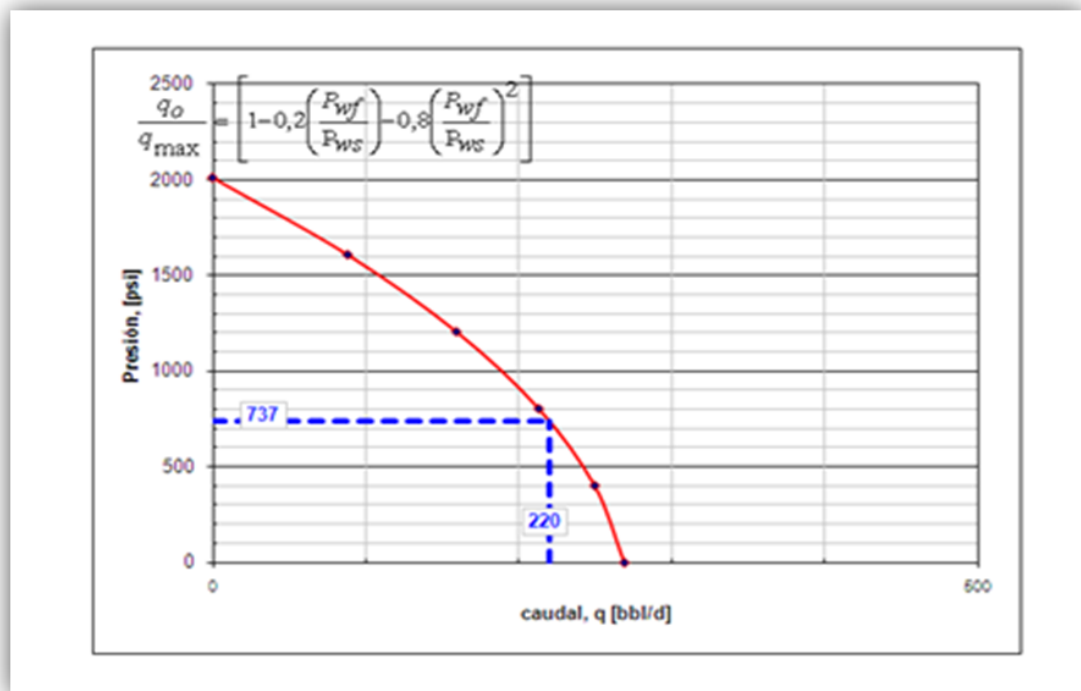
Gráfica 63. Variables de producción, Llanito 93.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
.Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. Realizado el análisis del comportamiento del índice de productividad, se observó que este se mantuvo constante ya que no fue posible realizar un aumento en la capacidad de extracción debido al aporte de fluidos del yacimiento; los cuales a su vez se mantuvieron igual tras realizado el tratamiento.

Gráfica 64. IPR, Llanito 93.



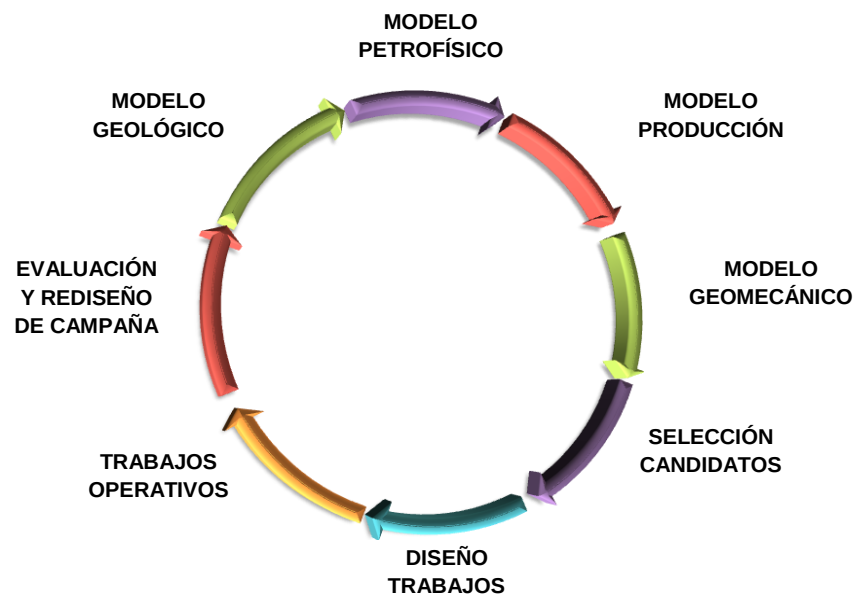
Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

3.6. ESTIMULACIONES MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Partiendo de la idea de implementar en los pozos pertenecientes al activo Llanito, con el principal objetivo de incrementar la producción de petróleo y acelerar la recuperación de reservas, Ecopetrol S.A. llevó a cabo la selección de 23 candidatos a ser fracturados hidráulicamente. Estos pozos fueron seleccionados mediante la aplicación de una metodología basada en la

integración de información del modelo geológico y petrofísico, bases de datos de producción, yacimientos, registros académicos, registros electrónicos, registros de cementación e integridad del casing, historias de producción, información de presiones con MDT entre otros.

Gráfica 65. Metodología de Ecopetrol para la selección de pozos candidatos a estimular.



Fuente. Elaborada por los autores a partir de Ecopetrol ICP, Metodología adoptada para Ecopetrol S.A.

Grupos de pozos para la evaluación. Para llevar a cabo la evaluación técnica de los trabajos se realizó una clasificación de 4 grupos de acuerdo a sus condiciones de producción. Los tres primeros grupos son: pozos con producción previa al fracturamiento, pozos con intervalos fracturados sin aporte, pozos con fracturamiento durante el completamiento; y el cuarto grupo lo conforman los pozos que fueron seleccionados mediante una lista de chequeo.

3.6.1 Análisis de pozos con producción previa al fracturamiento. Estos pozos fueron fracturados tras un periodo de producción proveniente de otro completamiento distinto al fracturado, por ende la evaluación económica de los mismos se realiza con base en los datos previos de producción y la variación de la tendencia mostrada por estos tras la estimulación.

Pozo Cardales 1. Fecha de fracturamiento, 8 de junio de 2006.

Aspectos tenidos en cuenta:

Previamente al fracturamiento el pozo presentaba una presión de fondo fluyente de 2545 psi, debida a la alta producción de agua (corte del agua 90%), razón por la cual el pozo fue cementado en la formación mugrosa B obteniendo una disminución del corte de agua hasta llegar al 15% y una nueva Pwf de 1782 psi, sin embargo, el efecto de la cementación se vio afectado a inicios del 2007 donde el pozo volvió a su corte de agua original del 90%(pérdida de integridad del squeeze).

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM):

- Recorrido de la Unidad: 168"
- Strokes/min: 5,64
- Diámetro del pistón: 2-1/4
- Profundidad de la bomba: 6015 ft
- Capacidad de desplazamiento: 447 barriles/día con eficiencia de 80%

No se tomó un PBU al intervalo a fracturar, por lo tanto se estimó una Presión de Yacimiento 3000 psi de acuerdo a la experiencia previa en el área.

Las condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento fueron:

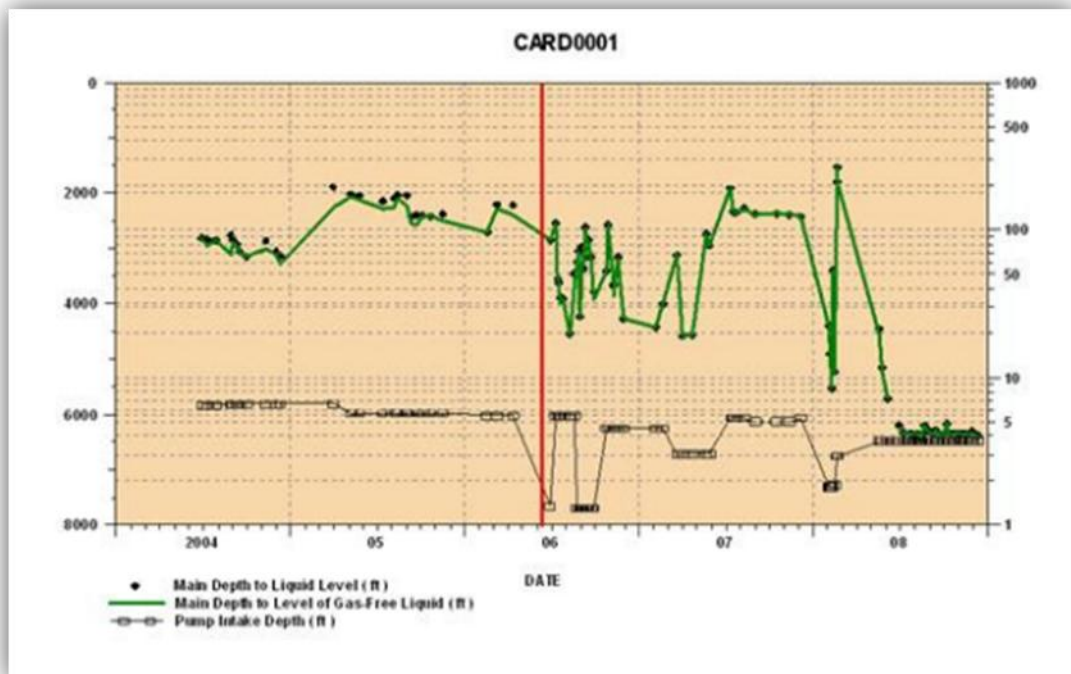
- Diámetro del pistón; 2-1/4
- Recorrido de Unidad: 118"
- Strokes por minuto: 9,42

- Profundidad de la bomba: 7668 ft
- Capacidad de desplazamiento: 524barriles/día con una eficiencia del 80%

Se concluye por lo tanto que la capacidad de extracción cambio en 77.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. La línea roja representa la fecha de intervención del pozo(Fracturamiento Hidráulico)

Gráfica 66. Curva de Nivel de Líquido y la Profundidad de la bomba versus tiempo.

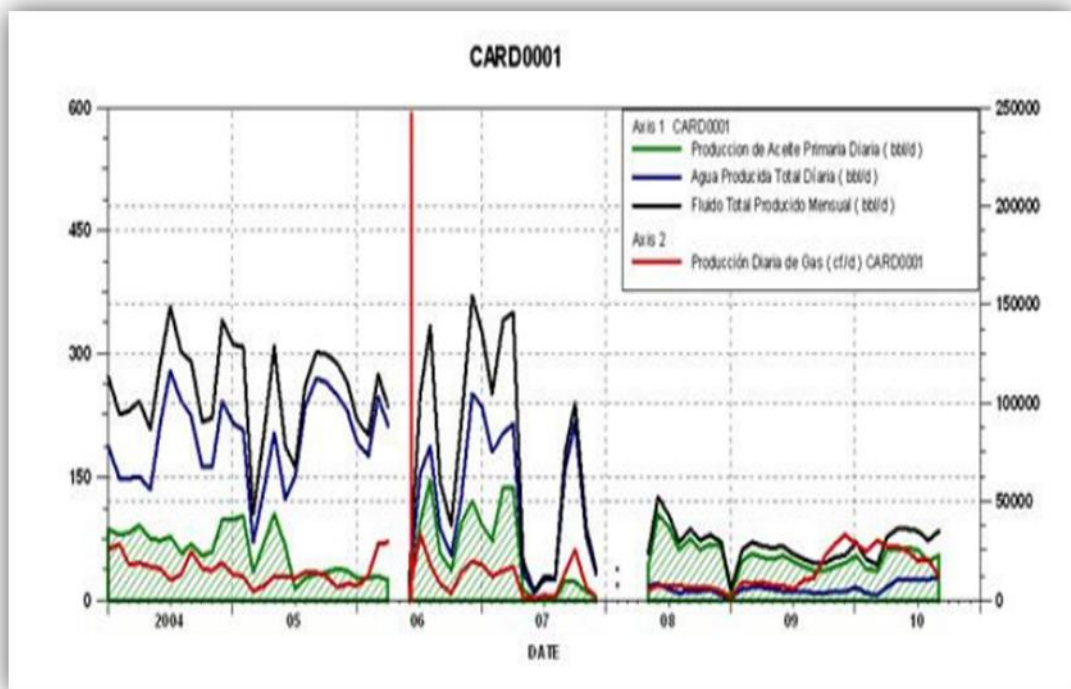


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Se observa que el comportamiento del nivel de fluido líquido mantiene una tendencia a disminuir después del fracturamiento, esto puede ser asociado principalmente al aumento a la capacidad de extracción, se reduce el corte de agua por la cementación ó el aporte del intervalo fracturado no es muy significativo.

Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento de la producción en la siguiente gráfica, se evidencia que esta incrementa un poco en cuanto al petróleo, pero en cuanto al fluido total la tendencia se conserva, lo cual representa la caída en el corte de agua gracias al aislamiento realizado previo al fracturamiento.

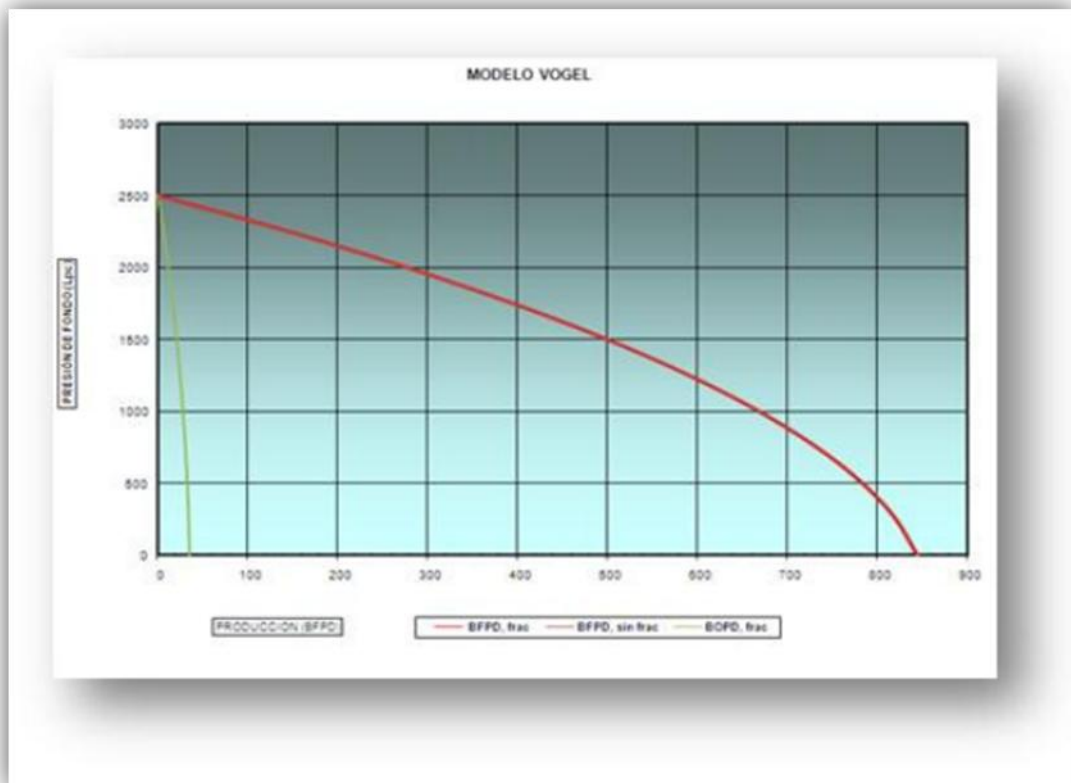
Gráfica 67. Curva de producción de fluidos, Cardales 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Con el fin de definir si el incremental asociado a la capacidad de extracción es causado por la cementación o por el fracturamiento, se analizó la curva IPR.

Gráfica 68. IPR pozo Cardales 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Mares. Ecopetrol S.A.

Asociando la curva IPR con el comportamiento del nivel de fluido, se evidencia que con P_{wf} de 1782 se obtendrían 425 BFPD. Lo cual es acertado con las pruebas de producción que en promedio presentaron 400 BFPD antes del fracturamiento

Después del fracturamiento las pruebas de producción corresponden a 410 BFPD.

Se concluye que los incrementales representados en el periodo de producción después del fracturamiento hasta inicios del 2007 son un efecto combinado entre la cementación y el cambio de extracción en el sistema de levantamiento artificial.

A pesar de varios intentos de cementación en el 2007, no se consiguió aislar el acuífero, durante esta operación se encontró el fondo a 8119', por lo cual se concluyó que los intervalos fracturados estaban tapados, razón que confirmó la no productividad de esta zona al momento de evaluar.

En Abril del 2008 se decidió sentar un retenedor a 6770 con el objetivo de aislar el acuífero 6804-6830. Eliminando la producción de agua de esta zona junto con los intervalos petrolíferos de Esmeraldas 7404-7517 y la zona fracturada de Toro Shale, previamente evaluada selectivamente el 9 de Enero del 2008 con un tiempo de flujo estabilizado de 13 horas y una profundidad de suabeo de 7700 pies, resultante en un aporte de 0 barriles.

Pozo Cardales 3. Fecha de fracturamiento, 19 de Diciembre de 2005.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: Previo al fracturamiento el pozo fue aislado de la formación Mugrosa B, por medio de una cementación. El valor estimado de Presión de Yacimiento fue de 2500 psi según correlación con lo demás pozos en el área. (VER ANEXO B)

Las condiciones de operación en cuanto al sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

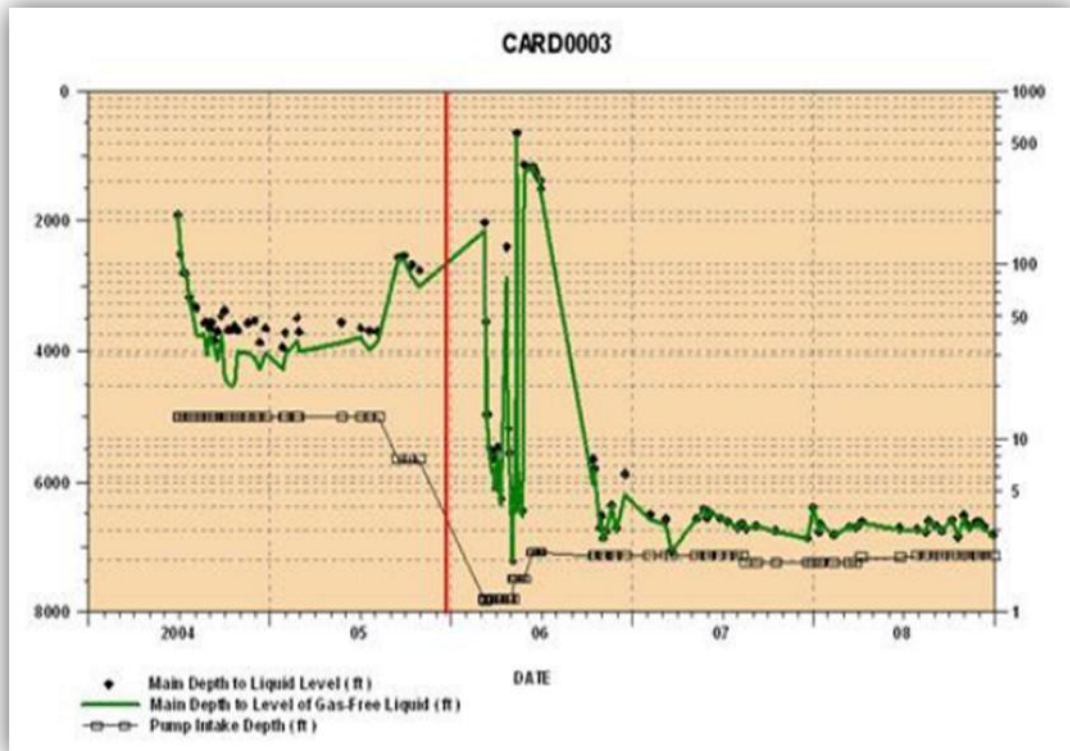
- Diámetro del pistón: 1-1/2"
- Profundidad de la bomba: 7480 pies
- Recorrido Unidad 118"
- Strokes por minuto: 4,75
- Capacidad de extracción: 116 barriles/día con eficiencia del 80%

A partir del fracturamiento el pozo se dejó en producción únicamente de la zona estimulada (Toro Shale).

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Se puede apreciar que la pérdida de nivel de fluido es significativa a través del tiempo, por lo tanto el

aporte del pozo no es lo suficiente para mantener la demanda del sistema de levantamiento. Los cambios positivos en el nivel corresponden a trabajos de cementación.

Gráfica 69. Cura de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 3.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

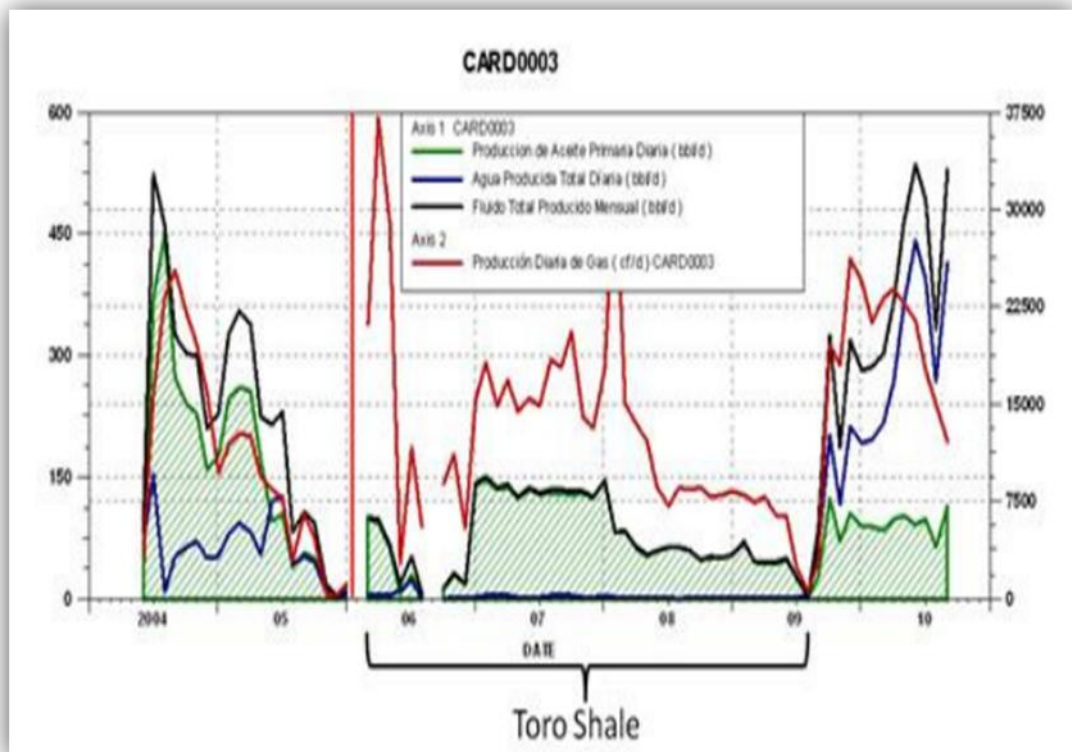
Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento de la producción de pozo, la producción asociada a la zona fracturada (Toro Shale) es notoria. Cabe resaltar que el corte de agua fue reducido al 5%, lo cual es característico de esta zona.

Debido a la declinación de la producción, se realizó en el mes de Septiembre de 2009 un recompletamiento a la formación Mugrosa B, dejando de producir

de los intervalos fracturados de Toro Shale (La formación Mugrosa B presento mayor productividad que la formación Toro Shale).

El pozo acumulo de Toro Shale 93,407 barriles (formas del ministerio, al mes de Agosto del 2009).

Gráfica 70. Curva de producción de fluidos, Cardales 13.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de índice de productividad del pozo. De acuerdo al comportamiento de la gráfica, se logra justificar el comportamiento de la producción obtenida de la formación estimulada.

Gráfica 71. IPR pozo, Cardales 3.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Llanito 97. Fecha de fracturamiento, 12 de Septiembre de 2006.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: Previo al fracturamiento, al pozo se le realizó un trabajo de cementación con el fin de aislar zonas productoras de agua (corte de agua 80%).

Condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial (BM), antes del fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 5082 pies

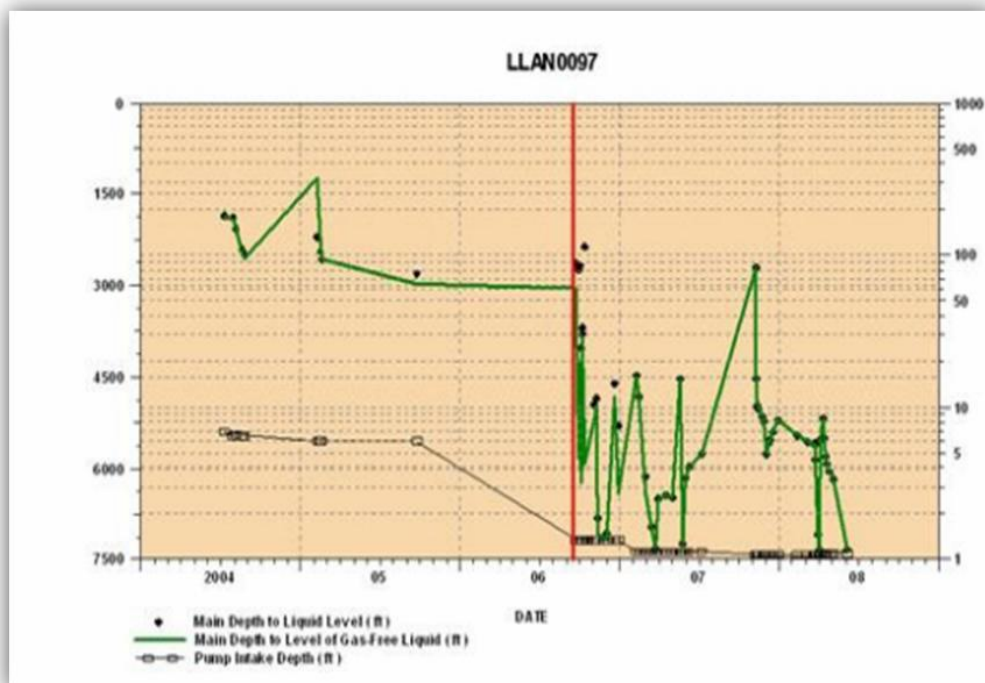
Condiciones de operación del sistema de levantamiento posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-1/2"
- Profundidad de la bomba: 7161 pies
- Recorrido Unidad: 118"
- Strokes por minuto: 6,4
- Capacidad de extracción: 159 barriles/día con eficiencia del 80%

Debido a que no se tomó un PBU, se asumió una Presión de Yacimiento de 2500 psi. A partir del fracturamiento el pozo se dejó en producción únicamente de la zona estimulada (Toro Shale).

Comportamiento del nivel de fluido líquido. A partir del fracturamiento, el nivel de líquido tiene una tendencia a disminuir, la bomba fue profundizada, y el aporte de agua fue menor que el previo al fracturamiento.

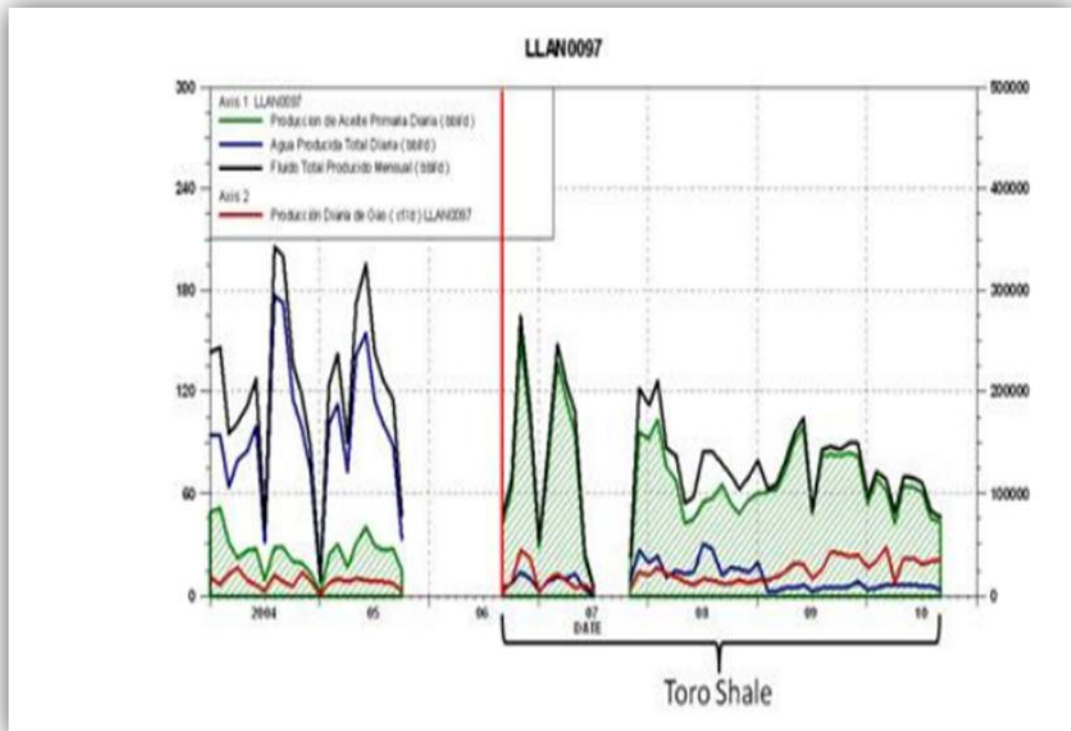
Gráfica 72. Curva Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba vs tiempo, Llanito 97.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El cambio en el comportamiento de la producción del pozo es positivo teniendo en cuenta que el caudal de petróleo aumentó y el de agua disminuyó, demostrando los buenos resultados de la estimulación.

Gráfica 73. Curva de producción de fluidos, Llanito 97.

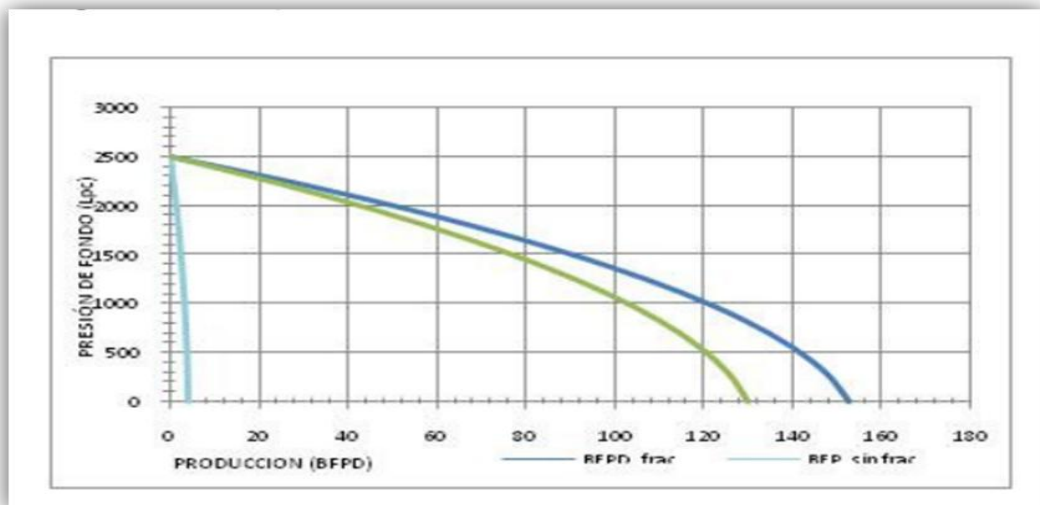


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Con el fracturamiento, las reservas no desarrolladas del pozo se incrementaron en 114,000 barriles y su acumulado producido de la formación Toro Shale alcanza 94,871 barriles de petróleo al mes de Septiembre de 2010.

Comportamiento del índice de productividad. En el gráfico de IPR se puede comprobar el cambio en la productividad del pozo a raíz de la estimulación, la cual generó las condiciones necesarias para obtener el incremental de producción.

Gráfica 74. IPR pozo, Llanito 97.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Pozo Gala 11. Fecha de fracturamiento, 5 de Diciembre de 2006

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación:

Las pruebas de producción antes del fracturamiento presentaban 181 BFPD, con un BSW del 63%, para una producción neta de 67 BPPD. Para realizar el fracturamiento hidráulico en la formación Toro Shale, fue necesario realizar la cementación de los intervalos de la formación Mugrosa comprendidos entre 6306 y 6616 pies, ya que eran las zonas acuíferas.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM), antes del fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 5470 pies
- Recorrido Unidad: 141"
- Strokes por minuto: 5,42
- Capacidad de extracción: 218 barriles/día con eficiencia del 80%

Después del fracturamiento, el pozo presento en las pruebas de producción 161 BFPD, con un BSW de 50% para una producción neta de 80 BPPD, de

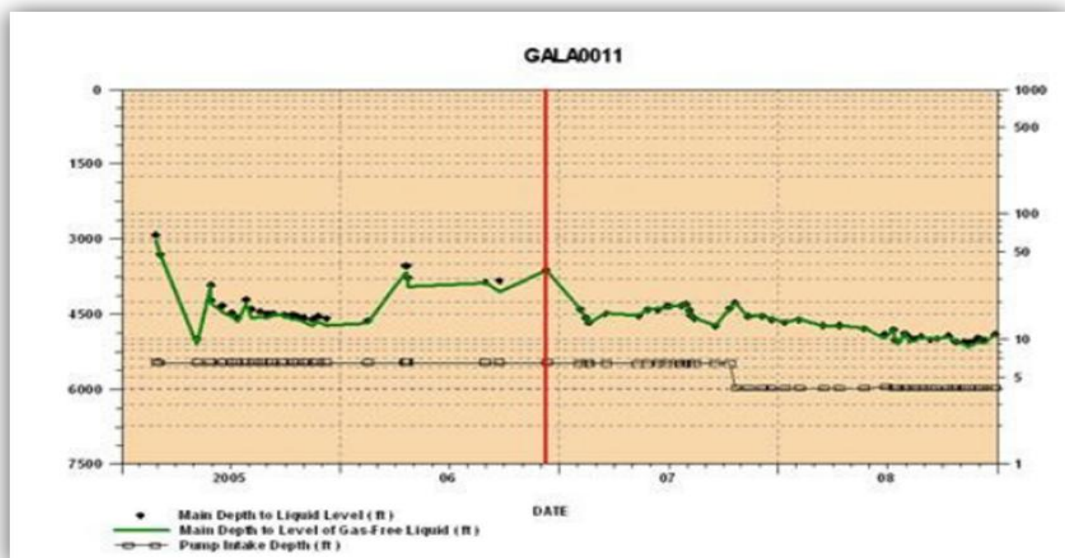
esta manera se podría concluir que la cementación redujo el BSW en un 13%, y por las pruebas posteriores a la estimulación, no hubo un incremental asociado al fracturamiento (el pozo no quedo produciendo únicamente de la zona fracturada).(VER ANEXO B)

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 5490 pies
- Recorrido: 168"
- Strokes por minuto: 5,06
- Capacidad de extracción: 242 barriles/día con eficiencia del 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. El nivel de fluido no presenta respuesta positiva gracias a la estimulación.

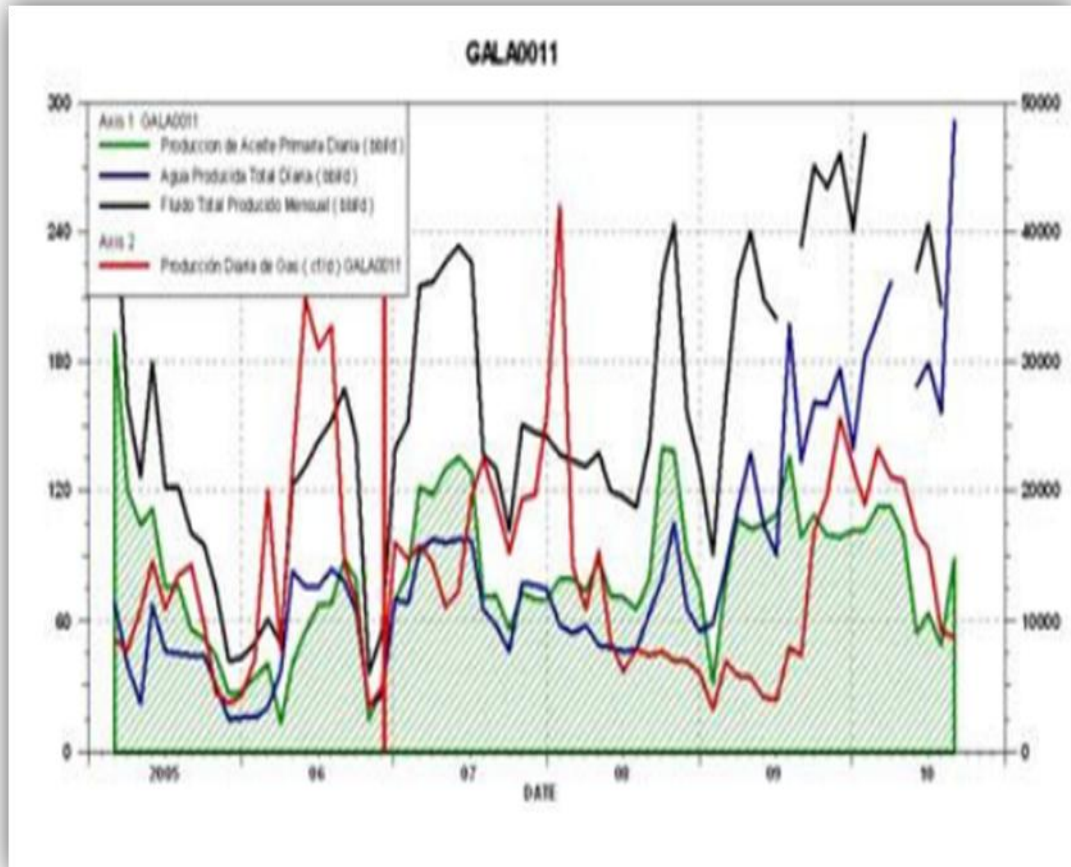
Gráfica 75. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento observado en la gráfica de producción de fluidos, se logra identificar un incremento después del fracturamiento , lo cual puede asociarse al aumento en la capacidad de extracción.

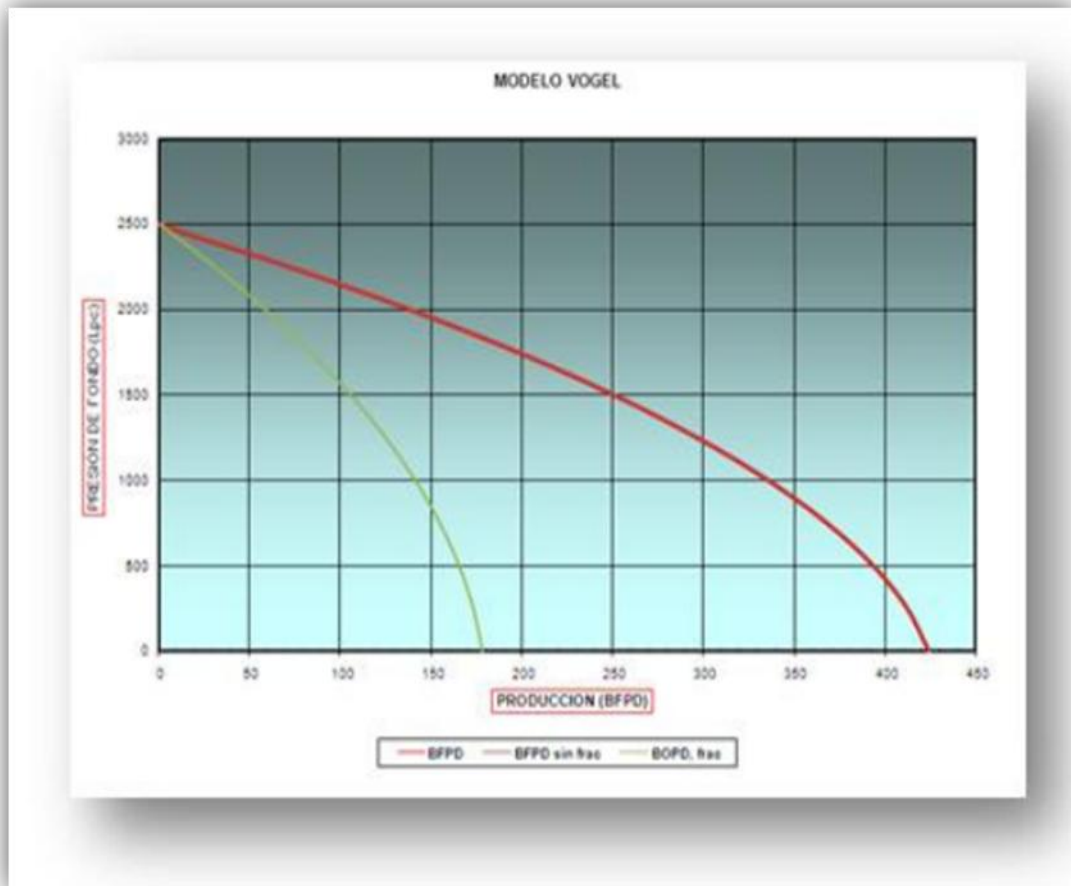
Gráfica 76. Curva de producción de fluidos, Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A

Comportamiento de índice de productividad del pozo. Acorde al IPR, los resultados esperados no se consiguieron (en la planeación se estimaba alcanzar incrementales de 30 barriles de petróleo diarios, obteniéndose un skin -4).

Gráfica 77. IPR pozo. Gala 11.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

El 29 de Enero de 2009 durante una intervención, se encontró fondo a 7725 pies por lo cual se encontró casi completamente tapada la zona fracturada 7716- 7734 pies. Después de realizarse operación de limpieza se estimulo por succión sin identificar aportes de producción, se recupero la capacidad de la tubería y posteriormente no hubo aporte de formación, lo cual corrobora los resultados previos.

Yuma 1. Fecha de fracturamiento, 26 de Mayo de 2007.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: Previo al fracturamiento al pozo se caracterizo por su alta producción de agua de la formación Mugrosa,

por lo que se consideró realizar aislamiento de la misma y proceder al fracturamiento de la formación Toro Shale.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) , antes del fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-1/2"
- Profundidad de la bomba: 5448 pies
- Recorrido Unidad: 104"
- Strokes por minuto: 5,7
- Capacidad de extracción: 125 barriles con eficiencia de 80%

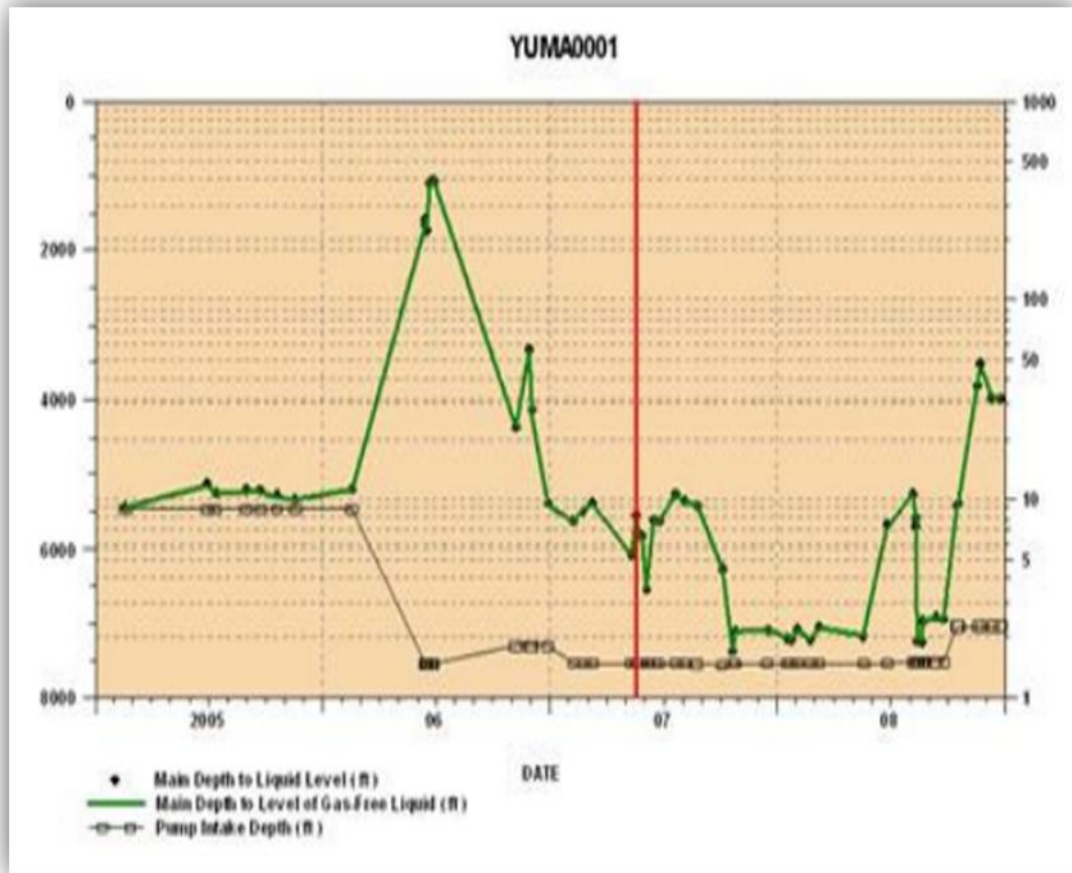
Debido a las múltiples zonas productoras de agua y al mal resultado obtenido de las cementaciones realizadas, al poco tiempo de la estimulación retorno a un corte de agua superior al 50%.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-1/2"
- Profundidad de la bomba: 7546 pies
- Recorrido de Unidad: 121"
- Strokes por minuto: 5,7
- Capacidad de extracción: 147 barriles con eficiencia de 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Inmediatamente después del fracturamiento se obtiene un incremento en el nivel del pozo, a pesar del incremento en la capacidad de extracción.

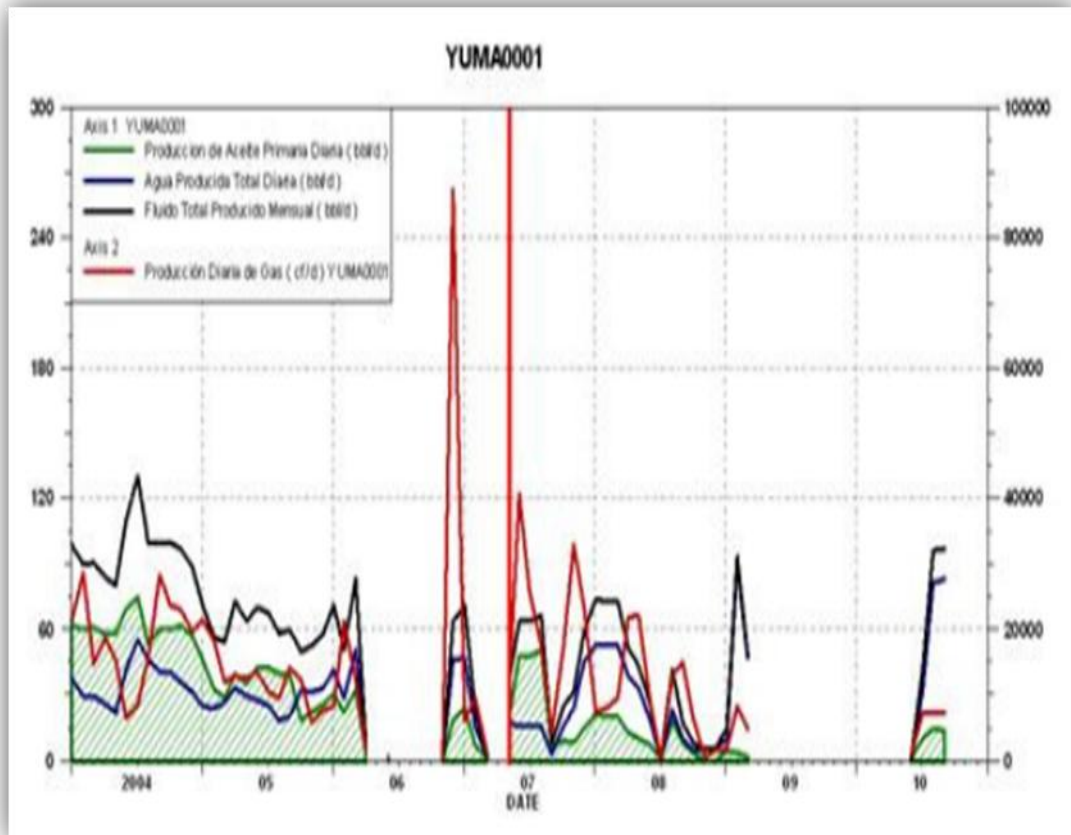
Gráfica 78. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
 Ecopetrol S.A

Comportamiento de la producción. Inmediatamente después de la estimulación del pozo, hay un incremento en la producción de petróleo y una reducción en el corte de agua. Pero al poco tiempo la producción agua se incrementa reduciendo sustancialmente la producción de petróleo, lo cual puede ser gracias a fallas en las zonas cementales inicialmente.

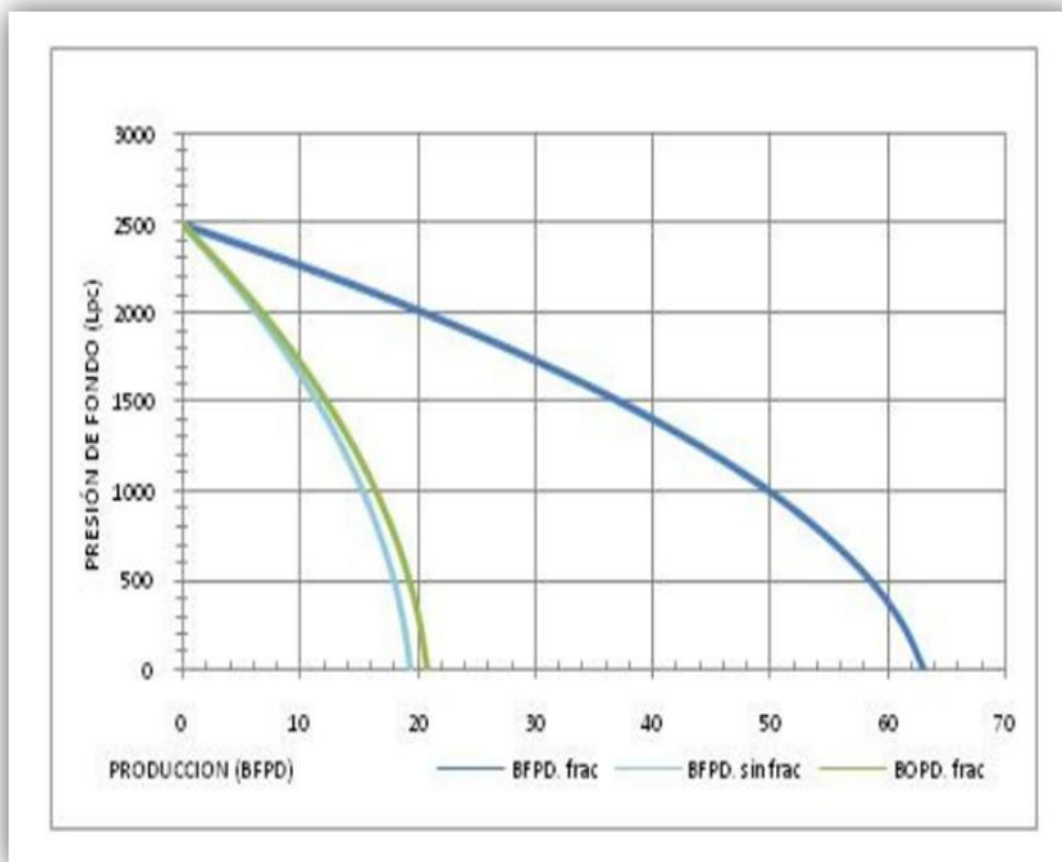
Gráfica 79. Curva de producción de fluidos, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de índice de productividad. La P_{wf} previa al fracturamiento era de 1157 psi, debido a la alta producción de agua del pozo. Posteriormente al fracturamiento la P_{wf} llegó a ser del orden de 394 psi, lo cual según el IPR corresponde a una producción cercana a los 20 barriles de petróleo/día, con un daño de -4, incremento de producción atribuible al fracturamiento de la formación Toro Shale.

Gráfica 80. IPR, Yuma 1.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Posteriormente las zonas cementadas volvieron a aportar agua, con lo cual se perdió la respuesta del intervalo fracturado.

Pozo Llanito 4. Fecha de fracturamiento 19 de Octubre de 1960.

Se realizó fracturamiento hidráulico en la fecha mencionada, pero no es posible realizar un análisis detallado debido a que no se tiene datos de producción antes de 1964.

3.6.2. Análisis de pozos con fracturamiento durante el completamiento.

En estos pozos el fracturamiento hidráulico se llevo a cabo tras concluir el completamiento, por lo tanto para realizar el análisis económico se procede a calcular un caudal inicial con base en la ecuación de flujo pseudo estático, las variables se obtuvieron de petrofísica, correlaciones, MDT y pruebas PVT.

Pozo Llanito 112. Fecha de fracturamiento, 1 de Abril de 2007.

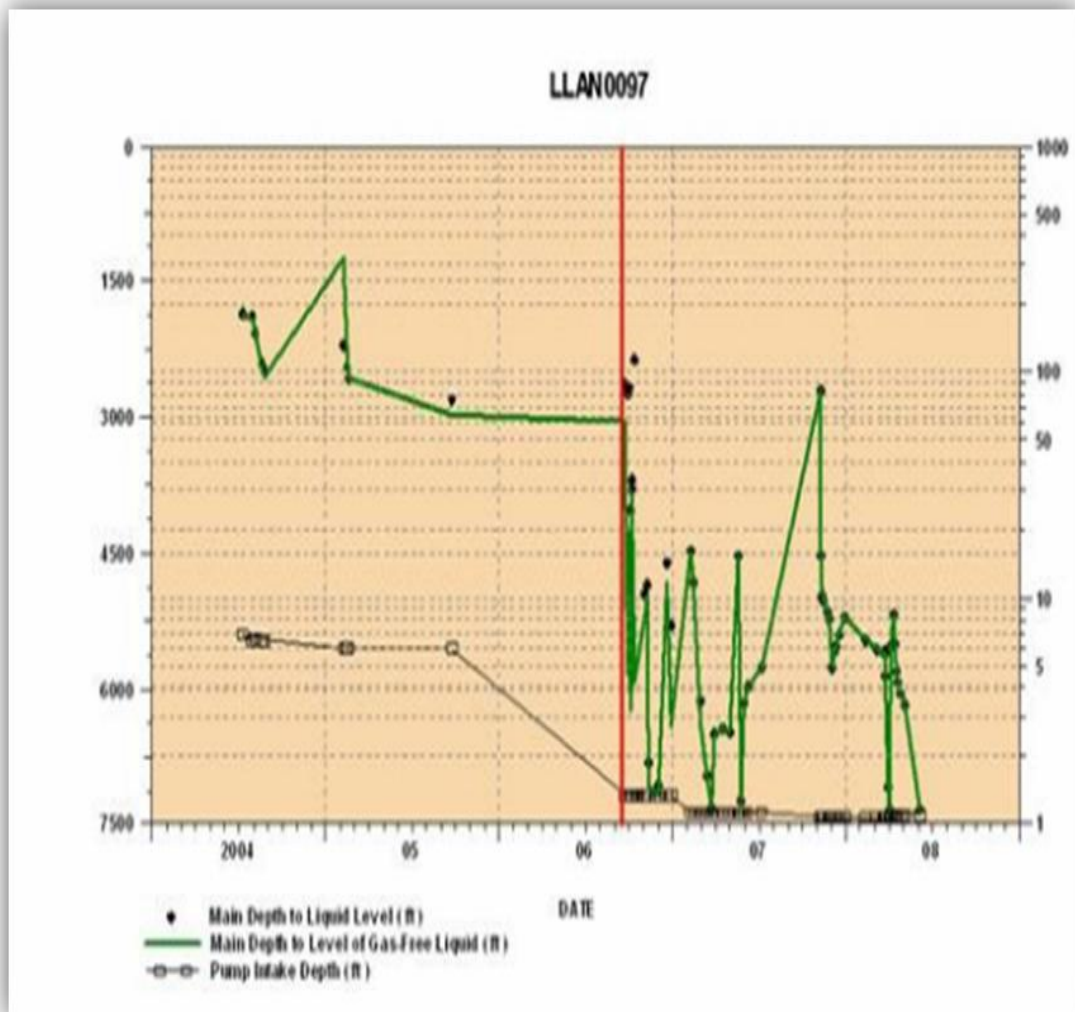
Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: El pozo fue fracturado en la formación Esmeraldas durante el completamiento (7212-7224). El promedio de producción durante el primer trimestre después del fracturamiento fue de 87 BFPD con un corte de agua de 3,3% para un caudal de petróleo de 84,2 Bbls.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) después del fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 7024 pies
- Recorrido Unidad: 118"
- Strokes por minuto: 5,7
- Capacidad de extracción: 192 barriles con eficiencia del 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. El nivel de fluido tiene una caída drástica la cual es contrarrestada con mantenimientos al pozo y cambios en el diseño y operación del sistema de levantamiento, hasta el punto en que este cae por completo y se hace necesario realizar un recompletamiento.

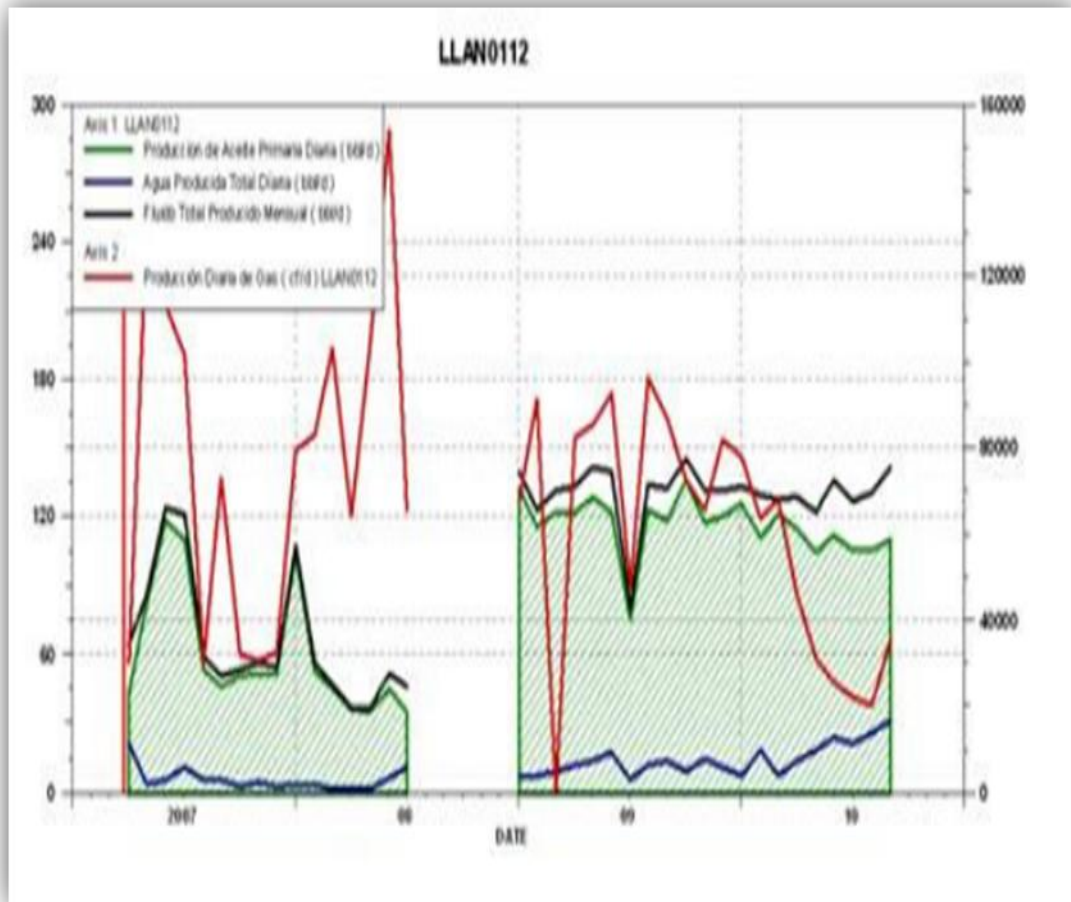
Gráfica 81. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 112.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
 Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El pozo inicia produciendo a caudales relativamente altos pero en vista de la caída de nivel se hace necesario reducir la capacidad de extracción.

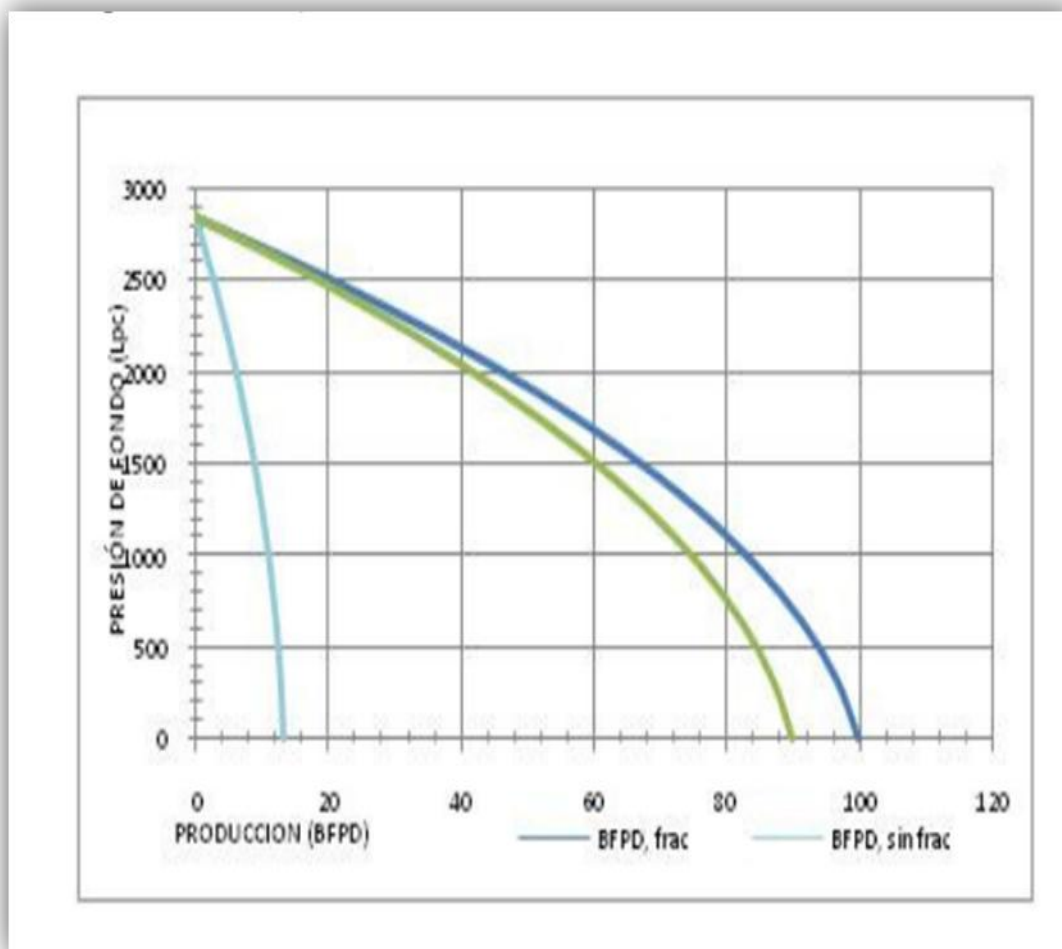
Gráfica 82. Curva de producción de fluidos, Llanito 112.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mreas, Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. Al simular la productividad del pozo con la información petrofísica de la formación Esmeraldas y bajo la información del MDT del pozo Llanito 112, se evidenció que la estimulación mejoró la condición de daño del pozo y por ende los resultados de producción (Skin post Frac -5).

Gráfica 83. IPR, Llanito 112.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 114. Fecha de fracturamiento, 11 de Diciembre de 2007.

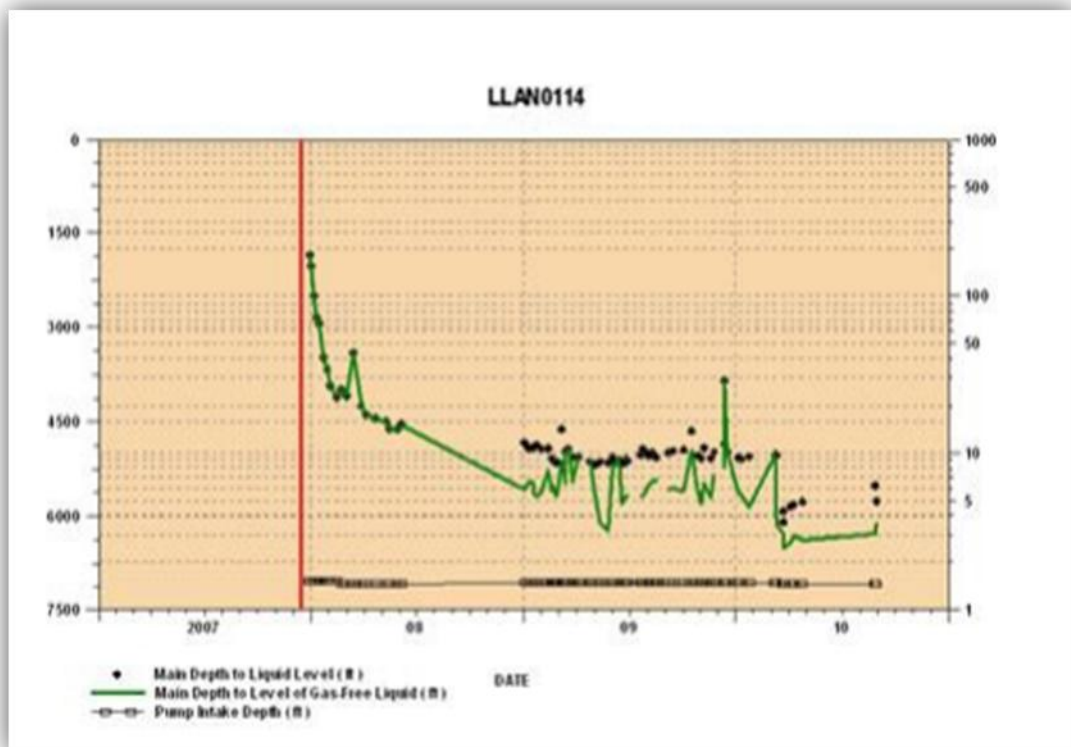
Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: El pozo fue fracturado en la formación Esmeraldas. El primer trimestre después del fracturamiento del pozo produjo 233 barriles de fluido total con corte de agua del 0,6% para una producción de 231 BPPD.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 7017 pies
- Recorrido Unidad: 140"
- Strokes por minuto: 6
- Capacidad de extracción: 255 barriles/día con eficiencia del 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. El pozo presenta en su etapa inicial una caída relativamente alta, pero a su vez muy buena sumergencia de bomba la cual se estabiliza con el tiempo.

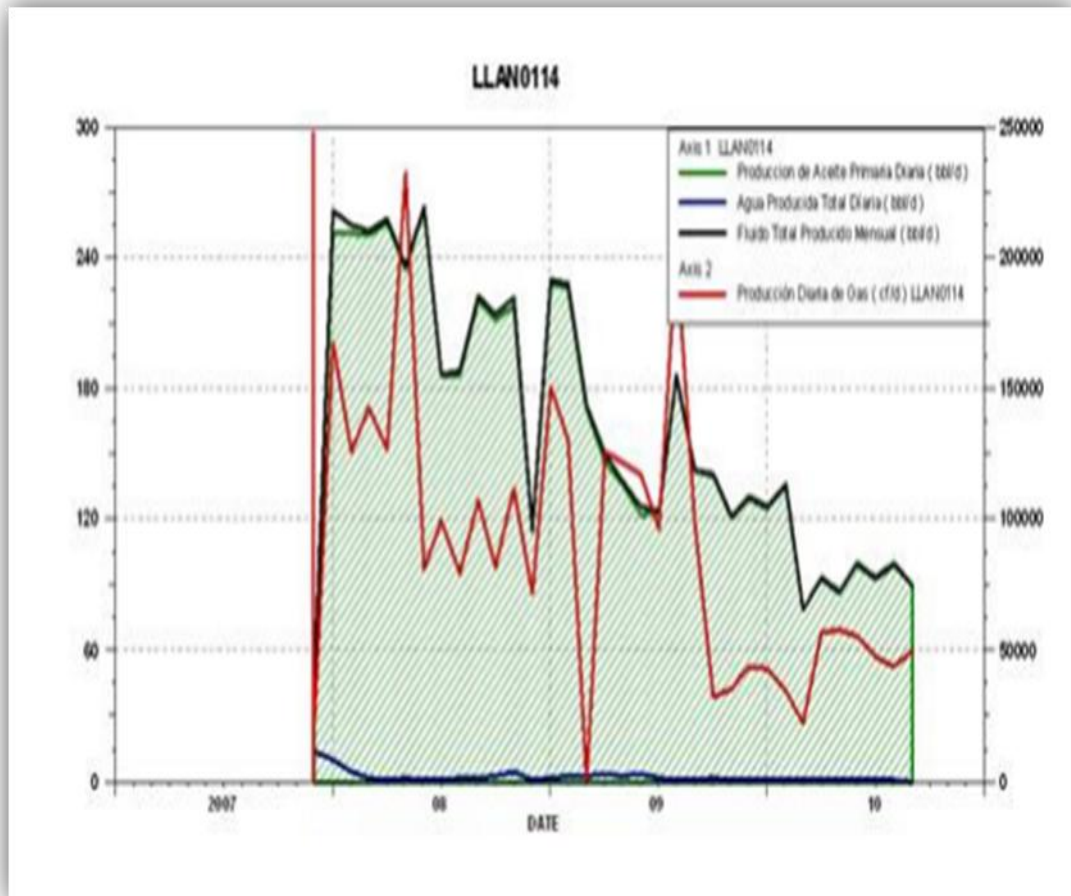
Gráfica 84. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
 Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El pozo inicia con un alta producción de petróleo, la cual se mantiene con el tiempo de acuerdo a la declinación normal del campo.

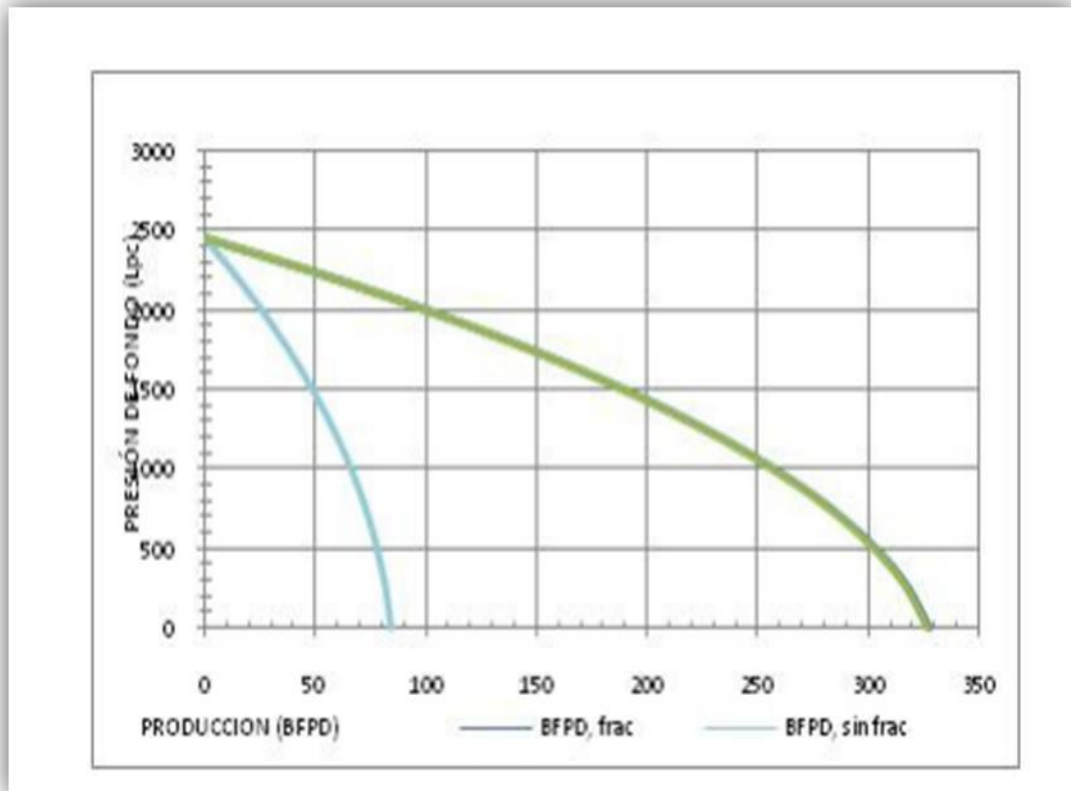
Gráfica 85. Curva de producción de fluidos, Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. Realizando el modelamiento de producción con una presión de 2460 psi, se obtiene que para 1384 psi la producción sería de 171 barriles con un skin de -5. Por lo tanto la estimulación dio resultado.

Gráfica 86. IPR, Llanito 114.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 115. Fecha de fracturamiento, 30 de Agosto de 2007.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación:

El pozo fue fracturado en la formación Mugrosa C, la producción promedio correspondiente al primer trimestre fue de 160 barriles/día con un corte de agua de 17% para una producción de petróleo de 133 BPD.

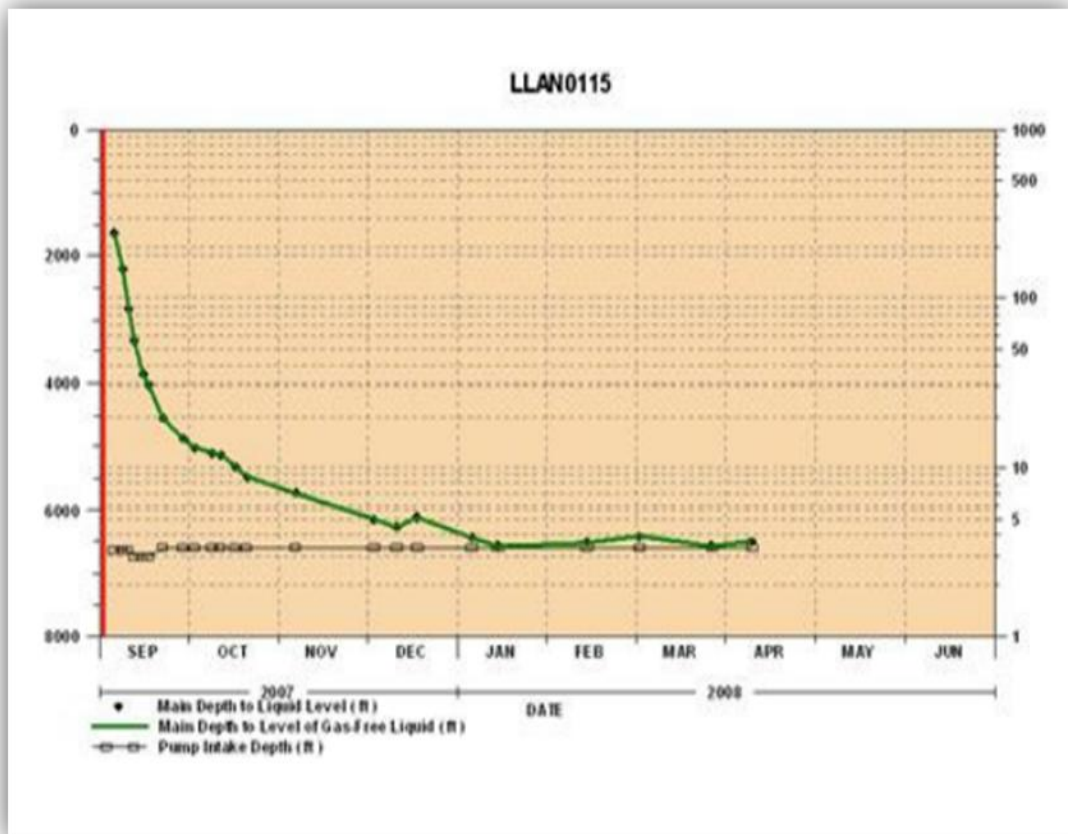
Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 6571 pies
- Recorrido Unidad: 141"

- Strokes por minuto: 5,7
- Capacidad de extracción: 228 barriles/día con eficiencia del 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Según se puede apreciar en la gráfica de producción, el pozo inicia con una buena sumergencia de la bomba, la cual declina hasta el punto donde se debe reducir un poco la capacidad de extracción y bajar un poco más la bomba con la intención de mantener un nivel dinámico más estable.

Gráfica 87. Curva de Nivel de Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 115.

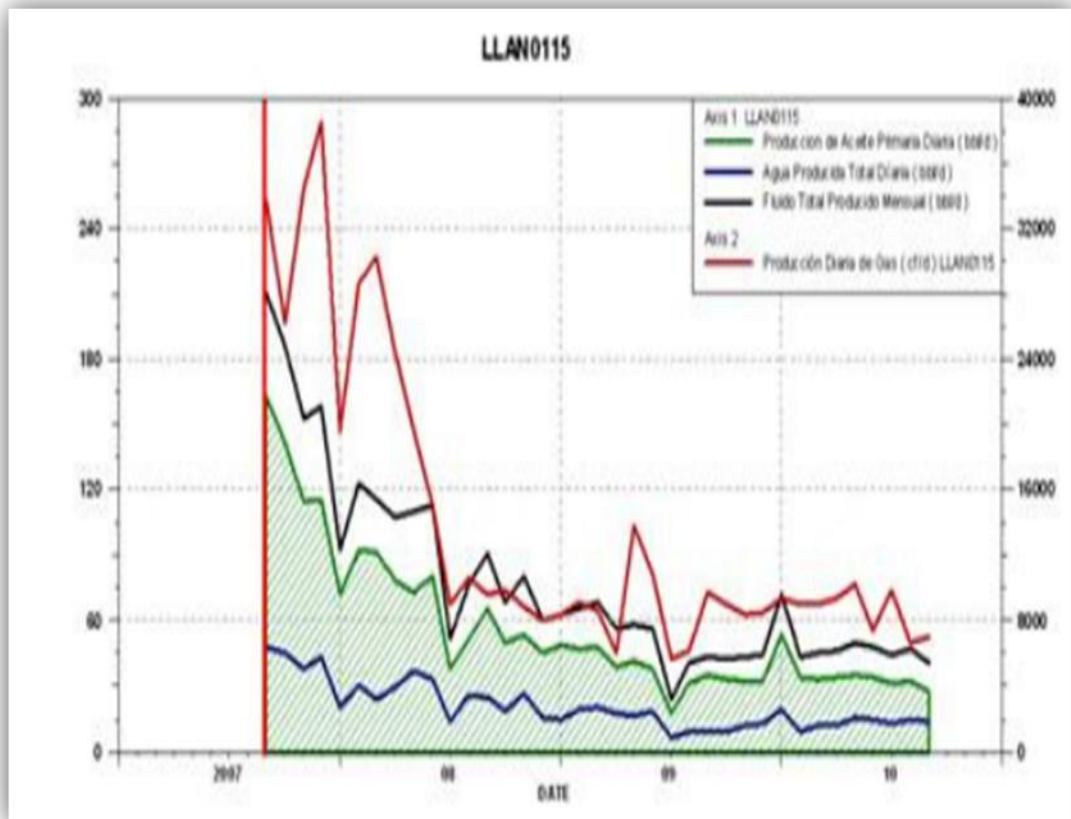


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de la producción. De acuerdo al comportamiento observado, se tiene una declinación característica del campo y a su vez un

corte de agua estable con el tiempo. En general se podría que la estimulación permitió obtener estos caudales.

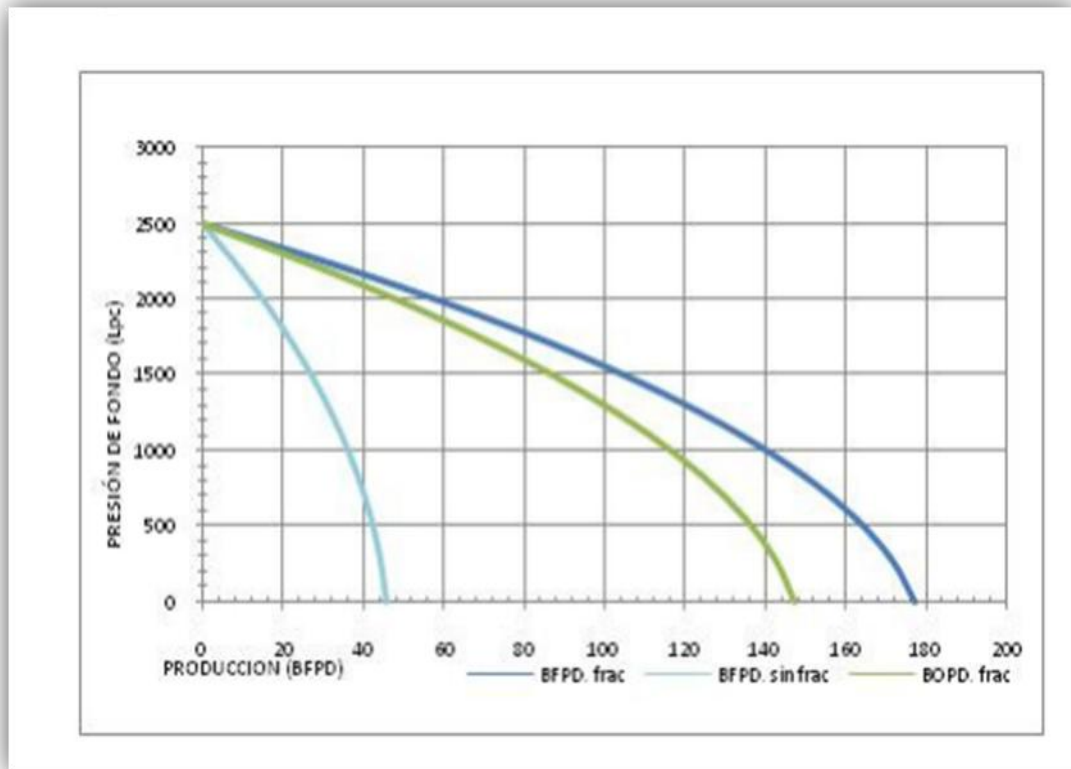
Gráfica 88. Curva de producción de fluidos, Llanito 115.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento del índice de productividad. Con una presión de yacimiento de 2496 psi, y alcanzando un skin -5 con el fracturamiento se puede observar que a una Pwf de 703 psi, el pozo tendría un potencial de 150 barriles de flujo total, lo cual concuerda con las pruebas de producción.

Gráfica 89. IPR, Llanito 115.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 116. Fecha de fracturamiento, 8 de Agosto de 2007.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación:

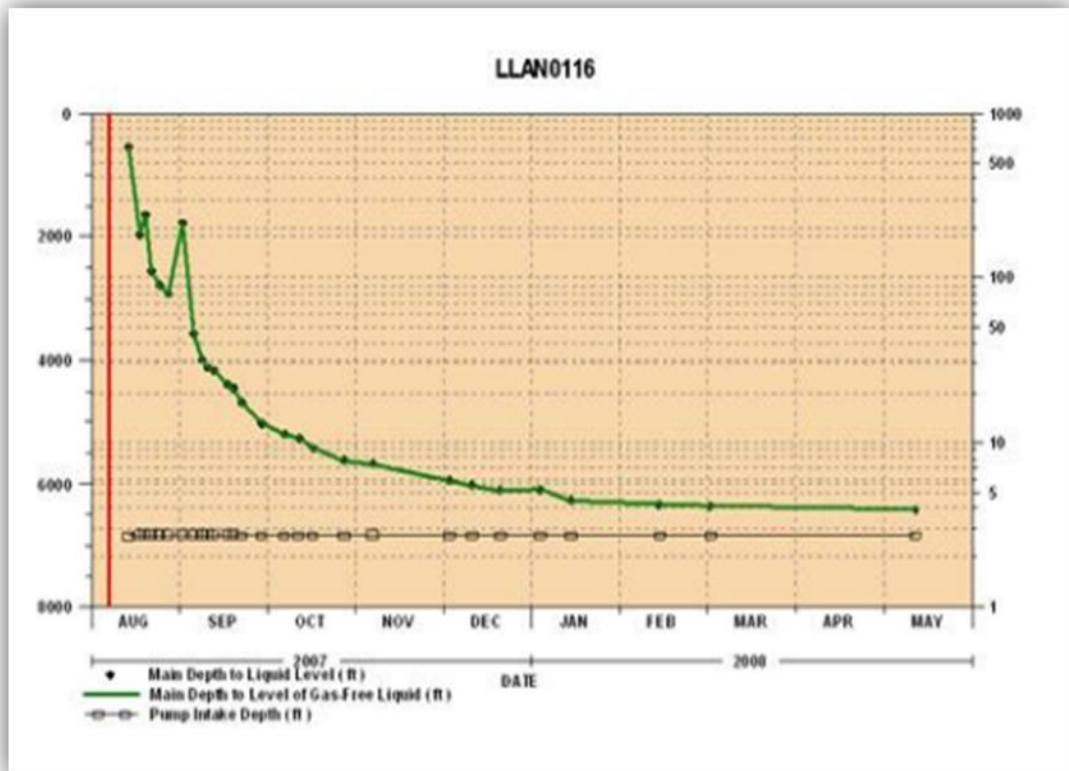
El pozo fue fracturado en la formación Mugrosa C, la producción diaria promedio durante el primer trimestre fue de 125 barriles de fluido, con un 10% de BSW para 112,5 barriles de petróleo.

Las condiciones de operación en cuanto a un sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Profundidad de la bomba: 6840 pies
- Recorrido Unidad: 141"
- Strokes por minuto: 5,7
- Capacidad de extracción: 229 barriles con eficiencia del 80%

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Al igual que el pozo anterior este inicia con una buena sumergencia de la bomba, la cual declina hasta el punto donde se debe reducir un poco la capacidad de extracción y bajar un poco más la bomba con la intención de mantener un nivel más dinámico estable.

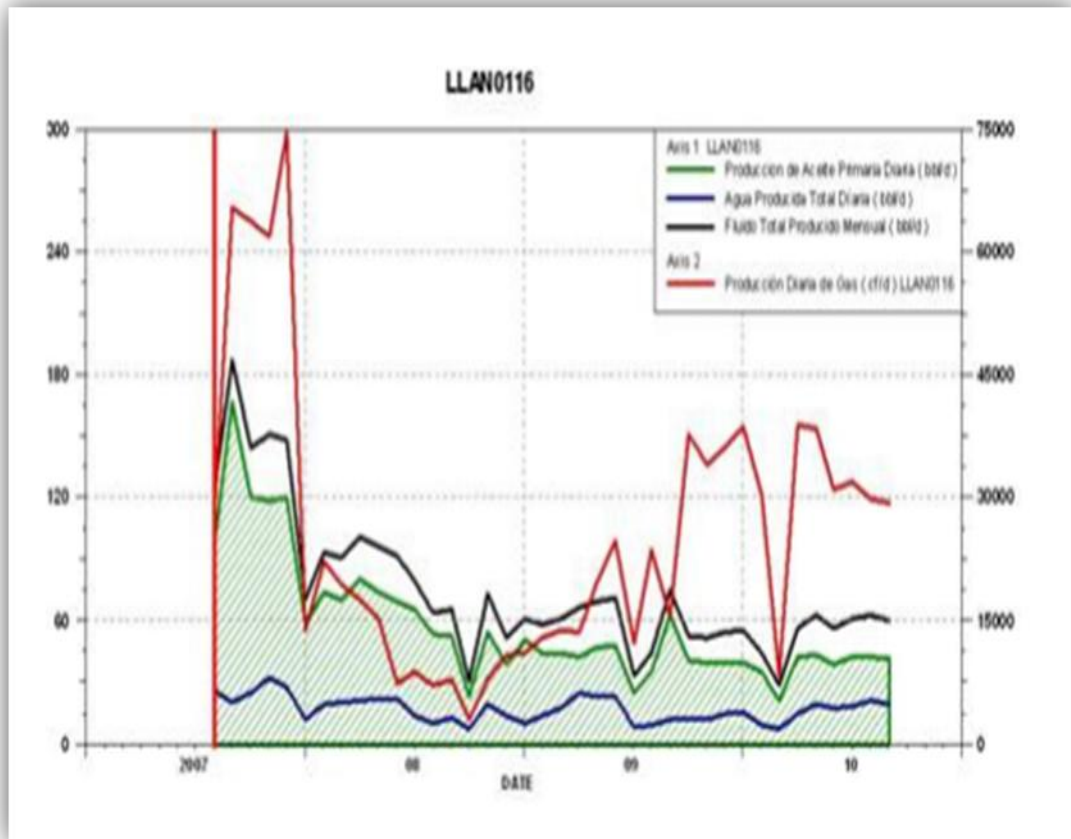
Gráfica 90. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 116.



Fuente. Departamento de Ingeniería de producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de la producción. El pozo inicia su producción de acuerdo a lo estipulado en las pruebas de producción con una declinación normal y mantiene un corte de agua constante con el tiempo.

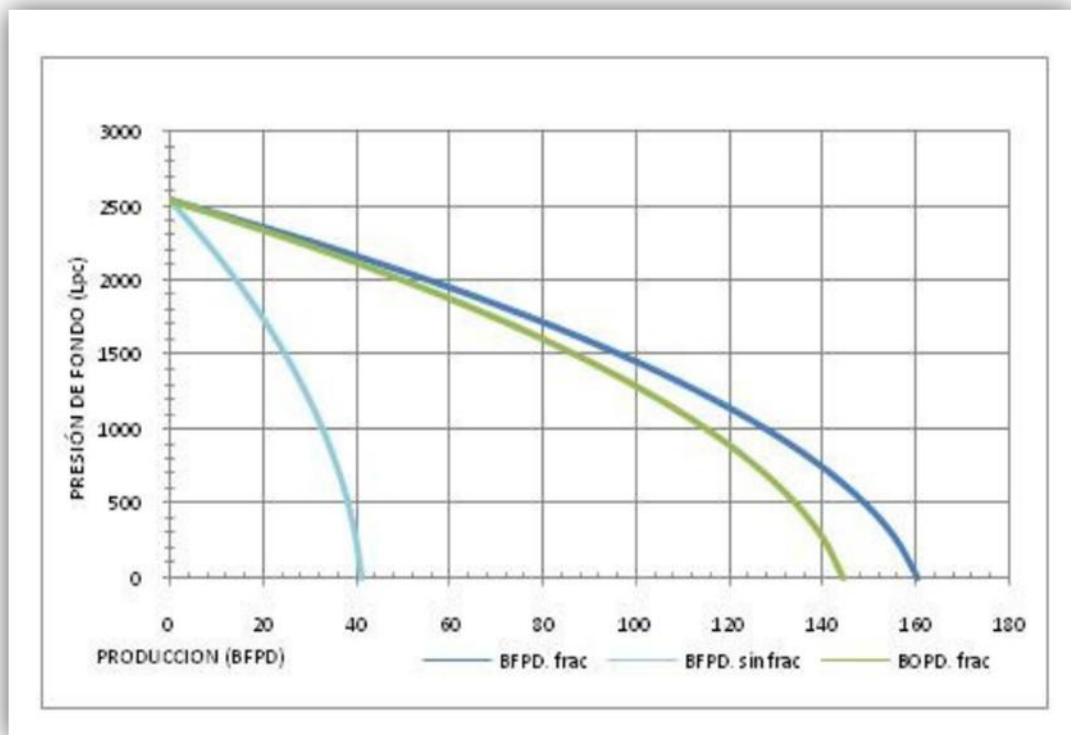
Gráfica 91. Curva de producción, Llanito 116.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento del índice de productividad. De acuerdo al IPR, la producción post fractura del respectivo modelamiento se encuentre en 123 BFPD con una P_{wf} de 749 psi, lo cual es consecuente con la prueba de producción realizada.

Gráfica 92. IPR, Llanito 116.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
ECOPETROL S.A

3.6.3 Análisis de pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo. Con base en las experiencias adquiridas mediante los primeros fracturamientos realizados, se decidió implementar una nueva metodología que consta básicamente de la siguiente lista de chequeo.

Tabla 8. Estimado de producción de la aplicación del RPM, Gala 1Norte..

LISTA DE CHEQUEO	ESTADO	RESPONSABLE
Estado de cemento		
Modelo geomecánico		
Modelamiento de producción		

LISTA DE CHEQUEO	ESTADO	RESPONSABLE
Pérdidas de fricción en near wellbore		
Revisión de puntos críticos		
Requerimientos de hhp		
Empaques- máximas presiones diferenciales		
Xover		
Herramientas de pruebas de tubería		
Colapsos		
Casing		
Tubería de fractura		
Fluidos de fractura		
Viscosidad lineal		
Viscosidad crosslinker		
Pruebas de fluido-fluido		
Pruebas de fluido-roca		
Programa general		
Estrategias para toma de decisiones		

Fuente: Ecopetrol S.A. (2009).

Los pozos candidatos deben ser evaluados en cada uno de sus ítems y al cumplir con todos los requerimientos se procede a la intervención, de lo contrario no. Mediante esta técnica se logro reducir la incertidumbre con respecto a la viabilidad del fracturamiento hidráulico. Los pozos intervenidos mediante esta técnica fueron:

Pozo Cardales 1N. Fecha de fracturamiento, 20 de Agosto de 2007.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: El pozo Cardales 1N fue puesto en producción el día 01 de febrero de 2008. Inicialmente produjo los intervalos cañoneados 7752-7756 ft de la formación Mugrosa C y el intervalo 6785-6790 ft de la formación Mugrosa B.

La producción inicial fue de 90 BPPD, alcanzando un máximo de 139 BPPD y cayendo en 4 mese a 47 BPPD. El corte de agua durante esta etapa de producción se mantuvo alrededor del 4%.

Luego de este descenso en la producción en agosto del 2008 se decidió cañonear una nueva zona correspondiente al intervalo 6010- 6027 ft de la formación Mugrosa B, para luego estimularla con fracturamiento hidráulico.(VER ANEXO B)

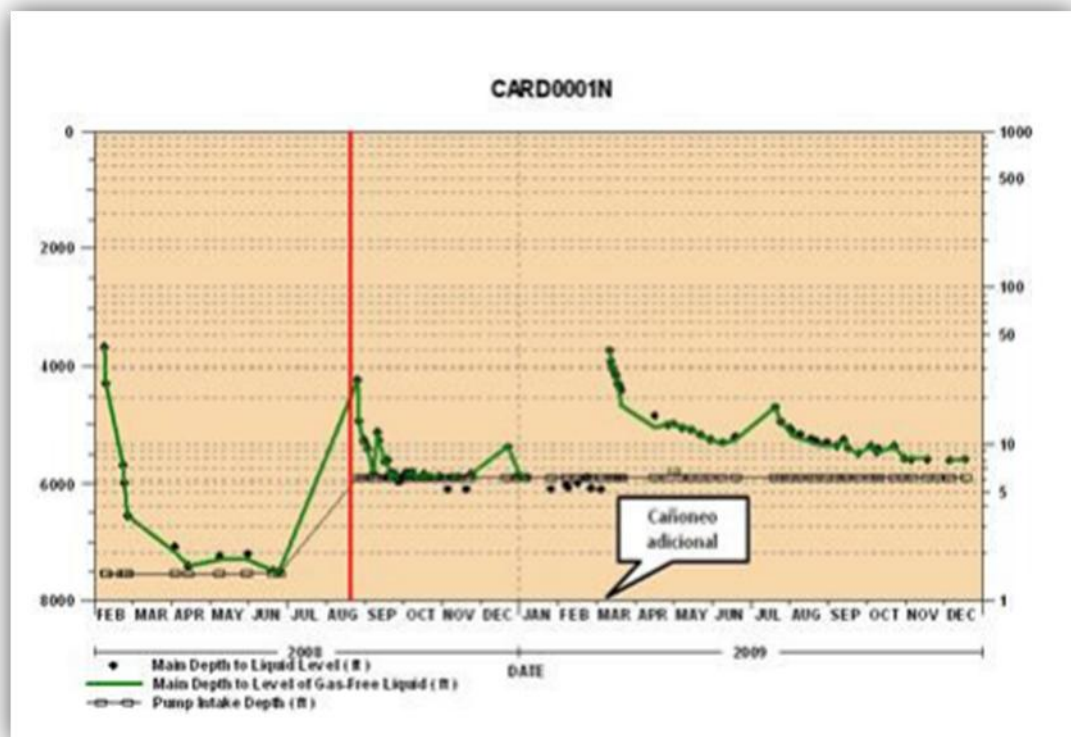
Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- Profundidad de la bomba: 5899 ft
- Diámetro del pistón: 1-3/4"
- Strokes por minuto: 6
- Recorrido Unidad: 118"
- Capacidad de desplazamiento: 202 barriles/día con 80% de eficiencia

De igual forma al notar que la productividad del pozo caía notablemente en marzo 9 de 2009 se llevo a cabo un cañoneo adicional en los intervalos comprendidos entre 5977-6003 ft y 5937-5944 ft.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Como se puede observar en la gráfica de niveles, el pozo venia con un nivel de 7300 pies previo a la estimulación, pero después de la misma y con una buena respuesta se logro que en un mes después se estabilizara a 5800 pies. El cañoneo adicional en marzo de 2009 permite volver a llevar un buen nivel de fluido dinámico, lo cual se ve reflejado en la gráfica.

Gráfica 93. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Cardales 1 Norte.

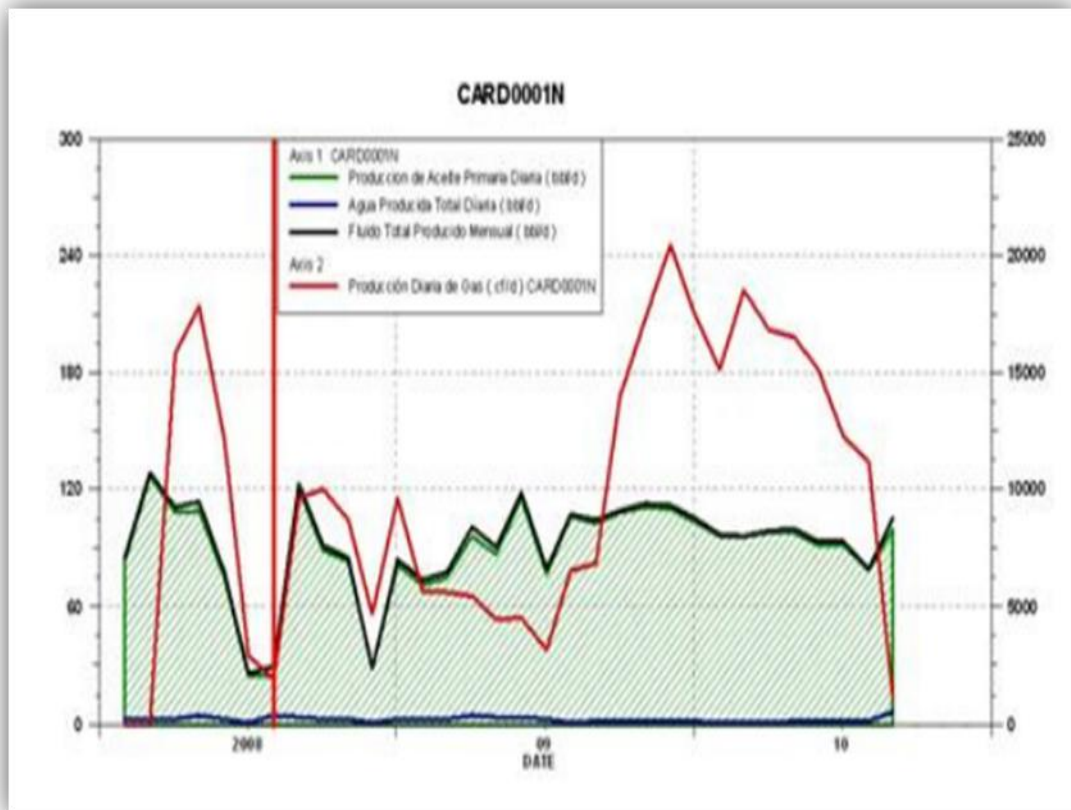


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de producción. La gráfica representa claramente como la fuerte declinación del pozo motiva a la estimulación realizada, la cual muestra

resultados positivos. Por otro lado el cañoneo adicional muestra de que manera se logra estabilizar la producción con el tiempo. A su vez se logra identificar el bajo comportamiento del corte de agua.

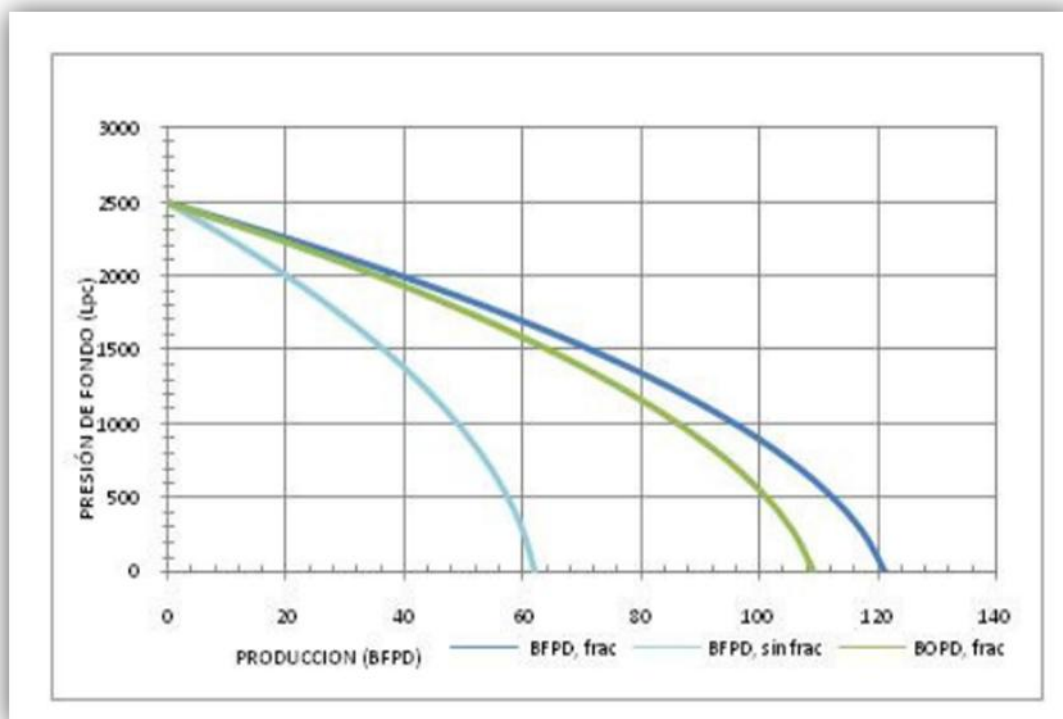
Gráfica 94. Curva de producción, Cardales1 Norte.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. Después del fracturamiento el pozo mostro una producción promedio de 118 BPPD con un corte de agua del 3%, a una Pwf de 90 psi, lo cual con el IPR generado posteriormente al fracturamiento.

Gráfica 95. IPR, Cardales 1 Norte.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Llanito 130. Fecha de fracturamiento, 2 de junio de 2009.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: El fracturamiento del pozo se llevo a cabo durante el completamiento. Previo a la operación de fracturamiento se realizó evaluación selectiva al intervalo 6215-6227 ft. Con nivel sostenido a una profundidad de 4200 ft se recuperó un volumen total de fluido de 161 bbls con un BSW del 1.4%, en un tiempo efectivo de 11 horas.

El día 30 de Mayo, se realizó el fracturamiento hidráulico del intervalo de 6215-6227 ft de la formación Mugrosa B. (VER ANEXO B)

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

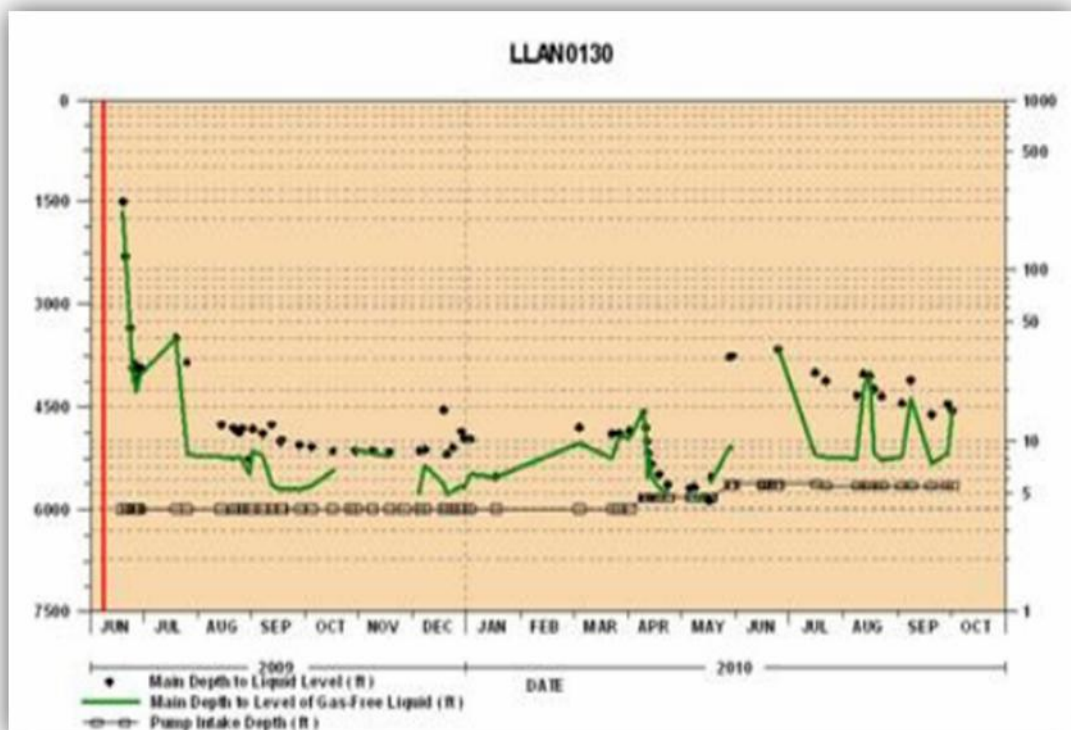
- ✓ Profundidad de la bomba: 6001 ft

- ✓ Diámetro del pistón: 2-3/4"
- ✓ Strokes por minuto: 6,52
- ✓ Recorrido de la bomba: 149
- ✓ Capacidad de desplazamiento: 685 barriles/día con eficiencia del 80%

La capacidad de almacenamiento es alta en contraste con los demás pozos de la zona, esto se debe a un alto potencial del pozo, gracias a las buenas permeabilidades y espesores de los intervalos fracturados.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. En el grafico de niveles se puede observar que el pozo registra un buen nivel al empezar su producción, sin embargo decae rápidamente hasta llegar a estabilizarse en 5300 pies.

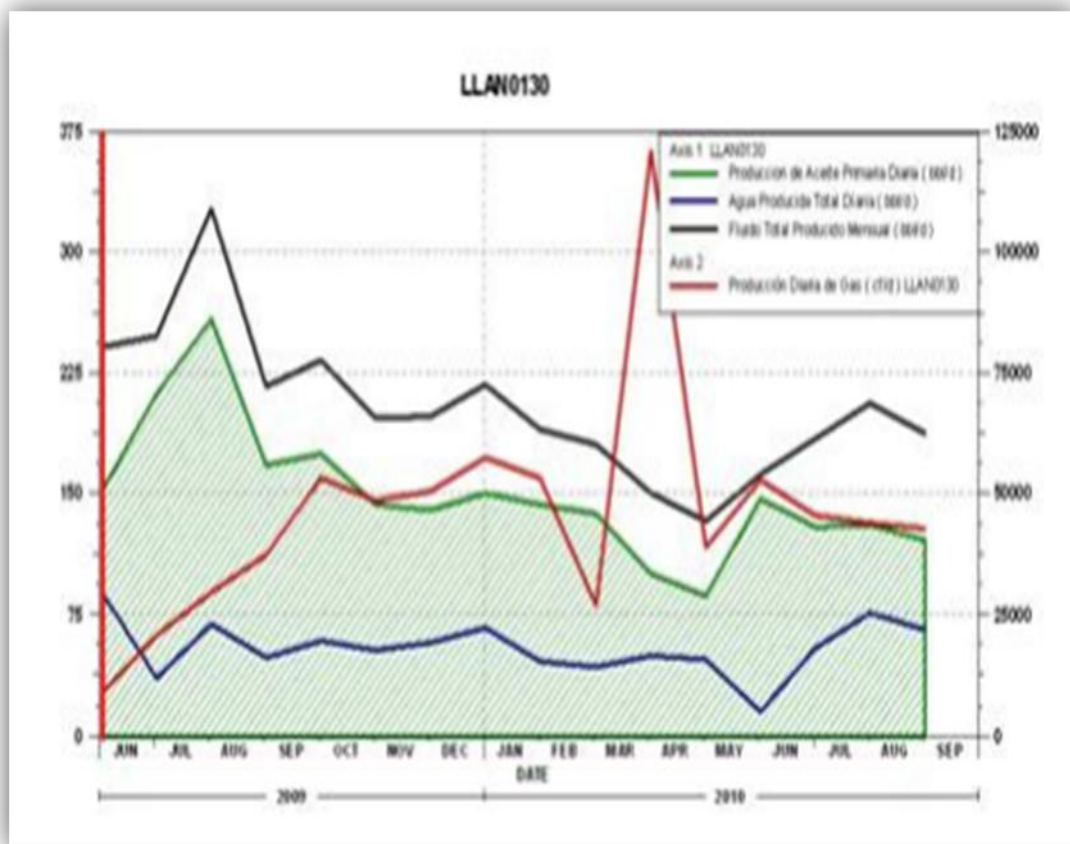
Gráfica 96. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Llanito 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A

Comportamiento de la producción. De acuerdo a la capacidad de extracción con la que inicia el pozo se obtiene una producción de fluidos proporcional, pero debido a la caída drástica del nivel de strokes por minuto fueron reducidos hasta el punto en el que el caudal se estabilizo en 190 BFPD, con un corte de agua del 25%, para una producción de petróleo de 142 barriles por día.

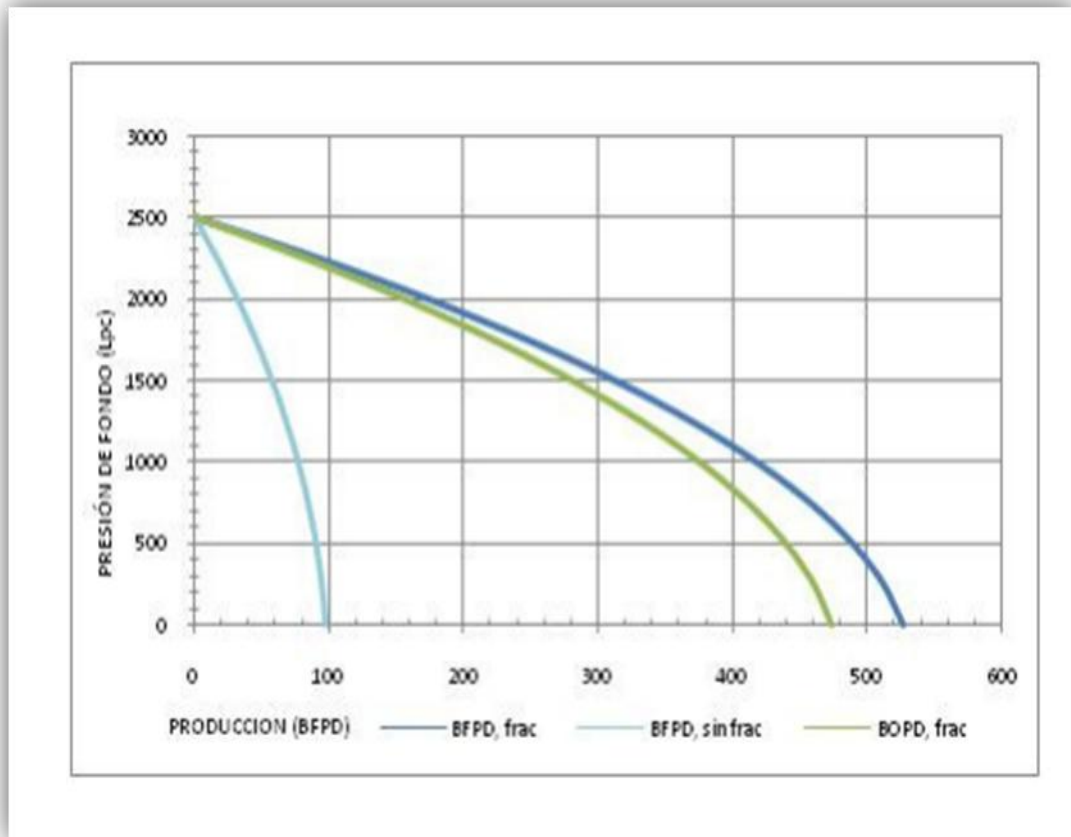
Gráfica 97. Curva de producción, Llanito 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad del pozo. De acuerdo a lo observado en cuanto al cambio del índice de productividad del pozo se puede apreciar que el fracturamiento logro cambiar el potencial del pozo de manera sustancial.

Gráfica 98. IPR, Llanito 130.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 133. Fecha de fracturamiento, 29 de Octubre de 2008.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación: El pozo Galán 33 fue puesto en producción el día 23 de Marzo del 2008. Inicialmente produjo de los intervalos cañoneados desde 5446 ft hasta 5904 ft (43 ft efectivos) y el intervalo 6196ft- 6202 ft, de la formación Mugrosa B.

La producción inicial fue de 85 BPPD, cayendo después de 5 meses a una promedio de 38 BPPD. El corte de agua durante esta etapa de producción se mantuvo alrededor del 1%.

Luego de este descenso en la producción, se decidió cañonear una nueva zona correspondiente a los intervalos 6126-6140 ft, 6154-6162 ft y 6164-6174 ft de la formación Mugrosa B, para luego estimularla mediante fracturamiento hidráulico. (VER ANEXO B)

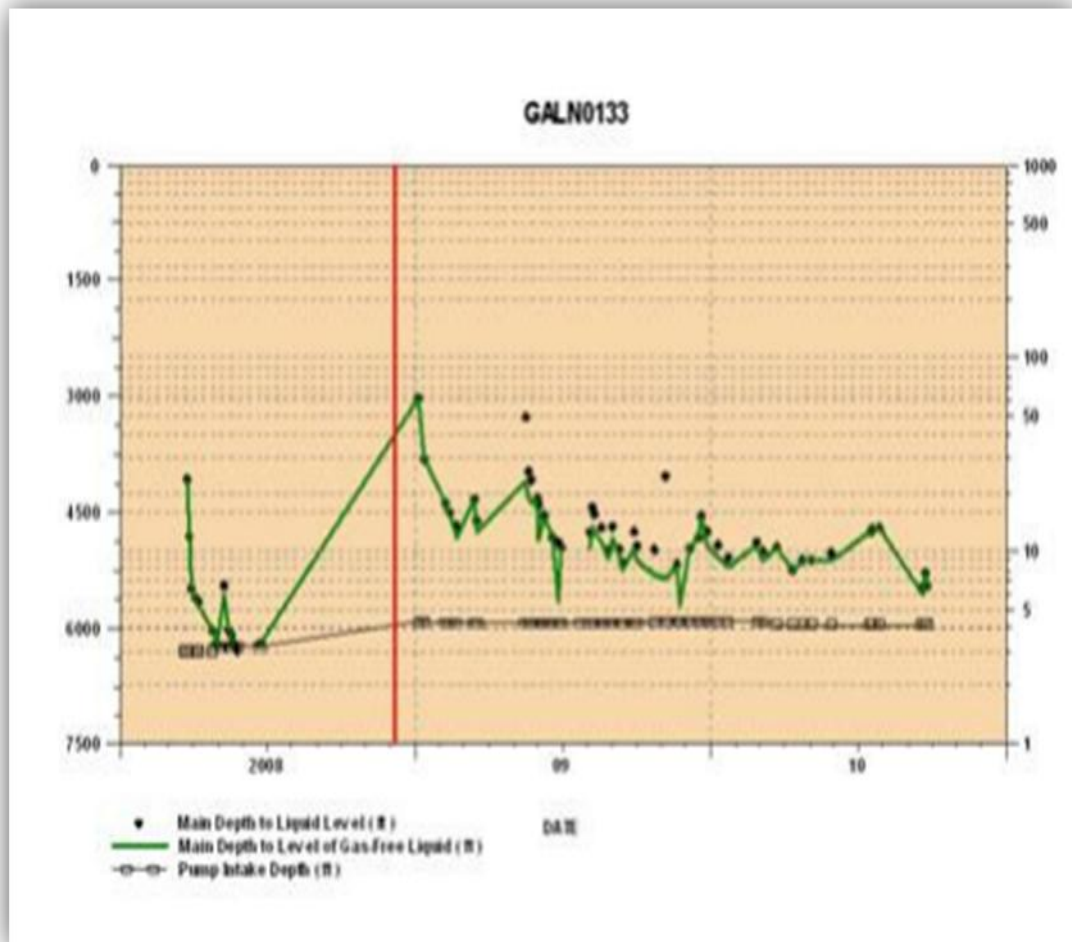
El día 20 de Octubre se inicio una prueba de restauración de presión por un tiempo de 60 horas. Al final de la prueba se obtuvo una máxima presión de cierre de 1460 psi.

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

- ✓ Profundidad de la bomba: 5916 ft
- ✓ Diámetro del pistón: 1-1/2"
- ✓ Strokes por minuto: 5,8
- ✓ Recorrido Unidad: 104"
- ✓ Capacidad de desplazamiento: 126 barriles/día con eficiencia de 80%

Comportamiento del nivel de fluido. En la gráfica de niveles se puede observar la respuesta positiva posterior al fracturamiento, obteniéndose niveles de fluido de 2900 pies hasta llegar a estabilizarse a 5000 pies aproximadamente.

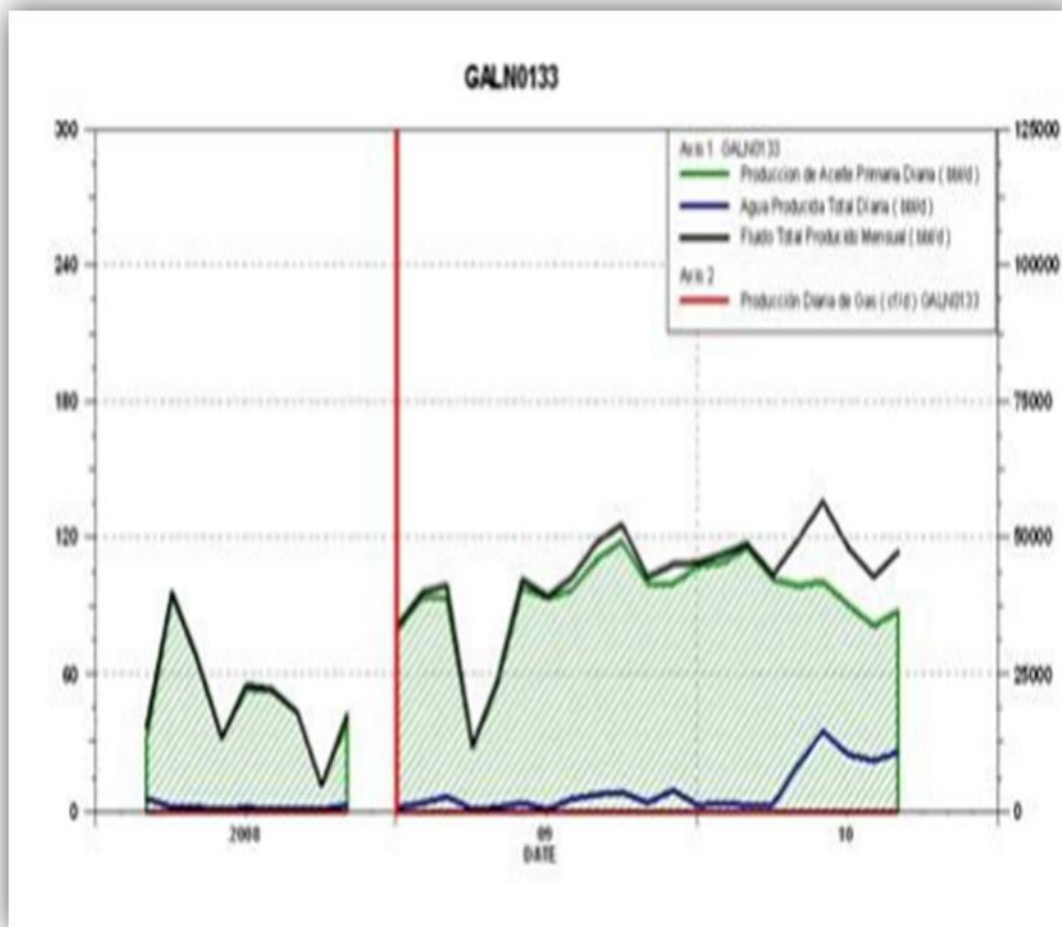
Gráfica 99. Curva de Nivel de Fluido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 133.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. El pozo después de la estimulación llegó a tener un potencial alrededor de 100 BPPD como se puede apreciar en la gráfica. En cuanto a la producción de agua se mantuvo estable hasta abril de 2010 donde se incrementa, lo cual es un comportamiento típico del campo.

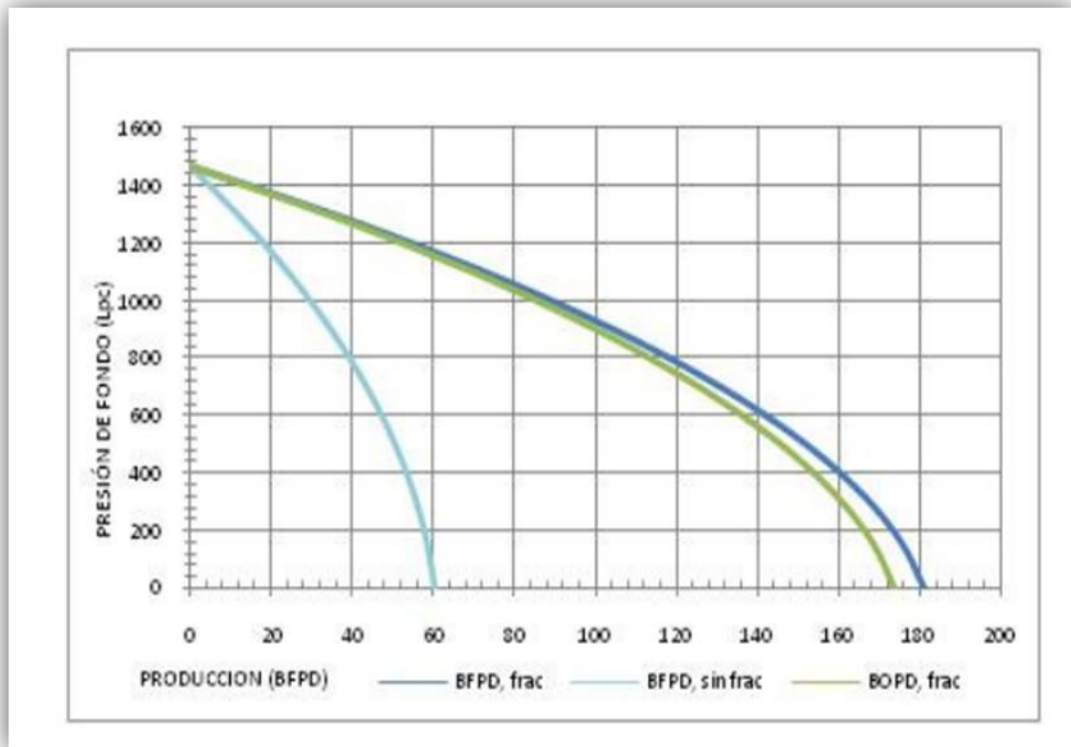
Gráfica 100. Curva de producción, Galán 133.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de índice de productividad. Se puede resaltar un gran cambio en cuanto al comportamiento del IPR, ya que al no ser estimulado el pozo no se podría lograr caudales superiores a 60 BFPD. Por tanto se logra justificar de manera clara el fracturamiento hecho.

Gráfica 101. IPR, Galán 133.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Galán 137. Fecha de fracturamiento, 15 de Octubre de 2008.

Aspectos tenidos en cuenta para la evaluación:

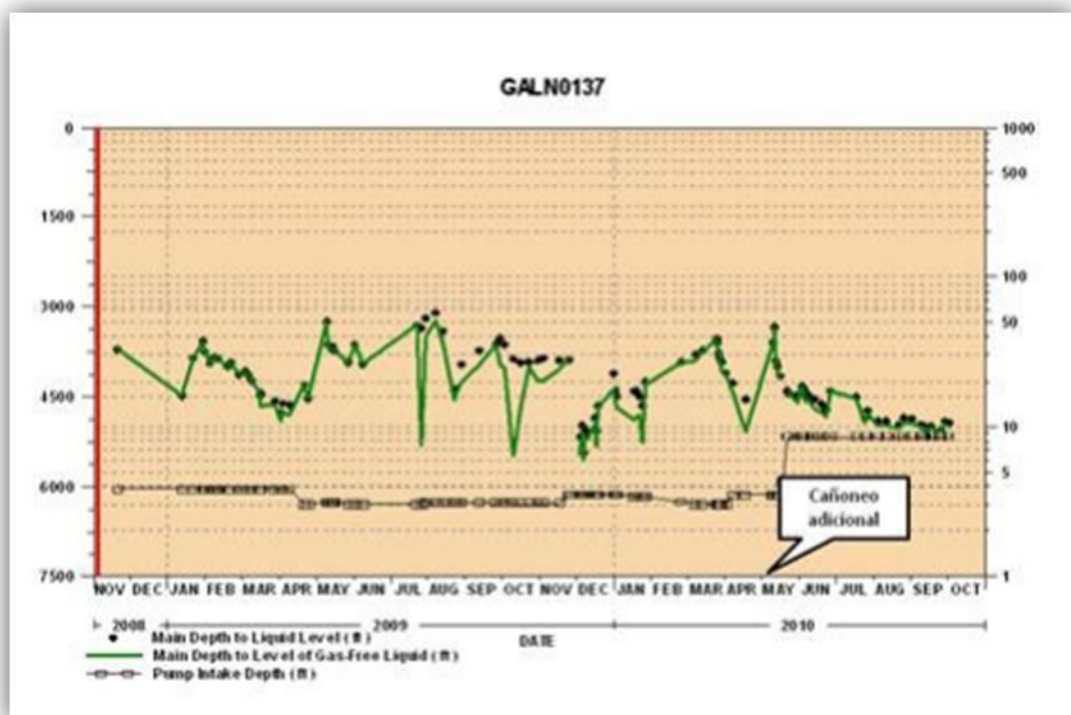
El pozo Galán 137, es productor de crudo de las formaciones Toro Shale y Mugrosa B, las cuales fueron fracturadas desde su completamiento inicial, en Octubre de 2008. (VER ANEXO B)

Condiciones de operación del sistema de levantamiento (BM) posterior al fracturamiento:

1. Profundidad de la bomba: 6040 ft
2. Diámetro del pistón: 1-3/4"
3. Strokes por minuto: 6
4. Recorrido Unidad: 149
5. Capacidad de desplazamiento: 255 barriles/día con 80% de eficiencia

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Según el comportamiento del nivel del pozo, se puede observar que aunque cae rápidamente se observan recuperaciones constantes lo cual se debe a variaciones constantes en las capacidades de extracción y a fallas en el sistema de levantamiento. Cabe resaltar que el buen aporte del pozo juega un papel muy importante en dicha recuperación de nivel.

Gráfica 102. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Galán 137.



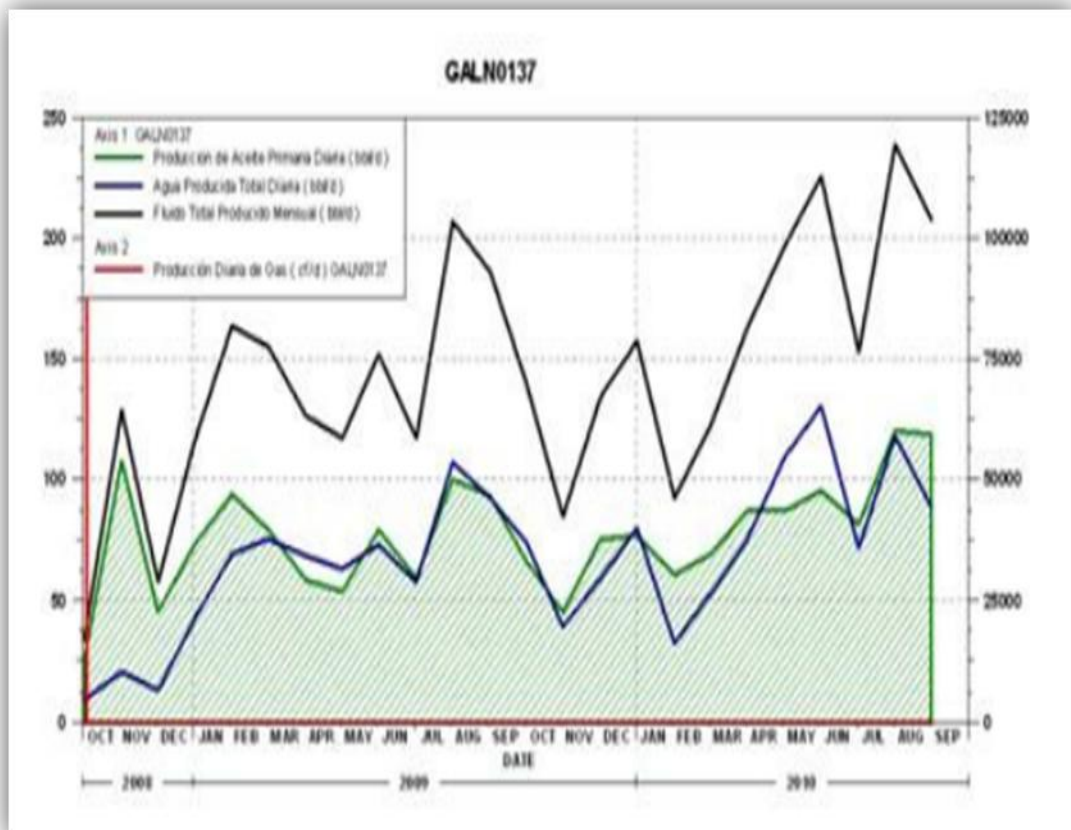
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de producción. A pesar que el pozo inicia con un caudal relativamente alto este tiende a oscilar como respuesta a las variaciones en la capacidad de extracción y a las fallas en el sistema de levantamiento.

Por otra parte el pozo inicia con un corte de agua aproximado del 20% el cual dos meses después comienza su ascenso al llegar a estabilizarse

aproximadamente en el 50%. En la actualidad el pozo produce alrededor de 200 BFPD (100BPPD) gracias a los buenos resultados de la estimulación y a un cañoneo adicional realizado en mayo de 2010.

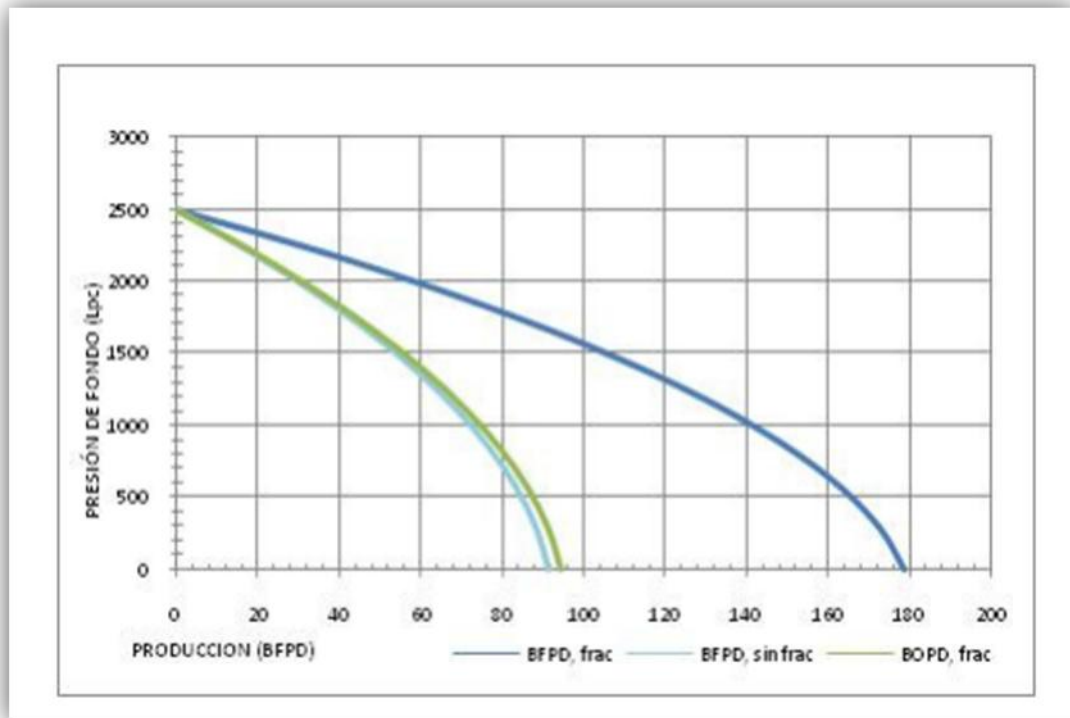
Gráfica 103. Curva de producción, Llanito 137.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. En términos de índice de productividad, se puede observar que el fracturamiento generó un IPR que aproximadamente dobla el valor de la base.

Gráfica 104. IPR, Galán 137.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Pozo Gala 9. Fecha de fracturamiento, 24 de Diciembre de 2008.

Aspectos a tenidos en cuenta para la evaluación: El pozo empezó producción a comienzos de mayo de 2006, produciendo e varios intervalos de la formación Mugrosa B y Mugrosa C. Inicialmente produjo 400 BFPD con un corte de agua del 15%, decayendo rápidamente hasta presentar un promedio de 180 BFPD con un corte de agua de 50% en los meses previos al fracturamiento. (VER ANEXO B)

El fracturamiento se llevo a cabo a finales de 2008 en el intervalo 6511- 6535 de la formación Mugrosa C. posterior al fracturamiento se dejo el pozo en bombeo Mecánico con el siguiente diseño:

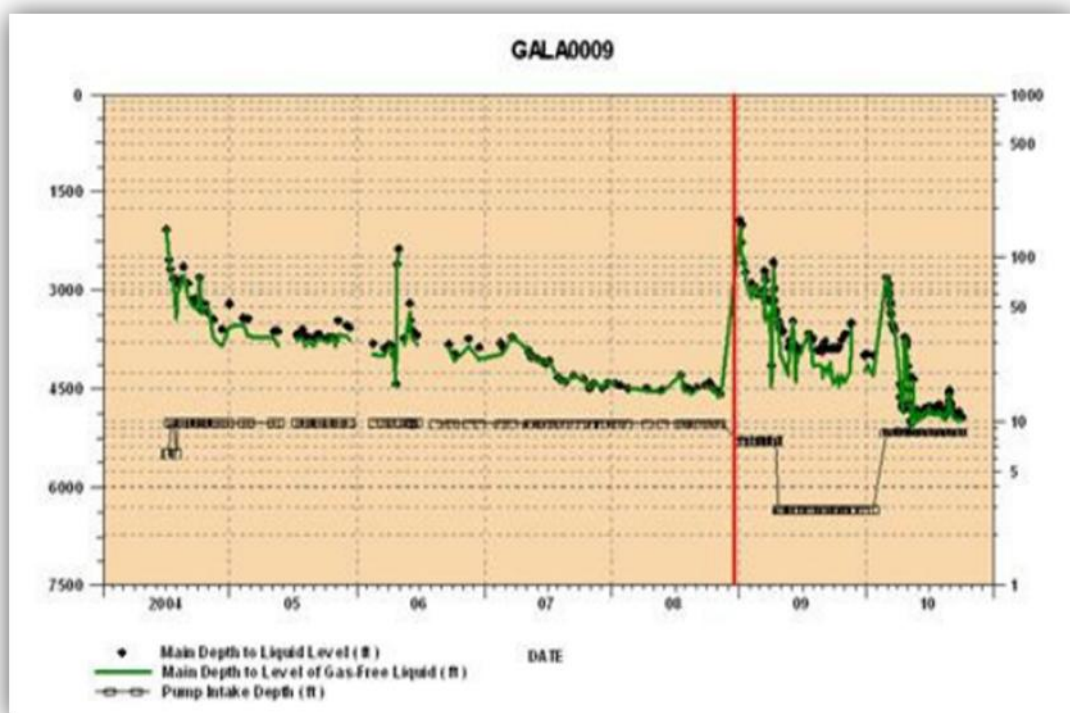
1. Profundidad de la bomba: 5324 ft
2. Diámetro del pistón: 2-1/4"

3. Strokes por minuto: 6,4
4. Recorrido Unidad: 141
5. Capacidad de desplazamiento: 426 barriles/día con eficiencia de 80%

La unidad se dejó con una alta capacidad de desplazamiento, pues se esperaba obtener una alta producción a raíz del fracturamiento, similar a la observada cuando el pozo empezó a producir.

Comportamiento del nivel de fluido líquido. Según lo observado en la gráfica de niveles la estimulación arrojó los resultados esperados en cuanto al nivel de aporte de fluidos al pozo, logrando superar el nivel obtenido durante su completamiento inicial.

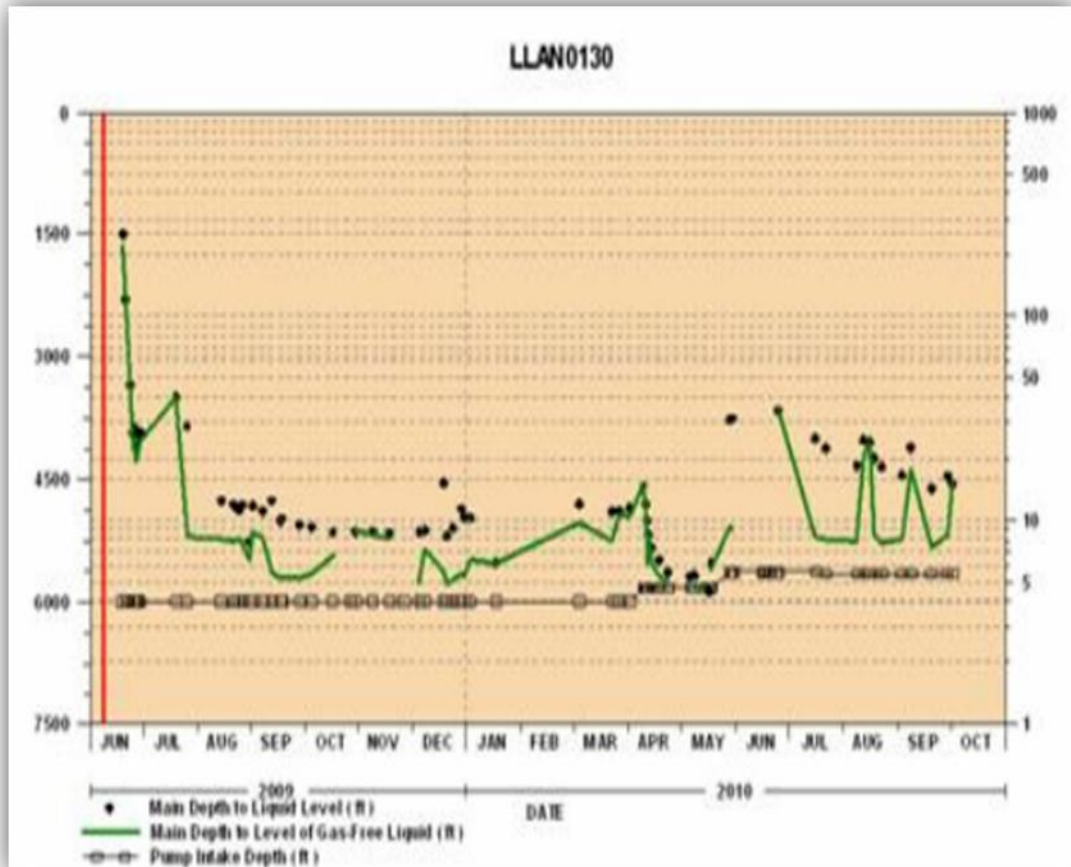
Gráfica 105. Curva de Nivel de Fluido Líquido y Profundidad de la bomba versus tiempo, Gala 9.



Fuente. Departamento de Ingeniería de producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento de la producción. Se puede apreciar en la gráfica que aunque el corte de agua se mantuvo después de la estimulación, la producción bruta del pozo se incremento notablemente llegando a tener caudales de petróleo cercanos a los 250 barriles por día.

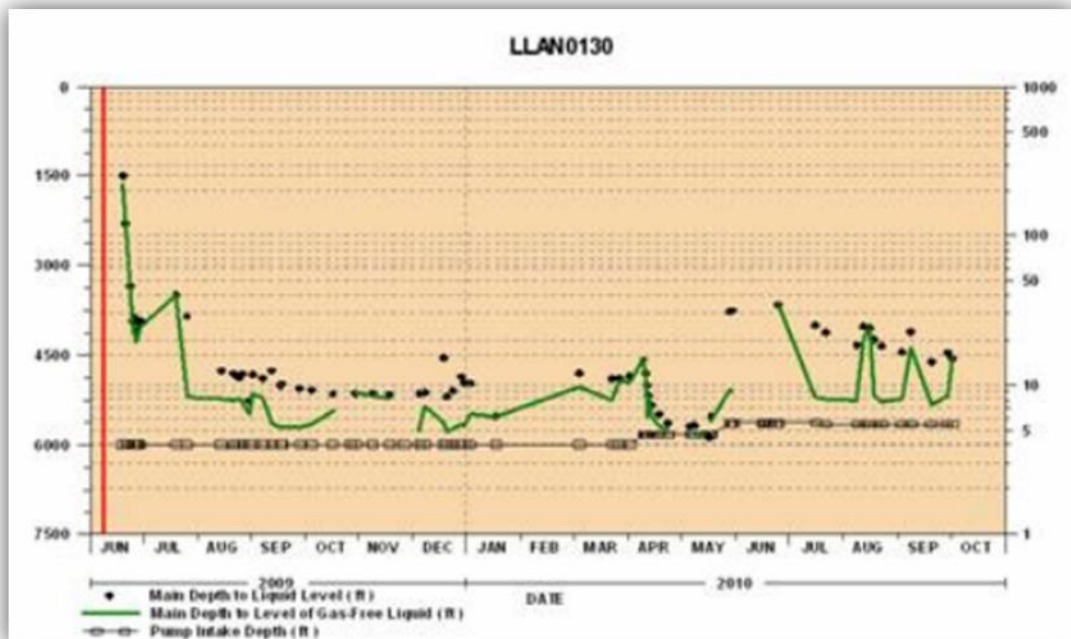
Gráfica 106. Curva de producción, Gala 9.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

Comportamiento del índice de productividad. El comportamiento del índice de productividad antes y después de la estimulación, corrobora el éxito del fracturamiento.

Gráfica 107. IPR, Gala 9.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.
Ecopetrol S.A.

3.6.4 Análisis de pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción. Estos pozos ya tenían un historial de producción previo al fracturamiento el cual corresponde a completamientos distintos al estimulado y debido a los resultados negativos de los trabajos de fractura, los incrementales son asumidos como cero.

- Gala 1E
- Gala 13
- Gala 17
- Galán 134
- Galán 135
- Llanito 103
- Llanito 107
- Llanito 110
- Llanito 117

4. CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA

Cuando se va tomar la decisión de invertir en un proyecto, es importante realizar una evaluación teniendo en cuenta todas las variables que intervienen desde el punto de vista económico-financiero, esto para establecer si generará las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente por los inversionistas.

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

4.1 BALANCE DE FLUJO DE CAJA.

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

$$FDC = In - En - Dep. \text{ Ecuación 4.}$$

Donde:

FDC = flujo de caja

In = ingresos

En = egresos

Dep = depreciación

4.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

4.2.1 Valor presente neto. El método del valor presente neto es muy utilizado porque es fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy.

Cuando el VPN es menor q cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

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

Los valores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5.}$$

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

$$VPN = 0 = \left[\frac{FDC_1}{(1+i)^1} \right] + \left[\frac{FDC_2}{(1+i)^2} \right] + \left[\frac{FDC_3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[\frac{FDC_n}{(1+i)^n} \right] - Inv \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde:

FDC = flujo de caja

i = tasa de interés manejada

VPN = valor presente neto

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

$$RCB = \frac{VPN_{In}}{VPN_{En}} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Los anteriores conceptos económicos, fueron los criterios de evaluación utilizados para determinar la viabilidad económica del proyecto y también el radio de penetración del polímero que sería más favorable.

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

$$Payback = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo De Efectivo Anual}} \quad \text{Ecuación 8.}$$

5. ANALISIS ECONOMICO DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL ACTIVO LLANITO

Teniendo en cuenta el análisis técnico detallado mostrado en el capítulo (3) y los resultados del mismo para los diferentes pozos evaluados, se realizó una evaluación económica para los tipos de estimulación estudiados en tiempo presente, es decir, que rentabilidad y que resultados debería obtener una campaña de estimulación, si alguno de estos seis proyectos se fuera a realizar en la actualidad.

Para llevar a cabo el Análisis Económico de los seis proyectos de estimulación realizados en el activo Llanito, se partió de la información de los costos totales actuales obtenidos de los diferentes tratamientos; seguidamente se realizó el flujo de caja para las campañas de: estimulaciones ácidas, estimulaciones orgánicas, inyección cíclica de CO₂ y fracturamiento hidráulico. Las campañas de estimulación sónica y Modificadores de permeabilidad relativa no se les realizó flujo de caja debido a que no tuvieron aporte de producción.

En el flujo de caja realizado para los tratamiento mencionados anteriormente, se establece: la tasa de declinación del pozo previa a la estimulación, la tasa de declinación del pozo posterior a la estimulación, una producción básica del pozo antes de la estimulación, la producción básica del pozo después de la estimulación, el precio del barril, los costos de la operación, los días de producción diferida, la tasa de oportunidad y el impuesto de renta.

Cabe mencionar que todos los factores e indicadores económicos necesarios fueron vinculados con información actualizada.

- Precio de venta del crudo Llanito USD/BI 40
- Precio de venta del gas Llanito USD/KPC 3,5
- Costo de extracción total USD/BI 17

- Regalías 20%
- Impuesto de renta 35%
- Tasa interna de oportunidad 13%

El análisis de estos flujos de caja se realizó sensibilizando la producción incremental que debería tener un pozo representativo, su producción de gas y su producción acumulada necesaria para obtener una respuesta económicamente favorable en un determinado tiempo. Teniendo en cuenta las curvas de declinación y la duración aproximada de la efectividad de los trabajos de estimulación en el activo Llanito, se llevó el flujo de caja de cada campaña tomando 3 escenarios particulares.

Para el primer escenario se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera en 36 meses, alcanzando una relación costo beneficio mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo. Esto se llevo a cabo como se mencionó anteriormente, sensibilizando el promedio del incremental que debería tener un pozo representativo tras realizado el tratamiento.

Para el segundo escenario se cambió el tiempo de recuperación de la inversión a 12 meses, y respecto al tercer escenario se tuvo en cuenta que algunos de los pozos analizados doblaron la inversión inicial, así que se sensibilizó la producción incremental necesaria para recuperar la inversión en 36 meses, si la inversión se duplicara.

Respecto a las campañas de estimulación sónica y modificadores de permeabilidad relativa, se realizó un pequeño análisis mencionando los costos respectivos y las posibles causas del porque no hubo aporte de producción.

5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA.

1. Costos asociados a la estimulación ácida:

Costos Operativos .En la siguiente tabla se exponen el costo que genera la movilización inicial del set de equipos y la desmovilización de los mismos, a su vez en este valor es tenido en cuenta la movilización entre los Campos que genera una estimulación ácida. Estos costos son obtenidos de la empresa prestadora de servicios.

Tabla 9. Costos estándar movilización de Equipos. Estimulación ácida.

MOVILIZACIÓN	US\$
Movilización y Desmovilización desde Neiva	34,000.00

Fuente. Bj Services (2009)

En cuanto a los costos de servicio prestados por la compañía, se tiene la tarifa establecida para el servicio de bombeo como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 10. Servicios de operación. Estimulación ácida.

SERVICIOS	US\$
Servicio de bombeo hasta 2000 hhp	14,175.00

Fuente: Bj Services (2009)

Tabla 11. Costos de personal operativo. Estimulación ácida.

PERSONAL	US\$/DIA
Personal Operativo	2,900.00

Fuente: Bj Services (2009)

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

Tabla 12. Costos de materiales para el tratamiento ácido.

MATERIALES	UNIDAD	US\$
Acido Clorhídrico concentrado(28% al 32% HCL)	Gal	2,912.00
Acido Cítrico	Lb	348.60
Acido Acético	Gal	840.00
Inhibido de corrosión Acidos inorgánicos	Gal	376.00
Solvente mutual	Gal	1,764.00
Surfactante base agua (Losurf 300M)	Gal	387.04
Estabilizador de finos permanentes (Clasta FS)	Gal	1,155.00

Fuente. Bj Services (2009)

Se concluye que para la campaña de estimulación ácida, la totalidad de los costos es de 65.000 dolares.

- 2. Flujo de caja para la campaña de estimulación ácida.** Partiendo de los costos totales obtenidos, se realizo el flujo de caja para la campaña de de estimulación ácida.

A continuación la tabla del Capex para la campaña de estimulación ácida:

Tabla13. Inversión de la campaña de estimulación ácida

CAPEX ESTIMULACION ACIDA	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	17
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	15
COSTO INY (SERVICIO) (USD)	\$ 65.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 204.500
COSTO DIF (USD)	\$ 24.072
TOTAL	\$ 293.572

Fuente. Elaborada por los autores.

Para el primer escenario se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera en 36 meses, alcanzando una relación beneficio/costo mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo. Esto se llevo a cabo sensibilizando el promedio del incremental que debería tener un pozo representativo tras realizado el tratamiento.

Los resultados financieros son los siguientes:

Tabla 14. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Estimulación ácida.

ESTIMULACION ACIDA ESCENARIO 1 (36 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 293.572		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	24		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	6.000		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	17.996		
PAY OUT (MESES)	36		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 157.790	-\$ 65.483	\$ 858
TIR	-10%	-1%	1%
TVR	-4%	-0,6%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,6	0,9	1,0

Fuente. Elaborada por los Autores.

Para la tabla anterior, si el VPN en un proyecto es positivo quiere decir que generará riqueza, pero si el VPN es negativo se perderá riqueza. En este caso en las primeras dos opciones para 12 y 24 meses es negativo, es por esto que no sería viable el proyecto porque los beneficios que se espera generar traídos a valor presente no recuperan ni siquiera la inversión inicial, representando una pérdida neta de 157.790 y 65.483 dólares respectivamente. Mientras que en 36 meses el VPN es positivo generando un valor de 858 dólares, es decir la campaña es viable en este periodo de evaluación para los datos de producción incremental sensibilizados (24BPPD).

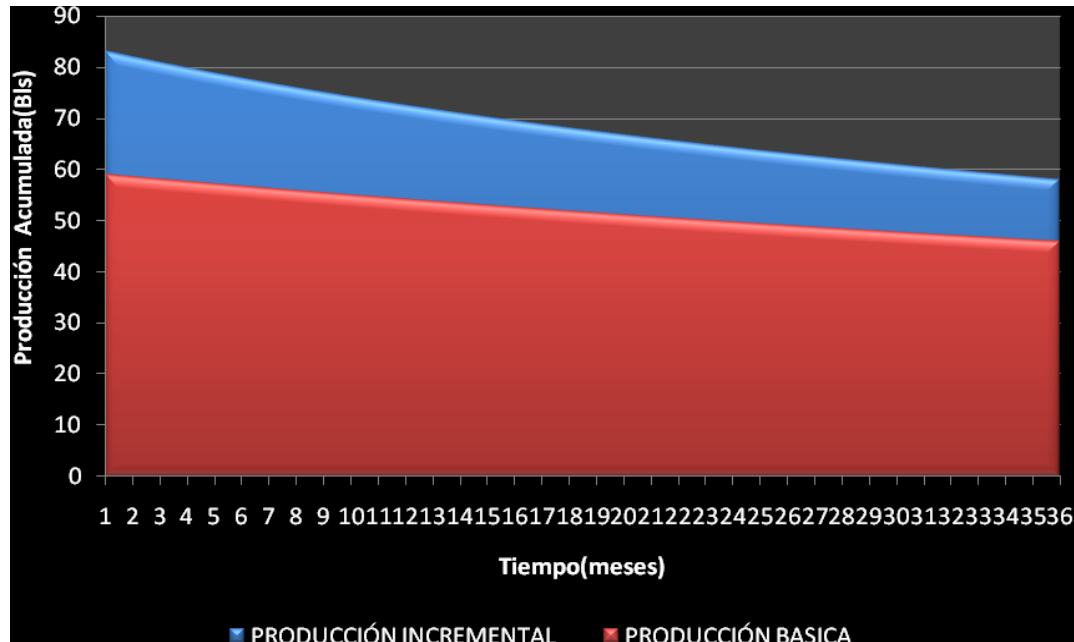
La relación Beneficio/costo está representada por la relación de los ingresos y egresos en este escenario los periodos de 12 y 24 meses no es viable esta campaña ya que el beneficio/costo es menor que (1); caso contrario para los 36 meses donde alcanza un beneficio/costo igual a (1).

Sin embargo, al comparar los valores de TIR y TVR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), no llegan a alcanzar el valor del 13% en ninguno de los periodos de evaluación.

La producción acumulada de este escenario es de 17.996 BLS.

Se decidió mostrar gráficamente la comparación entre la producción incremental arrojada por el tratamiento, y la producción básica.

Gráfica 108. Producción incremental versus producción básica, campaña de estimulación ácida.



Fuente. Elaborada por los Autores.

El área bajo la curva azul representa la producción incremental en barriles a través de los 36 meses, mientras que el área bajo la curva roja la producción básica.

Con el fin analizar otro escenario económico para evaluar cambios en los indicadores financieros para la campaña de estimulación ácida, se cambió el tiempo de recuperación de la inversión a 12 meses. Los resultados son:

Tabla 15. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Estimulación ácida.

ESTIMULACION ACIDA ESCENARIO 2 (12 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 293.572		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	61		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	15.250		
PAY OUT (MESES)	12		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	33.565		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	\$ 450	\$ 156.057	\$ 253.606
TIR	1%	6%	7%
TVR	0%	1,0%	0,9%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1,0	1,3	1,4

Fuente. Elaborada por los Autores.

En este caso el VPN es positivo quiere decir que generará riqueza. Por lo tanto esta campaña es financieramente factible o viable en todos los periodos de evaluación, porque los beneficios traídos a valor presente recuperarán la inversión inicial y darán una ganancia adicional de 450 dólares a los 12 meses, 159.057 dólares a los 24 meses y 253.606 dólares a los 36 meses; con un incremental sensibilizado de 61 BPPD.

La tabla anterior también muestra que para un periodo de 12 meses la inversión inicial de la campaña se recupera en su totalidad ya que la relación

costo/beneficio es igual a (1); mientras que en los periodos de 24 y 36 meses se obtendría una ganancia ya que la relación beneficio/costo es mayor que (1).

No obstante, al comparar los valores del TIR y TVR, siguen siendo menores que la tasa interna de oportunidad manejada.

La producción acumulada de este escenario es de 33.565 BLS.

Con los resultados financieros tomados del primero y del segundo escenario, se realizó una gráfica donde se muestra la Relación Costo/Beneficio en función del tiempo.

Gráfica 109. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de Estimulación ácida.



Fuente. Elaborada por los Autores.

Esta gráfica permite comparar los dos escenarios planteados mediante los valores de relación costo/beneficio a través de los 36 meses en los que fue evaluada la campaña económicamente. Se observa que cuando en el escenario 2 se alcanza una relación costo/beneficio de (1), en el escenario 1 la relación costo/beneficio es de 0,6. Como se observa en la gráfica anterior el

escenario 2 siempre va a estar por encima del escenario 1, convirtiéndose en una opción mucho más rentable.

Respecto al tercer escenario se tuvo en cuenta que algunos de los pozos analizados doblaron la inversión inicial, así que se sensibilizó la producción incremental inicial necesaria para recuperar la inversión en 36 meses si la inversión se duplicara. Los resultados obtenidos son:

Tabla 16. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de Estimulación ácida.

ESTIMULACION ACIDA ESCENARIO 3			
INVERSIÓN (USD)	\$ 587.144		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	66		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	16.500		
PAY OUT (MESES)	36		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	36.316		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 269.022	-\$ 100.660	\$ 4.884
TIR	-8%	-1%	1%
TVR	-3%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,7	0,9	1,0

Fuente. Elaborada por los Autores.

Con esta tabla se concluye que al tener una inversión total de 587.144 dólares, el incremental asociado al tratamiento debe ser de 66 BPPD con una producción acumulada de 36.316 BLS, para obtener un valor positivo de VPN de 4.884 dólares y una relación costo/beneficio de (1) en un periodo de 36 meses.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA.

3. Costos asociados a la estimulación orgánica.

Costos Operativos .En este valor son considerados los costos generados por el tratamiento orgánico provenientes por la empresa prestadora de servicios:

Tabla 17. Costos de Equipo de bombeo, campaña de Estimulación orgánica.

COSTOS EQUIPOS DE BOMBEO PARA EL TRATAMIENTO 10 DIAS DE TRABAJO UN POZO	
DESCRIPCION	US\$
Bombeo disolvente de parafina (incluye unidad de bombeo y personal para operaciones, se contempla 4 días para un pozo)	12500
Dos días adicionales del equipo (día: 800 dólares)	1600
Tanques para almacenamiento	500
Cargo básico por estimulación química	10000
SUB-TOTAL	24600
IVA	3936
TOTAL CON IVA	28536

Fuente. Bj Services (2009)

La tarifa anterior contempla el cargo por unidad de bombeo de solventes orgánicos, preparación y almacenamiento; así como el personal necesario para esta operación.

Costo de equipo. A continuación se muestra el cargo básico del equipo requerido un tratamiento ácido, para 10 días de trabajo.

Tabla 18. Costos de Equipos para el tratamiento, campaña de Estimulación orgánica.

COSTOS EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO 10 DIAS DE TRABAJO UN POZO	
DESCRIPCION	US\$/DIA
EQUIPO DE WORK OVER	120000

Fuente. Bj Services (2009)

En cuanto al listado de materiales necesarios para una campaña de estimulación ácida, la empresa prestadora de servicios proporciona los siguientes:

Tabla 19. Materiales para la campaña de Estimulación orgánica.

% PRODUCTOS QUIMICOS PARA TRATAMIENTO PETROCARIBEC	
DESCRIPCION	CANTIDAD
UN GALON DE VARSOL –XILENO	82%
UN GALON PET 55	6%
UN GALON PET 550	9%
UN GALON PET200	3%

Fuente. Bj Services (2009)

Tabla 20. Costos de materiales para el tratamiento orgánico.

COSTO PRODUCTOS QUIMICOS POR GALON	
DESCRIPCION	US\$
UN GALON DE VARSOL –XILENO	0,50
UN GALON PET 55	49
UN GALON PET 550	49
UN GALON PET200	44

Fuente. Bj Services (2009)

El costo total de la campaña de estimulación orgánica del Area Llanito es de 246.248 dólares.

Análisis de la Inversión. Después de revisar las bases de costos de los trabajos de estimulación orgánica en el activo Llanito, se obtuvo un valor promedio de inversión representativo de la muestra tomada.

Como resultado del análisis de obtuvo:

Tabla 21. Valores promedio de inversión, campaña de estimulación orgánica.

COSTO OPERATIVO FLUIDO MAS BOMBEO	COSTO EQUIPO	COSTO DIFERIDA	COSTO TOTAL
96248	120000	30000	246248

Fuente. Elaborada por los autores.

El costo operacional se obtuvo de promediar los valores de la ejecución de los trabajos.

Para obtener el costo asociado al equipo de workover, solamente se tuvo en cuenta la tarifa básica mencionada anteriormente. La producción diferida asociada se obtuvo de promediar los tiempos de equipo en donde no hubo operaciones alternas a la estimulación orgánica. De igual forma el valor de días promedio se multiplico por el potencial promedio de producción de petróleo del campo por pozo (60 BPD) y posteriormente por el precio promedio neto de venta del barril de petróleo del campo (USD 50).

- Flujo de caja para la campaña de Estimulación Orgánica.** A partir de los costos totales obtenidos, se realizo el flujo de caja para la campaña de estimulación orgánica.

A continuación la tabla del Capex para la campaña de estimulación orgánica:

Tabla 22. Inversión de la campaña de estimulación orgánica.

CAPEX ESTIMULACION ORGANICA	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	12
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	10
COSTO FRAC (SERVICIO) (USD)	\$ 96.300
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 142.000
COSTO DIF (USD)	\$ 18.408
TOTAL	\$ 256.708

Fuente. Elaborada por los Autores.

Para el primer escenario donde se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera en 36 meses, los resultados financieros fueron los siguientes:

Tabla 23. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de estimulación orgánica.

ESTIMULACIÓN ORGANICA ESCENARIO 1 (36 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 256.708		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	26		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	6.500		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	15.587		
PAY OUT (MESES)	36		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 124.481	-\$ 48.500	\$ 1.382
TIR	-9%	-1%	1%
TVR	-4%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,6	0,9	1,0

Fuente. Elaborada por los Autores.

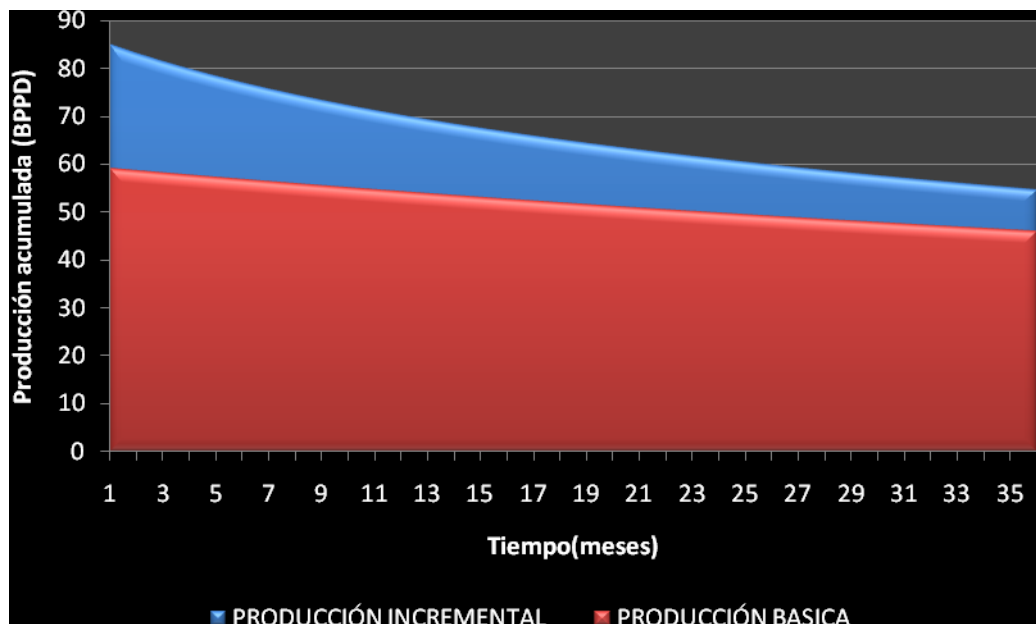
Analizando el VPN en el periodo de evaluación de 36 meses se da una ganancia de 1.382 dólares, lo que quiere decir que en este plazo es viable la campaña de estimulación orgánica para el incremental de petróleo sensibilizado de 26 BPPD.

En cuanto a la relación Beneficio/costo, la tabla anterior muestra que a un periodo de 36 meses es igual a (1), por lo tanto en ese lapso de tiempo es que se recupera la inversión inicial.

La producción acumulada para obtener estos resultados es de 15.587 BLS.

Comparando la producción incremental obtenida con la producción básica manejada, se obtuvo la siguiente gráfica:

Gráfica 110. Producción incremental versus producción básica, campaña de estimulación orgánica.



Fuente. Elaborada por los Autores.

El área bajo la curva azul representa la producción incremental en barriles en el tiempo evaluado, mientras que el área bajo la curva roja muestra la producción básica manejada.

Para el segundo escenario donde se cambió el tiempo de recuperación de la inversión a 12 meses, los resultados fueron:

Tabla 24. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de estimulación orgánica.

ESTIMULACIÓN ORGANICA ESCENARIO 2 (12 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 256.708		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	54		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	13.500		
PAY OUT (MESES)	12		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	29.713		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	\$ 3.574	\$ 141.324	\$ 227.679
TIR	1%	6%	7%
TVR	0%	1,0%	0,9%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1,0	1,3	1,4

Fuente. Elaborada por los Autores.

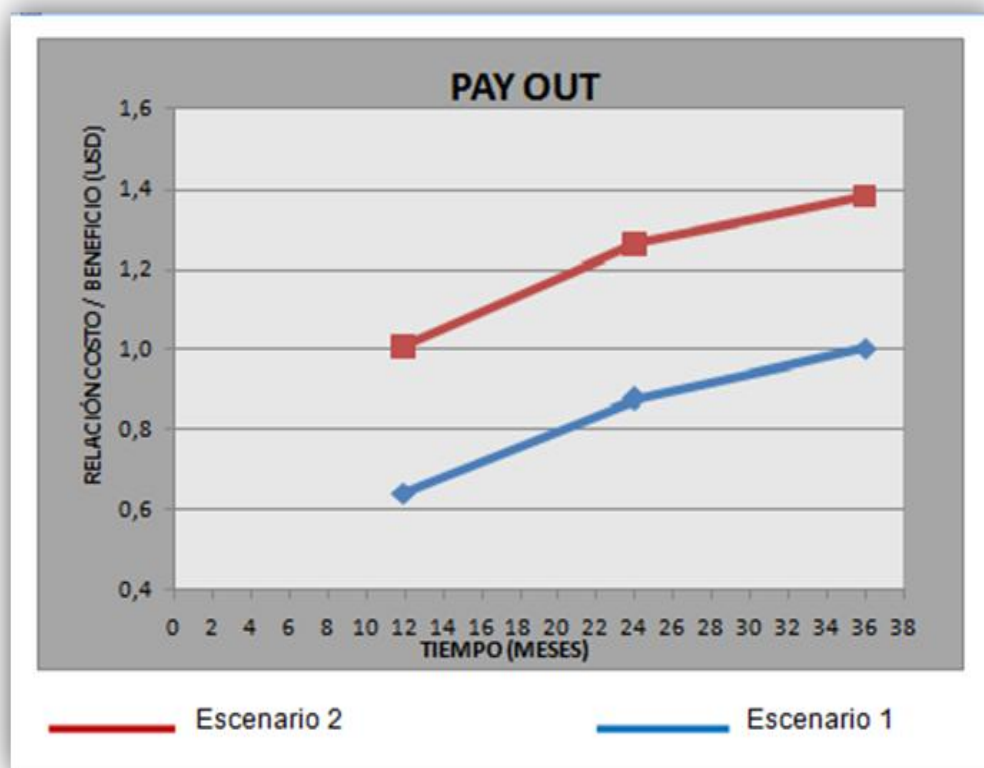
Este escenario arroja valores de VPN positivos, representando ganancias de 3.574 dólares a los 12 meses, 141.324 dólares a los 24 meses y 227.679 dólares a los 36 meses; con un incremental sensibilizado de 61 BPPD.

Al observar la relación costo/beneficio para los periodos de evaluación, se muestra que para el periodo de 12 meses es igual a (1), es decir se recupera la inversión; mientras que en los periodos de 24 y 36 meses la relación beneficio/costo es mayor que (1) y por lo tanto se obtiene una ganancia.

La producción acumulada de este escenario es de 29.163 BLS.

A continuación se presenta la gráfica del *payout* para los 2 escenarios:

Gráfica 111. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de estimulación orgánica.



Fuente. Elaborada por los Autores.

Se observa que cuando en el escenario 2 se alcanza una relación costo/beneficio de (1), en el escenario 1 la relación costo/beneficio mayor a 0,6.

Respecto al tercer escenario en el cual se duplica la inversión inicial, los resultados obtenidos fueron:

Tabla 25. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de estimulación orgánica.

ESTIMULACIÓN ORGANICA ESCENARIO 3			
INVERSIÓN (USD)	\$ 513.416		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	58		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	14.500		
PAY OUT (MESES)	36		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	31.914		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 233.854	-\$ 85.900	\$ 6.851
TIR	-8%	-1%	1%
TVR	-3%	-0,5%	0,0%

Fuente. Elaborada por los Autores.

De la tabla anterior se observa que teniendo una inversión inicial de 513.416 dólares, la producción acumulada necesaria es de 31.914 BLS con un incremental asociado de 58 BPPD, para alcanzar un VPN favorable de 6.851 dólares y una relación costo/beneficio de (1) en un periodo de 36 meses.

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN SÓNICA.

- Costos asociados a la Estimulación sónica.** Comprende los costos operativos de la estimulación, junto con las actividades realizadas en su desarrollo.

Tabla 26. Costos del servicio estimulación sónica.

COSTOS INY SERVICIO
TRABAJOS REALIZADOS PARA LA EVALUACIÓN ANTES Y DESPUES DE LA ESTIMULACION.
Pruebas de sonolog
Dinagramas
Medidas de producción bruta en la estación
Evaluación del corte de agua.
TRABAJOS REALIZADOS DURANTE LA ESTIMULACIÓN.
Transportar y armar equipo
Revisar herramientas y sistemas HSEQ
Sacar sarta de producción.
Instalar preventor y sacar sarta de tubería.
Instalar preventor de cable y bajar con la unidad de UCOIL y verificar fondo.
Realizar estimulación acústica a los intervalos:
Retirar herramienta de registro y desinstalar preventor de cable.
Bajar sarta de producción con el mismo diseño
TOTAL= US\$ 60.000 USD

Fuente: ICP

Tabla 27. Costos equipo estimulación sónica.

COSTOS EQUIPO
EQUIPO
Herramienta PCUS de la compañía UCOIL.SA
Echonometer
Equipo de reacondicionamiento
Varilleo
TOTAL= 302.076 USD

Fuente: ICP

Análisis de la inversión. El tiempo promedio de duración de la intervención es de 10 días, y el tiempo de diferida es de 12 días; con un costo de 13.240 USD, el cual se calculó multiplicó por el potencial promedio de producción de petróleo del campo por pozo y posteriormente por el precio promedio neto de venta del barril de petróleo del campo (USD 50).

Tabla 28. Inversión de la estimulación Sónica.

CAPEX ESTIMULACIÓN SÓNICA	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	12
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	10
COSTO INY (SERVICIO) (USD)	\$ 60.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 302.076
COSTO DIF (USD)	\$ 13.240
TOTAL	\$ 375.316

Fuente. Elaborada por los Autores

6. Condición económica del pozo Llanito 75 estimulado sónicamente. En el pozo Llanito 75 se observó una producción promedio de 250 BFPD antes y después del trabajo de limpieza y estimulación sónica. Adicionalmente hubo una disminución en la producción neta de 100 BPPD a 60 BPPD debido al incremento del corte de agua, el cual pudo ser causado por el aporte de los intervalos que estaban tapados, la invasión del frente de agua en los intervalos cañoneados o una respuesta negativa a la estimulación.

Sin embargo no es posible validar o cuestionar la eficiencia de la herramienta con la pruebas realizadas ya que no se tenía evidencia de daño a la formación del pozo, con el agravante de haber sido cañoneado en una fecha cercana a la prueba y haber realizado un trabajo de limpieza simultaneo a la estimulación acústica.

Por lo anterior el pozo llanito 75 no presentó ninguna producción incremental atribuida a la estimulación acústica y debido a esto no fue posible realizar un análisis económico concreto de los resultados del tratamiento.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE INYECCIÓN CÍCLICA CE CO2.

7. **Flujo de caja para la campaña de Inyección cíclica de CO2.** Una vez obtenidos los costos necesarios, se realizó el flujo de caja para la campaña de inyección cíclica de CO2.

A continuación la tabla del Capex para la campaña de Inyección cíclica de CO2:

Tabla 29. Inversión de la campaña de inyección cíclica de CO2

CAPEX INYECCION CICLICA DE CO2	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	19
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	6
COSTO INY (SERVICIO) (USD)	\$ 80.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 92.000
COSTO DIF (USD)	\$ 20.963
TOTAL	\$ 192.963

Fuente. Elaborada por los Autores.

Para el primer escenario planteado a 36 meses, se obtuvieron los siguientes resultados financieros:

Tabla 30. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Inyección cíclica de CO2.

INYECCIÓN CÍCLICA DE CO2 ESCENARIO 1 (36 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 192.963		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	19		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	4.675		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	11.689		
PAY OUT (MESES)	36		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 95.825	-\$ 38.225	\$ 163
TIR	-9%	-1%	1%
TVR	-4%	-0,6%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,6	0,9	1,0

Fuente. Elaborada por los Autores.

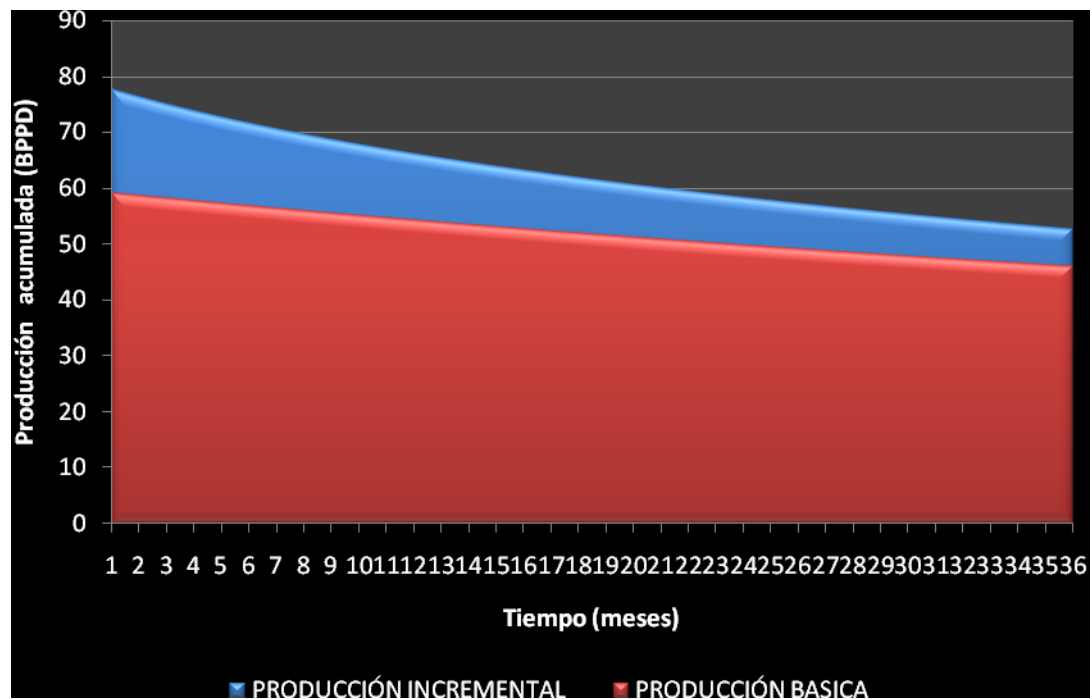
Para este escenario el VPN es positivo en el periodo de evaluación de 36 meses, generando una ganancia de 163 dólares y haciendo viable la campaña para este lapso de tiempo, con un incremental sensibilizado de 19 BPPD.

La relación Beneficio/costo para los 36 meses de evaluación es igual a (1) recuperando así la inversión inicial de 192.963 dólares.

La producción acumulada de este escenario es de 11.689 BLS.

Gráficamente se realizó la producción incremental arrojada para ser comparada con la producción básica que se tenía inicialmente.

Gráfica. 112. Producción incremental versus producción básica, campaña de Inyección cíclica de CO₂.



Fuente. Elaborada por los Autores.

El área bajo la curva azul muestra la producción incremental tras realizado el tratamiento, en un periodo de 36 meses, y el área en roja simboliza la producción básica.

Para el segundo escenario donde se cambió el tiempo de recuperación de la inversión a 12 meses, los resultados fueron:

Tabla 31. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Inyección cíclica de CO₂.

INYECCIÓN CÍCLICA DE CO₂ ESCENARIO 2 (12 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 192.963		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	41		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	10.250		
PAY OUT (MESES)	24		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	22.560		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	\$ 4.658	\$ 109.247	\$ 174.812
TIR	2%	6%	7%
TVR	0%	1,0%	0,9%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1,0	1,3	1,4

Fuente. Elaborada por los Autores.

De la tabla anterior se observa que el VPN es positivo para todos los periodos de evaluación, representando ganancias de 4.658 dólares a los 12 meses, 109.247 dólares a los 24 meses y 174.812 dólares a los 36 meses; con un incremental sensibilizado de 41 BPPD.

A su vez esta tabla muestra que para un periodo de 12 meses la inversión inicial de la campaña se recupera en su totalidad ya que la relación costo/beneficio es igual a (1); y para los periodos de 24 y 36 meses se obtendría una ganancia ya que la relación beneficio/costo es mayor que (1).

La producción acumulada de este escenario es de 22.560 BLS.

Con los resultados financieros tomados del primero y del segundo escenario, se realizó una gráfica donde se muestra la Relación Costo/Beneficio en función del tiempo.

Gráfica. 113. Relación Costo/beneficio versus tiempo., campaña de Inyección cíclica de CO2



Fuente. Elaborada por los autores.

Se observa que cuando en el escenario 2 se alcanza una relación costo/beneficio de (1), en el escenario 1 la relación costo/beneficio mayor a 0,6.

En cuanto al tercer escenario, la inversión inicial del proyecto que inicialmente era de 198.904 USD es duplicada a 385.925 USD, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 32. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de inyección cíclica de CO₂.

INYECCION CICLICA DE CO₂ ESCENARIO 3			
INVERSIÓN (USD)	\$ 385.925		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	43		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	10.750		
PAY OUT (MESES)	36		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	23.660		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 178.664	-\$ 68.974	-\$ 210
TIR	-8%	-1%	1%
TVR	-3%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,7	0,9	1,0

Fuente. Elaborado por los Autores.

De la tabla anterior se concluye que al duplicarse la inversión inicial, el incremental de petróleo requerido es de 43 BPPD , con una producción acumulada de 23.660 BLS para pagar la campaña en 36 meses. Como se muestra en la tabla el valor de VPN y la relación costo/beneficio es favorable para este periodo de evaluación.

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

- Costos asociados a la estimulación mediante RPM.** La inyección de los modificadores de permeabilidad relativa tiene determinados costos que se dividen en varios segmentos. Estos segmentos son: movilización, cargo básico de equipos, servicios de operación, materiales y fluidos.

Costos Operativos .En la siguiente tabla se tiene en cuenta todos los costos generados en la realización de la estimulación mediante RPM provenientes por la empresa prestadora de servicios.

Tabla 33. Costos estándar movilización de Equipos.RPM

MOVILIZACIÓN	VR.UNIT. US\$/DIA
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos	2.000,00
Movilización equipos entre pozos para fracturamiento	85.000,00
Movilización equipos entre Cantagallo-Llanito	20.000,00
Movilización de equipos entre Lisama-Llanito para fracturamiento	20.000,00
Movilización de equipo entre Provincia-Llanito para fracturamiento	20.000,00

Fuente. Bj Services (2009)

Tabla 34. Cargo básico de Equipos.RPM

CARGO BASICO DE EQUIPO	VR. UNIT. US\$/DIA
Set de equipos para Fracturamiento (Mini Fracy Frac).	10.000,00
Set de equipos para Bombeo de fluidos.	8.000,00
Set de equipos para Estimulación Química.	8.000,00

Fuente. Bj Services (2009)

Tabla 35. Servicios de operación.RPM

SERVICIOS DE OPERACIÓN	VR.UNIT. US\$/DIA
Cargo por lavado ácido de tubería por pozo	1.500,00
Cargo básico por fracturamiento. Incluye Minifrac y Frac.	8.000,00
Cargo básico por bombeo de Carbolita 20/40 ó 16/20	0,1
Cargo por prueba de tubería de Frac.	1.500,00
Cargo por preparación o mezcla de fluidos de fracturamiento. Incluye miniFrac y Frac.	3,00
Bombeo de fluidos	3.000,00
Cargo por bombeo de solventes (incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días)	3.500,00
Cargo básico por estimulación química	6.000,00
Cargo por limpieza e inspección de tubería de fracturamiento	27,00
Cargo por corrida tubería de fracturamiento	32.000,00

Fuente: Bj Services (2009)

El valor total para los costos operativos es de USD 14.000,00.

En cuanto a los costos variables están los materiales necesarios para llevar a cabo la estimulación. Para ello se obtuvo un completo listado por la compañía Bj Services de lo requerido, donde las cantidades dependen de la exigencia del contratista.

Tabla 36. Costos de materiales.RPM

MATERIALES	UNIDAD	VR.UNIT. US\$/DIA
Acido Clorhídrico (HCl) de 20*Baume (concentración 32%)	Gal	4,00
Carbolita 20/40 o 16/20	Lb	1,00
Carbolita 20/40 resinada	Lb	1,30
Fluido de fracturamiento polimérico 30Lb tipo XL-Borate	Bls	21,00
FSA-1	Gls	430,00
Solvente mutual US-40	Gal	27,00
Surfactante NE 118/NE 18	Gal	50,00
Clay Treat	Gal	90,00
Sistema Rust Buster	Gal	4,00

Fuente. Bj Services (2009)

Tabla 37. Costos de Modificadores de Permeabilidad.

MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD	UNIDAD	VR.UNIT. US\$
Fluido para reducción de permeabilidad relativa y/o control de agua. Sistema: Salmuera al 2% KCl + surfactante + solvente mutual + 3% de AQUACON	Gal	6,00
Aquacon o similar concentrado	Gal	60,00
Cargo base para bombeo matricial de tratamientos de inyección de agua (incluye equipo y personal)	Día	6.000,00
Cargo por camión cisterna	Día	1.500,00

Fuente. Bj Services (2009)

Costos de la operación del campo. La siguiente tabla muestra los costos generados en el campo debido a la operación, estos datos fueron suministrados por Ecopetrol S.A.

Tabla 38. Costos de operación del campo.RPM.

EGRESOS	VALOR [USD/STB]
Costo de levantamiento de fluido	4,00
Costo de tratamiento Crudo	4,00
Costo de tratamiento y Disposición Agua	1,00
Costo de mantenimiento	8,00
Personal	1,00
Otros Servicios	0,03

Fuente: ECOPETROL S.A.

Análisis de la inversión. Con la ayuda de las curvas de declinación se llegó a la conclusión de que el tiempo promedio de duración de la intervención es de 15 días, y al analizar los 3 trabajos de estimulación encontramos que el promedio del tiempo de diferida es de 17 días; con una total para el costo de tratamiento con RPM de 363.572 dólares.

En cuanto a los costos de producción diferida, se obtuvieron después de promediar los 3 trabajos de RPM, y como se mencionó anteriormente, este valor es de 15 días, el cual se multiplicó por el potencial promedio de producción de petróleo del campo por pozo (60 BPD) y posteriormente por el precio promedio neto de venta del barril de petróleo del campo (USD 50).

Tabla 39. Inversión de la campaña de RPM.

CAPEX RPM	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	17
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	15
COSTO INY (SERVICIO) (USD)	\$ 135.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 204.500
COSTO DIF (USD)	\$ 24.072
TOTAL	\$ 363.572

Fuente. Elaborada por los Autores.

Condición económica de los pilotos estimulados mediante RPM. Las pruebas de Coreflooding permiten inferir el comportamiento del RPM y el posible daño que pueda causar al medio poroso para establecer tratamientos o medidas remediales que minimicen el efecto sobre la formación cuando se efectúe la operación en campo.

Para realizar la estimulación con RPM a los pozos del activo Llanito se recurrió a este tipo de pruebas en el pozo Llanito 117, mostrando que a las condiciones de prueba el tratamiento RPM de la compañía BJ services, no produjo un cambio significativo en las permeabilidades efectivas al aceite antes y después de su aplicación; pero en cuanto a la permeabilidad efectiva del agua sí causó una disminución considerable del 85.2%.

Tras realizado este informe se planteó que el tratamiento con RPM, podría arrojar resultados exitosos en el activo Llanito ya que conllevaría disminuir el corte de agua en la producción de los pozos; sin embargo los tres pilotos a los que se les realizó esta estimulación, no tuvieron un incremental considerable y por lo tanto no fueron viables económicamente.

El primer piloto estimulado fue el pozo Gala 1 Norte, el cual a nivel de laboratorio tuvo un resultado favorable debido a que alcanzo una reducción de la permeabilidad efectiva al agua de 85.2%, y asumiendo estos valores se esperaba un promedio de producción de petróleo de 28BPD; pero después de efectuado el tratamiento, el efecto en la reducción de la permeabilidad efectiva al agua no fue duradero llegando a recolectar muestras de cabeza de pozo con BSW del 94-95%. Debido a esto el pozo no presento incremental asociado al tratamiento y se llego a la conclusión que presentaba problemas de conificación.

El segundo piloto estimulado fue Llanito 98, en el cual se observó una reducción en los valores de BSW arrojando resultados por debajo de los 10 barriles de agua por barril de petróleo; no obstante al analizar el índice de

productividad se evidenció que era producto del aumento en la capacidad de extracción. Por lo tanto tampoco se obtuvo un incremental asociado al tratamiento.

Por último, se realizó estimulación con RPM al pozo Llanito 93, en el cual los valores de BSW se mantuvieron constantes al igual que el comportamiento del índice de productividad. Probablemente este pozo también sufre de problemas de conificación, y por ende no fue exitoso económicamente.

En conclusión, estos pozos no pasaron la prueba de viabilidad económica debido a que sus condiciones no son favorables para este tipo de estimulación.

5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.

9. Costos asociados al fracturamiento hidráulico.

Costos Operativos. En este valor se tienen en cuenta los costos de la movilización de todo el set de equipos, personal y materiales para el fracturamiento hidráulico, la movilización entre campos y pozos y la unidad de bombeo para iniciar operaciones. Estos costos son provenientes por la empresa prestadora de servicios.

Tabla 40. Costos estándar movilización de Equipos. Fracturamiento hidráulico.

MOVILIZACIÓN	VR. UNIT. US\$/DIA
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y personal	2.000,00
Movilización equipos entre pozos para fracturamiento.	85.000,00
Movilización equipos entre Campos para fracturamiento.	20.000,00

Fuente. Bj Services (2009)

En cuanto a los costos de los equipos de Frac y Mini Frac, la empresa prestadora de servicios suministra una tarifa con los costos directos e indirectos derivados de la ejecución de la actividad y/o suministros de todo el equipo de fracturamiento hidráulico.

Tabla 41. Cargo básico de Equipos. Fracturamiento hidráulico.

CARGO BASICO DE EQUIPO	VR. UNIT. US\$/DIA
Set de equipos para Fracturamiento (Mini Fracy Frac).	10.000,00
Set de equipos para Bombeo de fluidos.	8.000,00
Set de equipos para Fracturamiento Química.	8.000,00

Fuente. Bj Services (2009)

La siguiente tabla de costos corresponde a la tarifa establecida para la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico y Mini frac, y a su vez también incluye los costos por bombeo de propante y material de control de backflow en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Tabla 42. Servicios de operación. Fracturamiento hidráulico.

SERVICIOS DE OPERACIÓN	VR. UNIT. US\$/DIA
Cargo por lavado acido de tubería por pozo.	1.5000,00
Cargo Básico por fracturamiento, incluye minifrac y Frac.	8.000,00
Cargo por prueba de tubería por Frac.	1.500,00
Bombeo de Fluidos	3000,00
Cargo por Bombeo de solventes(incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días)	3.500,00
Cargo Básico por fracturamiento química.	6.000,00
Cargo por limpieza e inspección de tubería de Fract.	27,00
Cargo por corrida tubería de fracturamiento.	32.000,00

Fuente: Bj Services (2009)

Sin importa las condiciones o duración del fracturamiento, estos valores son fijos para todas las operaciones, el valor total de estos es de 187.500 dólares. Los costos variables son los siguientes para esta campaña son:

Tabla 43. Costos variables del Fracturamiento Hidráulico.

DESCRIPCION	VR. UNIT. USD\$/DIA
Cargo Básico por Bombeo de Carbolita 20/40 o 16/20	0,10
Cargo por preparación o mezcla de fluidos de fracturamiento. Incluye Mini Frac y Frac	3,00
Carbolita 20/40 16/20 (Libra)	1,10
Fluido de Fracturamiento Polimérico 30Lb tipo XL-Borate (BIs)	24,00

Fuente. Bj Services (2009)

El total de los fracturamientos es calculado sumado los valores variables según el caso de cada pozo:

Tabla 44. Costos totales de operación. Fracturamiento hidráulico.

Pozo	Propante (lbs)	Propante (USD)	Fluido de fractura(bls)	Fluido de fractura (US\$)	Costo total US (\$)
Yuma 1	14.676	16.143	336	8.064	211.707
Cardales 1N	48.000	52.800	530	12.270	253.020
Cardales 1	42.345	46.579	632	15.168	249.247
Cardales 3	24.600	27.060	409	9.816	224.376
Llanito 97	26.000	28.600	669	16.056	232.156
Llanito 103	16.500	18.150	292	7.015	212.665
Llanito 107	32.000	35.200	780	18.721	241.421
Llanito 110	36.960	40.656	1.098	26.370	254.526
Llanito 112	58.400	64.240	652	15.648	267.388
Llanito 114	40.650	44.715	763	18.312	250.527
Llanito 115	52.900	58.190	552	13.248	258.938
Llanito 116	59.600	65.560	702	16.857	269.917
Llanito 117	71.208	78.328	2.198	52.761	318.590
Llanito 130	55.250	60.775	761	18.280	266.555

Pozo	Propante (lbs)	Propante (USD)	Fluido de fractura(bls)	Fluido de fractura (US\$)	Costo total US \$)
Gala 1 Este	18.800	20.680	545	13.080	221.260
Gala 9	52.775	58.052	786	18.866	264.418
Gala 11	25.000	27.500	698	16.752	231.752
Gala 13	39.100	43.010	705	16.920	247.430
Gala 17	40.320	44.352	849	20.385	252.237
Galán 133	31.291	34.420	690	16.581	232.384
Galán 134	43.600	47.960	436	10.464	245.924
Galán 135	42.400	46.640	650	15.610	249.750
Galán 137	87.097	95.806	1.389	33.336	316.642
			TOTAL		5.772.836

Fuente: Elaborado por los autores a partir de SÁCHICA AVILA Jorge Andrés, AMAYA PEREZ Raúl Fernando., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL.SA.”

El costo operativo promedio es de 250.000 dólares, y el total de todos los 23 pozos es de 5.772.836 dólares.

Costos de equipo. En total se utilizaron 3 equipos para realizar las operaciones previas al fracturamiento, tales como cementaciones, cañoneos o recañoneos, evaluaciones, instalación y retiro de diseños de producción y limpieza de carbolita o arena entre las más importantes.

Tabla 45. Tarifas de equipos. Fracturamiento hidráulico.

EQUIPOS DIRECTOS		
ECOPETROL WORKOVER RIG	5.892,46	Día
EQUIPO ACTIVO CON CUADRILLA Y TUBERIA PETROWORKS	11.311,00	Día
EQUIPO ACTIVO CON CUADRILLA Y TUBERIA PRIDE	11.361,00	Día

Fuente: Elaborado por los autores a partir de SÁCHICA AVILA Jorge Andrés, AMAYA PEREZ Raúl Fernando., “Análisis técnico-económico de los

fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL.SA.”

El promedio de gastos de equipo es de USD 356,168, el valor total de los mismos para todos los pozos fue de USD 8'191,885.53.

Costos de producción diferida. La producción diferida es aquella producción que no se recibe por tener el pozo detenido, debido a la operación que se esta llevando a cabo. En este caso la producción diferida es la cantidad de barriles que estaba aportando el pozo antes de la intervención, valor obtenido de las formas 9 oficiales del ministerio para reporte de producción. Estas fueron las bases para el cálculo de impacto económico a lo largo de todo el proyecto.

Tabla 46. Pérdidas totales por producción diferida. Fracturamiento hidráulico.

NOMBRE DEL POZO	TIEMPO DIFERIDA (días)	PRODUCCION DIFERIDA DIARIA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (US \$)
Yuma 1	121	16	1.936	106.480
Cardales 1N	41	85,7	3.513,70	193.253
Cardales 1	53	44	2.332	128.260
Cardales 3	54	100	5.400	297.000
Llanito 97	40	7	280	15.400
Llanito 103	19	7,6	144	7.942
Llanito 107	13	140	1.820	100.100
Llanito 110	94	23,6	2.218,40	122.012
Llanito 112	11	11	121	6.655
Llanito 114	16	43,6	698	38.368
Llanito 115	24	38	912	50.160
Llanito	35	31,5	1.102,50	60.637

NOMBRE DEL POZO	TIEMPO DIFERIDA (días)	PRODUCCION DIFERIDA DIARIA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (bls)	PERDIDAS TOTALES POR DIFERIDA (US \$)
116				
Llanito 117	31	140	4.340	238.700
Llanito 130	32	350	11.200	616.000
Gala1 Este	223	0	0	0
Gala 9	48	67	3.216	176.880
Gala 11	30	74	2.220	122.100
Gala 13	23	10	230	12.650
Gala 17	31	10	310	17.050
Galán 133	23	48,1	1.106,30	60.846
Galán 134	25	14	350	19.250
Galán 135	25	4,2	63	3.465
Galán 137	25	120	3.000	165.000
			TOTAL	2.558.209,50

Fuente: Elaborado por los autores a partir de SÁCHICA AVILA Jorge Andrés, AMAYA PEREZ Raúl Fernando., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL.SA.”

* En el pozo gala 1E no se manejo producción diferida, puesto que el pozo se encontraba inactivo previo al fracturamiento. El valor en dólares de “pérdidas totales por diferida” es calculado en base a un valor de 55 dólares por barril, el valor de venta que se presenta en los pozos del Activo Llanito.

Costos totales. Tras calcular estos valores, se obtiene el costo total de cada fracturamiento:

Tabla 47. Costos totales de la campaña de fracturamiento hidráulico.

Pozo	Costos operacionales (US)	Costos equipo (US \$)	Producción diferida (US \$)	Costos totales(US \$)
Yuma 1	211.707	646.826	106.480	965.014
Cardales1N	253.020	137.955	193.253	584.229
Cardales 1	249.247	393.450	128.260	770.958
Cardales 3	224.376	399.343	297.000	920.719
Llanito 97	232.156	316.848	15.400	564.404
Llanito 103	212.665	297.009	7.942	517.616
Llanito 107	241.421	228.843	100.100	570.364
Llanito 110	254.526	635.041	122.012	1.011.579
Llanito 112	267.388	172.038	6.655	446.081
Llanito 114	250.527	262.926	38.368	551.821
Llanito 115	258.938	353.814	50.160	662.912
Llanito 116	269.917	478.785	60.637	809.340
Llanito 117	318.590	433.341	238.700	990.632
Llanito 130	266.555	299.171	616.000	1.181.727
Gala 1 Este	221.260	693.966	0	915.226
Gala 9	264.418	624.078	176.880	1.065.377
Gala 11	231.752	257.924	122.100	611.776
Gala 13	247.430	316.848	12.650	576.928
Gala 17	252.237	263.816	17.050	533.104
Galán 133	232.384	216.677	60.846	509.907
Galán 134	245.924	365.175	19.250	630.349
Galán 135	249.750	169.537	3.465	422.752
Galán 137	316.642	228.462	165.000	710.104

Fuente: Elaborado por los autores a partir de SÁCHICA AVILA Jorge Andrés, AMAYA PEREZ Raúl Fernando., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL.SA.”

El costo total de la campaña de fracturamientos hidráulicos del Área Llanito, desde el 2005 es de 16.522.931,50 dólares. Este valor comprende un total de 28 fracturamientos en 23 pozos.

Análisis de la Inversión. Después de revisar las bases de costos de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados durante la última década en el campo Llanito Gala, Galán, se obtuvo un valor promedio de inversión representativo de la muestra tomada.

Como resultado del análisis se obtuvo:

Tabla 48. Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico en el campo Llanito, Gala, Galán.

Costos operacionales (US \$)	Costos equipo(US \$)	Producción diferida (US \$)	Costos totales (US \$)
244.648	258.463	55875	558.985

Fuente. Elaborada por los Autores.

El costo operacional se obtuvo de promediar los valores de la ejecución de los trabajos en donde solamente se realizó una fractura, y la compañía de servicios no utilizó excesos de material.

Para obtener el costo asociado al equipo de workover, solamente se tuvieron en cuenta los trabajos ejecutados con el equipo San Antonio 3, ya que este equipo es contratado y su tarifa diaria representativa del costo actual de un equipo de reacondicionamiento de pozos.

La producción diferida asociada a un trabajo de fracturamiento hidráulico se obtuvo de promediar los tiempos de equipo en donde no hubo operaciones alternas a la estimulación (cementaciones, reparaciones de colapsos y evaluaciones). De igual forma el valor de días promedio se multiplicó por el

potencial promedio de producción de petróleo del campo por pozo (60 BPD) y posteriormente por el precio promedio neto de venta del barril de petróleo del campo (USD 50).

10. Flujo de caja de la campaña de Fracturamiento. Una vez obtenidos los costos totales se realizó el flujo de caja para la campaña de fracturamiento donde fueron incluidos los costos en los cuales incurrió el proyecto y se vincularon todos los factores e indicadores económicos con información actualizada.

11. Precio de venta del crudo Llanito	USD/BI 40
12. Precio de venta del gas Llanito	USD/KPC 3,5
13. Costo de extracción total	USD/BI 17
14. Regalías	20%
15. Impuesto de renta	35%
16. Tasa interna de oportunidad	13%

A continuación la tabla del Capex para la campaña de fracturamiento:

Tabla 49. Inversión de la campaña de fracturamientos.

CAPEX FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	22
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	20
COSTO FRAC (SERVICIO) (USD)	\$ 230.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 267.000
COSTO DIF (USD)	\$ 84.370
TOTAL	\$ 581.370

Fuente. Elaborada por los Autores.

Para el primer escenario económico planteado los resultados financieros fueron los siguientes:

Tabla 50. Resultados financieros del primer escenario para la campaña de Fracturamiento.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO ESCENARIO 1 (36 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 581.370		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	65		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	16.250		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	35.766		
PAY OUT (MESES)	36		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	-\$ 268.068	-\$ 102.257	\$ 1.688
TIR	-8%	-1%	1%
TVR	-3%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,7	0,9	1,0

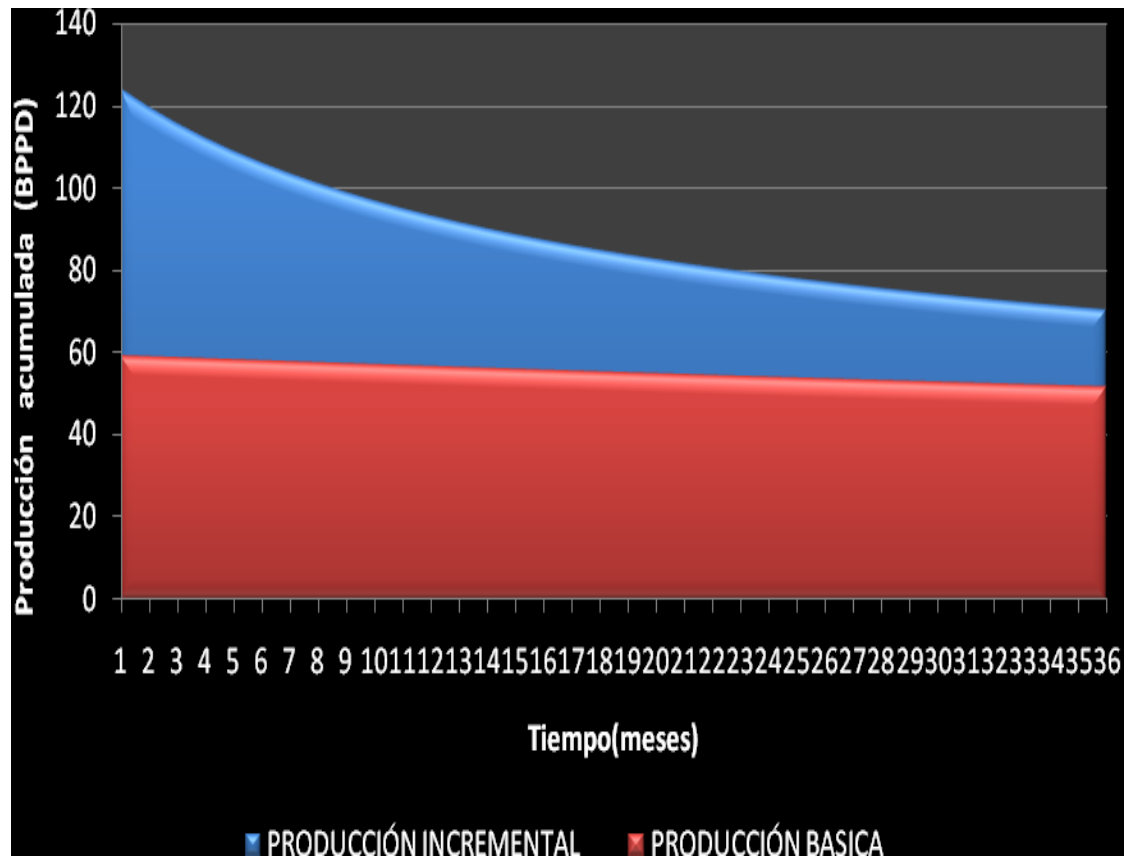
Fuente. Elaborada por los Autores.

Según los resultados financieros el indicador del VPN solo es positivo para el periodo de evaluación de 36 meses, con un valor de ganancia de 1.688 dólares; un incremental de 65 BPPD y una producción acumulada de 35.766 BLS.

La relación costo/ beneficio es (1) para los 36 meses de efectuado el tratamiento.

A continuación se realizó una gráfica para resaltar y mostrar la producción incremental requerida versus la producción básica manejada.

Gráfica 114. Producción incremental versus producción básica, campaña de Fracturamiento.



Fuente. Elaborada por los Autores.

El área bajo la curva azul representa la producción incremental en barriles a través del tiempo, después de realizado fracturamiento hidráulico.

Para el segundo escenario económico, los resultados fueron:

Tabla 51. Resultados financieros del segundo escenario para la campaña de Fracturamiento.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO ESCENARIO 2 (12 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 581.370		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	121		
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	30.250		
PAY OUT (MESES)	24		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	66.579		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
VPN (USD)	\$ 1.853	\$ 310.517	\$ 504.015
TIR	1%	6%	7%
TVR	0%	1,0%	0,9%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	1,0	1,3	1,4

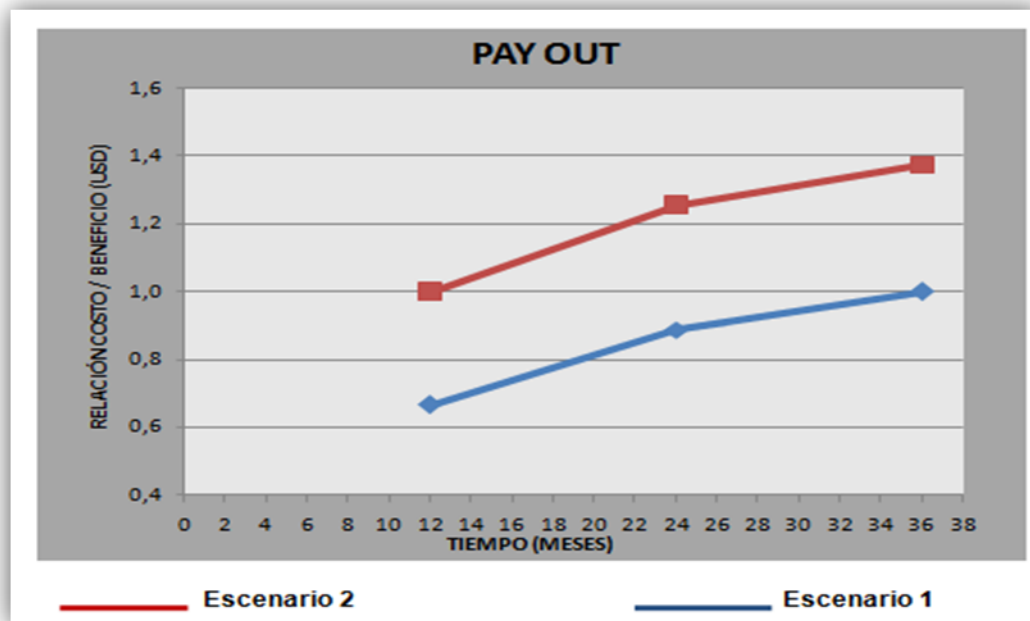
Fuente. Elaborada por los Autores.

En este caso los valores del VPN para todos los periodos de evaluación son positivos, generando ganancias de 1.853 dólares a los 12 meses, 310.517 dólares a los 24 meses y 504.015 dólares a los 36 meses; con un incremental de 121 BPPD.

La relación beneficio/costo empieza a representar una ganancia para los periodos de 24 y 36 meses ya que está por encima de (1).

La producción acumulada de este escenario es de 66.579 BLS.

Gráfica 115. Relación Costo/beneficio versus tiempo, campaña de Fracturamiento.



Fuente. Elaborada por los Autores.

La gráfica muestra que cuando en el escenario 2 se alcanza una relación costo/beneficio de (1), en el escenario 1 la relación costo/beneficio mayor a 0,6.

Para el tercer escenario se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 52. Resultados financieros del tercer escenario para la campaña de Fracturamiento.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO ESCENARIO 3	
INVERSIÓN (USD)	\$ 1.162.740
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	130
INCREM. INICIAL GAS (KPCD)	32.500
PAY OUT (MESES)	36
PRODUCCIÓN ACUMULADA	71.531

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO ESCENARIO 3			
(BLS)			
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	13%	13%	13%
	-\$	-\$	\$
VPN (USD)	536.136	204.514	3.376
TIR	-8%	-1%	1%
TVR	-3%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,7	0,9	1,0

Fuente. Elaborada por los Autores.

Se concluye que para una inversión de 1.162.740 dólares el incremental asociado debe ser de 130 BPPD con una producción acumulada de 71.531 BLS, para alcanzar un valor de VPN positivo con una ganancia de 3.376 dólares y una relación costo/beneficio igual a (1) en un periodo de 36 meses.

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN EL ACTIVO LLANITO

Tabla 53. Resultados técnico-económico. Estimulación ácida.

ESTIMULACIÓN ÁCIDA				
POZO	FORMACIÓN	PRODUCCION INCREMENTAL BLS	ÉXITO TÉCNICO	ÉXITO ECONÓMICO
Llanito 1	ESMERALDA D	0	1.	X
Llanito 4	ESMERALDA D	0	X	X
Llanito 29	MUGROSAC/ESMERALDAD	13116,4	1.	2.
Llanito 33	ESMERALDA D	0	3.	X
Llanito 37	MUGROSA B	4178	4.	5.
Llanito 28	MUGROSAB/ESMERALDAS D	0	6.	X
Llanito 37	MUGROSA B	0	7.	X
Llanito 57	COLORADO A	0	8.	X
Llanito 81	ESMERALDA D	0	9.	X
Llanito 94	MUGROSA C	15261	10.	11.
Llanito 85	ESMERALDA D	0	12.	X
Llanito 103	MUGROSAC/ESMERALDAD	0	13.	X

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 54. Resultados técnico-económico. Estimulación orgánica.

ESTIMULACIÓN ORGÁNICA				
Llanito 4	MUGROSA C	0	14.	X
Llanito 80	MUGROSA B	637	15.	16.
Llanito 111	MUGROSA B	0	17.	X
Llanito 120	MUGROSA B	0	18.	X

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 55. Resultados técnico-económico. Estimulación sónica.

ESTIMULACIÓN SÓNICA				
Llanito 75	MUGROSA B	0	19.	X

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 56. Resultados técnico-económico. Fracturamiento hidráulico

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO				
Llanito 4	MUGROSA C	0	20.	X
Cardales 3	TORO SHALE	91480	21.	22.
Llanito 97	TORO SHALE	46957	23.	24.
Cardales 1	TORO SHALE	0	25.	X
Gala 11	TORO SHALE	0	26.	X
Llanito 103	TORO SHALE	0	27.	X
Llanito 110	TOROSHALE/MUGROSAB	0	28.	X
Llanito 112	ESMERALDAS	14704	29.	30.
Llanito 114	ESMERALDAS	146668	31.	32.
Llanito 115	MUGROSA C	31351	33.	34.
Llanito 116	MUGROSA C	21808	35.	36.
Llanito 117	TOROSHALE/MUGROSAC	0	37.	X
Gala 1E	TORO SHALE	0	38.	X
Gala 13	MUGROSA	0	39.	X
Yuma 1	TORO SHALE	3678	40.	41.
Gala 17	MUGROSA	0	42.	X
Cardales1N	MUGROSA B	6772	43.	44.

Gala 9	MUGROSAB/MUGROSA C	25037	45.	46.
Galán 133	MUGROSA B	19785	47.	48.
Galán 134	MUGROSA B	0	49.	X
Galán 13	TORO SHALE	0	50.	X
Galán 137	TOROSHALE/MUGROSAB	7720	51.	52.
Llanito 107	TORO SHALE	0	53.	X
Llanito 130	MUGROSA B	18765	54.	55.

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 57. Resultados técnico-económico. RPM

RPM				
Llanito 98	MUGROSA B	0	56.	X
Llanito 93	ESMERALDAS D	0	57.	X
Gala 1N	MUGROSA B	0	58.	X

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 58. Resultados técnico-económico. Inyección CO2

INYECCIÓN CO2				
Galán 61	COLORADO	5120	59.	60.
Galán 61	COLORADO	4075	61.	62.
Galán 49	COLORADO	3720	63.	64.
Galán 49	COLORADO	2188	65.	66.
Galán 9	COLORADO	1381	67.	68.
Galán 35	COLORADO	2168	69.	70.
Galán 45	COLORADO	2606	71.	72.
Galán 11	COLORADO	165	73.	74.
Galán 117	COLORADO	267	75.	76.
Llanito 108	MUGROSA B	125	77.	78.

Fuente: Elaborado por los autores

Tabla 59. Resumen de los resultados técnico-económicos de las campañas de estimulación realizadas en el Activo Llanito

ESTIMULACIÓN	POZOS	INCREMENTAL TOTAL BLS	COSTO TOTAL USD	INDICADOR TÉCNICO	INDICADOR ECONÓMICO
ÁCIDA	12	32555,4	293572	11/12	3/12
ORGÁNICA	4	637	256708	4/4	1/4
SÓNICA	1	0	375316	1/1	0/1
INYECCIÓN DE CO2	8	21815	192963	8/8	8/8
RPM	3	0	363572	3/3	0/3
FRACTURAMIENTO H.	25	434725	581370	25/25	15/25

Fuente: Elaborado por los autores

6. CONCLUSIONES

1. Un tratamiento de estimulación se diseña para atacar un daño de formación identificado, y si el yacimiento tiene reservas remanentes para aportar y cuenta con la presión necesaria para llevar el hidrocarburo al pozo.
2. El posible daño de formación existente en el Activo Llanito es invasión de sólidos, provenientes del lodo de perforación, daño por completamiento (mala cementación o cañoneo), migración de finos; precipitación de asfaltenos y parafinas.
3. No se identificó con exactitud cuál fue el verdadero aporte de la estimulación sobre la producción incremental en algunos de los pozos con resultados favorables ya que en el momento de la estimulación los pozos fueron intervenidos con otros trabajos, tales como cañoneos, limpieza de arenas y aislamiento de zonas.
4. No es posible determinar con certeza el efecto negativo de las estimulaciones realizadas en los casos donde no se obtuvieron resultados positivos en el incremento de la producción.
5. En los tratamientos realizados antes de los años ochenta no se tenía una conciencia ambiental o de seguridad industrial, y al parecer los fluidos producto de los tratamientos, se desecharon en la locación con poca protección personal y ambiental en su manejo.
6. La estimulación ácida con MCA al 7.5% fue efectiva en la zona C del pozo Llanito 94; para remover posible daño por completamiento (cañoneo), o por precipitación de parafinas o asfaltenos, ya que fue la única operación realizada en este pozo y se observó un incremento en la producción después de este trabajo.
7. En los pozos Llanito 1 y Llanito 4, no fueron favorables los tratamientos de estimulación debido a que se realizaron en una zona de mala calidad de

arena (es decir, no hay zona para estimular); y de no estar bien ubicados estructuralmente.

8. En las operaciones realizadas en el Campo Llanito, se evidenció la falta de programación para ejecutar los tratamientos de estimulación, ya que a muy pocos se les realizan pruebas de presión para determinar el daño de formación y sin embargo estas pruebas no terminan siendo concluyentes como en el caso de Llanito 80, donde el factor skin fue negativo, y aun así se le realizó la estimulación orgánica.
9. En el pozo Llanito 75 se observó una disminución en la producción neta debido al incremento del corte de agua, el cual puede ser causado por el aporte de los intervalos que estaban tapados, la invasión del frente de agua en los intervalos cañoneados o una respuesta negativa a la estimulación acústica.
10. No es posible validar o cuestionar la eficiencia de la herramienta PCUS en la estimulación sónica con las pruebas realizadas ya que no se tenía evidencia de daño a la formación; y en una fecha cercana a la prueba el pozo fue cañoneado y se le realizó un trabajo de limpieza simultáneo a la estimulación.
11. A pesar de que los 3 pilotos desarrollados por Ecopetrol para el activo Llanito, tratados mediante modificadores de permeabilidad relativa, fueron exitosos a nivel técnico; no llegaron a satisfacer el objetivo económico establecido.
12. Para la ingeniería de un proyecto de inyección cíclica de CO₂, es necesario evaluar áreas básicas de riesgo como: la selección del pozo candidato, el comportamiento del petróleo al contacto con CO₂, la obtención y el transporte del CO₂, su integridad en superficie y fondo del pozo y la producción de CO₂ en boca de pozo.
13. El límite en el uso del CO₂ es fuertemente dependiente del costo del CO₂ entregado en la cabeza de pozo y del precio del petróleo.

14. Los resultados positivos evidenciados en la producción de los pozos durante los distintos pilotos desarrollados en el Campo Galán y Campo Llanito mediante el proceso de inyección “Huff and Puff”, sugieren la necesidad de seguir evaluando el uso del CO₂ como método de recuperación de aceite. Los aspectos económicos y la disponibilidad de CO₂ por parte del Complejo Industrial de Barrancabermeja justifican plenamente el desarrollo de este tipo de proyectos.
15. Para cubrir los costos generados por un fracturamiento hidráulico y satisfacer un objetivo económico particular, es necesario que los resultados del incremento de la producción de los pozos trabajados sea bastante elevado.
16. El análisis tanto técnico como económico de los 26 pozos de la campaña de fracturamiento hidráulico, evidenció que los pozos obtuvieron un incremental asociado al tratamiento, sin embargo no se logró recuperar la inversión total de la campaña.
17. La estimulación se realiza de acuerdo a la recuperación de producción de un valor presente neto mayor a cero y de acuerdo al caudal incremental de una tasa interna de retorno mayor a la tasa de oportunidad.
18. De acuerdo a la evaluación económica, la realización de futuras estimulaciones en el Activo Llanito es favorable cuando el precio del crudo internacional este elevado, para obtener mayor rentabilidad de la producción incremental y poder garantizar la recuperación de la inversión en tres años como máximo periodo de tiempo.
19. En el programa a seguir de una estimulación al Activo Llanito se debe valorar el costo asociado a la seguridad.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda antes de realizar un trabajo de estimulación, recañonear la zona a estimular para garantizar el contacto del fluido con la formación, sin embargo, hacer esto deja incertidumbre en el resultado, lo cual se puede mitigar haciendo el recañoneo antes del tratamiento y dejando un periodo de tiempo razonable donde se pueda evaluar el rendimiento, tomar presiones, y luego efectuar solo el tratamiento de estimulación (sin otro trabajo como limpieza de arenas que lo acompañe), para así poder evaluar económicamente el efecto de la estimulación sobre el incremento de la producción. Esto con el fin de definir un tratamiento estándar para remover un tipo de daño existente en el campo.
2. Realizar previo a la estimulación todas las pruebas necesarias para evitar daño de formación por fluidos incompatibles con fluidos o mineralogía de la formación. Tales como estudios de mineralogía, sensibilidad de arcillas, calidad de agua, productos químicos para fluidos de estimulación, pruebas de desplazamiento, mojabilidad, solubilidad a los químicos y demás productos a utilizar, análisis petrofísicos y pruebas de compatibilidad con el fluido del tratamiento y de la formación.
3. Se debe considerar, el estado mecánico de los pozos (en estos campos los pozos generalmente son verticales con algunos direccionales en el campo llanito; los completamientos de estos pozos son convencionales, los cuales corresponden a completamientos de sarta sencilla, el método de levantamiento artificial típico en llanito es el bombeo mecánico); el mecanismo de Producción es Gas en solución, el cual presenta bajos porcentajes de recobro, y la presión de yacimiento donde el incremento en el caudal puede ser tan bajo que no permite que la estimulación sea rentable económicamente en zonas depletadas.
4. Se recomienda tener en cuenta el procedimiento de una estimulación, e inspeccionar los equipos y materiales antes de movilizar al pozo para

evitar lentitud en la ejecución del trabajo de estimulación. Casos puntuales como falta de fluido o reparaciones mecánicas en plena ejecución del trabajo.

5. Para remover el daño por perforación o completamiento se puede considerar las operaciones bajo balance y considerar filtrar bien los fluidos de completamiento para prevenir inyección de sólidos y utilizar surfactantes que no modifiquen el comportamiento de la formación con los fluidos de trabajo además de previas pruebas de laboratorio; si el daño es por invasión de sólidos, el recañoneo con una carga de mayor penetración puede ser efectivo al igual que un tratamiento de estimulación ácida; si el daño es por migración de finos la posible solución es aumentar la densidad de cañoneo; y para remediar el daño por depositación de orgánicos tales como parafinas y asfaltenos, se puede realizar baños de aceite caliente.
6. Es necesario tomar pruebas de presión y de fluido que determinen daño de formación antes de realizar cualquier tratamiento de estimulación, garantizando el tiempo necesario de estabilización del fluido para obtener resultados concluyentes e identificar zonas depletadas.
7. De continuar con los tratamiento de estimulación ácida u orgánica en el Activo Ilanito se debe considerar desplazar el crudo de la cara de la formación antes de realizar el tratamiento para evitar que el ácido (especialmente clorhídrico) disuelva las resinas que mantienen en solución las moléculas de asfaltenos, lo cual producirá precipitación, o utilizar un bache de salmuera que los separe; especialmente si se piensa en utilizar aceite caliente para contrarrestar el daño por parafinas y asfaltenos.
8. De llegar a intervenir un pozo con una nueva tecnología, como es el caso de la estimulación sónica, es necesario tener certeza de que el pozo seleccionado es el adecuado para ser intervenido, es decir, que al menos este tenga daño de formación evidente y sea adecuado para las condiciones del pozo. Sin embargo se recomienda evaluar la tecnología a nivel de laboratorio.

9. Para la ingeniería de un proyecto de inyección cíclica de CO₂, es necesario evaluar áreas básicas de riesgo como: la selección del pozo candidato, el comportamiento del petróleo al contacto con CO₂, la obtención y el transporte del CO₂, su integridad en superficie y fondo del pozo y la producción de CO₂ en boca de pozo
10. Para realizar un proyecto de estimulación mediante modificadores de permeabilidad relativa, se debe contar con un análisis detallado de la condición técnica del pozo. De igual manera se debe seguir una metodología recomendada que esté soportada mediante pruebas de laboratorio orientadas a simular todas las variables involucradas en la operación, para de esta manera obtener resultados más acertados en cuanto a la predicción del comportamiento, y así plantear posibles escenarios tanto técnico como económicamente viables.

BIBLIOGRAFIA

- CAMPO, Pablo. Tratamiento para control de agua AquaCon™ RPM, Llanito 93 y Llanito 98. Informe Preliminar BJ Services Company para ECOPETROL S.A, 2009.
- DIAZ, Jules y MESA, Nestor. Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el Campo Llanito. Tesis de grado UIS 2009.
- ECOPETROL. Informe general del campo Llanito. Semestral. El centro, Santander ECOPETROL., Dic. 2001
- Evaluación del Ensayo Piloto de Inyección de Agua Carbonatada del Campo Galán-San Silvestre. OJEDA, Yolanda.
- GONZÁLEZ, Ricardo; CHAPARRO, Carlos Humberto; ROJAS, César Augusto; LOBO, Adriano y CALDERÓN, José Ernesto. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. Bogotá D.C.: ECOPETROL S.A. Gerencia regional Magdalena Medio. Gerencia técnica de Producción. Departamento de Yacimientos y Producción, 2003.
- Informe Sobre el Cierre de la Inyección de Agua en el Campo Galán. GOMEZ, Roberto.
- MCCRAY, Arthur. Petroleum evaluations and economic decisions. Prentice Hall, 1975.
- PALEPU, Krishna; HEALY, Paul y BERNARD, Víctor. Análisis y valuación de negocios mediante estados financieros. Internacional Thomson Editores, 2002.

- PLAZAS, Sonia y RAMIREZ, John. Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el Campo Llanito. Tesis de grado UIS 2010.
- Proyecto Piloto de Inundación con Agua Campo Galán – Zona A. DELGADO, Fernando.
- RODRIGUEZ, Danissa y MENDEZ, Fabian. Evaluación económica del piloto de inyección cíclica de CO2 Campo Llanito de la gerencia regional del Magdalena Medio ECOPETROL S.A. Tesis de grado UIS 2009.
- ROJAS, Jorge Alberto. Evaluación de RPM de la empresa BJ Services para el pozo Llanito 117. Piedecuesta: ICP. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratoios UST. Laboratorios de Exploración y Producción, 2008.
- SACHICA, Jorge y AMAYA, Raúl. Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en los Campos Llanito, Gala; Galán de ECOPETROL S.A. Tesis de grado UIS 2010.