


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 06 de Julio de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Stefany Cardozo Aldana, con C.C. No. 1075286070,

Álvaro Javier Quimbaya Montealegre, con C.C. No. 1075271569,

Autores de la tesis y/o trabajo de grado o _____

Titulado Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en pozos con alto corte de agua en el campo San Francisco

presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;





Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

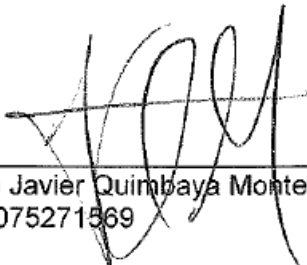
De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.






	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 
 Stefany Cardozo Aldana
 CC: 1075286070

Firma: 
 Alvaro Javier Quimbaya Montealegre
 CC: 1075271569

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SAN FRANCISCO

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cardozo Aldana Quimbaya Montealegre	Stefany Álvaro Javier

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Lucuara Zambrano Bonilla Camacho	German Luis Fernando Ramón

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Yepes	Edwin Alonso

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos





CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 164

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados Láminas
Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas o Cuadros

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						 ISO 9001 Iconotec SC 7384-1	 GP 205-1	 CERTIFIED IONet MANAGEMENT SYSTEM CO-SC 7384-1
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO								
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3		

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: WEM (Well Enhanced Management)

MATERIAL ANEXO: Ninguno





PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Análisis Nodal</u>	<u>Nodal Analysis</u>	6. <u>Agente apuntalante</u>	<u>Propant</u>
2. <u>Productividad</u>	<u>Productivity</u>	7. <u>Curva de Influjo</u>	<u>Inflow</u>
3. <u>Geometría de fractura</u>	<u>Fracture geometry</u>	8. <u>Flujo de caja</u>	<u>Cash flow</u>
4. <u>Curvas de declinación</u>	<u>Declination Curve</u>	9. <u>Ancho de fractura</u>	<u>Width fracture</u>
5. <u>Fractura hidráulica</u>	<u>Hydraulic Fracture</u>	10. <u>Longitud de fractura</u>	<u>Length fractura</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente documento muestra la evaluación de la campaña de fracturamiento hidráulico desarrollada en el 2014 – 2015 por la compañía Ecopetrol en asocio con Halliburton, en la cual se seleccionaron 15 pozos pertenecientes al campo San Francisco. La primera fase de este trabajo consiste en la recopilación pozo a pozo de información del yacimiento, daño de la formación, arenas productoras, tipo de sistema levantamiento artificial, producción de fluidos antes y después de la intervención, tubería de producción y revestimiento, y geometría de fractura creada. Posteriormente se realizó un modelamiento de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico de cada pozo en el programa WEM (Well Evaluation Model) con el fin de obtener la gráfica del análisis nodal y determinar si la productividad del pozo mejoró o disminuyó después de la intervención, además se realiza sensibilidades del ancho, longitud y permeabilidad del agente de sostén para determinar si el diseño de la geometría de fractura fue óptimo. Finalmente, con ayuda de curvas de declinación se realiza un estudio económico para cuantificar la rentabilidad de la campaña en el campo.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This document presents the evaluation of the hydraulic fracturing campaign developed in 2014 - 2015 by the company Ecopetrol in association with Halliburton, in which 15 wells belonging to the field San Francisco were selected. The first phase of this work consist on the well to well collection of reservoir information, formation damage, producing sands, type of artificial lift system, production of fluids before and after the intervention, pipe production and coating, and geometry of the created fracture. Subsequently, a modeling of the conditions was made before and after hydraulic fracturing of each well in the WEM (Well Evaluation Model) program in order to obtain the graph of nodal analysis and determine whether well productivity improved or decreased after the intervention. Also, width, length and proppant permeability sensitivities were performed to determine whether the design of the fracture geometry was optimal. Finally, using decline curves an economic study is performed to quantify the profitability of the campaign in the field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma: _____

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma: _____

**“EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
REALIZADOS EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SAN
FRANCISCO”**

**STEFANY CARDOZO ALDANA
ALVARO JAVIER QUIMBAYA MONTEALEGRE**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2016**

**“EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
REALIZADOS EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SAN
FRANCISCO”**

**STEFANY CARDOZO ALDANA
ALVARO JAVIER QUIMBAYA MONTEALEGRE**

TRABAJO DE TESIS DE GRADO

**Director:
GERMAN LUCUARA ZAMBRANO
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2016**

Nota de aceptación

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva, Huila (06 de Julio de 2016)

DEDICATORIA

En primera instancia agradezco a Dios, por ser el pilar de mi vida y permitirme culminar con éxito una etapa más de mi existencia.

A mis padres, María Antonia, Rafael y Ricardo; por guiar mi camino, ser mi apoyo incondicional en todo momento y brindarme su amor, confianza y comprensión siempre.

A mi familia por acompañarme todos estos años y estar pendiente de mi bienestar, en especial mis tías Magolita y Clarita, mis tíos José Holbein y Nelson y mi prima Valeria por ser esa hermana que la vida no me dio.

A mi novio Sergio Andrés por compartir la etapa universitaria conmigo, por su amor, sus consejos, respeto, amistad y paciencia siempre. Además, de brindarme la oportunidad de conocer y compartir con Markus los mejores momentos perrunos.

A mis compañeros de estudio 2011-1+, por todas las experiencias vividas, me quedo con los mejores recuerdos de cada uno en especial, Juan Nicolás, Nicolás Manuel, Jaime, Jairo, Ismael, Christian, Daniela, Laura, Ladino y Hamilton; sin ustedes mi carrera no hubiese sido la misma.

A mis amigas de tantos años Stephany y Andrea Beltrán por celebrar a mi lado mis logros y animarme en los momentos difíciles.

A mi compañero de tesis, Alvarito por ser un apoyo fundamental en la realización de este trabajo, por brindarme su amistad incondicional y acompañarme en las situaciones más complicadas y las más alegres, la vida nos tiene grandes cosas preparadas.

Stefany Cardozo Aldana

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir una fase más de mi vida en este camino que todavía me falta por recorrer.

A mi madre Maria Nohora Montealegre Gonzales que sin su incondicional ayuda, comprensión y confianza nunca hubiera podido llegar a donde estoy y ser la persona que soy hoy en día, espero siempre se sienta muy orgullosa de mi y que sepa que este logro no es solo mío sino de los dos.

A mi hermano Jesus Andres Dussan Montealegre que siempre ha estado a mi lado para todo lo que necesite para así poder juntos cumplir nuestros sueños y a Jose de Jesus Dussan Quiza que además de siempre mostrarme una ayuda ha sido el soporte de la familia.

A mis segundos padres Maria Dora Tovar Rojas y Rodrigo Montealegre Buitrago por ser otro motor en mi camino para cumplir lo que me proponga, a mi prima Lizeth que siempre está pendiente de todos y a Fernando, Maydi, Juan Fernando y Sebastian por compartir la etapa universitaria.

De igual forma a mi código 20111+, al capítulo Acipet y a cada persona que de una u otra forma han contribuido a finalizar una etapa más.

A mi compañera de tesis, Stefy por seguir siendo un apoyo en los malos y buenos momentos, por su amistad que se volvió más que una compañera de la universidad.

Alvaro Javier Quimbaya Montealegre

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El Ingeniero German Lucuara Zambrano, por brindarnos su tiempo, confianza, paciencia, consejos y disposición en este proyecto siempre; y por ser parte fundamental en la realización de este proyecto.

El ingeniero Luis Fernando Bonilla, por ser el codirector de este proyecto y estar dispuesto a atendernos y compartir su experiencia y conocimientos con nosotros.

Al equipo de Halliburton, en especial a Marcela, Edwin, Esteban, Emilce, Andrea y Erika por su ayuda desinteresada desde el comienzo, por atendernos siempre con una sonrisa y una palabra amable, aclarar nuestras dudas y ayudarnos en la parte de la investigación de este proyecto.

Los profesores de la facultad de ingeniería por ser parte de nuestra formación académica e integral.

A los capítulos estudiantiles SPE y ACIPET, por ayudarnos a crecer de manera íntegra y por habernos permitido formar parte de esa familia durante tanto tiempo.

A nuestros compañeros de estudio por todas las experiencias vividas.

La Universidad Surcolombiana, por vernos crecer durante todos estos años y permitirnos formarnos como profesionales, orgullosamente surcolombianos.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
OBJETIVOS.....	22
1. CAMPO SAN FRANCISCO.....	23
1.1. ANTECEDENTES.....	23
1.2. COMPONENTE ESTRUCTURAL.....	24
1.3. COMPONENTE ESTRATIGRÁFICO.....	24
1.3.1 SECCIÓN PRE-CRETACÉO	25
1.3.2 SECCIÓN CRETÁCEO-PALEÓGENO	26
1.4. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.....	26
1.4.1 FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR.....	26
1.4.2 FORMACIÓN CABALLOS MEDIO.....	26
1.4.3 FORMACIÓN CABALLOS INFERIOR	26
2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	27
2.1. ¿QUÉ ES?	27
2.2. ¿POR QUÉ FRACTURAR?	28
2.2.1 BYPASS DEL DAÑO DE LA FORMACION	28
2.2.2 EXTENDER UNA RUTA	28
2.2.3 ALTERAR EL FLUJO.....	28
2.3. OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	29
2.4. TECNOLOGÍA CW-FRAC	29
2.5. MECÁNICA DE ROCAS	29
2.5.1 ESFUERZOS	30
2.5.2 DEFORMACIÓN	31
2.5.3 DUREZA DE LA FRACTURA.....	32
2.5.4 MÓDULO DE CORTE	32
2.5.5 MÓDULO DE YOUNG	32
2.5.6 RELACIÓN DE POISSON.....	33
2.5.7 MÓDULO DE BULK.....	34
2.6. MODELAMIENTO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA.....	34
2.6.1 MODELOS EN DOS DIMENSIONES (2D).....	35
2.6.2 MODELOS EN TRES DIMENSIONES (3D).....	36

2.6.3	MODELO EN TRES PSEUDO DIMENSIONES (P3D).....	36
2.7.	PARAMETROS DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA	36
2.7.1	LONGITUD DE FRACTURA	37
2.7.2	ANCHO DE FRACTURA.....	37
2.7.3	ALTURA DE LA FRACTURA	37
2.7.4	CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.....	37
2.7.5	CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL	37
3.	PARAMETROS BÁSICOS DE PRODUCCIÓN	38
3.1.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	38
3.1.1	GRAVEDAD API	38
3.1.2	PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS	38
3.1.3	RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO, R_s	38
3.1.4	CONTENIDO DE IMPUREZAS	39
3.1.5	RELACION GAS – ACEITE, GOR	39
3.1.6	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, B_o	39
3.1.7	VISCOSIDAD, μ	40
3.1.8	COMPRESIBILIDAD, C	40
3.2.	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	40
3.2.1	PRESIÓN DE YACIMIENTO	40
3.2.2	POROSIDAD.....	41
3.2.3	SATURACIÓN.....	41
3.2.4	PERMEABILIDAD, k	42
3.2.5	ESPESOR NETO.....	42
3.2.6	ESPESOR TOTAL	42
3.2.7	AREA DE DRENAJE.....	42
3.2.8	DAÑO DE FORMACIÓN, s	42
3.3.	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	43
3.3.1	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	43
3.3.2	BOMBEO MECÁNICO (BM)	44
3.3.3	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	45
3.4.	ANALISIS NODAL	46
3.4.1	IPR (RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO)	48
3.4.2	TPC (CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA TUBERÍA)	50

4.	CURVAS DE DECLINACIÓN	53
4.1	MODELOS DE DECLINACIÓN	53
4.1.1	TASA DE DECLINACIÓN NOMINAL	54
4.1.2	TASA DE DECLINACIÓN EFECTIVA	54
4.2	TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	54
4.2.1	DECLINACIÓN EXPONENCIAL	55
4.2.2	DECLINACIÓN ARMÓNICA	56
4.2.3	DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.....	58
4.3	METODO PARA ESTIMAR n Y D	60
4.3.1	PROCEDIMIENTO METODO GRÁFICO.....	60
4.4	FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.....	61
5.	PARÁMETROS ECONÓMICOS	62
5.1.	RIESGOS PRESENTES EN PROYECTOS PETROLEROS	62
5.1.1	RIESGOS ESTRATÉGICOS.....	62
5.1.2	RIESGOS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS	63
5.1.3	RIESGOS OPERACIONALES	63
5.1.4	RIESGOS DEL ENTORNO	63
5.2.	ÍNDICES FINANCIEROS.....	63
5.2.1	VALOR PRESENTE NETO (VPN)	63
5.2.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	64
5.2.3	EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (EI)	64
5.2.4	TIEMPO DE PAGO	64
5.3.	EGRESOS.....	65
5.3.1	OPERATING EXPENSE (OPEX).....	65
5.3.2	CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)	65
6.	RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO Y EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS.....	66
6.1	GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	66
6.1.1	TRATAMIENTO DE CONTROL DE AGUA.....	66
6.1.2	ANALISIS DE MINIFRAC.....	66
6.2	MODELAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD.....	69
6.3	EVALUACIÓN POZO A POZO	70
6.3.1	POZO 1	70

6.3.2	POZO 2.....	74
6.3.3	POZO 3.....	77
6.3.4	POZO 4.....	81
6.3.5	POZO 5.....	85
6.3.6	POZO 6.....	88
6.3.7	POZO 7.....	92
6.3.8	POZO 8.....	96
6.3.9	POZO 9.....	99
6.3.10	POZO 10.....	103
6.3.11	POZO 11.....	106
6.3.12	POZO 12.....	110
6.3.13	POZO 13.....	113
6.3.14	POZO 14.....	116
6.3.15	POZO 15.....	119
6.4.	RESUMEN DE LOS RESULTADOS	123
7	EVALUACIÓN ECONÓMICA	124
7.1	POZO 1.....	124
7.1.1	CURVA DE DECLINACIÓN	124
7.1.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	125
7.2	POZO 2.....	126
7.2.1	CURVA DE DECLINACIÓN	126
7.2.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	128
7.3	POZO 3.....	128
7.3.1	CURVA DE DECLINACIÓN	128
7.3.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	130
7.4	POZO 4.....	131
7.4.1	CURVA DE DECLINACIÓN	131
7.4.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	132
7.5	POZO 5.....	133
7.5.1	CURVA DE DECLINACIÓN	133
7.5.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	135
7.6	POZO 6.....	135
7.6.1	CURVA DE DECLINACIÓN	135

7.6.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	137
7.7	POZO 7.....	138
7.7.1	CURVA DE DECLINACIÓN	138
7.7.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	139
7.8	POZO 8.....	140
7.8.1	CURVA DE DECLINACIÓN	140
7.8.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	142
7.9	POZO 9.....	142
7.9.1	CURVA DE DECLINACIÓN	142
7.9.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	144
7.10	POZO 10	145
7.10.1	CURVA DE DECLINACIÓN	145
7.10.2	INDICADORES ECONÓMICOS	146
7.11	POZO 11	147
7.11.1	CURVA DE DECLINACIÓN	147
7.11.2	INDICADORES ECONÓMICOS	149
7.12	POZO 12	149
7.12.1	CURVA DE DECLINACIÓN	149
7.12.2	INDICADORES ECONÓMICOS	151
7.13	POZO 13	152
7.13.1	CURVA DE DECLINACIÓN	152
7.13.2	INDICADORES ECONÓMICOS	153
7.14	POZO 14	154
7.14.1	CURVA DE DECLINACIÓN	154
7.14.2	INDICADORES ECONÓMICOS	156
7.15	POZO 15	157
7.15.1	CURVA DE DECLINACIÓN	157
7.15.2	INDICADORES ECONÓMICOS	158
	CONCLUSIONES	160
	RECOMENDACIONES.....	162
	BIBLIOGRAFIA.....	163

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 1.....	70
Tabla 2. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 1.....	70
Tabla 3. Geometría de fractura del pozo 1	71
Tabla 4. Producción antes y después de la intervención en el pozo 1.....	71
Tabla 5. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 1	73
Tabla 6. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 2.....	74
Tabla 7. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 2.....	74
Tabla 8. Geometría de fractura del pozo 2.	74
Tabla 9. Producción antes y después de la intervención en el pozo 2.....	75
Tabla 10. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 2	77
Tabla 11. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 3	77
Tabla 12. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 3.....	78
Tabla 13. Geometría de fractura del pozo 3.	78
Tabla 14. Producción antes y después de la intervención en el pozo 3.....	79
Tabla 15. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 3	80
Tabla 16. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 4	81
Tabla 17. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 4.....	81
Tabla 18. Geometría de fractura del pozo 4.	82
Tabla 19. Producción antes y después de la intervención en el pozo 4.....	82
Tabla 20. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 4	84
Tabla 21. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 5	85
Tabla 22. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 5.....	85
Tabla 23. Geometría de fractura del pozo 5	85
Tabla 24. Producción antes y después de la intervención en el pozo 5.....	86
Tabla 25. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 5	88
Tabla 26. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 6	88
Tabla 27. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 6.....	89
Tabla 28. Geometría de fractura del pozo 6	89
Tabla 29. Producción antes y después de la intervención en el pozo 6.....	90
Tabla 30. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 6	91
Tabla 31. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 7	92
Tabla 32. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 7	92
Tabla 33. Geometría de fractura del pozo 7	93
Tabla 34. Producción después de la intervención en el pozo 7	93
Tabla 35. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 7	95
Tabla 36. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 8	96
Tabla 37. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 8.....	96
Tabla 38. Geometría de fractura del pozo 8	96
Tabla 39. Producción antes y después de la intervención en el pozo 8.....	97
Tabla 40. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 8	99
Tabla 41. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 9	99

Tabla 42. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 9.....	99
Tabla 43. Geometría de fractura del pozo 9	100
Tabla 44. Producción antes y después de la intervención en el pozo 9.....	100
Tabla 45. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 9	102
Tabla 46. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 10	103
Tabla 47. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 10.....	103
Tabla 48. Geometría de fractura creada en el pozo 10.....	103
Tabla 49. Producción antes y después de la intervención en el pozo 10.....	104
Tabla 50. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 10.	106
Tabla 51. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 11	106
Tabla 52. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 11	106
Tabla 53. Geometría de fractura del pozo 11	107
Tabla 54. Producción antes y después de la intervención en el pozo 11.....	107
Tabla 55. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 11	109
Tabla 56. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 12	110
Tabla 57. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 12.....	110
Tabla 58. Geometría de fractura del pozo 12	110
Tabla 59. Producción antes y después de la intervención en el pozo 12.....	111
Tabla 60. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 12	113
Tabla 61. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 13	113
Tabla 62. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 13.....	113
Tabla 63. Geometría de fractura del pozo 13	114
Tabla 64. Producción antes y después de la intervención en el pozo 13.....	114
Tabla 65. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 13	116
Tabla 66. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 14	116
Tabla 67. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 14.....	116
Tabla 68. Geometría de fractura del pozo 14	117
Tabla 69. Producción antes y después de la intervención en el pozo 14.....	117
Tabla 70. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 14	119
Tabla 71. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 15	119
Tabla 72. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 15.....	120
Tabla 73. Geometría de fractura creada en el pozo 15.....	120
Tabla 74. Producción antes y después de la intervención en el pozo 15.....	120
Tabla 75. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 15	122
Tabla 76. Resumen de los resultados obtenidos en los 15 pozos	123
Tabla 77. Declinación y producción del pozo 1	124
Tabla 78. Declinación y producción del pozo 2.....	126
Tabla 79. Declinación y producción del pozo 3.....	128
Tabla 80. Declinación y producción del pozo 4.....	131
Tabla 81. Declinación y producción del pozo 5.....	133
Tabla 82. Declinación y producción del pozo 6.....	135
Tabla 83. Declinación y producción del pozo 7.....	138
Tabla 84. Declinación y producción del pozo 8.....	140
Tabla 85. Declinación y producción del pozo 9.....	142
Tabla 86. Declinación y producción del pozo 10.....	145

Tabla 87. Declinación y producción del pozo 11.....	147
Tabla 88. Declinación y producción del pozo 12.....	149
Tabla 89. Declinación y producción del pozo 13.....	152
Tabla 90. Declinación y producción del pozo 14.....	154
Tabla 91. Declinación y producción del pozo 15.....	157
Tabla 92. Resumen general de la evaluación económica de los 15 pozos.....	159

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1. Determinación de la capacidad de flujo.....	48
Gráfico 2. Curva típica de la declinación exponencial.....	56
Gráfico 3. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada.....	56
Gráfico 4. Curva típica de la declinación armónica.....	57
Gráfico 5. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada.....	58
Gráfico 6. Curva típica de la declinación hiperbólica.....	59
Gráfico 7. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada.....	59
Gráfico 8. Método gráfico para determinar n y Di.....	60
Gráfico 9. Parámetros de bombeo del Minifrac en el pozo 1.....	67
Gráfico 10. Análisis de la declinación de presión en el pozo 1.....	67
Gráfico 11. Función G, intervalo 2612' – 2621' & 2637' – 2641', pozo 1.....	68
Gráfico 12. Ajuste de la presión neta del Minifrac en el pozo 1.....	68
Gráfico 13. Capacidad de flujo del pozo 1.....	72
Gráfico 14. Curva IPR de aceite, pozo 1.....	72
Gráfico 15. Capacidad de flujo del pozo 2.....	76
Gráfico 16. Curva IPR de aceite, pozo 2.....	76
Gráfico 17. Capacidad de flujo del pozo 3.....	79
Gráfico 18. Curva IPR de aceite, pozo 3.....	80
Gráfico 19. Capacidad de flujo del pozo 4.....	83
Gráfico 20. Curva IPR de aceite, pozo 4.....	84
Gráfico 21. Capacidad de flujo del pozo 5.....	87
Gráfico 22. Curva IPR de aceite, pozo 5.....	87
Gráfico 23. Capacidad de flujo del pozo 6.....	90
Gráfico 24. Curva IPR de aceite, pozo 6.....	91
Gráfico 25. Capacidad de flujo del pozo 7.....	94
Gráfico 26. Curva IPR de aceite, pozo 7.....	94
Gráfico 27. Capacidad de flujo del pozo 8.....	98
Gráfico 28. Curva IPR de aceite, pozo 8.....	98
Gráfico 29. Capacidad de flujo del pozo 9.....	101
Gráfico 30. Curva IPR de aceite, pozo 9.....	101
Gráfico 31. Capacidad del flujo del pozo 10.....	105
Gráfico 32. Curva IPR de aceite, pozo 10.....	105
Gráfico 33. Capacidad de flujo del pozo 11.....	108
Gráfico 34. Curva IPR de aceite, pozo 11.....	108
Gráfico 35. Capacidad de flujo del pozo 12.....	112
Gráfico 36. Curva IPR de aceite, pozo 12.....	112
Gráfico 37. Capacidad de flujo del pozo 13.....	115
Gráfico 38. Curva IPR de aceite, pozo 13.....	115
Gráfico 39. Capacidad de flujo del pozo 14.....	118
Gráfico 40. Curva IPR de aceite, pozo 14.....	118
Gráfico 41. Capacidad de flujo del pozo 15.....	121
Gráfico 42. Curva IPR de aceite, pozo 15.....	122

Gráfico 43. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 1	124
Gráfico 44. Producción acumulada de petróleo, pozo 1.	125
Gráfico 45. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 1	125
Gráfico 46. Flujo de caja, pozo 1	126
Gráfico 47. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 2	127
Gráfico 48. Producción acumulada de petróleo, pozo 2.	127
Gráfico 49. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 2	127
Gráfico 50. Flujo de caja, pozo 2	128
Gráfico 51. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 3	129
Gráfico 52. Producción acumulada de petróleo, pozo 3.	129
Gráfico 53. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 3	130
Gráfico 54. Flujo de caja, pozo 3	130
Gráfico 55. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 4	131
Gráfico 56. Producción acumulada de petróleo, pozo 4.	132
Gráfico 57. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 4	132
Gráfico 58. Flujo de caja, pozo 4	133
Gráfico 59. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 5	134
Gráfico 60. Producción acumulada de petróleo, pozo 5	134
Gráfico 61. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 5	134
Gráfico 62. Flujo de caja, pozo 5	135
Gráfico 63. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 6	136
Gráfico 64. Producción acumulada de petróleo, pozo 6	136
Gráfico 65. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 6	137
Gráfico 66. Flujo de caja, pozo 6	137
Gráfico 67. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 7	138
Gráfico 68. Producción acumulada de petróleo, pozo 7	139
Gráfico 69. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 7	139
Gráfico 70. Flujo de caja, pozo 7	140
Gráfico 71. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 8	141
Gráfico 72. Producción acumulada de petróleo, pozo 8	141
Gráfico 73. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 8	141
Gráfico 74. Flujo de caja, pozo 8	142
Gráfico 75. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 9	143
Gráfico 76. Producción acumulada de petróleo, pozo 9	143
Gráfico 77. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 9	144
Gráfico 78. Flujo de caja, pozo 9	144
Gráfico 79. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 10	145
Gráfico 80. Producción acumulada de petróleo, pozo 10	146
Gráfico 81. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 10	146
Gráfico 82. Flujo de caja, pozo 10	147
Gráfico 83. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 11	148
Gráfico 84. Producción acumulada de petróleo, pozo 11	148
Gráfico 85. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 11	148
Gráfico 86. Flujo de caja, pozo 11	149
Gráfico 87. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 12	150

Gráfico 88. Producción acumulada de petróleo, pozo 12	150
Gráfico 89. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 12	151
Gráfico 90. Flujo de caja, pozo 12	151
Gráfico 91. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 13	152
Gráfico 92. Producción acumulada de petróleo, pozo 13	153
Gráfico 93. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 13	153
Gráfico 94. Flujo de caja, pozo 13	154
Gráfico 95. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 14	155
Gráfico 96. Producción acumulada de petróleo, pozo 14	155
Gráfico 97. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 14	156
Gráfico 98. Flujo de caja, pozo 14	156
Gráfico 99. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 15	157
Gráfico 100. Producción acumulada de petróleo, pozo 15	158
Gráfico 101. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 15	158
Gráfico 102. Flujo de caja, pozo 15	159

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del campo San Francisco.....	23
Figura 2. Ubicación estructural del campo San Francisco	24
Figura 3. Columna estratigráfica del valle superior del Magdalena.....	25
Figura 4. Vista idealizada de la propagación de una fractura	27
Figura 5. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas.....	30
Figura 6. Aplicación de la fuerza F.....	31
Figura 7. Módulo de Young. Relación del esfuerzo vs deformación	33
Figura 8. Modelos de fractura 2D Vs 3D.....	34
Figura 9. Familia de modelos de fractura 2D	35
Figura 10. Dimensiones de una fractura hidráulica.....	36
Figura 11. Componentes de una bomba electrosumergible	44
Figura 12. Unidad de bombeo mecánico convencional	45
Figura 13. Parte de una bomba de cavidades progresivas.....	46
Figura 14. Localización de nodos en un sistema de producción.....	47
Figura 15. Modelos de flujo para tubería horizontal	51
Figura 16. Tres estados de producción.....	52

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute
BCP: Bombeo de Cavidades Progresivas
BES: Bombeo Electrosumergible
BFPD: Barriles de Fluidos por Día
BM: Bombeo Mecánico
Bo: Factor Volumétrico del Aceite
BOPD: Barriles de Aceite por Día
BWPD: Barriles de Agua por Día
CAPEX: Capital Expenditure
CW-Frac: Control Water Fracture
EI: Eficiencia de la Inversión
GOR: Relación Gas-Aceite
INFLOW: Flujo de Entrada
IPR: Inflow Performance Reservoir
KCL: Formación Caballos Inferior
KCM: Formación Caballos Medio
KCU: Formación Caballos Superior
LEAKOFF: Magnitud de la presión de la formación sobre un fluido.
Np: Producción acumulada de petróleo
OPEX: Operating Expense
OUTFLOW: Flujo de Salida
Pb: Presión en el Punto de Burbuja
PLT: Production Logging Tool
Psi: Unidad de Presión
PWF: Pressure Well Flowing
RELACION N/G: Relación del intervalo productor sobre el espesor total del yacimiento
RPM: Revoluciones por minuto.
Rs: Relación Gas en Solución
TIR: Tasa Interna de Retorno
TPC: Tubing Performance Curve
USD: Dólares
VPN: Valor Presente Neto
WEM: Well Evaluation Model
WLR: Relación agua - líquido
WOR: Relación agua - aceite

RESUMEN

TITULO

EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SAN FRANCISCO.

AUTORES

STEFANY CARDOZO ALDANA
ALVARO JAVIER QUIMBAYA MONTEALEGRE

PALABRAS CLAVES

Análisis nodal; productividad; geometría de fractura; curvas de declinación.

DESCRIPCIÓN

El presente documento muestra la evaluación de la campaña de fracturamiento hidráulico desarrollada en el 2014 – 2015 por la compañía Ecopetrol en asocio con Halliburton, en la cual se seleccionaron 15 pozos pertenecientes al campo San Francisco. La primera fase de este trabajo consiste en la recopilación pozo a pozo de información del yacimiento, daño de la formación, arenas productoras, tipo de sistema levantamiento artificial, producción de fluidos antes y después de la intervención, tubería de producción y revestimiento, y geometría de fractura creada. Posteriormente se realizó un modelamiento de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico de cada pozo en el programa WEM (Well Evaluation Model) con el fin de obtener la gráfica del análisis nodal y determinar si la productividad del pozo mejoró o disminuyó después de la intervención, además se realiza sensibilidades del ancho, longitud y permeabilidad del agente de sostén para determinar si el diseño de la geometría de fractura fue óptimo. Finalmente, con ayuda de curvas de declinación se realiza un estudio económico para cuantificar la rentabilidad de la campaña en el campo.

ABSTRACT

TITLE

EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING PROCEDURES DEVELOPED ON WELLS WITH HIGH WATER CUT IN SAN FRANCISCO OILFIELD.

AUTORS

STEFANY CARDOZO ALDANA
ALVARO JAVIER QUIMBAYA MONTEALEGRE

KEY WORDS

Nodal analysis; productivity; fracture geometry; declination curve

DESCRIPTION

This document presents the evaluation of the hydraulic fracturing campaign developed in 2014 - 2015 by the company Ecopetrol in association with Halliburton, in which 15 wells belonging to the field San Francisco were selected. The first phase of this work consist on the well to well collection of reservoir information, formation damage, producing sands, type of artificial lift system, production of fluids before and after the intervention, pipe production and coating, and geometry of the created fracture. Subsequently, a modeling of the conditions was made before and after hydraulic fracturing of each well in the WEM (Well Evaluation Model) program in order to obtain the graph of nodal analysis and determine whether well productivity improved or decreased after the intervention. Also, width, length and proppant permeability sensitivities were performed to determine whether the design of the fracture geometry was optimal. Finally, using decline curves an economic study is performed to quantify the profitability of the campaign in the field.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Evaluar los trabajos de fracturamiento hidráulico de la campaña 2014-2015 realizados en el campo San Francisco

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la productividad de los pozos mediante análisis nodal según la geometría de fractura obtenida.
- Analizar la productividad de los pozos considerando una mayor o menor geometría de fractura en comparación a la obtenida en el desarrollo de los trabajos.
- Verificar el efecto del fracturamiento hidráulico en el comportamiento del corte de agua de los pozos intervenidos.
- Establecer mediante análisis económico la rentabilidad de las inversiones realizadas en la campaña 2014-2015 de fracturamiento hidráulico.

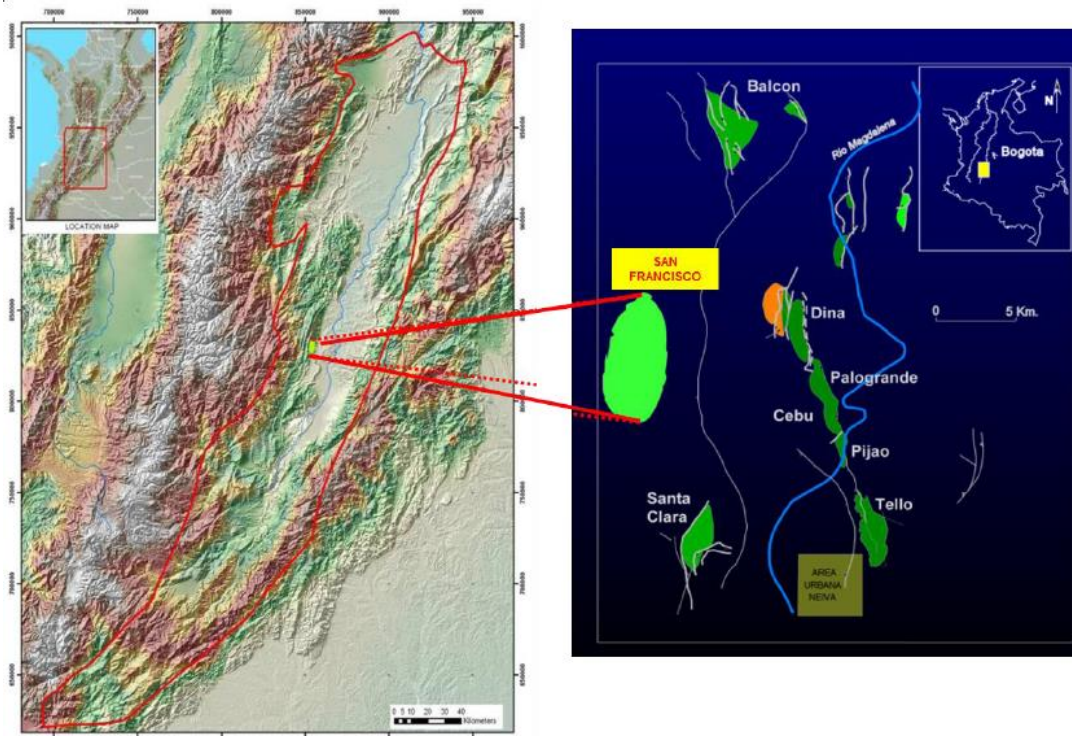
1. CAMPO SAN FRANCISCO

1.1. ANTECEDENTES

El campo San Francisco, ubicado en la zona norte de la cuenca del valle superior del Magdalena, fue descubierto por la compañía HOCOL en 1985 con la perforación del pozo exploratorio SF-001, con una extensión inicial de 12.228 hectáreas. Ésta se redujo a 7.783 en el año 2012 al finalizar el contrato de asociación y el campo empieza a ser operado por Ecopetrol S.A.

En el área se han perforado 194 pozos hasta la fecha (diciembre 2015) que corresponden a las formaciones Caballos Superior (KCU) y Caballos Inferior (KCL) y en algunos de ellos la formación Tetuán; de los cuales 98 son productores, 77 inyectoros, 14 fueron abandonados y 5 están inactivos. El campo en cuanto a su sistema de levantamiento artificial utilizado ha variado a través del tiempo, pasando de flujo natural a los utilizados hoy en día como BES, BCP y BM.

Figura 1. Localización del campo San Francisco

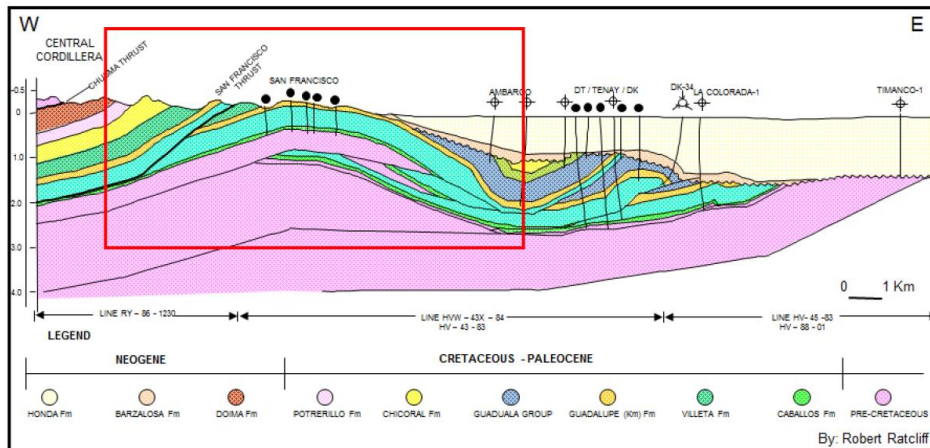


Fuente: Plan de Desarrollo Integrado Campo San Francisco

1.2. COMPONENTE ESTRUCTURAL

Localizado entre la cordillera central y occidental en un marco de placa continental de intramontaña de aproximadamente 400 km de longitud. La sub-cuenca de Neiva fue originada durante la orogenia Calima (Eoceno-Oligoceno). El campo debe su producción a la formación Caballos (rocas cretáceas del Albiano-Aptiano). La formación Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburos, los intervalos superior (KCU) e inferior (KCL) de la formación Caballos están separados por 100 ft de esquistos ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM).

Figura 2. Ubicación estructural del campo San Francisco



Fuente: Plan de Desarrollo Integrado Campo San Francisco

Como se puede apreciar en el Figura 2, el campo San Francisco se encuentra en un anticlinal con tendencia N-S sobre el basamento vulcano-sedimentario. La cresta de la estructura se encuentra por encima del nivel del mar y los flancos por debajo, entre 1.700 y 3.800 ft de profundidad vertical

1.3. COMPONENTE ESTRATIGRÁFICO

La columna estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena se presenta en la Figura 3:

Figura 3. Columna estratigráfica del valle superior del Magdalena

EDAD		CIRUJO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Plioceno	Gigante (1000 ma.)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Mioceno	Honda (2200 ma.)	Terrestre, Llanuras Aluviales.		
			Oligoceno	Barzalosa (20 - 300 ma.)	Terrestre, Lagunas		
	Paleogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Eoceno Superior	Guilanday	Doima (1000 - 3000000 ma.)	Terrestre, Ríos entrelazados.	
				Potreriño			
				Chiboral			
			Paleoceno	Guadua	Teruel (1000 - 3000000 ma.)	Terrestre, Parálisis.	
	Superior	Secuencia Preorogenica	Maastrichtiano	San Francisco	Marino inter a inframareal.		
			Maastrichtiano	Monserate (100 - 200 ma.)			
			Campaniano				
Santoniano albiano			Villeta (700 - 1000 ma.)	Plataforma Detritico - Calcareo			
Albiano			Caballos (50 - 200 ma.)	Fluvial Salobre			
Inferior	Secuencia Preorogenica	Aptiano	Bermejo	Alpujarra (150 ma.)	Supra a intermareal Terrestre.		
			Yavi (300 ma.)				
JURASICO			Saldafia (200 - 1000 ma.)	Subséreo Vulcanoclastico			

	Conglomerado		Lodolita Arenosa		Shale
	Arenisca		Lodolita		Caliza
	Capas Rojas				

Fuente: Plan de Desarrollo Integrado Campo San Francisco

1.3.1 SECCIÓN PRE-CRETACÉO

Las rocas pre-cretáceas, comúnmente llamadas basamento, afloran en la zona aledaña a la cuenca de Neiva. Están compuestas por rocas cristalinas paleozoicas y por una secuencia compleja de capas rojas, vulcanitas y vulcano clásticas juratriásicas que cubren parcialmente las paleozoicas.

1.3.2 SECCIÓN CRETÁCEO-PALEÓGENO

El intervalo Albiano-Aptiano a Paleoceno está representado por una secuencia pre-orogénica de depósitos marinos y no-marinos. La secuencia empieza con la formación Caballos, que constituye el principal yacimiento en el campo. La formación Caballos se dividió en tres unidades litológicas las cuales fueron correlacionadas a través de la cuenca desde Neiva (campos Santa Clara y San Francisco) hasta las áreas de Ortega (campos Ortega, Quimbaya, etc.) y Alpujarra, siendo respectivamente Caballos Superior (KCU), Caballos Medio (KCM) y Caballos Inferior (KCL).

1.4. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

1.4.1 FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR

A lo largo de la formación la distribución del yacimiento cambia, en el norte del campo se encuentran los cuerpos de arenas apilados que alcanzan los 100 ft de espesor. En el lado occidental y central, ya el yacimiento presenta menor espesor de arenas netas entre 11 y 50 ft. Hacia el sur mejora con desarrollos de arenas mayores de 50 ft.

En esta unidad se presentan dos clases de areniscas, la arenisca localmente conglomerática granulosa, masiva y gruesa con porosidades de núcleos entre el 14% y 20% y permeabilidad de 150 a 4000 mD y la arenisca granulosa media, con porosidades de núcleos entre 14% y 19% y permeabilidades de 50 a 1750 mD.

1.4.2 FORMACIÓN CABALLOS MEDIO

Estas unidades arcillosas transgresivas de ambiente marino presentan un espesor de 75 a 100 ft, que forman un sello efectivo entre los yacimientos de Caballos Superior e Inferior. Estas calizas se han usado como marcadores estratigráficos para el valle alto del Magdalena; es el único datum confiable reconocido actualmente para las correlaciones de las arenas que supra-yacen el paquete de Caballos Superior.

1.4.3 FORMACIÓN CABALLOS INFERIOR

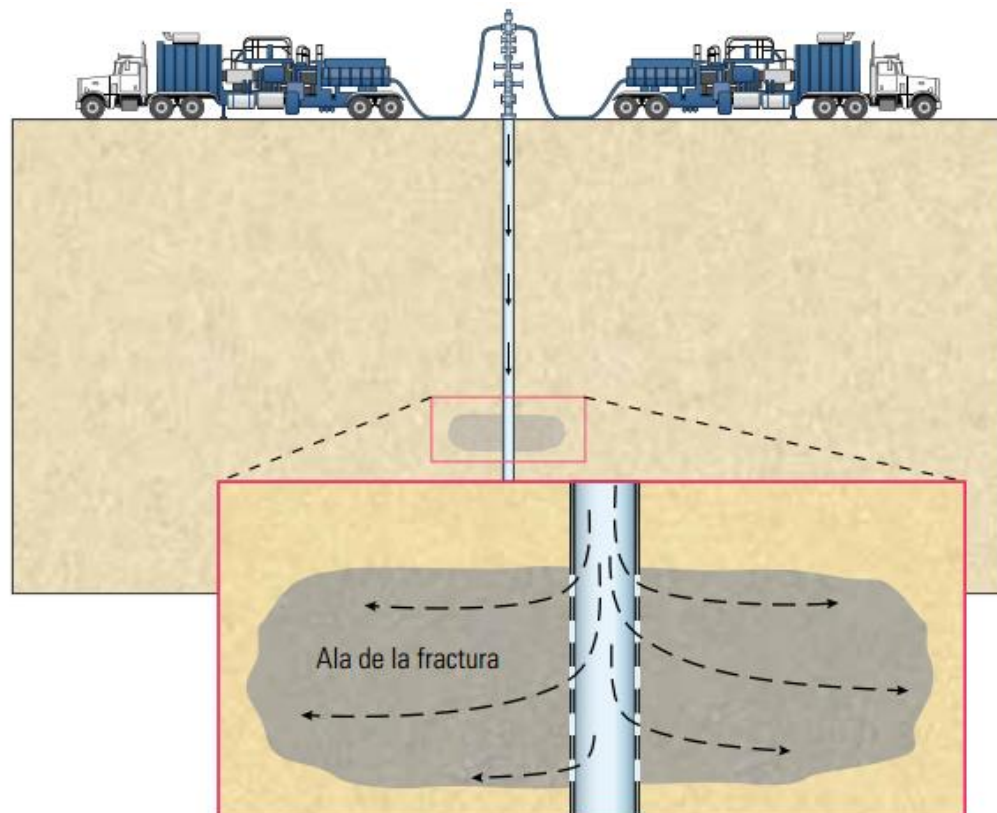
Esta formación contiene areniscas fluviales, La relación total de arena/arcilla es del 50%. La calidad del yacimiento es variable con pobre clasificación de areniscas. Las porosidades de la base se encuentran en un rango de 9% - 13% y las permeabilidades exceden raramente 200 mD. La baja calidad del yacimiento es debida al alto contenido detrítico de la arcilla combinado con la cementación temprana. En Caballos se han adquirido 2609 pies: 926 en Caballos Superior, 261 en Caballos Medio, 1353 en Caballos Inferior y 69 ft en el basamento.

2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1. ¿QUÉ ES?

A partir de la primera operación de estimulación de un yacimiento por el método de fracturamiento hidráulico, realizado a finales de 1947, en el campo Hugoton del sudoeste de Kansas, en Estados Unidos, las compañías han empleado esta técnica de estimulación en forma extensiva para mejorar o prolongar la productividad de los pozos. De hecho, muchos campos productores de hoy en día no serían económicamente viables sin las ventajas proporcionadas por el fracturamiento hidráulico, por este motivo ingenieros y científicos han estado intentando comprender los modelos de comportamiento de la fractura en la formación productora y la geometría de dichas fracturas creadas para poder así aumentar el número de reservas y producción de petróleo y gas.

Figura 4. Vista idealizada de la propagación de una fractura



Fuente: SCHLUMBERGER; Gillerd, M.; Miller, M.; Peña, A. (2011) fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción.

El fracturamiento hidráulico es el tratamiento de estimulación efectuado rutinariamente en pozos de petróleo y gas en yacimientos de baja permeabilidad. Donde se bombean fluidos diseñados especialmente a alta presión y velocidad en el intervalo de yacimiento que se tratará, lo que hace que se abra una fractura vertical. Los tramos laterales de la fractura se extienden hacia fuera del pozo en direcciones opuestas, según los esfuerzos naturales presentes dentro de la formación. Los agentes de sostén o apuntalantes como granos de arena de un tamaño particular, se mezclan con el fluido de tratamiento para mantener abierta la fractura cuando se complete el tratamiento. El fracturamiento hidráulico crea comunicación de alta conductividad con un área grande de formación y permite sortear cualquier daño que pudiera existir en el área cercana al pozo. ¹

2.2. ¿POR QUÉ FRACTURAR?

Algunas de las razones por la cuales se fractura son:

2.2.1 *BYPASS DEL DAÑO DE LA FORMACION*

Normalmente se desea desviar el flujo de producción normal, cuando existe algún tipo de daño en las vecindades del pozo, este daño evita que se desarrolle una explotación adecuada del reservorio por lo que el objetivo es retornar el pozo a su producción normal.

2.2.2 *EXTENDER UNA RUTA*

Existen rutas preferenciales dentro del reservorio que aportan gran cantidad de flujo al pozo, el objetivo al fracturar la formación es hacer que estos canales extiendan su alcance dentro del yacimiento, para llegar a lugares con alta saturación y poca permeabilidad.

2.2.3 *ALTERAR EL FLUJO*

Se busca alterar el tipo de geometría de flujo que se lleva a cabo en el pozo, esto permite que se realice una adecuada gestión en la administración del yacimiento.

¹SCHLUMBERGER, *fracturamiento hidráulico* (s.f). Recuperado el 18 de Abril de 2016, de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydraulic_fracturing.aspx

2.3. OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Las estimulaciones han demostrado que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos, algunos de los principales propósitos para los cuales se diseñan y realizan estos trabajos son:

- Bypass de daños.
- Eliminar el daño si existe.
- Mejorar la productividad de los pozos mediante la creación de un trayecto de flujo desde la formación hacia el pozo al igual que desarrollar reservas adicionales.
- Sobrepasar zonas altamente dañadas.
- Reducir la deposición de asfáltenos.
- Controlar la producción de escamas.
- Asegurar la producción de intervalos laminares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Disminuir la caída de presión en la matriz y retardar el efecto de conificación del agua.

2.4. TECNOLOGÍA CW-FRAC

Es un sistema de control de agua post-fractura basado en la tecnología de polímeros que modifican la permeabilidad relativa. CW-Frac está diseñado para realizar control de agua en trabajos de fracturamiento hidráulico, ayudando a incrementar la producción de hidrocarburos mientras reduce la cantidad de agua de producción que puede generarse cuando se fractura cerca de una zona productora de agua. Esta técnica no requiere viscosidad para realizar la divergencia ya que el mecanismo de funcionamiento es de adsorción sobre la roca modificando la permeabilidad relativa del agua.

2.5. MECÁNICA DE ROCAS

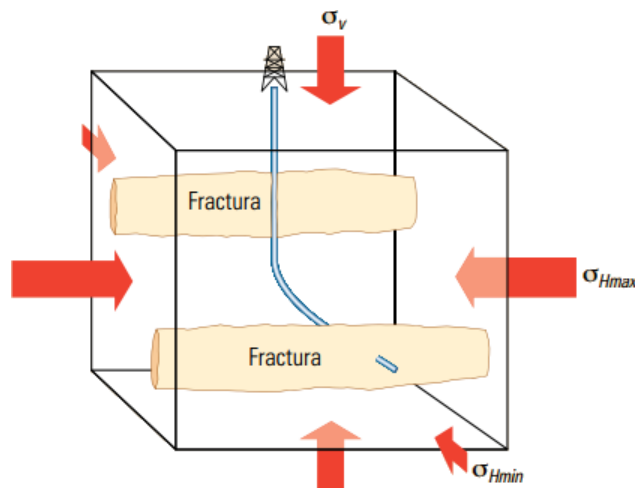
La mecánica de rocas se encarga del estudio teórico y práctico de las propiedades y comportamiento mecánico de los materiales rocosos, y de su respuesta ante la acción de fuerzas aplicadas en su entorno físico. Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación

rocosa. El fluido es bombeado en la formación a presiones que exceden la presión de fracturamiento; la presión a la cual se fractura la roca. Luego se presuriza la formación hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura.

2.5.1 ESFUERZOS

Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre una superficie de un área elemental; esta acción es la intensidad de la fuerza llamada esfuerzo. El esfuerzo constituye un vector con magnitud y dirección, el esfuerzo normal al plano será de tensión o compresión mientras que el esfuerzo paralelo al plano es de corte o cizalla. Los esfuerzos locales controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas, estas son debidas a la tracción y se abren en la dirección de menor resistencia.

Figura 5. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Fuente: SCHLUMBERGER; Nolen-Hoeksema, Richard (s.f.), Definición del concepto de fracturamiento hidráulico (Adaptada)

Los tres esfuerzos principales se incrementan con la profundidad; estos tres tipos de esfuerzos no son iguales pero si son perpendiculares entre sí. El esfuerzo vertical (σ_v), conocido generalmente como esfuerzo de la sobrecarga, es causado por el peso de la roca que suprayace un punto de medición. Su gradiente vertical se denomina gradiente litostático. Los esfuerzos horizontales mínimo (σ_{Hmin}) y máximo (σ_{Hmax}) son los otros dos esfuerzos principales. No obstante, las presiones de poro de una cuenca pueden ser menores o mayores que las presiones normales, a lo que alude con los términos subpresionada o sobrepresionada, respectivamente.

$$\sigma = \frac{F (lb)}{A (in^2)} \quad (2,1)$$

Dónde:

σ = Esfuerzo

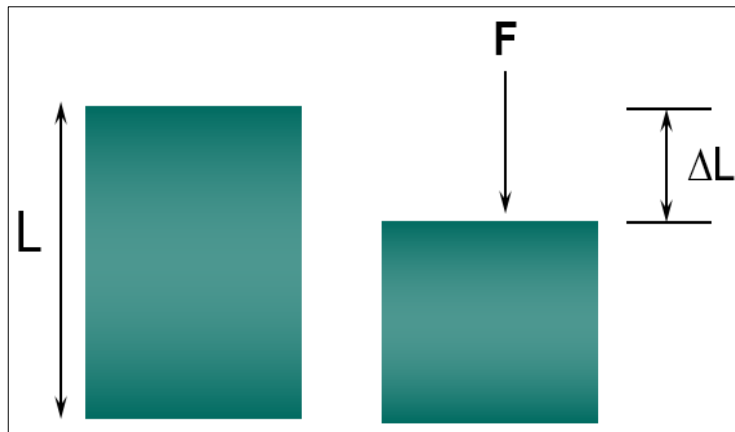
F = Fuerza

A = Área Gráfico

2.5.2 DEFORMACIÓN

Cuando un cuerpo es sometido a un esfuerzo, el mismo se deformará; se le puede conocer como dilatación si el cambio es en volumen; o distorsión si el cambio es de forma, o ambos.

Figura 6. Aplicación de la fuerza F



Fuente: SCHLUMBERGER. (s.f). *Mecánica de Rocas*

Al aplicar una fuerza a un cuerpo, usualmente se pasa por tres etapas de deformación. Primero, la deformación es elástica si al dejar de actuar la fuerza el cuerpo retorna a su forma original; hay un límite de esfuerzo llamado el límite elástico; si se excede el cuerpo no recupera su forma original, lo que quiere decir que la deformación es plástica o sea que solamente algunas partículas retornan a su forma original y si se continua aplicando el esfuerzo, generalmente se crean fracturas y el cuerpo se rompe.

$$\varepsilon = \frac{\Delta L (in)}{L (in)} \quad (2,2)$$

Dónde:

ε = Deformación

ΔL = Cambio de longitud

L = Longitud original

2.5.3 DUREZA DE LA FRACTURA

Se define como la cantidad de energía que es necesaria para propagar la punta de una fractura a través de la roca; esta energía es dada por el fluido a presión.

2.5.4 MÓDULO DE CORTE

Su finalidad es medir la resistencia que presenta un cuerpo al cambio de su forma.

$$G = \frac{\tau \left(\frac{lb}{in^2} \right)}{\gamma \left(\frac{in}{in} \right)} \quad (2,3)$$

Dónde:

G = Módulo de corte

τ = Esfuerzo de corte

γ = Deformación de corte

2.5.5 MÓDULO DE YOUNG

También conocido como módulo de elasticidad o módulo elástico, siendo la relación entre el esfuerzo y la deformación; mide que tanto un material se deformará elásticamente al estar sometido a un determinada carga.

$$E = \frac{\sigma \left(\frac{lb}{in^2} \right)}{\varepsilon \left(\frac{in}{in} \right)} \quad (2,4)$$

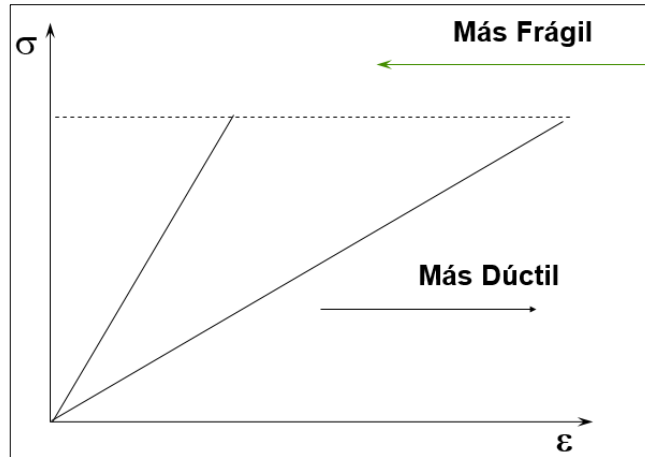
Dónde:

E = Módulo de Young

σ = Esfuerzo

ε = Deformación

Figura 7. Módulo de Young. Relación del esfuerzo vs deformación



Fuente: SCHLUMBERGER. (s.f). Mecánica de Rocas

2.5.5.1 MÓDULO DE YOUNG ESTÁTICO

Es la medida estándar de E y es aplicable a fracturamiento hidráulico. El material se deforma lentamente y en una sola dirección.

2.5.5.2 MÓDULO DE YOUNG DINÁMICO

Es la propiedad de la roca que se mide mediante una herramienta de registros especiales. El material se deforma en diferentes direcciones.

2.5.6 RELACIÓN DE POISSON

Factor que mide que tanto un material se deformará en la dirección perpendicular a la dirección de la fuerza que se le aplica, paralelo al plano sobre el cual la tensión inducida por la deformación está actuando. La deformación compresiva es positiva y la deformación por tensión es negativa.

$$v = - \frac{\varepsilon_y \left(\frac{lb}{in^2} \right)}{\varepsilon_x \left(\frac{lb}{in^2} \right)} \quad (2,5)$$

Dónde:

v = Relación de Poisson

ε_y = Deformación en dirección y

ε_x = Deformación en dirección x

Este factor adimensional es importante al momento de determinar el gradiente de esfuerzo de la formación. Los valores de esta relación son menores a 0.5, generalmente encontrándose en un rango de 0.2 a 0.35.

2.5.7 MÓDULO DE BULK

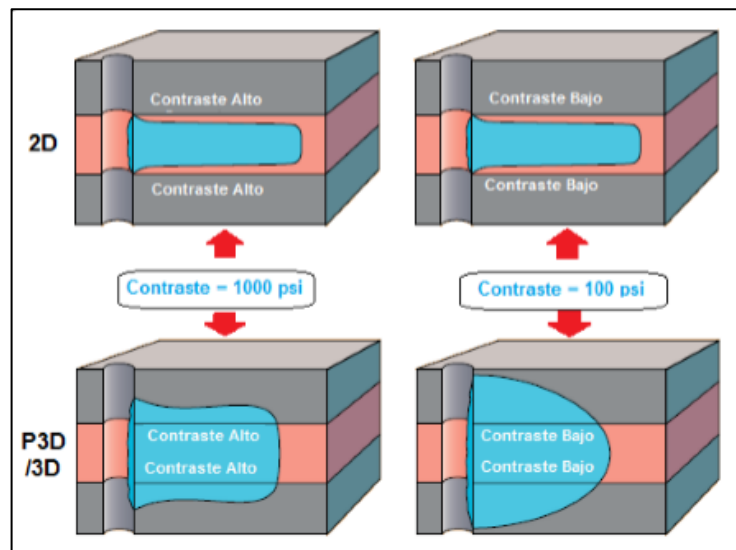
Es la relación entre la presión aplicada y el porcentaje del cambio de volumen que se genera a partir de la aplicación de dicha presión.

2.6. MODELAMIENTO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA

Una vez se inicia el fracturamiento hidráulico, la inyección del fluido da lugar a que la fractura se propague. La geometría de la fractura creada se puede aproximar mediante modelos que consideran: propiedades mecánicas de las rocas, propiedades del fluido de la fractura, condiciones a las cuales es inyectado el fluido (tasa de flujo presión), y la distribución de los esfuerzos en el medio poroso.

Existen dos grupos: los modelos en dos dimensiones (2D), los modelos tridimensionales (3D) y los pseudo tridimensionales (P3D) los cuales se consideran más precisos. La diferencia básica entre los modelos radica en que en los modelos 2D la altura de la fractura es igual para toda la longitud, es decir en forma semicircular mientras que en los 3D y P3D la altura, longitud y ancho de la fractura varían con cierta independencia.

Figura 8. Modelos de fractura 2D Vs 3D



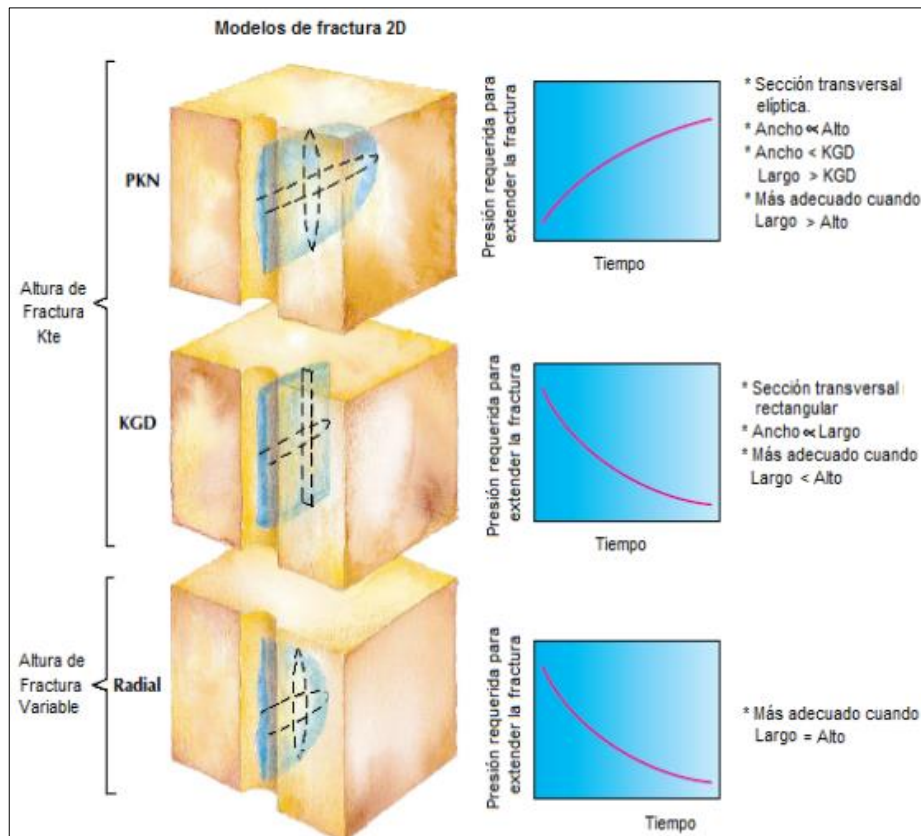
Fuente: SCHLUMBERGER, Brady, B (1992) *Progress in Fracture Treatment Design* (Adaptada)

2.6.1 MODELOS EN DOS DIMENSIONES (2D)

Existen 3 modelos comunes: el modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN), el modelo Khristianovic-Geertsma de Klerk (KGD) y el modelo radial. Los modelos PKN y KGD, asumen el alto de la fractura constante a lo largo de ésta, el alto de la fractura suele ser tomada a partir de los límites litológicos. La longitud y ancho de la fractura son calculados a partir del valor del largo de la fractura, módulo de Young, viscosidad, tasa y tiempo de inyección. En el modelo radial, las 3 dimensiones pueden variar en tanto la longitud y alto de la fractura son iguales y varían conjuntamente.

El uso de los modelos 2D requiere una estimación de la altura de la fractura por parte del ingeniero, una de las consecuencias de subestimar la altura, es que ésta puede extenderse a las zonas de gas o algún acuífero. Si la fractura es más corta de lo previsto puede que no sea tan productiva como se pensaba.

Figura 9. Familia de modelos de fractura 2D



Fuente: SCHLUMBERGER, Brady, B. (1992) *Progress in Fracture Treatment Design* (Adaptada)

2.6.2 MODELOS EN TRES DIMENSIONES (3D)

Este modelo tiene un ajuste más real debido a que no determina el alto de la fractura a partir de los límites litológicos, además simulan de forma rigurosa el crecimiento de las fracturas. Sin embargo, un modelo 3D es completo y complejo porque requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso.

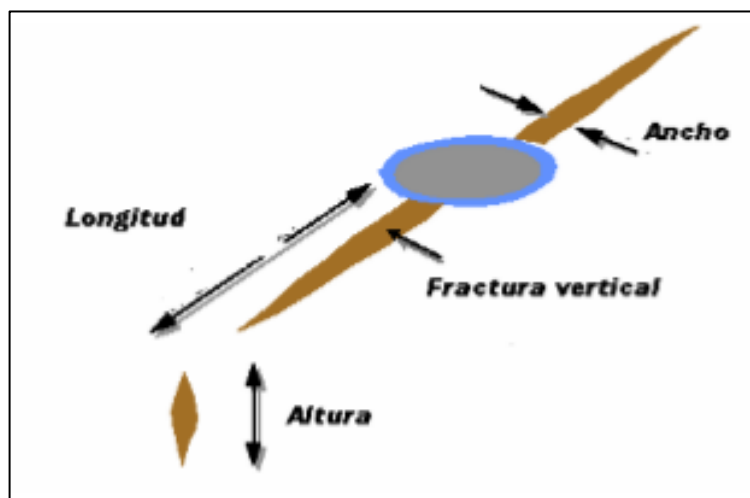
2.6.3 MODELO EN TRES PSEUDO DIMENSIONES (P3D)

Este modelo asume una representación simplificada del flujo de fluidos en la fractura, esta suposición disminuye el tiempo de cómputo. Sin embargo, puede dar un valor inexacto de la altura de la fractura, debido a que la distribución de la presión en ésta, la cual genera el crecimiento de la altura de la fractura es influenciada por el flujo de fluidos.

2.7. PARAMETROS DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA

Las dimensiones de la fractura que se genera al momento de realizar la estimulación en condiciones dinámicas pueden representar problemas complejos pues en esta intervienen factores de diferente naturaleza como son las propiedades mecánicas de la formación, fluidos de tratamiento y parámetros hidráulicos de la operación².

Figura 10. Dimensiones de una fractura hidráulica



Fuente: Speight, J. Handbook of Hydraulic Fracturing (1986)

² Speight, J. Handbook of Hydraulic Fracturing (1986)

2.7.1 LONGITUD DE FRACTURA

Se refiere a la longitud que alcanza la fractura, cuando esta se extiende a causa de la presión hidráulica a la cual se somete por el fluido fracturante. La distancia de la fractura abierta consiste en dos lados simétricos a cada lado del pozo.

2.7.2 ANCHO DE FRACTURA

Se refiere a la distancia o separación total de las paredes de la fractura, el inicio de una fractura es una grieta en la roca y esto corresponde al criterio de considerar que la formación productora es elástica.

2.7.3 ALTURA DE LA FRACTURA

La altura de la fractura es de gran relevancia para estimar el diseño de una fractura. Su valor determina la geometría creada, la ubicación donde se encuentra finalmente el material de soporte y el incremento de la productividad. Así mismo, una fractura se desarrolla perpendicular al máximo esfuerzo, es decir, si el esfuerzo se encuentra en el plano horizontal entonces la fractura se desarrollará en el plano vertical.

2.7.4 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Es la capacidad de la fractura de transportar el fluido desde el yacimiento hasta el pozo, se expresa como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho medio de la fractura.

2.7.5 CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL

Es una relación entre la conductividad de la fractura, la permeabilidad y la altura³. Este parámetro es muy importante ya que indica una medida de que tan conductiva es la fractura en comparación con la formación.

³Speight, J. Handbook of Hydraulic Fracturing (1986)

3. PARAMETROS BÁSICOS DE PRODUCCIÓN

3.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Entre los fluidos que contienen las rocas de yacimientos petrolíferos se encuentra una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de carbono (C) e hidrogeno (H), denominados hidrocarburos. El petróleo, es una mezcla compleja que consiste en hidrocarburos livianos y pesados, y además contiene compuestos no hidrocarburos tales como azufre, nitrógeno, oxígeno y helio como componentes menores, entre otros. Los fluidos son sustancias que no resisten a las fuerzas o esfuerzos sin obtener movimiento; estos se clasifican en líquidos o gases.

3.1.1 GRAVEDAD API

Es una medida de densidad, respecto a cuánto pesa un producto en relación al agua. La cual precisa cuan pesado o liviano es el petróleo. La gravedad API de los crudos por lo general oscilan entre 47° API para los crudos más ligeros a 10° API para los crudos más pesados.

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (3,1)$$

Dónde:

γ_o = Gravedad específica

3.1.2 PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS

Corresponde al contenido de agua libre (no emulsionada) y sedimentos (limo, arena) que trae el crudo. Es importante que su valor sea bajo, para evitar suciedades y dificultades durante el procesamiento del crudo, al vaporizarse el agua libre que puedan dañar el horno. Se informa como porcentaje en volumen sobre el crudo.

3.1.3 RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO, R_s

La relación gas en solución- petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo R_s y se define como el número de pies cúbicos estándar (PCS) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. Esta relación viene dada por:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto a } P \text{ y } T \text{ del yacimiento a condiciones estándar (PCS)}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones estándar (BN)}} \quad (3,2)$$

El R_s aumenta con la presión hasta llegar a la presión de burbuja (P_b), donde existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo y a partir de esta presión el R_s permanece constante. Existen varias correlaciones para el cálculo del R_s , para este proyecto la correlación que se utilizó es la de Vásquez el cual desarrolló dos ecuaciones basado en la gravedad específica del aceite

3.1.4 CONTENIDO DE IMPUREZAS

Las impurezas se definen como todo aquel material contenido en el petróleo que no esté constituido por carbono e hidrogeno. En la actualidad se consideran dos clases de impurezas oleofobicas y oleofilicas. Respectivamente las primeras son impurezas que no se encuentran disueltas en el hidrocarburo. Las principales impurezas oleofobicas son, las sales, el agua y los sedimentos de petróleo. Las segundas son impurezas que se encuentran disueltas en el hidrocarburo. Las principales impurezas oleofilicas son: compuestos de azufre, compuestos organo-metalicos, ácidos nafténicos y compuestos nitrogenados.

3.1.5 RELACION GAS – ACEITE, GOR

Se designa por la sigla *GOR* (*relación gas – aceite*), es la relación del gas producido con respecto al petróleo producido. Esta relación es clave para determinar el tipo de crudo en un yacimiento.

$$GOR = \frac{\text{Volumen de gas producido a condiciones estándar (PCS)}}{\text{Volumen de petróleo producido a condiciones estándar (BN)}} \quad (3,3)$$

3.1.6 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, B_o

Se designa por el símbolo B_o y se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril estándar de petróleo más su gas en solución. También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase liquida al pasar de las condiciones de yacimiento a condiciones de superficie como consecuencia de la expansión liquida y/o liberación del gas en solución.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (petróleo + gas disuelto) a } P \text{ y } T \text{ del yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones estándar (BN)}} \quad (3,4)$$

En general, el valor de B_o será mayor que la unidad debido al gas que entra en solución. La correlación usada para el cálculo del factor volumétrico en este proyecto es la de Vásquez.

3.1.7 VISCOSIDAD, μ

Se designa por el símbolo μ ; en general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrece sus moléculas a fluir. Por debajo de la presión de burbuja la viscosidad disminuye con aumento de la presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbuja la viscosidad aumenta con la presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y solo actúa la compresibilidad.⁴ Para calcular la viscosidad de aceite se usó la correlación de Robinson.

3.1.8 COMPRESIBILIDAD, C

Se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante. Para yacimientos sub-saturados el petróleo posee todo el gas en solución, al aplicar alta presión a este sistema, el hidrocarburo sufre una disminución no lineal en su volumen que depende tanto de la temperatura como de su composición.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right) (psi^{-1}) \quad (3,5)$$

Dónde:

C = Compresibilidad

V = Volumen

$\partial V/\partial P$ = Cambio en unidad de volumen por cambio unitario de presión

3.2. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

3.2.1 PRESIÓN DE YACIMIENTO

La presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Dado que la presión de yacimiento cambia a medida que se producen los fluidos de un yacimiento, debería describirse como un valor medido en un momento específico, tal como la presión de yacimiento inicial.

⁴ Parra, R. (2011). Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos

3.2.2 POROSIDAD

Es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituye los espacios no sólidos, y está definido por:

$$V_p = V_b - V_m \text{ (ft}^3\text{)} \quad (3,6)$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} * 100 \quad (3,7)$$

Dónde:

V_p = Volumen poroso

V_b = Volumen bruto

V_m = Volumen matriz

ϕ = Porosidad

La porosidad generalmente se expresa en porcentaje, la porosidad máxima que se puede encontrar es de 47.6%, la cual solo se daría en un arreglo cubico perfecto.

3.2.3 SATURACIÓN

Es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 \quad (3,8)$$

Dónde:

S_{fluido} = Porcentaje de fluido que satura el espacio poroso

V_f = Volumen de fluido dentro del espacio poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (3,9)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

S_o = Saturación de petróleo

S_g = Saturación de gas

3.2.4 PERMEABILIDAD, k

Propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de los espacios porosos interconectados de la misma. La unidad de medida de la permeabilidad de una roca en el sistema CGS, se denomina Darcy. La ley de Darcy se expresa en:

$$q = - \frac{KA}{\mu} * \frac{dp}{dx} \quad (3,10)$$

Dónde:

q = Volumen de flujo, en cm^3/s para flujo horizontal

K = Constante de permeabilidad en Darcy

A = Área de sección en cm^2

μ = Viscosidad del fluido en cp

dp/dx = Gradiente hidráulico en atm/cm

3.2.5 ESPESOR NETO

Es la suma de los intervalos productivos de un yacimiento o depósito. Las formaciones que contienen hidrocarburos, consisten de varias capas arenosas y muchas veces estas capas están claramente definidas como unidades geológicas; y están caracterizadas por variaciones en porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

3.2.6 ESPESOR TOTAL

Es el espesor total de la formación, en donde si toda la formación es productiva, el espesor neto es igual al espesor bruto.

3.2.7 AREA DE DRENAJE

Área o volumen del yacimiento drenados por el pozo. Cuando varios pozos drenan el mismo yacimiento, cada uno drena su propia área de drenaje, un subconjunto del área del yacimiento.

3.2.8 DAÑO DE FORMACIÓN, s

El daño de formación se considera como el proceso que altera la permeabilidad de la formación en un reservorio de tal forma que la producción decrece. Estos daños suelen expresarse numéricamente mediante un factor adimensional denominado (s), si $s > 0$ la formación está dañada, si $s = 0$ no está ni dañada ni estimulada y si $s < 0$ la formación está estimulada.

3.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A medida que un campo de petróleo produce, la presión del yacimiento declina. Con el tiempo llega a ser tan mínima que no es capaz de levantar el fluido hasta superficie; es así como surge la necesidad de hacer uso de los sistemas de levantamiento artificial con el fin de proporcionar esa energía que falta para levantar con facilidad el fluido.

Existen varios tipos de sistemas de levantamiento artificial que han sido desarrollados y optimizados para operar bajo diferentes condiciones, en esta sección se va a hablar de los implicados en este proyecto los cuales son: Bombeo Electrosumergible (BES), Bombeo Mecánico (BM) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP). La selección del sistema a utilizar depende de la viscosidad del aceite, del tipo y profundidad del pozo, de la disponibilidad de gas y del análisis de los costos.

3.3.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de bombeo electro sumergible emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde determinado nivel hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión⁵.

3.3.1.1 VENTAJAS

- Capacidad de manejar altos volúmenes.
- Facilidad de operar en superficie.
- Buen funcionamiento en pozos desviados y altas profundidades.
- Facilita el monitoreo de presiones y temperaturas en fondo, mediante sensores.
- Es manejado en pozos con altos cortes de agua y baja relación gas-liquido.

3.3.1.2 APLICACIONES

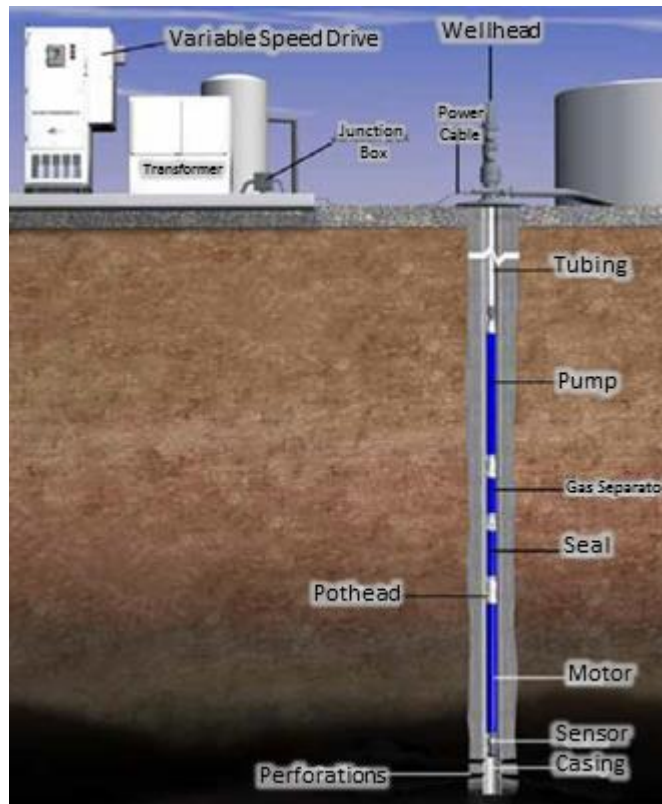
- Efectivo y económico para producir grandes cantidades de flujo.
- Trabaja a profundidades medias y grandes.
- Fluidos de alta viscosidad.
- Pozos con altas temperaturas.
- Exitoso para producir fluidos con bajas relaciones gas aceite.

⁵ ENERPET. Artificial Lift Division (s.f). Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de <http://www.enerpet.com/site/images/pdf/es/Artf/electrosumergible.pdf>

3.3.1.3 COMPONENTES

- Equipos de Superficie: el equipo de superficie incluye transformador, variador de frecuencia (VSD), caja de conexiones o venteo, penetrador de cabezal y cable de superficie.
- Equipos de Fondo: el equipo de fondo consta de sensor de fondo, motor, sellos, bomba, entrada de la bomba o separador de gas, cabeza de descarga y cable de potencia.

Figura 11. Componentes de una bomba electrosurgible



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. *Submersible Pump Handbook* (2007)

3.3.2 BOMBEO MECÁNICO (BM)

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más usado en la industria petrolera. Este método consiste en una bomba en el fondo del pozo de acción reciprocante, que se abastece de energía a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. Estas bombas consisten de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida del fluido, y pueden ser de acción simple o doble. Las bombas de acción simple

generalmente son usadas en combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia en sistemas de empuje hidráulico⁶.

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en: unidades convencionales, unidades neumáticas y unidades Mark II.

Figura 12. Unidad de bombeo mecánico convencional



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Submersible Pump Handbook (2007)

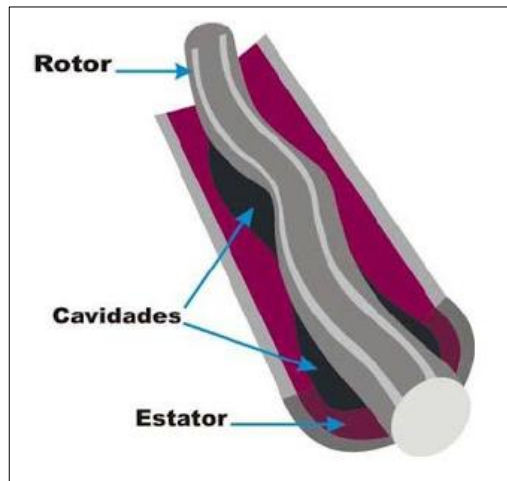
3.3.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

El bombeo de cavidades progresivas está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por motor en superficie o fondo. Si el motor está ubicado en superficie, la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el fondo del pozo. Si el motor está en el fondo, lleva un cable que le proporciona energía el motor para que impulse la bomba.

⁶ OILMAIL. Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico (s.f). Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>

Esta bomba es de desplazamiento positivo, su funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes en el cual el conjunto estator-rotor, se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forman cavidades definidas y selladas, a medida que el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba desde la admisión a la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el pozo hasta superficie⁷.

Figura 13. Parte de una bomba de cavidades progresivas



Fuente: Hernandez, Julián y Hernandez, José. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia

3.4. ANALISIS NODAL

El análisis nodal es un método que combina el comportamiento de dos sistemas de flujo, éste consiste en seleccionar un punto o nodo en el sistema de flujo de un pozo y dividir el sistema sobre ese punto para identificar las partes que quedan aguas arriba y aguas abajo del nodo.

Todos los componentes aguas arriba del nodo comprenden la sección de entrada (Sección de Influjo) y todos los componentes aguas abajo del nodo comprenden la sección de salida (Sección de Salida). Para cada componente del sistema, existe una relación de caudal y caída de presión. El flujo a través del sistema se puede determinar si se satisface que:

- El flujo es igual a la entrada y salida del nodo.
- Solo existe una presión en el nodo.

⁷ OILMAIL. Sistema de Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas (s.f). Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html

En un sistema de producción siempre se conocen dos presiones que no están en función del caudal, la presión de salida que es la presión de separador (P_{sep}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}), por ende, conociendo estas presiones en sus respectivos nodos es posible calcular las caídas de presión en alguno de los nodos intermedios⁸.

En el desarrollo de este proyecto el nodo seleccionado es el de la posición 6 que se observa en la Figura 14, por ende el pozo queda dividido de la siguiente manera:

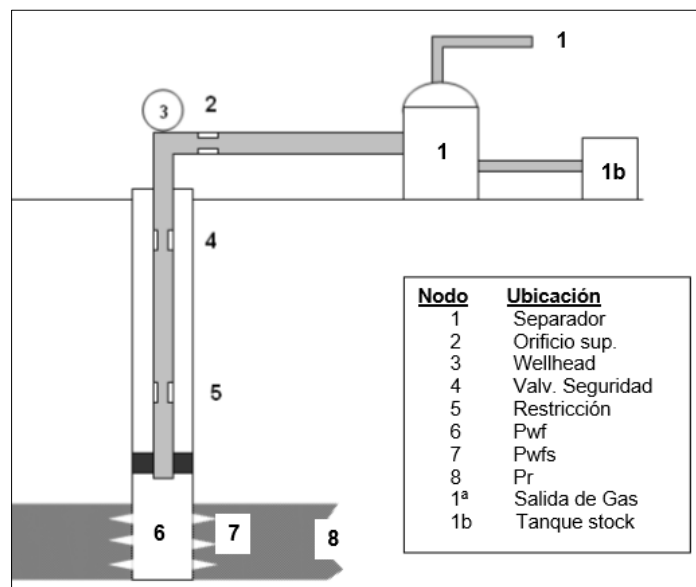
Entrada al nodo:

$$P_{nodo} = P_R - \Delta P_{res} = P_{wf} \text{ (psi)} \quad (3,11)$$

Salida del nodo:

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \text{ (psi)} \quad (3,12)$$

Figura 14. Localización de nodos en un sistema de producción.

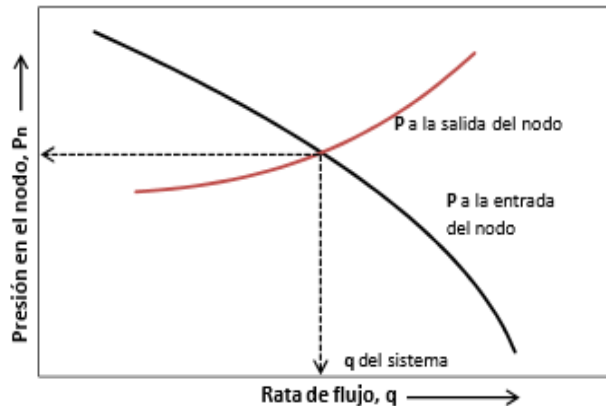


Fuente: OILPRODUCTION. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal™, HISCHELDT, M (2009). Recuperado el día 20 de Abril de 2016 de www.oilproduction.net

⁸ OILPRODUCTION. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal™, HISCHELDT, M (2009). Recuperado el día 20 de Abril de 2016 de www.oilproduction.net

La caída de presión varía en función del caudal para cada componente, por ende si se construye un gráfico de la presión versus caudal, se interceptaran satisfaciendo las condiciones ya mencionadas, tal como se muestra en el gráfico 1.

Gráfico 1. Determinación de la capacidad de flujo



Fuente: BONILLA, L. productividad de pozos de Hidrocarburos

3.4.1 IPR (RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO)

Este sistema está compuesto por el flujo de fluidos a través de la roca porosa que está impregnada de hidrocarburos a través de un conjunto de perforados que establecen una comunicación entre el fondo del pozo y el yacimiento. La presión estática del yacimiento menos el diferencial de presión a través del yacimiento y completamiento del pozo definen la presión en el fondo del pozo. La gráfica que se genera a partir del caudal y presión en fondo de pozo se conoce como relación del comportamiento de Influjo.

Existen varias formas de calcular una curva IPR, en este trabajo se discutirá el modelo empírico y teórico, puesto que ambos fueron utilizados en el desarrollo del proyecto.

3.4.1.1 IPR TEORICO

Este modelo está basado principalmente en la ley de Darcy para tres tipos de geometría de flujo inducida por uno de los siguientes completamientos:

- Radial (pozo vertical)
- pozo horizontal
- fractura hidráulica vertical

En este proyecto se seleccionó la opción radial (pozo vertical) para el caso estudio del pozo sin haberse fracturado y la opción fractura hidráulica vertical para el caso del fracturamiento hidráulico realizada.

- **RADIAL (POZO VERTICAL):** Este modelo está basado en la ley de Darcy, asumiendo un yacimiento (con propiedades homogéneas y espesor constante) en forma cilíndrica con un pozo posicionado en el centro de éste, estableciendo de este modo flujo radial hacia la cara del pozo. La dependencia de las propiedades de los fluidos de la presión para pozos de aceite y gas es tratada por funciones de pseudo-presión. En el caso de pozos de aceite, cuando la presión fluyendo (P_{wf}) está por debajo de la presión de burbuja y se empieza a liberar gas libre o gas en solución se trata con curvas de permeabilidad relativa de gas-aceite incorporadas con la función de pseudo-presión del aceite.
- **FRACTURA HIDRAULICA VERTICAL:** El modelo de fractura hidráulica provee una predicción del comportamiento de influjo de un yacimiento después de una fractura, este modelo también está basado en un yacimiento de forma cilíndrica.
- **ESTADO PSEUDO-ESTABLE:** También denominado flujo variable, existe cuando la presión declina linealmente con el tiempo en cualquier posición del yacimiento. Aquí, la tasa de declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen de drenaje⁹.

3.4.1.2 IPR EMPIRICO

En este modelo están contempladas las siguientes ecuaciones:

- Vogel
- Fetkovich
- Standing
- Jones
- Jones (Modificada)

En el desarrollo de este proyecto el modelo utilizado es el de Standing.

- **VOGEL:** Desarrolló una investigación con datos de diferentes yacimientos saturados, es decir que su presión se encontraba por debajo de la presión de burbuja. Con los datos disponibles Vogel graficó

⁹ PARIS, M. (s.f). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

presiones adimensionales en función de caudales adimensionales. El estudio incluyó una amplia gama de propiedades del fluido, permeabilidades relativas y espaciamiento de los pozos. Encontrando para todos los pozos una curva IPR similar, obteniendo así una ecuación que relaciona la presión adimensional con la rata adimensional¹⁰.

3.4.2 TPC (CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA TUBERÍA)

Esta herramienta matemática es usada para evaluar el desempeño de la tubería de producción, graficando el caudal en superficie versus la presión en fondo fluyendo. La composición del fluido y el comportamiento de las fases del fluido en el diseño del completamiento determinan la forma de la curva del Outflow.

Las predicciones del flujo multifásico en la tubería se basan en correlaciones semi-empíricas que tienen en cuenta las características del fluido y los factores que afectan el fluido. La solución de la curva para el flujo multifásico en tubería se puede dividir en 3 categorías: flujo multifásico vertical, flujo multifásico horizontal y flujo multifásico inclinado.

3.4.2.1 FLUJO MULTIFASICO VERTICAL

Este tipo de flujo es encontrado en casi todos los completamientos de producción de aceite. La caída de presión para este flujo está compuesto por 3 componentes: gradiente de presión hidrostática, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración. Los efectos de reacciones químicas entre las fases no se tendrán en cuenta, sin embargo factores como viscosidad, tensión interfacial, densidad, entre otros son incluidos en este modelo de flujo. Algunas de las ecuaciones desarrolladas para el flujo vertical son:

- Poettman & Carpenter (1952).
- Hagedorn & Brown (1963).
- Aziz & Govier (1972).
- Beggs & Brill (1973).

En el desarrollo de este proyecto la correlación seleccionada para el cálculo de la caída de presión en flujo multifásico vertical es Hagedorn & Brown.

3.4.2.2 FLUJO MULTIFASICO HORIZONTAL

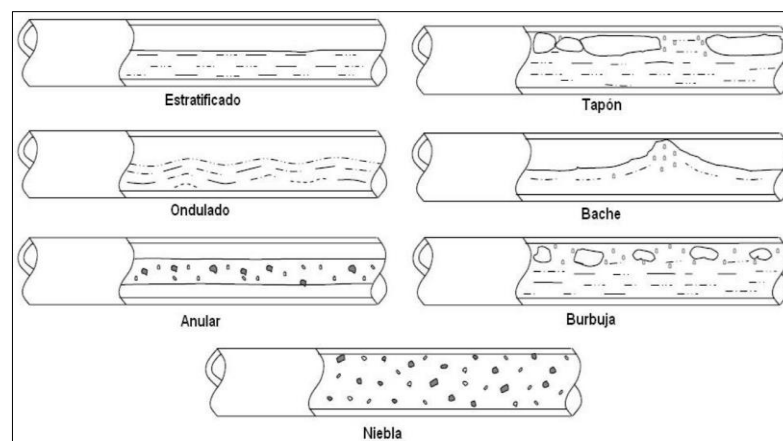
La literatura cita 8 modelos de flujo que pueden darse en el flujo multifásico horizontal, estos dependen de las variaciones en presión o la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra, estos son:

¹⁰ BONILLA, L. (2014). productividad de pozos de Hidrocarburos.

- Flujo de burbuja.
- Flujo de tapón de gas.
- Flujo estratificado.
- Flujo ondulante.
- Flujo de tapón de líquido (Bache).
- Flujo anular.
- Flujo de neblina.

La figura 15 muestra los diferentes modelos de flujo.

Figura 15. Modelos de flujo para tubería horizontal



Fuente: FLOREZ, J; PORRAS, F. (2007). Determinación del patrón de flujo multifásico.

Entre las correlaciones que existen para el cálculo del flujo multifásico horizontal y tienen un amplio rango de aplicabilidad para las tasas de producción y tamaño de tubería están:

- Beggs & Brill (1973)
- Dukler
- Xiao
- Gregory
- Mukherjee

En el desarrollo de este proyecto la correlación seleccionada para el cálculo de la caída de presión en flujo multifásico horizontal es Beggs & Brill.

3.4.2.3 FLUJO MULTIFÁSICO INCLINADO

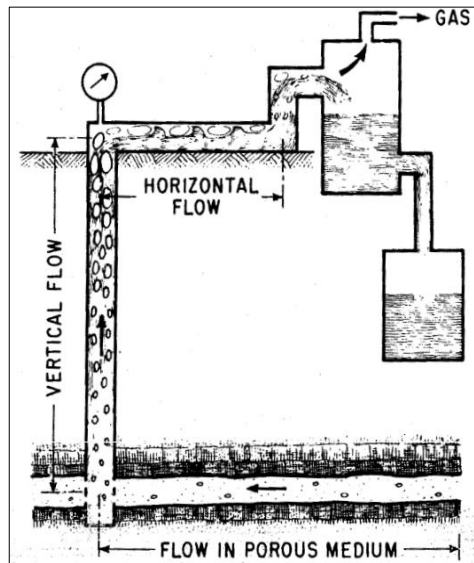
Este tipo de flujo se define como el flujo a través de tuberías que se desvían o a partir de la tubería horizontal. La pérdida de presión total en la tubería es la suma de las pérdidas por fricción, aceleración y elevación necesarias para transportar los fluidos a lugares con mayor elevación a cualquier distancia.

Entre las correlaciones que se encuentran para este tipo de flujo están:

- Flanigan
- Beggs & Brill

En la figura 16, se ilustran los 3 tipos de flujo en un sistema de producción (Flujo horizontal, vertical e inclinado).

Figura 16. Tres estados de producción.



Fuente: BROWN, K (1977). The Technology of Artificial Lift Methods

4. CURVAS DE DECLINACIÓN

Una de las tareas fundamentales del ingeniero de yacimientos es analizar el comportamiento actual y realizar la predicción a futuro de la producción de petróleo y gas de uno o varios pozos, yacimiento y/o campo; en una búsqueda de técnicas que permitieran un pronóstico acertado, Arps introdujo en 1945 las curvas de declinación, las cuales representan hoy en día una de las herramientas más prácticas y fáciles de usar debido a su simplicidad y éxito en sus resultados.

Este método consiste en representar en un gráfico semilog la tasa de producción vs tiempo y hacer un ajuste de los datos en una línea recta. La curva del análisis de declinación extrapola los resultados y hace estimaciones de la producción futura. Además, se puede analizar la historia de la producción mediante otros parámetros tales como la tasa de producción vs petróleo acumulado, el agua acumulada vs producción de petróleo y relación gas-petróleo vs producción acumulada.

Estimar las tasas de producción permite pronosticar las reservas remanentes, planificar en que momento es oportuno realizar alguna intervención que mejore la productividad de la producción, estimar la vida productiva del pozo, entre otras.

La predicción de las curvas no es acertada cuando se hace en una etapa temprana del yacimiento debido a que se tiene poca data de producción sobre las cuales basar el diagnóstico. Así mismo, el método es aplicable a pozos en los que el pasado, presente y futuro de la producción tienen una declinación constante y no están sujetos a cambios operacionales. Ahora bien, un diagnóstico favorable se basa en la calidad y cantidad de datos de producción en los que se base el ajuste, además se aconseja manejar un rango de tiempo con una duración similar al del histórico de producción.

Teniendo en cuenta que éste método es empírico, y está basado en modelos matemáticos y gráficos es necesario revisar continuamente los resultados realizando comparaciones con otras predicciones.

4.1 MODELOS DE DECLINACIÓN

Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación se basan en como varía la tasa de producción en función del tiempo. Para tal análisis, es necesario definir algunos parámetros tales como:

4.1.1 TASA DE DECLINACIÓN NOMINAL

Se define como el cambio fraccional de la producción en función del tiempo. Esta ecuación se genera de la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la tasa de producción vs tiempo, es decir:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad (4,1)$$

Dónde:

- D tasa de declinación nominal, años⁻¹,
- q tasa de producción de petróleo por día, BOPD
- t tiempo, años o meses

Si la tasa de declinación actual se multiplica por 100 se obtiene un valor en porcentaje que experimentará con el tiempo. Este análisis solo se realiza cuando la tasa está disminuyendo por ende el valor siempre será positiva.

4.1.2 TASA DE DECLINACIÓN EFECTIVA

Se define como la caída en la tasa de producción desde un valor de inicial hasta un valor q durante un período de tiempo de 1 mes o 1 año, dividido por la producción inicial, es decir:

$$d = \frac{q - q_i}{q_i} \quad (4,2)$$

Dónde:

- d tasa de declinación efectiva, %año⁻¹ ó %mes⁻¹
- q tasa de producción de petróleo a un tiempo t, BOPD
- qi tasa inicial de producción del petróleo, BOPD

Debido a que la declinación efectiva es una función discreta, ha sido la que mejores resultados ha mostrado en la realidad. Si el periodo de tiempo es un mes, se refiere a una declinación efectiva mensual y si es un año una tasa de declinación anual

4.2 TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica, las cuales están definidas por la siguiente expresión:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (4,3)$$

Dónde:

n Exponente de declinación

D_i Tasa de declinación inicial

En la curva de declinación exponencial el valor de n es 0, n es 1 para el caso de la declinación armónica y 0 < n < 1 será hiperbólica.

4.2.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Este tipo de curva es el método más usado debido a que sus parámetros son fáciles de calcular y muestran resultados confiables en la predicción de la producción. Como ya se mencionó el exponente de declinación para ésta curva es de 0. Para este modelo la tasa de declinación nominal es constante:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 \quad (4,4)$$

De la ecuación 4,4 se deduce que: D = D_i = constante.

Si se integra la ecuación 4,1, con una tasa de declinación constante se obtiene la expresión con la que se puede calcular la tasa de producción en función del tiempo:

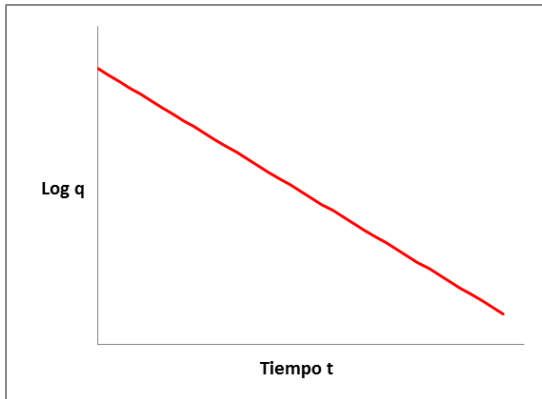
$$q = q_i e^{-D_i t} \quad (BOPD) \quad (4,5)$$

Integrando la ecuación 4,5, se obtiene una expresión para calcular la producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción de petróleo:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-Dt}) \quad (bls) \quad (4,6)$$

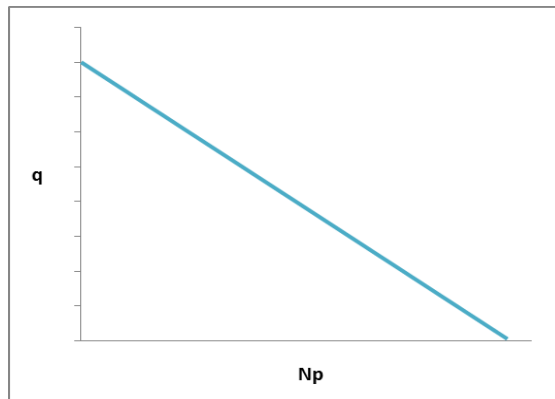
Si se grafica en papel semilog la producción de petróleo vs tiempo y la producción de petróleo vs la producción de petróleo acumulado, se obtiene que los datos ajustados a éste tipo de declinación siguen una tendencia como se muestra en los gráficos 2 y 3.

Gráfico 2. Curva típica de la declinación exponencial



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

Gráfico 3. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada



Fuente: Paris, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

4.2.2 DECLINACIÓN ARMÓNICA

Este tipo de curva es común en yacimientos que producen principalmente por segregación gravitacional. En esta curva la tasa de declinación nominal es proporcional a la tasa de producción y el exponente de declinación toma un valor de 1, por lo tanto:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1 = 1 \quad (4,7)$$

De la ecuación 4,7, se obtiene que $D = bq$, donde b se calcula:

$$b = \frac{Di}{qi} \quad (4,8)$$

Integrando la ecuación 4,1 para $D = bq$ se obtiene una expresión para calcular la tasa de petróleo en función del tiempo:

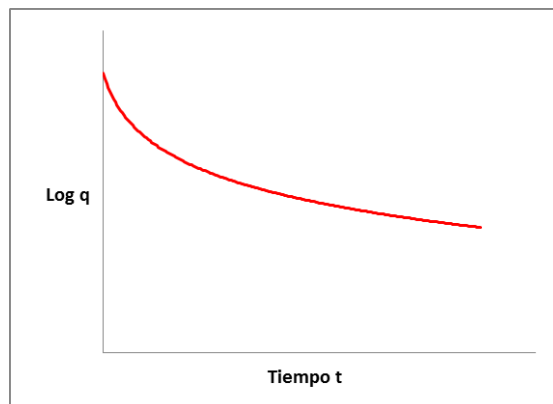
$$q = \frac{qi}{1 + Di t} \quad (BOPD) \quad (4,9)$$

Sustituyendo la ecuación 4,9 en la 4,7, e integrando se obtiene una expresión que permite el cálculo del petróleo acumulado en función del tiempo:

$$Np = \frac{qi}{Di} \ln(1 + Di t) \quad (bls) \quad (4,10)$$

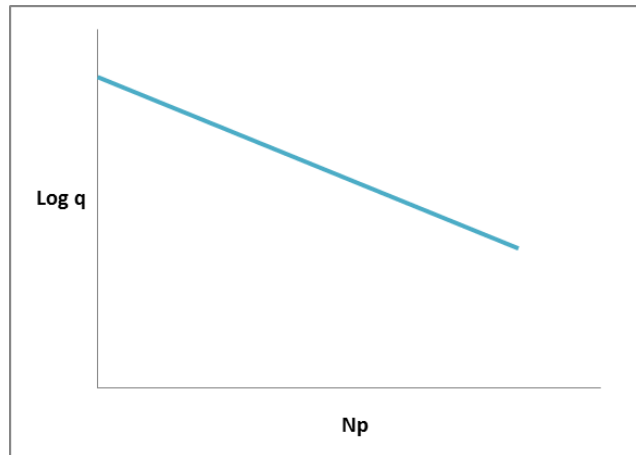
La declinación armónica es un caso particular de la hiperbólica con exponente de declinación igual a 1. Se puede observar el comportamiento de la producción de petróleo y la producción de petróleo acumulado en un gráfico semilog tal como se muestra en el gráfico 4 y 5.

Gráfico 4. Curva típica de la declinación armónica



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

Gráfico 5. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

4.2.3 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

En esta curva la tasa de declinación nominal es proporcional a una potencia fraccional n que varía entre 0 y 1:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^n \quad (4,11)$$

Dónde:

$$D = bq^n \quad (4,12)$$

$$b = \frac{Di}{qi^n} \quad (4,13)$$

Integrando la ecuación 4,1 para $D = bq^n$ se obtiene:

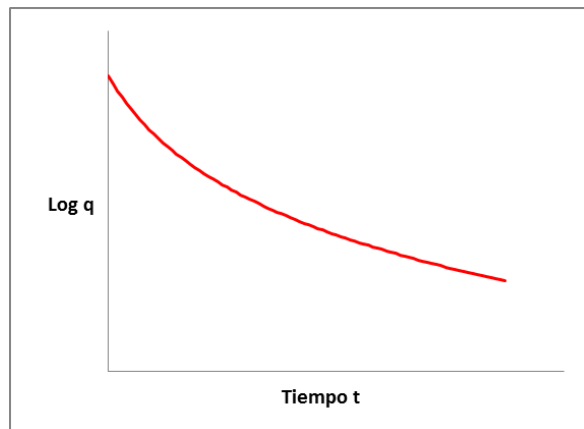
$$q = qi (1 + nDi t)^{-1/n} (BOPD) \quad (4,14)$$

Integrando la ecuación 4,14, se obtiene una ecuación para calcular la producción de petróleo acumulado:

$$Np = \frac{q_i}{(1-n)Di} \left[1 - (1 + nDi t)^{(1-n)/n} \right] (bls) \quad (4,15)$$

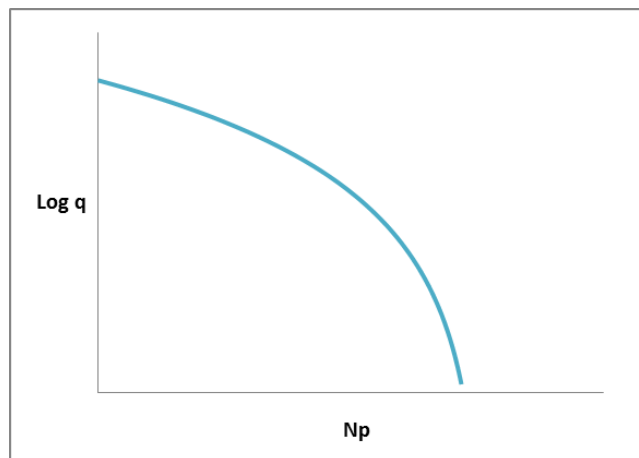
Esta declinación se debe al resultado de una combinación de empujes tanto naturales como inducidos que generan una disminución en la presión del yacimiento y a su vez relaciona los cambios generados por la expansión del petróleo levemente compresible. El comportamiento de la producción de petróleo en función del tiempo y la producción de petróleo vs la producción acumulada para esta declinación se ilustra en el gráfico 6 y 7.

Gráfico 6. Curva típica de la declinación hiperbólica



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

Gráfico 7. Curva típica de la tasa de producción vs producción acumulada



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

4.3 METODO PARA ESTIMAR n Y D

Existen varios métodos con los que se puede estimar el valor de n y D , entre esos: método gráfico, curvas tipo y regresión lineal, en ésta sección sólo se explicará el método gráfico.

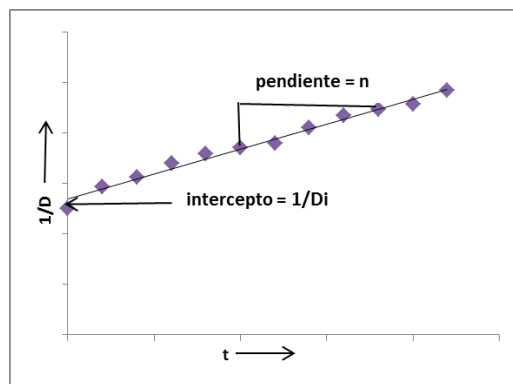
4.3.1 PROCEDIMIENTO METODO GRÁFICO.

- Se selecciona la data de producción: producción de petróleo y tiempo.
- Se calcula la declinación para cada incremento de tiempo, con la ecuación 16:

$$D = \frac{-\ln \frac{q_j}{q_{j-1}}}{t_j - t_{j-1}} \quad (4,16)$$

- Se traza una gráfica de $1/D$ Vs t , tal como el gráfico 7.
- De la figura 7 se estima la pendiente (n) y el intercepto ($1/D$)
- Una vez calculados los parámetros n y $1/D$, se calculan los valores del caudal y N_p en función del tiempo estimado y acorde a la declinación mejor ajustada a los parámetros.
- Se grafica en papel semilog el $\text{Log } Q$ Vs t y $\text{Log } Q$ Vs N_p y se verifica que las curvas se ajusten a la predicción realizada.

Gráfico 8. Método gráfico para determinar n y D_i



Fuente: PARIS, Magdalena. Maracaibo, Venezuela (Adaptada)

4.4 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN

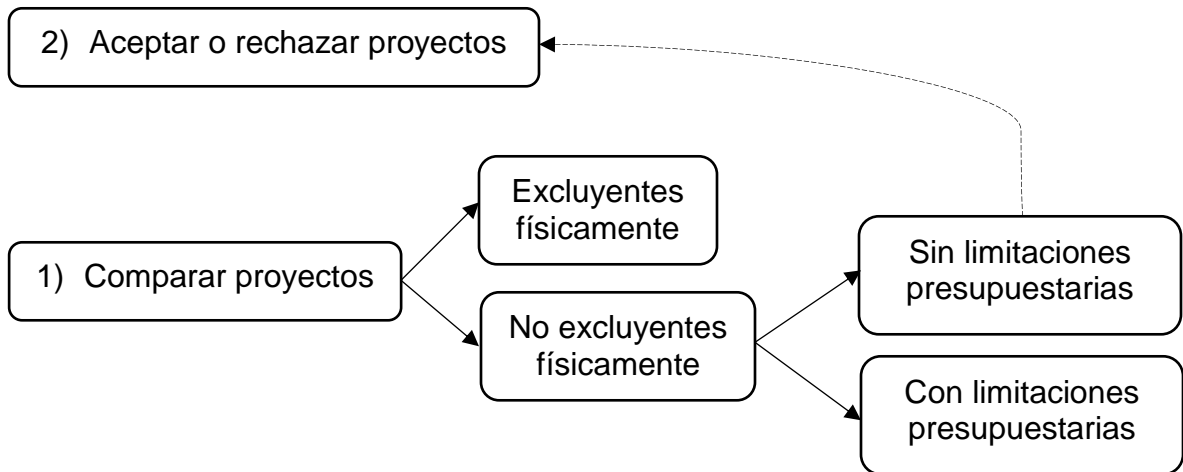
Son varios los factores que afectan las curvas de declinación, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Períodos desiguales entre la medición de las pruebas de pozos. Lo ideal es que las pruebas se hagan en lapsos de tiempo iguales.
- Reducción del índice de productividad o aumento del factor de daño debido a cambios físicos del pozo.
- Cambios en la presión de fondo, relación gas-petróleo, porcentaje de agua, entre otros.
- Completamiento de nuevos pozos.

5. PARÁMETROS ECONÓMICOS

La evaluación de la viabilidad de un proyecto es analizada mediante indicadores económicos o parámetros económicos que califican de alguna manera determinada el éxito de este, por lo que el análisis conjunto de los mismos permitirá la elección de las alternativas de inversión que en ese momento resulten más convenientes para la compañía, de acuerdo a los objetivos fijados por su política empresarial.

Es importante tener presente esta clasificación pues en algunos casos un indicador económico o un criterio, resulta hábil para calificar un proyecto en determinado escenario o circunstancia, e inhábil en otras.



5.1. RIESGOS PRESENTES EN PROYECTOS PETROLEROS

Un proyecto siempre va a estar expuesto a muchos riesgos, en razón a que toda actividad implica incertidumbre. Existe una serie de riesgos comunes en la industria petrolera que deben considerarse al momento de identificar los riesgos de cualquier proyecto, los cuales son clasificados en cuatro categorías: estratégicos, de asignación de recursos, operacionales y de entorno.

5.1.1 RIESGOS ESTRATÉGICOS

Se refiere a todos aquellos aspectos relacionados con la formulación estratégica, tales como los mercados, cambios tecnológicos y altos costos de materia prima,

los cuales pueden afectar el proyecto y por tanto su desempeño dentro de la industria.

5.1.2 *RIESGOS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS*

Son los asociados a las fases de análisis, evaluación, decisión de inversión y agrupamiento en los proyectos y oportunidades de negocio en el flujo de caja de la compañía.

5.1.3 *RIESGOS OPERACIONALES*

Se refiere a todos aquellos obstáculos u oportunidades que se presentan en la operación del día a día y que impiden el alcanzar los objetivos y metas trazadas.

5.1.4 *RIESGOS DEL ENTORNO*

Se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte del desempeño y que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía¹¹.

5.2. **ÍNDICES FINANCIEROS**

Los índices financieros permiten estudiar los resultados de la evaluación económica. El análisis de cada uno de ellos mejora la viabilidad del proyecto, algunos de los principalmente son el valor presente neto, la tasa interna de retorno, eficiencia de la inversión, tiempo de pago y precio del petróleo.

5.2.1 *VALOR PRESENTE NETO (VPN)*

Es el valor presente de los beneficios netos que genera un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que refleja el costo de oportunidad que para él o la inversionista tiene el capital que piensa invertir en el proyecto. Este VPN mide en moneda de hoy, cuanto más rico es el inversionista si realiza el proyecto¹².

La regla de decisión es que si el VPN es positivo el proyecto se aprueba, pues será posible obtener ganancias respecto a la mejor inversión alternativa, si es igual a cero es indiferente y si es negativo se rechaza, la expresión analítica de este concepto es:

¹¹ COLMENARES, K; MUÑOZ, F; (2008). Análisis de riesgos e incertidumbres aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor. UIS.

¹² BELTRÁN, A; CUEVA, H; (1998). Ejercicios de evaluación privada de proyectos. Universidad del Pacífico-Centro de Investigación, Lima.

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (USD) \quad (5,1)$$

Dónde:

VPN	Valor presente neto
t	Tiempo (año corriente)
n	Los años de vida útil del negocio
FC_t	El flujo de caja neto en el periodo indicado
r	Tasa de descuento o COK (costo de oportunidad de capital)

5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en él. Se define como aquella tasa de descuento que iguala a cero el VPN. Es un valor que nos remite a un determinado tipo de interés para el cual realizar o no la inversión sería indiferente. Cuanta más alta sea la TIR más alta será la rentabilidad esperada del negocio. La manera de llegar a establecer la TIR es por tanteo, utilizando un programa que vaya realizando sucesivos cálculos hasta que el valor de r haga igual a cero el VPN

5.2.3 EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (EI)

Es un indicador, el cual calcula el VPN generado por cada unidad monetaria invertida. Este índice resulta ser muy útil al momento de jerarquizar las diferentes oportunidades de un portafolio de inversiones mediante criterios financieros. Existen variaciones en la formula, siendo la más común:

$$EI = \frac{VPN}{VPI} \quad (5,2)$$

Dónde:

VPI	Valor presente de las inversiones
-------	-----------------------------------

5.2.4 TIEMPO DE PAGO

Tal como su nombre lo indica, es un índice que calcula el periodo de tiempo en el cual se paga la inversión inicial. Este índice tiene la deficiencia de no considerar el valor del dinero en el tiempo, por lo tanto asume un pago de inversión con una moneda futura de menor valor a la moneda con la cual se invirtió¹³.

¹³MOIX, R. (2014)

5.3. EGRESOS

5.3.1 OPERATING EXPENSE (OPEX)

Los costos operativos u OPEX son los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados. Por ejemplo, la energía eléctrica que se requiere para operar una bomba de transferencia, o el químico para hacer tratamiento al agua, son desembolsos relacionados con la operación y no forman parte del capital de la empresa.

En la medida que se disponga de una mejor clasificación y detalle de los costos, se obtendrá una mejor estimación de las economías del proyecto. Los costos operativos pueden tener aun mayor impacto en comparación con el CAPEX, por eso es importante evitar el uso de premisas generales y simples de costos constantes por barril producido. La participación de los especialistas en la operación de campos es importante para mejorar la calidad de los estimados.

Los costos operacionales se clasifican en variables y fijos. El OPEX variable es función directa de las unidades producidas y el OPEX fijo no lo es. El OPEX fijo dependerá de otras variables de operación del campo y puede incrementarse o reducir acorde a la exigencia de la operación. Al conjugar todos los costos operativos se tiene como resultado el OPEX por barril proyectado para el campo. Cuando la producción del campo declina puede registrarse un incremento en el costo de operación unitario por cuanto el OPEX fijo se distribuye entre una cantidad menor de unidades de producción.

5.3.2 CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)

Las inversiones y otros desembolsos capitalizables pasan a formar parte de los activos de la empresa y son conocidos comúnmente en la industria petrolera como CAPEX.

Todo proyecto requiere realizar desembolsos en una etapa previa al inicio de las operaciones, algunos de los desembolsos son distintos a la compra de activos, por ejemplo contratación de estudios geológicos, estudios sísmicos, diseños de ingeniería, cubrir los costos de nómina del personal involucrado e incluso los gastos de ese personal para realizar visitas en sitio, etc.

Así mismo es necesario incurrir en la compra de ciertos equipos y en perforación de pozos exploratorios, entre otros. Si la empresa se acoge a los estándares internacionales de reporte, "IFRS", el método de cálculo de costos que debe ser aplicado es el de esfuerzos exitosos, de manera que dichos desembolsos solo pueden ser contablemente capitalizados siempre que se descubra petróleo. En caso contrario, se considerarán como gastos y su tratamiento a efectos del impuesto sobre la renta será diferente.

6. RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO Y EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

6.1 GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

6.1.1 TRATAMIENTO DE CONTROL DE AGUA.

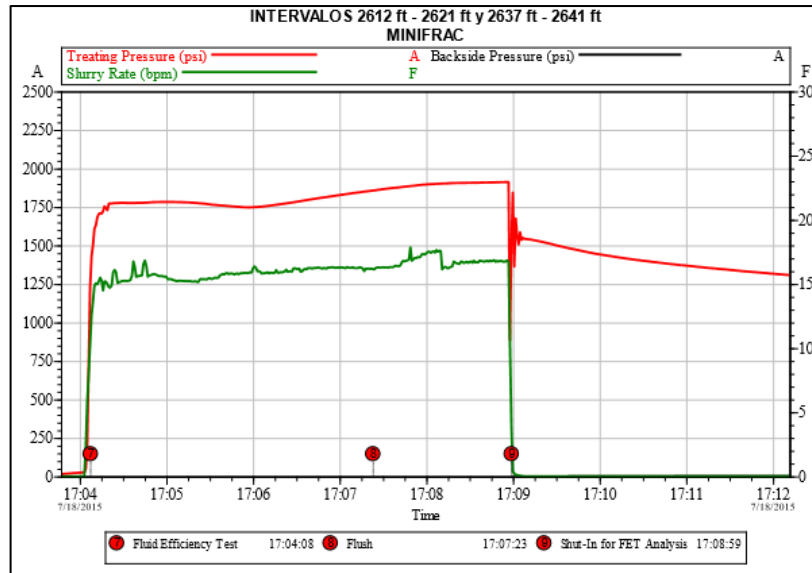
Durante los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los 15 pozos de la campaña se utilizó la técnica CW-FRAC, la cual consiste en el bombeo de un sistema de RPM's que ayuda a incrementar la productividad de hidrocarburos mientras reduce la cantidad de agua de producción que pueda generarse cuando se fractura cerca de una zona productora de agua. El mecanismo de funcionamiento de esta tecnología es de adsorción sobre la roca modificando la permeabilidad relativa del agua.

6.1.2 ANALISIS DE MINIFRAC

Para determinar los parámetros de la formación se realiza una prueba de análisis de Minifrac que consiste en el bombeo de un volumen del fluido de fractura sin el agente de sostén o apuntalante, este debe ser suficiente como para establecer una fractura. El Minifrac permite determinar la presión de cierre del intervalo fracturado, el gradiente de la fractura, la eficiencia de los fluidos, entre otros.

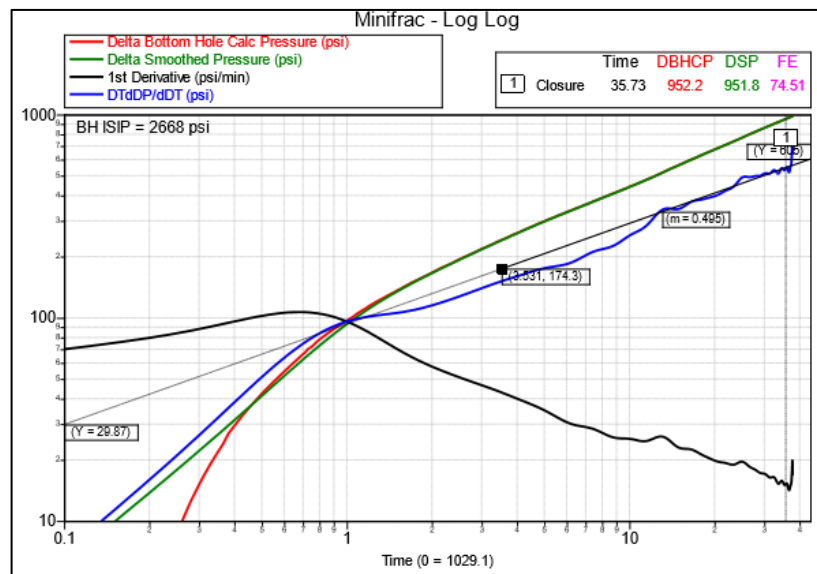
A continuación, se mostrara los resultados de un análisis de Minifrac realizado en los intervalos 2612' – 2621' & 2637' – 2641' de la formación Caballos Superior del pozo 1; durante la prueba se bombearon 51 bls de gel activado, los cuales se desplazaron con 26 bls de gel lineal, el caudal promedio de bombeo fue 16 bpm y la máxima presión que se observó fue de 1913 psi. Se da un tiempo de declinación de 36 minutos y no se observa un cierre claro, sin embargo se realizó el análisis con la data registrada. La gráfica 9, ilustra la data registrada durante la prueba.

Gráfico 9. Parámetros de bombeo del Minifrac en el pozo 1



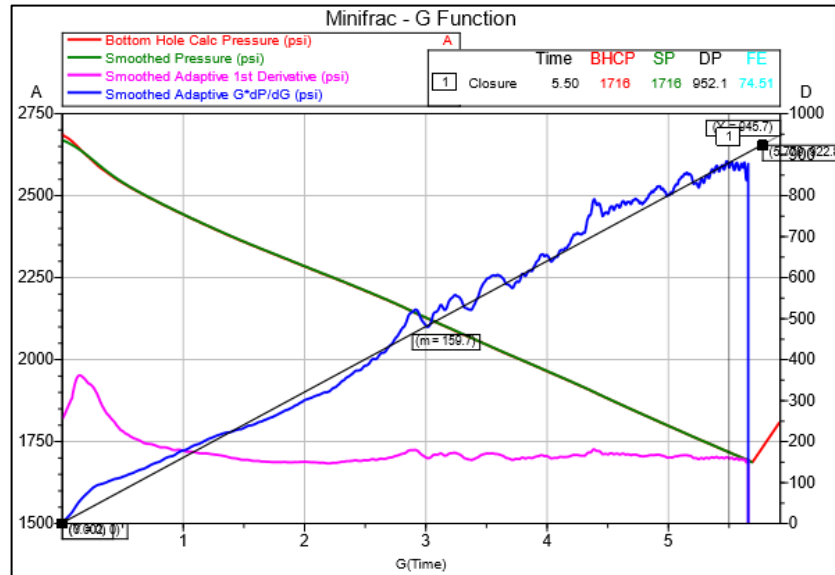
En el gráfico 10, se observa la derivada de la presión versus tiempo en escala logarítmica. Se encuentra el cierre visualizando la tendencia de una pendiente de 0,5 en la curva, indicando flujo lineal; no se observa un cambio en la pendiente debido a que no se da el suficiente tiempo de registro, por tal razón se ubica la bandera de cierre al final de la gráfica, es así como se determina una presión de cierre de 1716 psi equivalente a un gradiente de fractura de 0,65 psi/ft.

Gráfico 10. Análisis de la declinación de presión en el pozo 1



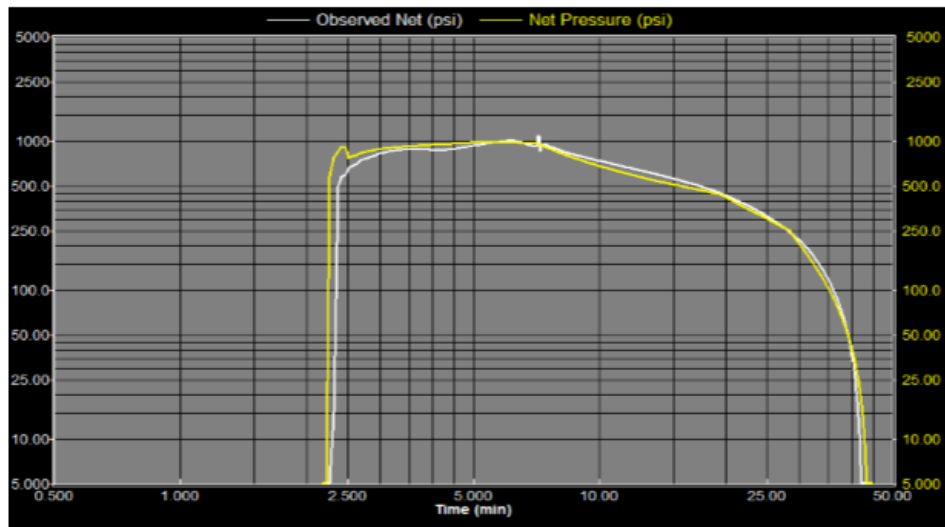
En el gráfico 11, se observa la función G, en el cual hay un leakoff de tipo normal, evidenciado por la tendencia lineal desde el origen de la derivada con respecto al tiempo G. Se comprueba la presión de cierre de 1716 psi y un gradiente de fractura de 0,65 psi/ft.

Gráfico 11. Función G, intervalo 2612' – 2621' & 2637' – 2641', pozo 1



Posterior a conocer los parámetros de diseño en el Minifrac, se realiza un ajuste de la presión neta a partir de la presión de superficie, esto permite ajustar el diseño del modelo propuesto inicialmente (simulado) y estimar la geometría de fractura.

Gráfico 12. Ajuste de la presión neta del Minifrac en el pozo 1



6.2 MODELAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD

Para el modelamiento de las condiciones antes y después del fracturamiento hidráulico se utilizó el programa WEM (Well Evaluation Model) de la compañía Halliburton, el cual permite hacer un análisis nodal de cada pozo, tomando como nodo de referencia la presión en el fondo del pozo.

Para el modelamiento del análisis nodal, el programa requiere de unos datos de entrada para cada pozo que incluye:

- Condiciones antes del fracturamiento hidráulico.
 - Se selecciona la opción perforados naturales.
 - Modelo de flujo del yacimiento (Black Oil o petróleo Negro).
 - Arenas productoras de cada formación con sus respectivos intervalos, se debe especificar en cada una el espesor total y neto, porosidad, permeabilidad y presión del yacimiento. Daño de la formación.
 - Tipo de sistema de levantamiento artificial, en el caso de los pozos que tienen bombeo electrosumergible se carga el tipo de bomba que se instaló y frecuencia a la cual se está operando.
 - Inclinação del pozo (vertical o desviado), en el caso de que el pozo sea desviado se debe ingresar data de azimuth y grado de inclinación para cada profundidad.
 - Data PVT para cada formación y propiedades de los fluidos tales como presión de fondo, presión de burbuja, impurezas (nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfúrico), gravedad específica del gas y aceite, relación gas- aceite, corte de agua.
 - Completamiento del pozo el cual incluye el revestimiento y tubería de producción (diámetro interno, peso, grado, profundidad).
 - Temperatura en superficie y en el fondo del pozo.
 - Presión en el revestimiento y en cabeza de pozo.

- Condiciones posterior al fracturamiento hidráulico
 - Se selecciona la opción fractura hidráulica y se ingresan los datos de la geometría de fractura tales como: ancho, longitud y permeabilidad del apuntalante.

Este modelamiento se realizó en los 15 pozos de la campaña, para ajustar la simulación del análisis nodal con la data real, se observa en la gráfica generada el punto en el que se cruza la curva de injlujo (IPR) con la del comportamiento del Tubing (TPC), el programa genera un reporte en el que se indica la producción de fluidos y presión a la que se encuentra en ese instante y el cual se compara con el histórico de producción (agua, aceite y gas) reportado en las formas ministeriales antes y después del fracturamiento hidráulico, si los datos son iguales o similares entonces la simulación fue ajustada, de lo contrario se empiezan a variar datos de la frecuencia de la bomba hasta lograr un mejor resultado.

De igual manera, se realizó un análisis de sensibilidad en el que se buscó variar 3 parámetros de la geometría de fractura como longitud, ancho y permeabilidad del apuntalante con el fin de analizar en términos de producción que tanta ventaja o desventaja implicaba un diseño que requiriera más o menos sacos de arena (en el caso de fracturas más largas, más cortas, más anchas o más angostas) o el caso de un apuntalante diferente (como la Carbolita).

Para un mejor entendimiento de la productividad, se graficó una curva de influjo calculada de manera empírica por el método de Standing, el cual toma datos de una prueba de producción, presión del yacimiento, presión de burbuja y daños de la formación para realizar una predicción del caudal de fluidos en función de la presión de fondo fluyendo. Esto con el fin de comparar las curvas IPR del modelo radial – ley de Darcy con la curva IPR del método de Standing, ya que en todas las simulaciones realizadas en el software se obtuvo el comportamiento de una línea recta aun cuando estos pozos producen gas por lo que se esperaba una curva al final de la gráfica.

6.3 EVALUACIÓN POZO A POZO

6.3.1 POZO 1

6.3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO Y LA FORMACIÓN

Tabla 1. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 1.

POZO 1	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	2776-2792 (KCLA)
Intervalo fracturado 2	2612-2641 (KCUF)
Intervalo fracturado 3	2502-2572 (KCUA2/B)
Presión estática KCU (psi)	750
Presión estática KCL (psi)	594
Fecha del fracturamiento	14/07/2015 al 23/07/2015

Tabla 2. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 1.

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO		
Formación	KCLA	KCUF	KCUA2/B
Permeabilidad (md)	178.79	83.85	242.27
Porosidad (%)	12.0	11.2	14.3
Relación N/G	0.04	0.11	0.52

6.3.1.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

Durante la intervención se bombearon en el primer intervalo 175 bls de fluido activado y 143 sacos de apuntalante. En el segundo intervalo se realizó Minifrac con 51 bls de fluido activado y 26 bls de gel lineal de desplazamiento y durante la etapa de fracturamiento se bombearon 141 bls de fluido activado y 91 sacos de apuntalante. En el tercer intervalo se realizó Minifrac con 82 bls de fluido activado y 26 bls de gel lineal de desplazamiento y durante el fracturamiento se bombearon 342 bls de fluido activado y 392 sacos de apuntalante. En los tres intervalos se empleó arena natural 16/30 con permeabilidad 525 Darcy.

Se observa en la tabla 3 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 3. Geometría de fractura del pozo 1

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA					
	DISEÑADA			GENERADA		
Intervalo	1	2	3	1	2	3
Longitud Apuntalada (ft)	103.2	82.2	83.1	102.1	76.0	120.0
Altura Apuntalada (ft)	104.5	64.8	86.3	60.7	78.3	106.8
Ancho Promedio (in)	0.271	0.095	0.180	0.148	0.077	0.215
Conductividad Adimensional	0.204	0.35	0.105	<1	183.5	<1

6.3.1.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 1:

Tabla 4. Producción antes y después de la intervención en el pozo 1.

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	4487.43	bbl/d	Qtot	5794.2	bbl/d
Pwf	152.07	psi	Pwf	399.3	psi
Qo	170.52	bbl/d	Qo	394.01	bbl/d
Qw	4316.91	bbl/d	Qw	5400.19	bbl/d
Qg	85.26	Mscfd	Qg	197	Mscfd
WLR	96.2	%	WLR	93.2	%
GOR	500	scf/bbl	GOR	500	scf/bbl
WOR	25.31	-	WOR	13.71	-

En la tabla 4, el WOR disminuyó alrededor del 54,17%, es decir la proporción agua / aceite cambió, esto se ve reflejado en el aumento del doble de la producción de aceite y una cuarta parte de la producción de agua. Además, hubo una reducción del 3% en el corte de agua que indica que la tecnología cw-frac fue eficiente.

En el gráfico 13, la máxima tasa de fluidos en la curva de influjo simulada (IPR) después de la intervención pasó de ser 6193,10 BFPD a 14450,25 BFPD, lo que indica un aumento en la productividad del pozo y una disminución del daño de la formación el cual fue llevado a un valor de -2,5 indicando que el pozo está estimulado. También se muestra una comparación entre las curvas IPR del modelo teórico y empírico donde se observa una diferencia de 3146 BFPD debido a la influencia de gas que genera una curva al final de la gráfica.

En el grafico 14, se observa un aumento significativo en la producción de aceite después de la intervención.

Gráfico 13. Capacidad de flujo del pozo 1

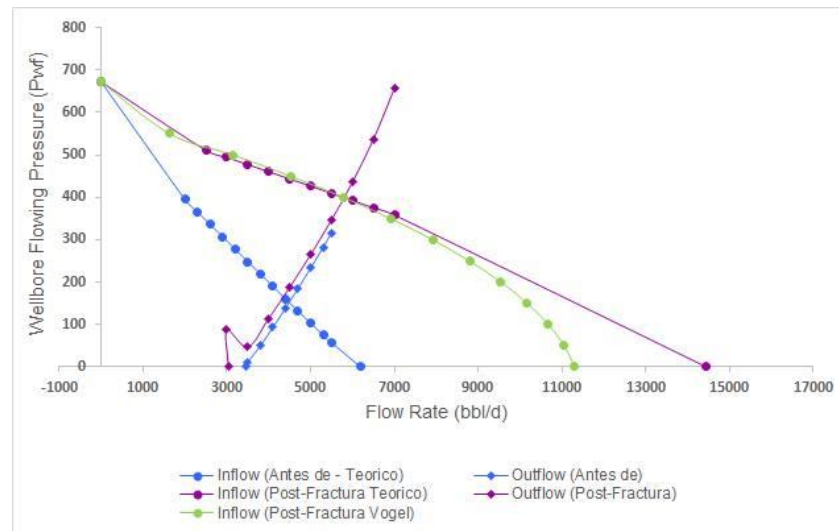
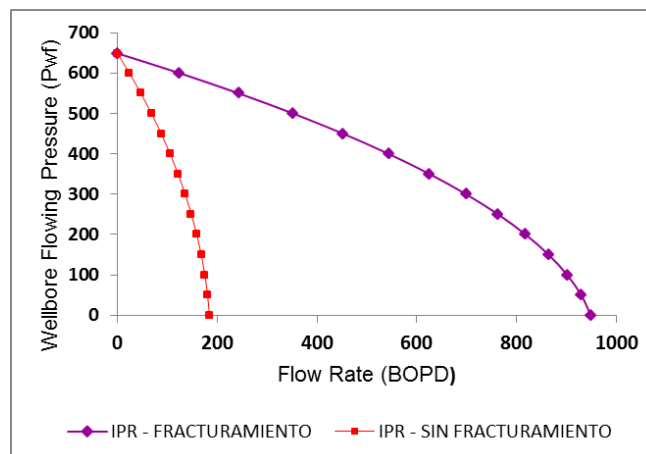


Gráfico 14. Curva IPR de aceite, pozo 1



A nivel operacional, la intervención permitió aumentar la presión de fondo fluyendo alrededor de 240 psi, lo cual permite un manejo más amplio de la frecuencia de operación de la bomba electrosumergible dentro de un rango de 40 – 50 Hz. Actualmente la bomba está siendo operada a 45,4 Hz a una presión de 399,4 psi, por lo cual se puede considerar el aumento de frecuencia con el fin de obtener mayor producción de fluidos.

6.3.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 5. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 1

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD (ft)	50	-4.88	-66.8
	250	5.43	74.46
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-5.44	-74.45
	0.3	6.23	85.45
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	7.05	96.75

Se observa en la tabla 5 que:

- El apuntalante Carbolita (16/20) con permeabilidad de 1000 Darcy, lograría una producción adicional de 7,05 BOPD y 96,75 BWPD, sin embargo el incremento no es significativo y justificable al que se obtuvo con la arena natural 16/30 siendo esta más económica.
- La longitud de 250 ft lograría una producción adicional de 5,43 BOPD y 74,46 BWPD, sin embargo este incremento no justifica hacer una fractura que duplica el largo de la realizada y que necesita más sacos de arena y química de aditivos para lograr tal dimensión.
- El ancho de la fractura de 0,3 in lograría una producción adicional de 6,23 BOPD y 85,45 BWPD, esto se debe a que al ser una fractura más ancha tendría mayor área de flujo y por ende mayor producción de fluidos, sin embargo el incremento no justifica mayor cantidad de agente apuntalante para mantener la fractura abierta.

6.3.2 POZO 2

6.3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 6. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 2.

POZO 2	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	2798-2845 (KCLA)
Intervalo fracturado 2	2856-2876 (KCLB)
Presión estática KCU (psi)	900
Presión estática KCL (psi)	740,66
Fecha del fracturamiento	27/04/2015 al 07/05/2015

Tabla 7. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 2.

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCLA	KCLB
Permeabilidad (md)	37.24	69.27
Porosidad (%)	12.2	13.2
Relación N/G	0.15	0.50

6.3.2.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

Se realizó una etapa de fracturamiento hidráulico en los intervalos uno y dos, en total se bombearon 486 bls de fluido y 341 sacos de apuntalante natural 16/30 con permeabilidad 525 Darcy. Se encontró en el análisis del Minifrac gradientes de fractura y de cierre de 0.76 Psi/ft y 0.47 Psi/ft respectivamente con un mecanismo de leak-off de tipo normal. Se observa en la tabla 8, la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 8. Geometría de fractura del pozo 2.

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	82.4	92.8	41.475	43.75
Altura Apuntalada (ft)	74.1	81.1	42.375	39.2
Ancho Promedio (in)	0.264	0.270	0.1567	0.1825
Conductividad Adimensional	1.035	1.028	1.0062	1.4415

6.3.2.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 2:

Tabla 9. Producción antes y después de la intervención en el pozo 2.

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	9699.02	bbl/d	Qtot	8485.22	bbl/d
Pwf	257.9	psi	Pwf	294.56	psi
Qo	121.24	bbl/d	Qo	246.07	bbl/d
Qw	9577.78	bbl/d	Qw	8239.15	bbl/d
Qg	71.53	Mscfd	Qg	145.18	Mscfd
WLR	98.75	%	WLR	97.1	%
GOR	590	scf/bbl	GOR	590	scf/bbl
WOR	79	-	WOR	33.48	-

En la tabla 9, el WOR disminuyó alrededor de 57,62%, es decir la proporción agua / aceite cambió, esto se ve reflejado en el aumento del doble de la producción de aceite y la disminución de alrededor de 1300 BWPD. Además, hubo una reducción del 1% del corte de agua que indica que la tecnología cw-frac fue eficiente.

En el gráfico 15, la tasa máxima de fluidos en la curva de injlujo simulada (IPR) pasó de ser 13593,2 a 13367,9 BFPD indicando que la productividad del pozo disminuyó pero con una reducción significativa en la producción de agua teniendo en cuenta el alto potencial que presenta este pozo. Además hubo una disminución efectiva del daño que fue llevado a un valor de -1 indicando que el pozo ha sido estimulado. Asimismo, se muestra una comparación entre las curvas de injlujo IPR del modelo teórico y empírico donde se observa una diferencia de 2418 BFPD.

En el grafico 16, se observa el incremento del doble de la producción de aceite en la tasa máxima de fluidos.

A nivel operacional, la intervención aumentó la presión de fondo fluyendo alrededor de 50 psi. La bomba está siendo operada a 50,7 Hz y tiene un rango de operación de 42 – 58 Hz; lo cual permite realizar incrementos en la frecuencia con el fin de obtener mayor producción de fluidos, siempre y cuando no se exceda un valor de 100 psi.

Gráfico 15. Capacidad de flujo del pozo 2

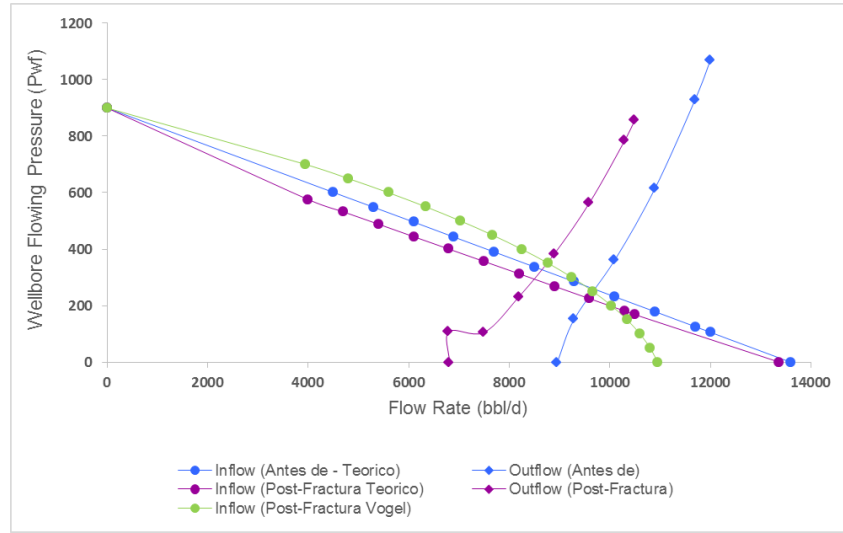
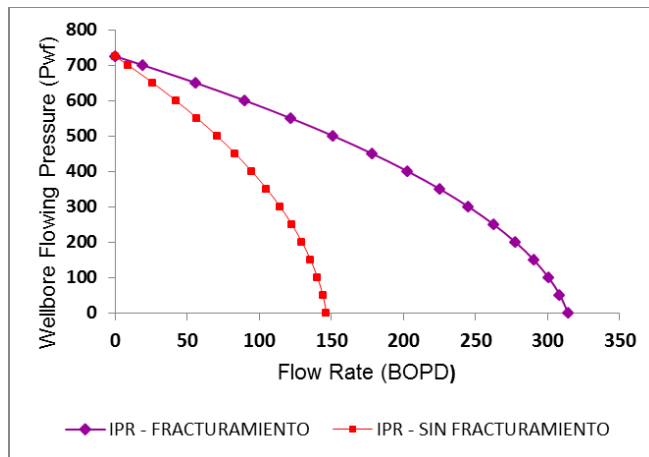


Gráfico 16. Curva IPR de aceite, pozo 2



6.3.2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 10. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 2

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD (ft)	50	-	-
	250	5.57	186.35
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-2.53	-84.57
	0.3	3.27	109.33
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	3.42	114.32

Se observa en la tabla 10 que las sensibilidades realizadas muestran un incremento tanto en barriles de aceite como de agua:

- En el caso de la longitud ese incremento es de una fractura que tiene más de 200 ft a la realizada y no es justificable ni viable económicamente debido al incremento que representa en la química de aditivos y sacos de arena.
- En el caso del ancho, una fractura de 0,3 in (más ancha) hubiese dado un incremento de +3.27 BOPD, sin embargo el resultado obtenido de 0,1653 in fue certero en la producción del pozo.
- En el caso de la permeabilidad del apuntalante, hay un aumento poco significativo para la Carbolita, esto demuestra que la arena empleada fue acertada y económicamente más viable.

6.3.3 POZO 3

6.3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 11. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 3

POZO 3	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	2670-2709 (KCLA/KCLB)
Intervalo fracturado 2	2522-2536 (KCUF)
Intervalo fracturado 3	2416-2440 (KCU)
Presión estática KCU (psi)	946,70
Presión estática KCL (psi)	960,02
Fecha del fracturamiento	15/04/2015 al 26/04/2015

Tabla 12. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 3.

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO		
	KCLA/KCLB	KCUF	KCU
Formación			
Permeabilidad (md)	100.48	127.3	406.92
Porosidad (%)	13.7	6.00	14.9
Relación N/G	0.09	0.098	0.55

6.3.3.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 3, se realizó un fracturamiento hidráulico en tres etapas; en la primera etapa se llevó a cabo análisis de Minifrac encontrando un gradiente de fractura de 0,77 psi/ft y leakoff normal, en total se bombearon 434 bls de fluido y 354 sacos de apuntalante; en la segunda etapa se realizó análisis de Minifrac en el cual se obtuvo un gradiente de fractura de 0,96 psi/ft, en total se bombearon 312 bls de fluido activado y 342 sacos de apuntalante; en la tercera etapa se bombearon 282 bls de fluido activado y 224 sacos de apuntalante. Para los tres intervalos se utilizó arena natural 16/30 con permeabilidad de 525 Darcy.

Se observa en la tabla 13 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 13. Geometría de fractura del pozo 3.

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA					
	DISEÑADA			GENERADA		
Intervalo	1	2	3	1	2	3
Longitud Apuntalada (ft)	81.6	93	114.6	98.45	101.05	95
Altura Apuntalada (ft)	106.45	68.3	109.5	150.9	120.55	93.1
Ancho Promedio (in)	0.176	0.161	0.229	0.1105	0.146	0.174
Conductividad Adimensional	0.492	1.473	0.330	0.1635	0.424	0.282

6.3.3.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 3:

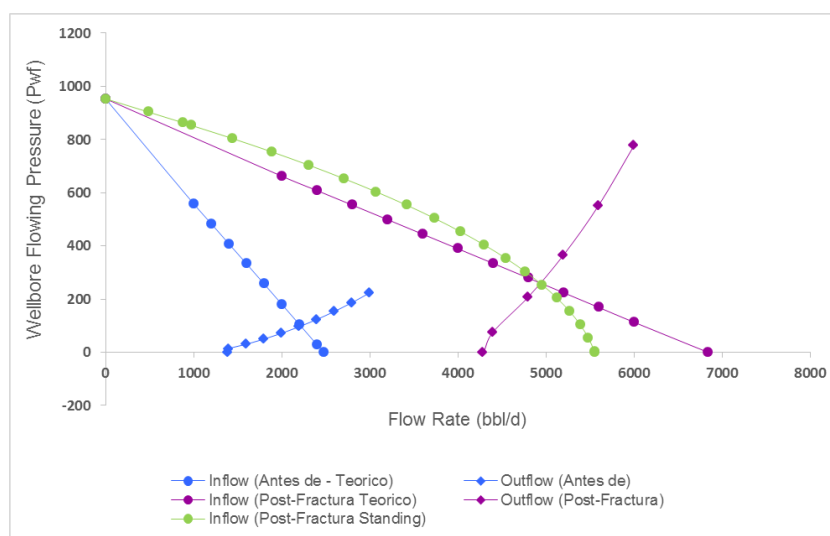
Tabla 14. Producción antes y después de la intervención en el pozo 3

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	2217	bbbl/d	Qtot	4934	bbbl/d
Pwf	98.41	Psi	Pwf	260.8	psi
Qo	75.37	bbbl/d	Qo	246.7	bbbl/d
Qw	2141	bbbl/d	Qw	4687	bbbl/d
Qg	21.03	Mscfd	Qg	68.82	Mscfd
WLR	96.6	%	WLR	95	%
GOR	279	scf/bbl	GOR	279	scf/bbl
WOR	28.41	-	WOR	19	-

En la tabla 14, el WOR disminuyó alrededor de 33.12 %, es decir la proporción agua / aceite cambió, esto se ve reflejado en el aumento del triple de la producción de aceite y el doble de la producción de agua. Además, hubo una reducción de alrededor del 2% en el corte de agua indicando que la tecnología cw-frac fue eficiente.

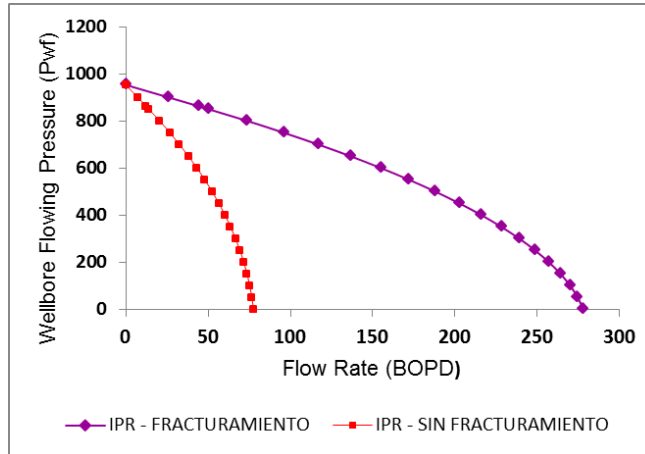
En el gráfico 17, la curva de injerto simulada (IPR) muestra un incremento en la tasa máxima de fluidos pasó de ser 2477,70 BFPD a 6839,30 BFPD aumentando la productividad del pozo, además hubo una reducción del factor de daño de la formación que fue llevado a un valor de -3 indicando que el pozo fue estimulado. También se observa una diferencia de 1340,78 BFPD entre la curva de injerto del modelo teórico y empírico.

Gráfico 17. Capacidad de flujo del pozo 3



En el gráfico 18, se observa el aumento de más del doble de la producción de aceite en la tasa de máxima de fluido.

Gráfico 18. Curva IPR de aceite, pozo 3



A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumento más del doble, lo cual permite tener mejor control y manejo de la bomba electrosumergible que está siendo operada a 53 Hz y tiene un rango recomendado de 40 – 56 Hz, lo cual permite realizar incrementos en la frecuencia con el fin de obtener mayor producción de fluidos, siempre y cuando no se exceda un valor de 100 psi.

6.3.3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 15. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 3

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BOPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-4.5	-84
	250	6.1	116
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-5.5	-104
	0.3	6.3	120
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	6.8	130

Se observa en la tabla 15:

- La longitud de la fractura realizada fue acertada, una fractura más corta representaba una pérdida de 4,5 BOPD y 84 BWPD, una fractura más larga hubiese incrementado 6,1 BOPD y 116 BWPD sin embargo son 150 ft adicionales y no se justifican económicamente
- Respecto al ancho de la fractura, hubiese sido favorable hacer una más ancha, la sensibilidad de 0,3 in muestra una producción adicional de 6,3 BOPD y 120 BWPD.
- La permeabilidad de la Carbolita 16/20 hubiese aportado mayor producción ya que muestra un incremento de 6,8 BOPD y 130 BWPD en comparación a la arena natural 16/30 que se empleó, sin embargo esta última es más económica.

6.3.4 POZO 4

6.3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 16. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 4

POZO 4	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	3072-3206 (KCLA/B/C)
Intervalo fracturado 2	3072-3098 (KCLA)
Intervalo fracturado 3	2821-2841 (KCUB/KCUC1)
Presión estática KCU (psi)	938,65
Presión estática KCL (psi)	882
Fecha del fracturamiento	06/06/2015 al 15/06/2015

Tabla 17. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 4.

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO		
	KCLA/B/C	KCLA	KCUB/KCUC1
Formación	KCLA/B/C	KCLA	KCUB/KCUC1
Permeabilidad (md)	141.02	354.31	209.02
Porosidad (%)	12.23	14	12.05
Relación N/G	0.05	0.06	0.45

6.3.4.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

El fracturamiento hidráulico del pozo 4 se llevó a cabo en tres intervalos: en el primer intervalo, se bombearon 284 bls de fluido activado y 193 sacos de apuntalante; en el segundo intervalo se realizó Minifrac en el que se encontró un gradiente de fractura de 0,77 psi/ft, posterior a ello se bombearon 480 bls de fluido activado y 456 sacos de apuntalante; en el tercer intervalo se obtuvo un gradiente de fractura de 1,11 psi/ft durante el Minifrac, y después se bombearon 397 bls de fluido activado y 438 sacos de apuntalante. En los tres intervalos se empleó arena natural 16/30 con permeabilidad 525 Darcy.

Se observa en la tabla 18 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 18. Geometría de fractura del pozo 4.

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA					
	DISEÑADA			GENERADA		
Intervalo	1	2	3	1	2	3
Longitud Apuntalada (ft)	89.5	73.5	86.1	89.8	103.1	90.55
Altura Apuntalada (ft)	79	95.6	101	81.7	130.85	89.4
Ancho Promedio (in)	0.131	0.212	0.190	0.153	0.117	0.198
Conductividad Adimensional	0.272	0.3	3.5	-	0.0995	0.9175

6.3.4.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 4:

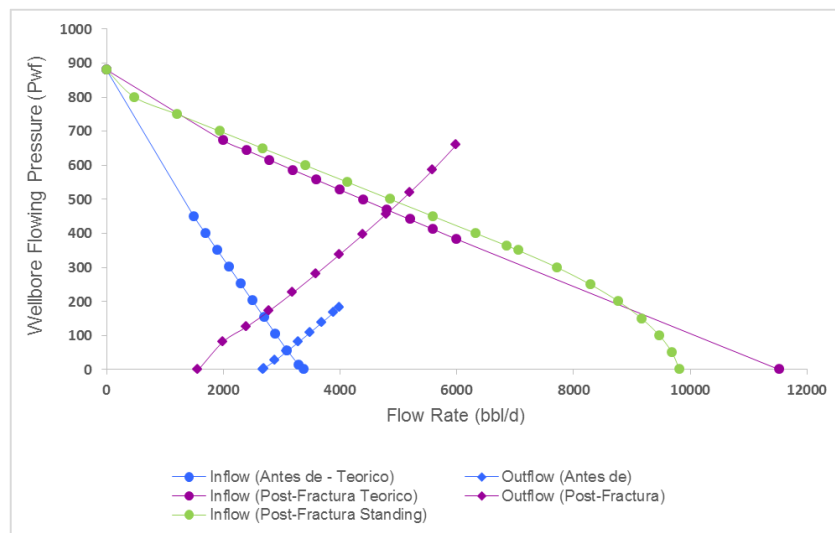
Tabla 19. Producción antes y después de la intervención en el pozo 4

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	3102.94	bbbl/d	Qtot	4852.34	bbbl/d
Pwf	54.89	Psi	Pwf	466.24	psi
Qo	118.53	bbbl/d	Qo	169.83	bbbl/d
Qw	2984.4	bbbl/d	Qw	4682.51	bbbl/d
Qg	33.19	Mscfd	Qg	47.55	Mscfd
WLR	96.18	%	WLR	96.5	%
GOR	280	scf/bbl	GOR	280	scf/bbl
WOR	25.18	-	WOR	27.57	-

En la tabla 19, el WOR aumentó alrededor del 10%, es decir la proporción agua / aceite aumentó pero no de la manera esperada, pues la producción de aceite aumento una cuarta parte mientras la de agua prácticamente se duplicó. Asimismo, el corte de agua aumentó alrededor de 0,5% lo cual indica que la tecnología cw-frac no está contactando las zonas de agua deseadas.

En el gráfico 19, se observa que hubo un incremento en la tasa máxima de fluidos que pasó de estar en 3385,30 BFPD a 11525,70 BFPD, lo que indica que la productividad del pozo aumentó y disminuyó el factor de daño a un valor de -3 indicando que el pozo ha sido estimulado. También se observa una diferencia de 1713,52 BFPD entre el modelo teórico y empírico, este último muestra un ajuste más real debido a la influencia de gas.

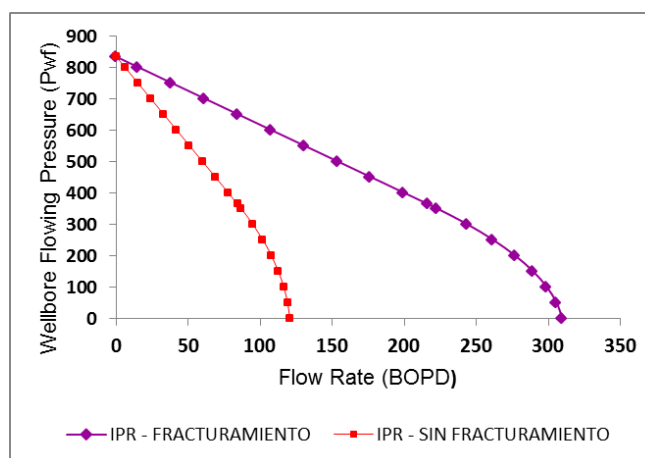
Gráfico 19. Capacidad de flujo del pozo 4



A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumentó significativamente más de 400 psi después de la intervención, esto es favorable para la producción de fluidos debido a que la bomba electrosumergible está a 48,5 Hz y se puede aumentar dentro de un rango recomendado de 40 – 57 Hz, hay que tener en cuenta en el momento de aumentar frecuencia de no llegar a un punto en el que se siga aumentando el WOR y el pozo empiece a producir más cantidad de agua que de aceite.

En el gráfico 20, se observa que la producción de aceite aumentó el doble después de la intervención.

Gráfico 20. Curva IPR de aceite, pozo 4



6.3.4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 20. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 4

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-4.89	-134.77
	250	4.42	121.76
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-6.21	-171.37
	0.3	4.27	117.63
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	6.26	172.64

Se evidencia en la tabla 20:

- El ancho y longitud de la fractura realizada es acertada, si hubiesen sido más corta o más angosta (50 ft y 0,1 in) la sensibilidad muestra una disminución tanto en la producción de aceite como en la de agua, si hubiesen sido más largas o más anchas (250 ft y 0,3 in) la sensibilidad muestra un aumento poco significativo teniendo en cuenta los sacos de arena y química de aditivos que se necesitaría para lograr tal magnitud.
- La selección de una arena Carbolita 16/20 hubiese dado un incremento de 6,26 BOPD y 172,64 BWPD en comparación al apuntalante empleado 16/30, sin embargo la arena natural es más económica y sus resultados fueron buenos.

6.3.5 POZO 5

6.3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 21. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 5

POZO 5	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	3182-3195 (KCLB)
Presión estática KCU (psi)	1255
Presión estática KCL (psi)	762
Fecha del fracturamiento	15/06/2015 al 24/06/2015

Tabla 22. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 5.

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO
Formación	KCLB
Permeabilidad (md)	85.95
Porosidad (%)	12.1
Relación N/G	0.20

6.3.5.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

Durante el fracturamiento hidráulico del pozo 5, se llevó a cabo un análisis de Minifrac en el intervalo 2924' – 2984' correspondiente a las arenas de la formación Caballos Superior, durante la prueba, la presión de superficie declino inmediatamente a cero y el gradiente de fractura dio un valor de 0,37 psi/ft por lo cual se decide abortar la fractura y realizar solo la etapa de control de agua en este intervalo; en el intervalo 1 se bombearon 440 bls de fluido activado y 426 sacos de apuntalante arena natural 16/30. Se observa en la tabla 23 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 23. Geometría de fractura del pozo 5

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA	
	DISEÑADA	GENERADA
Intervalo	1	1
Longitud Apuntalada (ft)	96	116.5
Altura Apuntalada (ft)	124	135.3
Ancho Promedio (in)	0.227	0.188
Conductividad Adimensional	0.962	3.118

6.3.5.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 5:

Tabla 24. Producción antes y después de la intervención en el pozo 5

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	4244	bbbl/d	Qtot	5749	bbbl/d
Pwf	203.9	Psi	Pwf	125.8	psi
Qo	93.36	bbbl/d	Qo	57.49	bbbl/d
Qw	4150	bbbl/d	Qw	5691	bbbl/d
Qg	46.96	Mscfd	Qg	28.92	Mscfd
WLR	97.8	%	WLR	99	%
GOR	503	scf/bbl	GOR	503.1	scf/bbl
WOR	44.45	-	WOR	98.99	-

En la tabla 24, el WOR aumentó 122%, lo cual se ve reflejado en el aumento de la producción de agua y la disminución de la producción de aceite, el corte de agua aumentó casi el 2% indicando que la tecnología cw-frac no tuvo el efecto esperado. Estos resultados negativos se deben a varias razones, una de ellas es que se contactó una zona de agua e invadió la formación, además el intervalo que desistieron en fracturar era el que se esperaba que iba a aportar la mayor producción de fluidos por tener mejores propiedades petrofísicas en comparación a las demás formaciones.

En el gráfico 21, se observa que hubo un incremento de la tasa máxima de fluidos que paso de ser 5780,2 BFPD a 6833,6 BFPD sin embargo hubo un aumento significativo en la producción de agua y una disminución notoria en la producción de aceite, por ende la productividad del pozo desmejoró. Además, se observa que hay una diferencia de 873,72 BFPD entre la curva del modelo teórico y empírico, es decir hay un ajuste aproximado entre ambos métodos.

A nivel operacional, se observa la disminución en la presión de fondo fluyendo, además la bomba electrosumergible está trabajando 55,2 Hz y el rango recomendado es de 40 – 55 Hz, por lo cual la bomba está casi a su máxima capacidad.

En el gráfico 22, se observa la disminución en la tasa máxima de petróleo después de la intervención.

Gráfico 21. Capacidad de flujo del pozo 5

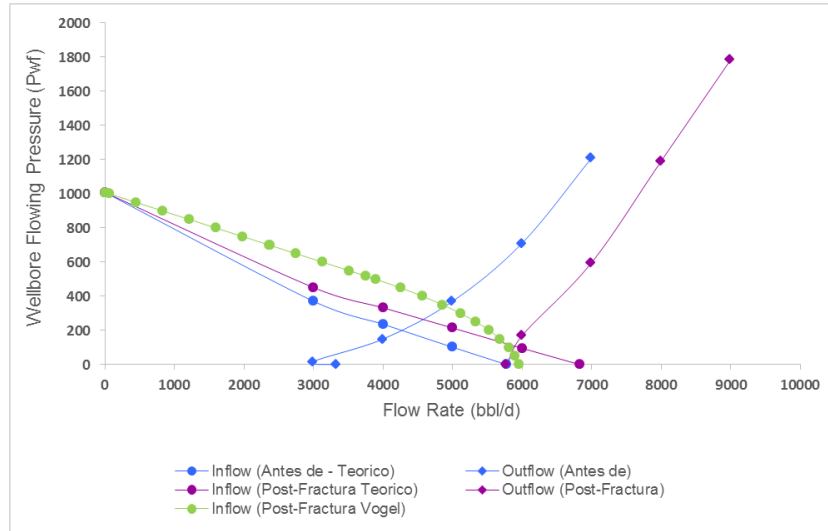
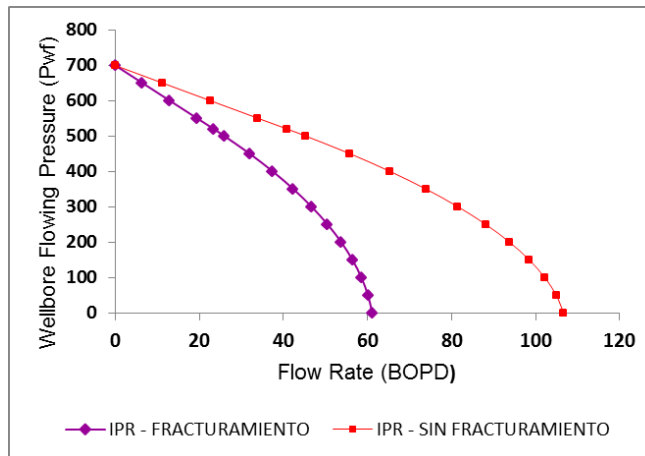


Gráfico 22. Curva IPR de aceite, pozo 5



6.3.5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 25. Sensibilidades de la geometría de fractura, pozo 5

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-0.6	-58.98
	250	0.51	51.01
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-0.6	-58.86
	0.3	0.47	47.07
PERMEABILIDAD APUNTALENTE (mD)	1.000.000	0.65	64.88
FRACTURA KCU	-	81,31	718

Se observa en la tabla 25:

- Las sensibilidades realizadas tanto en ancho, longitud y permeabilidad del apuntalante muestran un aumento o disminución poco significativa en comparación a lo obtenido en la realidad.
- Si se hubiese fracturado las arenas de Caballos Superior, la producción de aceite y agua habrían incrementado, sin embargo a nivel operacional era muy complicado correr el riesgo de fracturar con las bajas presiones presenciadas durante el análisis de Minifrac.

6.3.6 POZO 6

6.3.6.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 26. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 6

POZO 6	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3722-3728 (KCLA)
Intervalo fracturado 3	3318-3328 (KCUA1)
Presión estática KCU (psi)	810
Presión estática KCL (psi)	870
Fecha del fracturamiento	25/08/2015 al 10/09/2015

Tabla 27. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 6

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCLA	KCUA1
Permeabilidad (md)	123.2	168.3
Porosidad (%)	12	13.8
Relación N/G	0.05	0.30

6.3.6.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

El fracturamiento hidráulico del pozo 6 se realizó en dos etapas; en el primer intervalo, se bombearon 253 bls de fluido activado y 256 sacos de apuntalante; en el segundo intervalo, se llevó a cabo un Minifrac con 66 bls de fluido activado y 24 bls de gel lineal de desplazamiento, en este intervalo se registró un gradiente de fractura de 1,08 psi/ft, posteriormente se llevó a cabo la fractura en el que se bombearon 331 bls de fluido activado y 328 sacos de apuntalante, la arena empleada fue 16/30.

Se observa en la tabla 28 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 28. Geometría de fractura del pozo 6

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	85.4	75.95	87.6	70.3
Altura Apuntalada (ft)	115.3	69.2	103.6	112.7
Ancho Promedio (in)	0.258	0.261	0.182	0.288
Conductividad Adimensional	0.899	0.418	0.651	1.003

6.3.6.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 6:

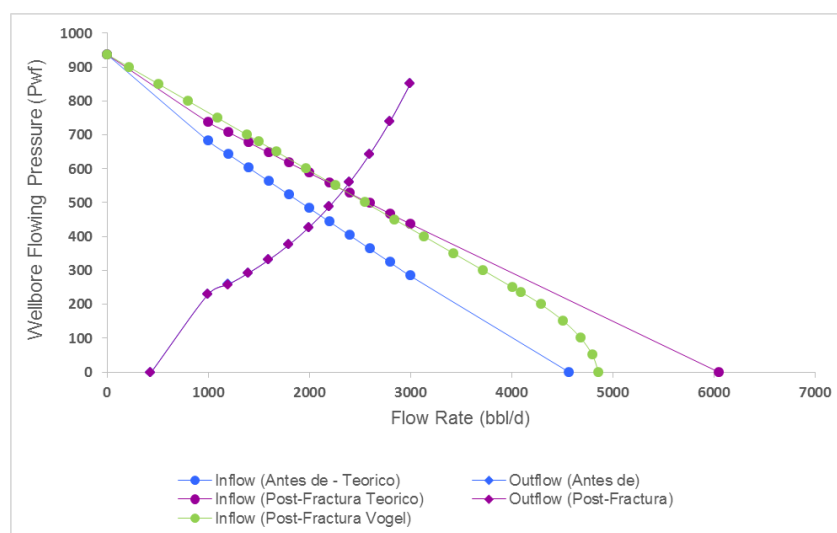
Tabla 29. Producción antes y después de la intervención en el pozo 6

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	2110.63	bbl/d	Qtot	2335.8	bbl/d
Pwf	461.51	psi	Pwf	537.27	psi
Qo	66.06	bbl/d	Qo	63.53	bbl/d
Qw	2044.57	bbl/d	Qw	2272.26	bbl/d
Qg	38.65	Mscfd	Qg	37.17	Mscfd
WLR	96.87	%	WLR	97.28	%
GOR	585	scf/bbl	GOR	585	scf/bbl
WOR	30.95	-	WOR	35,77	-

En la tabla 29, el WOR aumentó el 15%, lo cual se ve reflejado en el aumento poco significativo de la producción de aceite y en mayor medida de la producción de agua; el corte de agua aumentó más del 1% lo cual indica que la tecnología cw-frac no dio los resultados esperados. Los resultados negativos de este pozo indican que se contactó una zona de agua y está invadiendo la formación.

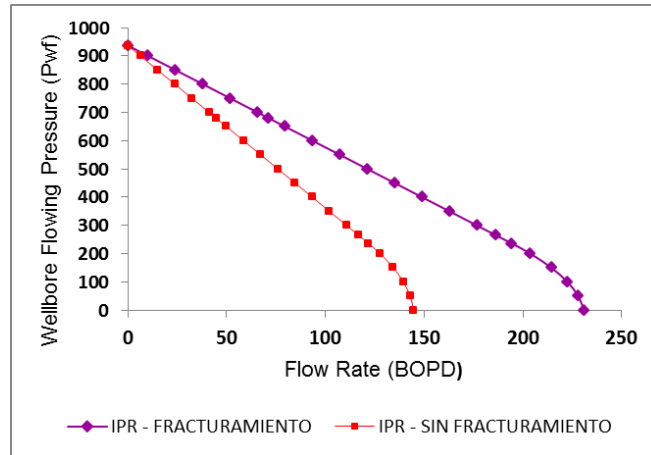
En el gráfico 23, se observa la curva de influjo simulada (IPR) en la cual hubo un aumento de 4568,9 BFPD a 6049,2 BFPD, sin embargo la productividad del pozo disminuyó y no hubo una reducción del daño de la formación. También se observa, una diferencia de 1189,02 BFPD entre la curva de influjo simulada y la empírica posterior al fracturamiento hidráulico.

Gráfico 23. Capacidad de flujo del pozo 6



En el gráfico 24, se observa que hubo un aumento poco significativo en la tasa máxima de aceite, además operacionalmente es muy difícil alcanzar tal valor.

Gráfico 24. Curva IPR de aceite, pozo 6



A nivel operacional, hubo un aumento en la presión de fondo fluyente, la bomba electrosumergible está siendo operada a una frecuencia de 50 Hz y el rango recomendado es de 42 – 57 Hz. Se puede considerar realizar un aumento en la frecuencia de la bomba, sin embargo hay que tener cuidado con el WOR, ya que se puede llegar a un punto en el que se incremente más su valor y se obtenga mayor producción de agua que de aceite.

6.3.6.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 30. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 6

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BOPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-	-
	250	0.77	27.36
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-0.77	-27.8
	0.3	-	-
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	0.51	18.28

Se observa en la tabla 30 que las sensibilidades realizadas presentan ganancias y pérdidas muy insignificantes en comparación con los parámetros obtenidos en la fractura realizada. Por tal motivo no se justifica en ninguno de los casos una fractura más larga, más angosta o usar un apuntalante diferente a la arena natural 16/30.

6.3.7 POZO 7

6.3.7.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Las arenas productoras del pozo 7 eran Caballos Inferior y Tetuán, debido a su baja productividad, el pozo fue abandonado desde Mayo de 2011 y fue entregado en este estado por Hocol a Ecopetrol en el 2012; durante la realización de esta campaña se decide cañonear y posteriormente fracturar la formación Caballos Superior que según registros realizados presenta buen potencial de hidrocarburos.

Tabla 31. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 7

POZO 7	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	2714-2729 (KCUA)
Presión estática KCU (psi)	652,8
Fecha del fracturamiento	01/08/2015 al 08/08/2015

Tabla 32. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 7

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO
Formación	KCUA
Permeabilidad (md)	231.10
Porosidad (%)	13.4
Relación N/G	0.281

6.3.7.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

El fracturamiento hidráulico del pozo 7 se realizó en una etapa en la formación Caballos Superior; primero se llevó a cabo un análisis de Minifrac en el que se bombearon 26 bls de fluido activado y 29 bls de gel lineal de desplazamiento, durante la prueba se determinó que el gradiente de fractura es de 1,19 psi/ft y el leakoff de tipo PDL, posteriormente se realizó el fracturamiento en el que se bombearon 413 bs de fluido activado y 374 sacos de arena natural 16/30.

Se observa en la tabla 33 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 33. Geometría de fractura del pozo 7

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA	
	DISEÑADA	GENERADA
Intervalo	1	1
Longitud Apuntalada (ft)	62.67	93.45
Altura Apuntalada (ft)	67	92.4
Ancho Promedio (in)	0.262	0.14
Conductividad Adimensional	1.177	3.725

6.3.7.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 7:

Tabla 34. Producción después de la intervención en el pozo 7

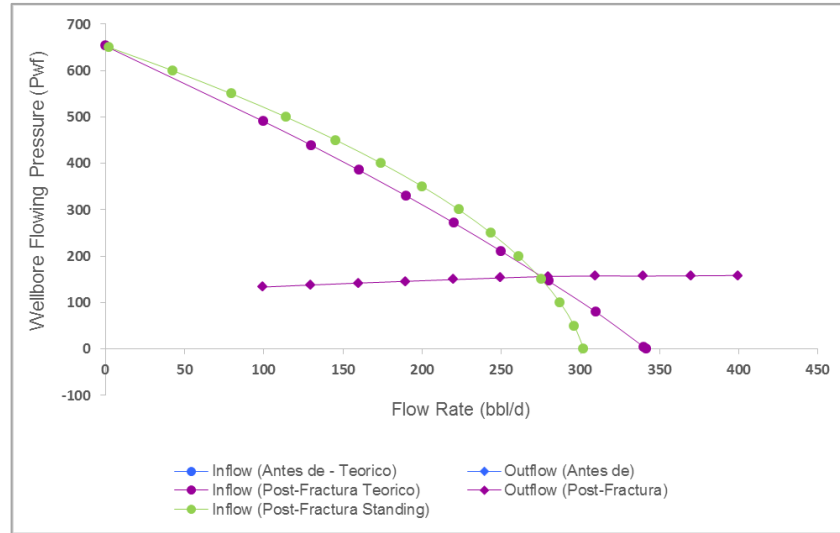
Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	275.4	bbl/d
Pwf	156	psi
Qo	121.2	bbl/d
Qw	154.2	bbl/d
Qg	72.71	Mscfd
WLR	56	%
GOR	600	scf/bbl
WOR	1.27	-

En la tabla 34, el WOR es de 1,27 y el corte de agua es de 56%, estos valores son bajos debido a que este pozo estaba cerrado porque iba a ser abandonado, posterior a la intervención ha reportado resultados favorables en la producción agua – aceite, debido a que la relación es casi 1 a 1, sin embargo se espera que una vez se estabilice la producción se reporte valores más altos en el corte de agua.

En el gráfico 25, la curva de flujo simulada (IPR) muestra la tasa máxima de fluidos con un valor de 341,8 BFPD, se cumplió con el objetivo de incrementar la productividad de la formación Caballos Superior y además el factor de daño de la

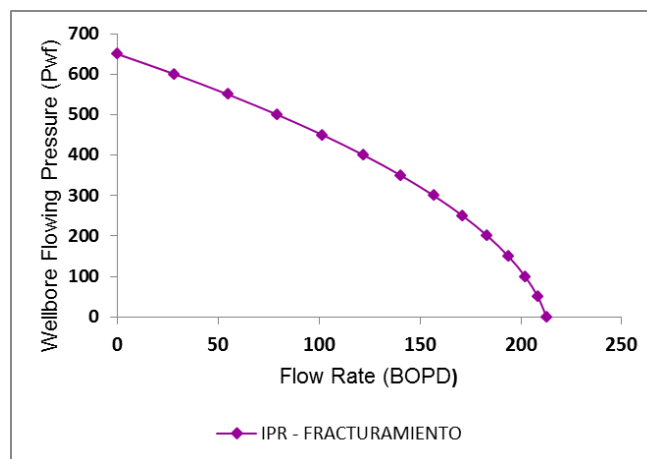
formación está en un valor de -3, indicando que el pozo esta estimulado. Asimismo se observa una diferencia de 39 BFPD entre el modelo empírico y teórico, es decir, existe un buen ajuste de los datos.

Gráfico 25. Capacidad de flujo del pozo 7



En el gráfico 26, se observa la tasa máxima de la producción de aceite posterior al fracturamiento.

Gráfico 26. Curva IPR de aceite, pozo 7



A nivel operativo, la presión de fondo fluyendo tiene un valor muy bajo, además la bomba electrosumergible está siendo operada a una frecuencia por debajo del rango recomendado ya que la bomba instalada trabaja a volúmenes de fluidos mucho más altos, esto con el fin de que se pronostica que el aporte de fluidos una vez se establezca el pozo va a ser mucho mayor al actual y la bomba podrá ser operada a frecuencias más altas.

6.3.7.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 35. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 7

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50 250	-8.9 13.5	-11.2 17.3
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1 0.3	-6.5 14.3	-8.3 18.2
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	12.1	15.4

Se observa en la tabla 35:

- Una fractura de 250 ft representa un aumento de 13,5 BOPD y 17,3 BWPD algo significativo, sin embargo no es rentable hacer una fractura que excede el doble de la realizada, económicamente implica más sacos de arena y química de aditivos.
- Una fractura más ancha hubiese favorecido mayor producción de hidrocarburos en la formación.
- La permeabilidad del apuntalante de 1000 Darcy (Carbolita 16/20), muestra un mayor recobro de aceite y agua. Sin embargo, la arena natural 16/30 que se empleó es más económica.

6.3.8 POZO 8

6.3.8.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 36. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 8

POZO 8	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3660-3686 (KCLA)
Intervalo fracturado 2	3260-3274 (KCUA1)
Presión estática KCU (psi)	1030,2
Presión estática KCL (psi)	1157
Fecha del fracturamiento	13/11/2015 al 25/11/2015

Tabla 37. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 8

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCLA	KCUA1
Permeabilidad (md)	802.01	425.86
Porosidad (%)	12.6	14.1
Relación N/G	0.05	0.51

6.3.8.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 8 el fracturamiento hidráulico se llevó a cabo en 2 etapas; en el primer intervalo, se realizó un análisis de Minifrac en el que se bombearon 81 bls de fluido activado y 31 bls de gel lineal de desplazamiento, posteriormente se bombearon 551 bls de fluido y 376 sacos de apuntalante; en el segundo intervalo se bombearon 392 de fluido activado y 304 sacos de apuntalante. En ambos intervalos se empleó arena natural 16/30. Se observa en la tabla 38 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 38. Geometría de fractura del pozo 8

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	123.7	103	185.1	104.6
Altura Apuntalada (ft)	116.1	106.4	110.7	128.7
Ancho Promedio (in)	0.202	0.178	0.611	0.172
Conductividad Adimensional	0.715	1.13	-	-

6.3.8.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 8:

Tabla 39. Producción antes y después de la intervención en el pozo 8

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	2873.57	bbl/d	Qtot	4470.76	bbl/d
Pwf	308.37	psi	Pwf	710	psi
Qo	66.38	bbl/d	Qo	115.35	bbl/d
Qw	2807.19	bbl/d	Qw	4355.42	bbl/d
Qg	30.82	Mscfd	Qg	65.75	Mscfd
WLR	97.69	%	WLR	97.42	%
GOR	464.3	scf/bbl	GOR	570	scf/bbl
WOR	42.29	-	WOR	37.76	-

En la tabla 39, el WOR disminuyó el 10%, lo cual se ve reflejado en el aumento del doble de la producción de aceite y agua. El corte de agua disminuyó lo que indica que la tecnología cw-frac fue eficiente.

En el gráfico 27, la curva de influjo simulada muestra la tasa máxima de fluidos que aumentó de 4158,4 BFPD a 14556,3 BFPD, mejorando la productividad del pozo y reduciendo el factor de daño de la formación a un valor de -3 indicando que el pozo está estimulado. También se observa, que la curva de influjo calculada por el método teórico (ley de Darcy) está bastante alejada de la calculada de Standing, esto se debe a la incertidumbre de los datos de la petrofísica de este pozo durante la simulación y que tuvo que ser correlacionada con un pozo que estaba estratigráficamente en la misma zona.

En el gráfico 28, se observa la máxima tasa de petróleo que aumentó posterior a la intervención.

A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumentó considerablemente después de la intervención, lo cual permite un amplio manejo de la bomba electrosumergible que está siendo operada a 45 Hz y el rango recomendado es de 40 – 52 Hz.

Gráfico 27. Capacidad de flujo del pozo 8

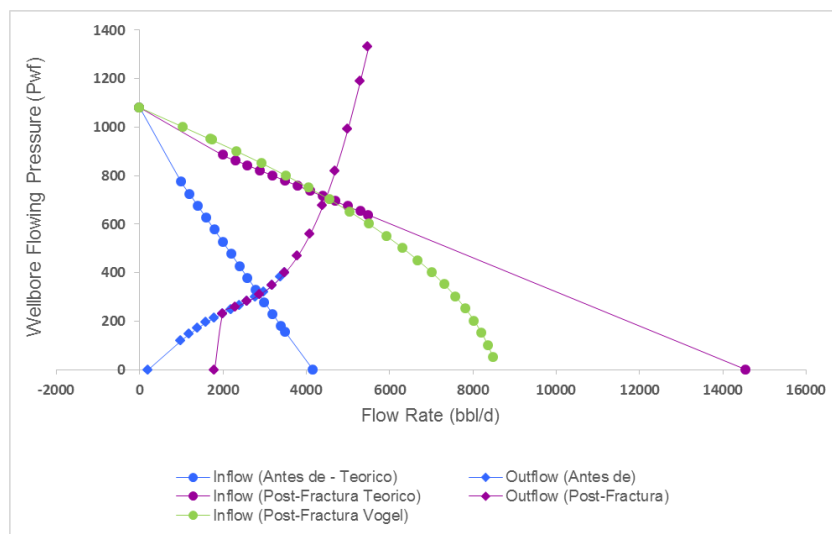
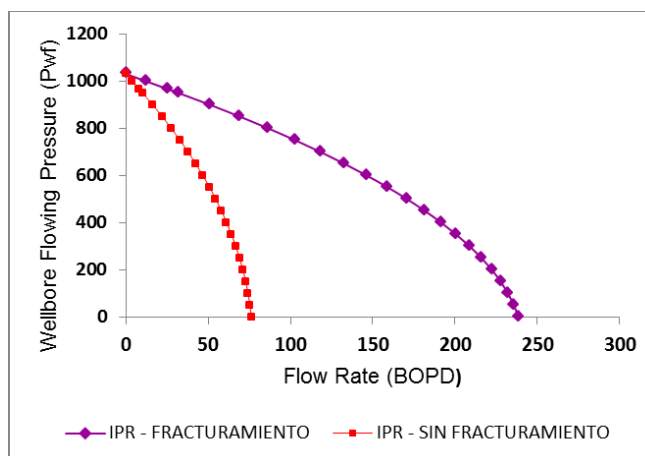


Gráfico 28. Curva IPR de aceite, pozo 8



6.3.8.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 40. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 8

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-1.98	-74.59
	250	0.61	23.17
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-4.38	-165.08
	0.3	-1.28	-48.23
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	1.82	68.97

Se observa en la tabla 40 que los parámetros seleccionados tanto en ancho, longitud y permeabilidad del apuntalante son pocos favorables, se evidencia en algunos casos una disminución y en otros un aumento poco significativo tanto en aceite como en agua, sin embargo estos resultados no son óptimos para haber hecho la inversión.

6.3.9 POZO 9

6.3.9.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 41. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 9

POZO 9	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3206-3230 (KCLA)
Presión estática KCU (psi)	875,74
Presión estática KCL (psi)	780
Fecha del fracturamiento	10/10/2014 al 20/10/2014

Tabla 42. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 9

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO
Formación	KCLA
Permeabilidad (md)	139.08
Porosidad (%)	13
Relación N/G	0.07

6.3.9.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

El fracturamiento hidráulico del pozo 9 se realizó en un intervalo en la formación Caballos Inferior, en el análisis de Minifrac se estimó el gradiente de fractura de 0,86 psi/ft. Durante el fracturamiento hidráulico se observó tendencia empacante con un total de 509 sacos de arena resinada 20/40.

Se observa en la tabla 43 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 43. Geometría de fractura del pozo 9

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA	
	DISEÑADA	GENERADA
Intervalo	1	1
Longitud Apuntalada (ft)	124.7	144.5
Altura Apuntalada (ft)	123.9	131.6
Ancho Promedio (in)	0.239	0.211
Conductividad Adimensional	-	-

6.3.9.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 9:

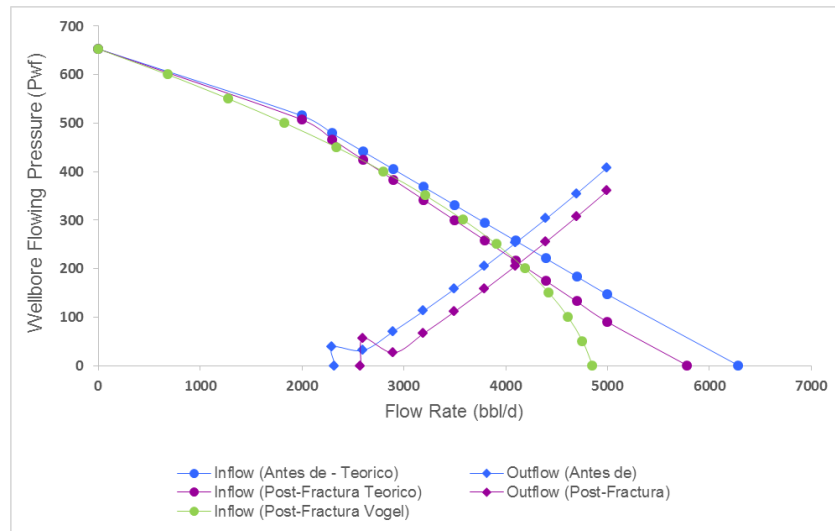
Tabla 44. Producción antes y después de la intervención en el pozo 9

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	4113	bbl/d	Qtot	4132	bbl/d
Pwf	255.4	psi	Pwf	211.3	psi
Qo	61.69	bbl/d	Qo	219	bbl/d
Qw	4051	bbl/d	Qw	3913	bbl/d
Qg	42.26	Mscfd	Qg	78.4	Mscfd
WLR	98.5	%	WLR	94.7	%
GOR	685	scf/bbl	GOR	358	scf/bbl
WOR	65.67	-	WOR	17.87	-

En la tabla 44, se observa que el WOR disminuyó 72,79% lo cual se ve reflejado en el aumento de casi 4 veces la producción de aceite y la disminución de la producción de agua. El corte de agua disminuyó alrededor del 4% lo que indica que la tecnología cw-frac fue eficiente.

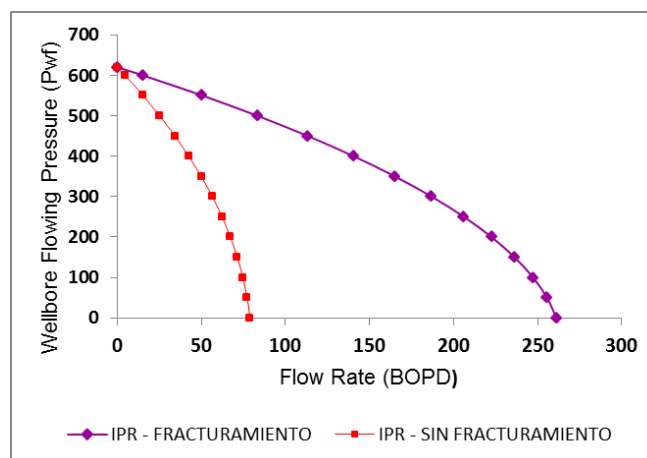
En el gráfico 29, la curva de influjo simulada (IPR) muestra que las tasas máximas de flujo pasaron de ser 6288 BFPD a 5785,3 BFPD. El daño de la formación fue llevado a un valor de -3, indicando que el pozo fue estimulado. Asimismo, hay una diferencia de 932,38 BFPD en las tasas máximas de flujo del modelo teórico y empírico debido a la influencia de gas.

Gráfico 29. Capacidad de flujo del pozo 9



En el gráfico 30, se observa el aumento de la tasa máxima de aceite posterior a la intervención.

Gráfico 30. Curva IPR de aceite, pozo 9



A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo disminuyó casi 50 psi, esto puede afectar el manejo de la bomba electrosumergible que está siendo manejada a 42,2 Hz y tiene un rango recomendado de (38 – 45 Hz) debido que al aumentar la frecuencia con el fin de obtener mayor producción de fluidos se puede llegar a valores muy bajos de presión con los cuales se afectan a la formación.

6.3.9.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 45. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 9

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-5.44	-97.06
	250	2.43	43.47
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-4.8	-85
	0.3	2.37	42.5
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	525000	8.24	147.39

Se observa en la tabla 45:

- La longitud y ancho de la fractura realizada tienen valores intermedios en las sensibilidades realizadas; por tal razón con un modelo más corto hay una disminución en los fluidos o una más larga obtiene una ganancia mínima no justificable económicamente; en cuanto al ancho ocurre un comportamiento similar.
- Para la permeabilidad del apuntalante hay una ganancia de fluidos si se hubiese empleado la arena natural.

6.3.10 POZO 10

6.3.10.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 46. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 10

POZO 10	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3536-3556 (KCLA/B)
Intervalo fracturado 2	3202-3278 (KCUA2/B/C1-2)
Presión estática KCU (psi)	810
Presión estática KCL (psi)	870
Fecha del fracturamiento	10/09/2015 al 24/09/2015

Tabla 47. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 10

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCLA/B	KCUA2/B/C1-2
Permeabilidad (md)	35.105	568.375
Porosidad (%)	12.5	14.7
Relación N/G	0.043	0.501

6.3.10.2 GEOMETRÍA DE FRACTURACREADA

En el pozo 10, se llevó a cabo un fracturamiento hidráulico en dos etapas; en la primera etapa se bombearon 372 bls de fluido activado y 340 sacos de apuntalante; en la segunda etapa 281 bls de fluido activado y 306 sacos de apuntalante. La arena empleada es 16/30 con permeabilidad de 525 Darcy.

Se observa en la tabla 48 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 48. Geometría de fractura creada en el pozo 10

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	117.9	93.7	98.2	128.4
Altura Apuntalada (ft)	100.7	70.05	79	95.4
Ancho Promedio (in)	0.264	0.2515	0.288	0.162
Conductividad Adimensional	0.913	0.2975	1.17	0.153

6.3.10.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 10:

Tabla 49. Producción antes y después de la intervención en el pozo 10

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	1599.79	bbbl/d	Qtot	2406.11	bbbl/d
Pwf	117.87	Psi	Pwf	349.46	psi
Qo	92.79	bbbl/d	Qo	187.92	bbbl/d
Qw	1507	bbbl/d	Qw	2218.19	bbbl/d
Qg	33.36	Mscfd	Qg	67.56	Mscfd
WLR	94.2	%	WLR	92.19	%
GOR	359.5	scf/bbl	GOR	359.5	scf/bbl
WOR	16.24	-	WOR	11.80	-

En la tabla 49, el WOR disminuyó 27,34% lo cual se ve reflejado en el aumento de casi el doble de la producción de aceite y agua. El corte de agua se redujo casi el 2% indicando que la tecnología cw-frac fue eficiente.

En el gráfico 31, hubo un aumento en la productividad del pozo que se ve reflejado en la curva de influjo simulada (IPR) en la que las máximas tasas de flujo pasaron de ser 2029,7 BFPD a 6358,3 BFPD, mejorando la productividad del pozo y reduciendo el factor de daño el cual fue llevado a un valor de -2,5 indicando que el pozo fue estimulado. Asimismo se observa en el gráfico una diferencia de 3102,58 BFPD en las tasas máximas de flujos entre el modelo teórico y empírico, lo cual se debe a la influencia de gas sobre la curva.

En el gráfico 32, se observa un aumento en la tasa máxima de petróleo de casi el doble después de la intervención.

A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumentó casi el doble después de la intervención esto permite un buen manejo de la bomba electrosomergible dentro del rango recomendado que es de 40 – 55 Hz y que actualmente está siendo operada a 50 Hz.

Gráfico 31. Capacidad del flujo del pozo 10.

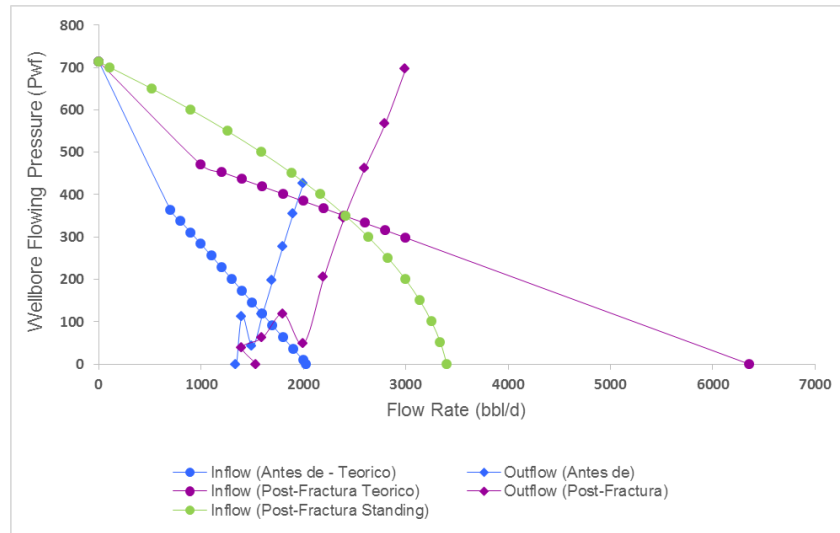
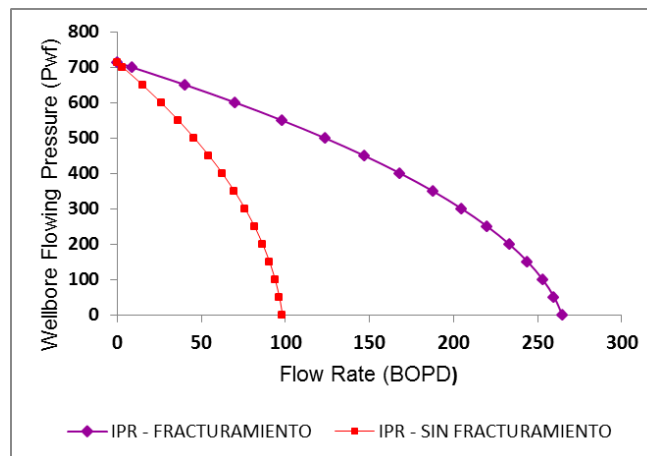


Gráfico 32. Curva IPR de aceite, pozo 10



6.3.10.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 50. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 10.

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-2	-23.53
	250	1.7	20.14
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-1.79	-21.15
	0.3	2.34	27.62
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	2.54	30.01

Se observa en la tabla 50, que para todos los parámetros sensibilizados; ancho, largo y permeabilidad del apuntalante hay disminuciones y aumentos poco significativos, esto se debe a que la fractura realizada tiene valores intermedios en los rangos y demostraron ser efectivos y mejoraron la productividad del pozo.

6.3.11 POZO 11

6.3.11.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 51. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 11

POZO 11	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Vertical
Intervalo fracturado 1	3186-3272 (KCLA/B)
Presión estática KCU (psi)	726
Presión estática KCL (psi)	968
Fecha del fracturamiento	14/11/2014 al 27/11/2014

Tabla 52. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 11

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO
Formación	KCLA/B
Permeabilidad (md)	66.585
Porosidad (%)	19.45
Relación N/G	0.171

6.3.11.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 11, se realiza un fracturamiento hidráulico en una etapa; en esta se realiza un análisis de Minifrac en el que se reporta un gradiente de fractura de 0,88 psi/ft y un mecanismo de leakoff normal, durante el fracturamiento se bombearon 550 sacos de arena resinada 20/40.

Se observa en la tabla 53 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros del análisis de minifrac:

Tabla 53. Geometría de fractura del pozo 11

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA	
	DISEÑADA	GENERADA
Intervalo	1	1
Longitud Apuntalada (ft)	144.7	215.4
Altura Apuntalada (ft)	121.8	80.4
Ancho Promedio (in)	0.209	0.2
Conductividad Adimensional	-	0.67

6.3.11.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 11:

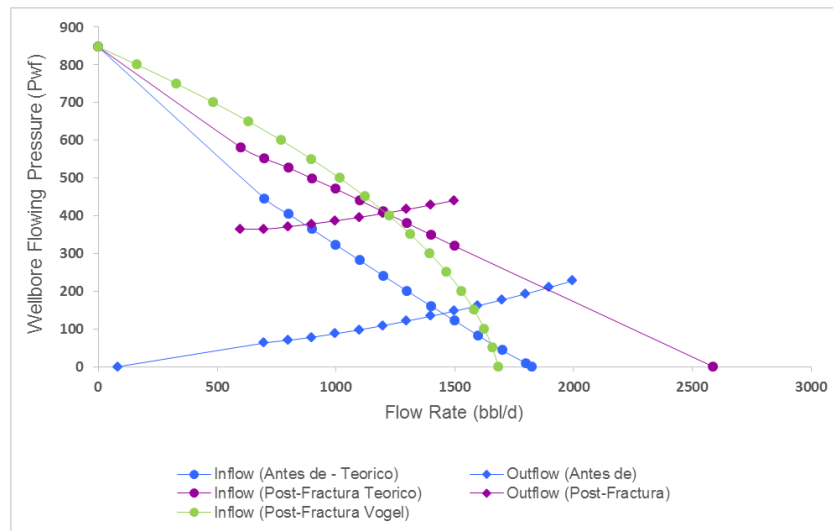
Tabla 54. Producción antes y después de la intervención en el pozo 11

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	1450.91	bbbl/d	Qtot	1210.21	bbbl/d
Pwf	141.31	psi	Pwf	407.09	psi
Qo	43.47	bbbl/d	Qo	134.45	bbbl/d
Qw	1407.44	bbbl/d	Qw	1075.75	bbbl/d
Qg	25.43	Mscfd	Qg	106.49	Mscfd
WLR	97	%	WLR	88.89	%
GOR	585	scf/bbl	GOR	792	scf/bbl
WOR	32.38	-	WOR	8	-

En la tabla 54, el WOR disminuyó el 75,29% lo cual se ve reflejado en el aumento de casi el triple de la producción de aceite y la disminución de la producción de agua. El corte de agua disminuyó casi el 10% lo cual indica que el tratamiento de control de agua fue eficiente.

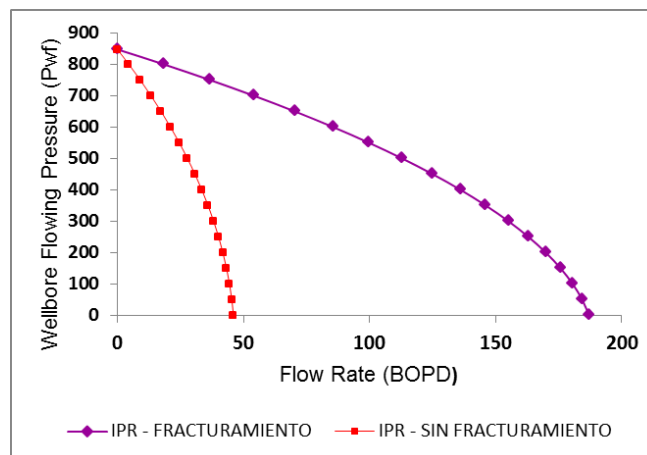
En el gráfico 33, la curva de influjo simulada (IPR) muestra un incremento en la tasa máxima de flujo que pasó de ser 1826,5 BFPD a 2587,2 BFPD aumentando la productividad del pozo y reduciendo el factor de daño de la formación a un valor de -2 indicando que el pozo fue estimulado. Asimismo, se observa una diferencia de 904,18 BFPD en las tasas máximas de fluidos de la curva de influjo simulada y la teórica.

Gráfico 33. Capacidad de flujo del pozo 11



En el gráfico 34, se observa un aumento de casi 3 veces en la tasa máxima de petróleo después de la intervención.

Gráfico 34. Curva IPR de aceite, pozo 11



A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumentó más del doble. la bomba electrosumergible está siendo operada a una frecuencia de 45 Hz el cual es un valor muy bajo y por tal razón hay una presión de fondo fluyendo alta, se recomienda aumentar la frecuencia dentro del rango recomendado 42 – 58 Hz con el fin de obtener mayor producción de fluidos.

6.3.11.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 55. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 11

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-9.14	-73.13
	250	1.03	8.22
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-7.33	-58.69
	0.3	5.23	41.79
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	525.000	9.43	72.22

Se observa en la tabla 55:

- La longitud de la fractura diseñada es acertada, una fractura más corta como la de 50 ft implicaba una reducción de 9,14 BOPD y 73,13 BWPD; una fractura de 250 ft tiene un incremento bajo y no justifica los sacos de arena y química de aditivos adicionales.
- Una fractura un poco más ancha (0,1 in adicional) hubiese favorecido un incremental de fluidos.
- La arena natural (16/30), muestra un incremento bastante considerable en comparación a la arena resinada que se empleó (20/40). Esto se puede tener en cuenta para posteriores diseños, ya que esta arena es más económica.

6.3.12 POZO 12

6.3.12.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 56. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 12

POZO 12	
Tipo de levantamiento	BES
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3640-3722 (KCUA)
Intervalo fracturado 2	3640-3653 (KCUC)
Presión estática KCU (psi)	407
Presión estática KCL (psi)	407
Fecha del fracturamiento	06/2014

Tabla 57. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 12

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCUA	KCUC
Permeabilidad (md)	69.618	318.73
Porosidad (%)	9.2	14.1
Relación N/G	0.083	0.492

6.3.12.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 12, se realizó un fracturamiento hidráulico en 2 etapas; en el primer intervalo se bombearon 267 bls de fluido activado y 304 de sacos de apuntalante; en el segundo intervalo 180 bls y 190 sacos de apuntalante. La arena empleada es una 16/30. Se observa en la tabla 58 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros:

Tabla 58. Geometría de fractura del pozo 12

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	117.9	93.7	94.2	103.6
Altura Apuntalada (ft)	100.7	70.05	108.1	93.4
Ancho Promedio (in)	0.264	0.2515	0.191	0.131
Conductividad Adimensional	0.913	0.2975	<1	9.3

6.3.12.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 12:

Tabla 59. Producción antes y después de la intervención en el pozo 12

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	1437.59	bbl/d	Qtot	1511.99	bbl/d
Pwf	75.86	Psi	Pwf	201.53	psi
Qo	42.27	bbl/d	Qo	61.99	bbl/d
Qw	1395.33	bbl/d	Qw	1450	bbl/d
Qg	25.36	Mscfd	Qg	37.19	Mscfd
WLR	97.06	%	WLR	95.9	%
GOR	600	scf/bbl	GOR	600	scf/bbl
WOR	33.01	-	WOR	23.39	-

En la tabla 59, el WOR disminuyó 29,14% lo cual se ve reflejado en el aumento de la producción de aceite y agua, aunque es poco relevante. El corte de agua se redujo casi 1% indicando que el tratamiento de control de agua fue eficiente.

Se observa en la curva de injlujo simulada (IPR) del gráfico 35, el incremento en las tasas máximas de flujo que pasó de ser 1864,0 BFPD a 3293,2 BFPD mejorando la productividad del pozo y disminuyendo el factor de daño de la formación a un valor de -2,5 indicando que el pozo fue estimulado. También se observa en el gráfico una diferencia de 1147,99 BFPD entre la curva de injlujo calculada de manera teórica y empírica debido a la influencia de gas.

En el gráfico 36, se observa el aumento de casi el doble en la tasa máxima de petróleo después de la intervención.

A nivel operacional, la presión de fondo fluyendo aumentó casi el triple lo cual permite manejar la bomba electrosumergible dentro del rango recomendado de 38 – 53 Hz y que actualmente se encuentra a 49 Hz. Se puede considerar aumentar la frecuencia moderadamente para obtener mayor producción de fluidos.

Gráfico 35. Capacidad de flujo del pozo 12

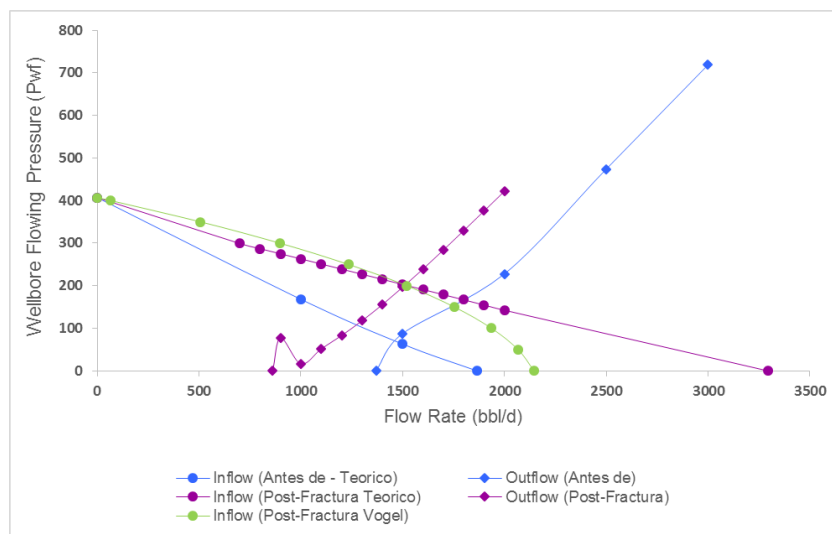
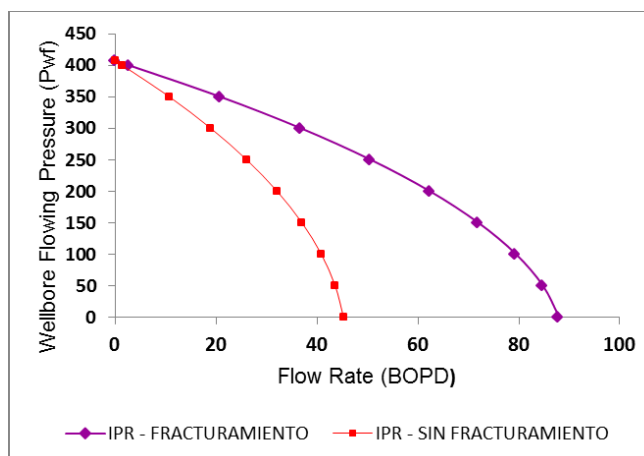


Gráfico 36. Curva IPR de aceite, pozo 12



6.3.12.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 60. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 12

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	INCREMENTAL (BOPD)	INCREMENTAL (BWPD)
LONGITUD APUNTALADA (ft)	50	-0.73	-17.15
	250	1.16	27.2
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-1.28	-29.96
	0.3	0.95	22.11
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	1.35	31.47

Se observa en la tabla 60 que las sensibilidades realizadas tanto para el ancho, largo y permeabilidad del apuntalante; muestran un aumento poco significativo. Por tal razón, el diseño de la geometría empleada fue óptimo.

6.3.13 POZO 13

6.3.13.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 61. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 13

POZO 13	
Tipo de levantamiento	BM
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	2952-3001 (KCLA)
Presión estática KCU (psi)	550
Presión estática KCL (psi)	570
Fecha del fracturamiento	24/03/2015 al 04/04/2015

Tabla 62. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 13

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO
Formación	KCLA
Permeabilidad (md)	85.6
Porosidad (%)	13.6
Relación N/G	0.11

6.3.13.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 13, se realizó un fracturamiento hidráulico en una etapa, en la cual se bombearon 465 bls de fluido activado y 394 sacos de arena natural 16/30.

Se observa en la tabla 63 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros:

Tabla 63. Geometría de fractura del pozo 13

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA	
	DISEÑADA	GENERADA
Intervalo	1	1
Longitud Apuntalada (ft)	57.6	70.1
Altura Apuntalada (ft)	52.15	68.7
Ancho Promedio (in)	0.125	0.125
Conductividad Adimensional	1.65	0.7596

6.3.13.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 13:

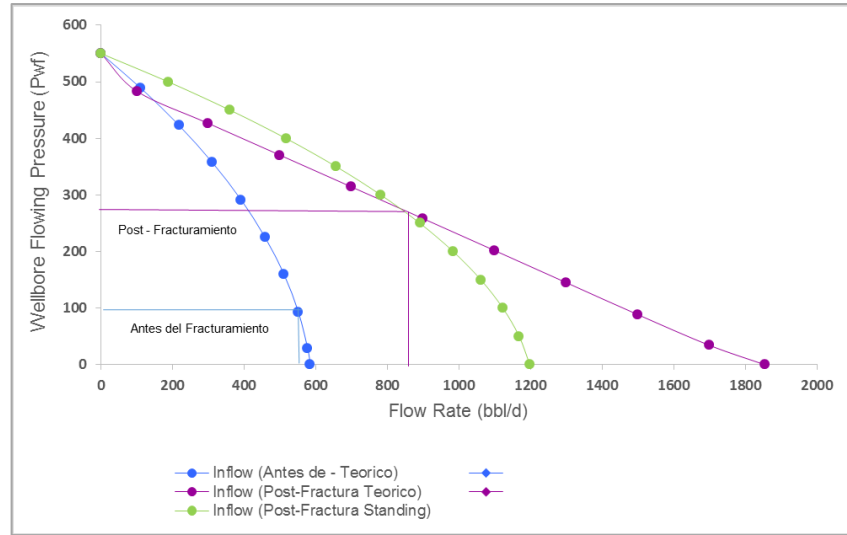
Tabla 64. Producción antes y después de la intervención en el pozo 13

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	548	bb/d	Qtot	832	bb/d
Pwf	100	Psi	Pwf	278	psi
Qo	43,84	bb/d	Qo	56,89	bb/d
Qw	504,16	bb/d	Qw	775,21	bb/d
Qg	12	Mscfd	Qg	25	Mscfd
WLR	92	%	WLR	93,15	%
GOR	214	scf/bbl	GOR	214	scf/bbl
WOR	11.5	-	WOR	13.63	-

En la tabla 64, el WOR aumentó 18,52% lo cual implica que el aumento de la producción de agua está generando un mayor barrido del aceite. El corte de agua aumentó casi el 2% lo cual indica que el tratamiento de control de agua no está contactando las zonas de agua deseadas.

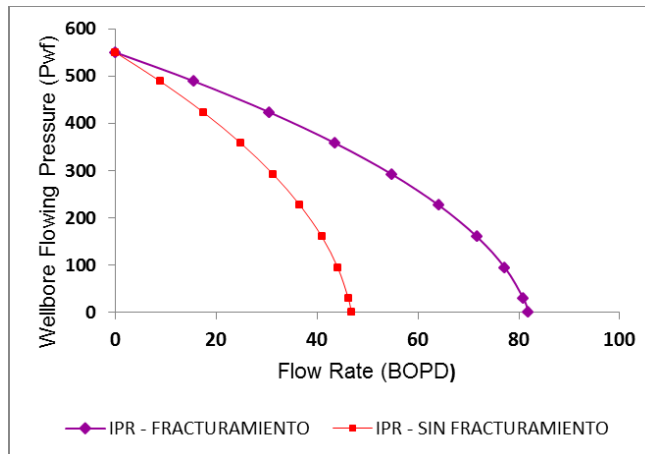
En el gráfico 37, la curva de influjo simulada (IPR) muestra que las tasas máximas de flujo pasaron de 585 BFPD a 1855 BFPD mejorando la productividad del pozo. Asimismo, hubo una reducción del daño de la formación el cual fue llevado a -3, indicando que el pozo está estimulado. También se evidencia una diferencia de 657 BFPD entre la curva de influjo teórica y la empírica.

Gráfico 37. Capacidad de flujo del pozo 13



El gráfico 38, se observa el aumento de casi el doble de la tasa máxima de aceite después de la intervención.

Gráfico 38. Curva IPR de aceite, pozo 13



A nivel operacional, el pozo no está optimizado debido a que el sistema de levantamiento artificial el cual es bombeo mecánico, tiene una bomba inserta trabajando al máximo de su capacidad. En los últimos reportes de niveles tomados por el sonolog, la sumergencia del pozo se ha mantenido entre 600 – 800 ft, indicando un mayor potencial de producción. Por tal razón, se requiere un rediseño de bomba con el fin de optimizar la producción del pozo.

6.3.13.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación

Tabla 65. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 13

PARAMETRO	SENSIBILIDAD INCREMENTAL (BFPD)	
LONGITUD (ft)	50	-17
	250	14
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-19
	0.3	11
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	14

De la tabla 65, se evidencia en las sensibilidades realizadas un incremento o una disminución poco significativa corroborando que el diseño de la geometría empleado fue acertado y tuvo buenos resultados en la producción de fluidos.

6.3.14 POZO 14

6.3.14.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 66. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 14

POZO 14	
Tipo de levantamiento	BCP
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	2784-2791 (KCLA)
Intervalo fracturado 2	2495-2512 (KCUA2)
Presión estática KCU (psi)	569,4
Presión estática KCL (psi)	545,9
Fecha del fracturamiento	25/09/2015 al 03/10/2015

Tabla 67. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 14

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO	
Formación	KCLA	KCUA2
Permeabilidad (md)	11.58	2401.14
Porosidad (%)	11	21
Relación N/G	0.02	0.63

6.3.14.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

En el pozo 14, se realizó un fracturamiento hidráulico en dos etapas; en el primer intervalo, 374 bls de fluido reticulado y 401 sacos de apuntalante; en la segunda etapa, el bombeo fue de 337 bls y 212 sacos. En ambas etapas se empleó una arena natural 16/30.

Se observa en la tabla 68 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros:

Tabla 68. Geometría de fractura del pozo 14

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA			
	DISEÑADA		GENERADA	
Intervalo	1	2	1	2
Longitud Apuntalada (ft)	114.7	120	159.4	84.9
Altura Apuntalada (ft)	94.1	96.3	134.9	90.7
Ancho Promedio (in)	0.24	0.23	0.22	0.137
Conductividad Adimensional	-	-	-	-

6.3.14.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 14:

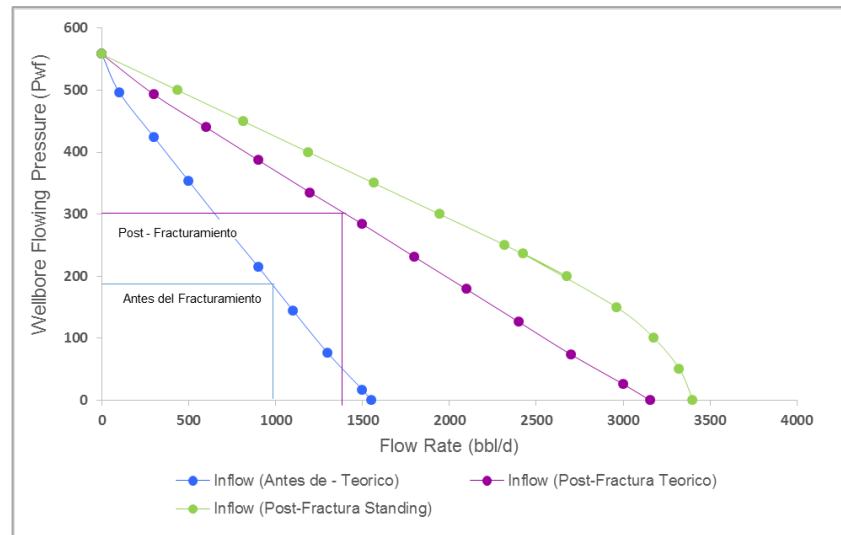
Tabla 69. Producción antes y después de la intervención en el pozo 14

Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	962	bbl/d	Qtot	1389,15	bbl/d
Pwf	190	psi	Pwf	301	psi
Qo	63,62	bbl/d	Qo	87,67	bbl/d
Qw	899,74	bbl/d	Qw	1317,07	bbl/d
Qg	35,33	Mscfd	Qg	33,73	Mscfd
WLR	93,39	%	WLR	93,74	%
GOR	530	scf/bbl	GOR	530	scf/bbl
WOR	14.14	-	WOR	15.02	-

En la tabla 69, el WOR aumentó el 6,22% lo cual se ve reflejado en el aumento de la producción de agua y aceite, esto quiere decir que los barriles de agua están causando un mayor barrido de la zona. El corte de agua aumentó por lo cual el tratamiento de agua no está siendo eficiente.

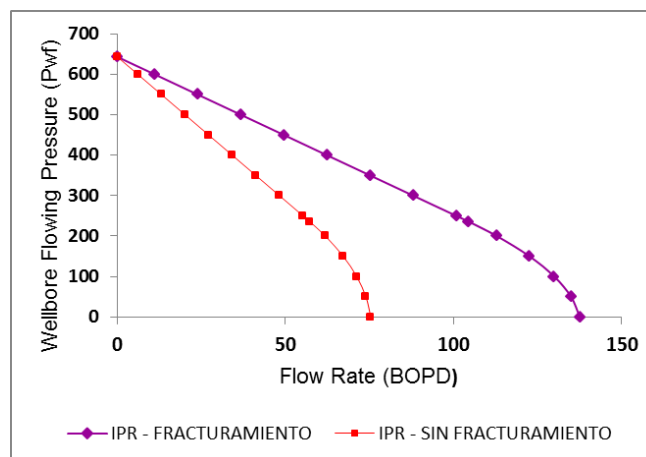
En el gráfico 39, se observa en la curva de influjo simulada (IPR), un aumento en la tasa máxima de fluido que paso de ser 1550,7 BFPD a 3155,3 BFPD, esto indica que se mejoró la productividad del pozo y que hubo una reducción del daño de la formación el cual tiene un valor de -2,5 indicando que el pozo fue estimulado. También se observa una diferencia de 246 BFPD entre la curva de influjo calculada por el método teórico y por el método empírico, esto se debe a la influencia del gas que transforma la línea recta en una curva.

Gráfico 39. Capacidad de flujo del pozo 14



En el gráfico 40, se observa que hubo un aumento de casi el doble de la producción de aceite posterior a la intervención.

Gráfico 40. Curva IPR de aceite, pozo 14



A nivel operacional, se puede buscar una reducción en la presión de fondo fluyendo para llevarla a un valor de 100 psi con el fin de obtener mayor producción de fluidos.

6.3.14.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 70. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 14

PARAMETRO	SENSIBILIDAD INCREMENTAL (BFPD)	
LONGITUD (ft)	50	-53,29
	250	78,79
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-47,1
	0.3	105,69
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	1.000.000	82,91

Se observa en la tabla 70 que las sensibilidades realizadas muestran un cambio poco significativo en la producción de fluidos, por tal razón el diseño de geometría empleado fue óptimo.

6.3.15 POZO 15

6.3.15.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

Tabla 71. Descripción general del fracturamiento hidráulico en el pozo 15

POZO 15	
Tipo de levantamiento	BCP
Desviación del pozo	Desviado
Intervalo fracturado 1	3314-3354 (KCLA)
Intervalo fracturado 2	3118-3128 (KCUF)
Intervalo fracturado 3	2980-3020 (KCUA2/KCUB)
Presión estática KCU (psi)	750
Presión estática KCL (psi)	644
Fecha del fracturamiento	09/03/2015 al 24/03/2015

Tabla 72. Parámetros petrofísicos de las formaciones del pozo 15

PARAMETRO	VALOR ESTIMADO		
	KCLA	KCUF	KCUA2/KCUB
Formación	KCLA	KCUF	KCUA2/KCUB
Permeabilidad (md)	87.46	400.40	523.15
Porosidad (%)	12.5	16.5	0.191
Relación N/G	0.13	0.11	0.30

6.3.15.2 GEOMETRÍA DE FRACTURA CREADA

Para el pozo 15 se realizaron 3 etapas de fracturamiento hidráulico, en el que se empleó arena natural 16/30.

Se observa en la tabla 73 la geometría de fractura diseñada y la geometría de fractura generada una vez ajustados los parámetros:

Tabla 73. Geometría de fractura creada en el pozo 15

PARAMETRO	GEOMETRIA DE FRACTURA					
	DISEÑADA			GENERADA		
Intervalo	1	2	3	1	2	3
Longitud Apuntalada (ft)	61.7	131.8	81.5	149.4	58	62.6
Altura Apuntalada (ft)	70.4	172.1	68.1	129.96	70.8	81.1
Ancho Promedio (in)	0.159	0.126	0.126	0.13	0.06	0.2145
Conductividad Adimensional	-	-	-	-	-	-

6.3.15.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

A continuación se muestran los resultados de la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo 15:

Tabla 74. Producción antes y después de la intervención en el pozo 15

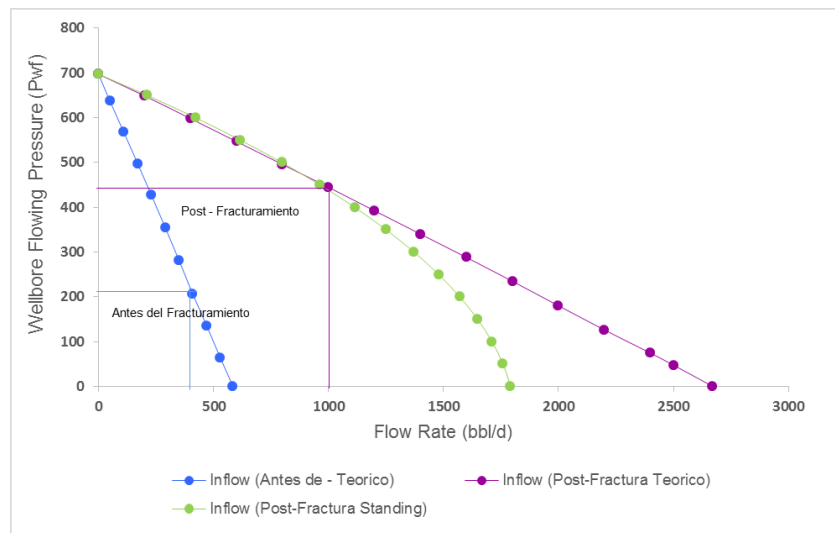
Antes del fracturamiento			Posterior al fracturamiento		
Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Qtot	359	bbl/d	Qtot	982	bbl/d
Pwf	221	Psi	Pwf	444	psi
Qo	76	bbl/d	Qo	186	bbl/d
Qw	283	bbl/d	Qw	796	bbl/d
Qg	16	Mscfd	Qg	48	Mscfd
WLR	78,76	%	WLR	81,03	%
GOR	242	scf/bbl	GOR	242	scf/bbl
WOR	3.72	-	WOR	4.28	-

En la tabla 74, el WOR aumentó el 15% lo cual indica que incrementó la producción de agua y aceite casi el doble. El corte de agua aumentó casi el 5% por ende el tratamiento de control de agua no fue efectivo.

En el gráfico 41, se observa en la curva de influjo simulada (IPR), las tasas máximas de flujo que pasaron de ser 585,1 BFPD a 2671,2 BFPD, mejorando el índice de productividad del pozo y reduciendo el daño de la formación a un valor de -2,5 indicando que el pozo fue estimulado. Asimismo, se observa una diferencia de 879,20 BFPD en las tasas máximas de flujo post-fractura teórica y Standing, esto se debe a que el pozo tiene influencia de gas y le da la curvatura al final de la gráfica.

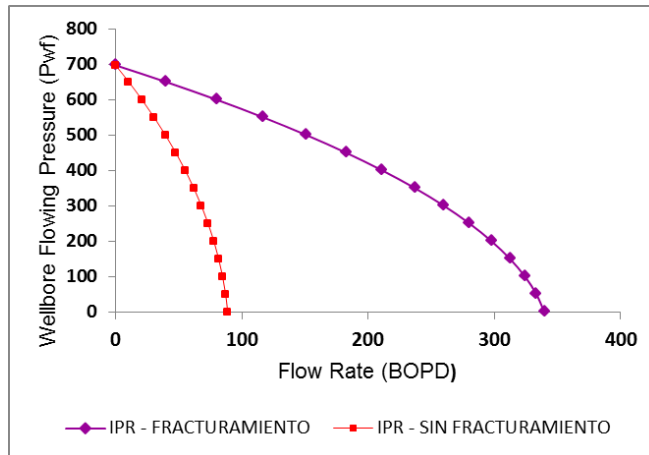
A nivel operacional se puede buscar una reducción en la presión de fondo fluyendo debido a que está muy alta y con ello se lograría obtener mayor producción de fluidos.

Gráfico 41. Capacidad de flujo del pozo 15



En el gráfico 42, se observa un aumento de más del doble de la producción de aceite posterior a la intervención.

Gráfico 42. Curva IPR de aceite, pozo 15



6.3.15.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los datos obtenidos a partir del modelamiento de la sensibilidad de la geometría de fractura se muestran a continuación:

Tabla 75. Sensibilidad de la geometría de fractura, pozo 15

PARAMETRO	SENSIBILIDAD INCREMENTAL (BFPD)	
LONGITUD (ft)	50	-16,49
	250	169,24
ANCHO PROMEDIO (in)	0.1	-47,48
	0.3	138,28
PERMEABILIDAD APUNTALANTE (mD)	271.000	-98,4
	1.000.000	129,44

Se observa en la tabla 75 que las sensibilidades realizadas muestran un cambio poco significativo en la producción de fluidos, por tal razón el diseño de geometría empleado fue óptimo.

6.4. RESUMEN DE LOS RESULTADOS

A continuación se puede observar la tabla 76, en la que se muestran los 15 pozos con sus resultados en cuanto a barriles de fluidos, presión de fondo fluyendo, corte de agua y relación aceite-agua.

Los valores que tengan ✓ significan que el resultado es favorable o aumentó y los que tengan ✗ es porque no es favorable o disminuyó.

Tabla 76. Resumen de los resultados obtenidos en los 15 pozos

POZO	PWF	BOPD	BWPD	WLR	WOR
1	✓	✓	✓	✗	✗
2	✓	✓	✗	✗	✗
3	✓	✓	✓	✗	✗
4	✓	✓	✓	✓	✓
5	✗	✗	✓	✓	✓
6	✓	✗	✓	✓	✓
7	✓	✓	✓	✓	✓
8	✓	✓	✓	✗	✗
9	✗	✓	✗	✗	✗
10	✓	✓	✓	✗	✗
11	✓	✓	✗	✗	✗
12	✓	✓	✓	✗	✗
13	✓	✓	✓	✓	✓
14	✓	✓	✓	✓	✓
15	✓	✓	✓	✓	✓

7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.1 POZO 1

7.1.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Para el pozo 1, se puede observar en la tabla 77 los datos de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, la tasa de declinación y el tipo de declinación a la cual se ajustaron los datos:

Tabla 77. Declinación y producción del pozo 1

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	170	Producción (BOPD)	380
Mes producción (2015)	Junio	Mes producción (2015)	Agosto
Tasa de declinación (%)	25	Tasa de declinación (%)	18.9
Tipo de declinación	Hiperbólica	Tipo de declinación	Armónica

Al realizar un pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite después de 10 años se determinó que el pozo tendrá un aporte de 114 BOPD y una producción acumulada de 798.648 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 17 BOPD y una producción acumulada de 244.757 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 42, 43 y 44.

Gráfico 43. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 1

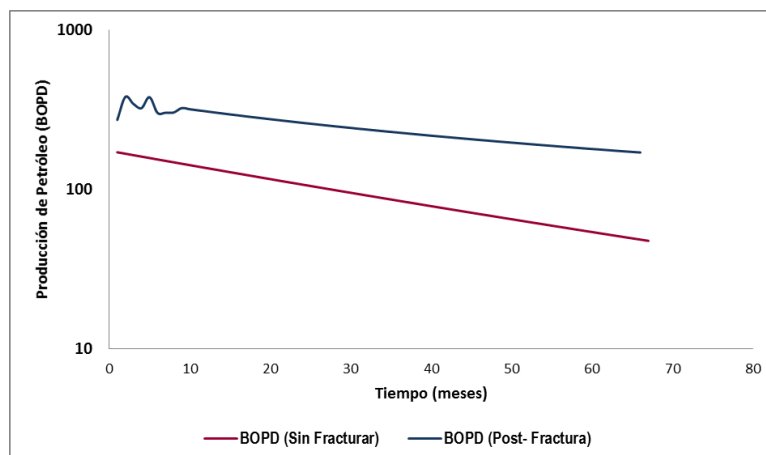


Gráfico 44. Producción acumulada de petróleo, pozo 1.

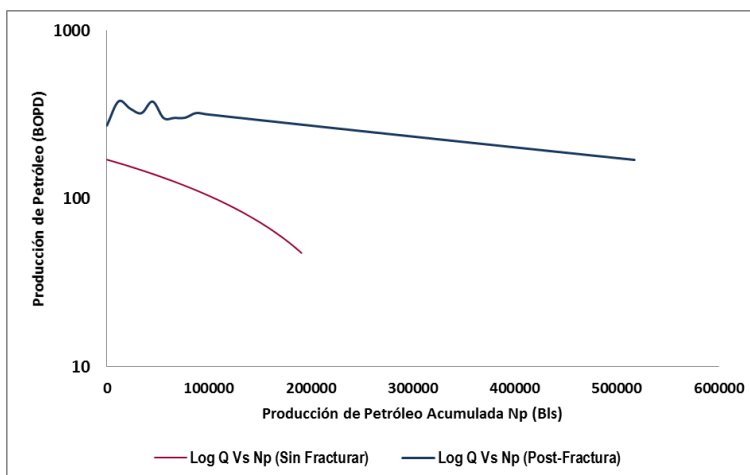
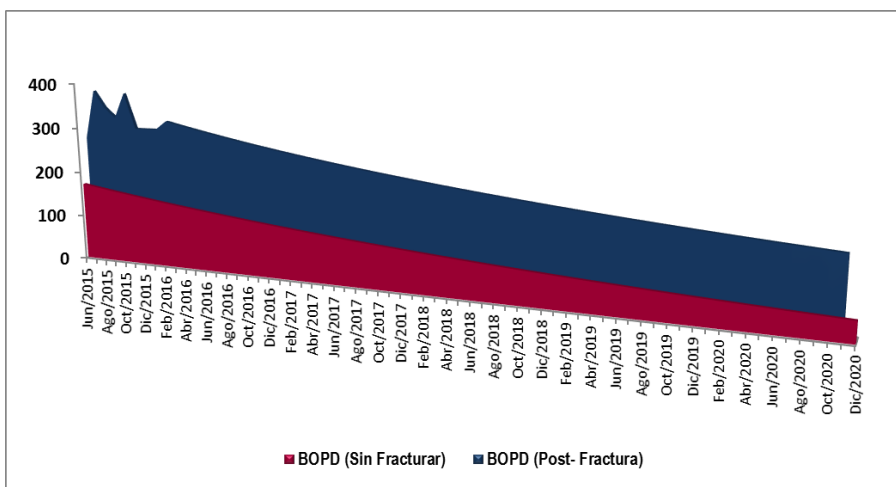


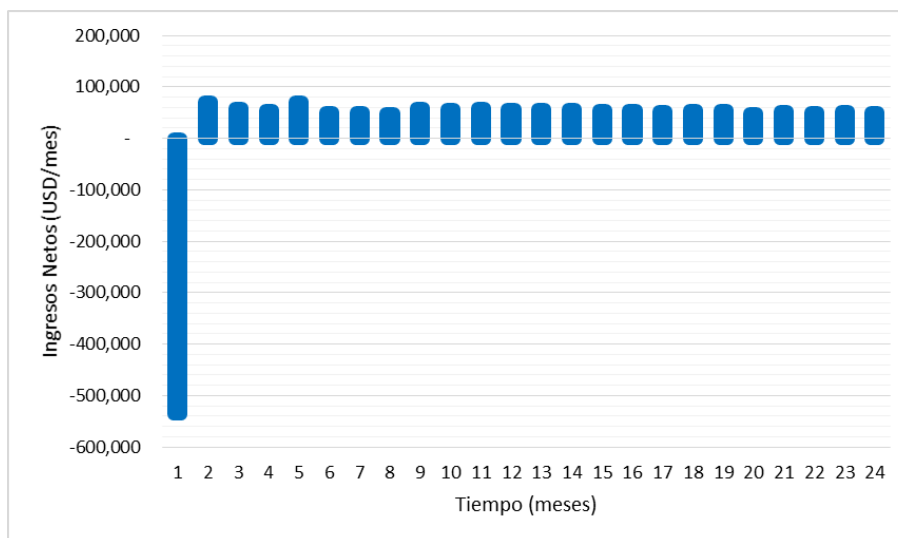
Gráfico 45. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 1



7.1.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue de 522.912 USD, con un VPN positivo de 4'830.432 USD y una eficiencia de 9,2376 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 6 meses. A continuación se muestra el gráfico 45, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 46. Flujo de caja, pozo 1



7.2 POZO 2

7.2.1 CURVA DE DECLINACIÓN

En el pozo 2, se observa en la tabla 78 los datos de producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos:

Tabla 78. Declinación y producción del pozo 2

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	121	Producción (BOPD)	243
Mes producción (2015)	Abril	Mes producción (2015)	Mayo
Tasa de declinación (%)	10	Tasa de declinación (%)	14.5
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico para la tasa y producción acumulada de aceite después de 10 años da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 70 BOPD y una producción acumulada de 569.003 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 59 BOPD y una producción acumulada de 320.645 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 46, 47 y 48.

Gráfico 47. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 2

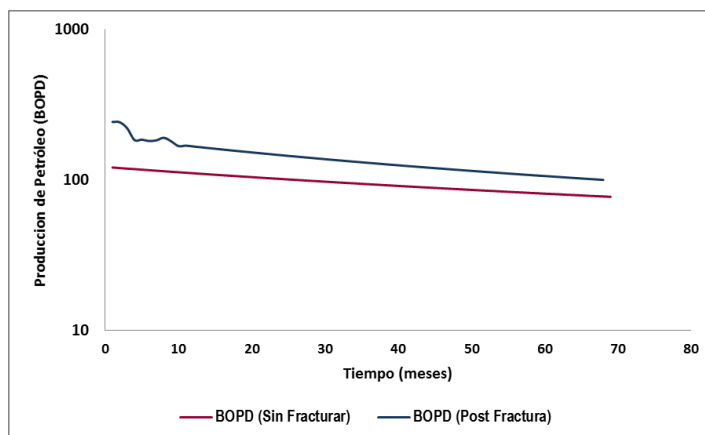


Gráfico 48. Producción acumulada de petróleo, pozo 2.

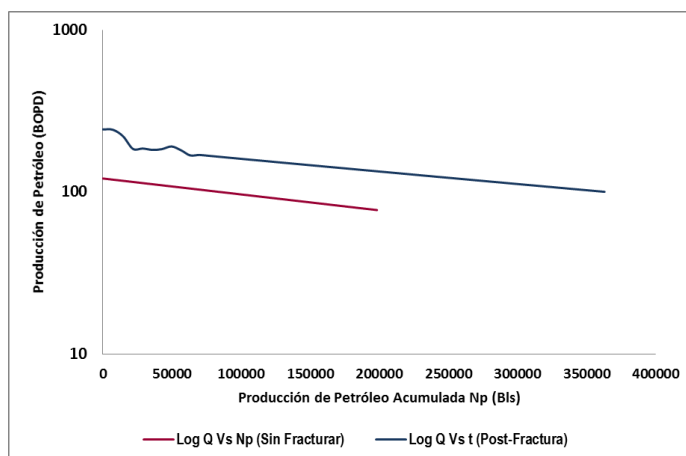
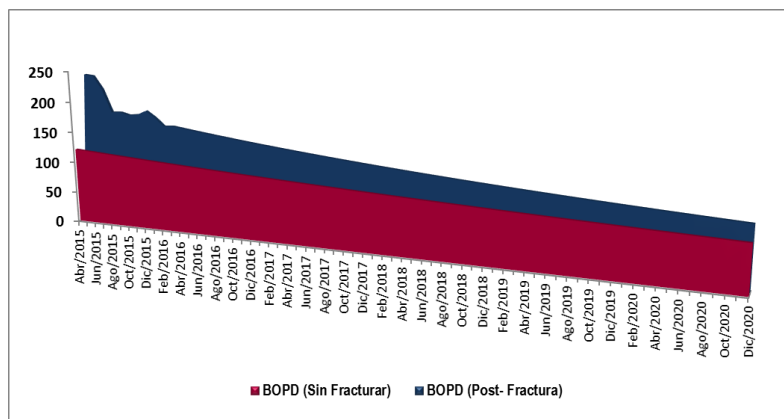


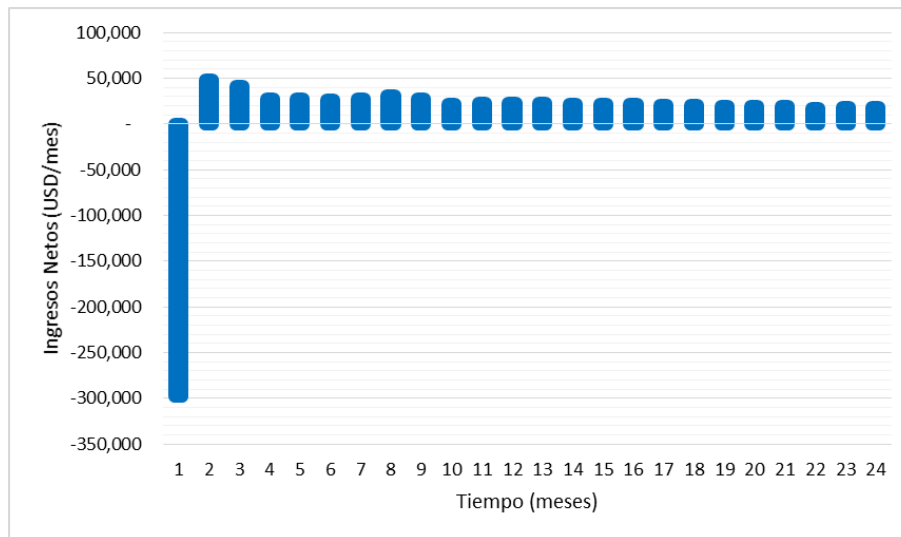
Gráfico 49. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 2



7.2.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 312.392 USD, con un VPN positivo de 1'292.011 USD y una eficiencia de 4,1359 a diciembre de 2025. La inversión se recuperará en 6 meses. A continuación se muestra el gráfico 49, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 50. Flujo de caja, pozo 2



7.3 POZO 3

7.3.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Mediante la tabla 79 se puede observar los datos de producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos del pozo 3 antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 79. Declinación y producción del pozo 3

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	80	Producción (BOPD)	242
Mes producción (2015)	Abril	Mes producción (2015)	Septiembre
Tasa de declinación (%)	9.8	Tasa de declinación (%)	15
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

Al realizar el pronóstico para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, nos da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 57 BOPD y una producción acumulada de 437.573 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 39 BOPD y una producción acumulada de 213.231 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 50, 51 y 52.

Gráfico 51. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 3

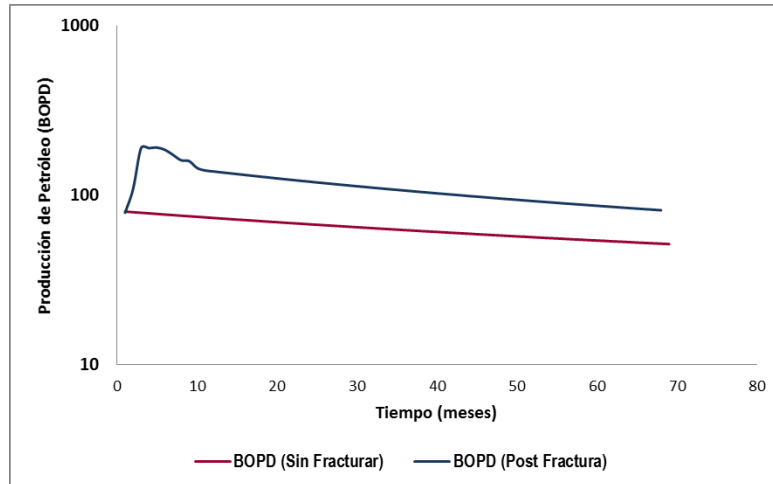


Gráfico 52. Producción acumulada de petróleo, pozo 3.

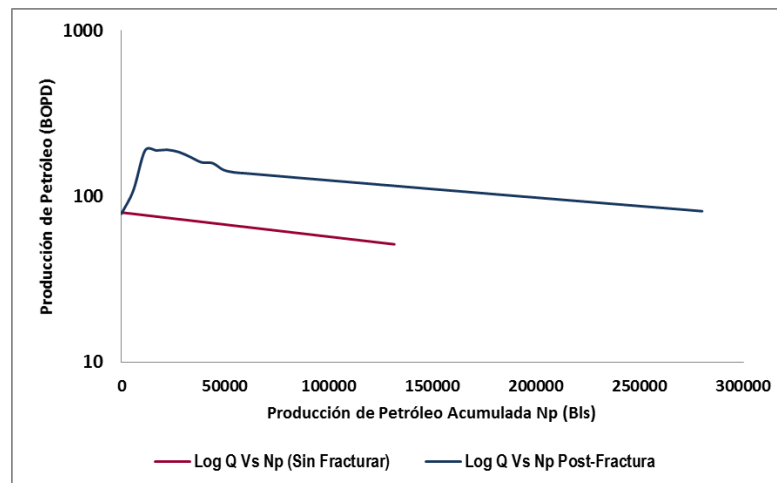
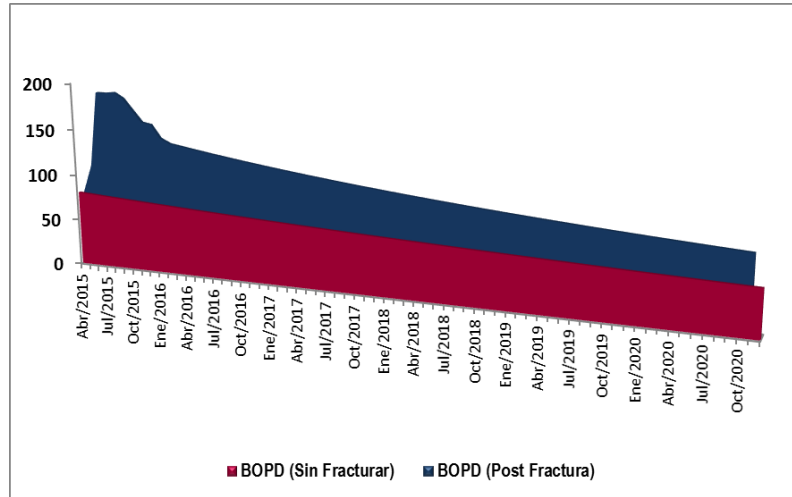


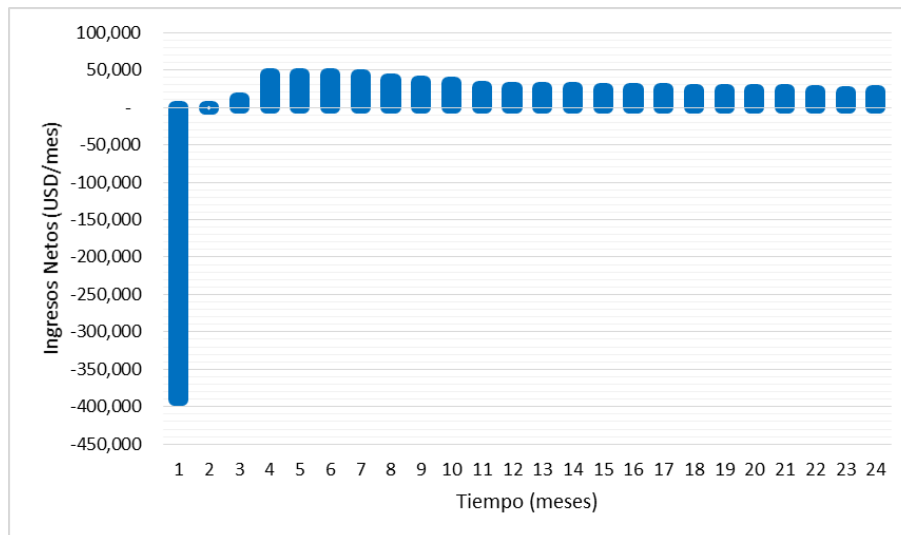
Gráfico 53. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 3



7.3.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 370.143 USD, con un VPN positivo de 1'566.969 USD y una eficiencia de 4,2334 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 8 meses. A continuación se muestra el gráfico 53, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 54. Flujo de caja, pozo 3



7.4 POZO 4

7.4.1 CURVA DE DECLINACIÓN

La tabla 80 muestra los datos de producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos del pozo 4 antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 80. Declinación y producción del pozo 4

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	111	Producción (BOPD)	167
Mes producción (2015)	Mayo	Mes producción (2015)	Julio
Tasa de declinación (%)	15.3	Tasa de declinación (%)	14.7
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 44 BOPD y una producción acumulada de 386.968 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 42 BOPD y una producción acumulada de 255.004 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 54, 55 y 56.

Gráfico 55. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 4

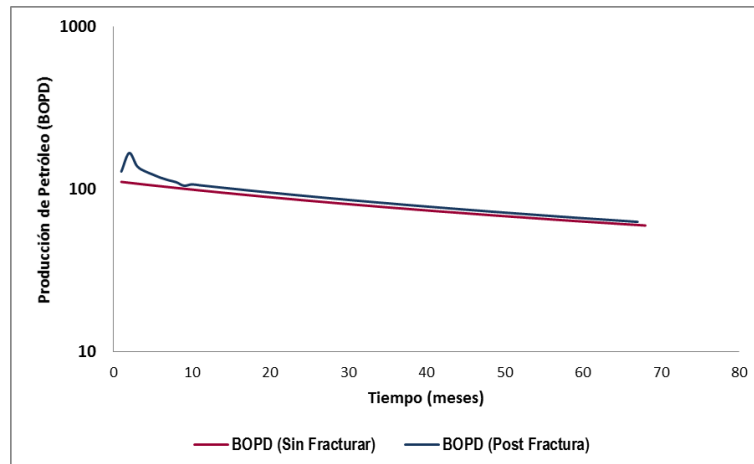


Gráfico 56. Producción acumulada de petróleo, pozo 4.

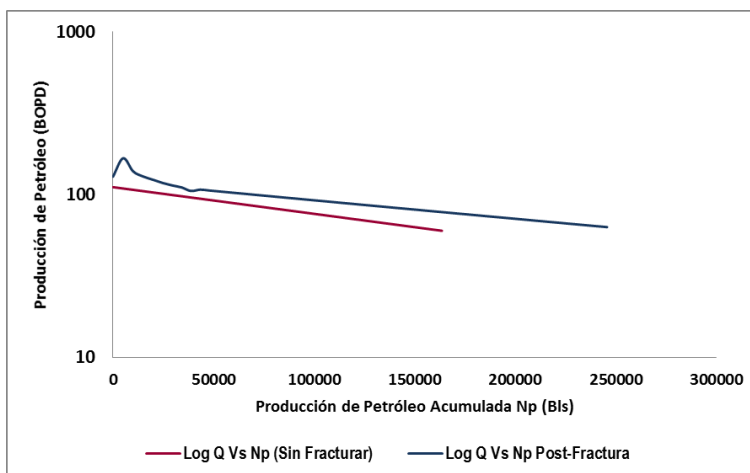
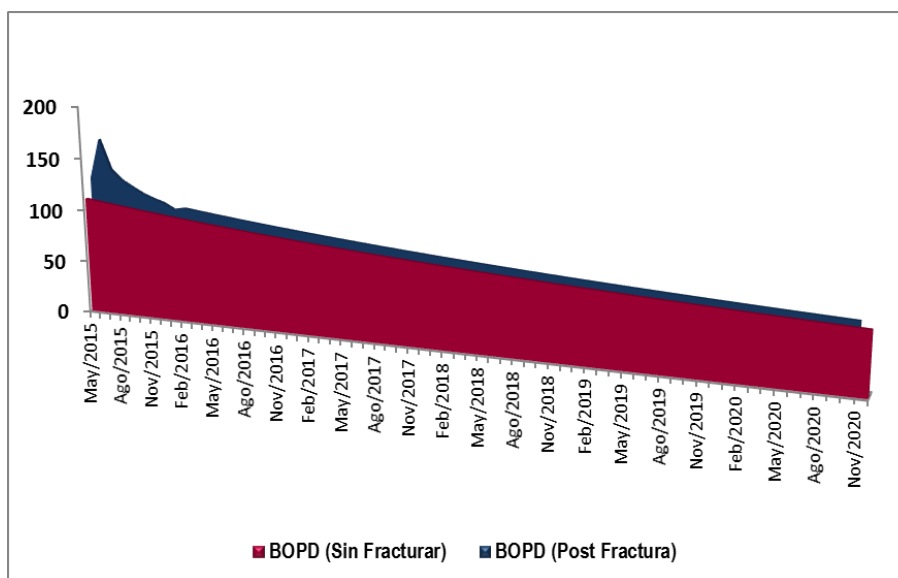


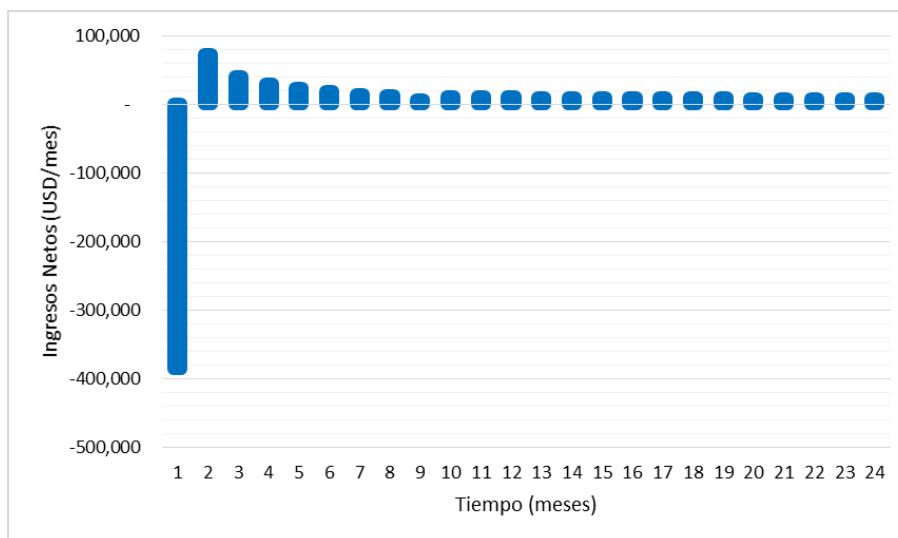
Gráfico 57. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 4



7.4.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 383.610 USD, con un VPN positivo de 507.767 USD y una eficiencia de 1,3237 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 11 meses. A continuación se muestra el gráfico 57, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 58. Flujo de caja, pozo 4



7.5 POZO 5

7.5.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Como se puede observar en la tabla 81 se encuentran los datos de producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos del pozo 5 antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 81. Declinación y producción del pozo 5

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	90	Producción (BOPD)	77
Mes producción (2015)	Junio	Mes producción (2015)	Septiembre
Tasa de declinación (%)	14.2	Tasa de declinación (%)	9.5
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico realizado para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 37 BOPD y una producción acumulada de 163.711 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 36 BOPD y una producción acumulada de 211.162 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 58, 59 y 60.

Gráfico 59. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 5

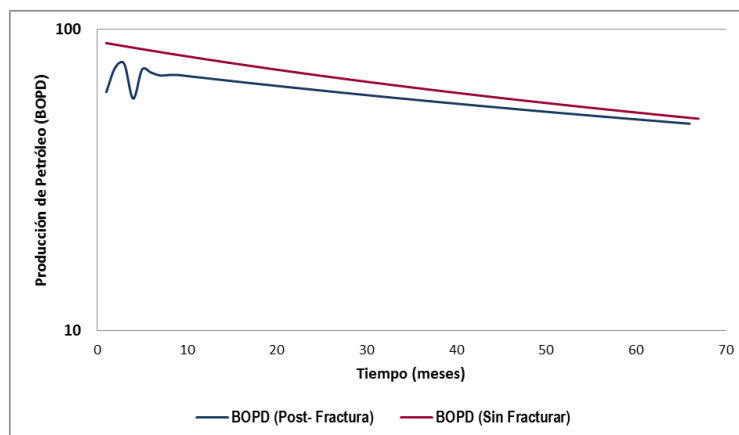


Gráfico 60. Producción acumulada de petróleo, pozo 5

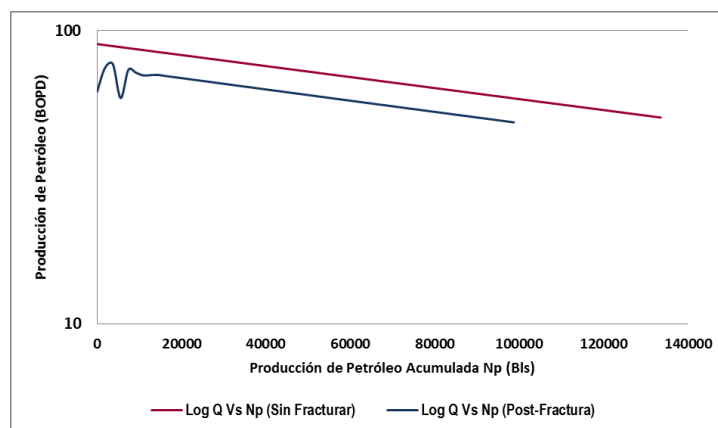
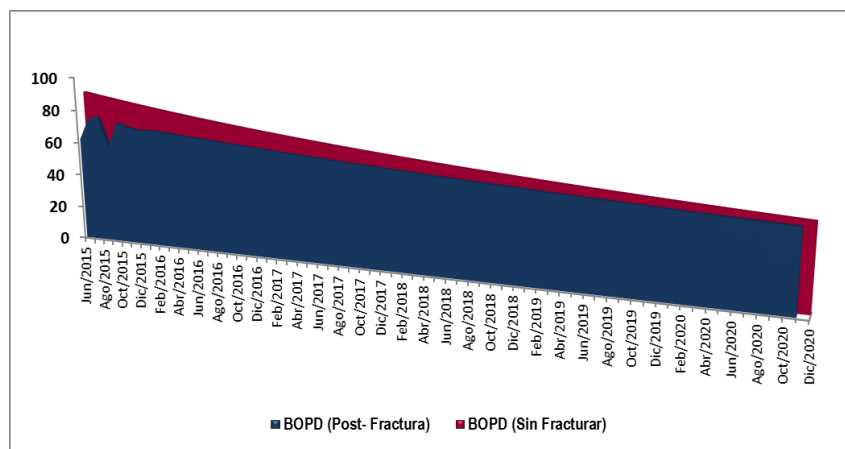


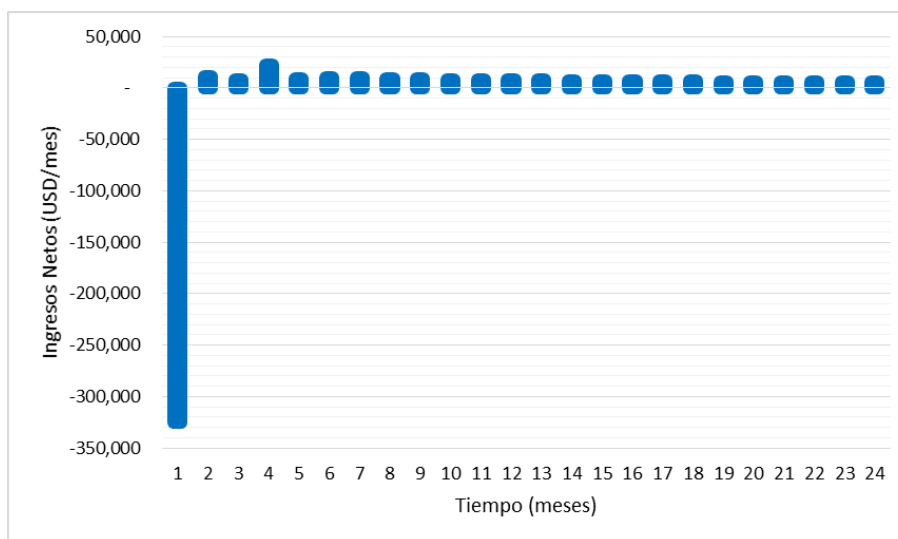
Gráfico 61. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 5



7.5.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico no fue rentable, el costo de la inversión fue 328.582 USD, con un VPN positivo de 159.644 USD y una eficiencia de 0,4859 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 22 meses. A continuación se muestra el gráfico 61, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 62. Flujo de caja, pozo 5



7.6 POZO 6

7.6.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Como se observa en la tabla 82, los datos de la producción del pozo 6 reflejan que el fracturamiento hidráulico no fue efectivo, la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos se muestran a continuación antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 82. Declinación y producción del pozo 6

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	67	Producción (BOPD)	63
Mes producción (2015)	Agosto	Mes producción (2015)	Septiembre
Tasa de declinación (%)	14.9	Tasa de declinación (%)	13.9
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

Mediante el pronóstico realizado de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, se puede analizar que el fracturamiento hidráulico no tuvo buenos resultados ya que tendrá un aporte de 22 BOPD y una producción acumulada de 145.960 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 26 BOPD y una producción acumulada de 152.487 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 62, 63 y 64.

Gráfico 63. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 6

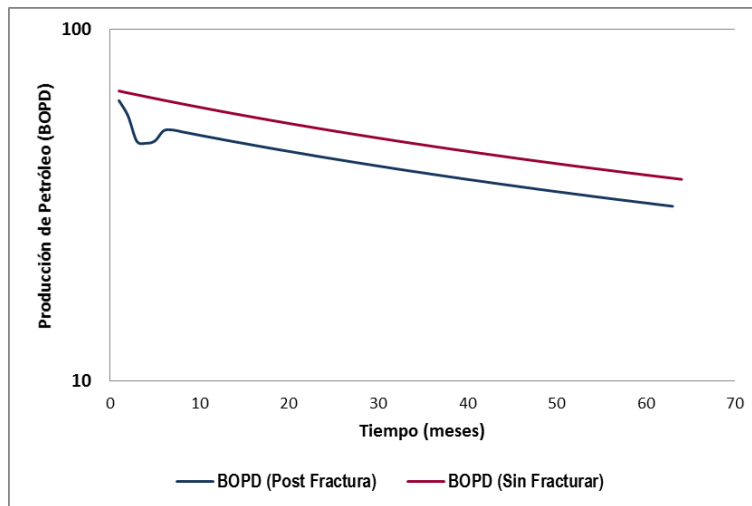


Gráfico 64. Producción acumulada de petróleo, pozo 6

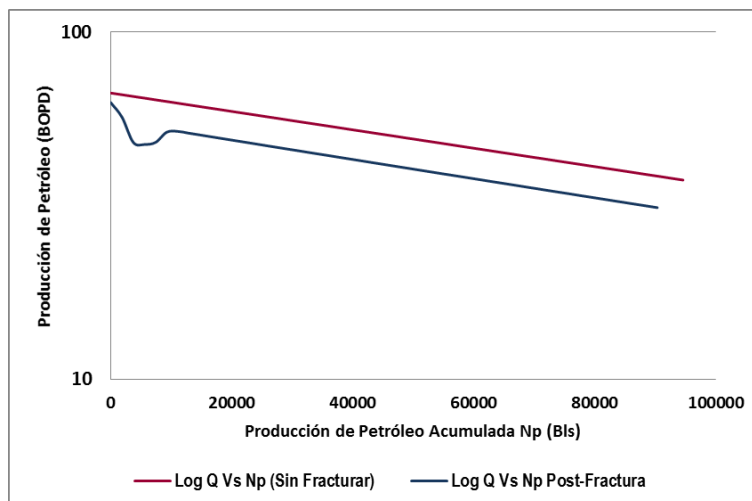
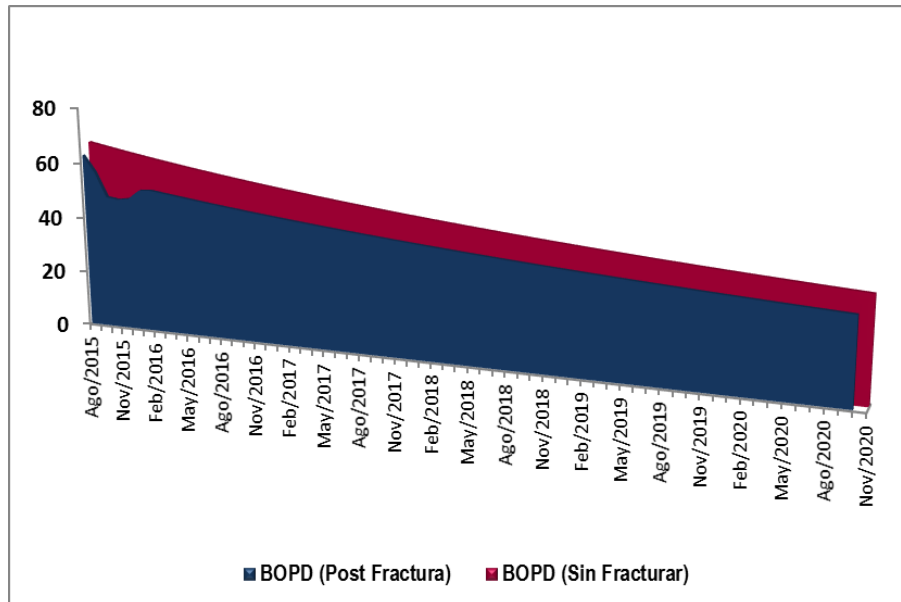


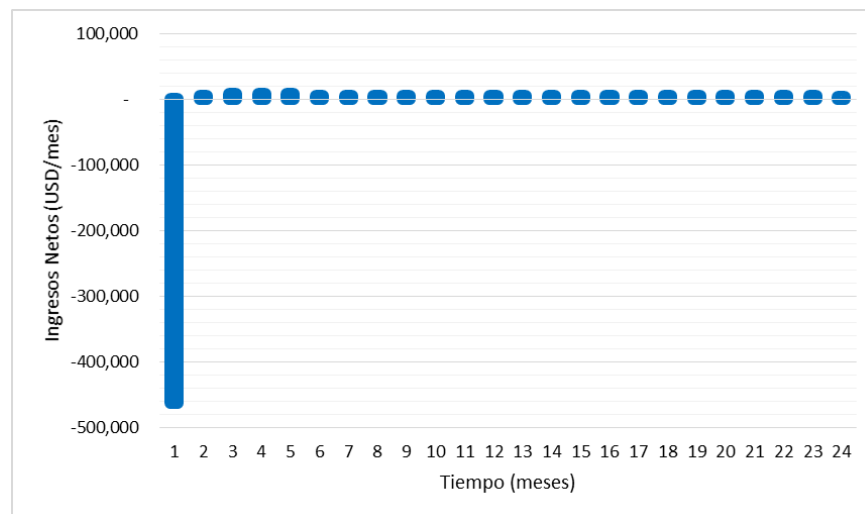
Gráfico 65. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 6



7.6.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico no fue rentable, el costo de la inversión fue 451.908 USD, con un VPN positivo de 150.951 USD y una eficiencia de 0.3340 a diciembre del 2025; la inversión se recuperará en 64 meses. A continuación se muestra el gráfico 65, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 66. Flujo de caja, pozo 6



7.7 POZO 7

7.7.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Para el pozo 7, se observarán solo datos post-fracturamiento ya que dicho pozo estaba abandonado hasta el fracturamiento hidráulico, en la tabla 83 tenemos los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción:

Tabla 83. Declinación y producción del pozo 7

POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	193
Mes producción (2015)	Diciembre
Tasa de declinación (%)	31.6
Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico para el pozo da como resultado para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, un aporte de 29 BOPD y una producción acumulada de 174.594 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 66, 67 y 68.

Gráfico 67. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 7

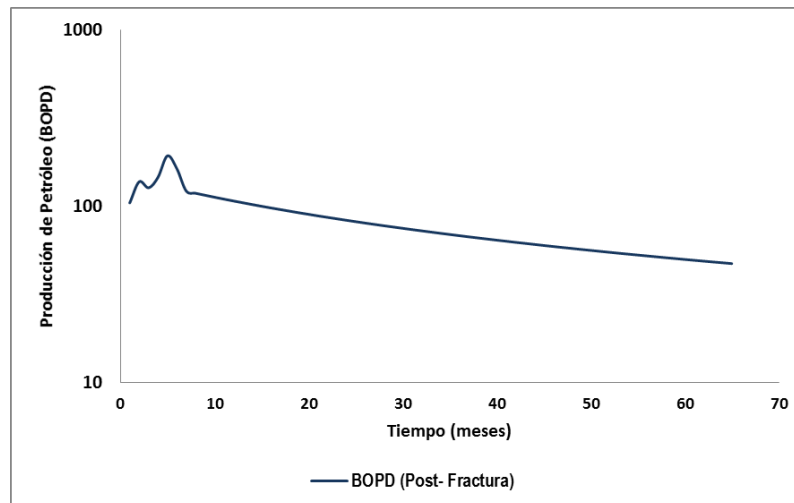


Gráfico 68. Producción acumulada de petróleo, pozo 7

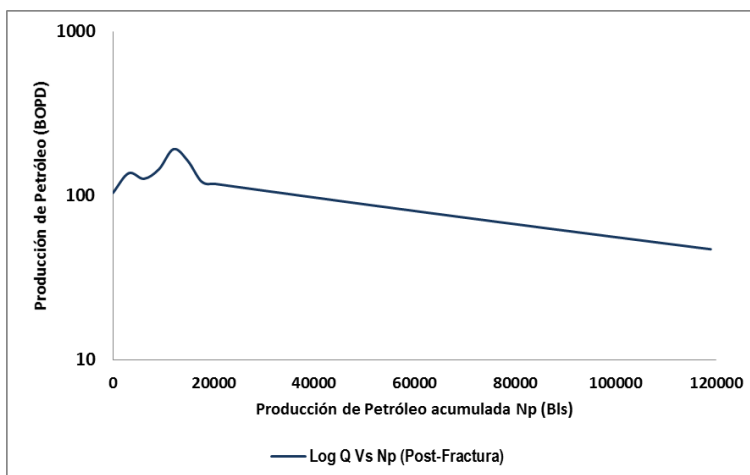
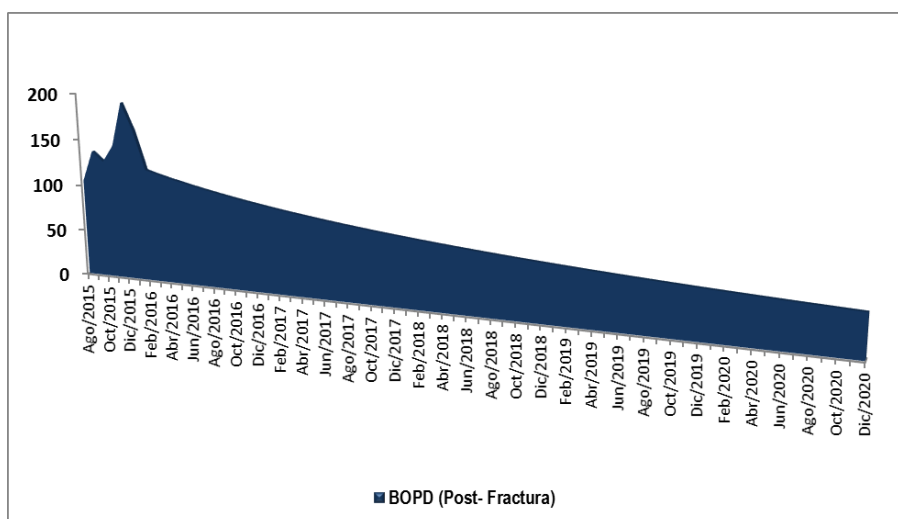


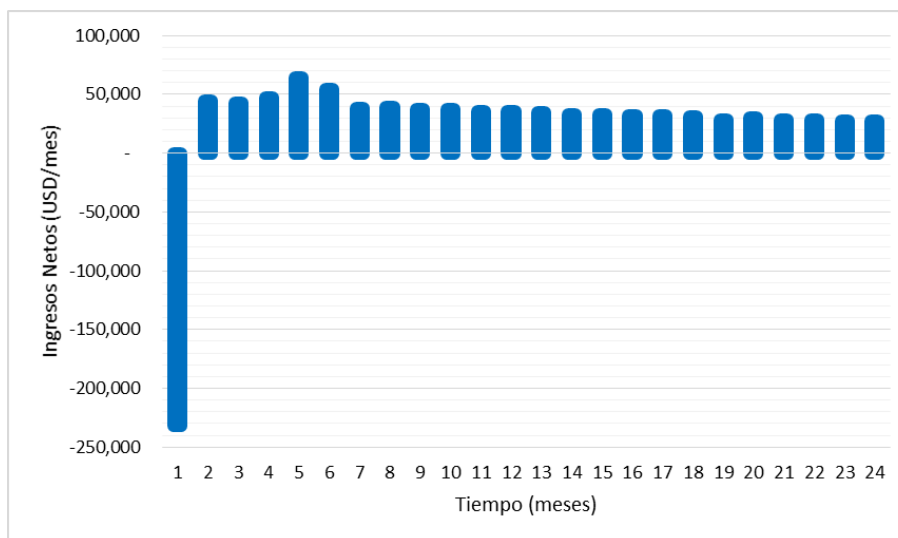
Gráfico 69. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 7



7.7.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía fracturamiento hidráulico fue rentable el costo de la inversión fue 258.633 USD, con un VPN positivo de 2'178.946 USD y una eficiencia de 8.4249 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 4 meses. A continuación se muestra el gráfico 69, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 70. Flujo de caja, pozo 7



7.8 POZO 8

7.8.1 CURVA DE DECLINACIÓN

En la tabla 84 se muestra los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción del pozo antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 84. Declinación y producción del pozo 8

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	75	Producción (BOPD)	109
Mes producción (2015)	Noviembre	Mes producción (2015)	Diciembre
Tasa de declinación (%)	21	Tasa de declinación (%)	21
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, da un aporte de 32 BOPD y una producción acumulada de 214.488 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 24 BOPD y una producción acumulada de 148.236 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 70, 71 y 72.

Gráfico 71. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 8

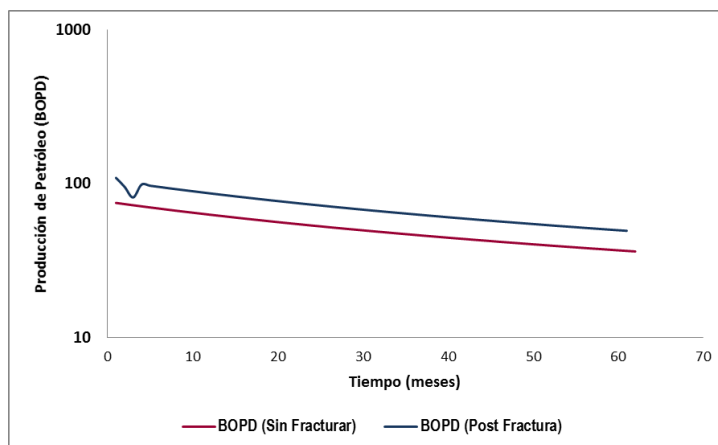


Gráfico 72. Producción acumulada de petróleo, pozo 8

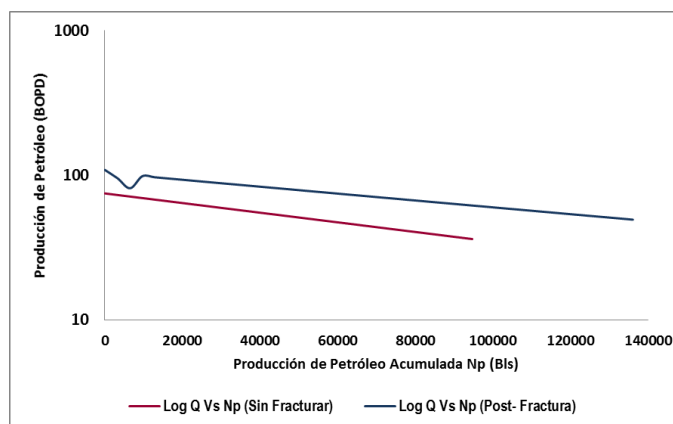
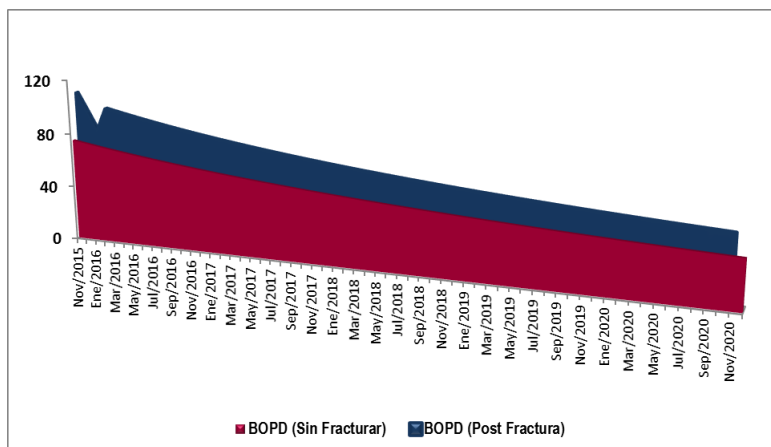


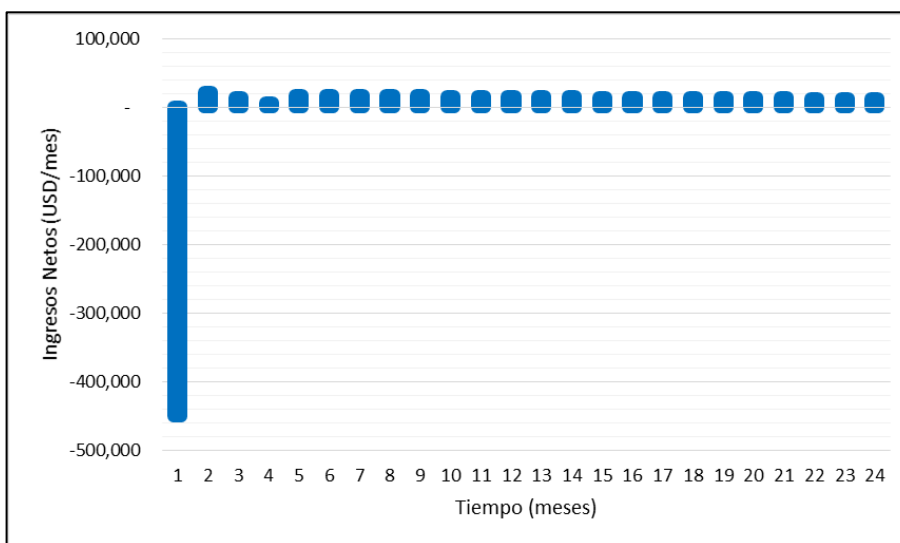
Gráfico 73. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 8



7.8.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 429.507 USD, con un VPN positivo de 835.166 USD y una eficiencia de 1.9445 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 17 meses. A continuación se muestra el gráfico 73, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 74. Flujo de caja, pozo 8



7.9 POZO 9

7.9.1 CURVA DE DECLINACIÓN

En la tabla 85 se observa los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción del pozo para antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 85. Declinación y producción del pozo 9

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	70	Producción (BOPD)	220
Mes producción (2014)	Septiembre	Mes producción (2014)	Diciembre
Tasa de declinación (%)	8.3	Tasa de declinación (%)	14.1
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, dará un aporte de 45 BOPD y una producción acumulada de 538.227 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 36 BOPD y una producción acumulada de 203.025 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 74, 75 y 76.

Gráfico 75. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 9

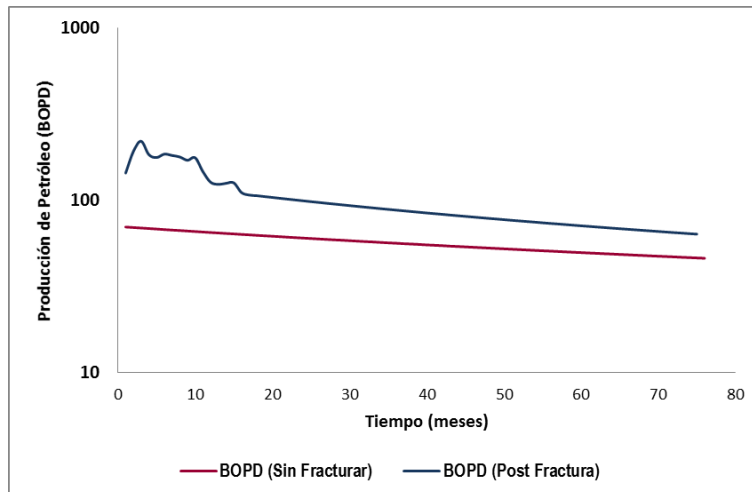


Gráfico 76. Producción acumulada de petróleo, pozo 9

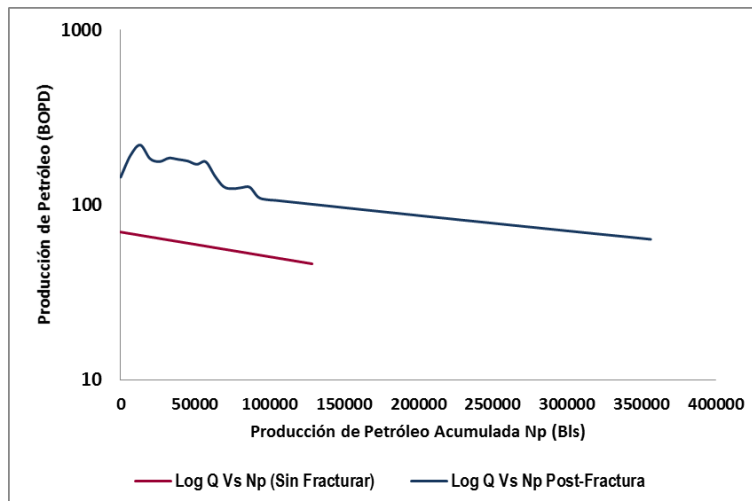
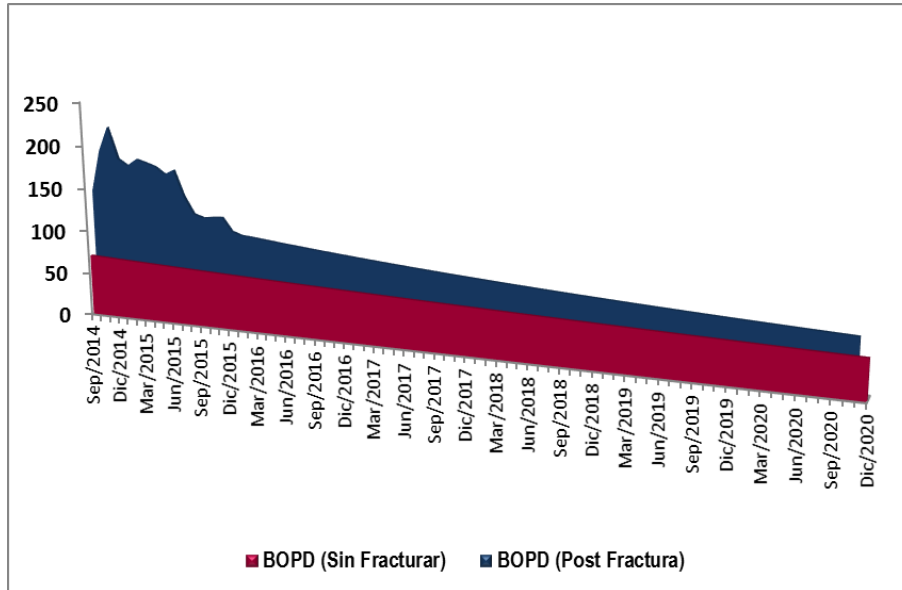


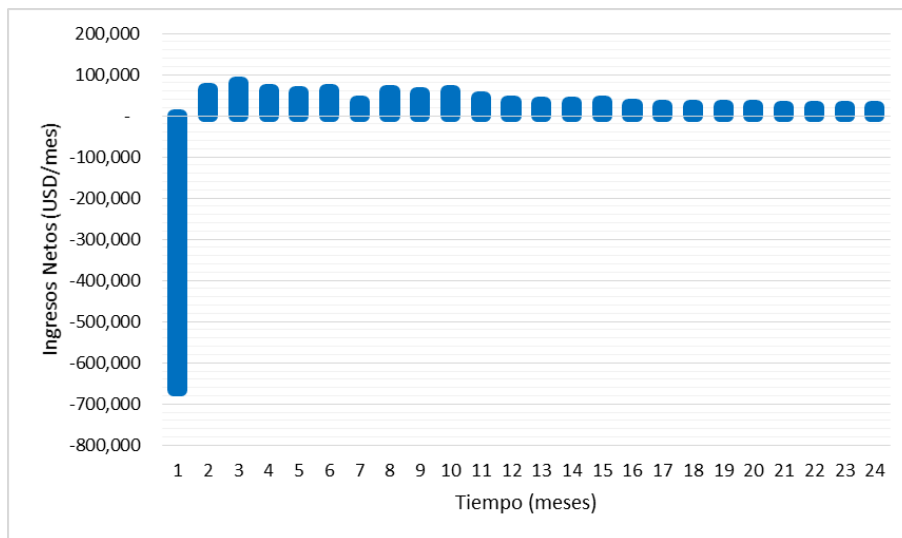
Gráfico 77. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 9



7.9.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 661.278 USD, con un VPN positivo de 1'546.339 USD y una eficiencia de 2.3384 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 7 meses. A continuación se muestra el gráfico 77, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 78. Flujo de caja, pozo 9



7.10 POZO 10

7.10.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción del pozo para antes y después del fracturamiento hidráulico pueden ser observados en la tabla 86:

Tabla 86. Declinación y producción del pozo 10

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	89	Producción (BOPD)	186
Mes producción (2015)	Septiembre	Mes producción (2015)	Octubre
Tasa de declinación (%)	13.5	Tasa de declinación (%)	14.1
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, dará un aporte de 69 BOPD y una producción acumulada de 427.706 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 37 BOPD y una producción acumulada de 209.052 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 78, 79 y 80.

Gráfico 79. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 10

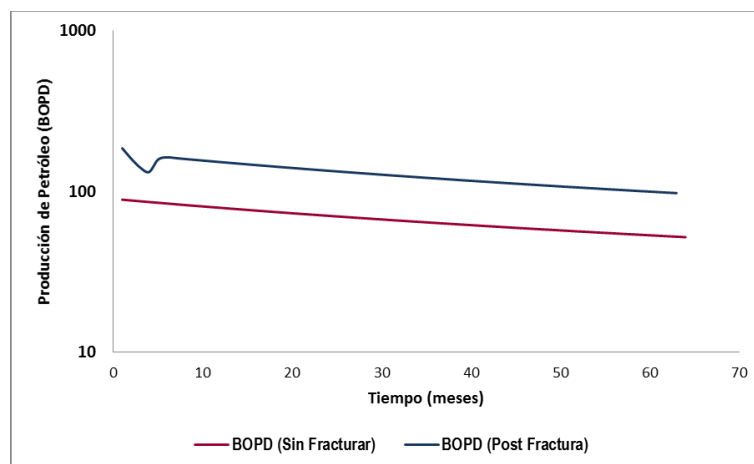


Gráfico 80. Producción acumulada de petróleo, pozo 10

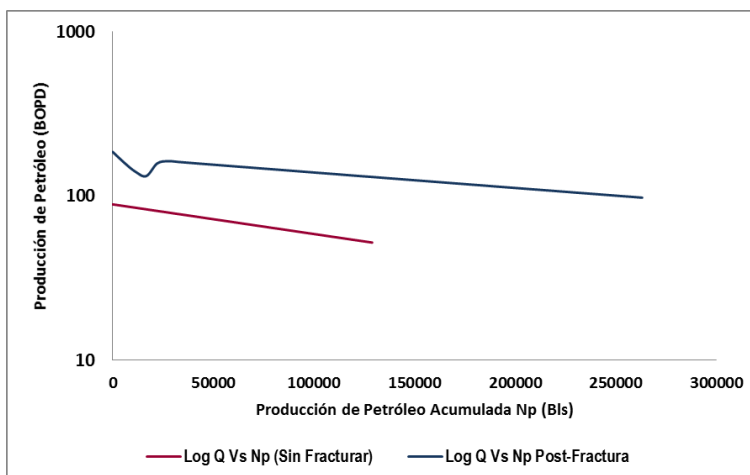
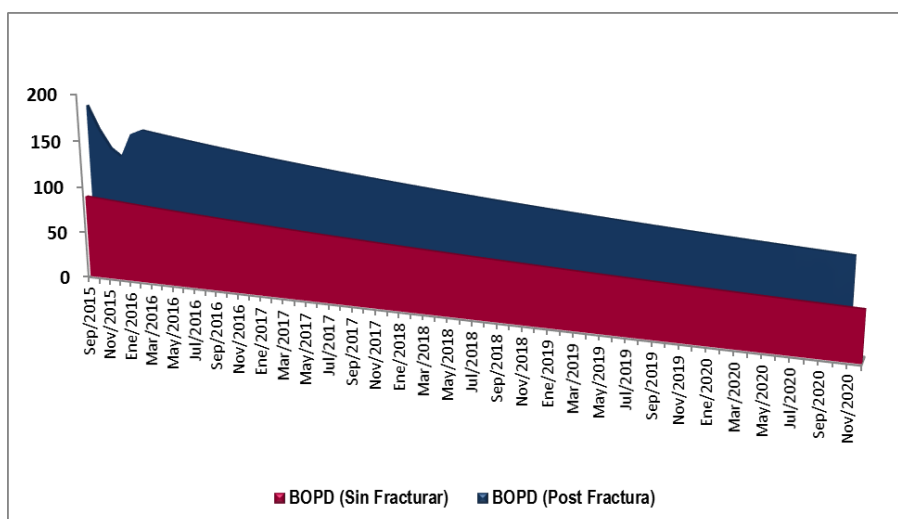


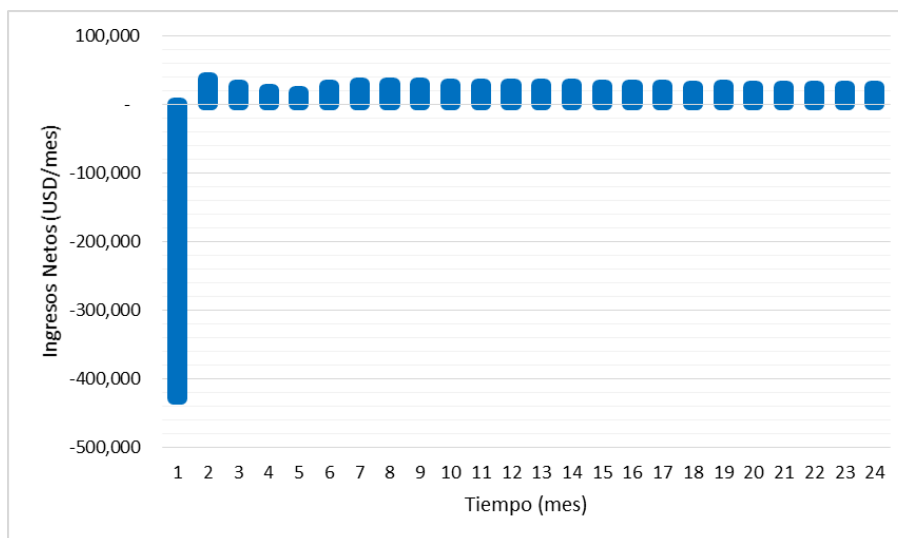
Gráfico 81. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 10



7.10.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 401.311 USD, con un VPN positivo de 1'970.505 USD y una eficiencia de 4.9102 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 10 meses. A continuación se muestra el gráfico 81, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 82. Flujo de caja, pozo 10



7.11 POZO 11

7.11.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Para el pozo 11, los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada al pozo antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la tabla 87:

Tabla 87. Declinación y producción del pozo 11

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	46	Producción (BOPD)	123
Mes producción (2014)	Noviembre	Mes producción (2014)	Diciembre
Tasa de declinación (%)	15.6	Tasa de declinación (%)	9.7
Tipo de declinación	Hiperbólica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, dará un aporte de 38 BOPD y una producción acumulada de 335.603 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 12 BOPD y una producción acumulada de 97.607 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 82, 83 y 84.

Gráfico 83. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 11

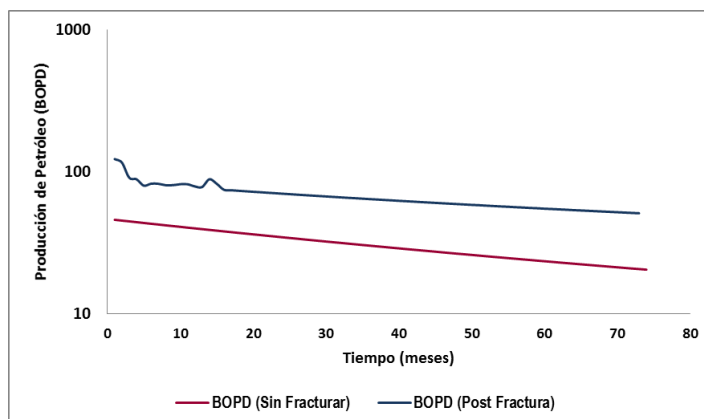


Gráfico 84. Producción acumulada de petróleo, pozo 11

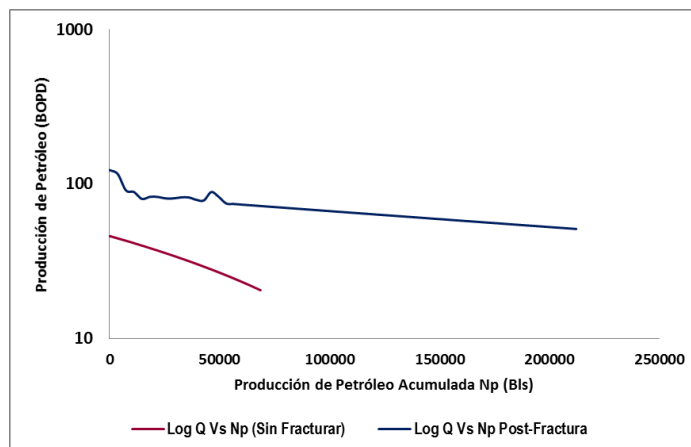
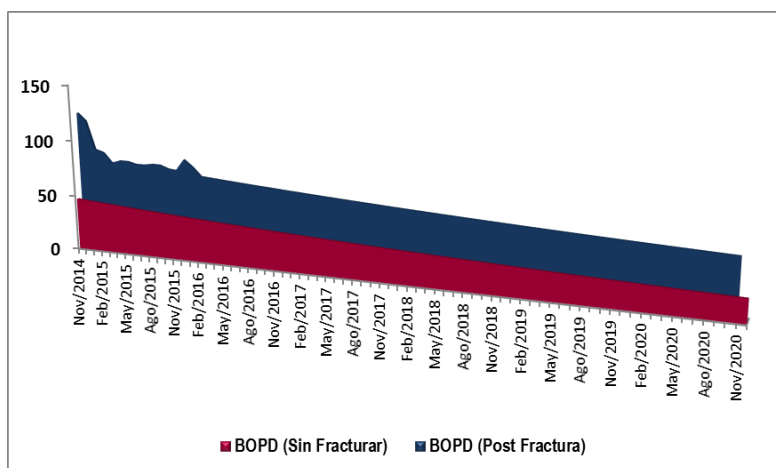


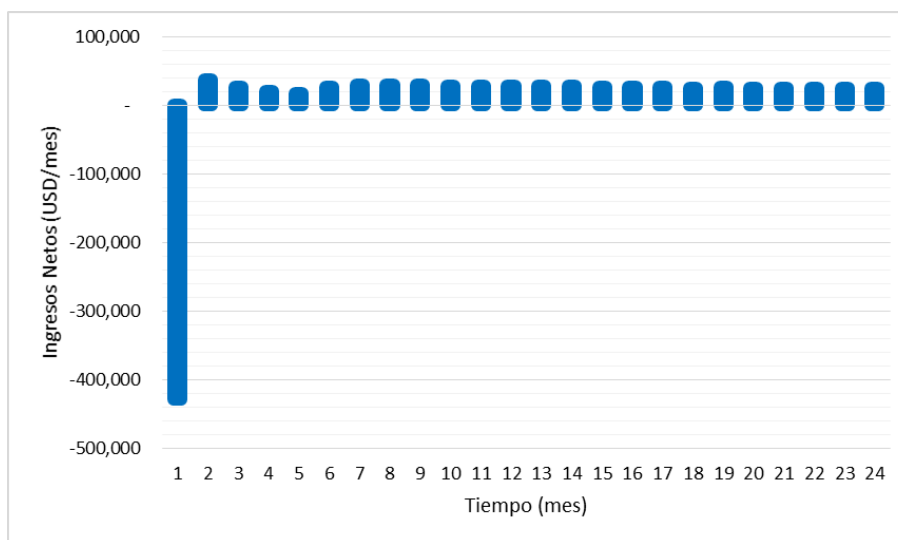
Gráfico 85. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 11



7.11.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 620.744 USD, con un VPN positivo de 1'688.926 USD y una eficiencia de 2,7208 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 18 meses. A continuación se muestra el gráfico 85, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 86. Flujo de caja, pozo 11



7.12 POZO 12

7.12.1 CURVA DE DECLINACIÓN

En el pozo 12, el fracturamiento hidráulico no dio muy buenos resultados, siendo los datos de la producción casi iguales antes y después del fracturamiento; en la tabla 88 se muestra la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción del pozo:

Tabla 88. Declinación y producción del pozo 12

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	40	Producción (BOPD)	50
Mes producción (2015)	Junio	Mes producción (2015)	Julio
Tasa de declinación (%)	26.5	Tasa de declinación (%)	26
Tipo de declinación	Hiperbólica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, dará un aporte de 10 BOPD y una producción acumulada de 91.289 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 6 BOPD y una producción acumulada de 61.196 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 86, 87 y 88.

Gráfico 87. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 12

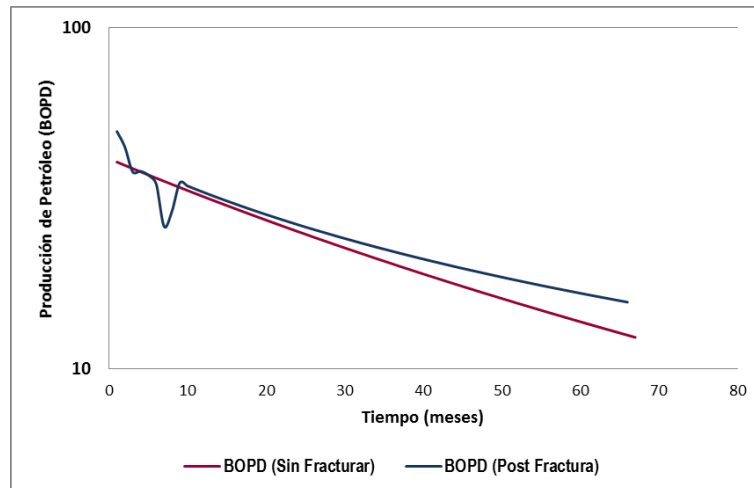


Gráfico 88. Producción acumulada de petróleo, pozo 12

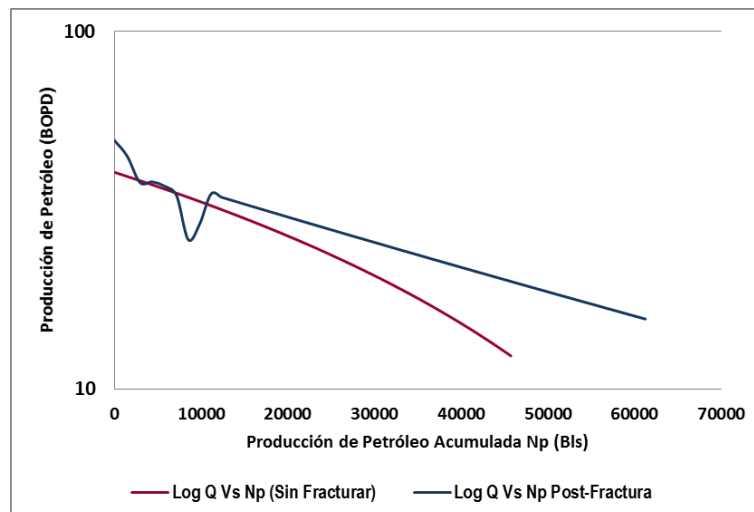
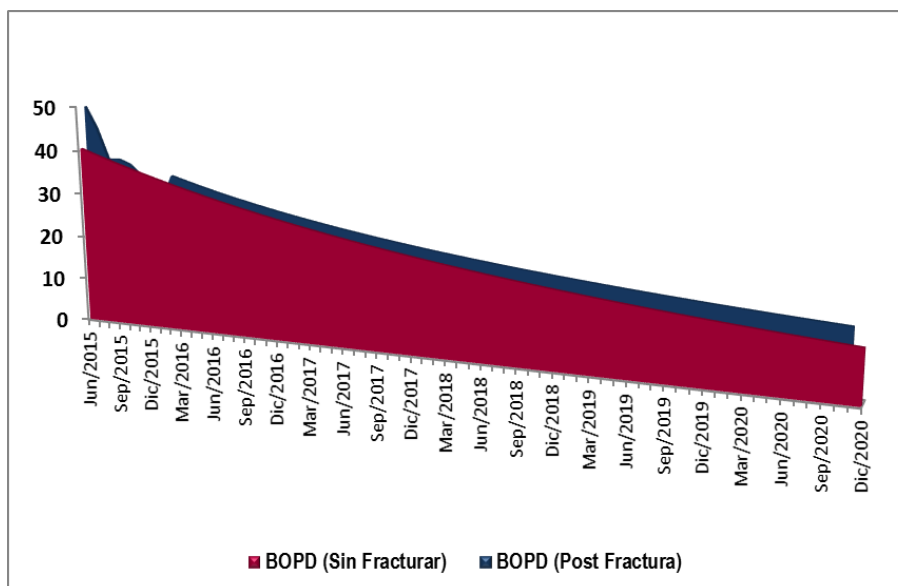


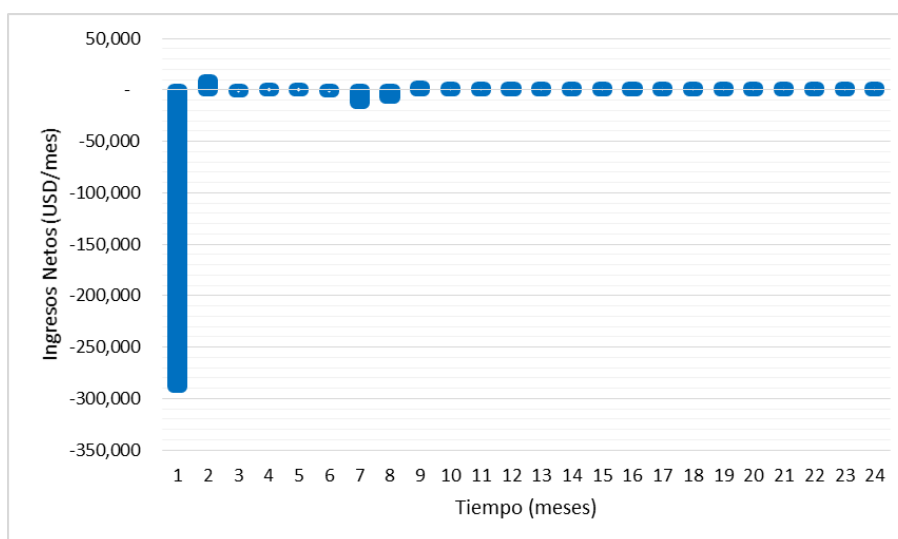
Gráfico 89. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 12



7.12.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico no fue rentable, el costo de la inversión fue 294.756 USD, con un VPN positivo de 357.236 USD y una eficiencia de 1.2120 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 61 meses. A continuación se muestra el gráfico 89, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 90. Flujo de caja, pozo 12



7.13 POZO 13

7.13.1 CURVA DE DECLINACIÓN

Para el pozo 13, se observa los datos de la producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 89. Declinación y producción del pozo 13

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	53	Producción (BOPD)	75
Mes producción (2015)	Febrero	Mes producción (2015)	Abril
Tasa de declinación (%)	13.1	Tasa de declinación (%)	20.8
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

Para este pozo el pronóstico para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 22 BOPD y una producción acumulada de 154.500 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 22 BOPD y una producción acumulada de 130.471 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 90, 91 y 92.

Gráfico 91. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 13

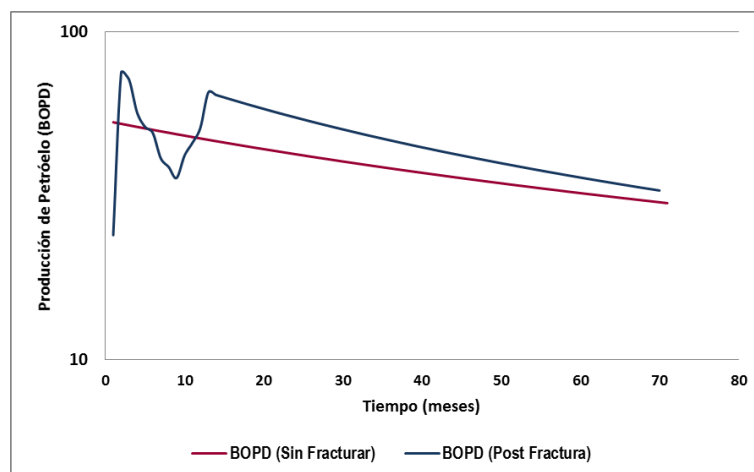


Gráfico 92. Producción acumulada de petróleo, pozo 13

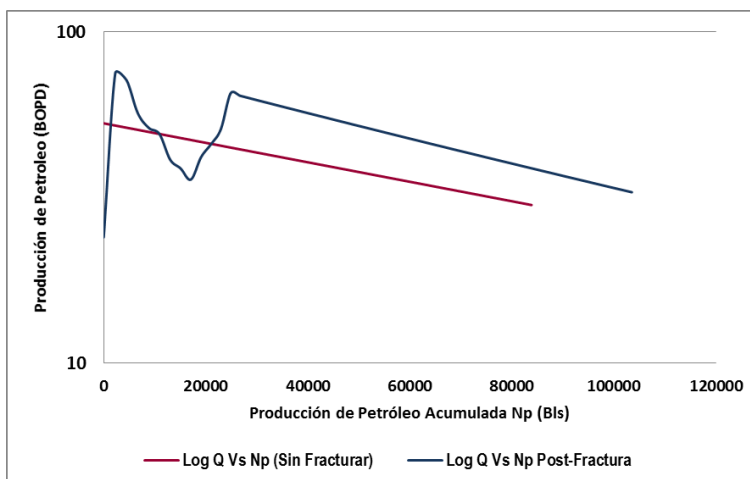
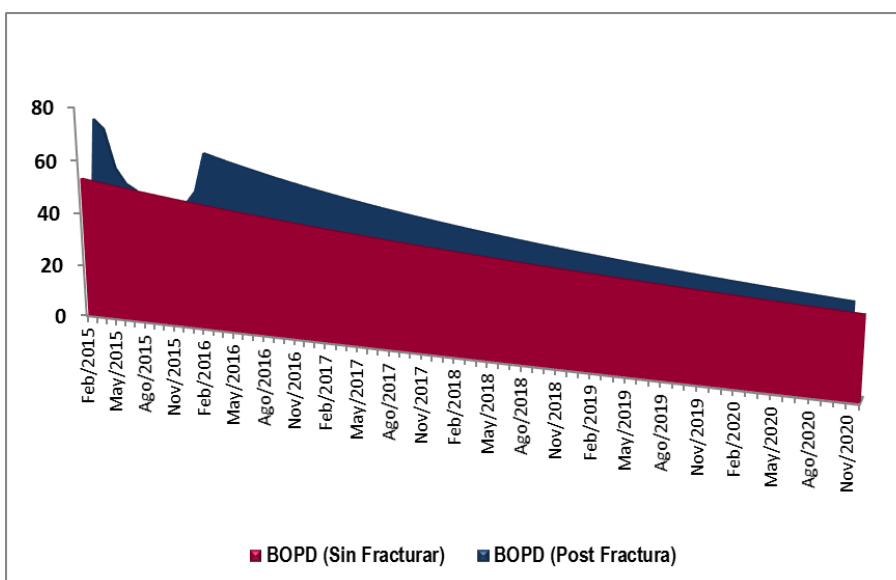


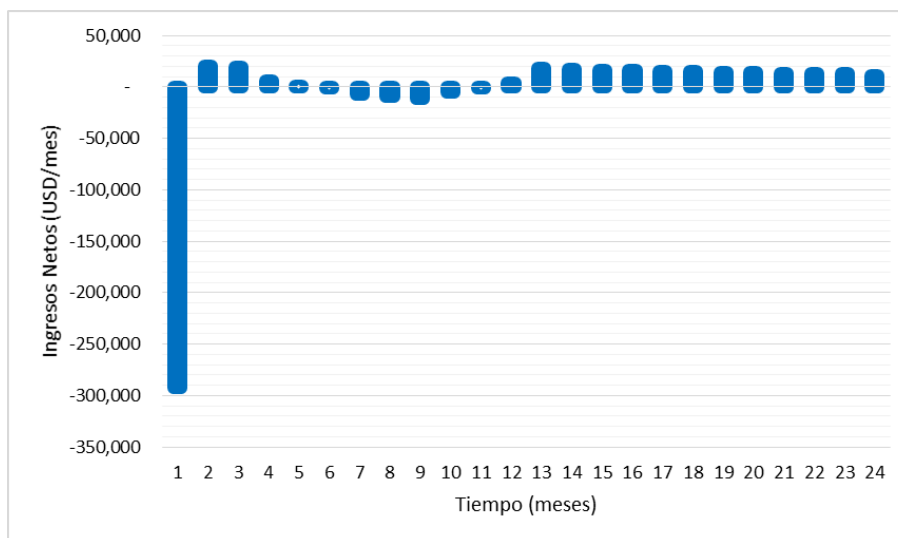
Gráfico 93. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 13



7.13.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 253.818 USD, con un VPN positivo de 347.655 USD y una eficiencia de 1,3697 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 22 meses. A continuación se muestra el gráfico 93, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 94. Flujo de caja, pozo 13



7.14 POZO 14

7.14.1 CURVA DE DECLINACIÓN

El pozo 14 presenta mediante la tabla 90 los datos de la producción, tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 90. Declinación y producción del pozo 14

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	60	Producción (BOPD)	99
Mes producción (2015)	Septiembre	Mes producción (2015)	Diciembre
Tasa de declinación (%)	9.2	Tasa de declinación (%)	13.4
Tipo de declinación	Hiperbólica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico de la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, da como resultado que el pozo tendrá un aporte de 38 BOPD y una producción acumulada de 231.978 BO, si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 27 BOPD y una producción acumulada de 158.134 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 94, 95 y 96.

Gráfico 95. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 14

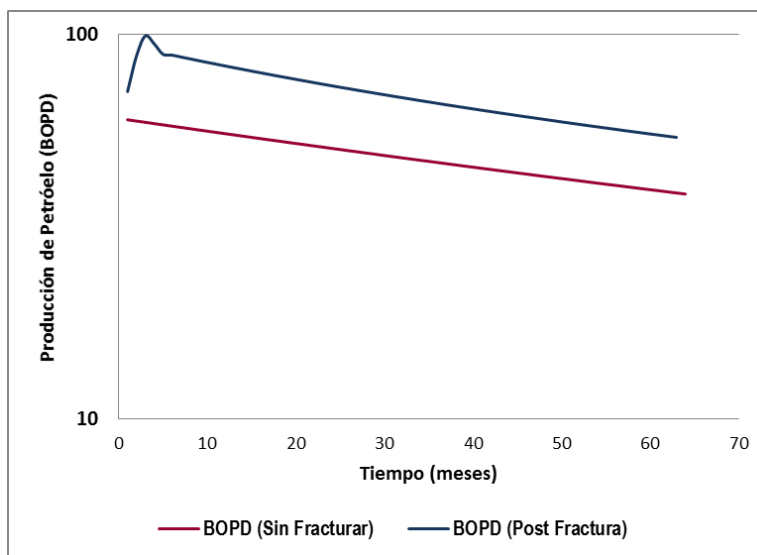


Gráfico 96. Producción acumulada de petróleo, pozo 14

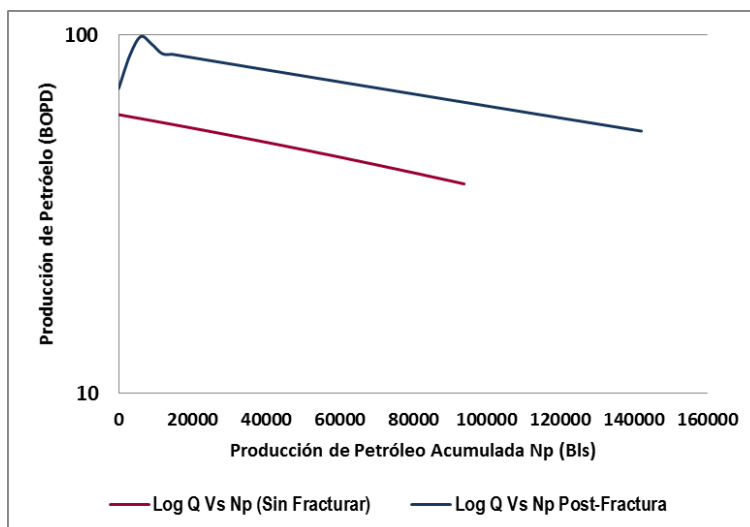
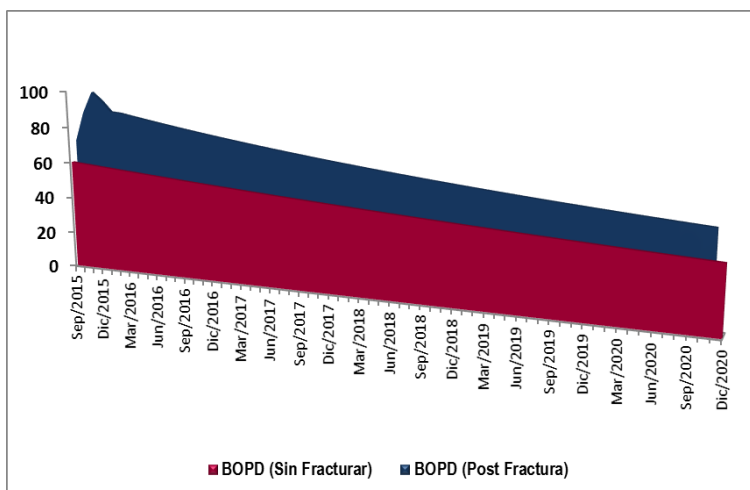


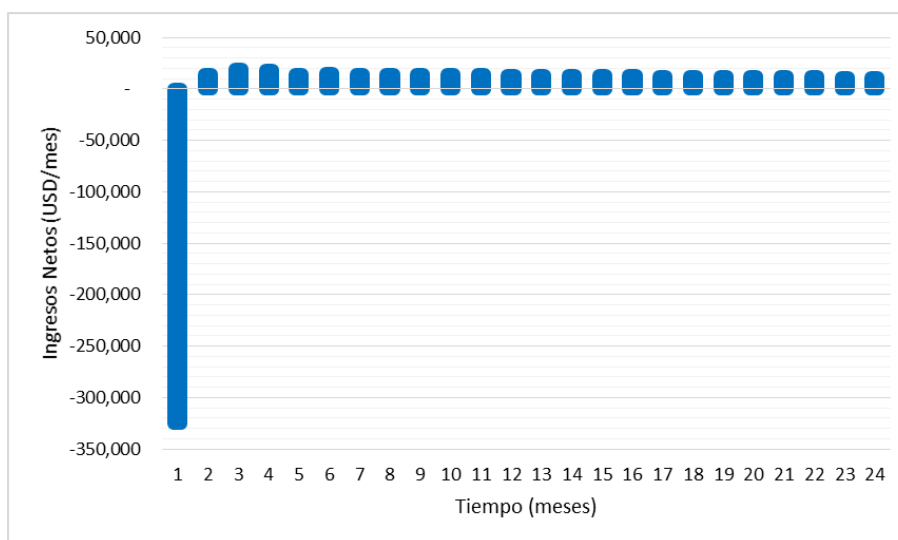
Gráfico 97. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 14



7.14.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 319.327 USD, con un VPN positivo de 849.676 USD y una eficiencia de 2,6608 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 13 meses. A continuación se muestra el gráfico 97, en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 98. Flujo de caja, pozo 14



7.15 POZO 15

7.15.1 CURVA DE DECLINACIÓN

En la tabla 91 dada a continuación se tienen los datos de la tasa de declinación y el tipo de declinación ajustada a los datos de producción del pozo antes y después del fracturamiento hidráulico:

Tabla 91. Declinación y producción del pozo 15

SIN FRACTURAMIENTO		POST-FRACTURAMIENTO	
Producción (BOPD)	78	Producción (BOPD)	222
Mes producción (2015)	Marzo	Mes producción (2015)	Mayo
Tasa de declinación (%)	12.3	Tasa de declinación (%)	20.1
Tipo de declinación	Armónica	Tipo de declinación	Armónica

El pronóstico realizado para el pozo nos da como resultado para la tasa y producción acumulada de aceite a 10 años, un aporte de 40 BOPD y una producción acumulada de 461.804 BO, mientras que si el pozo no se hubiera fracturado, el pronóstico daría una tasa de 34 BOPD y una producción acumulada de 194.838 BO. Lo descrito anteriormente se observa en el gráfico 98, 99 y 100.

Gráfico 99. Tasa de producción de petróleo en función del tiempo, pozo 15

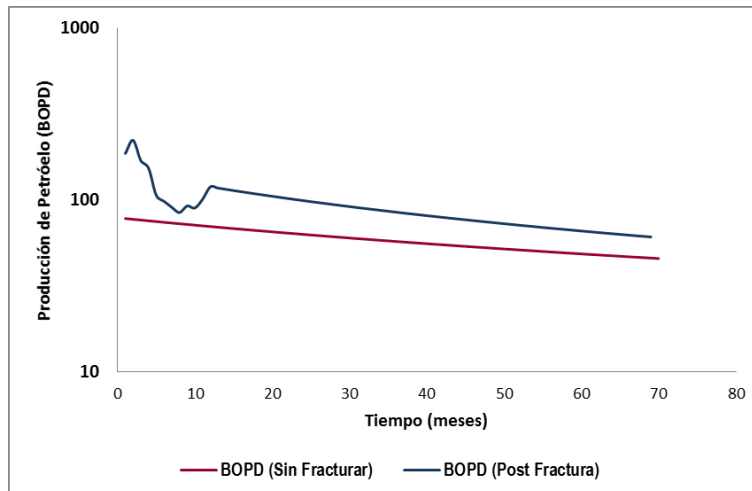


Gráfico 100. Producción acumulada de petróleo, pozo 15

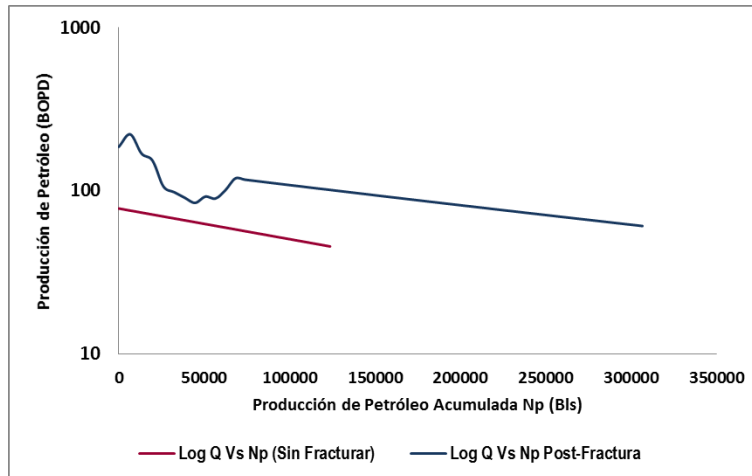
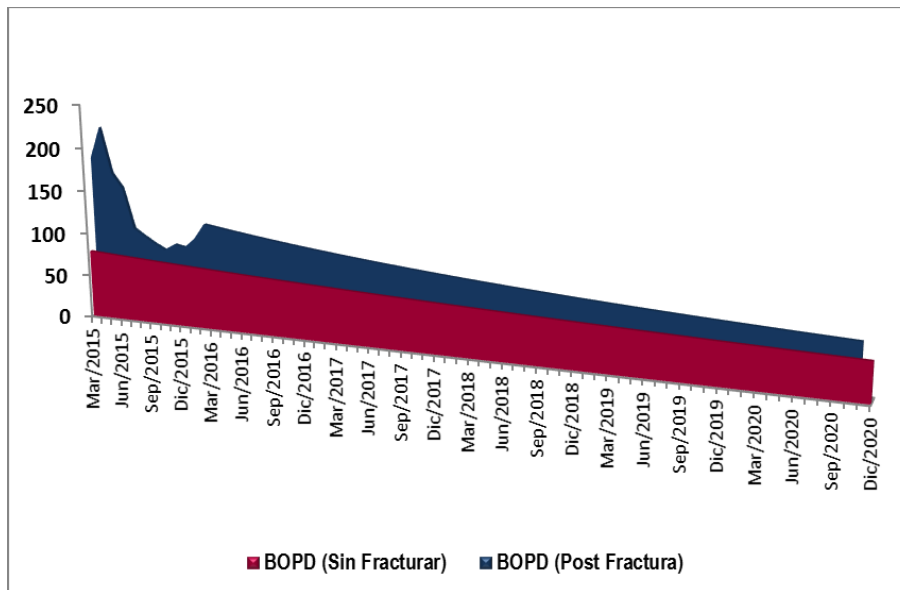


Gráfico 101. Producción acumulada en función del tiempo, pozo 15



7.15.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la compañía el fracturamiento hidráulico fue rentable, el costo de la inversión fue 442.875 USD, con un VPN positivo de 1'092.987 USD y una eficiencia de 2.4679 a diciembre de 2025; la inversión se recuperará en 12 meses. A continuación se muestra el gráfico 101 en el que se evidencia los ingresos netos en USD en función de 24 meses.

Gráfico 102. Flujo de caja, pozo 15

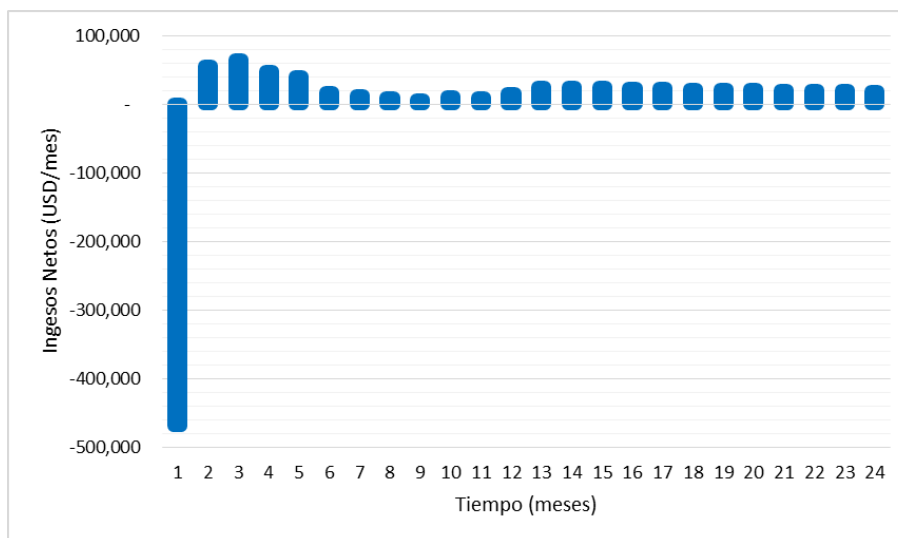


Tabla 92. Resumen general de la evaluación económica de los 15 pozos

POZO	INVERSION (USD)	VPN	RECUPERACION DE LA INVERSION (MESES)	EFI	NP (BOPD)	NP (BOPD)
					FRACTURADO	SIN FRACTURAR
1	522.912	4.830.432	6	9,2376	798.648	244.757
2	312.392	1.292.011	6	4,1359	569.003	320.645
3	370.143	1.566.969	8	4,2334	437.573	213.231
4	383.610	507.767	11	1,3237	386.968	255.004
5	328.582	159.644	22	0,4859	163.711	211.162
6	451.908	150.951	64	0,3340	145.960	152.487
7	258.633	2.178.946	4	8,4249	-	174.594
8	429.507	835.166	17	1,9445	214.488	148.236
9	661.278	1.165.114	6	1,7619	538.227	203.025
10	401.311	1.970.505	10	4,9102	427.706	209.052
11	620.744	1.688.926	18	2,7208	335.603	97.607
12	294.756	357.236	61	1,2120	91.289	61.196
13	253.818	347.655	22	1,3697	154.500	130.471
14	319.327	849.676	13	2,6608	231.978	158.134
15	442.875	1.092.987	12	2,4679	461.804	194.838

CONCLUSIONES

- A nivel mundial, el 70% de la producción de petróleo proviene de los campos maduros, los cuales presentan alto corte de agua; razón por la cual las empresas hoy en día están en búsqueda de nuevas tecnologías que permitan aumentar el recobro en estos yacimientos. Motivo por el cual se diseñó la tecnología CW-FRAC la cual fue exitosa en la mayoría de los pozos que se empleó logrando hacer un control efectivo del agua que se pueda contactar con la fractura evidenciándose en la disminución del corte de agua de los pozos reportada en las formas ministeriales.
- Mediante el análisis del flujo de caja realizado para los 15 pozos, se logra observar que el balance en general de la inversión realizada para la campaña es rentable ya que en cuestión de tiempo a diciembre de 2020 ya se ha recuperado la inversión además de generar unos ingresos netos de 12'123.253 USD, una cifra favorable para la compañía.
- Como se pudo observar en el análisis nodal, en la mayoría de los pozos aumento su producción, algunos llegando a producir el doble, lo que quiere decir que la vida productiva del pozo fue prolongada llegando a ser su AOF el doble y hasta el triple de mayor al valor que tenía antes del fracturamiento hidráulico.
- El programa presenta muy buenas características al momento de modelar la producción antes y después del fracturamiento hidráulico llegando a obtener valores muy similares a los reportados en las formas ministeriales; para que exista un menor índice de error se deberá tener seguridad de que la información suministrada es de completa veracidad para así obtener mejores resultados.
- El Np o producción de petróleo acumulada antes del fracturamiento al año 2020 llegaba a ser 1'681.495, después del fracturamiento se logró llevar este valor a 3'294.748, dando como resultado que la técnica del fracturamiento hidráulico da una producción incremental llegando a ser el doble de la que se pudo haber obtenido sin haberse hecho el fracturamiento hidráulico.
- El análisis tanto de producción como económico mostro que las formaciones productoras del campo San Francisco, representan buena respuesta a los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados; evidenciando la efectividad de este tipo de operaciones.
- La técnica en los trabajos propuestos por Halliburton, como son el fracturamiento hidráulico con el uso del CW-FRAC, han sido óptimos y

satisfactorios para los objetivos durante la campaña realizada en el campo San Francisco.

- A nivel operacional, es necesario realizar un análisis de Minifrac en cada formación o intervalo de interés a fracturar, esto con el fin de tener certeza de los parámetros de operación y lograr un mejor ajuste en los diseños de la geometría de fractura.

RECOMENDACIONES

- Con los resultados obtenidos en estos trabajos de fracturamiento hidráulico se puede generar una curva de aprendizaje que muestre la importancia de un análisis exhaustivo al momento de escoger los mejores candidatos a fracturar en trabajos futuros para el Campo San Francisco.
- Es importante la correlación de los pozos cercanos, en parámetros de propiedades y características del pozo, mecánica de rocas, registros, petrofísica e historia de producción; estudios que generen mayor confianza y certeza al momento de utilizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.
- Debido a los buenos resultados obtenidos durante la campaña propuesta por Halliburton, y a los resultados obtenidos en el estudio correspondiente a este análisis, se recomienda seguir implementando esta técnica en los pozos del campo San Francisco, como un método eficiente para incrementar la producción de crudo durante el tiempo que resta, ya que los análisis económicos arrojan valores positivos frente a la inversión realizada.
- Algunos de los pozos a los cuales se les realizó el fracturamiento hidráulico, en términos operacionales pueden ser optimizados para que tengan una mayor producción.
- En lo posible se recomienda bajar memorias al fondo del pozo para poder realizar un ajuste con la presión real medida en fondo y así no generar tanta incertidumbre en los datos.
- Es requerido que para las próximas operaciones se realice un PLT para poder observar el aporte de cada formación fracturada y de esta manera poder observar el aumento de la producción de estas.
- Se requiere revisar el patrón de inyección de KCU para que permita que zonas como KCL que poseen menor presión logren superarla y poder fluir con mayor facilidad.

BIBLIOGRAFIA

- ECOPETROL, (2013), *Plan de desarrollo integrado Campo San Francisco*, Neiva, Colombia.
- SCHLUMBERGER; Gillerd, M.; Miller, M.; Peña, A. (2011) *fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción*.
- SCHLUMBERGER, *fracturamiento hidráulico* (s.f). Recuperado el 18 de Abril de 2016, de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydraulic_fracturing.aspx
- SCHLUMBERGER; Nolen-Hoeksema, Richard (s.f.), *Definición del concepto de fracturamiento hidráulico*.
- SCHLUMBERGER. (s.f). *Mecánica de Rocas*.
- SCHLUMBERGER, Brady, B; (1992), *Progress in Fracture Treatment Design* Speight, J; (s.f); *Handbook of Hydraulic Fracturing*.
- Parra, R; (2011); *Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos*; Neiva, Colombia; Editorial Universidad Surcolombiana.
- ENERPET; (s.f); *Artificial Lift Division*; Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de <http://www.enerpet.com/site/images/pdf/es/Artf/electrosumergible.pdf>
- BAKER HUGHES CENTRILIFT; (2007); *Submersible Pump Handbook*.
- OILMAIL; (s.f); *Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico*; Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>
- Hernandez, J.; Hernandez, J.; (s.f); Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga – Colombia
- OILMAIL; (s.f); *Sistema de Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas* ; Recuperado el día 19 de Abril de 2016 de http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html

- OILPRODUCTION; (2009); *Análisis de un sistema de producción y Análisis Noda™*; HIRSCHFELDT, M; Recuperado el día 20 de Abril de 2016 de www.oilproduction.net
- BONILLA, L; (s.f); *productividad de pozos de Hidrocarburos*; Neiva, Colombia; Universidad Surcolombiana.
- PARIS, M. (s.f). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela.
- FLOREZ, J; PORRAS, F; (2007); *Determinación del patrón de flujo multifásico*.
- BROWN, K; (1977); *The Technology of Artificial Lift Methods*.
- COLMENARES, K; MUÑOZ, F; (2008); *Análisis de riesgos e incertidumbres aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor*. Universidad Industrial de Santander.
- BELTRÁN, A; CUEVA, H; (1998); *Ejercicios de evaluación privada de proyectos*. Universidad del Pacífico-Centro de Investigación, Lima.