



**EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS DE LOS
YACIMIENTOS K1 Y T2 DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE
APIAY DE ECOPETROL S.A.**

JUAN SEBASTIAN REY SUAREZ

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

2014

**EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS DE LOS
YACIMIENTOS K1 Y T2 DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE
APIAY DE ECOPETROL S.A.**

JUAN SEBASTIAN REY SUAREZ

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Tutor UIS

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Msc. Ingeniero de Petróleos

Tutor Ecopetrol

JHONNY AUGUSTO CADENA DIAZ

Ingeniero de Petróleos

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

2014

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por acogerme en su lecho académico que ayudo a afianzar mis conocimientos durante el transcurso de la carrera.

A **ECOPETROL S.A.** por acogerme y permitirme compartir de las mejores experiencias junto a su personal capacitado.

Al ingeniero **FERNANDO ENRRIQUE CALVETE GONZALEZ** por su colaboración, paciencia y dedicacion a lo largo de la construcción de este trabajo, que conllevaron a la realización y cumplimiento de los objetivos planteados.

Al ingeniero **JHONNY AUGUSTO CADENA DIAZ** por acogerme en la coordinación de subsuelo más que como un jefe, como un guía y como un amigo, que a lo largo del tiempo transcurrido pudimos compartir experiencias enriquecedoras y productivas para mi futuro como profesional.

A los ingenieros **ANDREA BEATRIZ VALENCIA, JACOBO LOPEZ, LEONARDO DAVID** por los conocimientos y pautas dadas al mejoramiento del proyecto, además de todas las enseñanzas.

A todos los ingenieros de la Coordinación de subsuelo y del departamento de ingeniería de subsuelo y confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Apiay, los cuales me brindaron desde el principio su apoyo incondicional para la realización del proyecto.

DEDICATORIA

Primeramente a Dios, porque es el único ser incondicional y padre celestial que me permite triunfar para su gloria.

A mi madre Gloria Luz Suarez, por ser esa persona maravillosa que me regalo la vida y la cual ha luchado desde mi primer suspiro para llegar al lugar donde hoy me encuentro.

A mi hermano Ivan Dario Rey, por ser esa persona que aparte de ser mi hermano, es mi gran amigo, la cual me llena de confianza y sabiduría en los momentos más difíciles y al cual le debo muchísimo.

A mi padre Benjamin Rey, por ser ese padre noble y buena gente que cualquier persona quisiera tener, con un apoyo incondicional a pesar de las adversidades.

A mis parceros del alma Diego, Sergi, Willie, Camilin por ser esos amigos que de verdad perduraran con el tiempo y que siempre estarán ahí para dar su mano sin ningún favor a cambio.

A todo el grupo de trabajo en la Superintendencia de Operaciones de Apiay por esa oportunidad de aprendizaje tan importante que me brindaron.

A todos mis profesores que durante la carrera procuraron transmitirme al máximo todos sus conocimientos para hacer de mí un excelente profesional.

A todas las personas que permitieron la realización de la práctica en Ecopetrol y que de otra manera permitieron hacer posible este sueño.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	15
ABSTRACT	16
INTRODUCCION	17
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA	19
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	19
1.3. RESEÑA HISTORICA	22
1.4. MODELO GEOLÓGICO	24
1.5. MODELO ESTRATIGRÁFICO	24
1.6. GEOLOGIA ESTRUCTURAL	25
1.7. MODELO SEDIMENTARIO	27
2. DAÑO DE FORMACION	29
2.1. EXPRESION MATEMATICA DEL DAÑO DE FORMACION	29
2.2. FACTORES QUE GENERAN EL DAÑO DE FORMACION	31
2.2.1. Depositaciones Inorgánicas	32
2.2.2. Migración de Finos, Hinchamiento y Dispersión de Arcillas.....	34
2.2.3. Depositación de Orgánicos	36
2.2.4. Bloqueo por Emulsiones	37
2.2.5. Cambio de mojabilidad.....	38
2.2.6. Acción Bacteriana	38
2.3. OCURRENCIA DEL DAÑO DE FORMACION	40
2.3.1. Durante la Perforación	40
2.3.2. Durante la Cementación	40
2.3.3. Durante la Terminación del Pozo	41
2.3.4. Durante los Trabajos de Completamiento.....	41
2.3.5. Durante el Proceso de Producción	41

3. ESTIMULACION DE POZOS Y PRODUCTIVIDAD	42
3.1. ESTIMULACION ACIDA	44
3.1.1. Lavado Acido	44
3.1.2. Acidificación Matricial.....	45
3.2. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	48
3.2.1. Mecanismo.....	49
3.2.2. Métodos de Fracturamiento Hidráulico	50
3.2.3. Mecánica de Fracturas.....	51
3.2.4. Candidatización de Pozos para Fracturamiento Hidráulico.....	54
3.2.5. Materiales	55
3.2.6. Consideraciones de Diseño	60
3.2.7. Consideraciones Operacionales	62
4. SELECCIÓN DE LOS POZOS	66
4.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	67
4.2. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS.....	68
4.2.1. Estado mecánico pozo 1	69
4.2.2. Estado mecánico pozo 2.....	72
4.2.3. Estado mecánico pozo 3.....	75
4.2.4. Estado mecánico pozo 4.....	78
4.2.5. Estado mecánico pozo 5.....	82
4.2.6. Estado mecánico pozo 6.....	85
4.2.7. Estado mecánico pozo 7.....	88
4.2.8. Estado mecánico pozo 8.....	91
5. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN	94
5.1. POZO 1.....	96
5.1.1. Análisis IPR Pozo 1	98
5.1.2. Análisis Curva de declinación del pozo 1	99
5.2. POZO 2.....	100
5.2.1. Análisis IPR del pozo 2	102
5.2.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 2.....	104
5.3. POZO 3.....	104

5.3.1. Análisis IPR Pozo 3	106
5.3.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 3.....	108
5.4. POZO 4.....	108
5.4.1. Análisis IPR Pozo 4	110
5.4.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 4.....	112
5.5. POZO 5.....	112
5.5.1. Análisis IPR Pozo 5	114
5.5.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 5.....	116
5.6. POZO 6.....	116
5.6.1. Análisis IPR pozo 6.....	118
5.6.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 6.....	120
5.7. POZO 7.....	120
5.7.1. Análisis IPR Pozo 7	122
5.7.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 7.....	124
5.8. POZO 8.....	125
5.8.1. Análisis IPR Pozo 8	126
5.8.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 8.....	128
5.9. ANALISIS DEL DAÑO Y DEL IP PROMEDIO	129
6. ANALISIS ECONOMICO.....	131
6.1. POZO 1.....	132
6.2. POZO 2.....	134
6.3. POZO 3.....	134
6.4. POZO 4.....	136
6.5. POZO 5.....	138
6.6. POZO 6.....	140
6.7. POZO 7.....	142
6.8. POZO 8.....	143

CONCLUSIONES.....146

RECOMENDACIONES.....148

BIBLIOGRAFIA.....149

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Geográfica de los Campos.....	20
Figura 2. Vista Panorámica de los Campos.....	20
Figura 3. Mapa de la distribución del bloque Apiay.....	21
Figura 4. Esquema del corte transversal de la cuenca de los llanos orientales.....	26
Figura 5. Esquema representativo del daño de formación en pozo.....	31
Figura 6. Acidificación en Areniscas.....	47
Figura 7. Esquema Representativo de una fractura (Vista Superior).....	49
Figura 8. Mecanismo del Cambio en el Patrón de Flujo.....	50
Figura 9. Stress Mínimo Horizontal (Shmin).....	54
Figura 10. Metodología Ecopetrol.....	55
Figura 11. Tipos de Arena.....	59
Figura 12. Configuración de Equipos en Superficie.....	65
Figura 13. Estado Mecánico Pozo 1.....	69
Figura 14. Estado Mecánico Pozo 2.....	72
Figura 15. Estado Mecánico Pozo 3.....	75
Figura 16. Estado Mecánico Pozo 4.....	78
Figura 17. Estado Mecánico Pozo 5.....	82
Figura 18. Estado Mecánico Pozo 6.....	85
Figura 19. Estado Mecánico Pozo 7.....	88
Figura 20. Estado Mecánico Pozo 8.....	91
Figura 21. Histórico de Producción Diaria Pozo 1.....	97
Figura 22. Histórico de Producción Acumulada Pozo 1.....	97
Figura 23. Curva IPR pozo 1 Antes del Fracturamiento Hidráulico.....	98
Figura 24. Curva IPR pozo 1 Después del Fracturamiento Hidráulico.....	99
Figura 25. Curva de Declinación del Pozo 1.....	100
Figura 26. Histórico de Producción Diaria Pozo 2.....	101
Figura 27. Histórico de Producción Acumulada Pozo 2.....	101
Figura 28. Curva IPR Pozo 2 antes del Fracturamiento Hidráulico.....	102
Figura 29. Curva IPR Pozo 2 Después del fracturamiento Hidráulico.....	103
Figura 30. Curva de Declinación Pozo 2.....	104
Figura 31. Histórico de Producción Diaria Pozo 3.....	105
Figura 32. Histórico de Producción Acumulada Pozo 3.....	105
Figura 33. Curva IPR Pozo 3 antes del Fracturamiento Hidráulico.....	106
Figura 34. Curva IPR Pozo 3 Después del Fracturamiento Hidráulico.....	107
Figura 35. Curva de Declinación Pozo 3.....	108
Figura 36. Histórico de Producción Diaria Pozo 4.....	109
Figura 37. Histórico de Producción Acumulada Pozo 4.....	109

Figura 38. Curva IPR Pozo 4 antes de la Estimulación Orgánico-Acida.....	110
Figura 39. Curva IPR Pozo 4 Después de la Estimulación Orgánico-Acida	111
Figura 40. Curva de Declinación Pozo 4.....	112
Figura 41. Histórico de Producción Diaria Pozo 5.....	113
Figura 42. Histórico de Producción Acumulada Pozo 5	113
Figura 43. Curva IPR Pozo 5 antes de la Estimulación Matricial	114
Figura 44. Curva IPR Pozo 5 Después de la Estimulación Matricial	115
Figura 45. Curva de Declinación Pozo 5.....	116
Figura 46. Histórico de Producción Diaria Pozo 6.....	117
Figura 47. Histórico de Producción Acumulada Pozo 6	117
Figura 48. Curva IPR Pozo 6 antes de la Estimulación Matricial	118
Figura 49. Curva IPR Pozo 6 Después de la Estimulación Matricial	119
Figura 50. Curva de Declinación Pozo 6.....	120
Figura 51. Histórico de Producción Diaria Pozo 7.....	121
Figura 52. Histórico de Producción Acumulada Pozo 7	121
Figura 53. Curva IPR Pozo 7 antes de la Estimulación Orgánico-Acida.....	122
Figura 54. Curva IPR Pozo 7 Después de la Estimulación Orgánico-Acida	123
Figura 55. Curva de Declinación Pozo 7.....	124
Figura 56. Histórico de Producción Diaria Pozo 8.....	125
Figura 57. Histórico de Producción Acumulada Pozo 8	126
Figura 58. Curva IPR Pozo 8 antes de la Estimulación Orgánico-Ácida.....	127
Figura 59. Curva IPR Pozo 8 Después de la Estimulación Orgánico-Ácida	128
Figura 60. Curva de Declinación Pozo 8.....	129
Figura 61. Grafica del Payback Pozo 1.....	133
Figura 62. Grafica del Payback Pozo 3.....	135
Figura 63. Grafica del Payback Pozo 4.....	137
Figura 64. Grafica del Payback Pozo 5.....	139
Figura 65. Grafica del Payback Pozo 6.....	141
Figura 66. Grafica del Payback Pozo 7.....	143
Figura 67. Grafica del Payback Pozo 8.....	144

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de Áreas para cada una de las Estructuras del Bloque Apiay	22
Tabla 2. El Daño de Formación Durante las diferentes Etapas en la Vida Útil de un pozo	30
Tabla 3. Parámetros en la Solubilidad de Minerales Formadores de Escamas	33
Tabla 4. Características Físicas de las Arcillas	36
Tabla 5. Operaciones Efectuadas en los Pozos	66
Tabla 6. Intervalos Cañoneados Pozo 1	70
Tabla 7. Herramientas en el Pozo 1	70
Tabla 8. Sarta de Producción pozo 1	71
Tabla 9. Sarta de Varillas Pozo 1	71
Tabla 10. Intervalos cañoneados Pozo 2	73
Tabla 11. Herramientas en el Pozo 2	73
Tabla 12. Unidad de Bombeo Pozo 2	74
Tabla 13. Sarta de Producción Pozo 2	74
Tabla 14. Intervalos Cañoneados Pozo 3	76
Tabla 15. Unidad de Bombeo Pozo 3	76
Tabla 16. Sarta de Producción Pozo 3	77
Tabla 17. Intervalos Cañoneados Pozo 4	79
Tabla 18. Unidad de Bombeo Pozo 4	79
Tabla 19. Herramientas en el Pozo 4	80
Tabla 20. Sarta de Producción Pozo 4	81
Tabla 21. Intervalos Cañoneados Pozo 5	83
Tabla 22. Unidad de Bombeo Pozo 5	83
Tabla 23. Sarta de Producción Pozo 5	84
Tabla 24. Intervalos Cañoneados Pozo 6	86
Tabla 25. Herramientas en el Pozo 6	86
Tabla 26. Unidad de Bombeo Pozo 6	86
Tabla 27. Sarta de Producción Pozo 7	87
Tabla 28. Intervalos Cañoneados Pozo 7	89
Tabla 29. Unidad de Bombeo Pozo 7	89
Tabla 30. Sarta de Producción Pozo 7	90
Tabla 31. Sarta de Varillas Pozo 7	90
Tabla 32. Intervalos Cañoneados Pozo 8	92
Tabla 33. Unidad de Bombeo Pozo 8	92
Tabla 34. Sarta de Producción Pozo 8	93

Tabla 35. Estimación por pozo del daño de formación e índice de productividad promedio.....	130
Tabla 36. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 1.....	133
Tabla 37. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 3.....	135
Tabla 38. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 4.....	137
Tabla 39. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 5.....	139
Tabla 40. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 6.....	140
Tabla 41. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 7.....	142
Tabla 42. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 8.....	144

TITULO: EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION EN POZOS DE LOS YACIMIENTOS K1 Y T2 DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE APIAY DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR: JUAN SEBASTIAN REY SUAREZ**

PALABRAS CLAVES: Estimulación Ácida, Estimulación orgánica, Fracturamiento Hidráulico, Análisis Nodal, Curvas IPR, Campo Apiay, Campo Suria

RESUMEN

Gran parte de los trabajos de workover en el mundo están enfocados y muy relacionados a procesos de estimulación de pozos, los cuales tienen como objetivo principal remover o mitigar el daño de formación que pudo haber sido inducido durante la perforación, terminación, completamiento del pozo o durante su vida productiva.

Este documento tiene como objetivo evaluar la campaña de estimulación de pozos de la Superintendencia de Operaciones de Apiay de Ecopetrol S.A. del año 2013. Enfocándose básicamente en el análisis de su producción, es decir que tan efectivos fueron los trabajos de estimulación para la generación de petróleo incremental y a su vez generación de reservas probadas las cuales darán un estimado en dinero.

Igualmente se pueden encontrar conceptos básico de estimulación de pozos (Estimulación ácida, Matricial y Fracturamiento Hidráulico) y las técnicas que son empleadas en los campos, así como las distintas problemáticas que allí se presentan. Además de presentar los procedimientos usados para la determinación de la producción de los distintos pozos evaluados (Pruebas de producción, Registros PLT's, Sono-Log) y el análisis nodal pertinente para cada pozo el cual será un factor determinante para la evaluación.

Por otra parte se evalúa económicamente la viabilidad de los proyectos de manera individual, ya que cada trabajo genera ciertas condiciones especiales que hacen que se pague o no el trabajo de acuerdo a la cantidad de petróleo incremental obtenido. Obteniendo así veredictos de cada pozo y concluyendo sobre la efectividad de la campaña. Además de buscar establecer parámetros para las campañas futuras de la superintendencia en las cuales se eviten los problemas presentados y así hacer más exitosos los trabajos.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico-Química, Escuela De Ingeniería De Petróleos, Tutores: Fernando Enrique Calvete Gonzalez (UIS), Jhonny Augusto Cadena Diaz (Ecopetrol)

TITLE: EVALUATION OF STIMULATION JOBS IN WELLS OF THE RESERVOIRS K1 AND T2 OF APIAY OPERATIONS SUPERINTENDENCE OF ECOPETROL S.A.*

AUTOR: JUAN SEBASTIAN REY SUAREZ**

PALABRAS CLAVES: Acid Stimulation, Organic Stimulation, Hydraulic Fracturing, Nodal Analysis, IPR curves, Apiay Field, Suria Field.

ABSTRACT

Much of workover jobs in the world are focused and closely related to well stimulation processes, wich are aimed to remove or mitigate formation damage that may have been induced during the drilling, ending, completion of the well or during its life.

This project aims to assess the well stimulation campaign of the Apiay Operations Superintendence of Ecopetrol S.A of 2013. Focusing mainly on the analysis of their production, it means how effective was the stimulation job to generate incremental oil and in turn generation of proved reserves which give an estimate of money.

Also you can find basic concepts of well stimulation (acid stimulation, Hydraulic Fracturing and Matrix) and techniques that are employed in the fields, and the various problems that arise there. Besides presenting the procedures used for the determination of the production of individual wells evaluated (Well test, Production logging tests PLT's, Sono-Log) and relevant nodal analysis for each well in which will be a determining factor for the evaluation.

Moreover economically evaluates the viability of the projects individually, as each work creates special conditions that make it work or do not pay according to the amount of incremental oil produced. Thus obtaining verdicts from each well and concluding on the effectiveness of the campaign. Also seek to establish parameters for future campaigns in which the superintendence presented problems are avoided and thus make more successful work.

* Project Degree

** Faculty of Physic-Quemical Engineering. Petroleum Engineering School., Director: Fernando Enrique Calvete Gonzalez (UIS), Jhonny Augusto Cadena Diaz (Ecopetrol)

INTRODUCCION

Gran parte de los trabajos de workover en el mundo están enfocados y muy relacionados a procesos de estimulación de pozos, los cuales tienen como objetivo principal remover o mitigar el daño de formación que pudo haber sido inducido durante la perforación, terminación, completamiento del pozo o durante su vida productiva.

De igual manera al mitigar el daño de formación se evidencia una mejoría en el flujo de hidrocarburos desde el pozo hacia superficie, el cual está directamente relacionado, en la mayoría de las ocasiones, al número de trabajos realizados.

Dentro de los componentes del daño total en un pozo se encuentra el daño de formación; su reducción involucra la correcta caracterización del mismo. Su origen y la razón por la cual es causado; una vez se entiende el problema, se realiza la apropiada selección de los tratamientos de remoción necesarios, al igual que los tratamientos de inhibición requeridos para dar mayor longevidad a los tratamientos.

En el caso del daño de formación tal como en el de muchos otros males que afectan la productividad de los pozos, la prevención siempre será mejor que la remediación, sin embargo, existen diversas razones por las cuales esto no es siempre posible.

Para lograr los objetivos operacionales planteados se hace necesario como mínimo seguir una serie de pasos que a largo plazo se evidenciaran en el proceso:

- Estudio de los pozos para determinación del daño de formación por parte de ingeniería de yacimientos.
- Selección de la técnica más apropiada para remover el daño.
- Aplicación en campo de la técnica de estimulación planteada.
- Evaluación de resultados

En la etapa final correspondiente a la evaluación de los resultados, se hace un análisis minucioso de los pozos a los cuales se les aplico el tratamiento, con el fin de determinar qué tan exitosa fue la operación realizada. Este estudio post-operacional o post-trabajo corresponde al tema central de este proyecto.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA¹

1.1. CONTEXTO GENERAL DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY

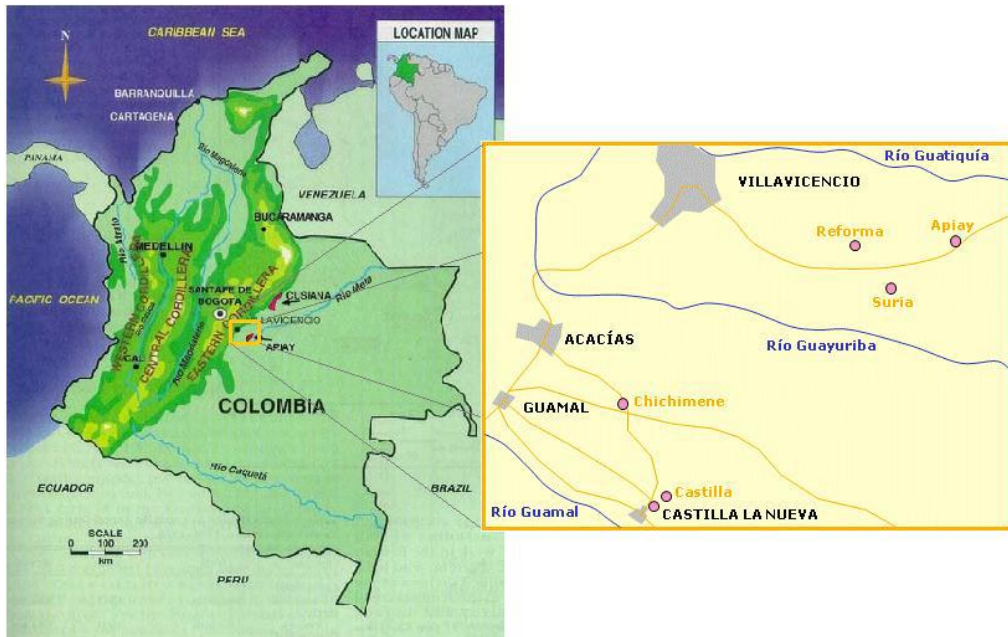
El 1° de agosto de 1989 la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, inició labores directas en la región de los Llanos Orientales de Colombia, con la Superintendencia de Operaciones Apiay en lo que hoy es la Estación de Recolección Apiay, explotando los pozos del campo recién descubierto en la vereda Quenane, a 32 kilómetros de Villavicencio. En el 2010 la Superintendencia de operaciones central se dividió conformando la SOA (superintendencia de operaciones Apiay) que comprende las estaciones Apiay, Suria y Reforma y las plantas de gas y asfalto, la SOC (superintendencia de operaciones Castilla-Chichimene) que comprende las estaciones Castilla I, Castilla II, Chichimene y Acacias y estas a su vez conforman la Gerencia Regional Central.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque Apiay se localiza en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta, 32 Km al SE de la ciudad de Villavicencio. Fisiográficamente es un área plana con alturas sobre el nivel del mar entre 180 y 350 metros, está limitado por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guaicaramo al oeste; el paleoalto de Cumaral al norte, y la serranía de la Macarena al sur, definiendo un área aproximada de 30000 km².

¹ Informe Técnico, Histórico de Producción SOA, ECP 2012

Figura 1. Ubicación Geográfica de los Campos.



Fuente: Ecopetrol S.A.

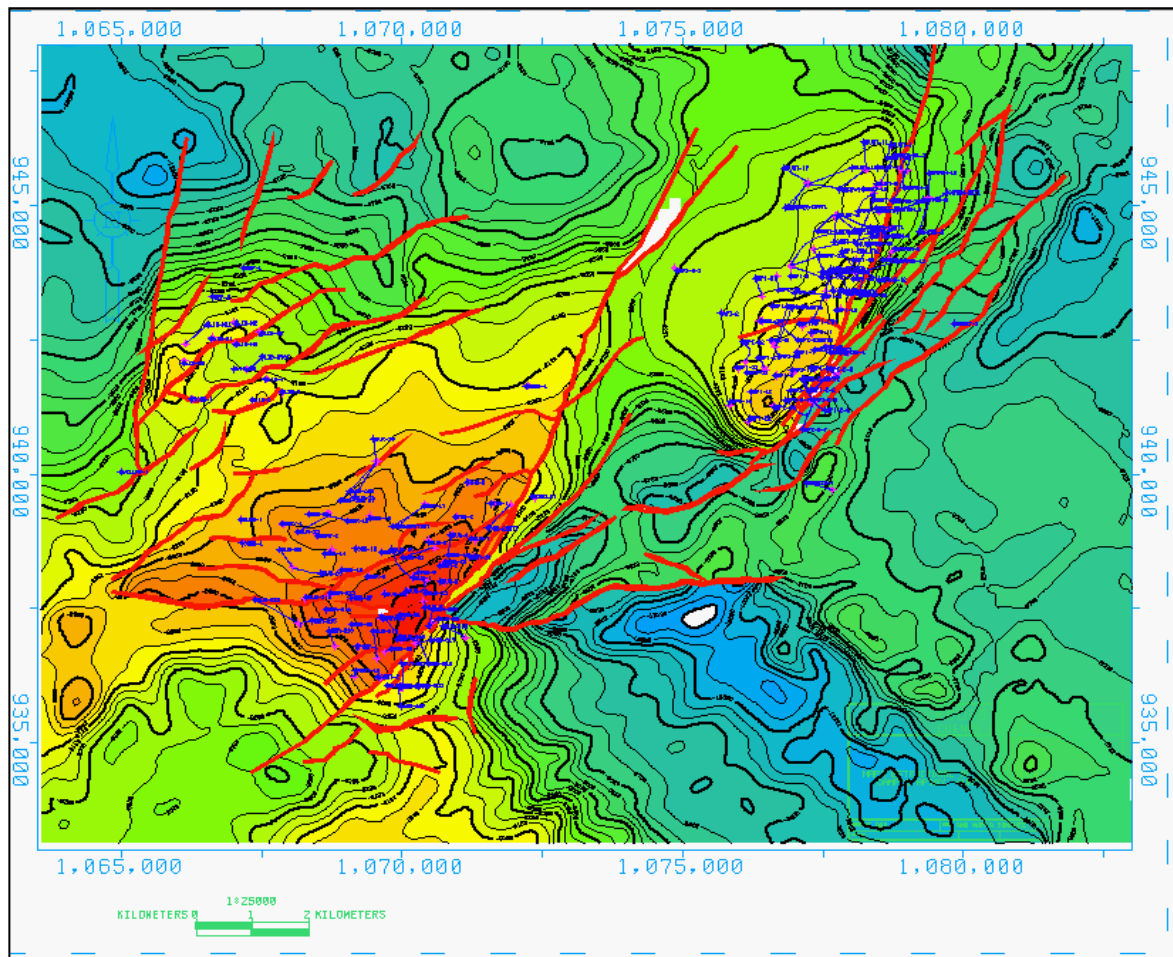
Figura 2. Vista Panorámica de los Campos.



Fuente: Ecopetrol S.A.

El bloque Apiay-Ariari está constituido por tres estructuras principales: Apiay, Suria, Pachiaquiario y Libertad-Reforma. La Figura 3 muestra las áreas que conforman cada una de estas estructuras. La Tabla 1 muestra la distribución de áreas para cada una de las estructuras.

Figura 3. Mapa de la distribución del bloque Apiay



Fuente: Ecopetrol S.A.

La producción generada por sus pozos activos se concentra en el Complejo Industrial Apiay, conformado por tres estaciones de recolección (Estación Libertad, Estación Apiay y Estación Suria) una estación de bombeo, una planta de gas y una refinería de asfalto, ACPM y bencina.

Tabla 1. Distribución de Áreas para cada una de las Estructuras del Bloque Apiay

ESTRUCTURA	AREA
APIAY	APIAY
	APIAY ESTE
	GUATIQUIA
	GAVAN
	OCOA
	QUENANE
	AUSTRAL
SURIA	SURIA
	SURIA SUR
	SAURIO
	TANANE
	GUAYURIBA
	POMPEYA
REFORMA	LIBERTAD
	LIBERTAD-NORTE
	REFORMA
PACHIAQUIARO	PACHIAQUIARO

Fuente: Ecopetrol S.A.

1.3. RESEÑA HISTORICA

El descubrimiento por parte de ECOPETROL de las estructuras en el Bloque Apiay-Ariari comenzó en el Campo Apiay en 1981 con la perforación del pozo Apiay-1, con una producción inicial de 1700 BOPD de la unidad K2 con aceite de 21.7 °API. En 1984 se perforó el pozo Guayuriba-1 cerca del área de Suria, el cual probó aceite de 32° API de la Unidad K1 Inferior.

En 1985 fue descubierto el campo Suria con la perforación del pozo Suria-1, el cual produjo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 32 °API.

En 1986 se descubre otras estructuras pequeñas al occidente del bloque cuando se perforaron el pozo Libertad-1 el cual produjo de la Unidad K1 mostrando petróleo de 34 y 45 °API respectivamente y el pozo Reforma-1 el cual probó petróleo de la Unidad K1 mostrando petróleo de 40 y 49 °API respectivamente, al siguiente año 1987 se perforan dos pozos para probar otras estructuras pequeñas al Norte de Libertad, el pozo Libertad Norte-1 el cual probó petróleo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 32 y 34 °API respectivamente, y el pozo Reforma-2, el cual probó petróleo de la Unidad K1 mostrando petróleo de 27 °API.

En 1993 Ecopetrol adquirió un volumen de información sísmica 3D, en los campos de Apiay, Suria, Reforma y La Libertad. El trabajo realizado fue enfocado a refinar el modelo estructural.

Durante 20 años fue desarrollada la unidad K2 en estos campos (a excepción de algunos pozos en Suria donde se producía el K1 y K2 conjuntamente en flujo natural por una sarta dual, debido a que se favorecía producir de esta forma por tener un petróleo de 34 °API y presiones originales de 4300 PSI en ambas unidades). Actualmente la unidad K2 ha sido altamente drenada con factores de recobro por encima del 50% y el desarrollo actual del bloque se enfoca a la Unidad K1-inferior (factores de recobro entre el 5 el 26%).

Actualmente en el bloque se han perforado 177 pozos distribuidos así: Área Apiay (87 pozos constituidos por los campos Apiay, Apiay Este, Gavan y Guatiquia): Campo Apiay constituidos por 42 pozos; Campo Apiay Este: 9 pozos; Campo Gavan: 13 pozos; Campo Guatiquia: 22 pozos; y el pozo Apiay West 1; Área Suria (75 pozos constituidos por los campos Suria, Suria Sur, Tanane, Austral, Guayuriba) Campo Suria: 35 pozos; Campo Suria Sur: 27 pozos; Campo Tanane:

3 pozos; Campo Austral: 3 pozos; Campo Guayuriba: 2 pozos y los pozos Dino-1, Saurio-1, Quenane-1, Pompeya-1, Ocoa-1; Área Libertad (15 pozos constituidos por los campos Libertad (3), Libertad Norte (8), Reforma (2) y los pozos Villavicencio-1 y Togo-1).

Los pozos perforados producen petróleo que varía desde los 21 °API hasta los 49 °API de las unidades K1 (Formación Guadalupe superior) y K2 (Formación Guadalupe masivo) del Cretáceo. En la Unidad T2 (Formación San Fernando) del Terciario hay producción de petróleo que varía de 9 hasta 16 °API. El promedio de producción del bloque es de 23000 BOPD. A pesar del acuífero activo, la mayoría de los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial (cavidades progresivas y bombeo electrosumergible).

1.4. MODELO GEOLÓGICO

La sección estratigráfica del Bloque se encuentra formada por rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el paleozoico hasta el Cuaternario. El espesor total de la columna litológica alcanza los 18.000 pies. Las rocas sedimentarias de edad Cretácea y Terciaria son los principales yacimientos en el área. Las formaciones productoras son: Guadalupe Masivo (Unidad K2), Guadalupe Superior (Unidad K1), San Fernando (Unidad T1 y T2).

1.5. MODELO ESTRATIGRÁFICO

Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la Formación Guadalupe superior (Unidad K1) de las de la Formación San Fernando (Unidad T2). Con la poca información que se dispone de corazones, la descripción de muestras y el comportamiento de los gases durante la perforación de los pozos y la respuesta de registros eléctricos, esta unidad corresponde a una secuencia masiva de areniscas

cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, conglomeráticas hacia la base, de secuencias grano decrecientes e intercaladas hacia el tope con delgadas capas de lutitas y limolitas.

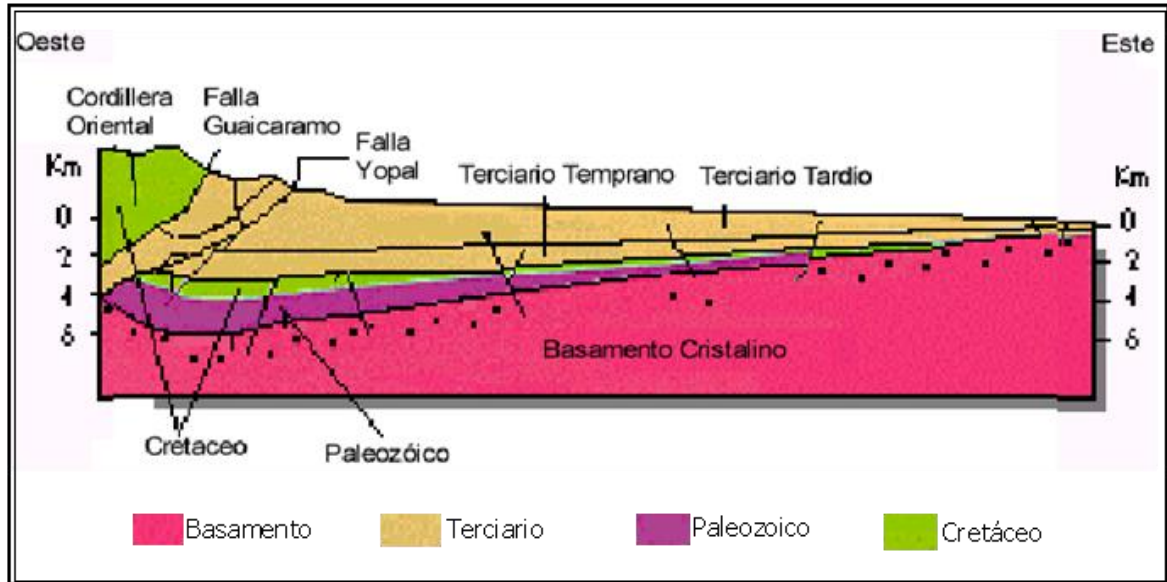
La respuesta eléctrica en los campos Apiay, Suria y Libertad-Reforma es muy parecida, donde se correlacionan los pozos Apiay-4, Suria Sur-13 y Reforma-1. En esta se puede observar las dos zonas litoestratigráficas (superior e inferior) en las que fue dividida la Unidad T2 para este trabajo, adicionalmente se puede ver como los mayores espesores de la unidad T2 se encuentran en los campos de Libertad-Reforma y los menores espesores se encuentran en el Campo Apiay esto debido a una serie de fallas y discordancias locales.

La Unidad superior es un cambio transaccional desde la suprayacente Unidad E4 (Lutitas) y está compuesta de intercalaciones de lutitas, limolitas y areniscas de grano muy fino con pobres manifestaciones de petróleo, en la unidad inferior se resalta la forma cilíndrica de las areniscas con importantes manifestaciones de hidrocarburos y hacia la base de esta aparece un importante nivel conglomerático. El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope del T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente transicional entre lutita, limolita y arenisca.

1.6. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Los campos de Apiay y Suria presentan estructuras semidómicas, dómicas y anticlinales respectivamente, asociadas a un fallamiento inverso y normal (ver Figura 3).

Figura 4. Esquema del corte transversal de la cuenca de los llanos orientales



Fuente: Ecopetrol

La estructura que forma la cuenca de los llanos es el resultado de los procesos tectónicos que han afectado el noroccidente suramericano. En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo tectónico dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zona de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos.

Las zonas de falla en el área, presentan una tendencia N50°E. Generalmente se componen de numerosas fracturas de poco desplazamiento vertical y por lo tanto de muy baja resolución sísmica. Los ejes principales de los pliegues son paralelos a la dirección de las fallas inversas y están alineados en dirección N30°E aproximadamente. Estas fallas inversas limitan los campos Apiay y Suria. El Bloque Apiay-Ariari hace parte de la subcuenca Apiay-Ariari de la Cuenca Llanos.

Con base en la información de registros, los pocos corazones de la Unidad T2 y el conocimiento que se tiene de esta formación en la cuenca de los Llanos su ambiente se interpretó como: “deposicionalmente corresponde a areniscas

fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas y limolitas de llanura de inundación”. Esta interpretación junto con las electrofacies, relación arena/arcilla y registros de imágenes microresistivas fueron usados para elaborar los mapas de facies de cada unidad litoestratigráfica de la Unidad T2 y de esta forma definir la geometría de los canales.

1.7. MODELO SEDIMENTARIO

A continuación se describen los ambientes y sub ambientes determinados a partir de la información de pozo para las unidades K2, K1 y T2 respectivamente. La Unidad K2 se depositó en un ambiente continental a transicional, más específicamente en una planicie deltaica superior dominada por corrientes fluviales, lugar donde prevalecieron los depósitos de corrientes entrecruzadas y en menor proporción sedimentos de llanura aluvial y de pantano. Estos resultados se confirman con los ambientes propuestos durante la evaluación palinologica (Apiay 10), no se descarta una ligera influencia mareal que se hace evidente en algunos corazones observados.

La Unidad operacional K1 está constituida por las unidades K1-3 y K1-2, representadas litológicamente por una intercalación de areniscas y arcillolita en su parte basal (Unidad K1-3) y shale con pequeños cuerpos de arenisca y limolita hacia el techo (Unidad K1-2). En términos generales, la unidad K1-3 se depositó dentro de una planicie deltaica inferior dominada por corrientes fluviales, lo que permitió desarrollar depósitos de canales distributarios, “crevassesplays”, “natural levee”, marismas y pantanos; los cuales se lograron definir mediante la asociación de litofacies que se observan en los corazones recuperados. Ligeras evidencias de bioturbación y otras características, hacen pensar que se presentaron cortos lapsos de tiempo en los cuales existió una influencia mareal.

Algunas evaluaciones palinológicas de esta unidad proponen un ambiente transicional litoral (Apiay-11) y continental con influencia mareal (Apiay-2) confirmando la existencia de dichos ambientes. La unidad K1-2 fue depositada dentro de una planicie deltaica subacuosa, cuya condición esencial es la baja energía de las aguas, que permite confirmar depósitos por suspensión, en los cuales se incluyen sub ambientes de rellenos de bahía y pro-deltas, representados por el Shale Apiay. Mientras intercalaciones menores de areniscas y limolitas hacen parte de sub-ambientes “mouth bar” (barras de boca de canal). Resultados sugeridos en las valoraciones palinológicas, las cuales proponen un ambiente litoral marino somero (Apiay-14), permiten confirmar esta idea.

La unidad T2 se depositó en un sistema fluvial de sedimentación que varía de facies continentales a estuarias en sentido Sureste-Noroeste. En la parte proximal (centro y Sureste de la Subcuenca) los depósitos son de carácter continental y representan un conjunto de sedimentos de canales entrecruzados asociados o interestratificados en menor proporción con sedimentos de llanura aluvial y de pantano. En la zona distal (Noreste de la subcuenca), se presentan ambientes estuarinos de canales entrecruzados a meandricos con influencia mareal, llanuras supramareales y llanuras intramareales. El modelo geológico detallado para el campo Apiay se encuentra en proceso de elaboración e involucrara de forma similar procesos de interpretación, análisis y procesamiento de los datos sísmicos y geológicos que permitan entender la arquitectura de los yacimientos T2, K1 Inferior y K2. Mientras este proceso es llevado a cabo, los volúmenes de hidrocarburos fueron estimados usando la interpretación sísmica de Calderón (2002). El modelo para el área de Apiay fue generado a partir de la interpretación sísmica realizada por Nelson Rojas (2010), así como los datos petrofísicos derivados de análisis básicos de núcleos y la interpretación de registros eléctricos y el modelo petrofísico realizado por Yepes, N. (2012).²

² Informe Técnico Ingeniería de Yacimientos, ECP 2012

2. DAÑO DE FORMACION

El daño de formación es una reducción en la permeabilidad original de la Formación. La magnitud de un daño de formación generalmente se representa con la letra S (skin effect). Aunque también puede ser definido como cualquier proceso que lleva a la reducción de la tasa de producción o inyección de un pozo, en general se presenta en la vecindad o borde del pozo.

2.1. EXPRESION MATEMATICA DEL DAÑO DE FORMACION

Craft y Hawkins³ (1959) fueron los primeros en relacionar el factor de daño de formación con la permeabilidad de la zona dañada y el radio de daño en una expresión matemática de la siguiente forma:

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Dónde:

S: Factor de daño.

K: Permeabilidad media de la formación.

Ks: Permeabilidad media de la zona alterada.

rw: Radio de la cara del pozo (wellbore).

rs: Radio de la zona afectada, desde el centro del pozo al extremo del daño.

³GOLAN Michael And WHITSON H Curtis, Well Performance, Second Edition 1991 pág. 242.

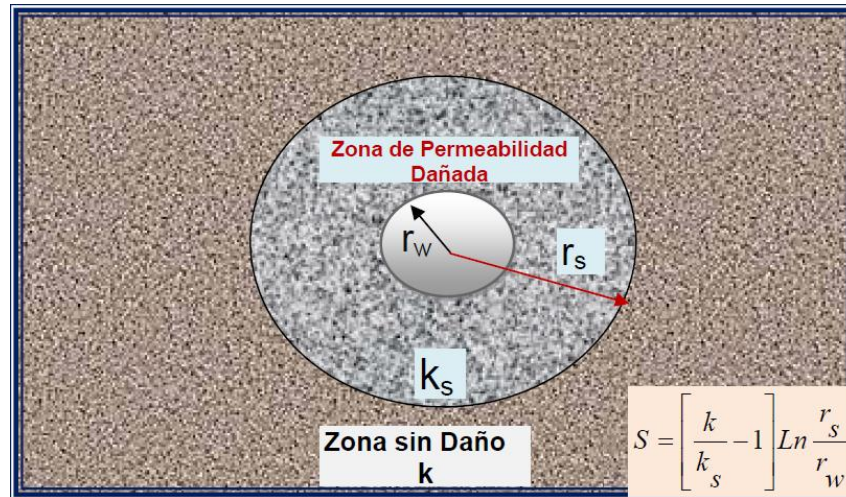
El daño a la formación se modela mediante la adición de un “factor skin” para condiciones teóricas o ideales. Sin embargo, el factor skin es verdaderamente un factor estimado que incluye una gran cantidad de diferentes procesos, incluyendo daño a la formación, pero también daño al pozo. Un skin positivo indica algún daño, mientras un skin negativo indica una mejora en producción típicamente debido a estimulación del pozo (por ejemplo, fracturamiento, acidificación). El daño de formación también está asociado con las diferentes etapas durante la vida útil de un pozo.

Tabla 2. El Daño de Formación Durante las diferentes Etapas en la Vida Útil de un pozo

POZOS NUEVOS	POZOS VIEJOS	POZOS INYECTORES
Invasión de fluidos y/o sólidos	Deposición de Scale y Corrosión	Deposición de Scale y Corrosión
Sólidos del lodo	Bloqueos por agua y emulsiones	Hinchamiento de Arcillas
filtrado del lodo	Materiales Paranínicos y Asfálténicos	Aceite, Fuego, Hidrocarburos
Sólidos del cemento	Hinchamiento y Migración de Arcillas	Sólidos no Filtrados
Filtrado del cemento		Torta de filtrado de lodo

Fuente: Ruben Castillo, Ecopetrol

Figura 5. Esquema representativo del daño de formación en pozo



Fuente: Adaptado de, GOLAN Michael And WHITSON H Curtis, Well Performance, Second Edition 1991 pág 242

2.2. FACTORES QUE GENERAN EL DAÑO DE FORMACION

El daño de formación es típicamente categorizado por el mecanismo de su generación ya sea de manera natural o de manera inducida. Los daños naturales son los que ocurren inicialmente como resultado de la producción del fluido del yacimiento.

El daño inducido se da como resultado de operaciones externas que fueron efectuadas sobre el pozo tal como la perforación, el completamiento, mantenimiento, tratamientos de estimulación u operaciones de inyección.

Además, algunas operaciones de completamiento de pozo, daños inducidos o problemas de diseño pueden desencadenar mecanismos de daño naturales.

2.2.1. Depositaciones Inorgánicas

La depositación de escamas sucede ya sea cuando se da un cambio en las condiciones ambientales (temperatura, presión, pH, presión parcial del gas) durante la mezcla de soluciones incompatibles.

Los cationes que frecuentemente se producen en aguas de formación y que pueden causar problemas son calcio (Ca), estroncio (Sr), bario (Ba), y hierro (Fe).

Las escamas más comunes son carbonato de calcio (principalmente calcita), y sulfatos de calcio (yeso $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ y anhidrita CaSO_4). Un compuesto particularmente dañino o peligroso es el sulfato de bario (BaSO_4) porque es muy insoluble.

El sulfato de estroncio (SrSO_4) es también insoluble pero a un menor grado. El bario y el estroncio también pueden co-precipitar con el calcio para formar principalmente una solución cálcica de carbonato. La sílice, el fluoruro de calcio, y los fosfatos podrían también obstaculizar las operaciones.

Los parámetros de impacto sobre la solubilidad de los minerales formadores de escamas se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros en la Solubilidad de Minerales Formadores de Escamas

	Incremento de Temperatura	Incremento de presión	Incremento de Salinidad	Incremento de pH	Incremento de Pco2
Calcita	Disminuye	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta pero menos pronunciado a medida que la temperatura aumenta.
Yeso	Aumenta hasta 38°C luego disminuye ligeramente	Aumenta	Aumenta hasta 150 g/L	Ninguno	Ninguno
Barita	Aumenta hasta 100°C	Aumenta	Aumenta	Ninguno	Ninguno
Celestita	Disminuye	Aumenta	Aumenta hasta 175 g/L	Ninguno	Ninguno
Sílice	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Ninguno	Ninguno

Fuente: Please Pass the Salt: Using Oil Fields for the Disposal of concentrate from Desalination Plants, 2005

2.2.2. Migración de Finos, Hinchamiento y Dispersión de Arcillas

Las partículas finas, llamadas finos, podrían generar problemas en la inyección y en la producción de los pozos. Tres orígenes diferentes para los finos se han sugerido. Podrían originarse dentro de la formación y ser movilizados por procesos físicos o químicos. Podrían ser inyectados con la corriente del agua (sólidos suspendidos), y, finalmente, podrían aparecer dentro de la formación como partículas con flotación libre resultantes del material precipitado en el agua en conjunto. La segunda y tercer categorías pueden ser tratadas con el uso apropiado de la gestión operacional.

La primera categoría, finos de la formación, es más problemática, aunque también existen soluciones operacionales para reducir su impacto. Numerosos experimentos y estudios de campo han demostrado que una reducción significativa en la permeabilidad puede ocurrir cuando se inyecta un fluido de una naturaleza diferente a la de la formación. Esto es porque los finos de la formación están normalmente sujetos a las paredes de grano más grandes. Un cambio en el ambiente químico puede modificar el vínculo entre los finos y los granos más grandes o deflocularlos y hacerlos mover y entonces volverlos inmóviles en las gargantas porales. Otra manera de taponar los poros es por finos de naturaleza arcillosa; su naturaleza mineralógica es variable.

Si los finos no arcillosos de origen diverso actúan principalmente de una manera mecánica cerrando las gargantas porales cuando son puestos en movimiento, el movimiento de arcillas en la formación resulta de causas más complejas porque también implica interacciones químicas entre el mineral de arcilla y el agua en conjunto.

Los minerales de arcilla, especialmente montmorillonitas/esmectitas tienen la capacidad de intercambiar iones con los alrededores del agua.

En una formación primitiva en el equilibrio termodinámico, la mayoría de las partículas de arcilla son adheridas a partículas más grandes y son unidos en grupos o en láminas. También pueden agarrar otras partículas en una red flexible.

Un cambio en las condiciones ambientales arrojarán a los minerales de arcilla hacia un nuevo equilibrio, el cual puede incluir de floculación, también llamada dispersión, de las masas de arcilla. Un cambio en las condiciones ambientales también puede provocar hinchamiento de las láminas de arcilla y subsecuentemente el cierre de las gargantas de los poros.

Este último efecto es, sin embargo, reconocido ahora como secundario en la mayoría de los casos⁴. Los minerales de la familia arcillas puede ser categorizados en cinco grupos principales: esmectitas, vermiculitas, cloritas, illitas, y caolinitas⁵.

Todas ellas comparten una estructura cristalográfica como de láminas. Una capa primaria de mineral de arcilla está hecha ya sea de tetraedros de silicio u octaedros de aluminio con átomos de oxígeno en los ángulos. La tabla 4 presenta las características físicas de los minerales arcillas.

⁴Sharma, M. M., Yortsos, Y. C., and Handy, L. L., "Release and Deposition of Clays in Sandstones," SPE 13562, 1985.

⁵ Brady, N.C. 1990. The nature and properties of soils. 10th edition. Macmillan Publishing Co., New York, NY.

Tabla 4.Características Físicas de las Arcillas

Arcilla	CEC	Expansión	Reactividad	Causas para Daño a la Formación
Caolinita	Muy Baja	Ninguna	Baja	Migración de Finos
Illita	Baja	Ninguna	Baja	Migración de Finos
Clorita	Baja	Ninguna	Baja	Migración de Finos
Vermiculita	Muy Alta	Alta	Alta	Hinchamiento, defloculación
Esmectita	Alta	Alta	Alta	Hinchamiento, defloculación

- CEC: Capacidad de intercambio iónico
- Expansión de capas mezcladas de arcilla
- Reacción con los minerales de arcilla

Fuente: Please Pass the Salt: Using Oil Fields for the Disposal of Concentrate from Desalination Plants.

2.2.3. Depositación de Orgánicos

El petróleo crudo tiene la capacidad de depositar dos tipos de sólidos orgánicos durante la producción o transporte, los cuales son las parafinas y los asfaltenos, por lo general son depósitos blandos de color negro, que por lo general se les encuentra juntos como parte de un mismo depósito.

Es muy importante diferenciarlos o conocer su porcentaje dentro del depósito a remover, dado que el tratamiento que aplica para las parafinas no es necesariamente el mismo que aplica para asfaltenos y este tipo de inconsistencias hace que los tratamientos de remoción sean fallidos, o aún pueden llevar a un daño mayor al inicial. Con el objeto de entender mejor la naturaleza de este tipo de daño, es necesario recordarlos componentes básicos del crudo, los cuales determinan la forma como este reacciona frente a los cambios en presión y/o temperatura. Las propiedades fisicoquímicas de estos componentes están controladas principalmente por su estructura molecular, de ese modo se clasifican en: Parafinas, Aromáticos y Bitumen.

Los depósitos orgánicos reducen la permeabilidad porque taponan los poros o porque fomentan una mojabilidad de la roca al petróleo. El taponamiento con depósitos orgánicos se origina también al inyectar crudo de los tanques de almacenamiento a la formación. Algunas areniscas que producen petróleo asfáltico de baja gravedad API son más susceptibles al daño por cambio de mojabilidad, bloqueo por emulsión o bloqueo por agua. Para aquellos casos en los cuales se tiene una emulsión, los asfaltenos liberados pueden migrar hacia la interface agua-petróleo y estabilizar aún más las emulsiones. La mezcla de líneas de crudo asfáltico y liviano puede también generar la precipitación de asfaltenos.

2.2.4. Bloqueo por Emulsiones

El bloqueo por agua puede causar un incremento en la saturación de agua en yacimientos de permeabilidad baja a media. El bloqueo por agua se define como una disminución de la permeabilidad relativa al aceite debida a altas presiones capilares resultantes de la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Esto ocurre cuando el agua es atrapada dentro de los poros de una formación de permeabilidad baja a moderada.

El incremento de saturación en la cara del pozo se debe a la invasión de filtrados, canalización, o conificación del agua deformación. Las presiones capilares promueven el desplazamiento del aceite mediante un filtrado acuoso pero se opone al desplazamiento del filtrado por el retorno de aceite.

2.2.5. Cambio de mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la medida con la cual un fluido preferencialmente se adhiere a la superficie. El agua connata preferencialmente se adhiere a las superficies de la roca. El cambio de mojabilidad puede ocurrir por la invasión del filtrado de la perforación o completamiento, que contenga agentes tenso-activos inadecuados. La mayoría de surfactantes catiónicos tienden a mojar por aceite las formaciones de areniscas y a mojar por agua las formaciones de carbonato; los surfactantes aniónicos, lo contrario.

2.2.6. Acción Bacteriana

Los principales portadores de bacterias son los fluidos de fracturamiento, agua de inyección, fluidos de perforación y completamiento, y filtrado del cemento, siendo la de mayor fuente de bacterias los fluidos de fracturamiento base agua. Las colonias de bacterias pueden adaptarse a sí mismas a numerosas condiciones. El aceite de yacimiento puede servir como fuente de energía y acelerar su adaptación al ambiente de yacimiento.

Aunque estas bacterias son extremadamente pequeñas (1 a 3 micrones), el gran número de bacterias presentes en un fluido puede causar problemas de taponamiento en los pozos. Los peores problemas resultan de los subproductos o procesos químicos de ciertos organismos.

La mayoría de aguas de campos petroleros contienen ya sea bacterias aerobias o anaerobias. Algunas de estas bacterias causantes de problemas son:

- Bacterias sulfato-reductoras
- Bacterias formadoras de limo
- Bacterias del hierro.

Prevención de Bacterias

Puede prevenirse en su fuente mediante el tratamiento de los fluidos portadores con cualquiera de varios bactericidas comercialmente disponibles. El examen microbiológico de los fluidos producidos y los fluidos de tratamiento puede ser usado para determinar si es necesario un bactericida.

Usualmente, un tratamiento que consiste de un galón de bactericida por mil galones de fluido (0.1% en volumen) es suficiente para matar todas las bacterias dentro de un fluido en un tiempo muy corto.

Si no se usa un bactericida en los fluidos de pozos, puede ocurrir daño severo y una vez el yacimiento es contaminado, es casi imposible tratar satisfactoriamente la remoción de las bacterias. Un yacimiento entero puede contaminarse poco después de que un pozo en el área sea fracturado con agua que contiene bacterias sulfato-reductoras, a medida que las bacterias son llevadas grandes distancias hacia el yacimiento. Las bacterias pueden multiplicarse en un tiempo mínimo con la temperatura y una fuente fácilmente disponible de energía disponible en la forma de hidrocarburo.

2.3. OCURRENCIA DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño puede ocurrir durante la perforación del pozo, durante los trabajos de terminación (cañoneos, cementaciones, estimulaciones, control del pozo), durante los trabajos de completamiento (cañoneos, recañoneos, limpieza de arenas, cementaciones, estimulaciones, control del pozo), durante procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas), durante procesos de recobro mejorado (inyección de polímeros, surfactantes, CO₂, etc.) y por el simple hecho de producir el pozo (precipitación de orgánicos e inorgánicos, movimiento de finos).

2.3.1. Durante la Perforación

El lodo de perforación y su filtrado son agentes de daño de formación cuando se perfora un pozo. Los sólidos presentes en el lodo de perforación pueden taponar el sistema poral del yacimiento en las cercanías del pozo. El filtrado del lodo puede reaccionar con los minerales de la formación, causando migración de finos y mezclarse con el crudo de las formaciones para generar emulsiones que originan daño de formación.

2.3.2. Durante la Cementación

Los filtrados del cemento son alcalinos, condición que puede originar la dispersión de minerales presentes en la composición de las rocas. También puede reaccionar con las aguas de formación y formar precipitados que dañan la permeabilidad del yacimiento.

2.3.3. Durante la Terminación del Pozo

Las salmueras utilizadas para el control del pozo durante los trabajos de cañoneos, efectuados en las operaciones de terminación, pueden generar emulsiones o bloqueos por agua de la formación, también pueden desestabilizar los finos de la formación productora y generar daños de formación. Las salmueras pueden penetrar en el yacimiento cuando la columna hidrostática del pozo es superior a la presión de yacimiento. Los trabajos de cementaciones correctivas pueden forzar al filtrado del cemento dentro del yacimiento y causar daño de formación, como se describe anteriormente. Algunos fluidos de estimulación (ácidos, fluidos de fracturamiento) pueden reaccionar con la mineralogía de la formación, el crudo y las salmueras del yacimiento, induciendo precipitados e inestabilidad (migración) de las arcillas.

2.3.4. Durante los Trabajos de Completamiento

Por trabajo de completamiento se entiende cualquier tipo de trabajo que se ejecute después de la terminación del pozo. Igual que en la terminación del pozo, durante los trabajos de completamiento se pueden utilizar salmueras que pueden originar daños similares a los que se mencionaron con anterioridad. Si se utiliza aceite como fluido de completamiento, puede reaccionar con el crudo presente en la formación y generar precipitados de material orgánico. Este fenómeno ocurre principalmente cuando se mezclan crudos asfálticos con crudos parafínicos. Trabajos de estimulación que se efectúen en los trabajos de completamiento, pueden generar los daños de formación descritos anteriormente.

2.3.5. Durante el Proceso de Producción

Cuando un pozo produce y el yacimiento es de gas en solución, la presión tiende a disminuir y se pierden componentes volátiles, lo cual produce un desequilibrio que origina la precipitación de material orgánico dentro del yacimiento (parafinas y/o

asfaltenos), como se ha afirmado anteriormente se produce entonces daño de formación. Producir un pozo por encima de la tasa crítica de producción (tasa a la cual migran los finos) puede originar un daño por taponamiento del yacimiento. En la vida productiva de un pozo también se puede precipitar material inorgánico (CaCO₃), por el desequilibrio térmico que se produce en el yacimiento, lo cual hace que los iones presentes en las aguas de formación pierdan solubilidad.

3. ESTIMULACION DE POZOS Y PRODUCTIVIDAD⁶

Cuando nos referimos a tratamientos de estimulación en la industria petrolera hacemos mención a una técnica que de cierto modo es antigua y muy usada en el mundo. Básicamente son un Conjunto de métodos y técnicas para remover los efectos del daño de formación o para mejorar el flujo de hidrocarburos de la formación al pozo, es decir, practicas utilizadas para mejorar la productividad o inyectividad de los pozos.

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 inversión.

⁶ Rodriguez, Eusebio, Italo, Jorge, Castillo, Ruben, Procesos Eficientes para Estimulación de pozos Nivel Basico, Curso ECP 2011

La producción de los pozos es determinada por la caída de presión que ocurre a lo largo de los diversos componentes del sistema de producción, desde el límite del radio de drenaje del pozo hasta el separador en superficie. Se realiza un énfasis en el análisis de los factores que afectan la caída de presión desde el límite del radio de drenaje hasta la salida de las perforaciones que comunican el yacimiento con el pozo (o la cara del hueco para los pozos completados bajo la modalidad de open hole) utilizando los términos IPR e Índice de Productividad para referirnos a los fenómenos que gobiernan esta caída de presión y el efecto que las estimulaciones (fracturamiento, matricial, entre otros) tienen sobre ella. Partiendo de la base que un buen tratamiento de estimulación es aquel que proporciona la producción, post-intervención que se predijo (más allá del paradigma que el buen trabajo es el que se ejecuta de acuerdo al programa elaborado), el acceso a data realmente representativa se convierte en el aspecto crítico para lograr la predictibilidad que se desea.

Con frecuencia los tratamientos no resultan en una total optimización de producción dado que los valores reales de algunas variables críticas han sido deficientemente determinado/valoradas. Variables como Permeabilidad Efectiva, Presión de Formación, Saturación de Fluidos, GOR, Presión de Fondo Fluyente, entre otras, son variables que tienen un gran impacto en el diseño de los tratamientos y en su respectivo pronóstico de producción.

Podemos clasificar las variables en tres categorías:

- Variables asociadas al sistema de producción.
- Variables para el diseño/ejecución del tratamiento de estimulación.
- Variables económicas

Como resumen, el proceso general para una correcta aplicación de un tratamiento de estimulación (fracturamiento o matricial) se compone de por las siguientes etapas:

1. Selección de candidatos.
2. Determinación del daño de formación.
3. Selección y diseño del tratamiento a ejecutar.
4. Ejecución del tratamiento.
5. Evaluación de tratamiento/Intervención.

3.1. ESTIMULACION ACIDA

Los ácidos tienen su utilidad en la estimulación de pozos por su eficacia en la disolución de minerales de la formación y también de materiales extraños a la misma, tales como lodos de inyección, arcillas y carbonatos que pueden haber sido introducidos durante las operaciones de perforación y el completamiento. De la eficacia en la disolución de esos minerales y materiales dependerá el incremento logrado en la productividad del pozo. 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.

3.1.1. Lavado Acido

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.

3.1.2. 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.

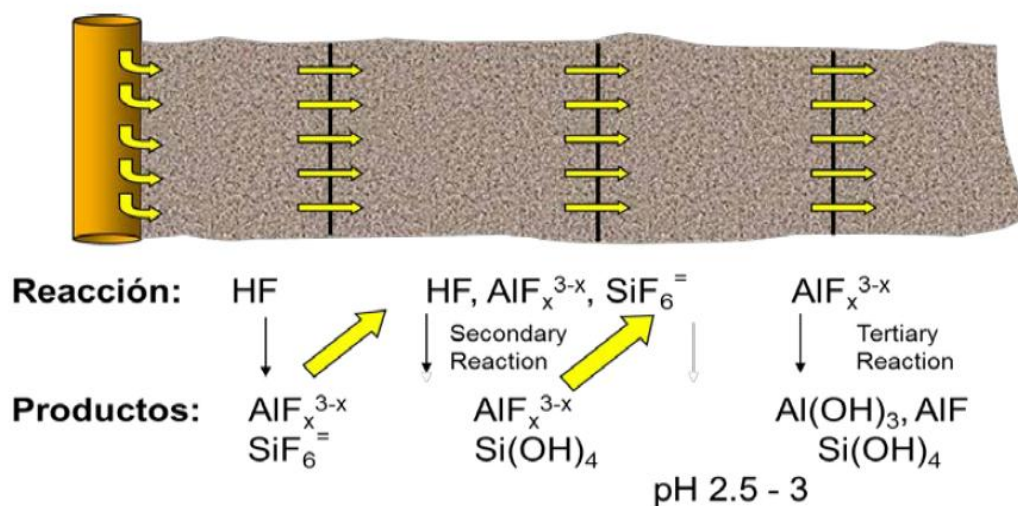
Es un tratamiento que ocurre alrededor de la cara del pozo (por los menos 1 metro de roca de diámetro alrededor del pozo es afectada). La estimulación matricial es preferida sobre el fracturamiento hidráulico cuando éste último puede originar un incremento de producción de fluidos no deseable (agua y/o gas), cuando la configuración mecánica del pozo no es capaz de manejar las presiones de tratamiento o cuando el objetivo de producción puede ser alcanzado removiendo o by-paseando el daño de formación. A nivel general, algunas referencias bibliográficas citan que los tratamientos matriciales (en todas sus modalidades) constituyen al menos el 50% de las operaciones de estimulación a nivel mundial. Resultados de alto impacto pueden ser alcanzados con la aplicación de tratamientos matriciales cuando dichas intervenciones son apropiadamente diseñadas precedidas por la correcta candidatización del pozo a estimular.

El entendimiento de los principios químicos y físicos básicos asociados al bombeo de fluidos reactivos en la matriz se hacen necesarios, teniendo en cuenta que la reacción de los fluidos de tratamientos con el yacimiento es tan importante como su reacción con el daño.

Para el caso de las estimulaciones ácidas en areniscas, los sistemas reactivos mayormente utilizados son mezclas con ácido fluorhídrico (HF) dentro de su composición dado la reactividad éste tiene al entrar en contacto con las arcillas y finos que generalmente hacen parte de la mineralogía del yacimiento. La selección de fluidos y tren de tratamiento se debe basar en mineralogía, mecanismo de daño, petrofísica y condiciones del pozo (estado mecánico, temperatura, entre otros). Una característica inherente a toda estimulación matricial son las reacciones químicas de los fluidos de tratamiento con el material generador del daño y los componentes de la roca. Una vez completado el primer ciclo de reacciones (por lo general, que son las deseadas para la remoción del daño) se generan una serie de reacciones entre los fluidos de tratamientos y los subproductos de las reacciones anteriores que dan origen a unas nuevas posibles fuentes de daño. Con el fin de minimizar la ocurrencia de estas reacciones secundarias, terciarias y subsiguientes (y por ende incrementar las posibilidades de éxito del tratamiento), en general un tratamiento en arenisca tiene la siguiente secuencia de bombeo:

- Limpieza de tubería.
- Preflujo, Solvente.
- Preflujo, Salmuera Inhibida (opcional).
- Preflujo ácido (HCL, Acético, entre otros).
- Tratamiento principal, HF.
- Post Flujo (Incluye aditivo para estabilización de finos).
- Desplazamiento.

Figura 6. Acidificación en Areniscas



Fuente: Schulumberger

Dentro del diseño de los sistemas ácidos se debe realizar una cuidadosa selección de los aditivos a utilizar. Por lo general todo sistema ácido tiene dentro de su composición: inhibidores de corrosión, controladores de hierro (secuestrante o reductor), agentes tensoactivos (surfactantes, solventes mutuales, demulsificantes, entre otros), controlador de finos y arcillas.

Adicional al diseño propio del tratamiento: sistemas a utilizar, tren de fluidos, metodología de colocación (divergencia); una correcta planificación del inmediato retorno del pozo (arranque) después del tratamiento se hace necesario para asegurar la obtención de resultados apropiados. Así mismo, otro tratamiento de común aplicación es la remoción de depósitos orgánicos y/o inorgánicos.

Para este tipo de tratamiento la correcta caracterización del depósito originador del daño de formación a fin de realizar la correcta escogencia de los fluidos a utilizar para su disolución. Los depósitos orgánicos son atacados en su mayoría con fluidos base aromático más aditivos. Para el caso de los depósitos inorgánicos, se utilizan sistemas reactivos; si bien en su mayoría son sistemas de bajo pH, el uso de sistemas quelantes ha incrementado su uso en los últimos años para este tipo de aplicaciones.

En general, estos tratamientos pueden ser subestimados dado su “relativa simplicidad”; sin embargo, factores como reactividad de los sistemas con la matriz, efectos en humectabilidad de la roca, tiempos de disolución del material, entre otros pueden ser fácilmente pasados por altos y comprometer el resultado de dichas intervenciones.⁷

3.2. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO⁸

El Fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que consiste en la creación de conductividad en la geometría creada mediante la generación de una falla mecánica de la roca y posterior posicionamiento de agentes generadores de permeabilidad (agentes apuntalantes, ácido, entre otros).

⁷ Economides, M.J., Nolte, Kenneth: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

⁸ Rodriguez, Eusebio, Italo, Jorge, Castillo, Ruben Procesos Eficientes para Estimulación de pozos Nivel Basico, Curso ECP 2011

Figura 7. Esquema Representativo de una fractura (Vista Superior)



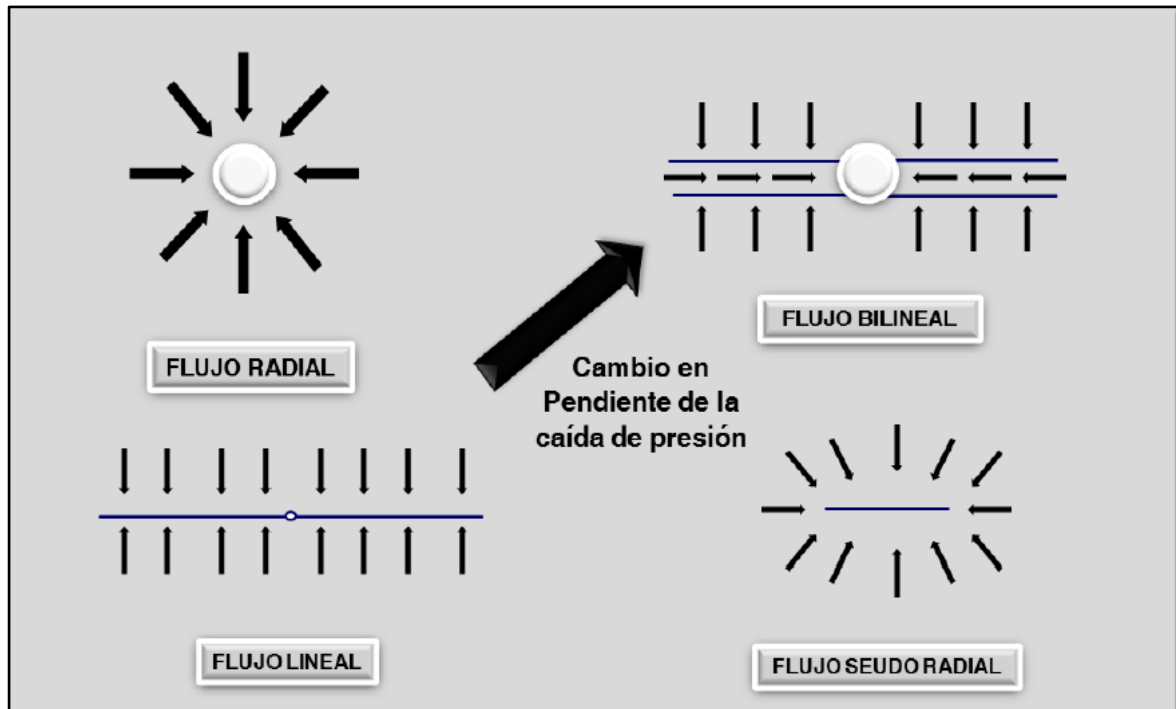
Fuente: Comunidad de Practica, Estimulación de pozos-ECP 2011

3.2.1. Mecanismo

El incremento en productividad de una estimulación mediante Fracturamiento Hidráulico en yacimientos convencionales se debe principalmente a dos mecanismos:

- **Cambio en patrón de flujo:** donde el cambio en la permeabilidad del área afectada por el tratamiento resulta en una alteración en la geometría de flujo en la vecindad del pozo.

Figura 8. Mecanismo del Cambio en el Patrón de Flujo



Fuente: Comunidad en Práctica, Estimulación de Pozos-ECP, 2011

- **"Bypass" del daño:** donde la fractura actúa como un medio de conexión efectivo entre la formación y el pozo, sobrepasando la zona de permeabilidad reducida debido a mecanismos de daño inducidos durante la construcción y terminación del pozo.

3.2.2. Métodos de Fracturamiento Hidráulico

Existen principalmente dos tipos de estimulación mediante fracturamiento Hidráulico:

- **Fracturamiento hidráulico con agentes apuntalantes:** es el método más utilizado a nivel mundial, en yacimientos convencionales (areniscas y carbonatos) y no convencionales (gas metano asociado al carbón, "shaleoil", "shale gas", "tight gas", entre otros).

Este método utiliza agentes apuntalantes, propantes, o arenas para generar conductividad en la geometría creada.

- **Fracturamiento Acido:** es un método utilizado exclusivamente en formaciones carbonatadas (>85% soluble en ácido clorhídrico). Este método se vale del grabado generado por el ácido en la cara de la fractura para generar canales altamente conductivos.

3.2.3. Mecánica de Fracturas

Las propiedades mecánicas de las Rocas y de los fluidos, determinan la forma en que las fracturas son creadas. El modelamiento convencional asume que la fractura creada consiste en dos porciones o "alas" simétricas desde el pozo hacia la formación. Las dimensiones con las cuales se caracteriza una fractura son:

- **Longitud:** Es la distancia desde el pozo hasta el límite o "tip" de una de las dos alas de la fractura generada. Puede cuantificarse tanto la longitud total de fractura (hasta donde la Roca es afectada mecánicamente) como longitud empaquetada de fractura (hasta donde la fractura es provista de agente apuntalante).
- **Altura:** es la extensión vertical de la fractura generada. Esta dimensión de la fractura está estrechamente relacionada con el régimen de estreses de las capas subyacentes y suprayacentes a la zona de interés.

- **Ancho:** es la dimensión que alcanza la fractura durante y después del tratamiento de estimulación. En los dos escenarios es de vital importancia pues durante el tratamiento determina la concentración de arena máxima y después del tratamiento determina la conductividad de la fractura creada.

La creación de fracturas es un proceso complejo de interacción de fuerzas generadas y esfuerzos existentes. Las premisas de mecánica de rocas bajo las cuales se modela un fracturamiento hidráulico son:

- Homogeneidad: donde cada partícula de la roca exhibe las mismas propiedades de la roca como un todo.
- Isotropía: donde las propiedades elásticas de la roca no varían con respecto a la dirección.
- Elasticidad: donde las deformaciones inducidas en una roca desaparecen cuando las fuerzas que la causan son removidas.

Bajo estas premisas, el modelo convencional de modelamiento recopila todos los esfuerzos originales de una roca en tres esfuerzos principales; uno vertical (equivalente a la presión de sobrecarga) y dos horizontales, uno mayor que el otro debido al ambiente tectónico.

En condiciones normales de anisotropía (es decir cuando la diferencia entre los tres esfuerzos principales es considerable) las fracturas se generan verticales, pues se extienden perpendiculares al menor de los tres esfuerzos, es decir, perpendiculares al esfuerzo mínimo horizontal.

Las variables que determinan el esfuerzo mínimo horizontal se pueden obtener mediante mediciones directas (pruebas mecánicas sobre corazones) o mediciones indirectas (registros eléctricos y/o correlaciones) y son:

- Relación de Poisson: variable adimensional que relaciona la deformación lateral inducida con respecto a la deformación longitudinal producto de un esfuerzo axial.
- Esfuerzo vertical: presión de sobrecarga producto del "peso" de las capas suprayacentes al horizonte de interés).
- Constante de Biot's (constante poro elástica): es la constante que determina la magnitud de estrés que es soportada por el fluido contenido en la roca.
- Presión de Yacimiento (Presión de poro): Es la presión que ejerce el fluido dentro de la roca y en conjunto con la constante de Biot's determina la magnitud del esfuerzo efectivo que soporta la matriz de la roca.
- Módulo de Young: variable que relaciona el esfuerzo aplicado en la roca con la deformación inducida en la misma.
- Tectonismo: componente Tectónico resultado de la deformación que sufre la roca a lo largo de su formación y maduración.

Figura 9. Stress Mínimo Horizontal (Shmin)

$$\sigma_{h\min} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - \alpha p_r) + \alpha p_r + (\varepsilon_{Tect} * E)$$

(ν)	= Relaci3n de Poisson
(σ_v)	= Esfuerzo Vertical
(α)	= Constante de Biot's
(P_r)	= Presi3n de Yacimiento
(ε_{Tect})	= Strain Tect3nico
(E)	= Modulo de Young

Fuente: Halliburton

3.2.4. Candidatizaci3n de Pozos para Fracturamiento Hidráulico

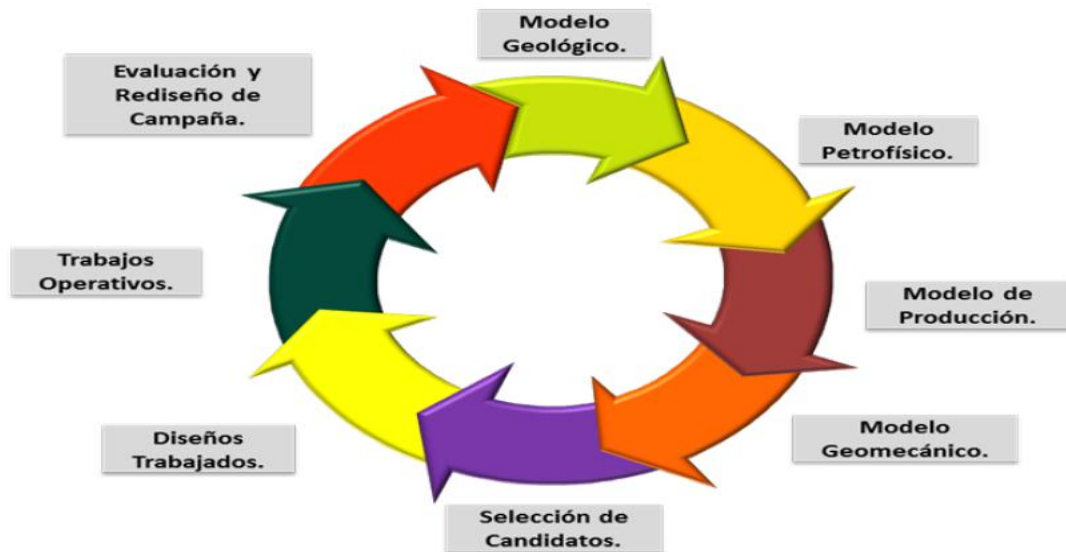
El fracturamiento hidráulico es la alternativa de estimulaci3n que te3ricamente ofrece el mayor incremento en productividad frente a cualquier otra técnica de estimulaci3n.

No obstante, su efectividad no depende solo del diseno del tratamiento sino de la correcta elecci3n del pozo para su aplicaci3n⁹.

La metodología desarrollada a nivel interno de ECOPETROL para dicha candidatizaci3n se detalla a continuaci3n:

⁹ Rodriguez, Eusebio, Italo, Jorge, Castillo, Ruben, Procesos Eficientes para Estimulaci3n de pozos Nivel Básico, Curso ECP 2011

Figura 10. Metodología Ecopetrol



Fuente: Software PrizM (HALLIBURTON) & FRACPRO (PINNACLE TECHNOLOGIES)

3.2.5. Materiales

Los materiales utilizados para los trabajos de fracturamiento hidráulico consisten en aquellos requeridos para crear la geometría de fractura (fluido de fracturamiento) y los utilizados para generar conductividad en la misma (agentes apuntalantes).

Fluido de fractura: Es el fluido utilizado para generar la geometría de fractura, y en el caso de fracturamiento con propante, transportar el material apuntalante y posicionarlo al interior de la fractura. Dependiendo de su naturaleza, los fluidos utilizados para fracturamiento hidráulico pueden ser:

- **Fluidos base agua:** Son los fluidos mayormente utilizados a nivel mundial, pueden ser fluidos lineales (levemente viscosificados) o fluidos activados (alta viscosidad).
- **Fluidos base aceite:** Son los fluidos más compatibles con la formación, pero su costo e impacto ambiental han restringido su utilización.
- **Fluidos base espumas/gases:** Son los fluidos utilizados para formaciones sensibles al agua, con poca presión, o yacimientos no convencionales la utilización de materiales criogénicos (Nitrógeno y dióxido de carbono) son utilizados para generar espumas, o inclusive como único fluido de generación de fractura.
- **Fluidos ácidos:** Son los fluidos utilizados para generar conductividad en formaciones carbonatadas altamente (>85%) solubles en ácido clorhídrico. La conductividad se genera en este escenario por el grabado diferencial que se logra en las dos caras de la fractura creada.

La evaluación de un fluido de fractura debe ser exhaustiva, y como mínimo, debe comprender un análisis de:

- **Viscosidad:** Es la propiedad más importante del fluido de fractura; es responsable de la capacidad de creación de fractura y del acarreo del material apuntalante.
- **Perdidas por fricción:** Determina en cierta medida los caudales a los cuales se pueden bombear los tratamientos.
- **Perdida de filtrado (fluid loss):** Determina la eficiencia del fluido para generar y mantener la fractura abierta durante el tratamiento.

- **Compatibilidad:** Determina la interacción roca fluido, fluido- fluido que se pueda generar durante y después del tratamiento.
- **Limpieza:** Es la capacidad del fluido de retornar a las condiciones iniciales de viscosidad, una incorrecta limpieza del fluido de fractura puede resultaren una eficiencia baja del tratamiento.

Para generar dichas características, se cuenta con aditivos que cumplen con funciones específicas durante y después del bombeo; entre otros:

- **Surfactantes:** modifican la tensión superficial e interfacial de los fluidos para asegurar que no generen emulsiones no deseadas o bloqueos por agua durante el tratamiento y su recuperación.
- **Estabilizadores de arcilla:** evitan hinchamiento y/o migración por el intercambio iónico de la mineralogía de la formación con el fluido de fractura.
- **Buffer:** ajustan el pH del fluido ya sea para viscosificarlo como gel lineal o para activarlo como gel de fractura.
- **Polímero:** que es la base del fluido de fractura y genera las cadenas iniciales que aumentan la viscosidad “base” del fluido. Una vez se adiciona el polímero al fluido se le conoce como gel lineal.
- **Activadores (crosslinkers):** que entrelazan las cadenas de polímero y aumentan sustancialmente la viscosidad del fluido para generar geometría y acarrear agente apuntalante. Una vez se adiciona al fluido base se le conoce como fluido activado, de fractura o reticulado.

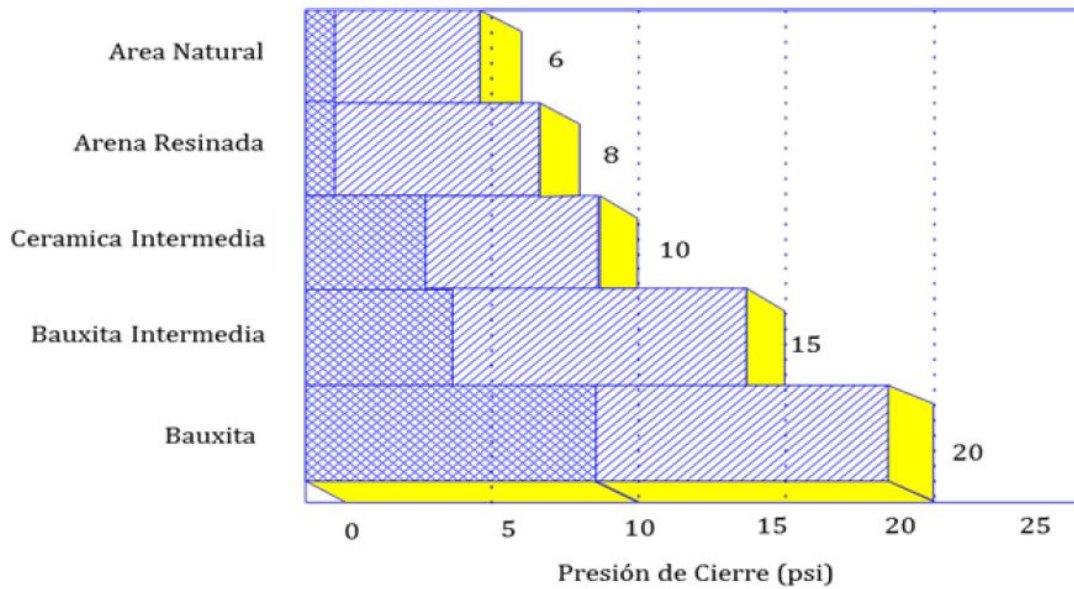
- **Rompedores (breakers):** son los encargados de disminuir la viscosidad hasta niveles cercanos al gel lineal y promover su recuperación una vez terminado el tratamiento.
- **Estabilizadores de gel:** utilizados para mantener la longevidad del fluido en ambientes de temperatura elevados.

Agentes Apuntalantes:

Es el material utilizado para generar conductividad de fractura. De acuerdo con su resistencia a los esfuerzos de cierre, normalmente se clasifican en:

- **Arenas naturales:** Son materiales “crudos” de propiedades aptas para resistencia a presiones de confinamiento de hasta 6,000 Psi.
- **Arenas Resinadas:** Son materiales “crudos” o artificiales recubiertos por una capa de resina que, aunque no aumenta su resistencia a la presión de confinamiento, atrapa los finos generados por posible pulverización, y por ello son utilizados para estreses de hasta 8,000 Psi.
- **Materiales cerámicos:** Son materiales producidos artificialmente para efectos de este tipo de tratamientos con propiedades de resistencia al confinamiento de hasta 10,000 Psi.
- **Bauxita:** Son materiales producidos artificialmente para efectos de este tipo de tratamientos con las propiedades más altas de resistencia al confinamiento de hasta 20,000 Psi.

Figura 11. Tipos de Arena



Fuente: Halliburton

Las propiedades de los agentes apuntalantes y su interacción con las formaciones determinan la efectividad del tratamiento, dado que contrastes significativos, pueden afectar el incremento en productividad, por mecanismos de:

- Pulverización: Ocurre cuando el agente apuntalante es sometido a esfuerzos mayores a los cuales están diseñados, la liberación de finos obstruye la permeabilidad creada disminuyendo su conductividad.
- Incrustación/ empotramiento: Ocurre cuando la formación es lo suficientemente blanda que se deforma alrededor del grano y disminuye el ancho efectivo del paquete de arena.

- **Diagénesis:** Es el proceso de “envejecimiento” acelerado por condiciones de presión, temperatura y reacciones químicas que desgastan la superficie de los granos, disminuyendo el ancho efectivo de fractura, y por ende su conductividad.

3.2.6. Consideraciones de Diseño

La efectividad de un fracturamiento hidráulico depende principalmente de la información disponible para su conceptualización y diseño. Dada la variedad de escenarios donde un fracturamiento hidráulico es beneficioso, el primer factor a determinar es el objetivo del tratamiento, así:

- **Fracturamiento hidráulico "convencional":** en este escenario, el fracturamiento hidráulico se diseña para aumentar la productividad del pozo mediante el cálculo de un valor de "relación adimensional de conductividad" (F_{cd} o C_r) que se obtiene basado en las dimensiones de la fractura creada y la permeabilidad original de la formación.

Bajo este concepto surge la concepción generalmente aceptada de que para formaciones de baja permeabilidad, la longitud de la fractura es el parámetro fundamental de diseño, mientras que para formaciones de alta permeabilidad, la conductividad es la variable que define la efectividad del tratamiento

$$C_r = \frac{w k_f}{\pi k L}$$

Donde

wK_f , Producto del ancho de la fractura por su permeabilidad (conocido como conductividad).

K , Permeabilidad original de la formación

L , Longitud de la fractura

- **Fracturamiento para "sobrepaso" de daño (skin bypass frac):** en este escenario, el fracturamiento es generado con el propósito de obtener una comunicación efectiva entre un pozo "dañado" y la formación. Este objetivo se logra con geometrías de fractura relativamente pequeñas encaminadas a optimizar el flujo en la cara del pozo.
- **Fracturamiento para control de arena:** este escenario aplicado en formaciones poco consolidadas se vale del fracturamiento hidráulico para mitigar el impacto de la producción de arena de formación. En este caso, el fracturamiento puede, inclusive, generar un daño con respecto a la condición original del pozo (debido a los valores elevados de permeabilidad en este tipo de deformaciones) pero se convierte en la única opción de viabilizar la producción sostenida de hidrocarburos.
- **Fracturamiento ácido:** en este escenario de formaciones carbonatadas, la conexión de fracturas naturales mediante la geometría generada y la cinética de la reacción del ácido con la cara de la fractura, determinan la efectividad del tratamiento.

- **Fracturamiento en Yacimientos No Convencionales:** en este escenario, la única forma de viabilizar la producción de hidrocarburos es construyendo un pozo que desde su concepción debe ser fracturado. El diseño más que la geometría misma, se basa en las condiciones geoquímicas, geofísicas, petrofísicas y geomecánicas para determinar las zonas donde el fracturamiento hidráulico tiene el mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

3.2.7. Consideraciones Operacionales

El fracturamiento hidráulico es la suma de diferentes procesos que, coordinadamente realizados, permiten la generación de la falla mecánica de la roca para generar una geometría específica de fractura que posteriormente genere la conductividad necesaria para incrementar la producción de hidrocarburos. El proceso secuencial inicia con bombeos de diagnóstico y termina con el bombeo del fracturamiento.¹⁰

Bombeos de Diagnóstico: Son inyecciones que se realizan previo al fracturamiento hidráulico para validar la información que arroja el modelo de fracturamiento:

- **“Breakdown”:** es la primera inyección que se realiza al pozo y sirve para determinar la magnitud de la presión que genera falla mecánica de la roca.
- **Step RateTest:** es una inyección a diferentes caudales de flujo ascendente para determinar la magnitud de la presión necesaria para extender la fractura (presión de extensión de fractura).

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

- **Step Down Test:** es una inyección a diferentes caudales de flujo descendente para determinar la magnitud de las presiones de fricción por acción de flujo en perforados y en la cercanía del pozo.
- **Fluid Efficiency Test:** es una inyección de fluido de fractura a condiciones del tratamiento principal seguido de una etapa de declinación para determinar la eficiencia del fluido y la presión de cierre. Esta es la etapa previa al fracturamiento donde se ajusta el diseño que finalmente va a ser ejecutado.

Etapas de Fracturamiento:

1. **“Pad” (colchón):** es la etapa del fracturamiento encargada de generar geometría de fractura, normalmente es el mismo fluido que se utiliza en las etapas de acarreo pero sin material apuntalante.
2. **Fluido de Fractura:** es el fluido activado o reticulado encargado de transportar el agente apuntalante desde la superficie hasta la cara de la fractura.
3. **Flush (desplazamiento):** es el fluido que desplaza el tratamiento principal y deja la configuración del pozo en condiciones de trabajo. Generalmente es gel lineal con rompedores.

Equipos

El conjunto de equipos utilizados en superficie para este tipo de tratamientos se conoce como set de fractura, que se compone de varias piezas que conectadas entre sí, preparan el fluido de fractura, lo mezclan con el agente apuntalante, y lo inyectan a alta presión al pozo.

Un set de fractura normalmente está compuesto por:

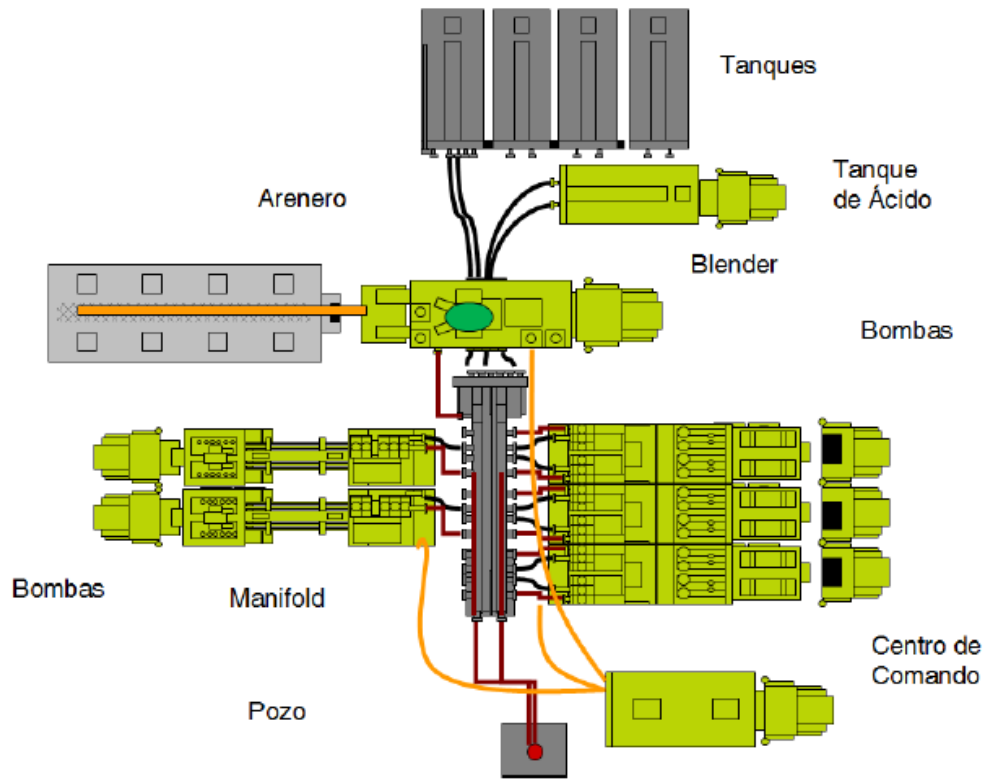
1. Unidades almacenadoras de arena.
2. Unidad pre hidratadora para preparar el gel base.
3. Blender.
4. Manifold.
5. Bombas de alta presión/fracturadores
6. Centro de comando Operacional donde se monitorean todas las variables durante el proceso.

La secuencia operacional es como se describe a continuación:

1. El blender toma fluidos de los tanques de almacenamiento y del transporte de químicos para el flujo.
2. Toma agua de los tanques de almacenamiento y es tratada en el blender para ser gelificada.
3. Simultáneamente, el blender toma arena de los areneros, la mezcla y distribuye a las bombas conectadas a través del manifold de baja presión.
4. Las bombas toman el fluido a baja presión y lo retornan de nuevo al manifold a través de la línea de alta presión generada por las bombas, el cual es bombeado al pozo para su inyección.

La configuración en superficie, o “Layout” de estos equipos se ilustra a continuación:

Figura 12. Configuración de Equipos en Superficie



Fuente:Italo, Jorge ECP 2011

4. SELECCIÓN DE LOS POZOS

Los pozos seleccionados se escogieron con el objetivo de que reunieran las características necesarias para un estudio detallado y que permitieran concluir de manera veraz la efectividad de la campaña de estimulación en torno a calidad (producción) y tiempos operacionales. Cabe resaltar que la campaña de estimulación no fue tan extensa (12 pozos estimulados).

A continuación se presentan los pozos seleccionados con la operación realizada:

Tabla 5. Operaciones Efectuadas en los Pozos

Pozo	Operación
1	Fracturamiento Hidráulico
2	Fracturamiento Hidráulico
3	Fracturamiento Hidráulico
4	Estimulación Orgánico-Acida
5	Estimulación Matricial
6	Estimulación Matricial
7	Estimulación Orgánico-Acida
8	Estimulación Orgánico-Acida

Fuente: Autor

4.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Se puede decir que operacionalmente tenemos criterios que hacen diferente o no una estimulación, ya sea orgánica, ácida, matricial o una fractura.

A continuación se mostraran los criterios bajo los cuales se seleccionaron los pozos para hacer de la muestra tomada, lo más representativa posible a la hora de analizar la campaña:

- **Formación que aporta fluido:** Como ya se sabe las formaciones objeto de estudio para este trabajo son el K1 y T2, pero se hace necesario hacer una selección de pozos los cuales produzcan tanto individualmente de cada formación, como de las dos en conjunto por pozo, haciendo así el análisis más general.
- **Tipo de Daño de Formación:** Si bien el daño de formación asociado a los campos Apiay y Suria por lo general corresponde a precipitación por carbonatos de calcio, es bueno estudiar todos los pozos de la campaña y seleccionar cuales pozos presentan características diferentes en torno al daño.
- **Tipo de fluido a inyectar:** Si bien el fluido de estimulación depende del diseño, es bueno que la muestra tenga diversidad de fluidos para así poder abarcar un espectro mayor de posibilidades (además que el fluido a inyectar está asociado al tipo de daño identificado).

- **Tiempos Operacionales:** Se puede decir que hay cierta relación en la efectividad de la operación si los tiempos perdidos registrados son pequeños, es decir que el wellplaning hecho previamente corresponda a los tiempos reales o en su defecto muy cercanos.

Eso quiere decir que operacionalmente fue buena, pero es necesario resaltar que se tienen que analizar pozos de ambas categorías para así ampliar el marco de posibilidades y hacer más efectivo el análisis.

Para el estudio de los parámetros operacionales se manejó la herramienta openwells a través del diseño de querys que permitieron seleccionar la información de manera detallada y concisa.

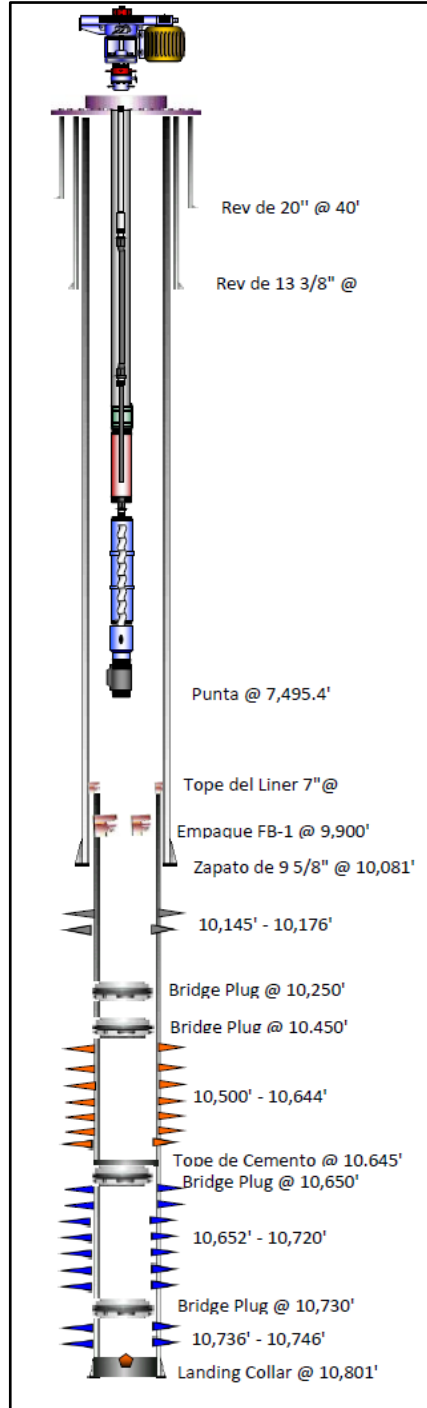
- **Tipo de Intervención:** Cabe resaltar que a los pozos que se estimulan, durante la intervención también se les aplican otro tipo de operaciones, por lo cual se hace necesario observar y analizar todos los tipos (como recañoneos, aislamientos de zonas, completamientos especiales, cementaciones, reparaciones, etc) presentados durante la campaña, para así hacer la selección más apropiada.

4.2. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS

Dentro del estudio detallado de los pozos es imprescindible conocer los estados mecánicos, ya que ahí conoceremos como estaba el pozo justo en el momento de la operación y todas las herramientas que en el habitan, las cuales pueden influir de manera subsecuente para el futuro de la operación como tal.

4.2.1. Estado mecánico pozo 1

Figura 13. Estado Mecánico Pozo 1



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 6. Intervalos Cañoneados Pozo 1

Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)	Año
T2	10145	10153	Activo - fracturado	8	2007
T2	10161	10176	Activo	15	2007
K1	10500	10510	Aislado	10	2010
K1	10542	10544	Aislado	2	2010
K1	10588	10594	Aislado	6	2007
K1	10597	10601	Aislado	4	2007
K1	10607	10615	Aislado	8	2007
K1	10618	10628	Aislado	10	2007
K1	10634	10644	Aislado	10	2007
K1	10652	10656	Aislado	4	2001
K1	10661	10664	Aislado	3	2001
K1	10667	10670	Aislado	3	2001
K1	10672	10674	Aislado	2	2001
K2	10679	10685	Aislado	6	2001
K2	10693	10702	Aislado	9	2001
K2	10710	10720	Aislado	10	2001
K2	10736	10746	Aislado	10	2001
K2	10786	10790	Aislado	4	2001

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Herramientas en el Pozo 1

Herramienta	Profundidad (ft)
Bridge plug modelo N-1 de BAKER	10450
Bridge plug modelo N-1	10250
RetainerProductionPacker FB-1	9900

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 8. Sarta de Producción pozo 1

DESCRIPCION (PCP)	Longitud (ft)	Desde	Hasta
TubingHanger 7 1/16"-3M x 5 1/2"	0,81	0	0,81
248 Juntas de 5 1/2" LTC, 15.5 Lb/pie, J-55	7454,9	0,81	7455,71
Crossover 5 1/2" LTC Box x 3 1/2" EUE Pin	0,8	7455,71	7456,51
Estator 3 1/2" EUE Box x 4" NU Pin	36,5	7456,51	7493,01
Pin de paro 4" NU x 3 1/2" EUE Pin	0,41	7493,01	7493,42
Non Turn Anchor Torquestopper 3 1/2" EUE Box x Pin	1,51	7493,42	7494,93
Coupling de 3 1/2" EUE, 9.3 Lb/pie, N-80	0,48	7494,93	7495,41

Fuente: Ecopetrol S.A.

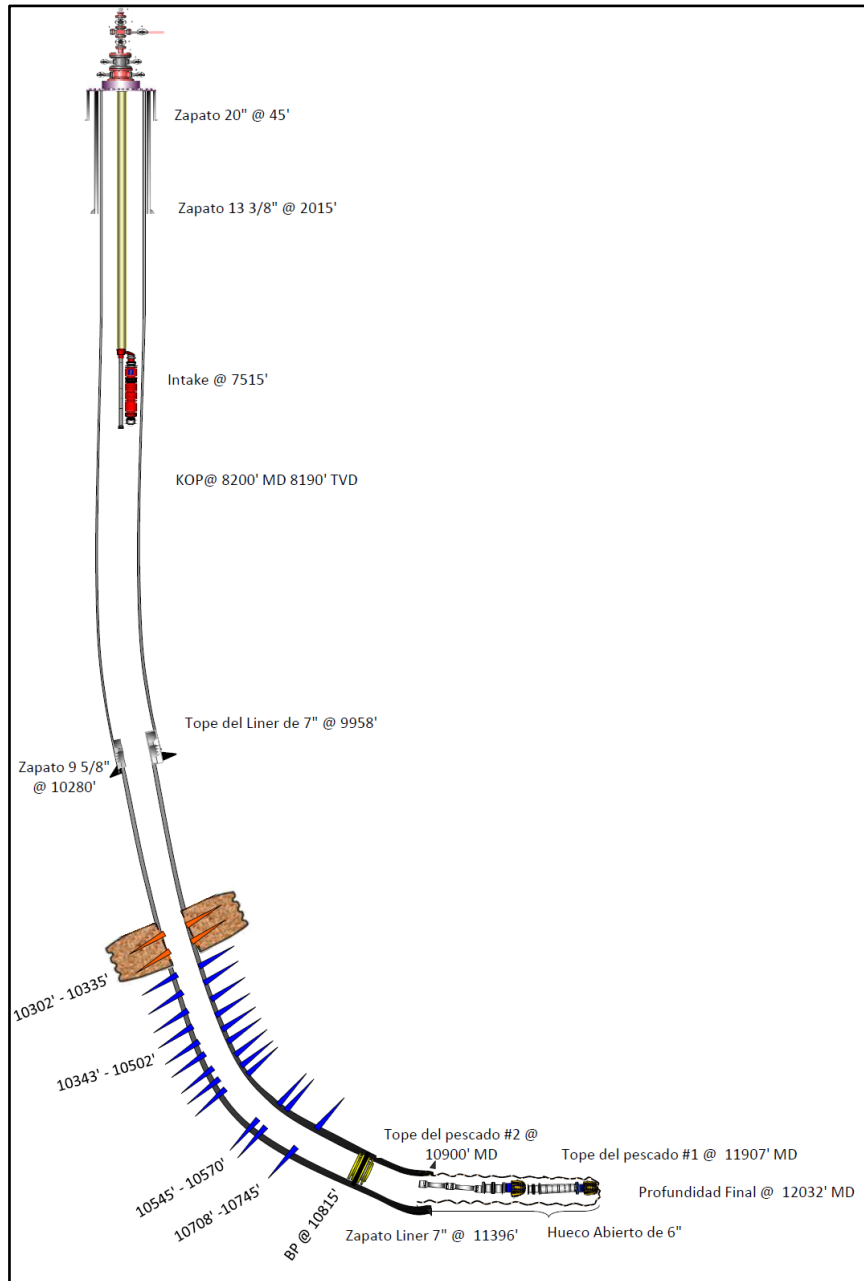
Tabla 9. Sarta de Varillas Pozo 1

DESCRIPCION	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Barra Lisa 1 1/2" x 40' - Pin de 1 1/8"	39,00	0	39
Coupling PR de 1"	0,38	39	39,38
3 Pony rods de 1", Grado Electra, de 4', 6' y 8'	18,00	39,38	57,38
297 SuckerRods de 1", Grado Electra x 25'	7394,13	57,38	7451,51
1 Subcoupling de 1 1/8" x 1"	0,40	7451,51	7451,91
Rotor 48-45-700 UND	33,51	7451,91	7485,42
Espaciamiento	8,00	7485,42	7493,42

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.2. Estado mecánico pozo 2

Figura 14. Estado Mecánico Pozo 2



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 10. Intervalos cañoneados Pozo 2

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Longitud (ft)	Año
T2	10302	10310	Activo - Fracturado	8	2006
T2	10315	10335	Activo - Fracturado	20	2006
T2	10343	10354	Activo	11	2006
T2	10361	10370	Activo	9	2006
T2-K1	10379	10399	Activo	20	2006
K1	10409	10412	Activo	3	2006
K1	10422	10436	Activo	14	2006
K1	10440	10457	Activo	17	2006
K1	10468	10472	Activo	4	2006
K1	10480	10482	Activo	2	2006
K1	10499	10502	Activo	3	2006
K1	10545	10563	Activo	18	2006
K1	10565	10570	Activo	5	2006
K1	10708	10745	Activo	37	2006

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 11. Herramientas en el Pozo 2

Herramienta	Profundidad (ft)
Pesc #1 (124'): Bit PDC6" + (Motor + float sub + stabilizer + short NMDC + UBHO + slim pulse + NMDC) 4-3/4" + 1HW	11907-12032
Pesc #2 (804'): Bit PDC6" + bit sub 4-3/4" + (6HW + bumper jar + fishing jar + 7HW + acelerator + 9HW + 3DP) 3-1/2"	10900-11650
Bridge Plug Permanente	10815

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 12. Unidad de Bombeo Pozo 2

Tipo de Bombeo	Electrosumergible
Cable	Plano No 2 con capilar de 3/8". Se bajó tramo # 1 de 7,000' y tramo # 2 de 500'.
Variador	Variador CTL GCS2 12 pulsos.
Transformador	Transformador ABB Output 500 KVA

Fuente: Ecopetrol S.A.

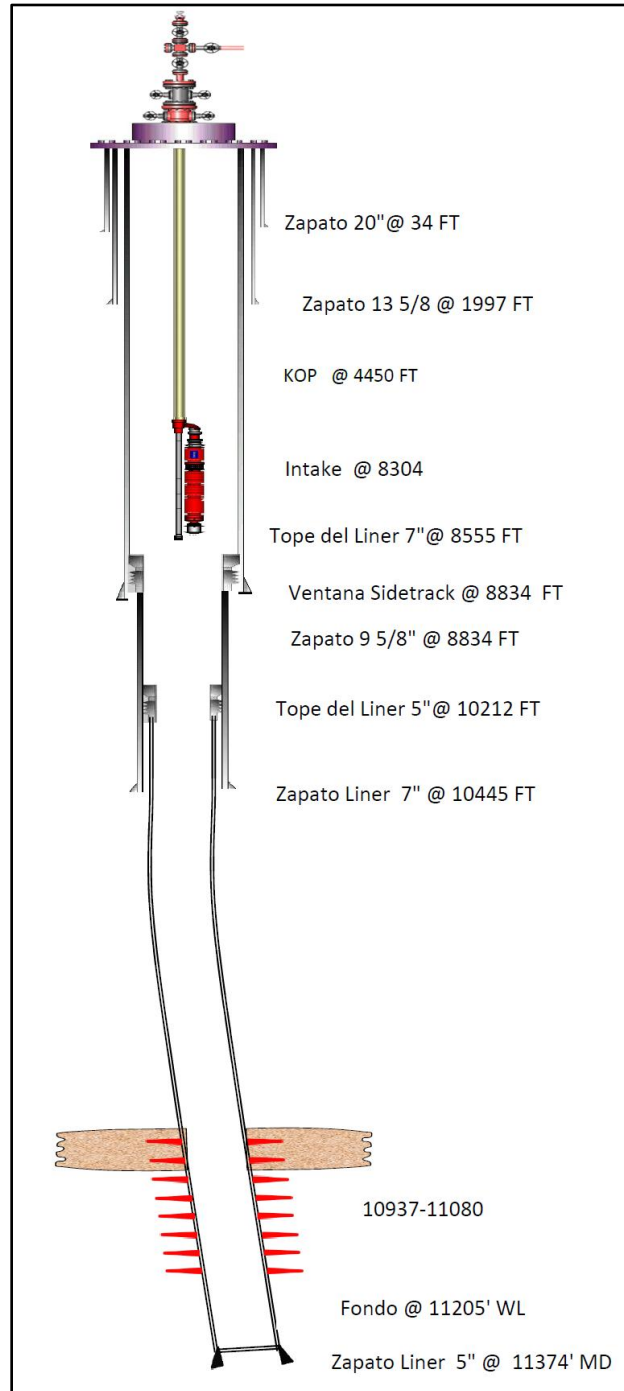
Tabla 13. Sarta de Producción Pozo 2

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Tubing Hanger 11"-5m x 3 1/2" EUE	0,92	0,00	0,92
244 juntas de tubería de producción 3 1/2" EUE	7516,27	0,00	7516,27
Y tool 3 1/2" EUE	4,96	7548,19	7553,15
CheckValve 3 1/2" EUE	0,52	7553,15	7553,67
Pup joint de 3 1/2" EUE	6,10	7553,67	7559,77
Subdescargazenith 3 1/2" EUE	0,88	7559,77	7560,65
Descarga convencional 3 1/2" EUE	0,58	7560,65	7561,23
Bomba upper68 etapas	14,71	7561,23	7575,94
Bomba lower68 etapas	14,71	7575,94	7590,65
Separador de gas,	3,46	7590,65	7594,11
Sello Upper,	8,94	7594,11	7603,05
Sello Lower,	8,94	7603,05	7611,99
Motor 391 HP, 2533 Vol, 92.6 Amp	34,47	7611,99	7646,46
Sensor, tipo zenith e7	2,81	7646,46	7649,27

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.3. Estado mecánico pozo 3

Figura 15. Estado Mecánico Pozo 3



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 14. Intervalos Cañoneados Pozo 3

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Longitud (ft)	Año
K1 INFERIOR	10.937	10.954	Activo	17	2010
K1 INFERIOR	10.979	10.992	Activo	13	2010
K1 INFERIOR	10.999	11.020	Activo	21	2010
K1 INFERIOR	11.029	11.035	Activo	6	2010
K1 INFERIOR	11.038	11.042	Activo	4	2010
K1 INFERIOR	11.044	11.052	Activo	8	2010
K1 INFERIOR	11.053	11.062	Activo	9	2010
K1 INFERIOR	11.064	11.067	Activo	3	2010
K1 INFERIOR	11.070	11.080	Activo	10	2010
K1 INFERIOR	10.937	10.954	RecañoneadoFracturado	17	2013
K1 INFERIOR	10.979	11.020	RecañoneadoFracturado	41	2013

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 15. Unidad de Bombeo Pozo 3

Tipo de Bomba	Electrosumergible
Cable	TypeCelf sólido AWG #2 plano con capilar
Variador	CentriliftModel 4350 4, 309-390 KVA
Transformador	ABB, 390 KVA

Fuente: Ecopetrol S.A.

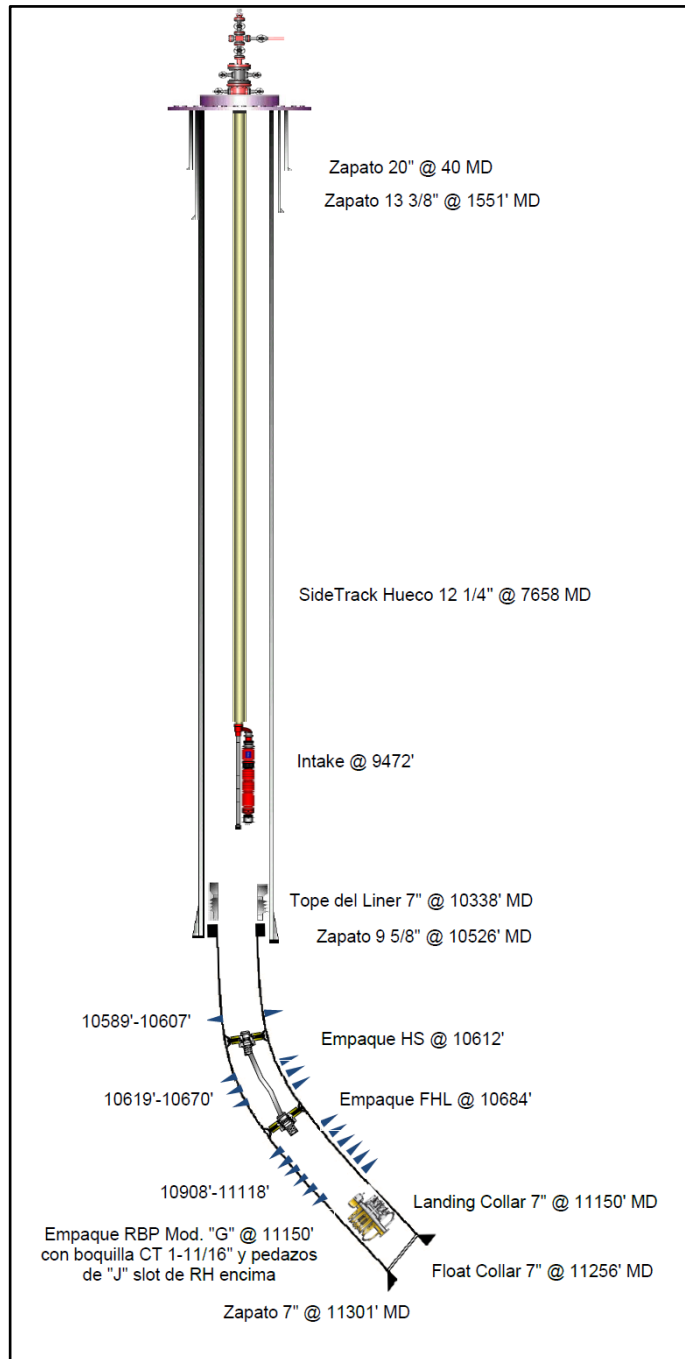
Tabla 16. Sarta de Producción Pozo 3

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Hanger 11"OD x 3 1/2" EUE	0,92	0	0,92
Landing Joint 3-1/2" EUE	30,84	0,92	31,76
223 juntas tubería de producción 3 1/2"EUE	6896,66	31,76	6928,42
43 juntas tubería de producción 3 1/2"EUE	1315,82	6928,42	8244,24
PupJoint 3-1/2" EUE	6,08	8244,24	8250,32
Y-Tool 3-1/2" EUE	5,00	8250,32	8255,32
CheckValve 3-1/2" EUE	0,54	8255,32	8255,86
PupJoint 3-1/2" EUE	6,09	8255,86	8261,95
SubDescarga 3-1/2" EUE	0,86	8261,95	8262,81
Descarga Convencional	0,58	8262,81	8263,39
Bomba Upper 68 etapas	14,73	8263,39	8278,12
Bomba Lower 68 etapas	21,76	8278,12	8299,88
Separador Gas	3,75	8299,88	8303,63
Sello Upper	8,95	8303,63	8312,58
Sello Lower	8,95	8312,58	8321,53
Motor 560, Vol 2533-2111, HP 391-326, Amp 92.6,	33,98	8321,53	8355,51
Adapter Sensor Motor	0,49	8355,51	8356,00
Sensor Zenith 450 Tipo E7	2,81	8356,00	8358,81

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.4. Estado mecánico pozo 4

Figura 16. Estado Mecánico Pozo 4



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 17. Intervalos Cañoneados Pozo 4

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)	Año
T2	10.589	10.607	Recañoneado Estimulado	18	2013
T2	10.619	10.641	Aislado	22	2011
T2	10.646	10.661	Aislado	15	2011
T2	10.664	10.670	Aislado	6	2011
K1	10.908	10.915	Activo	7	2011
K1	10.946	10.948	Activo	2	2011
K1	10.992	10.996	Activo	4	2011
K1	11.008	11.011	Activo	3	2011
K1	11.046	11.049	Activo	3	2011
K1	11.102	11.118	Recañoneado	16	2013

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 18. Unidad de Bombeo Pozo 4

Tipo de Bomba	ELECTROSUMERGIBLE
Cable	Cable de potencia BORETS, con capilar de 3/8".
Variador	YASKAWA, Vol 480, Amp 414
Transformador	ABB, KVA 300

Fuente: Ecopetrol S.A.

Durante la perforación se efectuó sidetrack presentando pega y dejando de pescado 59 juntas DP de 5", por lo cual se debió cementar ese hueco y redireccionar el pozo con un wistock.

Tabla 19. Herramientas en el Pozo 4

Herramienta	Longitud (ft)	Desde	Hasta
On – Off Sealing Connector Baker Model 2,81"	2,85	10607,83	10610,68
Empaque BAKER Hidráulico "HS" 3-1/2" EU	5,34	10610,68	10616,02
1 Junta de 3-1/2" EUE	31,10	10616,02	10647,12
Sliding Sleeve Modelo "L", 3.5" x 2.75"	2,94	10647,12	10650,06
1 Junta de 3-1/2" EUE	31,13	10650,06	10681,19
Empaque Hidráulico Baker "FHL", 3-1/2" EU	7,18	10681,19	10688,37
Pupjoint 3-1/2" EU	6,00	10688,37	10694,37
X-Over 3-1/2" EU box - 2-7/8" EUE pin	0,82	10694,37	10695,19
SeatingNipple 2-7/8" x 2.31"	1,03	10695,19	10696,22
Cuello 2-7/8" EUE	0,43	10696,22	10696,65
X-Over - 2-7/8" EUE pin - 3-1/2" EU box	0,30	10696,65	10696,95
Cuello 3-1/2" EUE	0,48	10696,95	10697,43
Muleshoe 3-1/2" EUE	3,00	10697,43	10700,43

Fuente: Ecopetrol S.A.

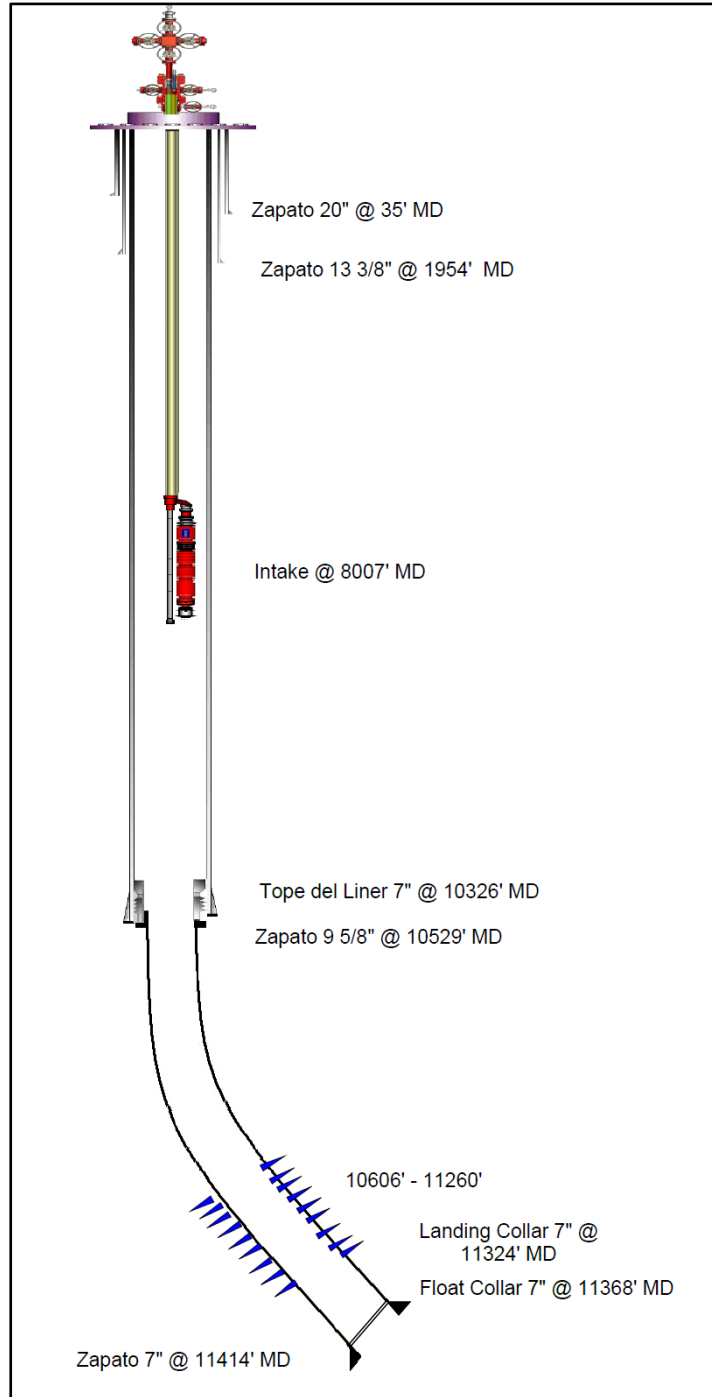
Tabla 20. Sarta de Producción Pozo 4

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Tubing hanger 11"- 5M x 3-1/2"EUE	0,92	0	0,92
Landing joint 3 1/2"EUE pin x pin	30,63	0,92	31,55
306 Juntas de tubing 3-1/2"EUE	9395,82	31,55	9427,37
Pup Joint 3-1/2" EU	6,15	9427,37	9433,52
Y Tool 3 1/2" EUE	4,97	9433,52	9438,49
CheckValve 3 1/2" EUE	0,52	9438,49	9439,01
Pup joint 3 1/2"EU	6,17	9439,01	9445,18
Subdescarga	0,84	9445,18	9446,02
Descarga convencional	0,58	9446,02	9446,60
Bomba UpperEtapas 98	13,13	9446,60	9459,73
Bomba LowerEtapas 98.	13,13	9459,73	9472,86
Separador de gas	3,45	9472,86	9476,31
Sello Upper	8,13	9476,31	9484,44
Sello Lower	8,13	9484,44	9492,57
Motor, Type 562IL200P, 210 HP, 2480V, 51A	17,34	9492,57	9509,91
Adapter Motor	0,65	9509,91	9510,56
Sensor Zenit Series 450	2,8	9510,56	9513,36

Fuente: Ecopetrol S.A

4.2.5. Estado mecánico pozo 5

Figura 17. Estado Mecánico Pozo 5



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 21. Intervalos Cañoneados Pozo 5

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)	Año
T2	10606	10621	Estimulado	15	2011
T2	10624	10638	Estimulado	14	2011
T2	10654	10668	Estimulado	14	2011
T2	10674	10677	Estimulado	3	2011
T2	10679	10725	Estimulado	46	2011
K1 SUP	10787	10791	Activo	4	2011
K1 SUP	10874	10879	Activo	5	2011
K1 SUP	10943	10951	Activo	8	2011
K1 SUP	10979	10986	Activo	7	2011
K1 SUP	10995	10998	Activo	3	2011
K1 SUP	11008	11012	Activo	4	2011
K1 SUP	11059	11065	Activo	6	2011
K1 INF	11141	11146	Activo	5	2011
K1 INF	11214	11219	Estimulado	5	2011
K1 INF	11221	11226	Estimulado	5	2011
K1 INF	11228	11232	Estimulado	4	2011
K1 INF	11252	11260	Estimulado	8	2011

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 22. Unidad de Bombeo Pozo 5

Tipo de Bombeo	Electrosumergible
Cable	62.5 ft de cable plano #4. 8000', cable de potencia AWG#2 con capilar de 3/8
Variador	YASKAWA, KVA 140, 460 Vol.
Transformador	ABB, KVA: 500

Fuente: Ecopetrol S.A.

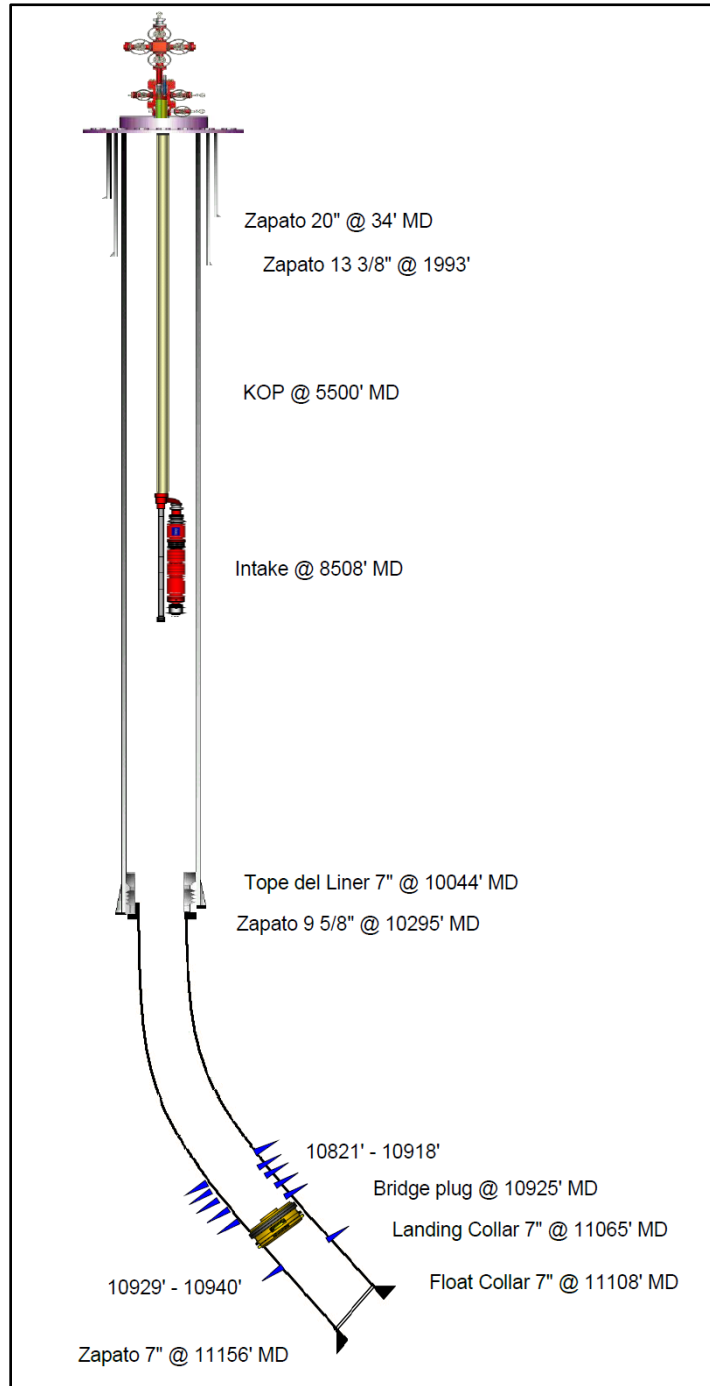
Tabla 23. Sarta de Producción Pozo 5.

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Mesa rotaria	25,00	0,00	25,00
Tubing hanger de 11" x 5000 x 3.5"	0,92	25,00	25,92
256 Juntas de 3 1/2" EUE	7927.87	25,92	7953,79
"Y" tool3 1/2" EUE	5,00	7953,79	7958,79
Checkvalve de 3 1/2" EUE	0,52	7958,79	7959,31
Pupjoint de 3 1/2" EUE	6,05	7959,31	7965,36
Descarga dual 3 1/2" EUE	0,88	7965,36	7966,24
Cabeza de descarga convencional de 3 1/2" EUE	0,58	7966,24	7966,82
Bomba upper 68 etapas	14,72	7966,82	7981,54
Bomba lower 104 etapas	21,75	7981,54	8003,29
Separador de gas/intake	3,76	8003,29	8007,05
Sello upper	8,95	8007,05	8016,00
Sello lower	8,95	8016,00	8024,95
Motor , 560 XT1-UT, 391 HP, 2533 V, 92.6A	33,97	8024,95	8058,92
Adapter	0,49	8058,92	8059,41
Sensor 456, Zenith	2,81	8059,41	8062,22

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.6. Estado mecánico pozo 6

Figura 18. Estado Mecánico Pozo 6



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 24. Intervalos Cañoneados Pozo 6

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)	Año
K1 Inferior	10821	10835	Estimulado	14	2010
K1 Inferior	10851	10865	Estimulado	14	2010
K1 Inferior	10888	10904	Estimulado	16	2010
K1 Inferior	10905	10918	Estimulado	13	2010
K2	10929	10940	Aislado	11	2010

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 25. Herramientas en el Pozo 6

Herramienta	Profundidad (ft)
Bridge plug modelo N-1 de BAKER	10.925

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 26. Unidad de Bombeo Pozo 6

Tipo de Bombeo	Electrosumergible
Cable	6100' Cable plano # 1 solido con capilar. 2268' Cable plano # 2 solido con capilar.
Variador	Electrospeed de Centrilift, 390 KVA, 500 A
Transformador	ABB, 390 KVA

Fuente: Ecopetrol S.A.

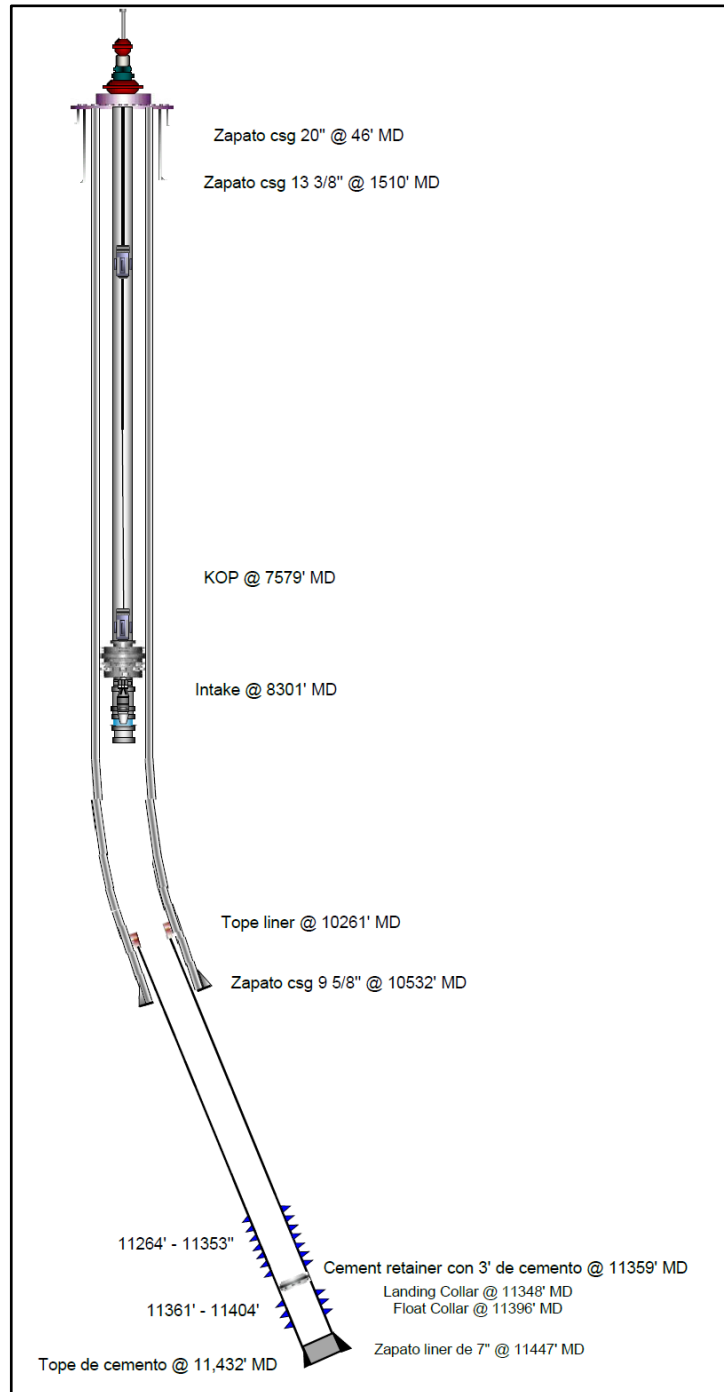
Tabla 27. Sarta de Producción Pozo 7.

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Mesa Rotaria	25,00	0,00	25,00
Hanger 11"OD x 3 1/2" EUE	0,93	25	25,93
273 Juntas de Tubing 3-1/2" EUE	8422,96	25,93	8448,89
Pup Joint 3-5" EUE	6,10	8448,89	8454,99
Y Tool 3 1/2" EUE	4,98	8454,99	8459,97
CheckValve 3-1/2" EUE	0,51	8459,97	8460,48
PupJoint 3 1/2" EUE	6,02	8460,48	8466,50
Subdescarga 3 1/2" EUE	1,10	8466,50	8467,60
Cabeza Descarga Convencional 3-1/2" EUE	0,53	8467,60	8468,13
Bomba Upper 153 Etapas	13,38	8468,13	8481,51
Bomba Lower 153 Etapas	13,38	8481,51	8494,89
Separador de gas	2,58	8494,89	8497,47
INTAKE	2,54	8497,47	8500,01
Sello Upper Tipo	7,80	8500,01	8507,81
Adapter	0,34	8507,81	8508,15
Sello Lower	7,46	8508,15	8515,61
Motor 456 , 998-1197 V, 72 A, 2850-3420, 140 HP	19,23	8515,61	8534,84
Adapter Sensor-Motor	0,87	8534,84	8535,71
Sensor Zenith 456	2,81	8535,71	8538,52

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.7. Estado mecánico pozo 7

Figura 19. Estado Mecánico Pozo 7



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 28. Intervalos Cañoneados Pozo 7

Intervalo	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)	Año
K1 hidráulico	11394	11404	Aislado	10	2007
K1 hidráulico	11384	11390	Aislado	6	2007
K1	11361	11374	Aislado	13	2007
K1	11340	11353	Recañoneado	13	2013
K1	11.326	11335	Recañoneado	9	2013
K1	11319	11321	Recañoneado	2	2013
K1	11314	11316	Recañoneado	2	2013
k1	11310	11312	Cañoneado	2	2013
k1	11302	11306	Recañoneado	4	2013
K1	11264	11280	Recañoneado	16	2013

Fuente: Ecopetrol S.A.

Todos los intervalos recañoneados fueron sometidos a estimulación.

Tabla 29. Unidad de Bombeo Pozo 7

Tipo de Bombeo	Bombeo mecánico con unidad hidráulica
Bomba	Bomba API 2 etapas
Tipo de Unidad	unidad de bombeo hidráulica tipo vsh2 a26

Fuente: Ecopetrol

Tabla 30. Sarta de Producción Pozo 7

Descripción	Longitud	Tope	Fondo
TubingSpool colgador de 11 x 5000 a 3-1/2" EUE	0,93	0	0,93
271 Juntas de Tubería de Producción de 3 1/2" EUE	8.289,48	0,93	8.290,41
Empaque AD-1 9 5/8" x 3 1/2" EUE	4,20	8.290,41	8.294,61
Seating Nipple 2.78" ID x 3.75" OD 3 1/2" EUE	1,12	8.294,61	8.295,73
Pup Joint 3-1/2"EUE	6,12	8.295,73	8.301,85
BeamPump Gas Separator 7" x 3 1/2" CS de 5.25" OD	7,13	8.301,85	8.308,98

Fuente: Ecopetrol S.A.

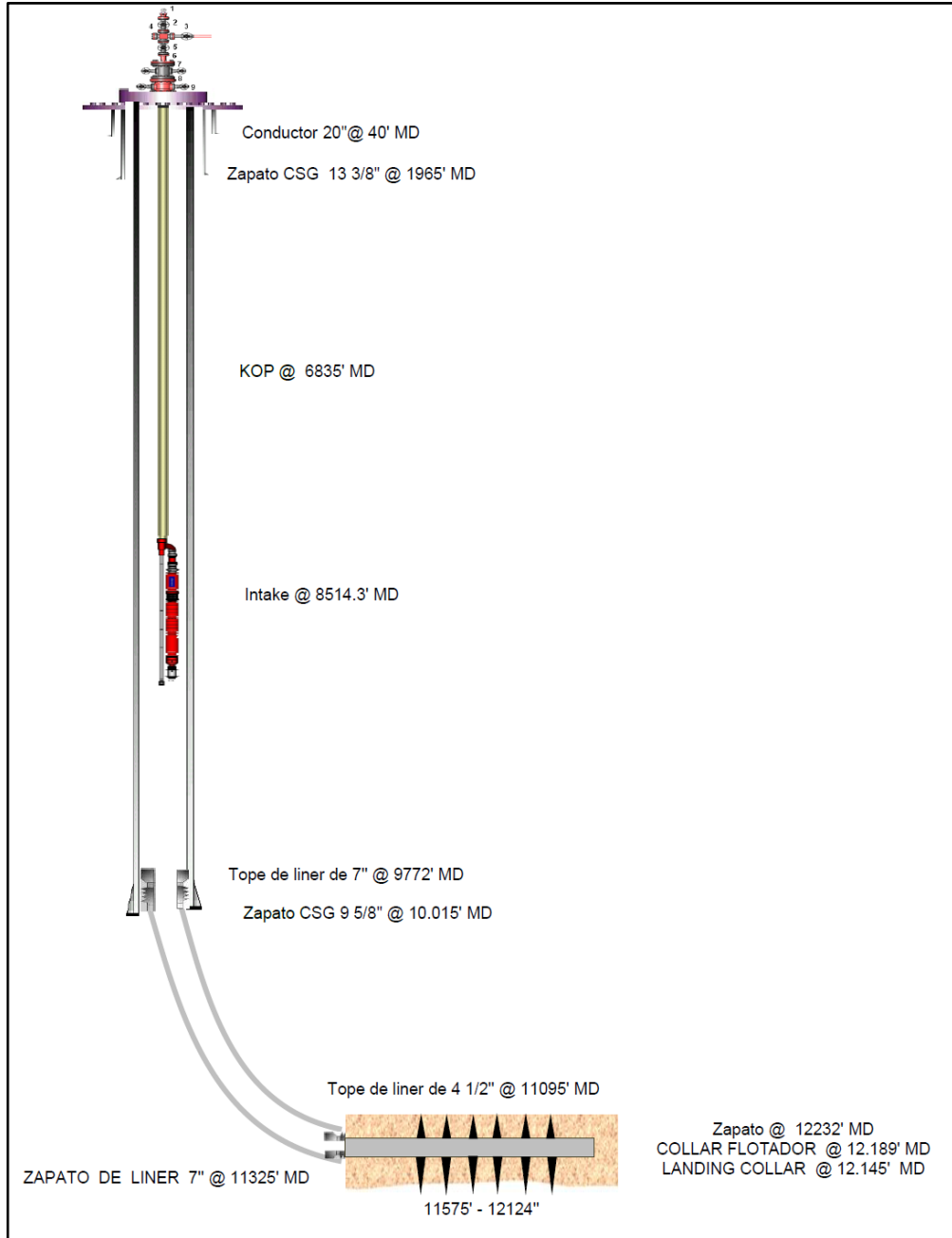
Tabla 31. Sarta de Varillas Pozo 7

Descripción	Longitud (ft)	Tope	Fondo
Barra lisa de 1 1/2" x 40'	40	0	40
1 Pony rod 1" x 2 ft	2	40	42
2 Pony rod 1" x 4 ft 2 pony rod 1" x 6 ft	20	42	62
85 Varillas 1" x 25' Electra	2125	62	2187
5 centralizadores PL5 de 1" x 3 1/2"	5	2187	2192
100 Varillas 7/8" x 25' Electra	2500	2192	4692
143 Varillas 3/4" x 25' Electra	3575	4692	8267
11 centralizadores PL5 de 3/4" x 3 1/2"	11	8267	8278
Pony rod 3/4"	2	8278	8280
Bomba API 30-200-RXBM-24-5	27	8280	8307

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.8. Estado mecánico pozo 8

Figura 20. Estado Mecánico Pozo 8



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 32. Intervalos Cañoneados Pozo 8

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalo (ft)	Año
T2-20	11.575	11.591	Activo	16	2013
T2-30	11.601	11.641	Activo	40	2013
T2-20	11.641	11.661	Activo	20	2013
T2-30	11.661	11.701	Activo	40	2013
T2-20	11.720	11.751	Activo	31	2013
T2-30	11.751	11.766	Activo	15	2013
T2-20	11.766	11.860	Activo	94	2013
T2-20	11.875	11.985	Activo	110	2013
T2-20	12.005	12.021	Activo	16	2013
T2-30	12.021	12.041	Activo	20	2013
T2-20	12.041	12.080	Activo	39	2013
T2-20	12.100	12.115	Activo	15	2013
T2-30	12.115	12.124	Activo	9	2013

Fuente: Ecopetrol S.A.

Todos los intervalos fueron estimulados.

Tabla 33. Unidad de Bombeo Pozo 8

Tipo de Bomba	Electrosumergible
Cable	Cable Solido plano # 2 EPDM, 5 kv con capilar de 3/8"
Variador	YASKAWA, SERIAL J0116C904810002
Transformador	ABB/ 390 KVA, 480 Volts.

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 34. Sarta de Producción Pozo 8

Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
MESA ROTARIA	26,70	0,00	26,70
TUBING HANGER 11" OD x 4 1/2" EUE	0,96	26,70	27,66
274 JUNTAS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE 4 1/2" EUE	8432,40	27,66	8460,06
CROSSOVER DE 4 1/2" EUE BOX x 3 1/2" EUE PIN	1,30	8460,06	8461,36
Y TOOL (BRAZO LARGO)	5,00	8461,36	8466,36
CHECK VALVE 3 1/2" EUE	0,52	8466,36	8466,88
PUP JOINT 3 1/2" EUE	6,10	8466,88	8472,98
SUBDESGARGA 3 1/2" EUE	0,86	8472,98	8473,84
DESCARGA CONVENCIONAL 3 1/2" EUE	0,57	8473,84	8474,41
BOMBA UPPER 68 ETAPAS	14,71	8474,41	8489,12
BOMBA LOWER 104 ETAPAS	21,74	8489,12	8510,86
SEPARADOR DE GAS	3,44	8510,86	8514,30
SELLO UPPER	8,92	8514,30	8523,22
SELLO LOWER	8,92	8523,22	8532,14
MOTOR 391 KV, 2,533 V, 92.6 A	34,46	8532,14	8566,60
SENSOR ZENITH E7	2,80	8566,60	8569,40

Fuente: Ecopetrol S.A.

5. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

El análisis de la producción se realizó mediante la comparación de los IPR de los pozos seleccionados antes y después de las estimulaciones, con el fin de analizar la eficacia de la campaña en un corto plazo, respecto a cantidad de petróleo incremental y reservas incorporadas por cada trabajo.

Para algunos pozos de la campaña la cantidad de datos fue limitada, especialmente los datos posteriores a las estimulaciones, ya que las fechas de algunos de los trabajos estuvieron muy cercanas a la del estudio.

El aporte de producción de los pozos se determinó a partir de una combinación de distintas técnicas aplicadas en campo, que permitieron establecer patrones y determinar las variables más apropiadas para el estudio.

Dentro de las técnicas utilizadas tenemos:

- 1. Pruebas de producción:** Las pruebas de producción se realizan en la superintendencia como mínimo una prueba mensual por cada pozo. Su estudio se hace para establecer un estimado de cómo se venía comportando la producción, pero con un alto grado de incertidumbre, ya que en dichas pruebas hechas en campo se presentan factores que alteran el valor real del aporte de cada pozo, por lo tanto se hace necesario tener otros métodos más precisos.

Sin embargo los valores de aporte de fluidos se tratan de tomar cuando el pozo está estabilizado dinámicamente, es decir que su nivel de fluido no desciende y presenta caudales y presiones de fondo coherentes con el comportamiento del pozo.

2. **Registros de producción (PLT's):** Los registros de producción (PLT's) son quizás la herramienta más precisa y veraz que se acerca al valor real de producción de cada pozo. El problema radica en que no todos los pozos cuentan con estos registros, además de tenerse en cuenta que el valor adecuado para el análisis es el presentado justo antes e inmediatamente después de la intervención.
3. **Sono - log:** Es un registro utilizado para medir niveles de fluido en el anular, que me permite calcular la presión de fondo del pozo a partir de la PIP (pump intake pressure) o presión en la entrada de la bomba a través de la herramienta Echometer, haciendo más precisos los datos arrojados por el software.
4. **Software Especializado:** Respecto al uso de un simulador comercial, se usó WellFlo, un software de análisis nodal de la empresa weatherford con el fin de simular y ajustar los datos provenientes de los modelos petrofísicos, parámetros de los fluidos y del yacimiento, para hacer lo más real posible las curvas IPR de los pozos estudiados.

Debido a que la mayoría de los pozos producen de distintas formaciones y estas a su vez presentan distintas variables, para los resultados fue necesario modelar capa por capa, excluyendo así un patrón fijo en las variables, un ejemplo sería la presión de yacimiento dentro de los datos de entrada del software la cual es variable dependiendo de la capa y del modelo petrofísico de cada pozo.

Para realizar los ajustes básicamente se tienen en cuenta las pruebas de campo, el BS&W y el daño de la formación estimado. Cabe resaltar que no todos los pozos tuvieron la disponibilidad de las pruebas mencionadas anteriormente, por lo cual el grado de precisión se hace menor en estos.

Un parámetro de análisis de la producción se realizó a partir del uso de una curva de declinación exponencial sabiendo que la declinación del campo corresponde al 3% mensual, comparando el Q inicial (tasa de petróleo antes de la intervención) y el Q actual (tasa de petróleo después de la intervención), de igual manera siendo útil para el cálculo de las reservas incorporadas de petróleo y posteriormente usada en el análisis económico de la siguiente sección del proyecto. Matemáticamente las reservas incorporadas corresponden a la resta de áreas de las gráficas entre el Q actual y el Q inicial (el inicial corresponde a la curva azul que representa la curva básica).

El límite económico trabajado y estandarizado para el campo por Ecopetrol es de 10 Bbls para el K1 y 15 Bbls para el T2 (para los casos en que los pozos producen de ambas formaciones se toma el límite económico mayor que es el del T2). Además considerando que el campo tiene un empuje por acuífero activo, la declinación se considera igual antes y después de las estimulaciones, ya que el cambio no será muy brusco y no habría necesidad de recalcular la declinación después de estimulado el pozo.

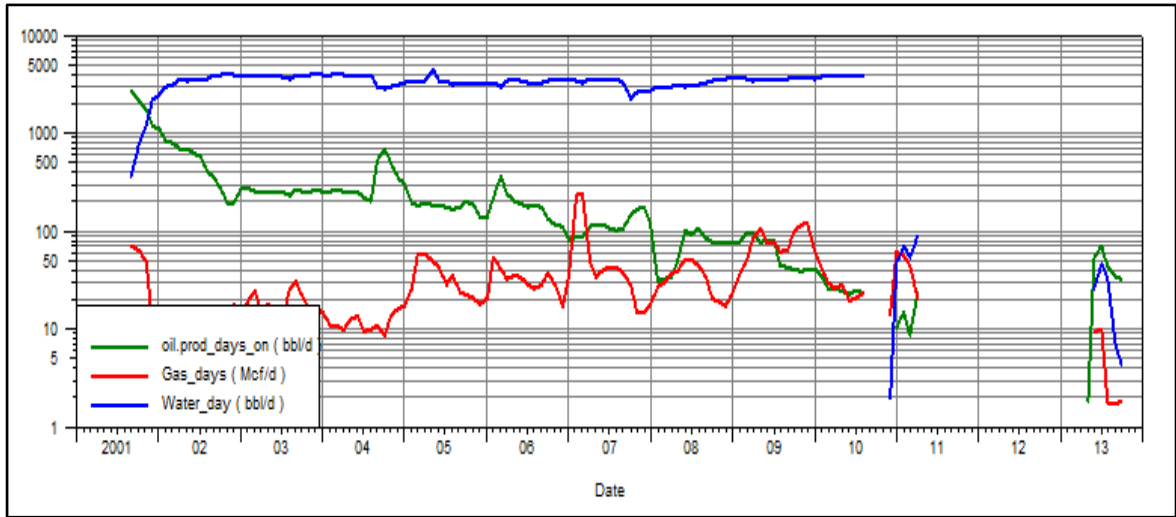
5.1. POZO 1

El pozo 1 fue perforado entre agosto 18 y septiembre 21 de 2001 y fue completado entre el 21 y 24 de septiembre de 2001 de las arenas K1H y K2. El pozo se arrancó con equipo BES de 192 etapas y motor 240 HP.

Mediante la intervención se aisló la unidad K1 y se habilitó la unidad T2 mediante cañoneo y fracturamiento hidráulico con el fin de remover el daño en la cara de la formación creando un canal de mayor conductividad que facilite la producción de hidrocarburos. La intervención se inició en el mes de mayo del año 2013.

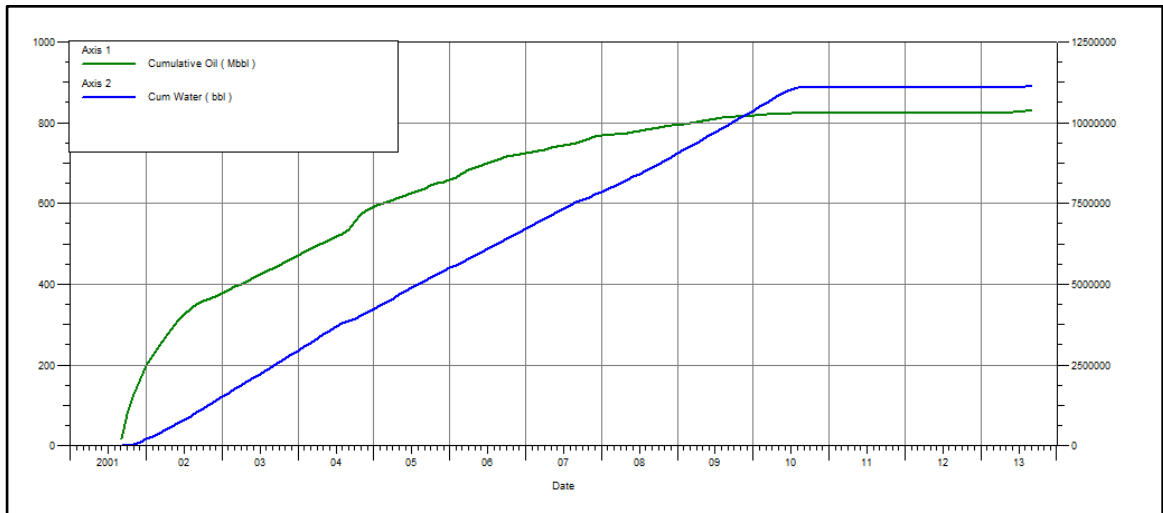
El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 21. Histórico de Producción Diaria Pozo 1



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 22. Histórico de Producción Acumulada Pozo 1



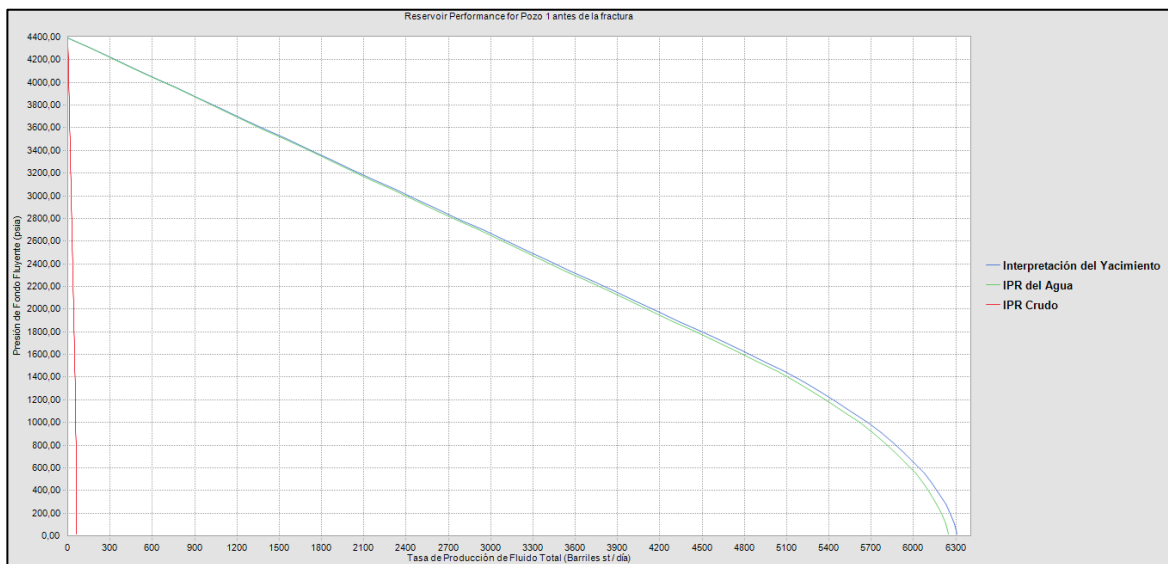
Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

5.1.1. Análisis IPR Pozo 1

Este pozo presenta la particularidad de que antes de la intervención la formación que producía era el K1, posteriormente se aisló la zona, se cañoneo el T2 y se fracturó, por lo cual ciertas variables para modelar la IPR cambian.

Antes del fracturamiento hidráulico el pozo estaba aportando una tasa de 3651 Bbls/día de fluido de los cuales 22 Bbl/día eran de crudo y una presión de fondo de 3500 psi, presentando un corte de agua de un poco más del 99%, con un presión de yacimiento de aproximadamente 4300 psi.

Figura 23. Curva IPR pozo 1 Antes del Fracturamiento Hidráulico



Fuente: El Autor

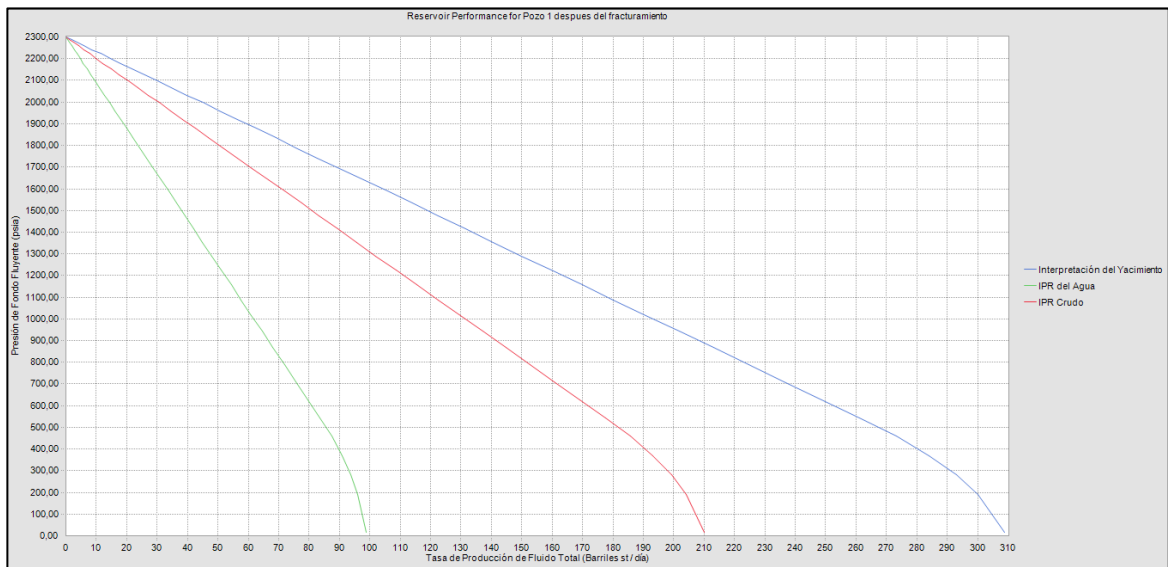
AOF fluido: 6311 Bbl/día

AOF Agua: 6248 Bbl/día

AOF Crudo: 63 Bbl/día

Después del fracturamiento hidráulico el pozo aportó a una tasa de 81 Bbls/día de fluido de los cuales 55 Bbl/día eran de crudo y una presión de fondo de 1735 psi, presentando un corte de agua del 32%, con una presión de yacimiento de aproximadamente 2300 psi.

Figura 24. Curva IPR pozo 1 Después del Fracturamiento Hidráulico



Fuente: El Autor

AOF fluido: 309 Bbl/día

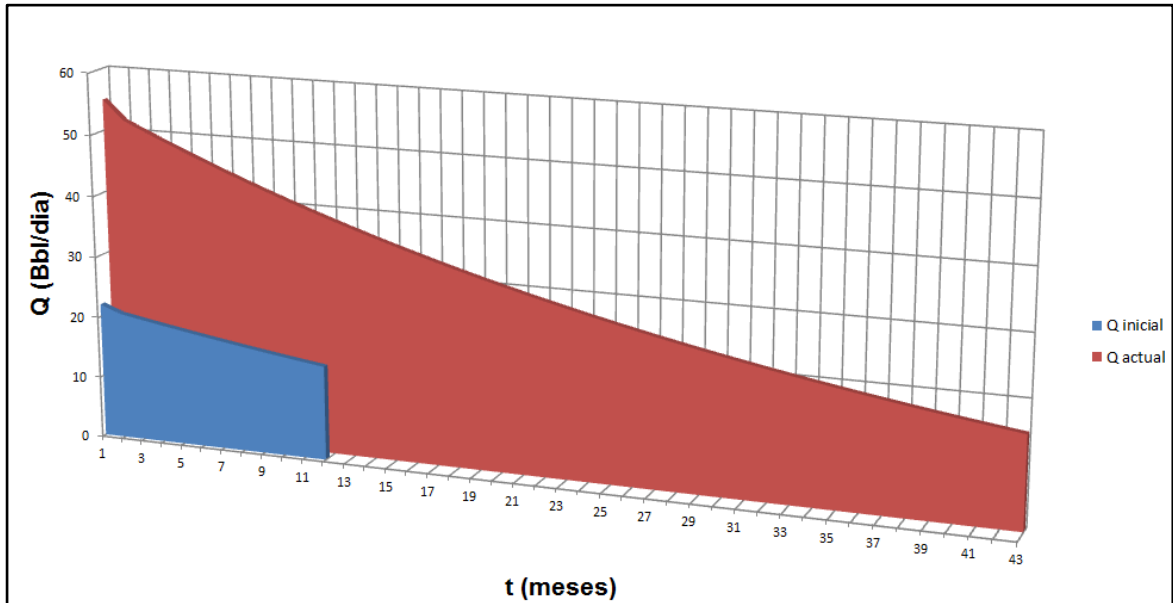
AOF Agua: 99 Bbl/día

AOF Crudo: 210 Bbl/día

5.1.2. Análisis Curva de declinación del pozo 1

El Q incremental del pozo corresponde 23 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 33790 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Figura 25. Curva de Declinación del Pozo 1



Fuente: El Autor

Se estima que el pozo sería viable económicamente producirlo hasta los 43 meses de haberlo fracturado, pero debido a problemas operacionales el pozo fallo poco tiempo después de haberlo intervenido, teniendo como antecedente que el pozo también presento fallas antes de la intervención.

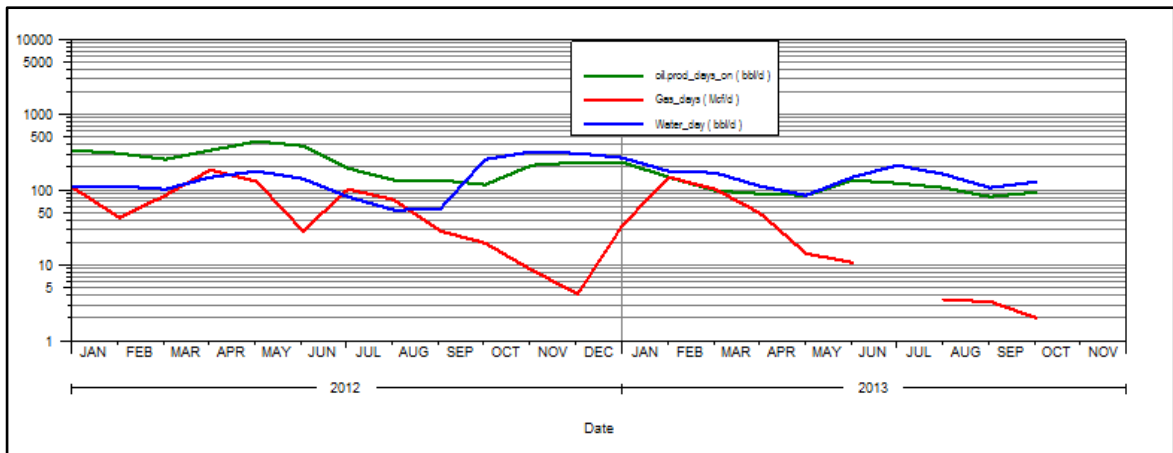
5.2. POZO 2

El pozo terminó de perforarse y completarse en noviembre del 2006, cañoneado en el yacimiento K1 y T2 produjo desde entonces por sistema de levantamiento BES. El análisis del comportamiento del pozo muestra tendencia incrustante del agua de la formación del T2 y pérdida de productividad con el proceso de producción del pozo.

El objetivo de la intervención es mejorar el aporte del pozo y las proyecciones de producción realizando un fracturamiento hidráulico en una etapa para conectar las

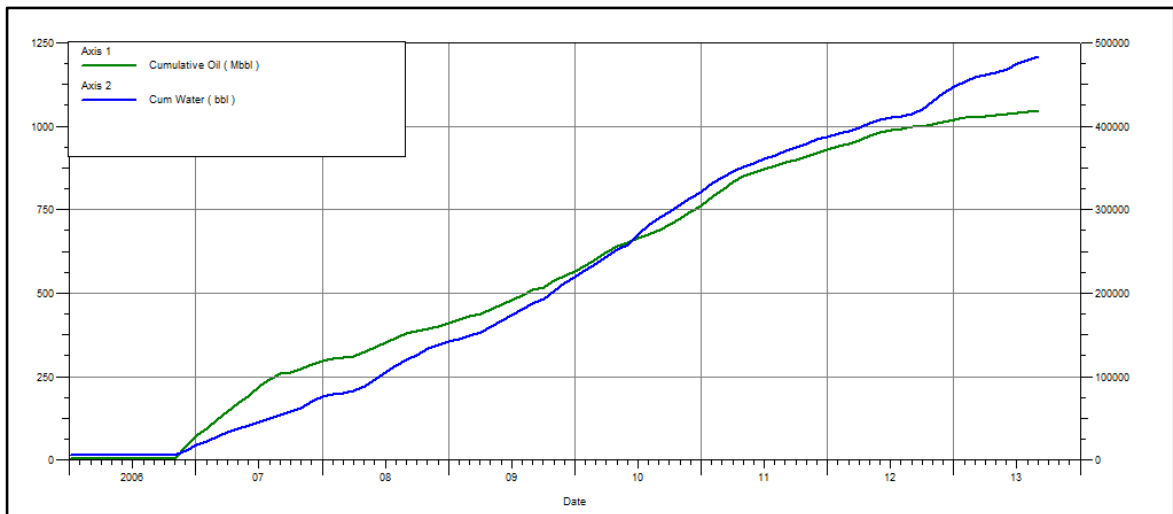
unidades T2_20 y T2_30 y optimizar el drawdown con el rediseño del sistema de levantamiento artificial. La intervención se realizó en el mes de octubre de 2013. El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 26. Histórico de Producción Diaria Pozo 2



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 27. Histórico de Producción Acumulada Pozo 2



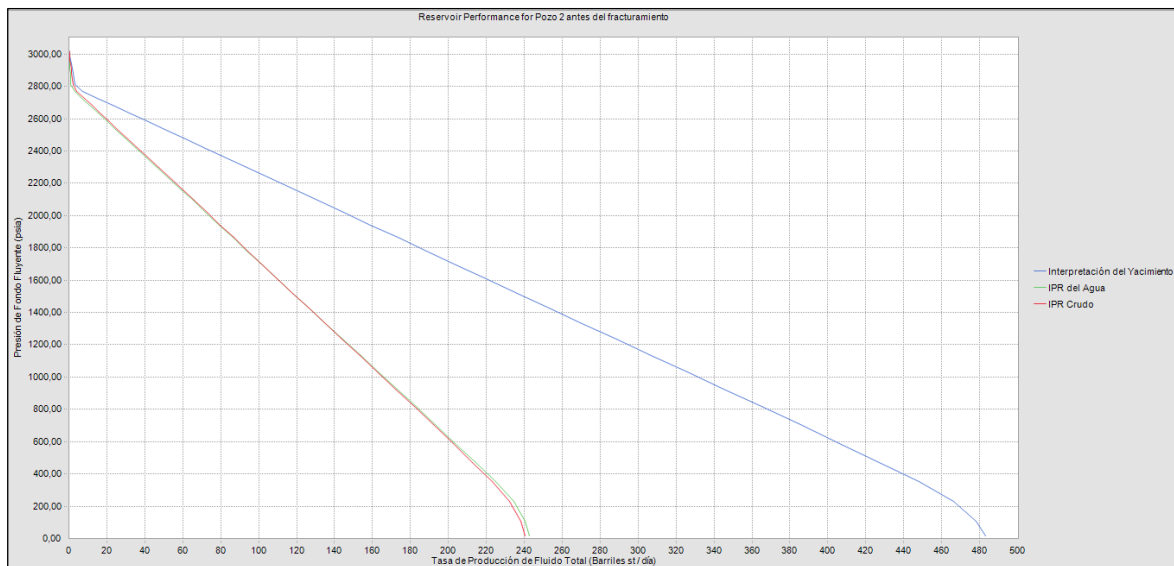
Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

5.2.1. Análisis IPR del pozo 2

Este pozo presenta una producción de las dos formaciones aunque únicamente se fracturo el T2, por consiguiente el IPR es un compendio del aporte de las distintas capas diseñadas en el simulador cuyo modelo petrofísico muestra permeabilidades efectivas suficientes y significativas para el aporte de fluidos, por lo tanto no se hace necesario agregar aquellos intervalos con valores de transmisibilidad y aporte de fluidos bajo.¹¹

Antes del fracturamiento hidráulico el pozo estaba aportando una tasa de 195 Bbls/día de fluido de los cuales 86 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 1781 psi, presentando un corte de agua de 55%, con una presión de yacimiento entre 2800 - 3100 psi debido a que el aporte proviene de dos yacimientos diferentes y a su vez las subcapas presentan diferentes presiones.

Figura 28. Curva IPR Pozo 2 antes del Fracturamiento Hidráulico



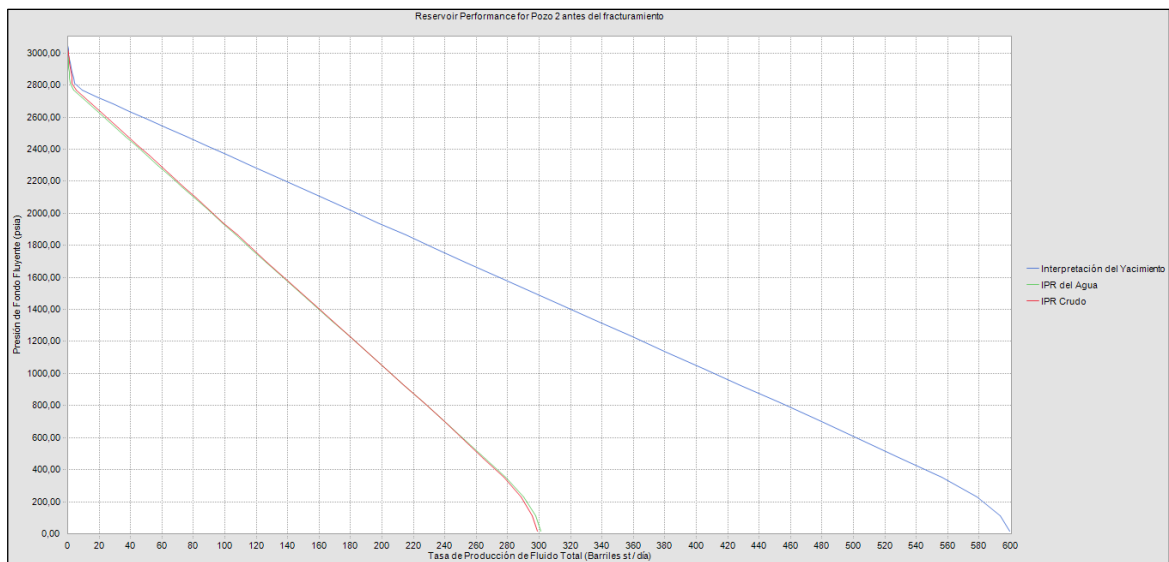
Fuente: El Autor

¹¹ Entrevista Ing Jacobo Lopez, Departamento de Ingeniería y Confiabilidad Ecopetrol SOA

AOF fluido: 483 Bbl/dia
AOF Agua: 243 Bbl/dia
AOF Crudo: 240 Bbl/dia

Posterior al fracturamiento Hidráulico el pozo siguió aportando la misma cantidad de fluido, pero el fracturamiento afecto la presión de fondo, la cual cambio a 1990 psi, incrementándose en 200 psi, por lo tanto el comportamiento IPR cambia de igual manera.

Figura 29.Curva IPR Pozo 2 Después del fracturamiento Hidráulico



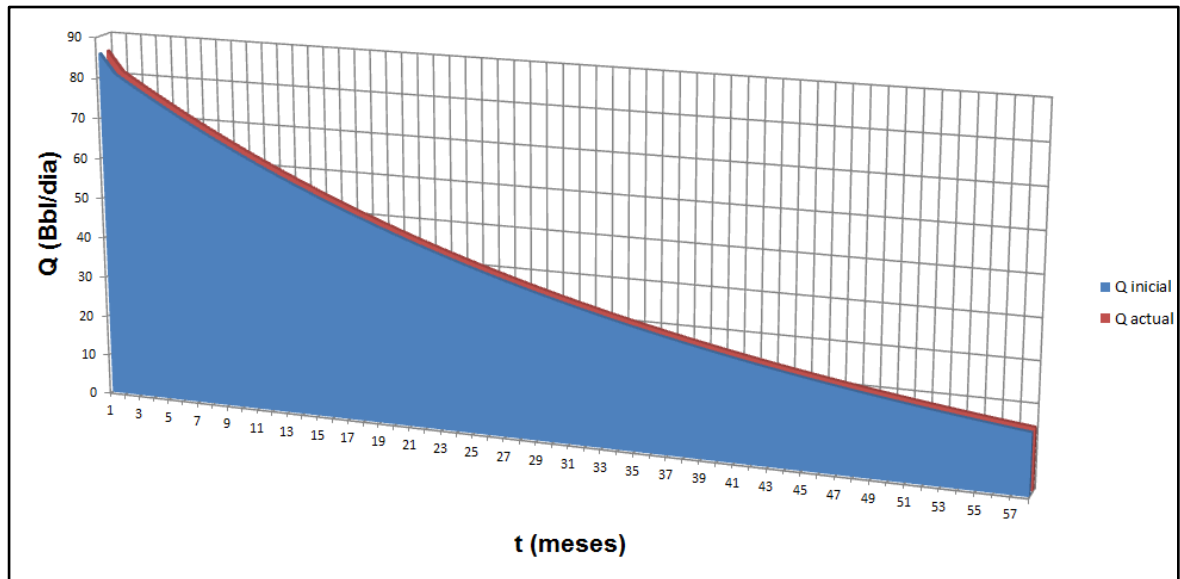
Fuente: El Autor

AOF fluido: 600 Bbl/dia
AOF Agua: 301 Bbl/dia
AOF Crudo: 299 Bbl/dia

5.2.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 2

Debido a que no se obtuvo un Q incremental la declinación sería la misma de la producción antes de la intervención y no se tendrían reservas incorporadas.

Figura 30. Curva de Declinación Pozo 2



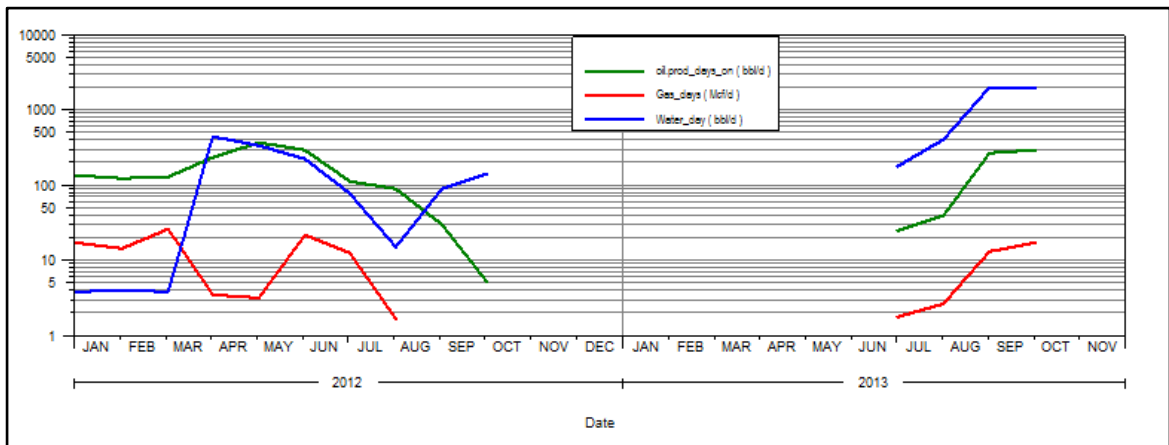
Fuente: El Autor

5.3. POZO 3

El pozo 3 se perforó entre el 25 de Octubre y el 23 de diciembre de 2010. Debido a problemas durante la corrida de los registros eléctricos fue necesaria la perforación del sidetrack, sin embargo para la evaluación de los registros se toman los del pozo original. El pozo entró en producción el 6 de enero de 2011. Desde entonces estuvo produciendo de las unidades K1 inferior, y solo un pequeño intervalo de la formación K1 hidráulico.

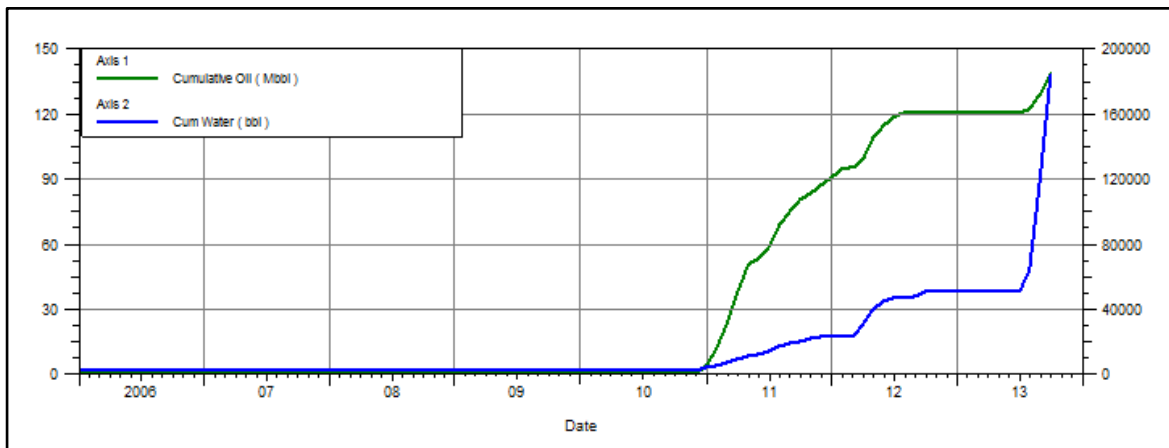
Durante todo el tiempo que ha estado en producción se ha evidenciado bajo aporte de fluido el cual puede estar relacionado con daño de formación ocasionado durante la perforación del pozo. El pozo fue intervenido en el mes de julio de 2013. El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 31. Histórico de Producción Diaria Pozo 3



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 32. Histórico de Producción Acumulada Pozo 3



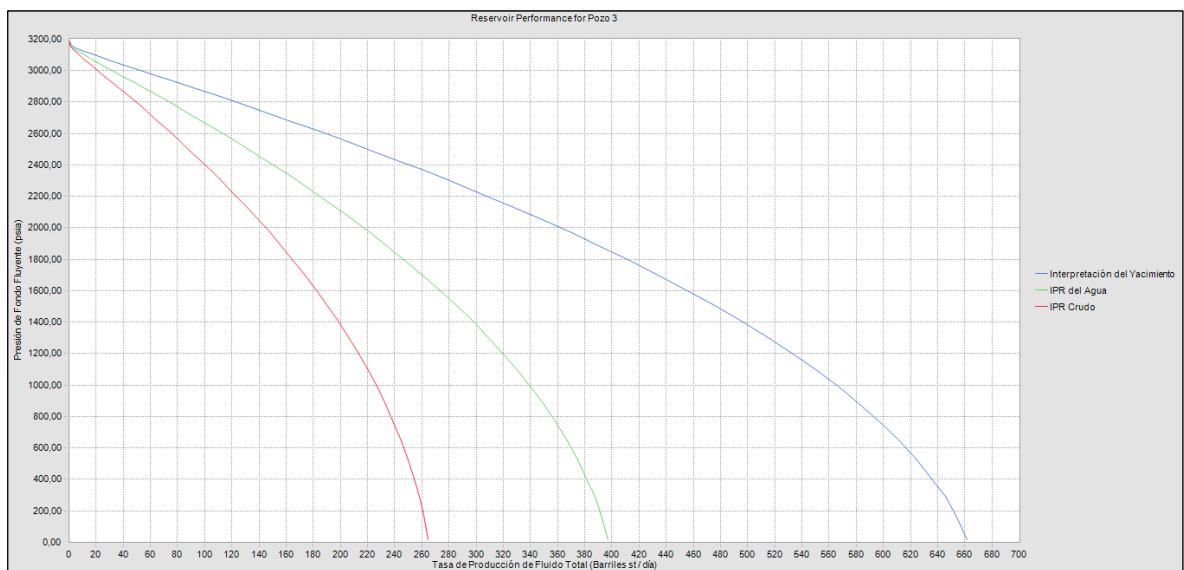
Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

5.3.1. Análisis IPR Pozo 3

Para mejorar el aporte del pozo y mejorar las proyecciones de producción se propuso realizar un fracturamiento Hidráulico en dos etapas de las unidades tope del K1 Inf, K1 Inf 50 y K1 Inf 40 y con esto optimizar el IPR del pozo.

Antes del fracturamiento hidráulico el pozo estaba aportando una tasa de 160 Bbls/día de fluido de los cuales 12 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 3040 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 93%, con una presión de yacimiento de 3200 psi.

Figura 33. Curva IPR Pozo 3 antes del Fracturamiento Hidráulico



Fuente: El Autor

AOF fluido: 662 Bbl/día

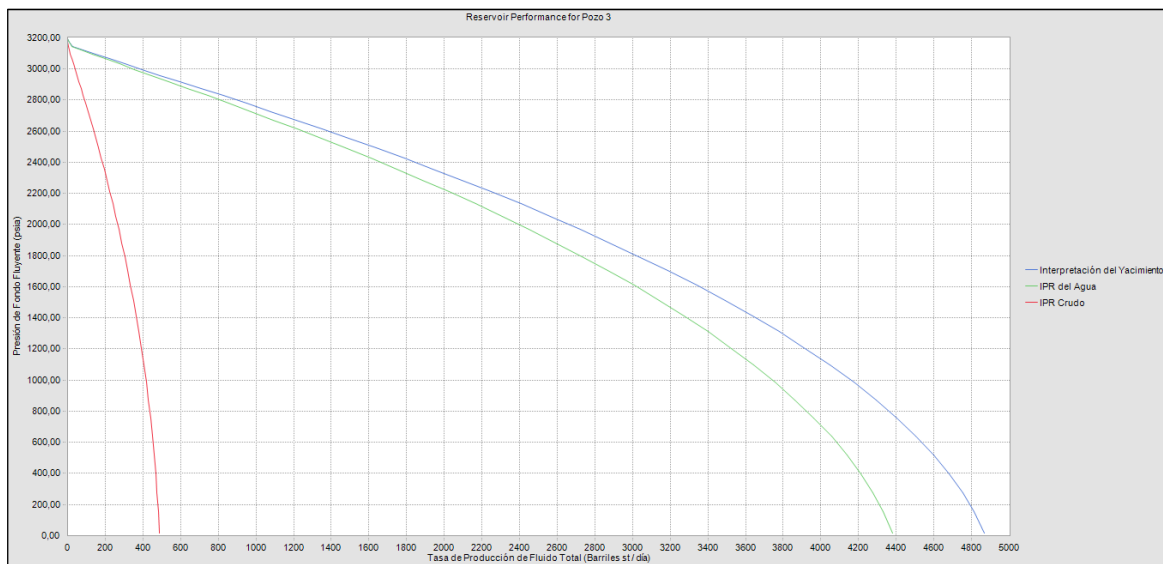
AOF Agua: 397 Bbl/día

AOF Crudo: 265 Bbl/día

Después del fracturamiento hidráulico el pozo aporto a una tasa de 2285 Bbls/dia de fluido de los cuales 297 Bbl/dia eran de crudo y una presión de fondo de 1978 psi, presentando un corte de agua del 87%, con una presión de yacimiento de aproximadamente 3200 psi.

Por lo cual se pudo evidenciar que de los 3 fracturamientos, este presento un aumento significativo en la producción, mostrando como resultado una posible remoción cuantitativa del daño que presentaba el pozo.

Figura 34. Curva IPR Pozo 3 Despues del Fracturamiento Hidráulico



Fuente: El Autor

AOF fluido: 4870 Bbl/dia

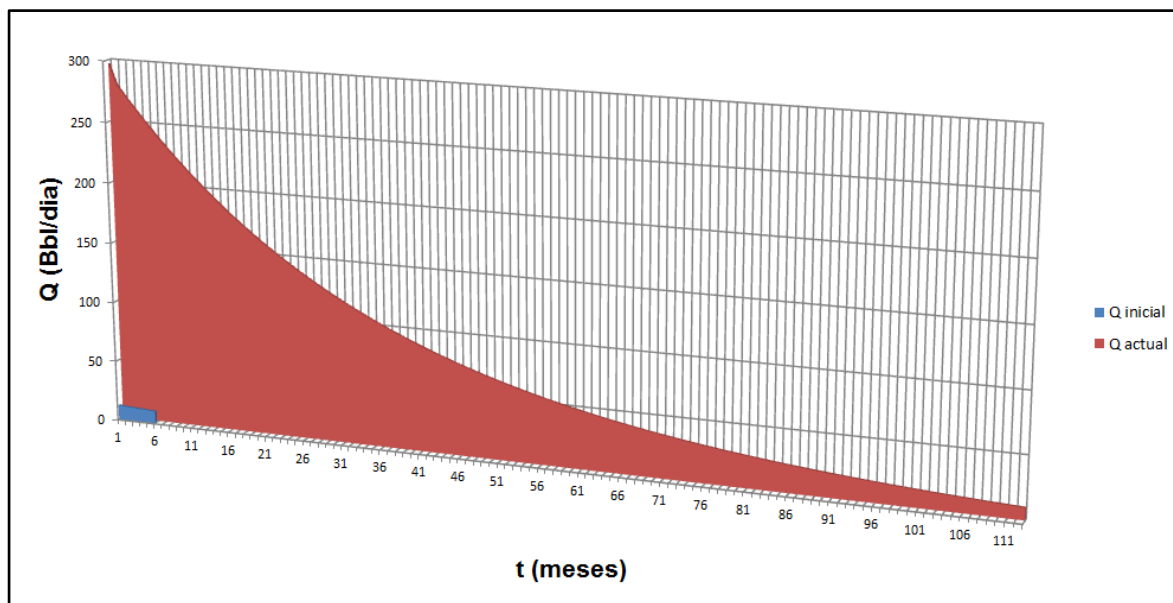
AOF Agua: 4383 Bbl/dia

AOF Crudo: 487 Bbl/dia

5.3.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 3

El Q incremental del pozo corresponde 285 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 293262 Bbls de petróleo de reservas incorporadas. Se estima de acuerdo a la gráfica que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 113 meses después de haber sido intervenido.

Figura 35. Curva de Declinación Pozo 3



Fuente: El Autor

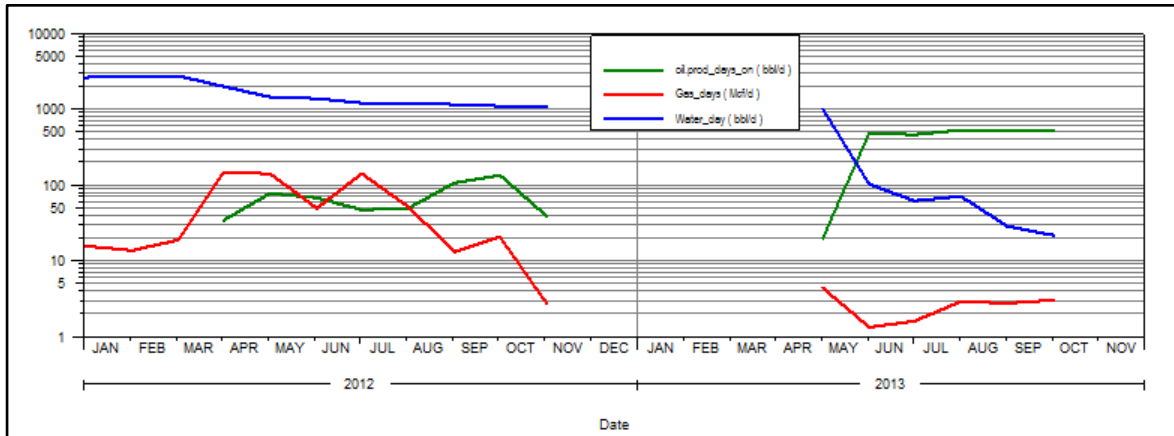
5.4. POZO 4

El pozo 4 fue perforado de Junio a Agosto de 2011, y completado en Agosto en las arenas T2_30, T2_20 y T2_10 de la unidad San Fernando, y K1 medio e inferior de Guadalupe. El pozo fue intervenido en mayo de 2013.

Ha producido de las unidades K1 y T2 presentando un bajo aporte de crudo, con grandes cantidades de agua y BS&W altos.

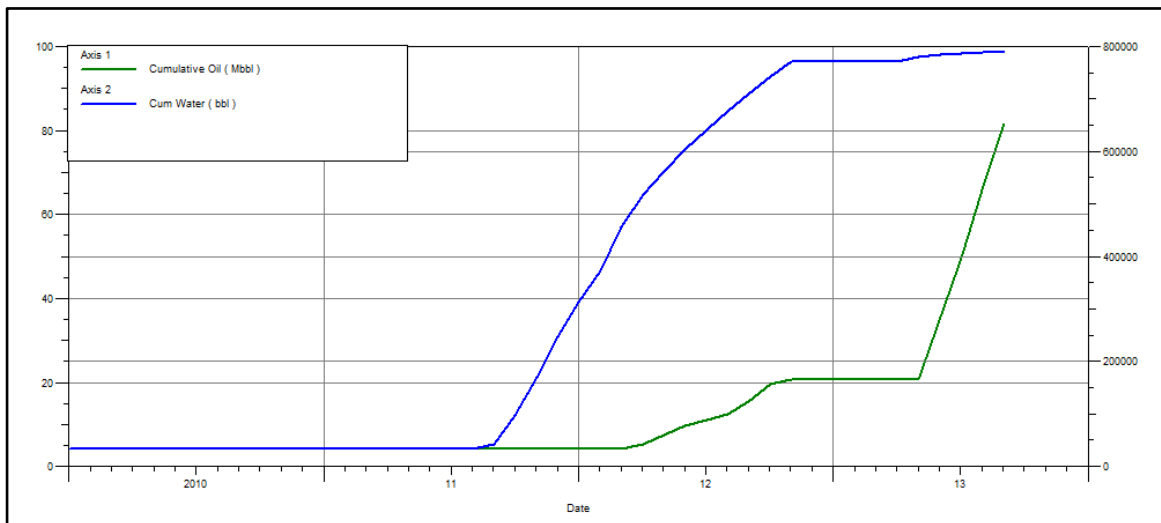
El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 36. Histórico de Producción Diaria Pozo 4



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 37. Histórico de Producción Acumulada Pozo 4



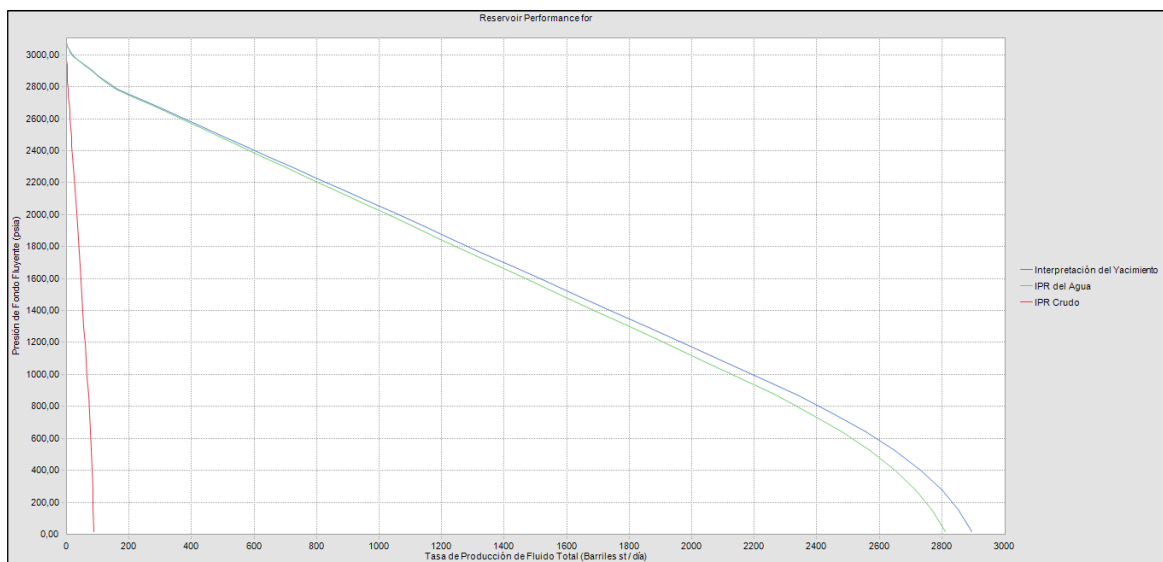
Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

5.4.1. Análisis IPR Pozo 4

A pesar de tener los yacimientos K1 y T2 habilitados, presenta un acumulado de producción de apenas 8.4 Kbbbl, 23% de T2 y 77% del K1. Sin embargo, según PLT de Noviembre de 2011, actualmente toda la producción proviene del T2, lo que hace necesario estimular el K1 para traspasar el daño. El T2 debe estimularse también pues durante la perforación de las arenas superiores hubo pérdidas importantes de lodo que les generaron daño.

Antes de la Estimulación Orgánico-Acida el pozo estaba aportando una tasa de 1045 Bbls/día de fluido de los cuales 25 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 2159 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 98%, con unas presiones de yacimiento que van desde los 2800 a 3200 psi.

Figura 38. Curva IPR Pozo 4 antes de la Estimulación Orgánico-Acida



Fuente: El Autor

AOF fluido: 2897 Bbl/día

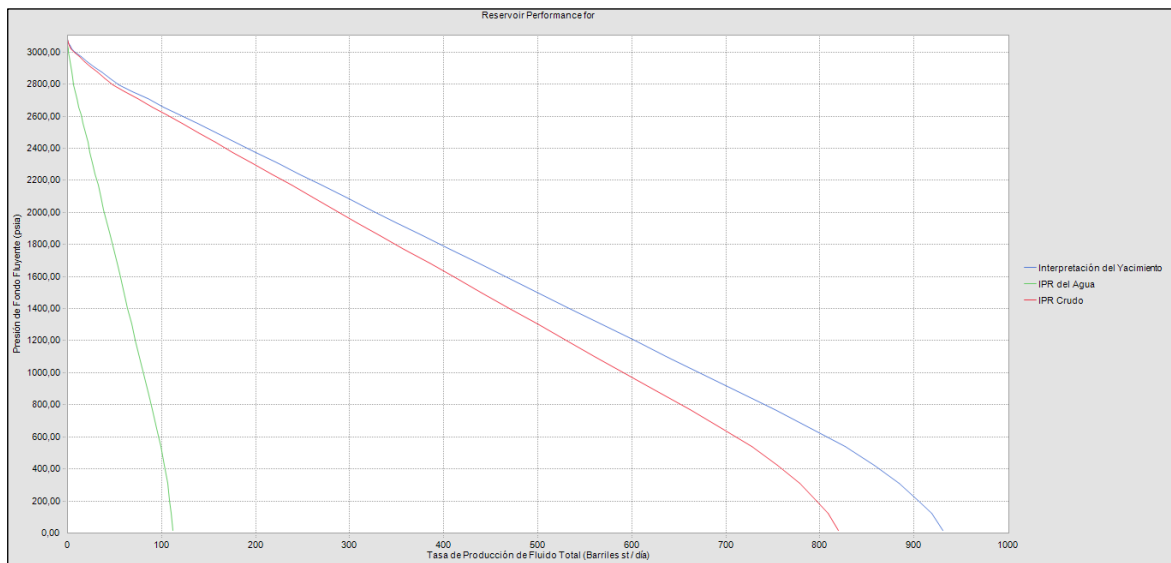
AOF Agua: 2810 Bbl/día

AOF Crudo: 87 Bbl/día

Después de la estimulación Orgánico-Acida el pozo aportó a una tasa de 594 Bbls/día de fluido de los cuales 523 Bbl/día eran de crudo y una presión de fondo de 1304 psi, presentando un corte de agua del 12%.

Por lo cual se pudo evidenciar que para este caso aparte de aumentar significativamente la producción de crudo del pozo y su potencial, también disminuyó el corte de agua.

Figura 39. Curva IPR Pozo 4 Después de la Estimulación Orgánico-Acida



Fuente: El Autor

AOF fluido: 931 Bbl/día

AOF Agua: 112 Bbl/día

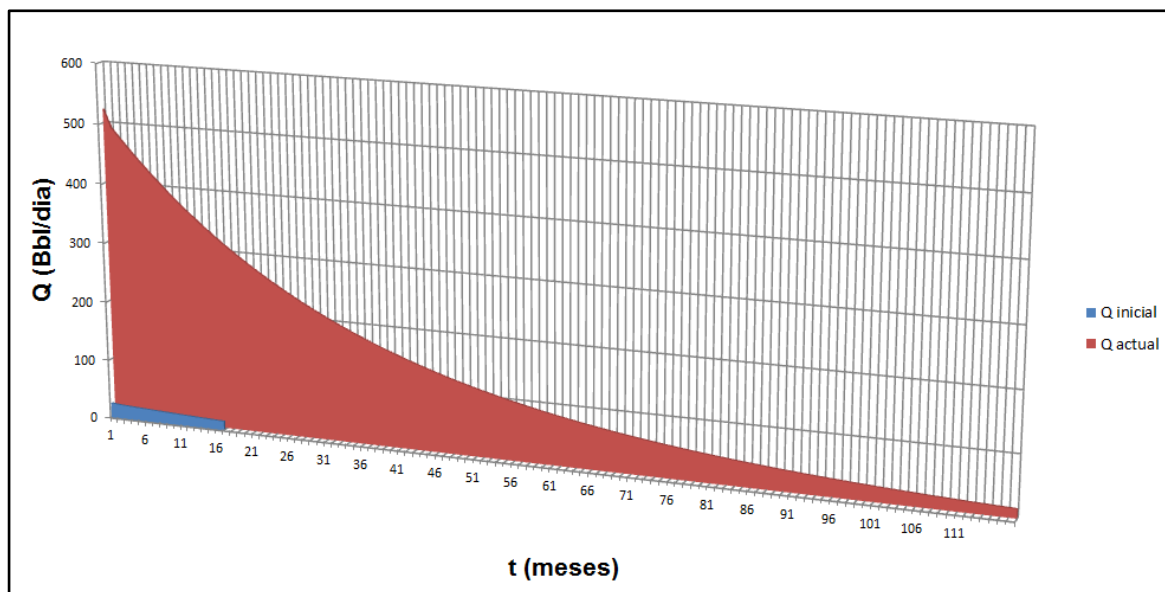
AOF Crudo: 819 Bbl/día

5.4.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 4

El Q incremental del pozo corresponde 498 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 512255 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Se estima de acuerdo a la gráfica que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 118 meses después de haber sido intervenido.

Figura 40. Curva de Declinación Pozo 4



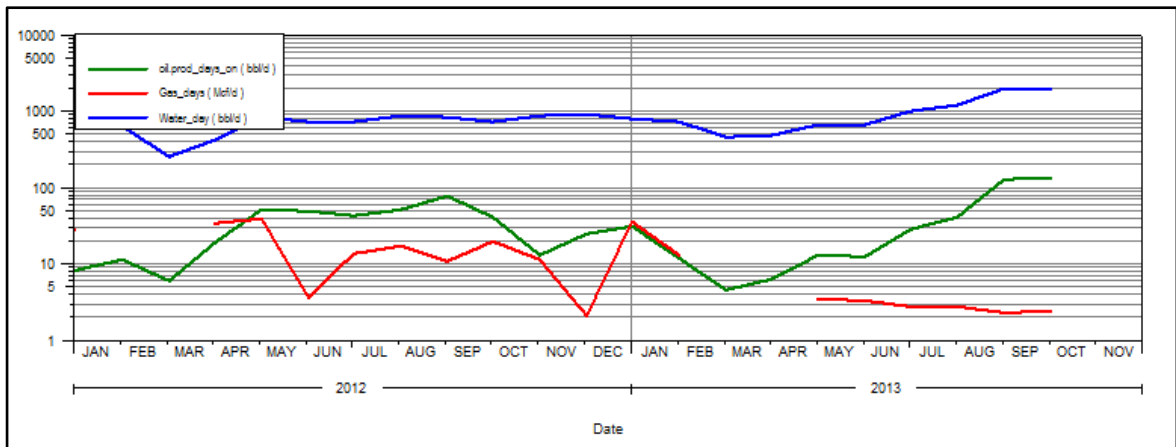
Fuente: El Autor

5.5. POZO 5

El pozo 5 fue perforado de Agosto a Octubre de 2011, y completado en Octubre en las arenas T2_30, T2_20 y T2_10 de la unidad San Fernando, y K1 superior e inferior de Guadalupe. Ha producido de las unidades K1 y T2 presentando un bajo aporte de fluidos respecto a los espesores cañoneados los cuales son numerosos, además de presentar cortes de agua muy altos. Cabe resaltar que el pozo pasa a

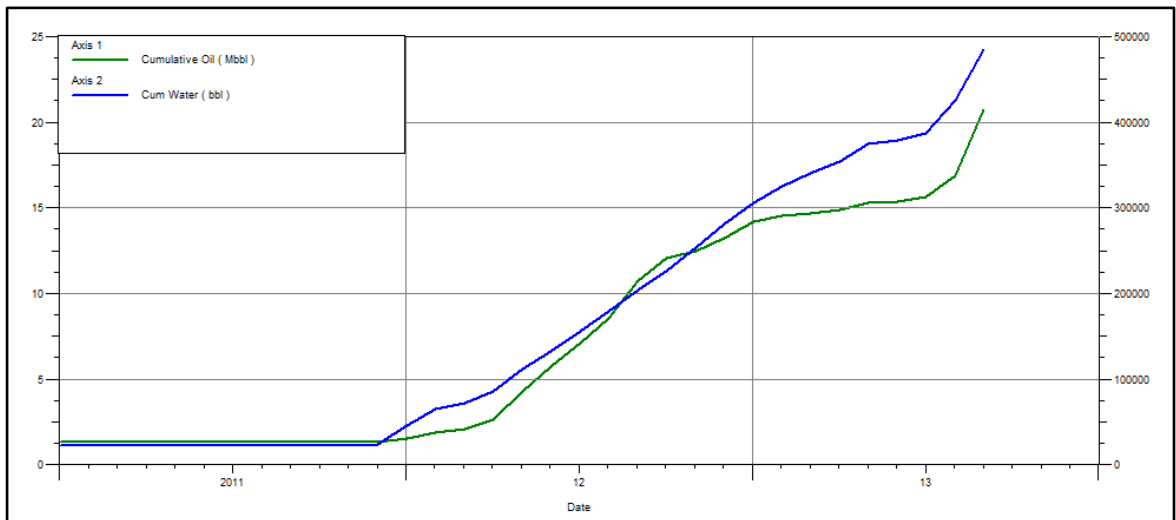
intervención en el mes de julio de 2013 debido a que ya no era rentable producirlo porque se estaba acercando a su límite económico. El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 41. Histórico de Producción Diaria Pozo 5



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 42. Histórico de Producción Acumulada Pozo 5



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

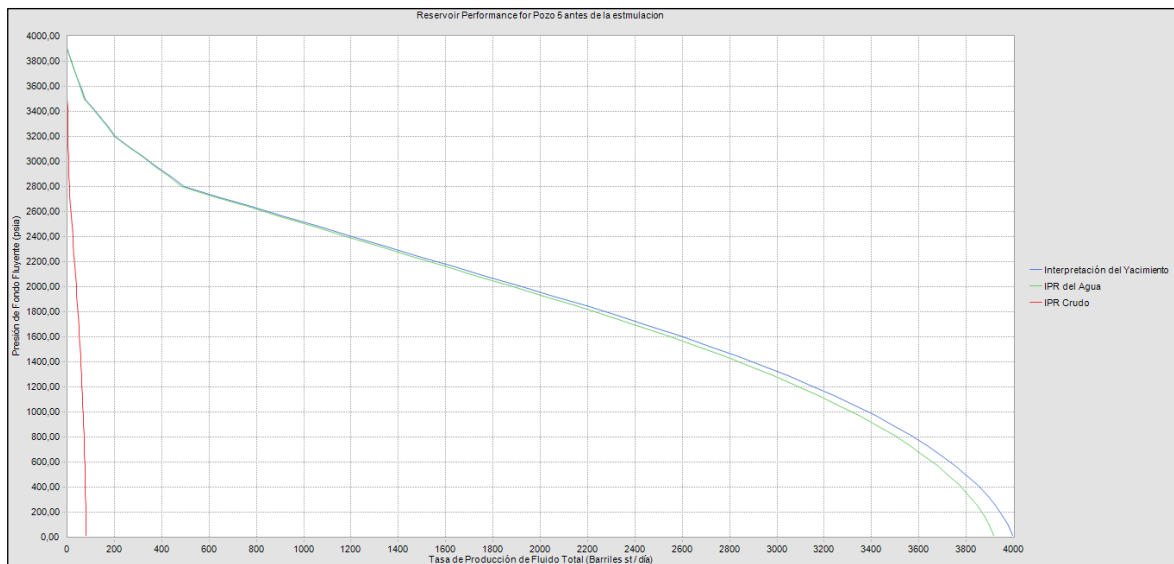
5.5.1. Análisis IPR Pozo 5

A pesar de tener los yacimientos K1 y T2 habilitados, presenta un acumulado de producción de 7.2 Kbbbl, 17% de T2 y 83% del K1.

Sin embargo, según PLT de Diciembre de 2011, actualmente toda la producción proviene del T2. Las unidades T2 y K1 deben estimularse pues durante la perforación de las arenas superiores hubo pérdidas importantes de lodo que les generaron daño.

Antes de la Estimulación Matricial estaba aportando una tasa de 683 Bbls/día de fluido de los cuales 16 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 2660 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 98%, con unas presiones de yacimiento que van desde los 2800 a 3500 psi.

Figura 43. Curva IPR Pozo 5 antes de la Estimulación Matricial



Fuente: El Autor

AOF fluido: 2897 Bbl/dia

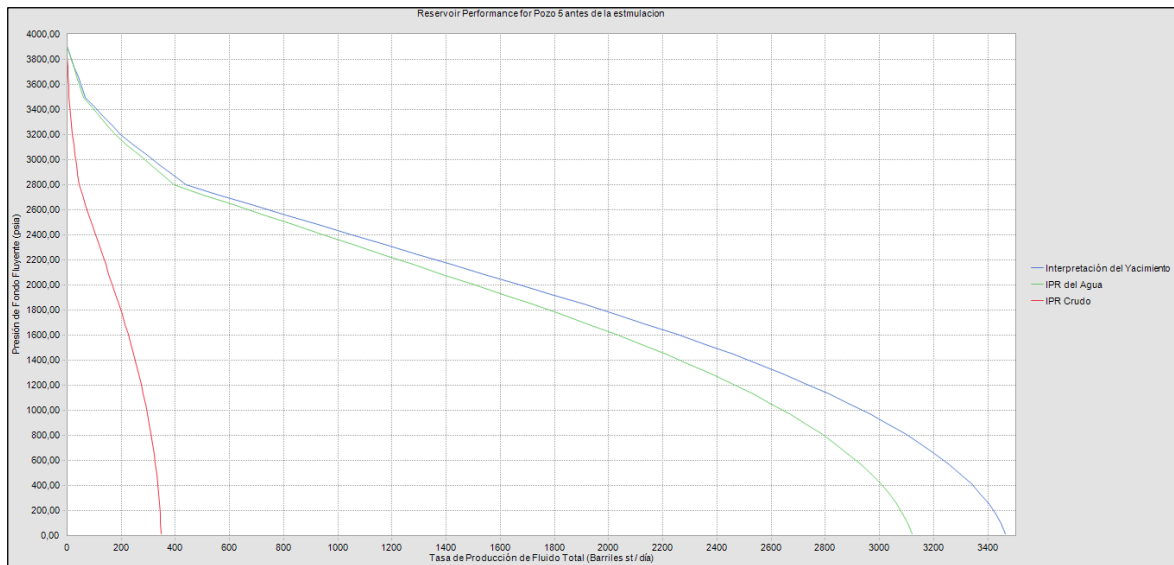
AOF Agua: 2810 Bbl/dia

AOF Crudo: 87 Bbl/dia

Después de la estimulación Matricial el pozo aporó a una tasa de 2149 Bbls/día de fluido de los cuales 137 Bbl/día eran de crudo, a una presión de fondo de 1974 psi, presentando un corte de agua del 93%.

Evidentemente hubo un aporte significativo de fluidos y una pequeña reducción del corte de agua como consecuencia de la intervención.

Figura 44. Curva IPR Pozo 5 Después de la Estimulación Matricial



Fuente: El Autor

AOF fluido: 3466 Bbl/dia

AOF Agua: 3120 Bbl/dia

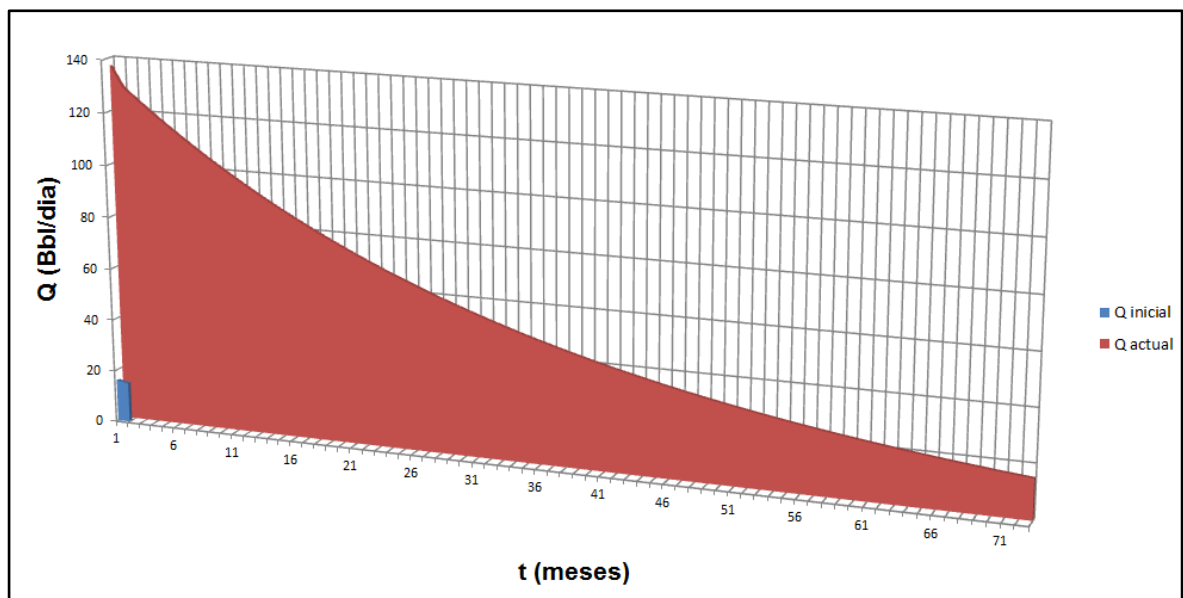
AOF Crudo: 347 Bbl/dia

5.5.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 5

El Q incremental del pozo corresponde 121 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 124239 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Se estima de acuerdo al valor teórico calculado que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 73 meses después de haber sido intervenido.

Figura 45. Curva de Declinación Pozo 5



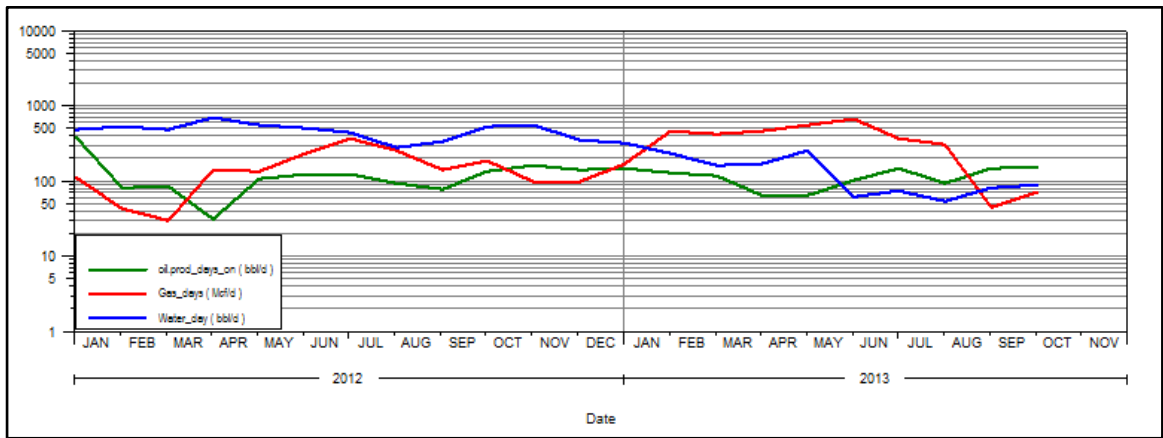
Fuente: El Autor

5.6. POZO 6

El pozo 6 fue perforado entre junio y agosto del 2010 y fue completado con equipo BES en agosto del 2010. Desde que se completó el pozo no se le ha realizado ningún trabajo de mantenimiento o reacondicionamiento. La estimulación se realizó en el mes de agosto de 2013.

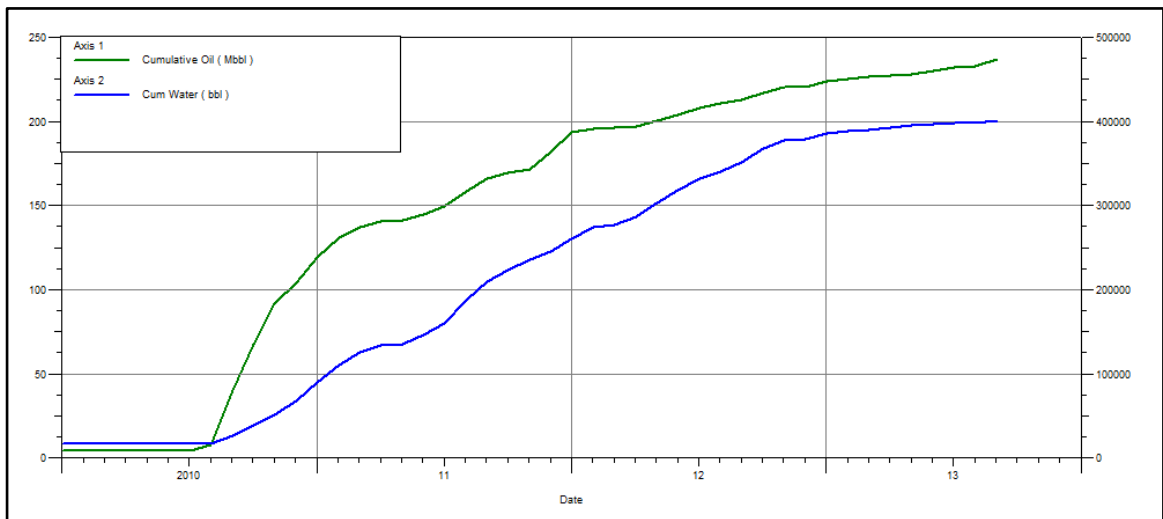
El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 46. Histórico de Producción Diaria Pozo 6



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 47. Histórico de Producción Acumulada Pozo 6



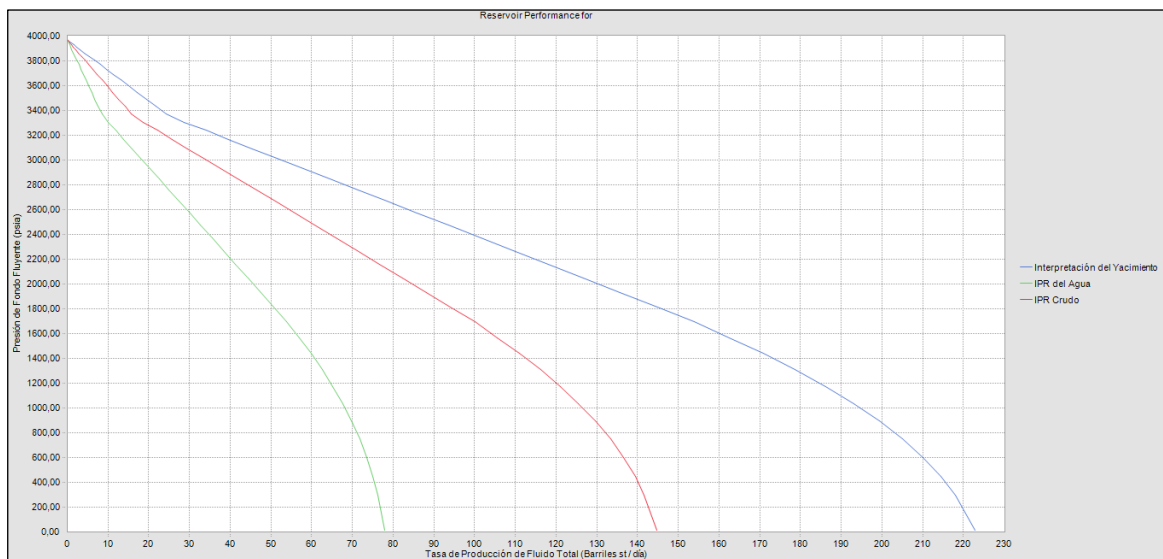
Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

5.6.1. Análisis IPR pozo 6

A la fecha, el pozo se encuentra activo, completado con bombeo electrosumergible. Desde su completamiento en Agosto del 2010 ha presentado una producción inestable con tendencia a incrementar su BSW. El objetivo de la intervención era aumentar la producción de aceite a través de una acidificación de las arenas del K1 inferior.

Antes de la estimulación matricial estaba aportando una tasa de 151 Bbls/día de fluido de los cuales 100 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 1700 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 34%, con unas presiones de yacimiento que van desde los 3500 a 4000 psi. Este pozo presenta la particularidad de que su presión de fondo es muy baja con respecto a las presiones de las arenas, lo que quiere decir que este pozo ha mostrado una caída de presión muy pronunciada con el paso del tiempo o que el pozo está muy dañado dificultando el aporte de fluidos.

Figura 48. Curva IPR Pozo 6 antes de la Estimulación Matricial



Fuente: El Autor

AOF fluido: 223 Bbl/dia

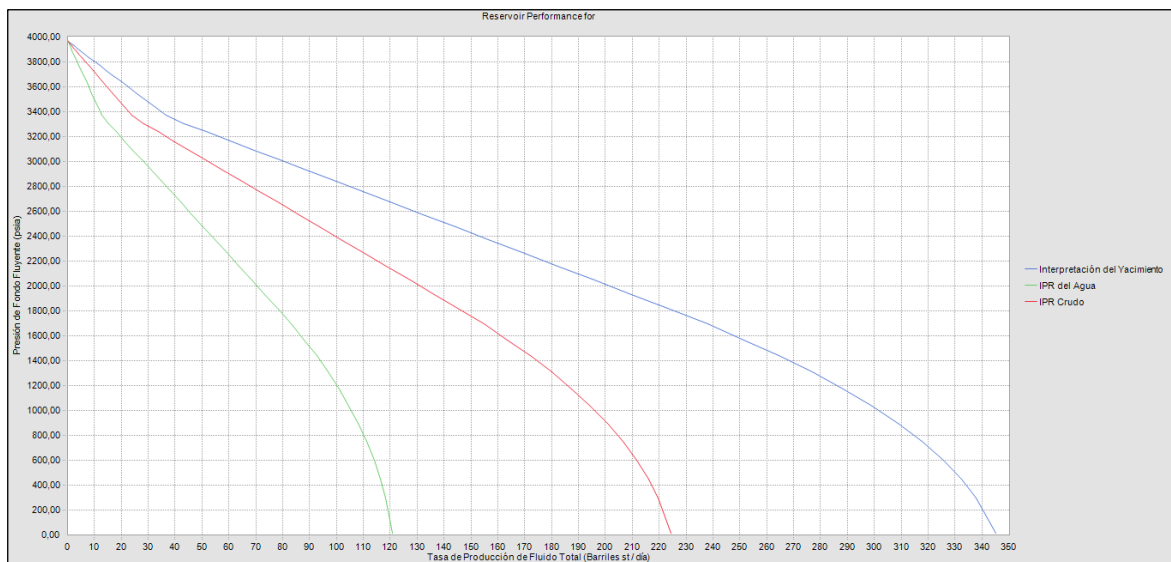
AOF Agua: 78 Bbl/dia

AOF Crudo: 145 Bbl/dia

Después de la estimulación Matricial el pozo aporó a una tasa de 227 Bbls/día de fluido de los cuales 150 Bbl/día eran de crudo, a una presión de fondo de 1750 psi, presentando el mismo corte de agua.

En esta clase de pozos se hace más necesario el estudio económico posterior a la intervención debido a que el aporte de fluidos no fue tan significativo.

Figura 49. Curva IPR Pozo 6 Después de la Estimulación Matricial



Fuente: El Autor

AOF fluido: 345 Bbl/dia

AOF Agua: 121 Bbl/dia

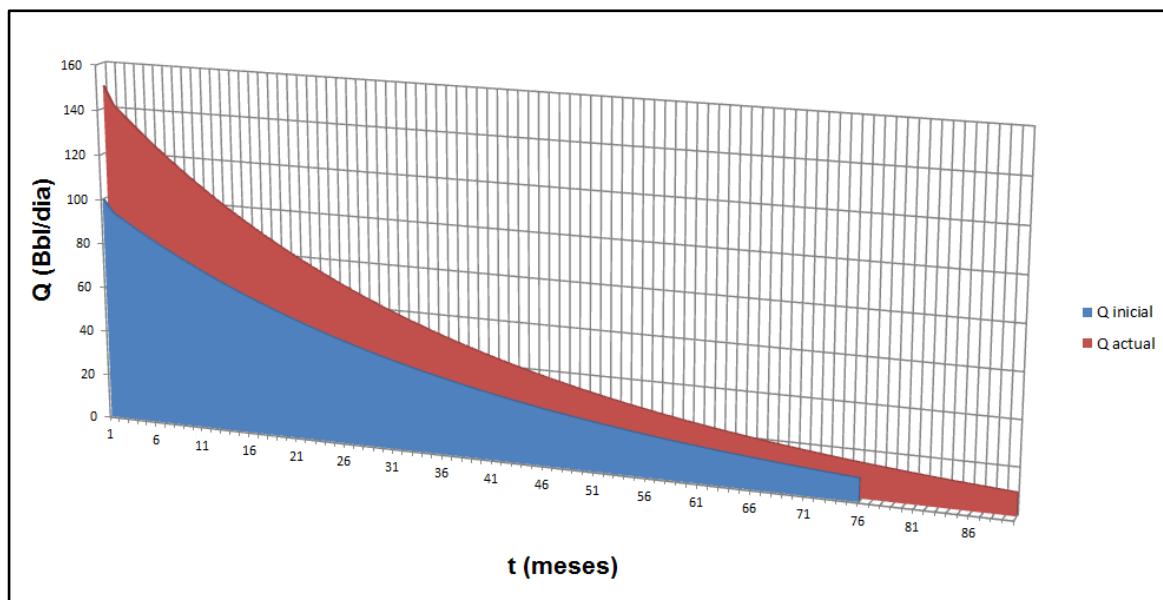
AOF Crudo: 224 Bbl/dia

5.6.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 6

El Q incremental del pozo corresponde 50 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 51595 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Se estima de acuerdo al valor teórico calculado que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 90 meses después de haber sido intervenido.

Figura 50. Curva de Declinación Pozo 6



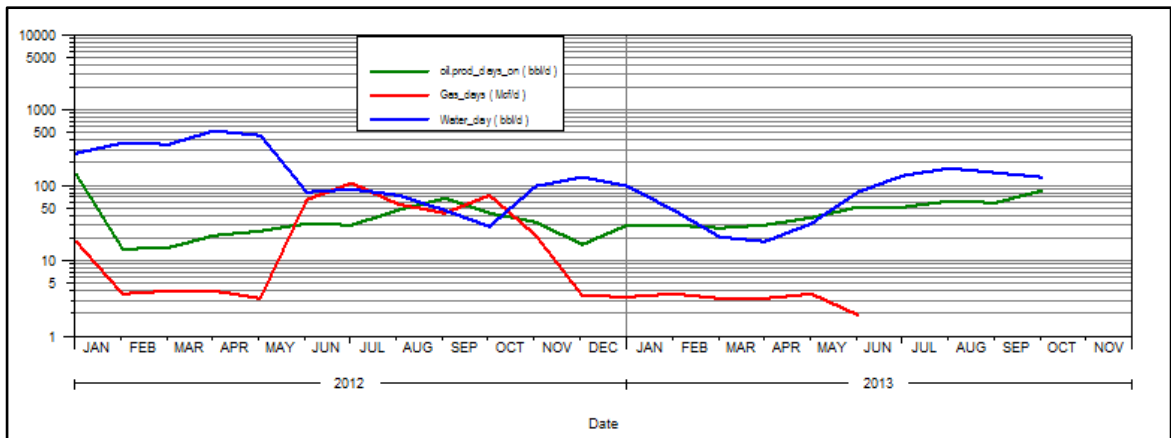
Fuente: El Autor

5.7. POZO 7

El pozo 7 fue perforado entre abril 1 y mayo 1 de 2007 y fue completado entre el 22 de mayo y 8 de junio de 2007 en intervalos de las arenas de K2, K1H Y K1I. Se arrancó con equipo BES de 248 etapas y motor 150 HP. El pozo fue intervenido en el mes de septiembre de 2013.

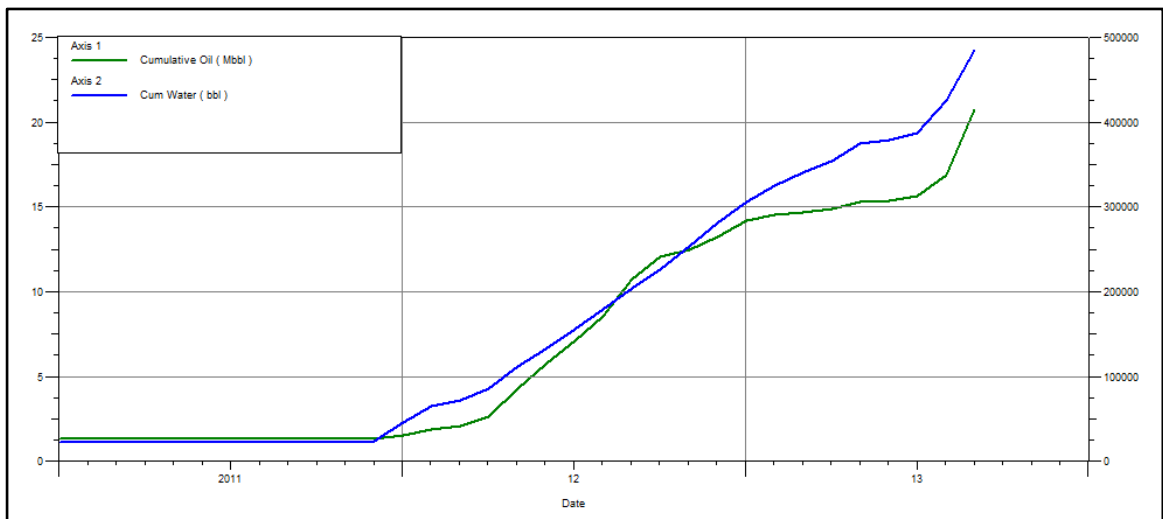
Con corte a 31 de marzo de 2013 el pozo presenta una producción acumulada de 688,85 Kbls de aceite. El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 51. Histórico de Producción Diaria Pozo 7



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 52. Histórico de Producción Acumulada Pozo 7



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

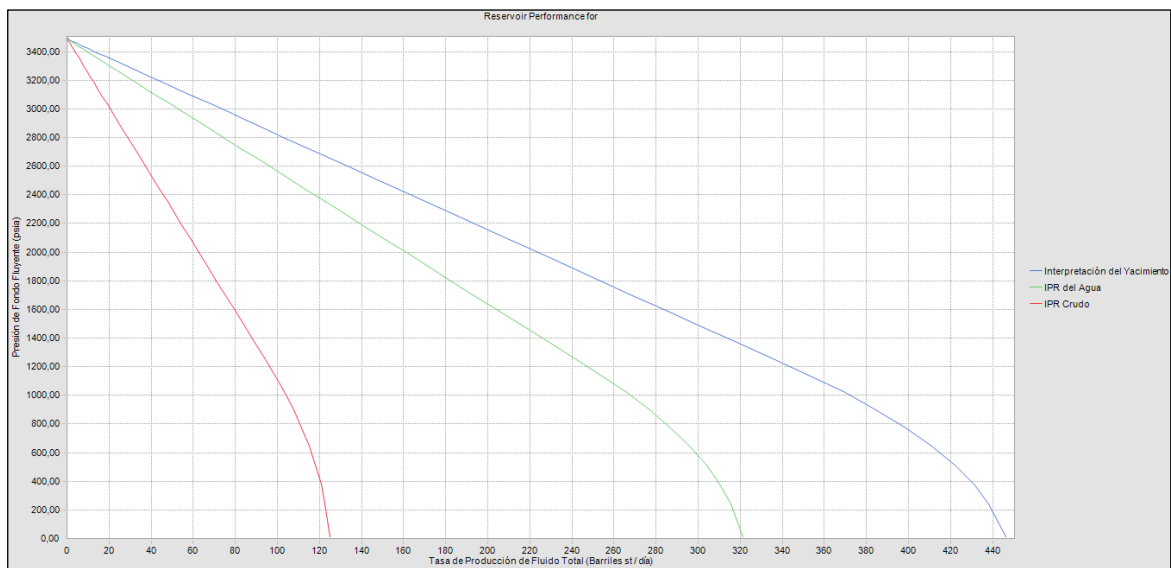
5.7.1. Análisis IPR Pozo 7

El pozo 7 se encuentra produciendo actualmente de las formaciones K1 inferior, el comportamiento de la producción muestra una fuerte declinación en el último año de producción, parte de esta pérdida se asocia al daño de formación por finos.

Con la presente intervención se buscó recuperar parte de la producción asociada a este mecanismo de daño, buscando incrementar las reservas mediante la estimulación acida, apertura de nuevas zonas y rediseño del sistema de levantamiento artificial.

Antes de la Estimulación Orgánico-Acida estaba aportando una tasa de 209 Bbls/día de fluido de los cuales 59 Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 2100 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 72%, con una presión de yacimiento de 3500 psi.

Figura 53. Curva IPR Pozo 7 antes de la Estimulación Orgánico-Acida



Fuente: El Autor

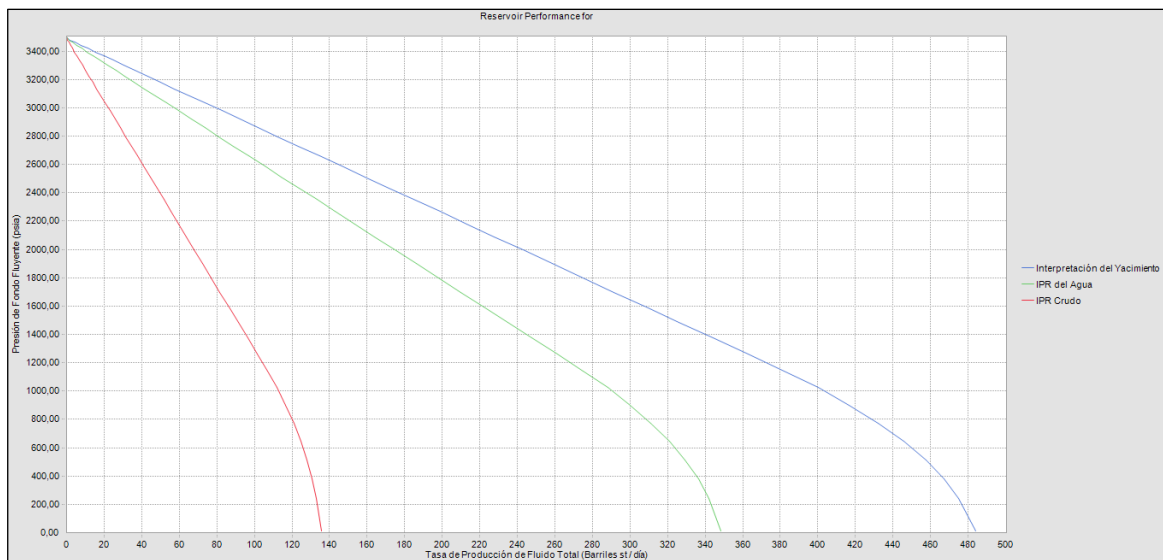
AOF fluido: 446 Bbl/dia

AOF Agua: 321 Bbl/dia

AOF Crudo: 125 Bbl/dia

Después de la estimulación Orgánico-Acida el pozo aporó a una tasa de 218 Bbls/día de fluido de los cuales 63 Bbl/día eran de crudo, a una presión de fondo de 2140 psi, presentando un corte de agua del 71%. Mostrándose un aumento muy mínimo en la producción de aceite y en el potencial del pozo.

Figura 54. Curva IPR Pozo 7 Después de la Estimulación Orgánico-Acida



Fuente: El Autor

AOF fluido: 484 Bbl/dia

AOF Agua: 348 Bbl/dia

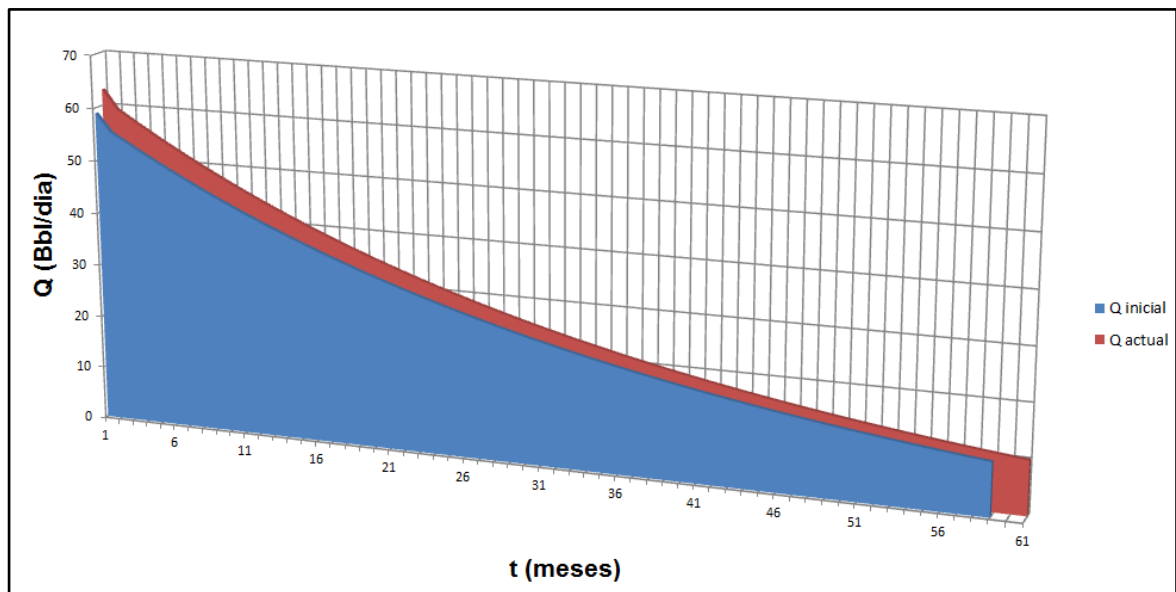
AOF Crudo: 136 Bbl/dia

5.7.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 7

El Q incremental del pozo corresponde 4 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 4060 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Se estima de acuerdo al valor teórico calculado que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 61 meses después de haber sido intervenido, pero que lo deja en casi la misma posición inicial con una ganancia de tiempo de producción muy mínima y que al momento de analizar económicamente el trabajo influye en gran medida para concluir si el trabajo se pagó.

Figura 55. Curva de Declinación Pozo 7



Fuente: El Autor

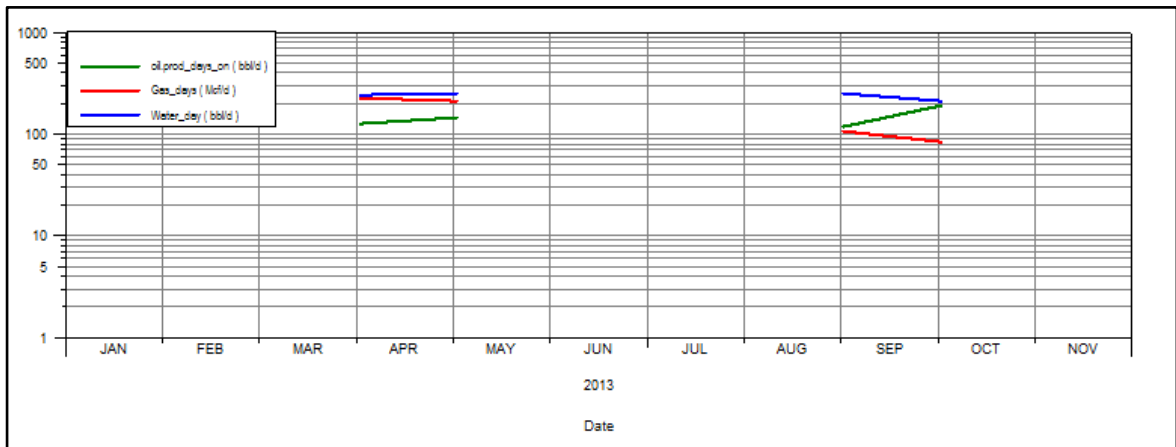
5.8. POZO 8

El pozo 8 fue perforado entre el 16 de diciembre de 2012 y el 10 de Marzo de 2013 e inicio completamiento el 11 de marzo de 2013, y se intervino en el mes de septiembre de 2013.

Por problemas sufridos durante la perforación se presentó un influjo de agua que obligo a incrementar el peso del lodo generando alto daño de formación, el origen del influjo no pudo establecerse al inicio, pero posiblemente proviene de formaciones acuíferas que aportaron detrás del revestimiento de 7" que se encontraba mal cementado.

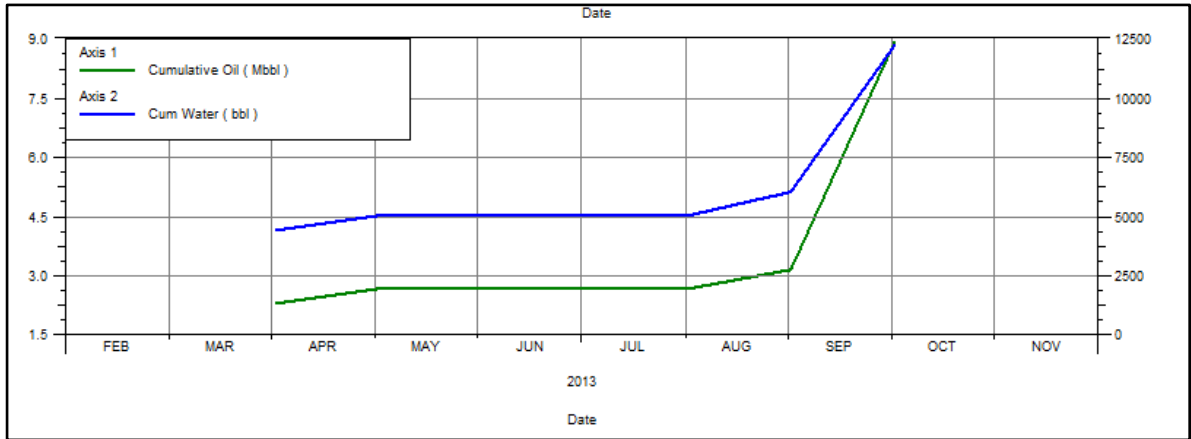
Esta condición motivó que se realizara un completamiento parcial del pozo previendo un influjo en la zona productora (el cual no se presentó) lo cual está generando pseudo-daño por completamiento parcial. El pozo presenta el siguiente histórico de producción diaria y acumulada:

Figura 56. Histórico de Producción Diaria Pozo 8



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

Figura 57. Histórico de Producción Acumulada Pozo 8



Fuente: OFM-Ecopetrol Modificado por el autor

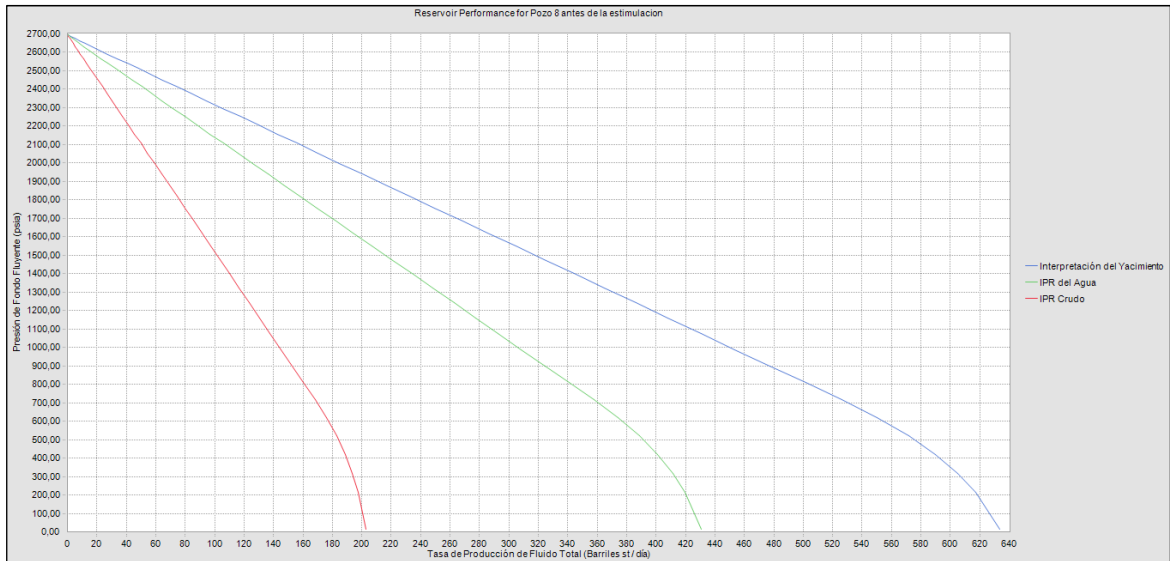
5.8.1. Análisis IPR Pozo 8

Dentro del plan de desarrollo del campo, se contempló la perforación del pozo 8 cuyo objetivo es la producción de la formación T2. La correlación con los pozos vecinos muestran la presencia de hidrocarburos, por lo que la habilitación de este pozo permitirá desarrollar del orden de 720 KBLs de reservas PND.

El objetivo es incrementar la producción a partir de una estimulación orgánico-acida para la eliminación del daño en la cara del pozo.

Antes de la Estimulación Orgánico-Acida el pozo aportaba una tasa de 368Bbls/día de fluido de los cuales 118Bbl/día eran de crudo, con una presión de fondo de 1235 psi, presentando un corte de agua de aproximadamente 68%, con una presión de yacimiento de 2700 psi.

Figura 58. Curva IPR Pozo 8 antes de la Estimulación Orgánico-Ácida



Fuente: El Autor

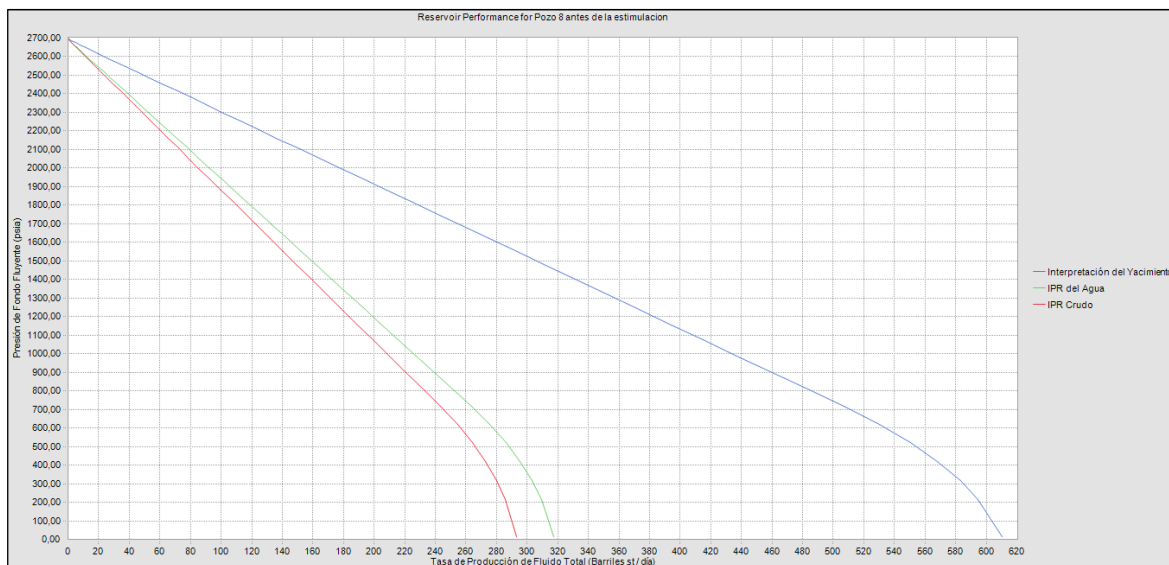
AOF fluido: 633 Bbl/día

AOF Agua: 431 Bbl/día

AOF Crudo: 202 Bbl/día

Después de la estimulación Orgánica-Ácida el pozo aportó a una tasa de 397 Bbls/día de fluido de los cuales 196 Bbl/día eran de crudo, a una presión de fondo de 1050 psi, presentando un corte de agua del 51%.

Figura 59. Curva IPR Pozo 8 Después de la Estimulación Orgánico-Ácida



Fuente: El Autor

AOF fluido: 610 Bbl/día

AOF Agua: 317 Bbl/día

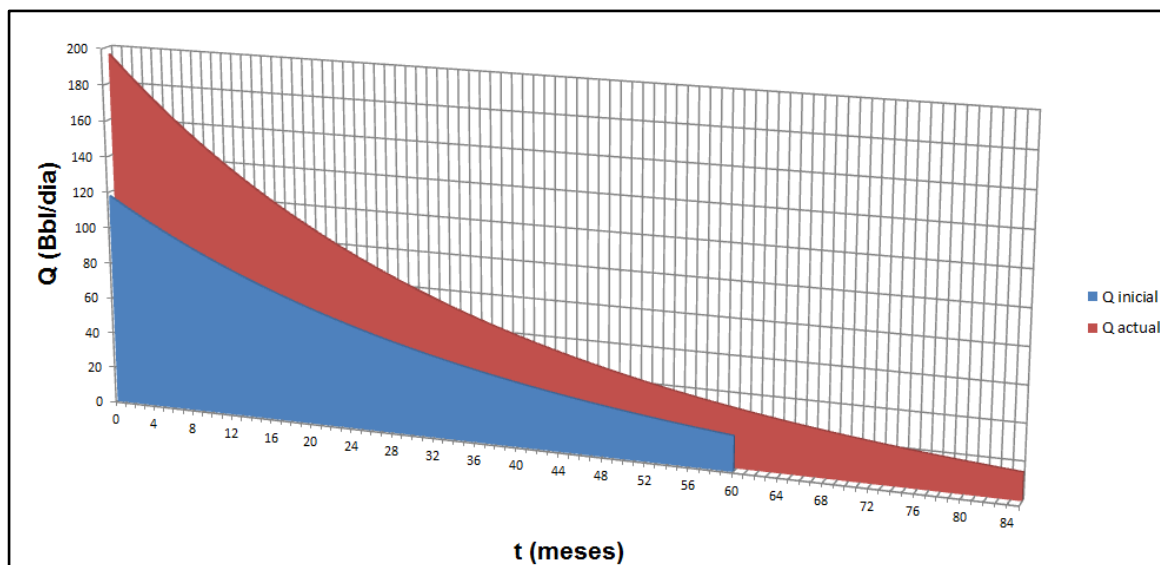
AOF Crudo: 293 Bbl/día

5.8.2. Análisis Curva de Declinación del Pozo 8

El Q incremental del pozo corresponde 78 Bbls/día, por lo que se obtuvo la siguiente curva de declinación exponencial para el Q antes y después de la intervención con 80298 Bbls de petróleo de reservas incorporadas.

Se estima de acuerdo al valor teórico calculado que el pozo sería viable producirlo económicamente hasta los 85 meses después de haber sido intervenido.

Figura 60. Curva de Declinación Pozo 8



Fuente: El Autor

5.9. ANALISIS DEL DAÑO Y DEL IP PROMEDIO

Al analizar las curvas de afluencia de los pozos un factor de ajuste preponderante para los datos de campo es el daño de formación. El software arroja un parámetro respecto a que tanto pudo remover el daño como un valor estimado, pero no real. Debido a que estos pozos no presentan pruebas de presión PBU (Build up test), el valor estimado del daño no es el más preciso, pero si puede dar indicio del mejoramiento de la conductividad en la formación aunque no sea la única variable que permita concluir dicha efectividad.

El índice de productividad promedio tabulado corresponde al promedio de los índices de productividad que me arroja cada capa modelada de los yacimientos K1 y T2 respectivamente.

Además de ser el índice de productividad del fluido total el cual en algunos caso no permite hacer conclusiones significativas respecto a su valor.

Tabla 35. Estimación por pozo del daño de formación e índice de productividad promedio

Pozo	Skin antes de la estimulación	IP promedio antes de la estimulación	Skin después de la estimulación	IP promedio después de la estimulación
1	5	1,73	5	0,1486
2	6	0,03662	4	0,04549
3	7	0,036	-2	0,284
4	2	0,2827	-2	0,085
5	7	0,17809	2	0,15404
6	6	0,019475	1	0,0303
7	6	0,025	5	0,02715
8	6,8	0,066525	2	0,0641

Fuente: El autor

6. ANALISIS ECONÓMICO

En lo que abarca el análisis económico para los pozos de la campaña de estimulación de la Superintendencia de Operaciones de Apiay, se estimó la factibilidad de los proyectos realizados a partir de criterios financieros que permiten establecer patrones de evaluación con el fin de generar la mayor rentabilidad posible. Dentro de las variables financieras trabajadas tenemos:

- **VPN** (Valor Presente Neto)
- **TIR** (Tasa Interna de Retorno)
- **Relación Beneficio-Costo** (B/C)
- **Payback** (Tiempo de retorno de la inversión)

Los criterios utilizados para el cálculo de estas variables son:

1. **Valor económico de las reservas Incorporadas:** El Q incremental generado por los trabajos de estimulación propicia la incorporación de reservas las cuales tienen un valor económico en el mercado.
2. **Costo de la intervención:** Es el costo total del trabajo realizado al pozo, incluye la estimulación como tal y otras operaciones de reacondicionamiento que se realicen.
3. **Tasa interna de oportunidad:** Corresponde a la tasa de interés manejada por Ecopetrol S.A. para el campo la cual es de 11,1% efectivo anual.
4. **Lifting Cost:** Corresponde a todos los costos operacionales que se dan para llevar un barril de crudo de fondo a superficie expresado en U\$/Bbl.

5. **No Lifting:** Corresponde a los costos operacionales no incluidos dentro del lifting cost es decir en el levantamiento del crudo, dentro de los cuales tenemos, las depreciaciones, amortizaciones, costos de transporte y de abandono, consultoría, entre otros.

6. **Precio de Venta:** El precio utilizado corresponde al estimado por Ecopetrol para la zona (Castilla-Blend), el cual es de 98 U\$/Bbl (del mes correspondiente al estudio) debido a que este crudo presenta altos porcentajes de nafta, haciéndolo de muy buena calidad.

7. **Impuesto de renta:** Corresponde al 33% sobre la utilidad bruta.

8. **Regalías:** Corresponde al 8% sobre el valor de venta.

Cabe resaltar que el análisis económico se realizó en el intervalo de tiempo en meses, correspondiente desde el inicio de la intervención hasta el límite económico del pozo calculado en la sección anterior.

6.1. POZO 1

Como se había mencionado previamente este pozo presenta la característica de que los intervalos productores antes y después del fracturamiento son diferentes, además que el costo de la intervención fue muy elevado debido a que el pozo presentaba problemas operacionales y previamente se le había intentado hacer una intervención con el mismo objetivo, la cual no dio resultado y tuvo que ser anexada a la evaluación económica.

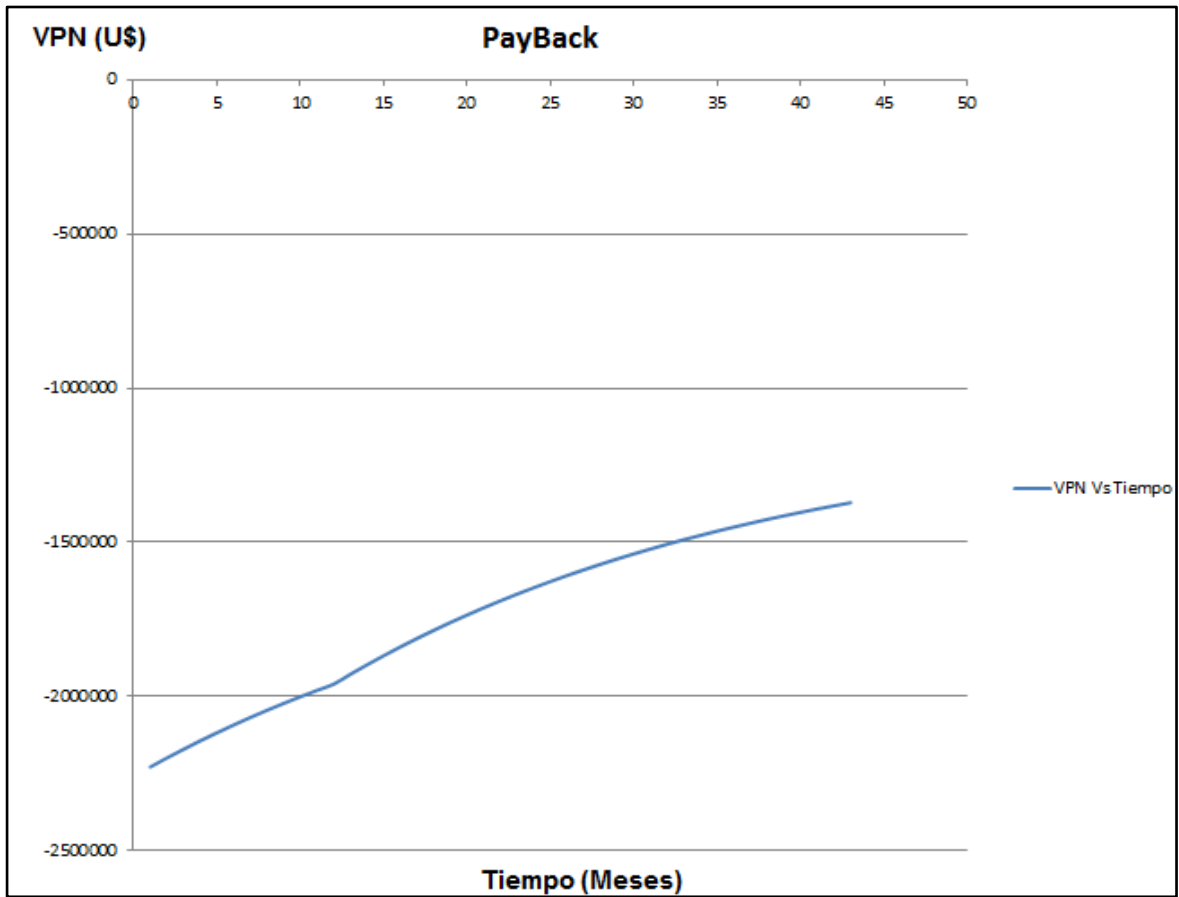
A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 36. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 1

Criterio	Valor
VPN	US\$ -1371966
TIR (Efectiva Mensual)	-3,3950%
Relación B/C	0,6671031
Payback	t>>>t limite económico
Tiempo Limite Económico	43 meses

Fuente: El Autor

Figura 61. Gráfica del Payback Pozo 1



Fuente: El Autor

Como se puede observar en la tabla 38 las variables calculadas representan fielmente que económicamente la intervención no fue exitosa presentando módulos de valor presente neto y tasa interna de retorno negativos, al igual que su relación beneficio costo la cual es menor que 1, mostrando así que los egresos superan a los ingresos.

De igual manera en la figura 61 se puede observar que la curva no corta el eje X, por lo tanto se puede inferir que la intervención no se paga durante los 43 meses que es viable producir el pozo de acuerdo a su límite económico. Cabe destacar que este pozo presentó un problema en la bomba por lo cual se paró inmediatamente después de haberse hecho la intervención.

6.2. POZO 2

Como se había mostrado previamente este pozo no presentó un Q incremental, por consiguiente no incorporo reservas lo que permite inferir que no se obtuvo rentabilidad y la intervención no se pagara en ningún momento, a menos de que al pozo se le efectúe otra estimulación que incremente significativamente sus reservas.

6.3. POZO 3

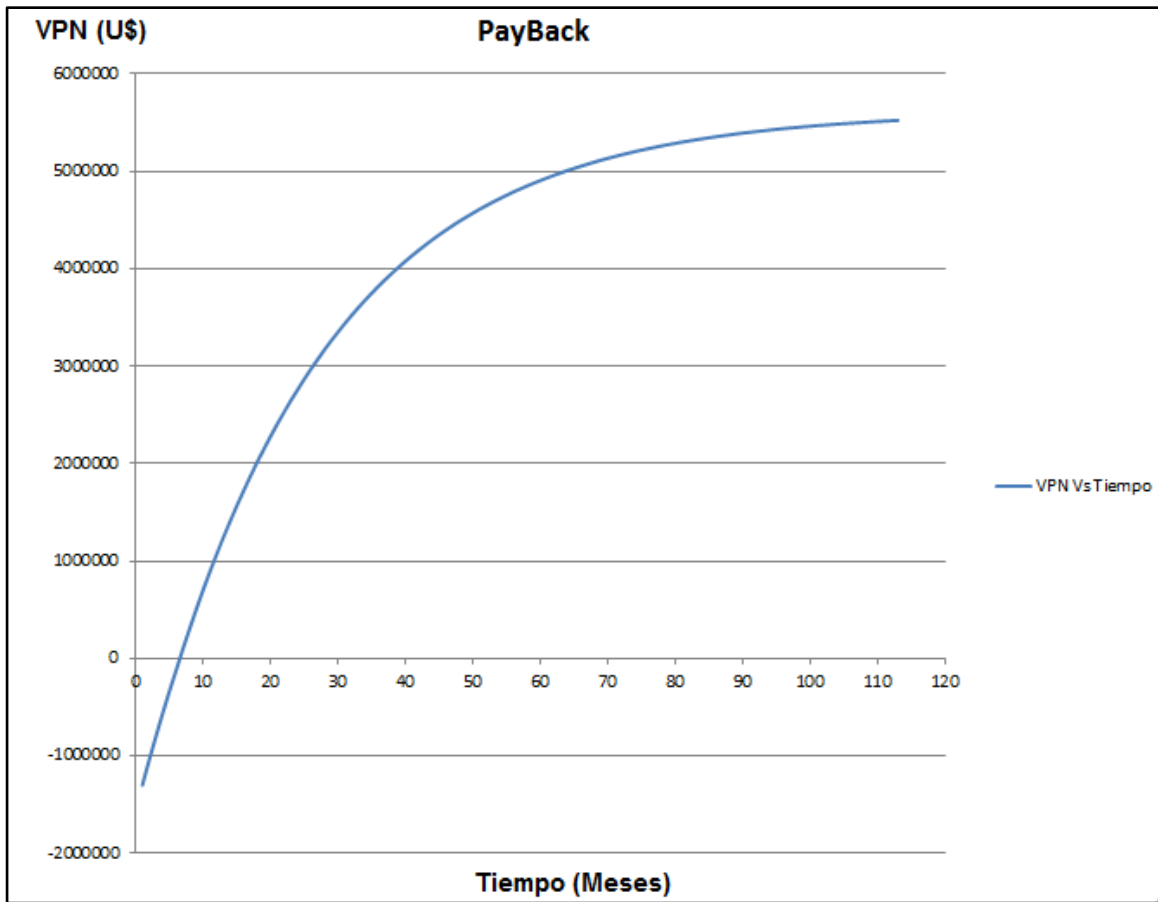
Este pozo a diferencia de los otros dos fracturamientos presentó un aporte significativo de fluidos después de la intervención, lo cual permite suponer antes de hacer el análisis económico que el pozo generara rentabilidad. Hay que tener en cuenta que este pozo venía presentando problemas operacionales por lo cual estaba suspendida su producción. A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 37. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 3

Criterio	Valor
VPN	5'522.479 U\$
TIR (Efectiva Mensual)	14,3393%
Relación B/C	1,336250516
Payback	6 meses
Tiempo Limite Económico	113 meses

Fuente: El Autor

Figura 62. Gráfica del Payback Pozo 3



Fuente: El Autor

Como se puede observar en la tabla 39 el modulo del VPN es positivo y la TIR presenta valores altos, permitiendo concluir que la intervención fue rentable y que el pozo se pagara en un tiempo estimado.

Además la relación beneficio costo es mayor que 1, evidenciando que para este fracturamiento los ingresos superan a los ingresos.

En la figura 62 se muestra que aproximadamente a los 6 meses la curva corta al eje X, mostrando un tiempo de retorno de inversión relativamente corto comparado con lo que podría producir el pozo hasta su límite económico que es de 113 meses.

6.4. POZO 4

El pozo 4 es uno de los trabajos con el mayor Q incremental de la campaña, lo cual demuestra que tan eficaz fue la estimulación orgánico-acida.

Teniendo en cuenta que el pozo estuvo suspendido por alrededor de 5 meses debido al aparente daño de formación y problemas en el mantenimiento de la bomba.

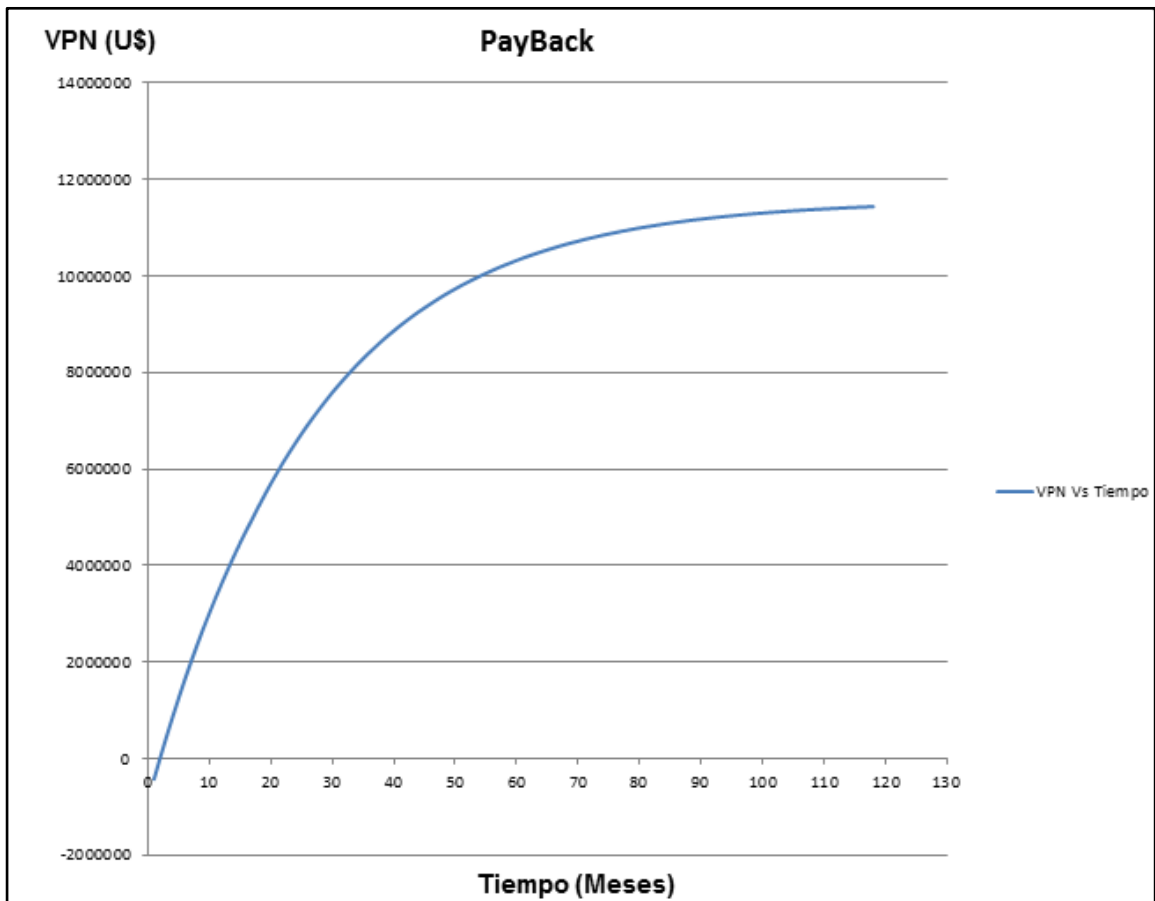
A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 38. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 4

Criterio	Valor
VPN	11'435.027 U\$
TIR (Efectiva Mensual)	49,4034%
Relación B/C	1,42798217
Payback	1,5 meses
Tiempo Limite Económico	118 meses

Fuente: El Autor

Figura 63. Gráfica del Payback Pozo 4



Fuente: El Autor

Como se puede observar en la tabla 40 en la cual se muestran todos los criterios calculados, este pozo presenta una rentabilidad muy alta, especialmente por las ganancias que generara de acuerdo a su VPN y la TIR.

Además la gráfica de la figura 63 muestra que el tiempo del retorno de la inversión es de apenas mes y medio, tiempo en el cual empezaría a producir ganancias hasta los 118 meses. Generando un margen muy grande de ganancias y haciéndolo quizá el mejor pozo de la campaña.

6.5. POZO 5

El pozo 5 es un pozo que básicamente ha sido un pozo que a nivel operacional ha causado pocos inconvenientes pero cuyo aporte de fluido era muy limitado hasta la estimulación, en la cual se pudo evidenciar un aumento significativo en la tasa de petróleo incremental.

Como ya se había mencionado el pozo debía ser intervenido como consecuencia de su llegada al límite económico, además de una posible presencia de daño asociado a precipitación de orgánicos.

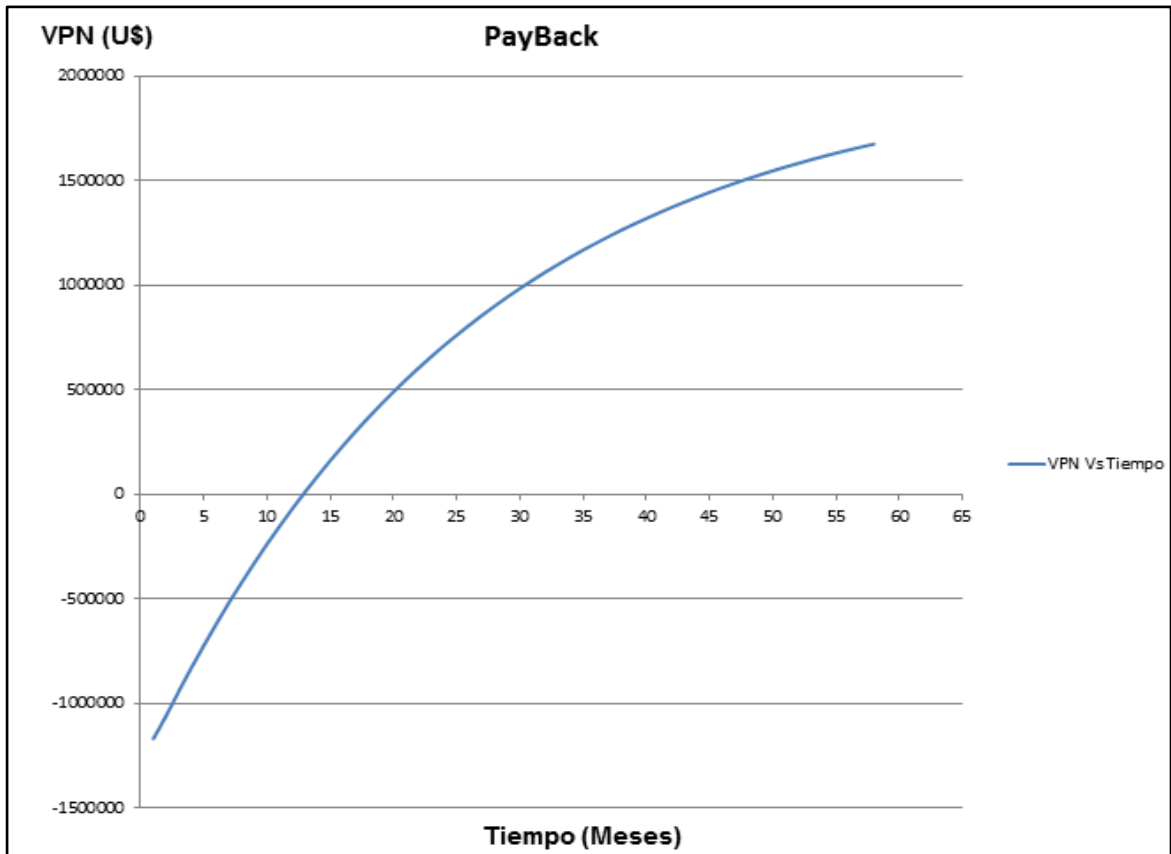
A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 39. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 5

Criterio	Valor
VPN	1'831.066 U\$
TIR (Efectiva Mensual)	6,8251%
Relación B/C	1,234515
Payback	12 meses
Tiempo Limite Económico	73 meses

Fuente: El Autor

Figura 64. Gráfica del Payback Pozo 5



Fuente: El Autor

Como se puede observar en la tabla 41 el pozo económicamente es viable debido a que su VPN y TIR son valores asequibles a la hora de evaluar un proyecto, pero cabe destacar que eso sería en el caso de que el pozo no presentara ningún problema a futuro y alcance a pagarse la inversión en los 12 meses estipulados por su payback calculado.

Debido a que el pozo no se paga tan rápido como lo planeado, es necesario mantenerlo en constante monitoreo para esperar el retorno de la inversión, pero en general el pozo de acuerdo al estudio es económicamente rentable.

6.6. POZO 6

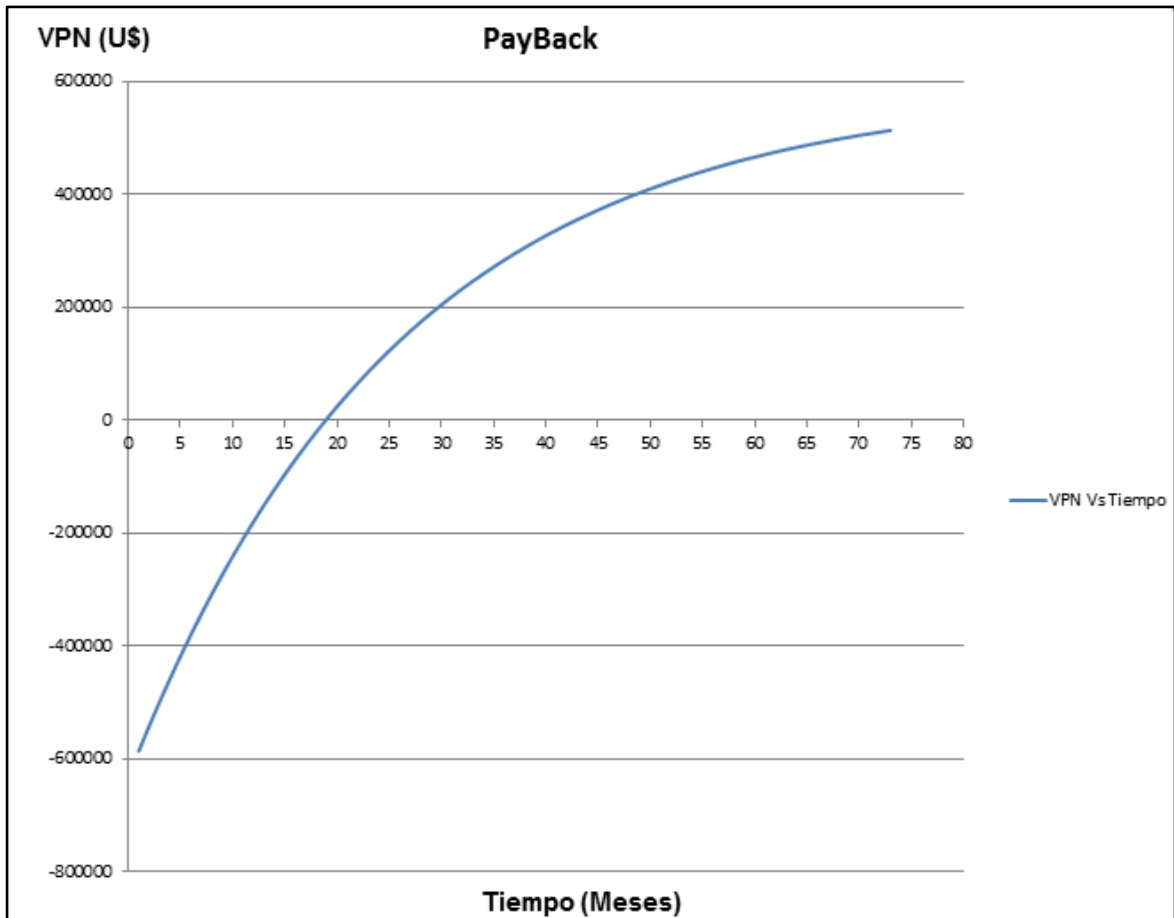
El pozo 6 presento una producción muy fluctuante antes de la intervención pero la ventaja es que no se había intervenido. Presento un Q incremental de 50 Bbl/día los cuales comparados con otras intervenciones son bastante menores pero igual de significativos, ya que genera el repago de la inversión pero en esta ocasión en mucho más tiempo. A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 40. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 6

Criterio	Valor
VPN	601.889 U\$
TIR (Efectiva Mensual)	4,4544%
Relación B/C	1,1867
Payback	19 meses
Tiempo Limite Económico	90 meses

Fuente: El Autor

Figura 65. Gráfica del Payback Pozo 6



Fuente: El Autor

Este pozo al igual que el pozo anterior presenta valor asequibles de VPN, TIR y relación costo beneficio para evaluar el proyecto y decir que es económicamente rentable; pero hay que tener en cuenta que el tiempo de repago o retorno de la inversión es mayor, y a medida que ese tiempo se hace mayor de igual manera se hace mayor la posibilidad de que el pozo presente una contingencia y no pueda pagarse.

De igual manera este pozo no extendió en gran cantidad el tiempo del límite económico que pasó de 76 meses de la curva básica a 90 meses de la curva incremental.

6.7. POZO 7

El pozo 7 presento un incremental de petróleo muy bajo, el cual me permite inferir que no me ofrecerá el pago de la intervención por más que el tiempo del límite económico sea relativamente alto.

A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

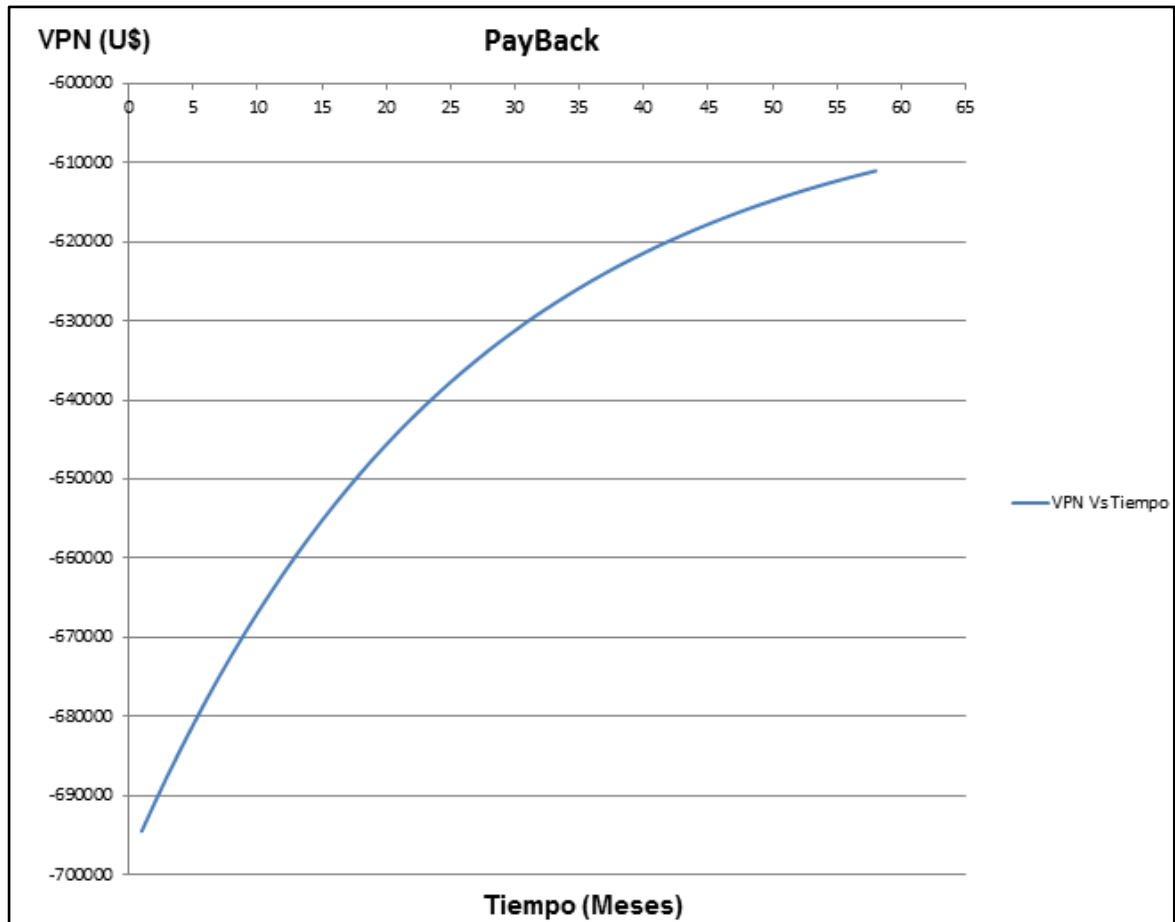
Tabla 41. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 7

Criterio	Valor
VPN	-599012
TIR (Efectiva Mensual)	-4,4882%
Relación B/C	0,3390
Payback	85 meses
Tiempo Limite Económico	61 meses

Fuente: El Autor

Debido a la pequeña tasa de petróleo incremental el pozo no alcanza a retornar la inversión en los 61 meses de tiempo de límite económico que se había calculado previamente. Por lo tanto se compara el tiempo del límite económico con el de payback, siendo este mayor y corroborando que el trabajo económicamente no se paga. Por otra parte el VPN, la TIR y la relación beneficio costo muestran que el pozo no fue económicamente rentable.

Figura 66. Gráfica del Payback Pozo 7



Fuente: El Autor

6.8. POZO 8

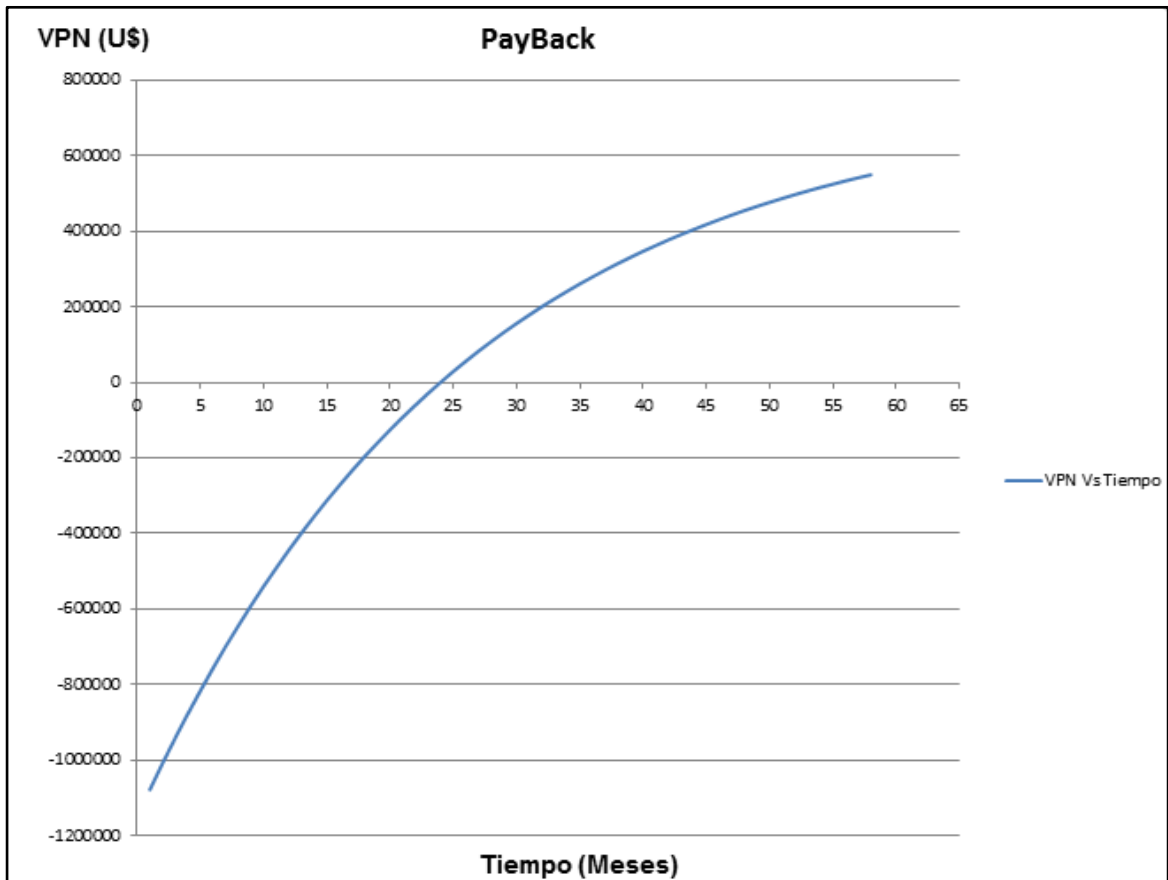
El pozo 8 es quizá el pozo más nuevo de los analizados en la campaña por lo que con el histórico de producción no se puede deducir muchos parámetros del comportamiento del pozo, ya que produjo muy poco y además presentó problemas en la bomba y debió ser intervenido. Este pozo presentó un caudal de petróleo incremental relativamente significativo pero debido al costo de la intervención, me permite inferir que el pozo podría ser rentable en un tiempo relativamente grande. A continuación se presentan los criterios económicos calculados y la gráfica del Payback o tiempo de retorno de la inversión:

Tabla 42. Criterios Económicos de Evaluación Pozo 8

Criterio	Valor
VPN	767003
TIR (Efectiva Mensual)	3,4048%
Relación B/C	1,148302238
Payback	24 meses
Tiempo Limite Económico	99 meses

Fuente: El Autor

Figura 67. Gráfica del Payback Pozo 8



Fuente: El Autor

Como se puede observar en la tabla 44 los valores de VPN, TIR y relación beneficio - costo son coherentes y asequibles, permiten concluir que el pozo económicamente es viable a pesar de que los valores no sean los más optimistas; cabe destacar que de los pozos analizados cuyos criterios económicos los hacen viables, este es el pozo que presenta el mayor tiempo de retorno de la inversión o payback, lo cual a largo plazo y dependiendo del comportamiento del pozo podría ser perjudicial, ya que la probabilidad de fallo es mayor antes de que se haya pagado la intervención.

Aunque el Tiempo de pago de la inversión sea alto, comparado con el tiempo de límite económico existe un gran margen de diferencia, lo cual es bien visto desde el punto de vista productivo.

CONCLUSIONES

- Debido a que los trabajos de Fracturamiento hidráulico realizados en la campaña de estimulación fueron pocos (específicamente 3), y únicamente el pozo 3 presento un margen de rentabilidad, podemos concluir que la campaña no fue exitosa aunque se logró el objetivo inicial que era implementar lo fracturamientos hidráulicos, ya que son operaciones recientemente usadas en el campo.
- Por otra parte los trabajos de estimulación orgánica-acida y matricial presentados generaron la expectativa deseada y se puede considerar que la campaña fue exitosa, ya que únicamente el pozo 7 de los 5 pozos analizados no presento rentabilidad. Esto es consecuente de las anteriores campañas en las cuales ya se había estimulado.
- En términos generales podemos decir que 5 de los 8 pozos analizados presentaron un margen de rentabilidad y algunos de esos 5 pozos presentaron un tiempo de retorno de la inversión muy rápido, lo cual representa fielmente que tan bueno fueron las estimulación, por lo que en términos generales la campaña de estimulación fue exitosa.
- Los inconvenientes operacionales y los altos costos de las intervenciones generaron que los pozos cuyas rentabilidades fueron nulas no estuvieran acorde a lo planeado. Además podemos atribuirlo también a diseños errados de las estimulaciones y en los tiempos planeados (well planing).

- Se evidencio proporcionalidad en los datos reales de producción, con los resultados modelados en el software WellFlo para el análisis nodal, mostrando claramente en que pozos hubo reducción del daño previamente identificado por el departamento de ingeniería de la Superintendencia.

RECOMENDACIONES

- Hacer análisis económico para una posible realización de una prueba PBU (build up test) para la determinación exacta del daño de formación asociado, para así poder modelar con mayor precisión las curvas de afluencia de los pozos a estudiar para el futuro.
- Realizar un análisis comparativo de una hipotética relación entre las variables operacionales y la efectividad de la estimulación en torno a la productividad.
- Hacer una estandarización de los trabajos de estimulación para la superintendencia con el fin de ahorrar tiempo en el diseño del planing y evitar sobrecostos futuros en torno a la operación.
- Teniendo en cuenta que el estudio está sujeto al precio del crudo, se recomienda, dependiendo del comportamiento de éste en un futuro, reevaluar el análisis económico y por consiguiente la viabilidad del proyecto.
- Hacer un análisis comparativo por campañas para así determinar los factores que influyeron en una buena o mala gestión y establecer parámetros que mejoren las futuras campañas.

BIBLIOGRAFIA

- CURSO, “Matrix Stimulation Engineering”, Cartagena- Colombia - July 25 – 28de 2006, Schlumberger.
- DOSCHER T.M. ERSHAGHI I. “An Economic Evaluation of Solvent/Steam Stimulation” Paper Number SPE 7118.
- Díaz Jules, Mesa Nestor, Evaluación de los trabajos de Fracturamiento hidráulico realizados en el campo Ilanito, tesis uis, 2009.
- Economides, M.J., Nolte, Kenneth.: Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
- ECOPETROL S.A, Archivo Técnico (Historiales de pozos), Folios de Historia de pozos Campo Apiay, 2013.
- ECOPETROL S.A, Archivo Técnico (Historiales de pozos), Folios de Historia de pozos Campo Suria, 2013.
- ECOPETROL S.A, Archivo Estudio integrado de las formaciones del Bloque Apiay, 2012.
- GOLAN M. And WHITSON H C. “Well Performance”, Second Edition 1991
- Mantilla, Carlos Alberto., Martínez, Oscar., Estimulación (Fracturamiento Hidráulico y Acidificación) de Pozos Horizontales. Universidad Industrial de Santander, 1990.
- Rodríguez Javier, Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozosdel campo Yariguí-Cantagallo, Tesis Uis, 2008.
- Rodriguez, Eusebio, Italo, Jorge, Castillo, Ruben, Procesos Eficientes para Estimulación de pozos Nivel Básico, Curso ECP 2011.
- Sharma, M. M., Yortsos, Y. C., and Handy, L. L., “Release and Deposition of Clays in Sandstones,” SPE 13562, 1985.