

**ANÁLISIS DE LAS VARIABLES INTEGRADAS QUE INFLUYEN EN LOS
PROCESOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON EL OBJETIVO
DE LA ELECCIÓN DE POZOS ADECUADOS PARA ESTE
PROCEDIMIENTO EN LA ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA**

**DANIEL ORLANDO CAMACHO PEREZ
CHRISTOPHER ALEXANDER VILLAMIZAR VARGAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**ANÁLISIS DE LAS VARIABLES INTEGRADAS QUE INFLUYEN EN LOS
PROCESOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON EL OBJETIVO DE LA
ELECCIÓN DE POZOS ADECUADOS PARA ESTE PROCEDIMIENTO EN LA
ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA**

**DANIEL ORLANDO CAMACHO PEREZ
CHRISTOPHER ALEXANDER VILLAMIZAR VARGAS**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ALEX JOSÉ CUADRADO SALAZAR
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

Nota de Aceptación:

Ing. Fernando Wilson Londoño

Bogotá D.C. Julio de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIAS

Quiero dedicar este proyecto de grado a mis papás, Orlando Camacho y Olga Lucía Pérez, quienes me apoyaron en cada momento, me proporcionaron las herramientas necesarias para salir adelante y explorar el mundo. También a mis profesores, quienes me brindaron parte de su conocimiento y experiencia a lo largo de mi formación académica para mi enriquecimiento intelectual; en especial al ingeniero Alex José Cuadrado Salazar, quien no solo fue mi mentor para la elección y realización de este proyecto de grado, sino también quién me inspiró a ir más allá. Adicionalmente al ingeniero Jaime Amariz, quien me enseñó muchas cosas y me ayudó a enfocarme hacia la rama de la ingeniería de petróleos que más me interesa. Además, a la ingeniera Yuly Paola Peña quien me enseñó los conceptos básicos acerca del fracturamiento hidráulico. También a mi hermano Andrés Felipe y a mis amigos, quienes estuvieron presentes en este proceso y me ayudaron a ser la persona que soy ahora.

Daniel Orlando Camacho Pérez

*Frente a este gran logro y primer paso en mi carrera profesional, quiero agradecer a todas aquellas personas que han estado para mí en los momentos más duros del presente año, en el cual se presentaron circunstancias diferentes a las que estaba acostumbrado a manejar y controlar. Primeramente, a mi familia, a mi querida madre, la cual extraño a cada día y me ha enseñado a manejar los momentos difíciles, a mi padre, persona sin la cual yo no estaría acá, pues me ha brindado su apoyo incondicional en las decisiones que tomo y a mis hermanos, los cuales espero puedan ver el fruto del estudio, el trabajo duro y la disciplina, además a mi mejor amigo, el cual me ha hecho ver la realidad muchas veces y me ha ayudado a crecer como persona. Al cuerpo técnico de **ECOPETROL S.A.**, especialmente al ingeniero y director del trabajo Alex José Cuadrado Salazar, y a la ingeniera Yuly Paola Peña Saenz. Pues, con su excelente apoyo y orientación, pudimos cumplir nuestro objetivo. Finalmente, agradezco a mi compañero, por darme el voto de confianza de trabajar con él y obtener satisfactorios resultados.*

Christopher Alexander Villamizar Vargas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

En especial al Ingeniero ALEX JOSÉ CUADRADO SALAZAR, un profundo agradecimiento, quien fue el precursor para llevar a cabo este proyecto de grado, quien creyó en nuestro trabajo y nos apoyó en cada momento, compartiendo conocimiento y brindándonos información. Gracias por su asesoría continua a lo largo del trabajo de grado, por permitirnos trabajar con él, facilitando la información necesaria y encaminarnos hacia nuestra meta.

A la Ingeniera YULY PAOLA PEÑA SAENZ por el espacio dedicado para aclarar cualquier duda que nos surgiera, agradecerle por la sencillez y claridad con la cual nos transmitió parte de conocimiento en la rama de estimulación hidráulica. Gracias por su paciencia y supervisión en aspectos técnicos para la ejecución de este proyecto de grado.

A la empresa ECOPETROL S.A por brindarnos el espacio necesario para llevar a cabo reuniones y poder recopilar información necesaria para la realización y finalización del presente proyecto de grado.

Al Ingeniero JORGE ÍTALO BAHAMÓN PEDRAZA quien aprobó la realización de este proyecto de grado.

A la UNIVERSIDAD DE AMÉRCIA por habernos permitido formarnos como ingenieros y como profesionales éticos.

Al Geólogo SEBASTIÁN ALEJANDRO GOMEZ ALBA por ayudarnos con las correcciones pertinentes y guiarnos de la mejor manera para la realización final del trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS	30
1.1 LOCALIZACIÓN	30
1.1.1 Vía de acceso	30
1.2 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO CASTILLA	32
1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS	32
1.3.1 Cuenca Llanos Orientales	32
1.3.1.1 Columna estratigráfica	32
1.3.1.2 Estratigrafía	33
1.1.1.1 Modelo Estructural	36
1.1.2 Campo Castilla	37
1.1.2.1 Columna estratigráfica	37
1.1.2.2 Unidades Operacionales	38
1.1.2.3 Modelo Estructural	42
1.1.3 Sistema Petrolífero	43
1.1.3.1 Roca Generadora	44
1.1.3.2 Migración	44
1.1.3.3 Roca Reservorio	44
1.1.3.4 Trampa	44
1.1.3.5 Roca Sello	44
1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	44
1.2.1 Mecanismo de producción	46
1.2.2 Número de pozos	46
1.2.3 Características de yacimiento	46
1.3 FALLAS ASOCIADAS A LOS POZOS FRACTURADOS EN LA ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA	47
1.3.1 Número de pozos fracturados	47
1.3.2 Identificación de fallas asociadas	47

1.3.2.1 Zona 1	48
1.3.2.2 Zona 2	49
1.3.2.3 Zona 3	50
2. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	52
2.1 DEFINICIÓN	52
2.2 OBJETIVOS	52
2.3 RESEÑA HISTÓRICA	53
2.4 ETAPAS	54
2.4.1 Etapa ácida	54
2.4.2 Etapa tapón	55
2.4.3 Etapa secuencial de apuntalante	55
2.4.4 Etapa de limpieza	55
2.5 GENERACIÓN Y PROPAGACIÓN DE FRACTURA	56
2.5.1 Ecuación de conservación de la masa	57
2.5.2 Ecuaciones de apertura del ancho de fractura	57
2.5.3 Ecuaciones de momentum	57
2.5.4 Ecuaciones de continuidad	57
2.5.5 Criterios de propagación de fractura	57
2.6 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	57
2.6.1 Relación de Poisson (ν)	58
2.7 ESFUERZOS INVOLUCRADOS, ORIENTACIÓN Y DIMENSIONES DE FRACTURA	59
2.8 HERRAMIENTAS UTILIZADAS	62
2.8.1 Equipos de superficie	62
2.8.1.1 Unidad distribuidora de aditivos	62
2.8.1.2 Frac tanks	63
2.8.1.3 Unidad distribuidora de propante	63
2.8.1.4 Mezcladora	63
2.8.1.5 Bombas de alta presión	63
2.8.1.6 Frac van	64
2.8.1.7 Casing pump	64
2.9 SIMULADORES DE DISEÑO DE FRACTURA	64

2.9.1	Conceptos básicos para un simulador de diseño de fractura	65
2.9.2	Tipos de simuladores	65
2.10	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD	66
2.10.1	Formaciones débiles o no consolidadas	66
2.10.1.1	Exclusión de arena	66
2.10.1.2	Control de desconsolidación de arenas	66
2.10.2	Daño de formación	66
2.11	FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	67
2.11.1	Aditivos	67
2.11.1.1	Ácidos	68
2.11.1.2	Agente gelificante	68
2.11.1.3	Crosslinker	68
2.11.1.4	Biocidas	69
2.11.1.5	Rompedor	69
2.11.1.6	Inhibidor de corrosión	69
2.11.1.7	Inhibidor de incrustaciones (scale)	69
2.11.1.8	Ajustador o regulador de pH	69
2.11.1.9	Surfactantes	69
2.11.1.10	Reductores de viscosidad	69
2.11.2	Agente apuntalante	70
2.11.2.1	Tipos de agentes apuntalantes	70
3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	73
3.1	ESPECIFICACIONES	73
3.2	ESPESOR FRACTURADO	74
3.3	POROSIDAD	75
3.4	PERMEABILIDAD	76
4	FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO UTILIZADOS EN LOS POZOS DE LA ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA	77
4.1	DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS OPERACIONALES RELEVANTES	77
4.1.1	Plano de fractura	77

4.1.2 Presión de extensión de fractura	77
4.1.3 Pérdidas por fricción	77
4.1.4 Yacimiento virgen	78
4.1.5 Bombeos diagnósticos	78
4.1.5.1 Breakdown	78
4.1.5.2 Step up test	79
4.1.5.3 Step down test (SDT)	80
4.1.5.4 Minifrac	81
4.1.5.5 Tratamiento orgánico	81
4.1.6 Screen out	81
4.1.7 Tip screen out	81
4.1.8 Eficiencia del fluido de fracturamiento	82
4.1.9 Pruebas del fluido de fractura	82
4.1.9.1 Pruebas de compatibilidad	82
4.1.9.2 Pruebas de diseño	82
4.1.10 Presiones involucradas en las operaciones de fracturamiento	83
4.1.10.1 Presión de breakdown	83
4.1.10.2 Presión de superficie	83
4.1.10.3 Presión de cierre instánea (ISIP)	83
4.1.10.4 Presión de cierre de fractura	83
4.1.10.5 Presión neta	84
4.1.10.6 Gradiente de fractura	84
4.2 PARÁMETROS OPERACIONALES MEDIDOS Y PROPIEDADES DE FRACTURA OBTENIDAS EN LOS POZOS ESTUDIADOS	85
4.2.1 Intervalos fracturados en cada pozo estudiado	86
4.2.2 Longitud apuntalada	87
4.2.3 Altura apuntalada	88
4.2.4 Ancho de la fractura	89
4.2.5 ISIP	90
4.2.6 Presiones netas	91
4.2.7 Concentración de propante	92
4.2.8 Gradiente de cierre	93
4.2.9 Pérdidas de fricción en perforados	94

4.2.10 Pérdidas de fricción NWB	95
4.2.11 Caudal de bombeo	96
4.2.12 Eficiencia del fluido	97
4.2.13 Tip screen out	98
4.3 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO UTILIZADOS EN LOS POZOS FRACTURADOS	99
4.3.3 Fluidos de fractura empleados	99
4.3.3.1 Categoría 1	99
4.3.3.2 Categoría 2	100
4.3.3.3 Categoría 3	101
4.3.3.4 Categoría 4	102
4.3.3.5 Categoría 5	103
5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y CAIDAS DE PRESIÓN	105
5.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	105
5.1.1 Producción de petróleo antes de fracturar	105
5.1.2 Producción de petróleo después de fracturar	108
5.1.3 Producción de petróleo un año después de fracturar	110
5.1.4 Producción de agua antes de fracturar	112
5.1.5 Producción de agua después de fracturar	113
5.1.6 Producción de agua un año después de fracturar	114
5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO, SEGÚN SU COMPORTAMIENTO DESPUÉS DE LA EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	115
5.2.1 Definiciones preliminares de clasificación	115
5.2.2 Clasificación de los pozos de estudio	115
5.2.2.1 Categoría 1	115
5.2.2.2 Categoría 2	115
5.2.2.3 Categoría 3	116
5.2.2.4 Categoría 4	116
5.2.2.5 Categoría 5	116
5.3 PRESIONES ANTES Y DESPUES DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	116
5.3.1 Presión antes de fracturar	118

5.3.2 Presión después de fracturar	119
5.3.3 Caída de presión	120
6. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	121
6.1 ANÁLISIS ASOCIADO A LAS ZONAS DE FALLAS GEOLÓGICAS	121
6.1.1 Primera zona de fallas	121
6.1.2 Segunda zona de fallas	122
6.1.3 Tercera zona de fallas	123
6.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS ESTUDIADAS	124
6.2.1 Categoría 1	124
6.2.2 Categoría 2	124
6.2.3 Categoría 3	125
6.2.4 Categoría 4	125
6.2.5 Categoría 5	126
6.3 ANÁLISIS DE VARIABLES Y PARÁMETROS OPERACIONALES ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	129
6.3.1 Análisis en conjunto	129
6.3.1.1 Categoría 1	129
6.3.1.2 Categoría 2	131
6.3.1.3 Categoría 3	132
6.3.1.4 Categoría 4	133
6.3.1.5 Categoría 5	134
6.3.2 Pérdidas de presión	135
6.3.2.1 Categoría 1	135
6.3.2.2 Categoría 2	135
6.3.2.3 Categoría 3	136
6.3.2.4 Categoría 4	136
6.3.2.5 Categoría 5	137
6.3.3 Gradiente de cierre de fractura	138
6.3.3.1 Categoría 1	138
6.3.3.2 Categoría 2	139

6.3.3.3 Categoría 3	140
6.3.3.4 Categoría 4	140
6.3.3.5 Categoría 5	141
6.4 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN	142
6.4.1 Categoría 1	142
6.4.2 Categoría 2	143
6.4.3 Categoría 3	143
6.4.4 Categoría 4	144
6.4.5 Categoría 5	144
7. METODOLOGÍA PARA LA ELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FUTURAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO	146
8. CONCLUSIONES	149
9. RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	153
ANEXOS	155

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización y ruta de acceso del Campo Castilla	31
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales	34
Figura 3. Corte estructural esquemático cuenca de los Llanos Orientales	37
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla	38
Figura 5. Correlación ciclos estratigráficos formaciones Campo Castilla	39
Figura 6. Reconstrucción del modelo estructural Campo Castilla	43
Figura 7. Mapa general de las fallas cercanas a los pozos fracturados	47
Figura 8. Mapa base de la zona 1	49
Figura 9. Mapa base de la zona 2	50
Figura 10. Mapa base de la zona 3	51
Figura 11. Estructura general del bombeo secuencial de apuntalante	56
Figura 12. Representación gráfica de la relación de poisson	59
Figura 13. Representación del módulo de Young en un reservorio fracturado	59
Figura 14. Generación y propagación de fractura en un yacimiento	60
Figura 15. Dimensiones de una fractura hidráulica	62
Figura 16. Equipo convencional de superficie para fracturamiento hidráulico	63
Figura 17. Composición general de un fluido fracturamiento hidráulico	68
Figura 18. Pérdidas por fricción a lo largo de un pozo	78
Figura 19. Eficiencias del fluido de fracturamiento	82
Figura 20. Presiones involucradas en el entorno operacional	83
Figura 21. Presiones que influyen en el comportamiento de fractura	84
Figura 22. Metodología para la elección de pozos candidatos para futuras operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla	147
Figura 23. Matriz para conocer los posibles valores en los parámetros operacionales para los pozos candidatos a realizar fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla	148
Figura 24. Mecanismo de daño de formación – Unidad K1	160
Figura 25. Mecanismo de daño de formación – Unidad K2	161
Figura 26. Tabla para calcular valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto ponderado	189

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información general de formaciones operacionales	47
Tabla 2. Composición del fluido de fractura pozo #1	100
Tabla 3. Composición del fluido de fractura pozo #3	100
Tabla 4. Composición del fluido de fractura pozo #12	101
Tabla 5. Composición del fluido de fractura pozo #12	101
Tabla 6. Composición del fluido de fractura pozo #16	102
Tabla 7. Composición del fluido de fractura pozo #4	102
Tabla 8. Composición del fluido de fractura pozo #31	103
Tabla 9. Composición del fluido de fractura pozo #10	103
Tabla 10. Composición del fluido de fractura pozo #35	104
Tabla 11. Razones para correlacionar datos de producción por pozo	105
Tabla 12. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 1	124
Tabla 13. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 1	124
Tabla 14. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 2	125
Tabla 15. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 2	125
Tabla 16. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 4	126
Tabla 17. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 4	126
Tabla 18. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 5	126
Tabla 19. Valores para fluido base A en categoría 1	129
Tabla 20. Valores estadísticos para fluido base B en categoría 1	130
Tabla 21. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 1	131
Tabla 22. Valores para fluido base A en categoría 2	131
Tabla 23. Valores para fluido base B en categoría 2	132
Tabla 24. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 2	132
Tabla 25. Valores para fluido base A en categoría 3	133
Tabla 26. Valores para fluido base A en categoría 4	133
Tabla 27. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 4	134
Tabla 28. Valores de los pozos en categoría 5	134
Tabla 29. Valores promedio de las variables de estudio en conjunto	135
Tabla 30. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 1	135
Tabla 31. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 2	136
Tabla 32. Valores de pérdidas de presión por perforados de la categoría 3	136
Tabla 33. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 4	137
Tabla 34. Valores de pérdidas de presión por perforados de la categoría 5	137
Tabla 35. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 1	139
Tabla 36. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 2	139

Tabla 37. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 3	140
Tabla 38. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 4	141
Tabla 39. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 5	141
Tabla 40. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 1	142
Tabla 41. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 2	143
Tabla 42. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 3	143
Tabla 43. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 4	144
Tabla 44. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 5	145
Tabla 45. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 1 después de fracturar	162
Tabla 46. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 2 después de fracturar	163
Tabla 47. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 4 después de fracturar	163
Tabla 48. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 5 después de fracturar, etapa 1	164
Tabla 49. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 5 después de fracturar, etapa 2	164
Tabla 50. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 6 después de fracturar	165
Tabla 51. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 7 después de fracturar	165
Tabla 52. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 8 después de fracturar	166
Tabla 53. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 9 después de fracturar	166
Tabla 54. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 10 después de fracturar, etapa 1	167
Tabla 55. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 10 después de fracturar, etapa 2	167
Tabla 56. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 11 después de fracturar	168

Tabla 57. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 12 después de fracturar	168
Tabla 58. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 13 después de fracturar	169
Tabla 59. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 14 después de fracturar	169
Tabla 60. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 15 después de fracturar	170
Tabla 61. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 16 después de fracturar	170
Tabla 62. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 17 después de fracturar	171
Tabla 63. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 18 después de fracturar	171
Tabla 64. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 19 después de fracturar	172
Tabla 65. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 20 después de fracturar	172
Tabla 66. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 21 después de fracturar	173
Tabla 67. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 22 después de fracturar	173
Tabla 68. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 23 después de fracturar	174
Tabla 69. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 24 después de fracturar	174
Tabla 70. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 25 después de fracturar	175
Tabla 71. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 26 después de fracturar	175
Tabla 72. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 27 después de fracturar	176
Tabla 73. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 29 después de fracturar	176
Tabla 74. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 30 después de fracturar	177
Tabla 75. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 31 después de fracturar	177
Tabla 76. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 32 después de fracturar	178

Tabla 77. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 33 después de fracturar	178
Tabla 78. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 34 después de fracturar	179
Tabla 79. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 37 después de fracturar	179
Tabla 80. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 39 después de fracturar	180
Tabla 81. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 40 después de fracturar, etapa 1	180
Tabla 82. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 40 después de fracturar, etapa 2	181
Tabla 83. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 41 después de fracturar	181
Tabla 84. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 42 después de fracturar	182
Tabla 85. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 43 después de fracturar	182
Tabla 86. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 44 después de fracturar	183
Tabla 87. Ángulo de desviación para cada pozo de estudio	184
Tabla 88. Fecha de operación para cada pozo de estudio	186

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción Campo Castilla	46
Gráfica 2. Espesor fracturado en cada pozo	74
Gráfica 3. Porosidad promedio en cada pozo de estudio	75
Gráfica 4. Permeabilidad promedio en cada pozo de estudio	76
Gráfica 5. Gráfica de presión y caudal de tratamiento versus tiempo en un SRT.	79
Gráfica 6. Gráfica SDT para un pozo junto al cálculo de la fricción en base a los resultados del SDT	80
Gráfica 7. Comparación de conductividades en una zona de interés	80
Gráfica 8. Intervalos fracturados por cada pozo estudiado	86
Gráfica 9. Longitud apuntalada por cada pozo estudiado	87
Gráfica 10. Altura apuntalada por cada pozo estudiado	88
Gráfica 11. Ancho de la fractura por cada pozo estudiado	89
Gráfica 12. Presión de cierre instantánea en cada pozo estudiado	90
Gráfica 13. Presión neta por cada pozo estudiado	91
Gráfica 14. Concentración de propante por cada pozo estudiado	92
Gráfica 15. Gradiente de cierre por cada pozo estudiado	93
Gráfica 16. Pérdidas de fricción en perforados por cada pozo estudiado	94
Gráfica 17. Pérdidas de fricción NWB por cada pozo estudiado	95
Gráfica 18. Caudal de bombeo por cada pozo estudiado	96
Gráfica 19. Eficiencia de fluido por cada pozo estudiado	97
Gráfica 20. Tip screen out por cada pozo estudiado	98
Gráfica 21. Caudal de producción de petróleo antes de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	107
Gráfica 22. Caudal de petróleo después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	108
Gráfica 23. Aumento y disminución porcentual del caudal de petróleo después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	109
Gráfica 24. Rango incremental de la producción de petróleo en los pozos de estudio	110
Gráfica 25. Caudal de petróleo un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	111
Gráfica 26. Producción de agua antes de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	112
Gráfica 27. Producción de agua después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	113

Gráfica 28. Producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico	114
Gráfica 29. Categorías de clasificación	116
Gráfica 30. Presión en los pozos de estudio antes de llevar a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico	118
Gráfica 31. Presión a una profundidad medida de 6.000 ft posterior a las operaciones de fracturamiento hidráulico	119
Gráfica 32. Caída de presión de los pozos de estudio	120
Gráfica 33. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la primera zona de fallas	121
Gráfica 34. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la segunda zona de fallas	122
Gráfica 35. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la tercera zona de fallas	123

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BES	Bombeo Electro Sumergible
BOPD	Barriles Petróleo Por Día
BWPD	Barriles Agua Por Día
ft	Pie
km	Kilómetro
m	Metro
mD	Milidarcy
MMBO	Millones de Barriles de Petróleo
psi	Libra por pulgada cuadrada
Qo	Caudal de petróleo
TOC	Total Organic Carbon

GLOSARIO

AMBIENTE DELTAICO: son corrientes fluviales llenas de sedimentos las cuales pierden energía, desembocan en mar abierto en donde se expanden y dejan los sedimentos más grandes en áreas someras y los más finos en áreas más distantes.

ACUÍFERO: cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.

ALTURA APUNTALADA: corresponde a la altura de fractura cubierta por material apuntalante.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

BYPASEAR: pasar a través del daño de formación desde el pozo hacia la formación de interés.

CAÑONEO: es la perforación de agujeros a través de variadas técnicas (Explosivos o Sand jetting), a través de la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la roca de formación. Su finalidad es formar canales que actúan como conductos a través de los cuales fluyen los fluidos de yacimiento desde la formación hacia el interior del pozo y desde el pozo hasta la superficie.

CAUDAL: cantidad de volumen de fluido que fluye por una tubería en un determinado tiempo.

COMMINGLED: pozo terminado en dos o más zonas del yacimiento que no están en comunicación hidráulica en el yacimiento.

CONTACTO AGUA-PETRÓLEO: superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua. corresponde normalmente una zona de transición y suele existir agua irreducible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido.

CORRELACIÓN: conexión de puntos, generalmente entre un pozo y otro, en la que los datos indican que los puntos fueron depositados simultáneamente (cronoestratigráficos) o poseen características similares y relacionadas.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan

sedimentos. Las cuencas sedimentarias pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada y generalmente suelen estar limitadas por fallas.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR: medida de dispersión que indica qué tan dispersos están los datos con respecto a la media. Mientras mayor sea la desviación estándar, mayor será la dispersión de los datos.

ESFUERZO: fuerza aplicada sobre un cuerpo, que puede producir deformación y que usualmente se describe en términos de magnitud por unidad de área, o intensidad.

ESTADO MECÁNICO: es un diagrama esquemático que identifica los componentes principales de la terminación instalados en un pozo, además, este contiene las dimensiones principales de tales componentes y la profundidad en la que éstos se localizan.

ESTIMULACIÓN: tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: tratamientos de estimulación mecánica, y química. Las estimulaciones también pueden ser de alto caudal como el fracturamiento hidráulico y de bajo caudal, dentro de la cual entran los tratamientos matriciales.

ESTRATO: cuerpo generalmente tabular de roca o sedimento, con litología homogénea, que se depositó durante un intervalo de tiempo definido.

ESTRUCTURA: Rasgo geológico producido por la deformación de la corteza terrestre, tal como un pliegue o una falla. También se considera estructura, una roca con un rasgo característico presente, tal como una fractura o una superficie de estratificación.

FALLA: interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca lo suficientemente característico y continuo para ser mapeado. Puede ser un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos.

GEOLOGÍA: el estudio de la Tierra-su historia, estructura, composición, formas de vida y los procesos que continúan modificándola.

GEOMECÁNICA: especialidad geológica que se ocupa de explicar cómo interactúan las rocas, los esfuerzos, las presiones y las temperaturas.

GRADIENTE: variación de una propiedad del yacimiento en función de su profundidad.

FRACTURAMIENTO POR PULSOS: técnica de fracturamiento hidráulico, la cual consta principalmente en realizar una serie de bombeos alternando entre fluidos limpios y sucios (sin y con arena respectivamente). Generando fracturas de mayor conductividad en comparación a las realizadas por operaciones convencionales.

LEY DE DARCY: ecuación matemática que describe el flujo unidimensional de un fluido a través de un medio poroso.

LONGITUD APUNTALADA: corresponde a la longitud de fractura cubierta por material apuntalante.

MD: profundidad medida.

MEDIDAS DE DISPERSIÓN: parámetros estadísticos que indican como se alejan los datos respecto de la media aritmética. Sirven como indicador de la variabilidad de los datos. Las medidas de dispersión más utilizadas son el rango, la desviación estándar y la varianza.

MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL: son medidas estadísticas que pretenden resumir en un solo valor a un conjunto de valores. Representan un centro en torno al cual se encuentra ubicado el conjunto de los datos.

MODA: es el valor de la variable que más se repite. En un polígono de frecuencia la moda corresponde al valor de la variable que está bajo el punto más alto del gráfico. Una muestra puede tener más de una moda.

MODELO MATEMÁTICO: conjunto de ecuaciones que, bajo ciertas suposiciones, describen los procesos que ocurren en el yacimiento.

PAD: es un fluido de fracturamiento limpio con alta concentración de polímeros el cual se bombea a temperatura de yacimiento. Se encarga de generar la geometría de fractura.

PERMEABILIDAD: capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

POZO: agujero perforado, revestido y cementado, el cual crea la conectividad hidráulica entre el yacimiento y la superficie.

PRESIÓN: fuerza ejercida sobre un objeto por unidad de área.

PRESIÓN DE PORO: presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de fluido desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.

PRODUCCIÓN: fase que tiene lugar después del éxito de las fases de exploración y desarrollo y durante la cual los hidrocarburos drenan desde un campo de gas o petróleo.

REGISTRO ELÉCTRICO: registro obtenido con un cable eléctrico, el cual permite determinar de forma directa o indirecta ciertas propiedades de la formación analizada.

SATURACIÓN: volumen de fluido que se encuentra presente en el volumen poroso de una roca.

SISTEMA PETROLIFERO: trampa estructural o estratigráfica, roca sello, roca generadora y roca almacén que permiten la generación, migración y acumulación de hidrocarburo en una zona del yacimiento.

TVD: profundidad vertical verdadera, es la medida vertical de la distancia del pozo desde superficie hasta el fondo de este.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

RESUMEN

Aunque en Colombia, el fracturamiento hidráulico no se ejecute en yacimientos de roca generadora, es una técnica que lleva muchos años desarrollándose en yacimientos convencionales. Las operaciones de fracturamiento hidráulico en el Campo Castilla, iniciaron en el año 2012. En total se han fracturado más de 100 pozos, de los cuales, 44 pozos serán objeto de nuestro estudio. Estos últimos están ubicados en la zona sur del Campo Castilla.

La finalidad de este proyecto de grado es analizar parámetros operacionales y propiedades de la roca y los fluidos que pueden influir en el éxito o fracaso de las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla. Posteriormente se facilitará a ECOPETROL S.A, compañía operadora del campo, una matriz para la selección de pozos candidatos para realizar estas operaciones.

Se analizarán parámetros geológicos tales como la cercanía de los pozos a zonas de falla; propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y espesor fracturado. También se tendrán en cuenta propiedades y parámetros operacionales, que inciden en las dimensiones de fractura, concentración areal, eficiencia del fluido, gradiente de cierre y pérdidas de presión. Por último, se estudiará el comportamiento de la presión antes y un tiempo después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

PALABRAS CLAVE:

- Fracturamiento hidráulico.
- Estimulación.
- Fluido fracturamiento.
- Propante.
- Cuenca Llanos Orientales.
- Campo Castilla.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico puede ser considerado como una de las innovaciones más revolucionarias en el siglo XX en la industria petrolera. La técnica conocida actualmente, es el resultado de la unificación de distintas metodologías, cuya finalidad fue la estimulación de pozos petroleros productores, las cuales datan de 1860. Esta técnica es ejecutada en ciertas regiones de Colombia, incluyendo el Campo Castilla – zona sur, área de estudio principal en este proyecto de grado.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos, la cual consiste en bombear desde superficie y a lo largo de estos, fluidos a alta presión, los cuales permitan crear fracturas conductivas que facilitan la migración de los fluidos provenientes del yacimiento hacia el pozo. Al aumentar los canales permeables, se aumenta considerablemente la producción de fluidos.

Adicionalmente, dentro de los objetivos de esta técnica se encuentran, disminuir el daño de formación, disminuir la caída de presión en el pozo a medida que avanza la producción, conectar el mayor número de fracturas naturales con la fractura inducida, obteniendo una mayor área de flujo y reducir el número de pozos perforados, reemplazándolos con un pozo fracturado que aporte igual o mayor producción que estos.

Por otra parte, esta técnica incluye: bypasear el daño de formación, disminución de la caída de presión en el pozo a medida que avanza la producción, aumentar la conectividad de las fracturas naturales con la fractura inducida, incrementar el área de flujo y reducir el número de pozos perforados, reemplazándolos con pozos fracturados hidráulicamente que puedan aportar igual o mayor producción.

Uno de los problemas que se plantearon para la realización de este proyecto de grado por parte de la compañía operadora, es la baja la productividad en pozos de la zona sur del Campo Castilla, a los cuales se les ha aplicado la técnica de fracturamiento hidráulico. Los autores buscan asociar las propiedades entre pozos que históricamente han manifestado un comportamiento similar de producción y relacionar estas al éxito o fracaso de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Posteriormente, desarrollar un criterio de selección para futuras operaciones de fracturamiento en la zona sur del Campo Castilla.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar las variables integradas que influyen en los procesos de fracturamiento hidráulico con el objetivo de la elección de pozos adecuados para este procedimiento en la zona sur del Campo Castilla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y la geología de la zona sur del Campo Castilla.
2. Realizar un análisis de las propiedades petrofísicas de las zonas asociadas a los pozos fracturados.
3. Analizar las características de los fluidos de fracturamiento utilizados en los respectivos pozos, junto con su compatibilidad con la formación fracturada.
4. Estudiar la historia de producción y caída de cada pozo y comparar su caída de presión antes y después de las operaciones de fracturamiento.
5. Realizar un análisis estadístico pozo a pozo que relacione el éxito o fracaso de las operaciones de fracturamiento hidráulico, mediante la identificación de rangos de las propiedades mencionadas anteriormente.
6. Desarrollar una metodología de selección de pozos candidatos, con base a los resultados del análisis estadístico, para las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS

En el presente capítulo se expondrán las generalidades geológicas de la cuenca de los llanos orientales y del Campo Castilla, el cual se encuentra ubicado en las cercanías de la ciudad de Villavicencio, perteneciente al departamento del Meta.

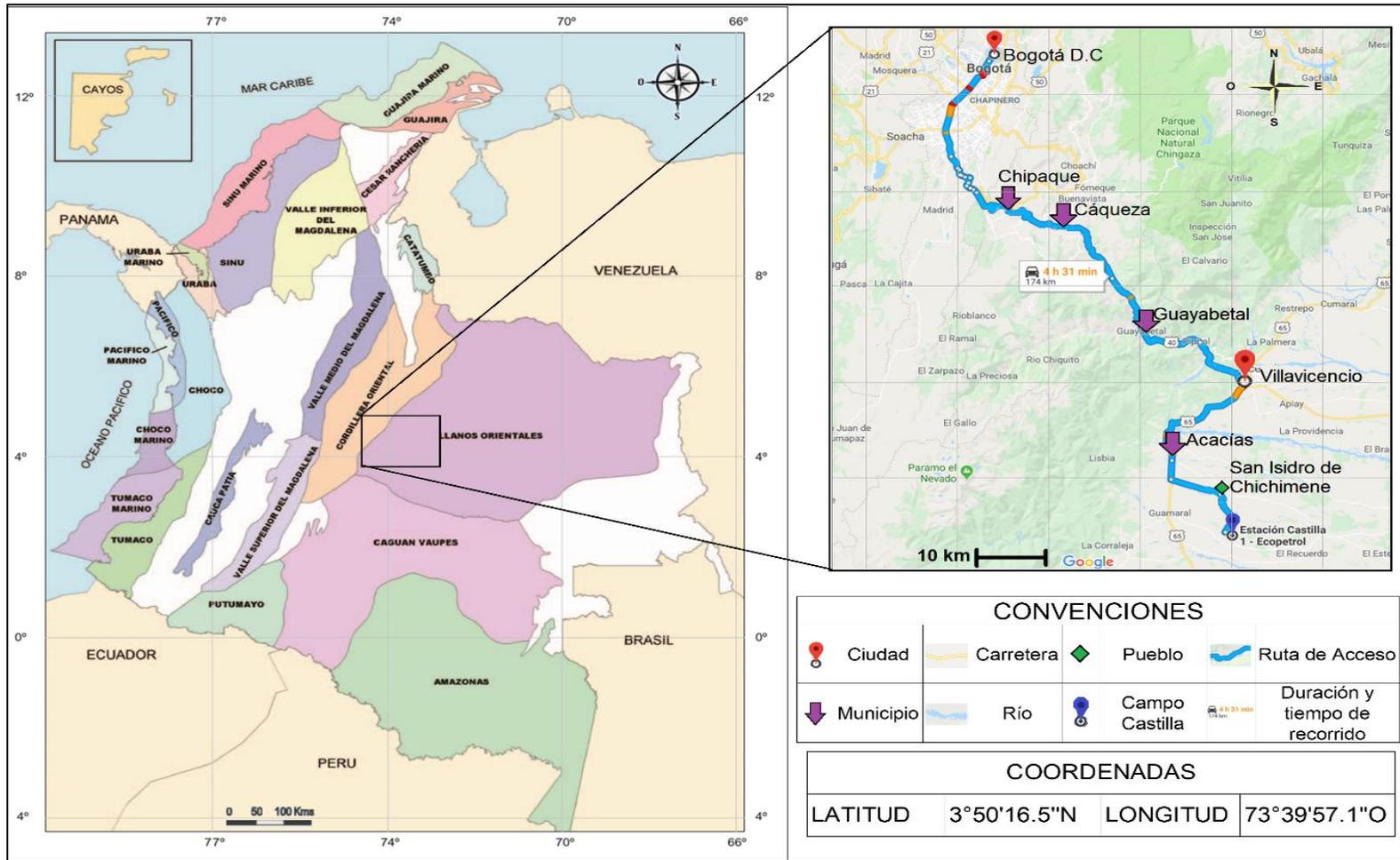
Adicionalmente, se trazará la ruta vehicular de acceso desde la ciudad de Bogotá, se realizará una breve reseña histórica del Campo, se enunciarán las principales características de las formaciones presentes tanto en la cuenca de los Llanos Orientales, como específicamente en el Campo Castilla, se presentará la historia de producción del campo de estudio y finalmente, se identificarán las fallas geológicas asociadas a los pozos de estudio.

1.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla se encuentra localizado en la zona suroccidental de la Cuenca de los Llanos Orientales, cerca al piedemonte andino. Dicha región corresponde al departamento de Meta. El campo se ubica entre los municipios de Castilla la Nueva y Acacias, aproximadamente 54 km al sur de Villavicencio, la capital del departamento de Meta. El área del Campo está dentro del contrato de asociación Bloque Currabal, donde cuenta con 13.850 hectáreas.

1.1.1 Vía de acceso. Desde Bogotá, se debe tomar la ruta 40 hacia el sur de la ciudad, se pasa por los municipios de Chipaque, Cáqueza, Guayabetal, vía Bogotá-Villavicencio, hasta llegar a la ciudad de Villavicencio, que se encuentra a 110 km aproximadamente de la ciudad de Bogotá; una vez allí, se toma la ruta 65, vía Villavicencio-Acacías, después de pasar por el municipio de Acacias, se toma la vía Chichimene al costado izquierdo. Posterior a pasar por San Isidro de Chichimene se toma la vía Casilla La Nueva-Chichimene-Acacías durante 14 km y se gira a mano izquierda y se avanza por 2 km más aproximadamente. En total hay alrededor de 175 km que separan a Bogotá del Campo Castilla, como lo muestra la **Figura 1**.

Figura 1. Mapa de localización y ruta de acceso del Campo Castilla.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Google Maps. Modificado por el autor. 2019.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla, fue descubierto en el año 1969 por la compañía extranjera Chevron Petroleum Company; su primera perforación fue denominada como el pozo Castilla 1. Sin embargo, su producción de petróleo no comenzó sino hasta 1976. Este pozo fue perforado gracias a un contrato de asociación con ECOPETROL S.A, llamado Cubarral. La profundidad alcanzada fue de 7.347 ft donde se encontró crudo pesado proveniente de tres formaciones: Mirador, Guadalupe y Une. Aunque el contrato finalizó el 30 de enero del año 2000, a la respectiva empresa extranjera se le adjudicó un contrato de operación donde manejó el campo hasta el 30 de julio de ese mismo año.

1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS

A continuación, se expondrán las características geológicas presentes en la cuenca de los Llanos Orientales, partiendo de aspectos generales asociados a esta, y posteriormente, enfocados en el Campo Castilla, como aspectos particulares. La presente explicación, abarcará la respectiva columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales, describiendo brevemente cada formación presente; seguidamente, se mostrará el modelo estructural y el sistema petrolífero de la cuenca. Por último, se presenta una breve descripción de las zonas presentes en el Campo Castilla.

1.3.1 Cuenca Llanos Orientales. Preliminarmente, se va a hacer una breve descripción de la cuenca de los Llanos Orientales, la cual alberga el Campo Castilla. Se mencionará su estratigrafía, modelo estructural, y sistema petrolífero presente. La cuenca de los Llanos Orientales se encuentra ubicada al este de Colombia, con límites geomorfológicos: al norte, la cuenca de Barinas; al sur, La Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés; al oeste, el sistema de fallas de Guaicáramo; y al este, el Escudo de Guayana¹. La madurez de las rocas presentes en la cuenca, va aumentando desde el este al oeste, producto del cabalgamiento frontal de la cordillera Oriental. Varios estudios llevados a cabo, exponen un posible volumen cercano a los 1.500 MMBP².

1.3.1.1 Columna estratigráfica. La formación Gachetá, perteneciente a la edad Cretácea, es identificada como la principal roca generadora de hidrocarburos, seguidamente, la formación Los Cuervos (Edad Paleoceno) y algunos intervalos arcillosos de la formación Une, pertenecientes a edades de: Precámbrico, Paleozoico y Mesozoico. “La roca potencial generadora quedó enterrada por el cabalgamiento proveniente de la cordillera, creando condiciones para la generación

¹ Open Round Colombia 2010. Generalidades cuenca Llanos Orientales.

² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información geológica y geofísica. Cuencas sedimentarias. Bogotá. 2007. p. 71.

de los hidrocarburos que han sido descubiertos en el piedemonte”³. La cuenca se conformó por la interacción entre las placas oceánicas de Nazca, El Caribe y la continental de Suramérica⁴. La distribución estratigráfica será expuesta en la **Figura 2**.

1.3.1.2 Estratigrafía. La columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales está representada por rocas precámbricas del basamento, mesozoicas, cenozoicas y paleozoicas, las cuales están separadas por 3 grandes discordancias regionales, las cuales se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo superior y Eoceno Medio.⁵ A continuación, se muestran las características mineralógicas y generales de las formaciones presentes en la cuenca, en orden cronológico de depositación:

- **Basamento precámbrico:** En el área del Meta se reportan dos tipos de basamento; un basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica–sienítica, cuyo fallamiento normal generó relieve positivo que controló los depósitos preordóvicicos; y una sección de filitas-cuarcitas, las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame.⁶
- **Formación Une:** Del Cretáceo, su espesor en la zona sureste y oriente presenta valores cercanos a cero debido a la erosión o no deposición. Sin embargo, incrementa su valor en dirección noroeste, con valores entre 50 a 350 ft. Se va acuñando gradualmente hacia el este de la cuenca. Las intercalaciones arcillosas se localizan particularmente en la parte media de dicha unidad. Existe un contacto de transición agua-aceite, cercano a los 1.000 ft y la porosidad promedio oscila entre 20%.
- **Formación Gachetá:** Proveniente de la edad Cretácea, son visibles, a lo largo de la formación, cambios en su composición generados por procesos tectónicos los cuales produjeron grandes subsidencias en la cuenca. La sedimentación de la base o sección inferior, se generó en un ambiente nerítico interno a medio.

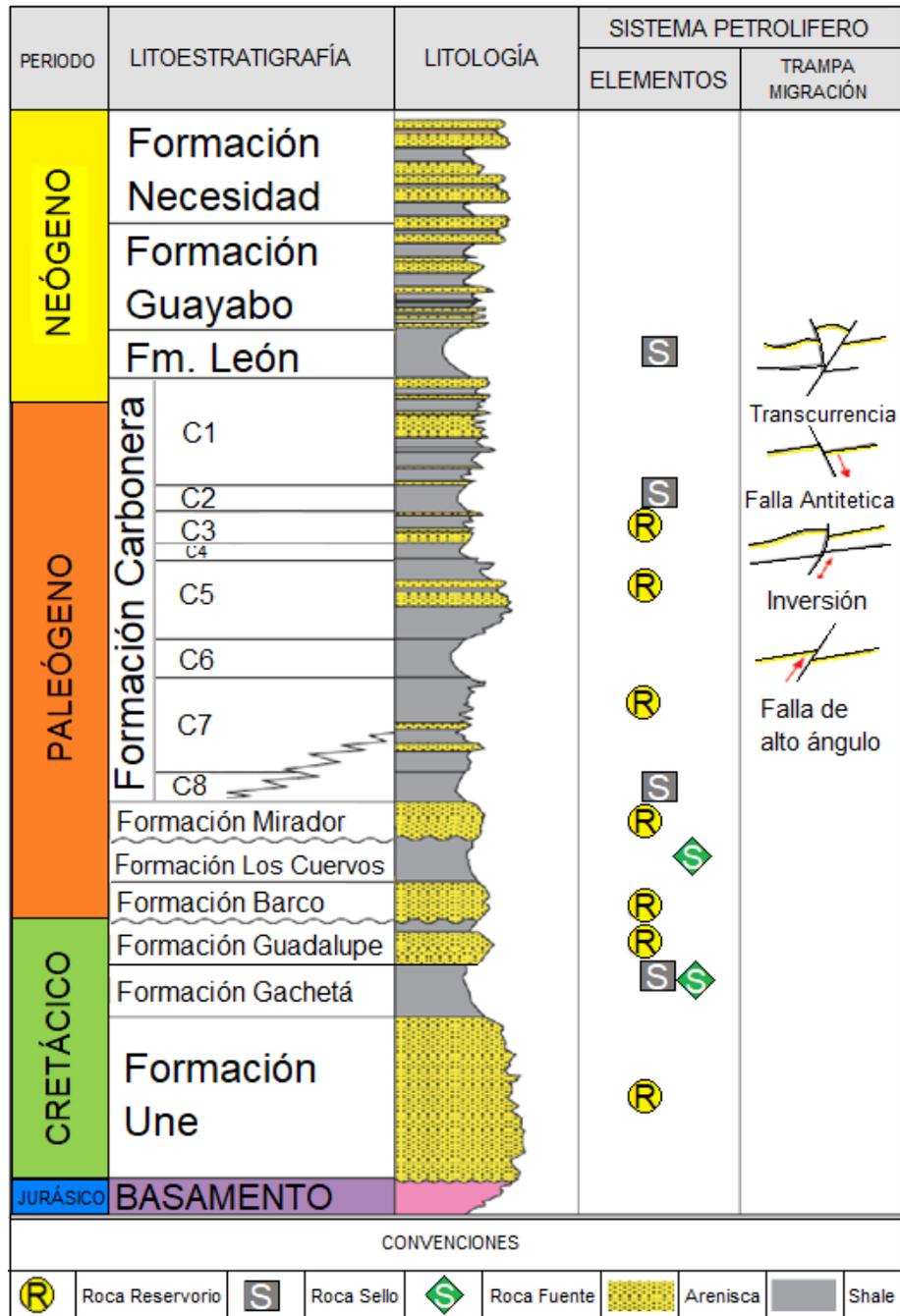
³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá D.C. 2012, p. 204.

⁴ Ibid. p. 34.

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llano Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá D.C. 2012. p. 41.

⁶ Ibid. Pg. 41.

Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre 2012. Modificado por autor. 2019.

Es la secuencia con mayor potencial para yacimientos no convencionales⁷. Se caracteriza por tener elevados valores en la curva de neutrón, de resistividad y rayos gamma. Debido a progresivos acuñamientos y eventos erosivos, el espesor de la formación varía de 0 a 140 ft, en dirección este-oeste. En cuanto al carbón orgánico total, TOC por sus siglas en inglés (total organic carbon), sus valores incrementan en dirección este - oeste y sureste - noreste, con valores muy buenos (2-4 % TOC). Dicha materia orgánica corresponde a un kerógeno de tipo III, lo cual corresponde a un generador de gas y condensado⁸.

- **Formación Guadalupe:** se generó a finales del cretácico, donde sus ciclos de depositación están dominados por areniscas litorales de alta energía ricas en cuarzo⁹. Principalmente consiste de una serie de areniscas masivas, con mínimas intervenciones de lutitas, ocasionalmente con pequeñas capas de carbón. Sus mayores espesores se localizan en Arauca, con un valor de 600 ft, y al sur de la cuenca con valores superiores a 600 ft. Sus valores de espesor, como en general de las formaciones constituidas en el cretácico, tiende a aumentar hacia el piedemonte, empezando en cero en las inmediaciones del escudo guayanés.
- **Formaciones Barco:** se depositó en un ambiente regresivo, durante el Terciario Temprano, correspondiente al Paleoceno. No se encuentran presentes en la zona sur (Apiay-Ariari) y norte (Caño Limón), solamente en el límite occidental de la cuenca. Se conforma de “areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas”¹⁰. Los contactos, tanto inferior como superior, son discordantes.
- **Formación Los Cuervos:** también tuvo la misma ventana de depositación que la formación Barco; y al igual que la formación Barco, no hay registros en la zona sur ni norte, solamente se encuentra en el borde occidental de la cuenca. La secuencia sedimentaria está representada por lutitas grises, intercaladas con areniscas de grano muy fino a medio. Al igual que en la formación Barco, sus bordes están definidos por discordancias.
- **Formación Mirador:** del Eoceno tardío, se depositó en un ambiente fluvial deltaico. Las areniscas presentes en esta formación son los principales reservorios ya que tienen buenas propiedades petrofísicas. Su tendencia, de base a techo es grano decreciente, con areniscas masivas con distintas granulometrías. Su borde en la parte inferior, coincide con una de las principales discordancias, y en la parte superior, con la formación Carbonera, es

⁷ Ibid. Pg 202.

⁸ Ibid. Pg. 180.

⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llano Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá D.C. 2012. p 37.

¹⁰ Ibid. p. 49.

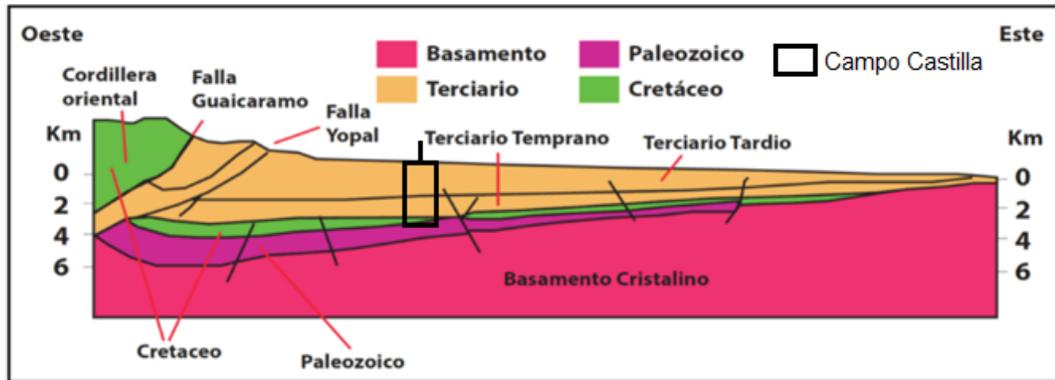
concordante. El acuñaamiento presente en esta formación va en dirección sureste. Los valores de espesor de la formación incrementan hacia el occidente, con un máximo de 950 ft.

- **Formación Carbonera:** producto de eventos transgresivos y regresivos del Oligoceno-Mioceno tardío, dichos eventos tuvieron una corta duración, provenientes de un mar epicontinental de poca profundidad. Su composición se centra en rocas arcillosas, limosas y areniscas, ocasionalmente con presencias de carbón.
- **Formación León:** se generó durante el Mioceno Medio, en la cual, fue la última vez donde los mares terciarios invadieron la cuenca. Su composición mineralógica está definida principalmente por capas gruesas de lutitas de color gris.
- **Formación Guayabo:** representa la última sedimentación de la cuenca, que tuvo lugar durante el Mioceno tardío y el Cuaternario. Está compuesta por una variación de arcillolitas de colores grises a pardo rojizo, finas a muy gruesas, con presencia de conglomerados en algunas zonas, y en el tope, presenta niveles carbonosos. En la zona inferior de la formación, en la base, tuvo tendencia marina, mientras que, en el techo, fluvial marino a continental.
- **Formación Necesidad:** procedente del Neógeno, Plioceno, compuesta por areniscas de grano grueso y arcillolita, cuenta con un espesor cercano a los 13.000 ft. Su ambiente de depositación corresponde a tipo fluvial, contactándose con la Formación Guayabo.

1.1.1.1 Modelo Estructural. Presenta un anticlinal asimétrico con una orientación N60E, con unas dimensiones de 5 km de ancho por 13 km de largo. Se ve afectada por una secuencia de fallas normales con dirección noreste-suroeste. En dichas fallas se observan saltos que oscilan entre 30 y 50 ft, y en ocasiones entre 30 y 120 ft. Corresponde a un sistema de fallas normales, las cuales han sufrido inversión. La estructura ha sufrido varios eventos de superposición y logró asentarse a su configuración actual durante la orogenia Andina del Mio-Plioceno y posterior a esta¹¹.

¹¹ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C. 2015.

Figura 3. Corte estructural esquemático cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Versión 1. Bogotá D.C. 2015. p. 57.

1.1.2 Campo Castilla. El Campo Castilla se encuentra ubicado en la zona suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales. Su estructura corresponde a un anticlinal con dirección Noreste-Suroeste. Las rocas presentes en la cuenca de los Llanos Orientales son: sedimentarias, metasedimentarias y metamórficas. Posee rocas precámbricas del basamento, cenozoicas, paleozoicas y mesozoicas, las cuales se encuentran incomunicadas por 3 discordancias regionales, ubicadas en: la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio¹².

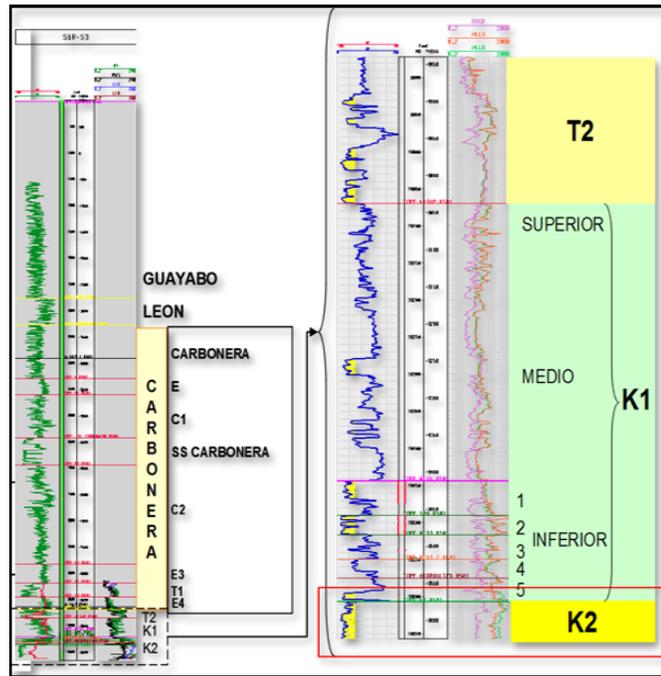
1.1.2.1 Columna estratigráfica. La secuencia estratigráfica presente en el Campo Castilla (**Figura 4**), expone rocas con edades desde el paleozoico hasta el cuaternario. Su espesor es de alrededor de 18.000 ft.

Los principales reservorios del Campo Castilla corresponden a K2 y K1 Inferior, los reservorios secundarios son: K1 Medio, Superior y T2, y finalmente la roca sello se encuentra entre: K1 Inferior y K1 Medio¹³.

¹² ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C. 2015. p. 41.

¹³ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C. 2015. p. 24.

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C. 2015. Modificada por autor. 2019.

1.1.2.2 Unidades Operacionales. Para el Campo Castilla, las principales formaciones de interés están conformadas por: Formación Gachetá, Une y Guadalupe, las cuales son las más importantes aportadoras de hidrocarburos. A continuación, se explicarán las unidades operaciones de las formaciones ya mencionadas (**Figura 5**). Las formaciones Los Cuervos y Barco, no se encuentran en el Campo Castilla, sin embargo, no hay estudios que especifiquen la razón por la cual no se encuentran presentes.

➤ **Formación K2 (Formación Une):** del Cretáceo, “corresponde a una sucesión masiva de areniscas cuarzosas grueso granulares con estratificación cruzada y a areniscas medio granulares a conglomeráticos con estratificación cruzada depositadas en una amplia planicie costera cruzada por corrientes fluviales

que dieron origen a rocas de excepcional calidad”¹⁴, según el informe del modelo estático Campo Castilla. Su ambiente es ligado a uno deltáico trenzado o llanura trenzada de alta energía. Esta unidad tiene subunidades, las cuales son Unidad K2_5, Unidad K2_10, Unidad K2_15, Unidad K2_20, Unidad K2_30, Unidad K2_40, Unidad K2_50, Unidad K2_60 y Tope K2:

Figura 5. Correlación ciclos estratigráficos formaciones Campo Castilla.

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	UNIDAD OPERACIONAL
PALEÓGENO	Fm. Mirador	[Litológicamente representado]	T2	TOPE_T2
				T2_30
	Fm. Los Cuervos	[Litológicamente representado]	K1 SUPERIOR	TOPE_K1SUP
			K1 MEDIO	K1SUP_20
CRETÁCEO	Fm. Barco	[Litológicamente representado]	K1 INFERIOR	TOPE_K1MED
				K1MED_50
	Fm. Guadalupe	[Litológicamente representado]		TOPE_K1INF
				K1INF_50
				K1INF_40
				K1INF_30
				K1INF_20
		K1INF_10		
		BASE_K1INF		
	Fm. Gacheta	[Litológicamente representado]	K2	TOPE_K2
				K2_60
				K2_50
				K2_40
				K2_30
				K2_20
				K2_15
	Fm. Une	[Litológicamente representado]		K2_10
				K2_5

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Versión 1. Bogotá D.C. 2015. Modificada por autor. 2019.

- **Unidad K2_5 a Unidad K2_30:** el paquete de estratos, tuvo un ambiente de depositación trenzado a llanura trenzado, las cuales corresponden a unidades lateralmente continuas. La Unidad K2_30 tiene un espesor que oscila entre 30 a 40 ft. En el centro del campo se localizan los mejores desarrollos de espesor de arena neta, a diferencia del norte y occidente, donde se identifican las zonas de menor desarrollo.
- **Unidad K2_40 a Unidad K2_60:** este segmento de unidades, tuvo corrientes meandriformes y depósitos de laguna. Se depositaron en una amplia llanura trenzada, compuesta por canales trenzados arenosos con barras transversales. En estas unidades son presentes secciones granocrecientes y granodecipientes. Las secciones granocrecientes fueron rellenadas durante

¹⁴ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C. 2015. p 71.

periodos de inundación, mientras que las secciones granodecipientes a periodos de avulsión de los regímenes trenzados¹⁵. Para la unidad K2_40, la distribución de arena neta muestra una orientación noroccidental, compuesta por dos grandes depocentros, separadas por una zona delgada de menor desarrollo de arena neta¹⁶.

- **Tope K2:** se generó durante un periodo deltaico trenzado a llanura trenzada con depósitos de transgresión. Se presentan patrones blocky, sin embargo, en la zona oriental del campo, se identifica una gran distribución de secciones granocrecientes. El espesor de la arena neta en esta unidad tiene una alta variación como consecuencia de la erosión asociada a eventos transgresivos. En las zonas donde no el fenómeno de erosión no fue tan fuerte, los espesores oscilan entre 30 a 50 ft, con una dirección noroccidente; a diferencia de las zonas de mayor erosión, donde los espesores son menores a 20 ft.

➤ **Formación K1 (Formación Gachetá/Guadalupe):** está enmarcado en un proceso marino transgresivo a través de una planicie costera extensa. Esta transgresión dio pie a la depositación de arcillas y arenas en ambientes estuarinos y de plataforma somera, tales como: “canales fluviales con influencia mareal, canales distributarios, crevaesse y frentes de delta y sedimentos propios de bahías estuarinas, barras de marea y plataforma”¹⁷. En esta unidad, se diferencian 3 subunidades: inferior, medio y superior, dichas subdivisiones se tomaron por aspectos de limpieza en cuanto a las arenas.

- **Formación K1 Inferior:** su ambiente de depositación corresponde a un deltáico con una energía que varía, siendo influenciado por las mareas y las olas. Esta unidad está dividida en seis subunidades: K1Inf_10, K1Inf_20, K1Inf_30, K1Inf_40, K1Inf_50 y Tope K1Inf.
- ✓ **K1Inf_10 a K1Inf_20:** presenta una secuencia grano creciente producto del aglutinamiento de las barras de desembocadura¹⁸. Corresponden a un delta alterado por olas y mareas. La unidad K1Inf_20 tiene un espesor promedio de 20 ft.
- ✓ **K1Inf_30:** predomina un ambiente fluvial a deltaico modificado por las mareas. Cerca de la base se presentan secciones grano crecientes y en dirección al techo,

¹⁵ Ibid. Pg 71.

¹⁶ Ibid. Pg. 37.

¹⁷ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de Yacimientos. Bogotá D.C. 2015. p. 71.

¹⁸ Ibid. p. 28.

estrechos cinturones de arena grano creciente. Hacia la zona sur del campo, presenta un mejor desarrollo de espesor de arena neta.

- ✓ **K1Inf_40:** alterado por las mareas, donde predomina un ambiente fluvial a delta, con cuerpos grano decrecientes. Los desarrollos de arena neta, van con dirección noroccidental a occidente, y son cinturones densos de arena neta alcanzando espesores de 30 ft, separados por cinturones más delgados con menor desarrollo donde su espesor no supera los 10 ft¹⁹.
- ✓ **K1Inf_50:** al igual que K1Inf_30, su ambiente predominante es fluvial el cual tuvo un decrecimiento de energía. Su espesor no supera los 10 ft, producto de la disminución de la energía del sistema.
- ✓ **Tope K1Inf:** tuvo un ambiente deltaico alterado por las mareas e influenciado por las olas. Esta unidad se depositó a medida que el nivel relativo del mar comenzó a subir y el aporte de sedimentos disminuye. Presenta delgadas secciones grano decrecientes. En las zonas sur y norte del campo, se identifican áreas de buen desarrollo de arena neta, separos por un cinturón de menor desarrollo.
- **Formación K1 Medio:** presenta un pobre desarrollo de arenas con aporte de lodos. En ciertas secciones, se identifican delgados paquetes arenosos con una tendencia grano creciente. Su ambiente fue deltáico distal. Hay dos subunidades: K1Med_50 y TopeK1Med.
- ✓ **K1Med_50:** se identifican arenas a lo largo del campo que no superan los 10 ft de espesor. Esto debido a la baja energía causada por lóbulos granocrecientes.
- ✓ **Tope K1Med:** es una unidad con tendencia arcillosa. A lo largo del campo no supera los 5 ft de espesor; se nota una pequeña diferencia con entre la zona sur y norte del campo, donde la zona sur cuenta con espesores un poco mayores.
- **Formación K1 Superior:** tuvo un ambiente de depositación de barrera de islas hacia la base y deltáico distal erodado por la formación en el techo, la formación T2. Los registros eléctricos indican una sección espesa y principalmente compuesta por lodo²⁰.
- ✓ **K1Sup_20:** tiene una marcada orientación hacia el noroccidente-occidente, similar a las unidades infrayacentes. “Los ejes de los lóbulos de las arenas tiene

¹⁹ Ibid. p. 44.

²⁰ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de Yacimientos. Bogotá D.C. 2015. p. 32.

espesores mayores a 15 ft y muestran bifurcaciones. Delgados cinturones de arenas pobres (>10ft) alteran con los lóbulos de mayor desarrollo”²¹.

➤ **Formación T2 (Formación Mirador):** posee una mezcla dinámica de relleno de valles de incisión y delta trenzado de alta energía. Su edad corresponde a Campaniano, con una sucesión de areniscas máxicas, adicionalmente pequeñas intercalaciones de lutitas y en ocasiones, capas de carbón. Su espesor aumenta en dirección al piedemonte, empezando con un valor de cero y llegando a valores mayores a 600 ft. Esta variación de espesor, es producto del proceso de erosión que fue llevado a cabo durante el intervalo de tiempo Paleoceno – Eoceno. Esta formación está compuesta por las siguientes subunidades:

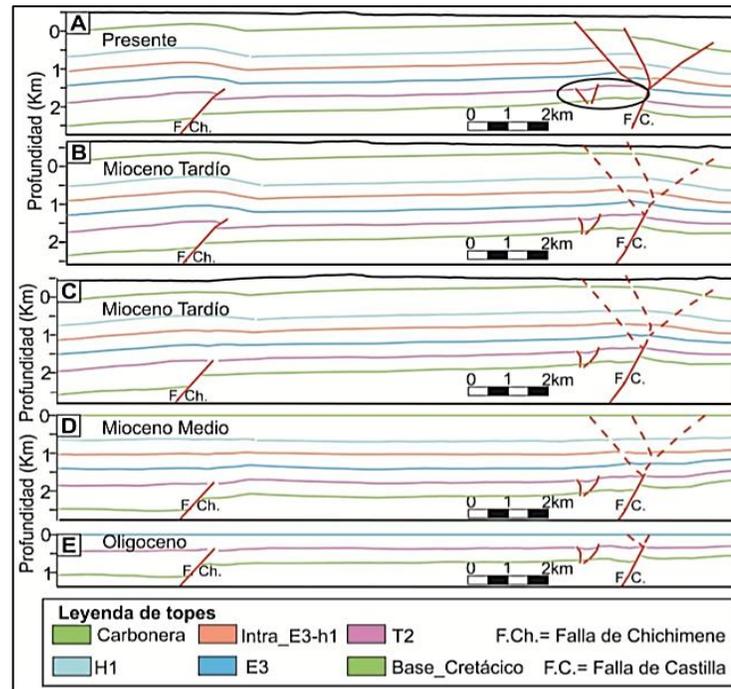
- **T2_10:** se presenta solamente en la zona norte del campo. Sus ejes son estrechos y están rellenos de arena.
- **T2_20:** su distribución logra llegar a la zona sur del campo con espesores que alcanzan los 50 ft de arena neta. También se encuentran secciones dispersas granocrecientes y granodecrecientes.
- **T2_30:** tiene una marcada heterogeneidad deposicional y erosión post-sedimentación. Hacia la zona oriente, se encuentra un buen desarrollo de arenas, mientras que, hacia el centro y occidente, no hay evidencia de una erosión y re-depositación del tope.
- **Tope T2:** hacia la parte sur, presenta delgadas arenas y una orientación a lo largo del rumbo estructural. Presenta secciones granocrecientes, ligadas a depósitos de playa.

1.1.2.3 Modelo Estructural. El Campo Castilla posee un sistema de fallas representado por un anticlinal asimétrico con dirección noroeste, el cual está limitado por una falla inversa. Los esfuerzos que rigieron la estructura durante el cretácico fueron de tipo extensivo, generando un fallamiento normal. Posterior a esto, los cambios a través del tiempo geológico generaron variaciones en la mecánica de roca de la cuenca y un posterior cambio en los esfuerzos presentes en esta. Esto generó una inversión tectónica en el sistema de fallas, desplazando los estratos nuevamente en dirección opuesta. El pliegue que se forma en la estructura, es consecuencia de la propagación de la falla inversa que tuvo lugar en el Mioceno Tardío.

²¹ Ibid. p. 49.

En la **Figura 6**, se tiene una secuencia cronológica, la cual indica cómo se generó el sistema estructural que hoy está presente en el Campo Castilla. En la cresta de la falla de Castilla, se generó una zona con 3 cortes, consecuencia de un plegamiento por la propagación de la misma falla.

Figura 6. Reconstrucción del modelo estructural Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL S.A. Definición del modelo estructural regional para el área de Currabal. Diciembre, 2013. Modificado por el autor.

Los saltos de falla que se presentan en el Campo Castilla presentan una tendencia suroeste-noreste, con desplazamientos entre 200 ft y 1.200 ft aproximadamente. Sin embargo, estos valores cambian hacia la zona noreste del campo, llegando a valores de 33 ft. Situando los mayores saltos de falla hacia la parte central del bloque Castilla, mientras que los valores menores se ubican hacia los extremos del bloque. Los espesores estratigráficos de las capas T2 y Base cretácico tienen valores en la zona central del campo que oscilan entre los 1050 ft y en los extremos, suroeste y noreste, fluctúan entre 911 ft y 845 ft, respectivamente.

1.1.3 Sistema Petrolífero. Los elementos necesarios para poder tener presencia de hidrocarburos en la cuenca de los Llanos Orientales serán expuestos a continuación.

1.1.3.1 Roca Generadora. La principal roca generadora corresponde de la formación Gachetá, pertenecientes a lutitas marino-continetales, ubicadas bajo el flanco oriental de la cordillera Oriental. El kerógeno presente es de tipo II y III, con ambientes de depositación marino y terrestre²², respectivamente; con rangos de TOC entre 1-3% y un espesor efectivo de 150 a 300 ft.

1.1.3.2 Migración. Este fenómeno, fue regido por dos pulsos migratorios, el primero de ellos durante el Eoceno superior-Oligoceno, y el segundo, inició en el Mioceno y continúa actualmente²³.

1.1.3.3 Roca Reservorio. La formación Carbonera, las unidades C3, C5 y C7 específicamente, y la formación Mirador son excelentes unidades reservorio para almacenar hidrocarburos. Dentro de la secuencia cretácica, varios intervalos de areniscas son también excelentes reservorios. El espesor aumenta en dirección este-oeste, mientras que la porosidad disminuye en la misma dirección, con valores iniciales de 30% a 10%. El rango de API varía de 12 a 42²⁴.

1.1.3.4 Trampa. Actualmente la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructurales de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas pueden representar un importante objetivo exploratorio²⁵.

1.1.3.5 Roca Sello. La formación León, corresponde al sello regional. Adicionalmente, las unidades C8 y C2 de la formación Carbonera son consideradas sellos locales. También las formaciones Gachetá y Guadalupe del cretácico, son auto-sellantes²⁶.

²² Oilfield Review. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. p 39.

²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuencas sedimentarias colombianas. Nomenclatura, límites y geología petrolera. Bogotá. 2007. p. 71

²⁴ Ibid. p. 71.

²⁵ Open Round Colombia 2010. Cuenca Llanos Orientales. Geología del petróleo.

²⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuencas sedimentarias colombianas. Nomenclatura, límites y geología petrolera. Bogotá. 2007. p. 71

1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

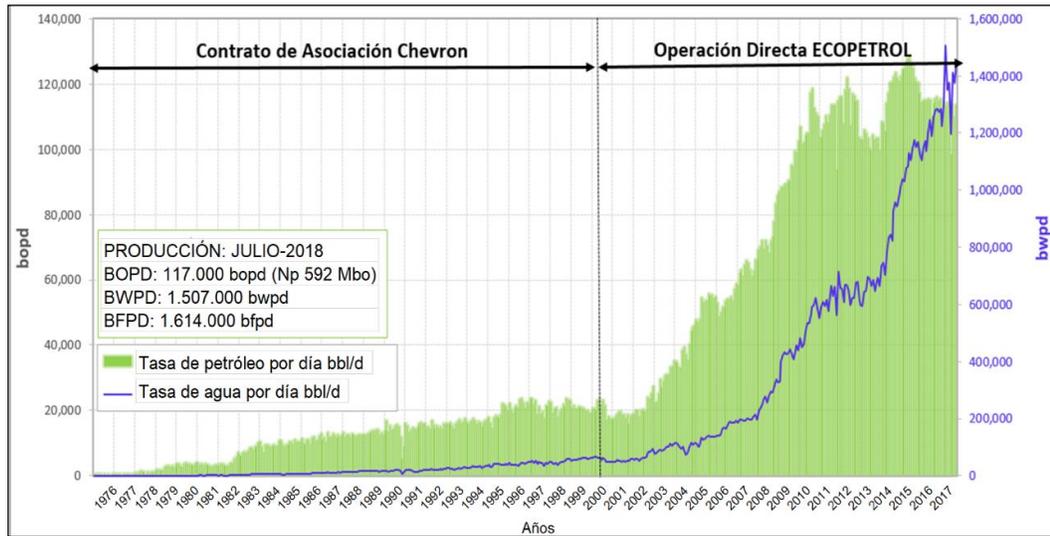
La historia de producción del Campo Castilla comienza en 1976, cuando la compañía Chevron Petroleum Company, en asociación con ECOPETROL S.A, generaron 94 millones de barriles aproximadamente con un promedio de 20.000 BOPD en el tiempo de 25 años.

En 1999, casi 20 años después, ECOPETROL S.A perforaría 3 pozos: Castilla Este 1, Castilla Norte 1 y Castilla Norte 2, de los cuales se obtuvo un promedio de producción de 2.296 BPPD. Para el año 2000 se finaliza el contrato de asociación y ECOPETROL S.A asume la gerencia del campo operando Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este, desarrollados a lo largo del contrato. Al mando de ECOPETROL S.A se incrementa la producción a 21.200 barriles por día.

Al paso de los años, se realizaron campañas de reacondicionamiento de pozo los viejos y nuevas campañas de perforación, en las cuales se instalarían sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES). Posterior a estas campañas, durante los años 2004 y 2007 se vio reflejado un aumento significativo en la producción por encima de 340.000 BPD, incrementando las reservas del campo. Para diciembre de 2005 se reflejó una producción de 52.837 BPD con un corte de agua del 63%. Luego, en el año 2009 se evidenció un aumento de 91.000 BPD.

Sin embargo, en el año 2011 un accidente desafortunado producido en las operaciones de perforación se presentó en el Campo, con este hecho salieron a la luz daños, tales como: incrustaciones, emulsiones y escamas orgánicas. Debido a la problemática mencionada anteriormente, ECOPETROL S.A tomó la decisión de realizar fracturamiento hidráulico con el objetivo de generar una mejor conectividad pozo-formación, dándole solución eficiente a esta y, además, incrementando la producción de petróleo en los respectivos pozos estimulados.

Gráfica 1. Historial de producción Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por autor. 2019.

Actualmente tiene una producción promedio de 115.000 BOPD con un corte de agua alrededor del 93%.

1.2.1 Mecanismo de producción. El principal mecanismo de producción es por empuje hidráulico, también llamado acuífero activo, el cual es dos veces el tamaño del yacimiento. Allí se obtienen crudos pesados que oscilan entre 12°API a 18 °API. Con respecto al sistema de levantamiento artificial, se identifican dos sistemas: bombeo por cavidades progresivas y bombeo electrosumergible.

1.2.2 Número de pozos. La cantidad de pozos perforados en el Campo Castilla es cercana a 630, con 20 pozos de inyección. La zona norte del Campo Castilla posee 46 pozos a los cuales se les ha aplicado fracturamiento hidráulico. Por otro lado, la cantidad de estos pozos presentes en la zona sur del Campo Castilla es de 44

1.2.3 Características de yacimiento. En la **Tabla 1** se muestran los datos generales de las propiedades petrofísicas de las principales formaciones operacionales del Campo Castilla, las cuales son: K2, K1 inferior y T2.

Tabla 1. Información general de formaciones operacionales.

PROPIEDAD	EDAD CRETÁCICA		EDAD TERCIARIA
	K2	K1 INFERIOR	T2
OOIP (MMBP)	3832	1636	313
POROSIDAD (%)	17-20	19-22	15-20
PERMEABILIDAD (mD)	1500-4000	200-1000	500-1200
ESPESOR NETO PETROLIFERO (FT)	200-350	70-100	50
SATURACIÓN DE AGUA INICIAL (%)	10-15	10-15	30
TEMPERATURA (°F)	190	185	180
PRESIÓN INICIAL @5600 TVDSS ft (psi)	2830	2830	-
PRESIÓN ACTUAL @5600 TVDSS ft (psi)	2400	1800	-

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Versión 1. Bogotá D.C. 2015. Modificada por autor. 2019.

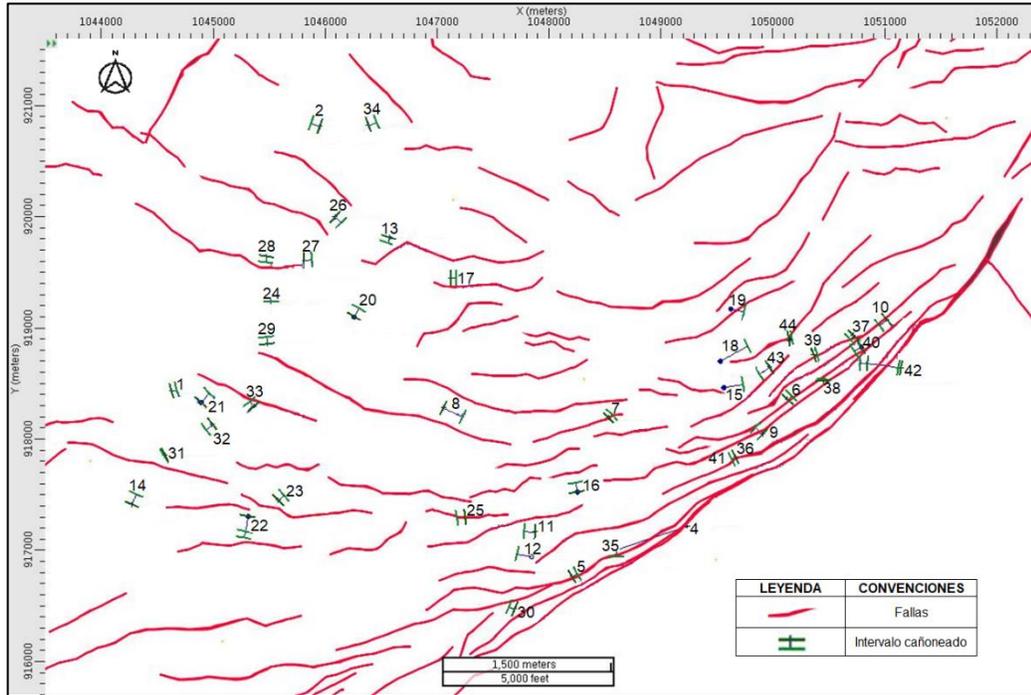
1.3 FALLAS ASOCIADAS A LOS POZOS FRACTURADOS EN LA ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA

Una vez explicados los aspectos geológicos generales de la cuenca de los Llanos Orientales, y las características principales de las formaciones operacionales (K2 y K1 Inferior), se identificará por zonas, la presencia de fallas geológicas presentes que posiblemente influyan en los resultados del fracturamiento hidráulico sobre estas en la zona sur del Campo Castilla.

1.3.1 Número de pozos fracturados. La zona sur del Campo Castilla cuenta con 44 pozos estimulados por fracturamiento hidráulico. Debido a acuerdos de confidencialidad con ECOPETROL S.A, no se mencionará el nombre original de cada pozo, en cambio, estos van a ser enumerados desde 1 hasta 44.

1.3.2 Identificación de fallas asociadas. Las fallas asociadas en la zona sur del Campo Castilla, se identifican en la **Figura 7**. El Campo se subdividió en 3 zonas, según la densidad de fallas presentes de la siguiente manera: Zona 1 de alta densidad, Zona 2 de densidad media y Zona 3 de densidad baja. A cada zona se le asoció el número y ubicación del pozo fracturado y su intervalo cañoneado.

Figura 7. Mapa general de las fallas cercanas a los pozos fracturados.

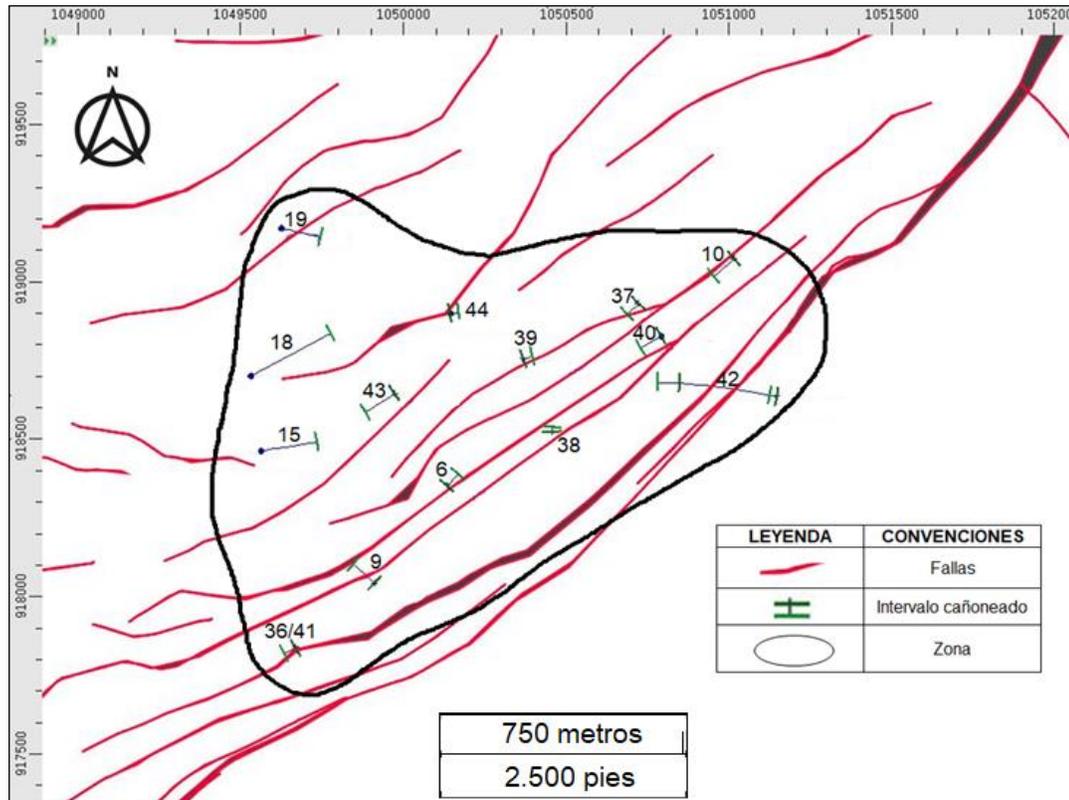


Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

Una vez identificada la presencia de fallas asociadas a los pozos en el mapa general (**Figura 7**), se dividieron en 3 zonas particulares, las cuales presentan densidades de falla distintas y dentro de las cuales, hay cierta cantidad de pozos fracturados asociados.

1.3.2.1 Zona 1. La presente zona muestra una alta densidad de fallas, las cuales tienen dirección noreste - suroeste. Esta zona atraviesa una distancia de 2 km aproximadamente y posee 14 pozos de estudio presentes en el proyecto de investigación.

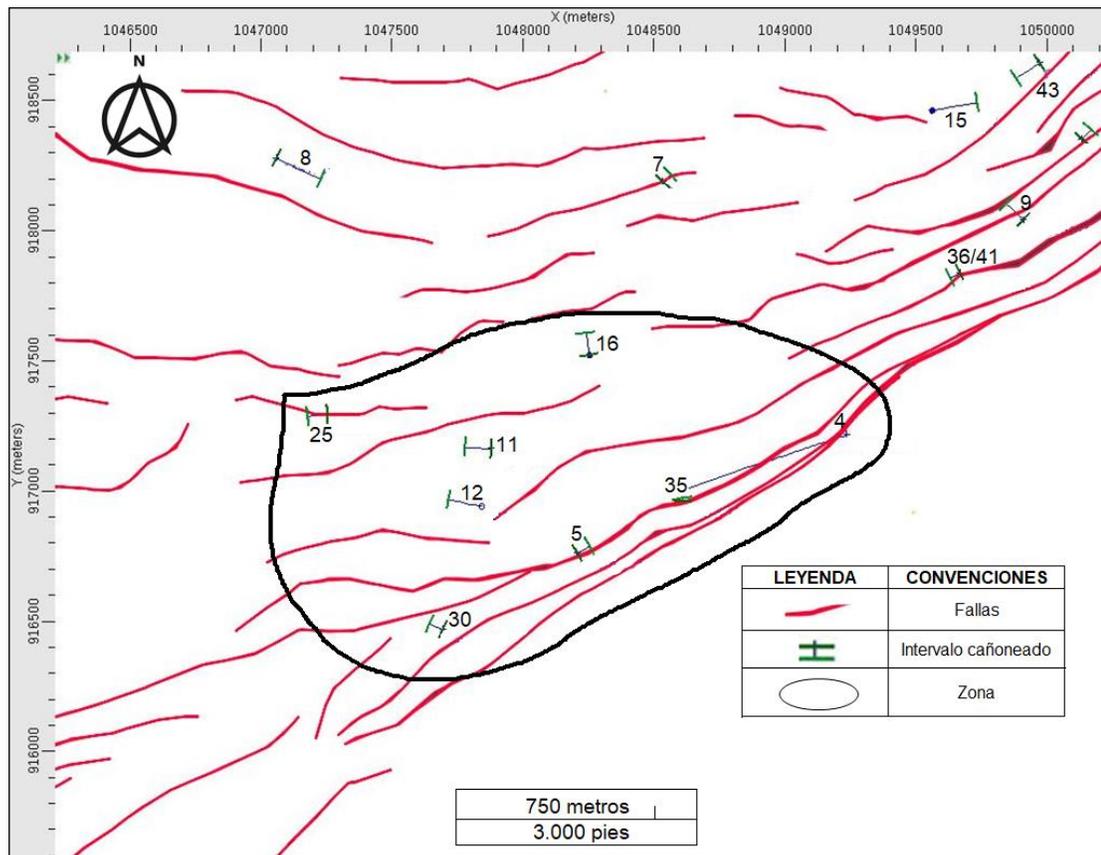
Figura 8. Mapa base de la zona 1.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

1.3.2.2 Zona 2. Esta zona posee una densidad de fallas menor en comparación a la zona anterior (densidad intermedia de fallas), en dirección noreste - suroeste. La zona atraviesa una distancia aproximada de 2 km y posee 8 pozos de estudio presentes en el proyecto de investigación.

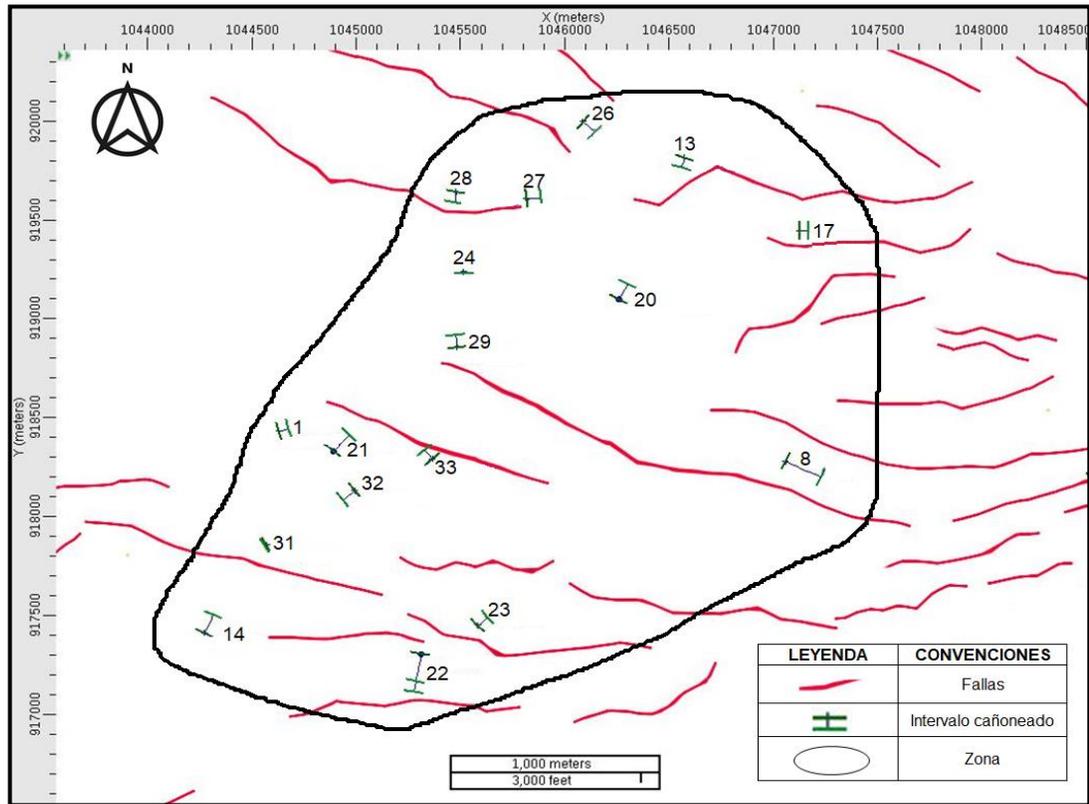
Figura 9. Mapa base de la zona 2.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

1.3.2.3 Zona 3. Esta zona posee una densidad de fallas intermedia, pero con dirección opuesta noroeste – sureste, en su mayoría. La zona atraviesa una distancia aproximada de 4 km y posee 22 pozos de estudio presentes en el proyecto de investigación.

Figura 10. Mapa base de la zona 3.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

2. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

En el presente capítulo se explicará todo lo referente a la técnica conocida como fracturamiento hidráulico, sus objetivos y beneficios, su evolución a través del tiempo tanto a nivel mundial como a nivel nacional, los equipos empleados para desarrollar esta técnica, la descripción de las operaciones de fracturamiento hidráulico en zonas de alta permeabilidad, junto con fluidos, aditivos utilizados, y las etapas operacionales que estas utilizan. Además, se hará una breve descripción de la mecánica de rocas que influye en la generación y la propagación de la respectiva fractura realizada.

2.1 DEFINICIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que actualmente juega un papel fundamental en la industria petrolera. Esta técnica consiste en el bombeo de múltiples etapas de fluidos a un pozo para crear fracturas que permitan la conexión con el yacimiento mejorando los canales de flujo para así inducir la migración de petróleo a la cara del pozo, aumentando la producción en este.

“El proceso implica la presurización de una sección perforada aislada del pozo con un fluido viscoso hasta que las tensiones inducidas superan la resistencia de la formación, lo que provoca una falla y, por lo tanto, crea la fractura.”²⁷

2.2 OBJETIVOS

“El fracturamiento hidráulico es utilizado principalmente para la estimulación de la zona de interés o para reducir el daño a la formación en esta.”²⁸. Esta estimulación, se ve reflejada mediante el incremento de la tasa de producción petróleo en el pozo fracturado con una menor caída de presión, lo que genera un índice de productividad ($\frac{q_o}{\Delta p}$) más elevado. Con la disminución de la caída de presión en el pozo, se obtendrán indirectamente otras mejoras en el entorno operacional, las cuales son:

- Disminución en la producción de arenas y finos.

²⁷ Fisher, Warpinski; SPE 2012, Hydraulic fracture height growth: Real data

²⁸ G.H COULTER (1976), Journal of canadian petroleum, hydraulic fracturing: new developments

- Menor depositación de componentes pesados del petróleo (asfáltenos y parafinas).

El fracturamiento hidráulico también busca conectar el mayor número de fracturas naturales pertenecientes al yacimiento con las fracturas realizadas, para así obtener mayor área de contacto e incrementar considerablemente las reservas de petróleo asociadas.

Finalmente, otro de los objetivos de esta técnica es disminuir el número de pozos verticales o direccionales perforados, sustituyéndolos por una cantidad menor de pozos horizontales, pero con mayor área de contacto con la formación productora, para así minimizar tanto el uso de recursos tanto naturales como económicos que se invierten a la hora de perforar un pozo completamente nuevo.

2.3 RESEÑA HISTÓRICA

Conceptos afines a las técnicas de fracturamiento hidráulico datan desde 1860, donde los procesos de estimulación se realizaban en secciones superficiales de pozo, con el uso de Nitroglicerina. En 1930, diversas compañías de servicios petroleras pasaron de las explosiones a la inyección de fluidos con componentes ácidos, los cuales generaban fisuras en la formación y permitían un mayor paso de fluidos de yacimiento hacia el pozo. “El fracturamiento hidráulico es una técnica que ha sido practicada desde finales de la década de 1940 con el objetivo de mejorar la producción de los yacimientos”²⁹. Estas fueron desarrolladas y mejoradas generalmente por empresas del sector privado, como Halliburton y Stanolind Oil and Gas Corporation, las cuales fueron pioneras en Estados Unidos.

En 1947, se desarrolló el primer fracturamiento hidráulico que tenía por objetivo estimular la producción de un pozo. Este fue realizado en Estados Unidos, el campo de gas Hugoton pozo Kelper 1, Kansas. “La presión en el fondo del pozo era de aproximadamente 420 [psi]. Este pozo fue terminado con una estimulación ácida, luego fue escogido para fracturarse hidráulicamente porque tenía una baja producción y ofrecería una comparación directa entre los tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico. El equipo de bombeo usado consistía en una bomba centrífuga para mezclar la gasolina napalm usada como fluido de

²⁹ MONTGOMERY, C; SMITH, M. Fracturamiento hidráulico: Historia de una tecnología duradera, citado por FISHER, K; WARPINSKY, N. Hydraulic fracture- Height growth: Real data. SPE, 2012.

fracturación y una bomba dúplex, de desplazamiento positivo para bombear el fluido hacia el interior del pozo”³⁰.

Entre los años 1980 y 2000 se consolidaron conceptos universales sobre esta técnica; Bajo el liderato de Mitchell Energy & Development corp, fundada por el ingeniero petrolero George P. Mitchell; Empresa reconocida por desarrollar las primeras operaciones comerciales de fracturamiento hidráulico. El modo de operación y estrategias que abarcan esta técnica han evolucionado a través de años de práctica e investigación, siendo reconocida como un proceso de estimulación, incremento de reservas de hidrocarburo, y aumento de producción, mediante la generación de canales de flujo para formaciones con baja permeabilidad efectiva, aunque también es implementable en zonas que presentan valores altos de esta.

2.4 ETAPAS

Debido a propiedades del yacimiento como heterogeneidad y anisotropía, cada pozo tiene características completamente diferentes, por lo cual el tratamiento de fracturamiento hidráulico requiere un diseño a la medida para las condiciones particulares de la formación. Aunque el proceso de fracturamiento hidráulico demanda esencialmente el mismo procedimiento, la secuencia puede cambiar dependiendo de las condiciones únicas del yacimiento. Es importante notar que no todos los aditivos son usados en cada pozo fracturado hidráulicamente; la exacta mezcla y proporciones de aditivos y material apuntalante van a variar en base a la profundidad del pozo en cuestión, espesor y otras características de la formación objetivo. Esta variación en el uso de propante, fluidos de tratamiento y aditivos, resulta en diferentes características de fractura, tales como su respectiva longitud y ancho, o control de pérdida de fluido.

A continuación, se hará una breve descripción de cada una de las etapas generalmente empleadas en el procedimiento de fracturamiento hidráulico.

2.4.1 Etapa ácida. También conocida como etapa buffer, consiste en bombear una cantidad considerable de galones de solución diluida de agua con ácido clorhídrico o muriático. El ácido sirve para limpiar los restos de cemento en el pozo, eliminando la contaminación que estos puedan generar y proporcionar un conducto abierto para los otros fluidos de fracturamiento, disolviendo minerales de carbonato y abriendo fracturas cercanas al pozo.

³⁰ GIDLEY. John; 1989. Recent advances in hydraulic fracturing. p. 1.

2.4.2 Etapa tapón. Etapa del fracturamiento hidráulico en la cual empieza el bombeo del PAD, fluido encargado de crear la respectiva geometría de fractura. “En esta etapa, el fluido se bombea a través de los disparos de tubería de revestimiento con una tasa y presión suficientes para fracturar la formación y crear la fractura”.³¹ Se diseña a la temperatura de yacimiento.

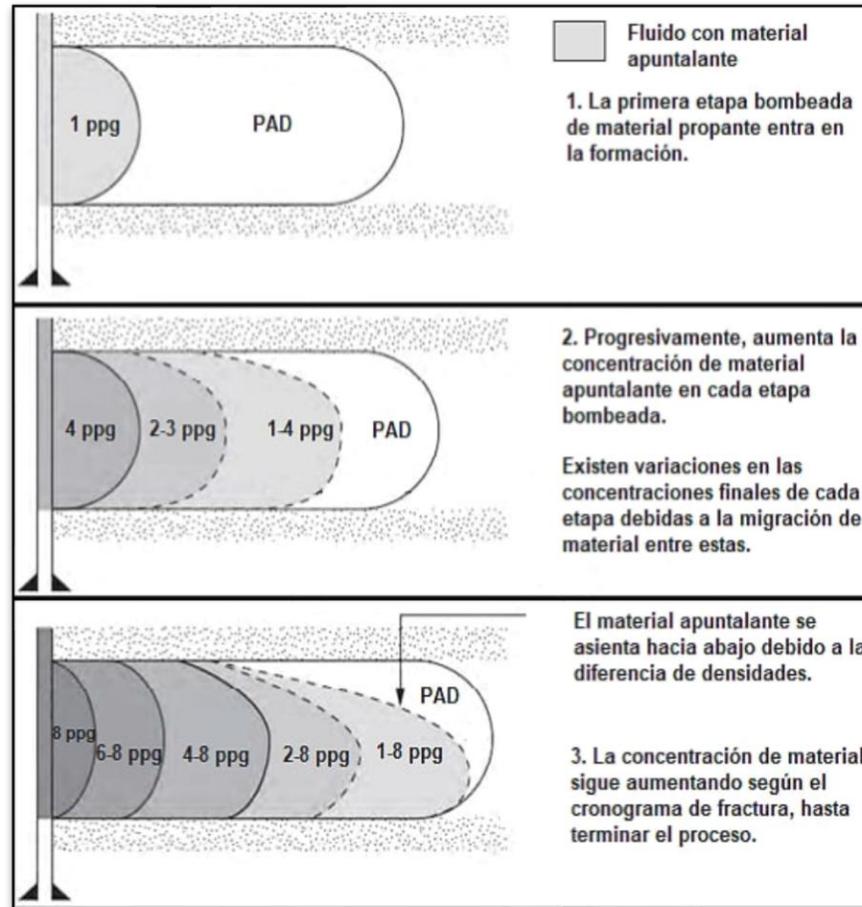
2.4.3 Etapa secuencial de apuntalante. Consiste en varias subetapas de bombeos de agua, con el agente apuntalante, cuya concentración aumenta gradualmente a lo largo de estos (**Figura 11**). Además, el tipo de material apuntalante puede variar desde un tamaño de partículas más fino hasta un tamaño de partículas más grueso a lo largo de las etapas. Este material debe ser fuerte y resistente a los esfuerzos de cierre, inmune a posibles corrosiones, de baja densidad para que tenga un volumen poroso considerable y económicamente rentable.

2.4.4 Etapa de limpieza. También conocida como etapa de desplazamiento. Compuesta por grandes cantidades de salmuera, sin carga polimérica, suficientes para limpiar el exceso de agente propante en el pozo”³².

³¹ D’Huteau, E.; Gillard, M.; Miller, M.; Peña, A.; Johnson, J.; Turner, M.; Mededev, O.; Rhein, T.; Willberg, D.; 2012; Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción; p.6.

³² Ground Water Protection Council and Interstate Oil and Gas Compact Commission, “FracFocus, Chemical Disclosure Registry, How is Hydraulic Fracturing Done?” 2018.

Figura 11. Estructura general del bombeo secuencial de apuntalante.



Fuente: HEINZ SANTIAGO; 2014; Fracturamiento hidráulico por pulsos de arena para generar canales de flujo abiertos de alta conductividad; Universidad Nacional de Ingeniería. p.9.

2.5 GENERACIÓN Y PROPAGACIÓN DE FRACTURA

Este fenómeno abarca uno de los más importantes acontecimientos a la hora del fracturamiento hidráulico, ya que determina la formación y propagación de fractura, y por lo tanto el éxito de las operaciones realizadas. Está regido principalmente por cinco relaciones matemáticas, las cuales serán mencionadas brevemente a continuación³³:

³³ ACHARYA RUMA; 1998; Hydraulic fracture treatment design simulation; Journal of petroleum technology; p. 139.

2.5.1 Ecuación de conservación de la masa. Realiza un balance de masa total para un fluido viscoso bombeado con cierto contenido de material apuntalante/propante (**Ecuación 1**). Esta ecuación, considera que el volumen total de fluido y material apuntalante inyectado al pozo menos el volumen de este mismo material alojado en las fracturas y el volumen desperdiciado por fugas en el desplazamiento a fondo es igual a cero.

Ecuación 1. Conservación de la masa para el fluido bombeado.

$$V_{Iny_{total}} - V_{Iny_{fractura}} - V_{Iny_{fuga}} = 0$$

Fuente: ACHARYA RUMA; 1998; Hydraulic fracture treatment design simulation; Journal of petroleum technology; p. 139.

2.5.2 Ecuaciones de apertura del ancho de fractura. Tales ecuaciones se ajustan a un modelo específico de fractura, el cual permite calcular volúmenes de fluidos y cantidad de material apuntalante para una fractura de conductividad predeterminada, basándose en su geometría. Estas ecuaciones relacionan el espesor de la fractura con su longitud y altura para definir una geometría específica. También evalúan su distribución de presión a lo largo de esta, asumiendo que la formación se deforma según las leyes de elasticidad lineal.

2.5.3 Ecuaciones de momentum. Describen el comportamiento del flujo de fluidos de fracturamiento reológicamente complejos en respuesta a los gradientes de presión en la fractura³⁴.

2.5.4 Ecuaciones de continuidad. Rigen el intercambio de fluidos entre la fractura realizada y sus respectivos alrededores.

2.5.5 Criterios de propagación de fractura. Según el modelo utilizado, determinan la dirección de propagación de fractura en un tiempo determinado.

³⁴ ACHARYA RUMA; 1998; Hydraulic fracture treatment design simulation; Journal of petroleum technology; p. 139.

2.6 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

En operaciones de fracturamiento hidráulico, es de suma importancia tener estricto conocimiento sobre las variables características del yacimiento y la litología asociada a este. Esto le permitirá al ingeniero calcular y conocer las variables que influyen en el respectivo proceso, las cuales principalmente abarcan el tipo de fluido y su composición a preparar, los volúmenes de fluido de fracturamiento y material apuntalante bombeados, el modelo de propagación de fractura que mejor se ajuste al entorno operacional, la conductividad presente en la formación y en la fractura, el modelo geométrico a utilizar y el costo total de la operación de fracturamiento.³⁵

La mecánica de rocas es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de la roca. “La mecánica de rocas forma a su vez parte de la geotecnia o geomecánica, que estudia el comportamiento de todos los materiales de origen geológicos por sí solos y en su interacción con estructuras y de la que también forma parte la mecánica de suelos”.³⁶

La mecánica de rocas juega un importante rol en la forma de fracturar la formación y las dimensiones finales de la fractura realizada. Estas propiedades mecánicas pueden ser calculadas, estimadas o medidas.

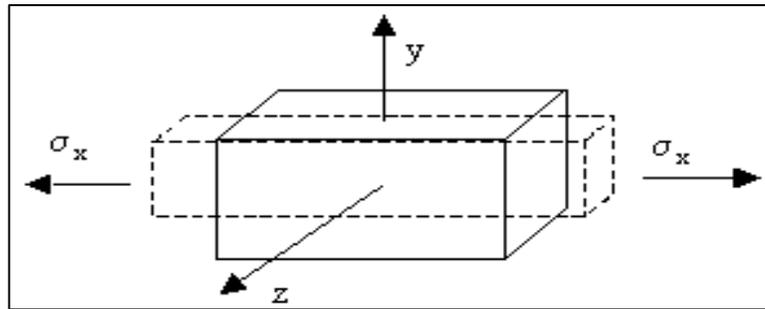
2.6.1 Relación de Poisson (ν). Definida como la relación de la deformación, relacionada con la plasticidad de la roca. Esa relación es una medición de cuanto una roca se deformará horizontalmente cuando es sometida una deformación vertical (Overburden).³⁷ En términos de litología, las arcillas poseen una mayor relación de Poisson que las arenas. Además, tienen generalmente mayores valores de esfuerzo. Debido al comportamiento no lineal de las rocas, la relación de Poisson no es constante en todo el rango de esfuerzo.

³⁵ CAMACHO, Juan. 2018. Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del Campo Castilla Norte mediante registros de producción. Test de laboratorio y pruebas de productividad. p. 43, 44.

³⁶ RAMIREZ P.& MONGE L.; 2004; Mecánica de rocas: Fundamentos e ingeniería de taludes; p. 3.

³⁷ CAMACHO JUAN; 2018; evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del Campo Castilla norte mediante registros de producción, test de laboratorio y pruebas de productividad p. 47.

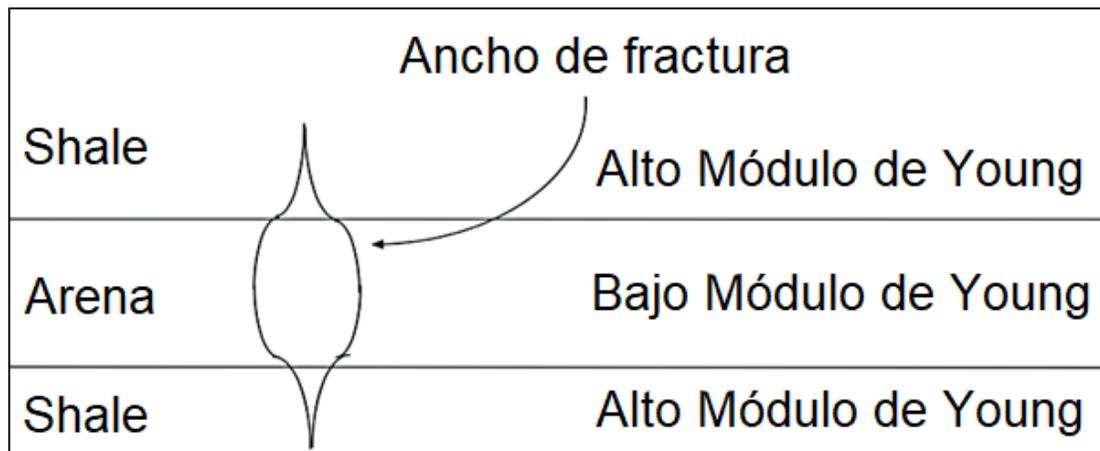
Figura 12. Representación gráfica de la relación de poisson.



Fuente: Pérez Antonio; 2018; Enciclopedia virtual de ingeniería mecánica, Universidad Jaume I.

2.6.2 Módulo de Young. Es la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial del mismo material. Al aplicar una fuerza F se obtiene una longitud ΔL . Un alto valor del módulo de Young representa un material muy duro lo que significa un alto esfuerzo equivalente a una alta presión que es necesario para deformar la roca.³⁸ La deformación de la roca maneja una relación inversamente proporcional con este coeficiente. A mayores valores de módulo de Young, la deformación de la roca es menor.

Figura 13. Representación del módulo de Young en un reservorio fracturado.



Fuente: StrataGen engineering (2012), curso de fracturamiento hidráulico.

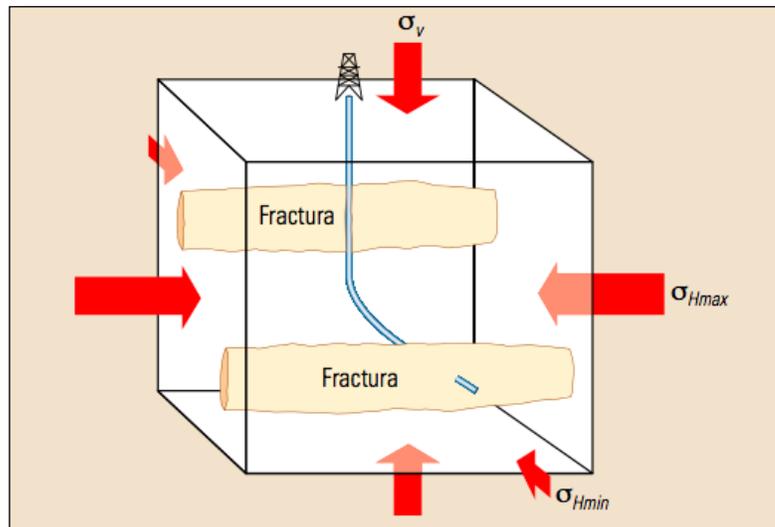
³⁸ CAMACHO, Juan. 2018. Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del Campo Castilla Norte mediante registros de producción. Test de laboratorio y pruebas de productividad. p.48.

2.7 ESFUERZOS INVOLUCRADOS, ORIENTACIÓN Y DIMENSIONES DE FRACTURA

Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, el fluido inyectado a la zona de interés de la formación ejerce una alta presión sobre esta, de tal manera que los esfuerzos locales producidos, sobrepasan la resistencia interna de la roca, produciendo así la ruptura o fractura de la roca, la cual crecerá y se propagará dependiendo de las ubicaciones de los respectivos esfuerzos presentes en el yacimiento. Generalmente, existen tres principales esfuerzos en la formación: vertical o de sobrecarga, horizontal máximo y horizontal mínimo.

“Los esfuerzos locales controlan la dirección y propagación de las fracturas hidráulicas. Las fracturas hidráulicas, son fracturas debidas a la tracción y se abren en la dirección de menor resistencia. Si el esfuerzo de compresión principal es el esfuerzo de sobrecarga, las fracturas son verticales y se propagan en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo cuando la presión de fracturamiento excede el esfuerzo horizontal mínimo.”³⁹

Figura 14. Generación y propagación de fractura en un yacimiento.



Fuente: NOLEN RICHARD; 2013; Schlumberger oilfield review; Volúmen 25; Capítulo 2; P. 57.

³⁹ NOLEN RICHARD; 2013; Schlumberger oilfield review; Volumen 25; Capítulo 2 p. 57.

Generalmente, las fracturas que se propagan en dirección vertical, tienden a producirse en profundidades menores a 3.000 ft, debido a que la sobrecarga de las capas a esa profundidad proporciona el menor esfuerzo principal. A mayor profundidad vertical, el valor de esta sobrecarga aumenta y, por lo tanto, existirá un punto en el que el esfuerzo principal cambie, correspondiendo al valor del esfuerzo de sobrecarga; Esto significa que la tensión horizontal de confinamiento ya no sería el esfuerzo principal de la formación, y por ende, la fractura se propagaría de manera horizontal.

“Los factores de mayor influencia en la orientación de la fractura son”⁴⁰: esfuerzos locales, presión de poro, presión de sobrecarga, el módulo de Poisson, el módulo de Young, la compresibilidad de la roca y la dureza. Los esfuerzos in-situ se pueden estimar mediante pruebas como Leak of Test (LOT) o Formation Integrity Test (FIT). La presión de sobrecarga está en función de: densidad total de las rocas, porosidad y fluidos congénitos. La presión de poro se relaciona con la salinidad del fluido y es la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios poros de la roca. La relación o módulo de Poisson se refiere a la relación de la expansión lateral a la contracción longitudinal de una roca bajo una fuerza uniaxial. El módulo de Young es la relación entre el esfuerzo a la deformación causado por una fuerza uniaxial. Y en cuanto a la compresibilidad de la roca, se divide en dos conceptos: compresibilidad de la matriz de la roca (Cr) y la compresibilidad de los poros (Cp). La dureza es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de que ocurra la propagación.

La orientación lateral de los disparos puede incidir en la dirección de la fractura. Por otra parte, su orientación, también puede influir en el éxito de la fractura y en la productividad a largo plazo del pozo.

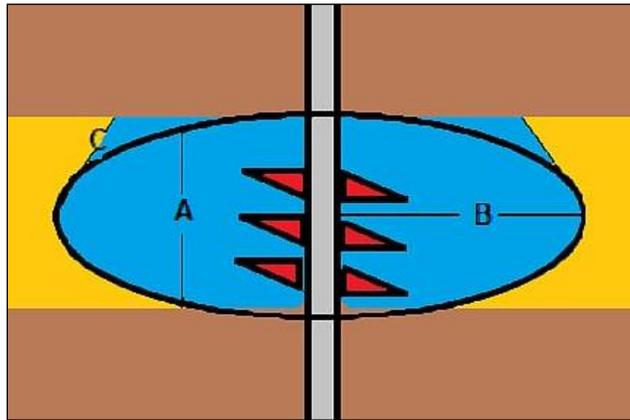
2.7.1 Dimensiones de fractura. La geometría de la fractura se define por tres componentes principales: altura, longitud y ancho, y se relacionan con las características de materiales y aditivos químicos usados en el fluido de fracturamiento y con las propiedades de la formación. Según Amanda Díaz⁴¹: la longitud es la distancia de la fractura al flujo. La fractura consiste de dos lados simétricos o medias longitudes a cada lado del pozo. La altura de esta será controlada por los esfuerzos in-situ, dada por la diferencia en la magnitud entre los diversos estratos. Si dicha diferencia es alta, la altura es igual al espesor de la

⁴⁰ Andrea Martínez, Gina Gonzales, Deissy Bautista, Oscar Castro, Melany Acevedo, Andrés Ballesteros y Andrés Suarez. “Fracturamiento hidráulico”. Bogotá 2012, Fundación Universidad de América.

⁴¹ Díaz Amanda, Lasso Velarde. (2013). Análisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de fracturamiento hidráulico en el área Amy. Quito: UCE

formación, en cambio, si la diferencia de esfuerzos es baja, la altura de la fractura sobrepasará el espesor de la formación productora, lo que conlleva a una disminución de la longitud de la fractura. La siguiente **Figura 15**, indica la representación gráfica para las diferentes dimensiones de fractura en un pozo, donde A representa la altura de la fractura, B, su longitud de ala y C, su ancho.

Figura 15. Dimensiones de una fractura hidráulica.



Fuente: elaboración propia.

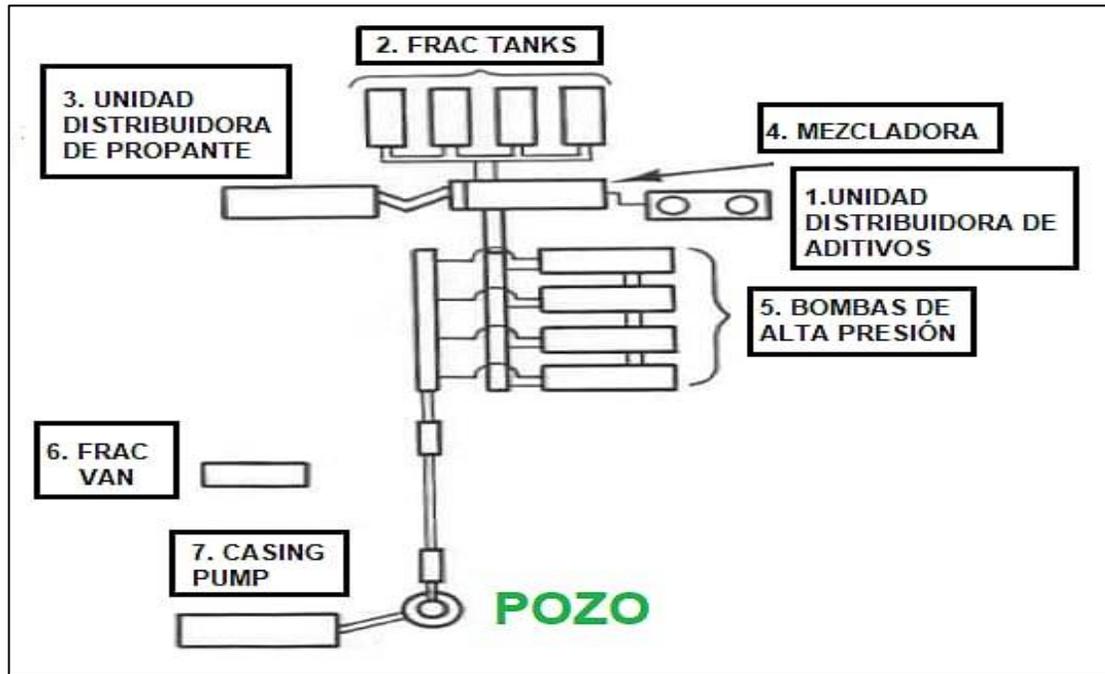
2.8 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

A continuación, se realizará una breve descripción de los equipos esenciales para el fracturamiento hidráulico junto con su funcionamiento.

2.8.1 Equipos de superficie. A continuación, en la **Figura 16**, se realizará una descripción del equipo de superficie utilizado para las operaciones de fracturamiento hidráulico junto con sus respectivas funciones:

2.8.1.1 Unidad distribuidora de aditivos. Transporta a la mezcladora las proporciones exactas de los aditivos a utilizar para la creación de la fractura en el pozo.

Figura 16. Equipo convencional de superficie para fracturamiento hidráulico.



Fuente: elaboración propia, basado en Gidley John L; 1989; Recent advances in hydraulic fracturing. p 264.

2.8.1.2 Frac tanks. Son los tanques de fluidos de fracturamiento, retienen los fluidos de tratamiento y bombean los distintos tipos de fluidos que se pueden usar en la operación, estos se encuentran en una amplia variedad de tamaños y generalmente van conectados en serie entre sí y la unidad de mezclado o blender.

2.8.1.3 Unidad distribuidora de propano. Transporta a la mezcladora cantidad exacta del material propano a utilizar para la creación de la fractura en el pozo.

2.8.1.4 Mezcladora. Se encarga de combinar el fluido de fracturamiento proveniente de los frac tanks con las sustancias de las unidades distribuidoras de propano y aditivos para crear la mezcla que se enviará a las bombas de alta presión.

2.8.1.5 Bombas de alta presión. Son las que se encargan de enviar la mezcla de fractura al pozo. Estas unidades proporcionan la potencia necesaria para crear y propagar la fractura deseada. Estas unidades se clasifican en dos grandes grupos según su potencia hidráulica de bombeo: unidades de bombeo

convencionales e intensificadores, estas últimas teniendo un mayor valor en esta propiedad.

2.8.1.6 Frac van. Es el centro de comando para las operaciones de fracturamiento hidráulico en una locación, constantemente monitorea los procesos que se realizan y brinda información acerca de su desarrollo.

2.8.1.7 Casing pump. Es la bomba que recibe los fluidos de exceso en las operaciones de fracturamiento provenientes del pozo.

2.9 SIMULADORES DE DISEÑO DE FRACTURA

Son herramientas de ingeniería que permiten predecir situaciones futuras acertadas sobre próximos procesos de fracturamiento hidráulico, estos realizan una descripción de los fenómenos físicos en una situación e incluyen todas las leyes que podrían afectar a los procesos ejecutados. Su finalidad es proporcionar una base para la toma de decisiones en un proceso, identificar posibles causas de fallo y predecir los resultados de una situación específica dada.

“El proceso para desarrollar un diseño para el tratamiento de una fractura hidráulica comienza durante la evaluación del reservorio. La dinámica de las relaciones de tensión que existen y el carácter del yacimiento son componentes críticos que se usan para el diseño de trabajos de fracturamiento hidráulico”⁴². La recolección de datos incluye: porosidad, permeabilidad, y litología de la formación productora; saturación de fluidos, características de las fracturas naturales; y regímenes de esfuerzo actuales que identifiquen las tensiones horizontales máximas y mínimas. Los datos recolectados de muestras de núcleo pueden incluir la orientación, altura, longitud media, ancho y permeabilidad de la fractura. Estos datos son usados para determinar dónde puede ser aplicado de manera efectiva.

Los simuladores pueden ser usados para analizar la información recolectada de la formación productora y crear un modelo matemático que optimice el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Los resultados son revisados y dependiendo el criterio del ingeniero, se modifican variables de la simulación, tales como el volumen, tipo de apuntalante y presiones, para evaluar como la estimulación puede responder sin llevar a cabo el trabajo de fracturamiento hidráulico. Al diseñar los tratamientos de estimulación de fracturas, se toma en consideración los esfuerzos de la formación para predecir la propagación de la fractura.

⁴² Petroleum Technology Alliance Canada (PTCA) y Science and Community Environmental Knowledge Fund (SCEK). “The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources” (Revised November 2012); Hydraulic Fracture Treatment Design. p 13

Estos simuladores son utilizados para diseñar y representar teóricamente, un entorno de fractura con resultados exitosos, indicando ciertos parámetros clave para obtener la fractura deseada; Dichos parámetros son:

- Volúmenes de fluido inyectados
- Tipo y cantidad de material propante
- Tiempos de bombeo en las operaciones

Esto permite obtener una fractura con geometría ideal, la cual garantiza la máxima cobertura de material propante en ella al final del bombeo. A partir de una fractura con dicha geometría, se pueden obtener estimados económicos sobre la ganancia que implica el proceso de fracturamiento.

2.9.1 Conceptos básicos para un simulador de diseño de fractura. Es necesario que un simulador de diseño de fractura, considere fenómenos básicos que influyan en la creación de una fractura, para así, obtener un modelo realista con valores de salida simulados que se aproximen a unos posibles resultados en el entorno real. Dentro de estos fenómenos básicos se pueden resaltar:

- Deformación de la roca: incluyendo la variación de las propiedades mecánicas de esta, la distribución vertical de los esfuerzos tensionales in situ, la distribución de la presión de poro y la tensión entre las capas de la roca.
- Flujo de fluidos: considerando flujos a través de los canales permeables, ya sea en fracturas naturales o inducidas y el flujo en las zonas cañoneadas.
- Deformación de la roca con interacción del flujo de fluidos: el simulador se encarga de modelar numéricamente la interacción de los dos factores mencionados anteriormente en conjunto.
- Distribución y colocación del material propante en la fractura: influenciada por las características de desplazamiento del fluido de fracturamiento.
- Modelo de propagación de la fractura teniendo en cuenta la presión de poro en los alrededores de la fractura.

2.9.2 Tipos de simuladores. Como ya se mencionó anteriormente, es importante tener un modelo base de propagación de fractura a través de la zona de interés. “Los simuladores de diseño de fractura se pueden clasificar según el tipo de modelo que manejen, estos son”⁴³:

- 2D
- Pseudo 3D
- 3D TOTAL

2.10 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD

Los avances del fracturamiento hidráulico a través del tiempo permitieron que esta técnica expandiera su campo de trabajo, logrando aplicarla en zonas que poseen altos valores de permeabilidad, comúnmente identificados con valores mayores a 50 mD.

Las formaciones con una permeabilidad muy alta, también tienden a tener dos características singulares, las cuales se deben considerar a la hora de ejecutar las operaciones de fracturamiento hidráulico:

2.10.1 Formaciones débiles o no consolidadas. El proceso de fracturamiento a menudo se combina con técnicas de control para reducir la producción de arenas y finos. Las dos técnicas complementarias a este procedimiento más conocidas son:

2.10.1.1 Exclusión de arena. Se refiere a todos los mecanismos de completamiento de pozos utilizados para remediar la producción de arena, como filtros y empaquetamientos con grava.

2.10.1.2 Control de desconsolidación de arenas. Se refiere a la serie de técnicas aplicadas para minimizar el impacto de la producción de fluidos en la formación, fenómeno que directamente causa la desconsolidación de las arenas presentes en esta y su migración a la cara del pozo.

2.10.2 Daño de formación. Las formaciones también tienden a tener grandes factores de daño (S), por lo que se puede obtener un aumento significativo de la producción, simplemente al proporcionar un camino conductor a través de la zona dañada. A esto, comúnmente se le conoce como “Bypasear” la formación

⁴³ ACHARYA RUMA; 1998; Hydraulic fracture treatment design simulation; Journal of petroleum technology; p. 139.

Debido a la litología, el módulo de Young presente en estas formaciones, tiende a ser bajo, lo que significa que crear fracturas anchas, es relativamente fácil. Sin embargo, parte del éxito de la fractura radica en el Tip Screen Out, el cual representa un empaquetamiento gradual de material propante en la fractura. Para formaciones permeables, lo importante es obtener un ancho de fractura considerable que permita un mayor flujo a través de esta.

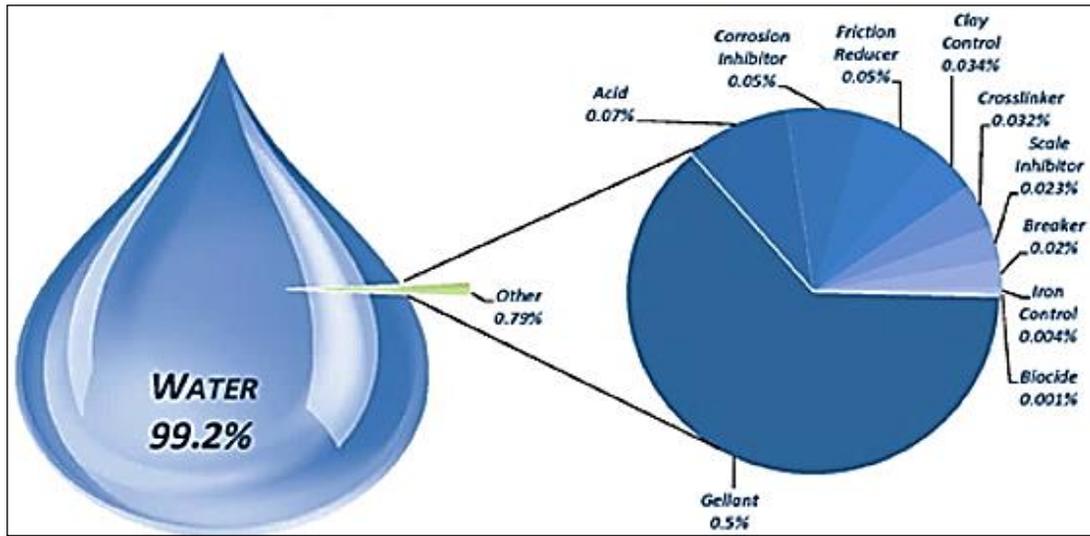
2.11 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fluido de fracturamiento debe tener suficiente viscosidad para abrir la fractura, transportar y distribuir el agente apuntalante, bajo una presión aplicada. El fracturamiento con slickwater ha sido uno de los métodos más usados para el fracturamiento hidráulico de formaciones de shale. El término slickwater se refiere al uso de agentes reductores de fricción agregados al agua dulce para reducir la presión que es requerida para bombear el fluido hacia la formación durante un tratamiento de fracturamiento. El fluido de fracturamiento Slickwater está generalmente compuesto por 99.5% de agua dulce y arena (agente apuntalante), y 0.5% o menos por aditivos químicos, y depende exactamente del pozo en cuestión.

2.11.1 Aditivos. El porcentaje de aditivos químicos en el fluido de fractura es verdaderamente insignificante a comparación con el porcentaje de agua y del material propante que este posee. Sin embargo, esta pequeña cantidad de aditivos es muy importante para asegurar que la formación productora sea tratada efectivamente. La formulación de los fluidos para el fracturamiento hidráulico requiere de aditivos específicos que prevengan la degradación del funcionamiento del pozo. A continuación, se listarán los aditivos más importantes para operaciones de fracturamiento hidráulico junto con una breve descripción de su principal función en estas operaciones.⁴⁴

⁴⁴ Registro nacional de fracturamiento hidráulico (Frac Focus); 2019; Disponible en línea < <https://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>>. Consultado el 10/03/2019.

Figura 17. Composición general de un fluido fracturamiento hidráulico.



Fuente: FracFocus, National hydraulic fracturing chemical registry. “Average hydraulic fracturing fluid composition for US Shale Plays” Data2012. Disponible en: <<http://fracfocus.org/>>. Consultado el 10/03/2019.

2.11.1.1 Ácidos. Son utilizados con el fin de retirar cemento residual de las perforaciones y asegurar un camino accesible hacia la formación. poseen una rápida reacción, por lo tanto, la mayor parte de este se consume, disolviendo el cemento en la perforación y no viaja hacia la formación. Los principales ácidos utilizados en la estimulación química incluyen ácido clorhídrico, mezclas de ácido fluorhídrico y clorhídrico y ácidos orgánicos.⁴⁵

2.11.1.2 Agente gelificante. Tales como Goma de Guar, puede ser usada en pequeñas cantidades para aumentar la viscosidad del fluido a base de agua, para ayudar al transporte y suspensión del agente apuntalante. La selección del gelificante se basa en cómo el reservorio reacciona con el gel y de las características de la formación, como: espesor, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión.

2.11.1.3 Crosslinker. También conocido como enlazador, se agregan directamente al fluido que contiene el material propante. Pueden proporcionar viscosidad adicional en un sistema de fluido de fracturamiento. Pequeñas cantidades de estos unen químicamente dos o más cadenas de polímeros, lo que aumenta el peso molecular efectivo y la viscosidad⁴⁶.

⁴⁵ HALLIBURTON COMPANY; 2004; Halliburton coiled tubing handbook; Capítulo 3, p. 49.

⁴⁶ Ibid. p. 34.

2.11.1.4 Biocidas. Los biocidas controlan la contaminación bacteriana. El agua utilizada para preparar el fluido de fracturamiento, generalmente contiene bacterias generadas por contaminación. Estas bacterias producen enzimas que pueden destruir la viscosidad rápidamente⁴⁷, afectando así, la efectividad de la operación.

2.11.1.5 Rompedor. Estos permiten un retardo en la ruptura del gel cuando es requerido. Se utiliza para degradar considerablemente la viscosidad del fluido de fracturamiento gelificado, para permitir que el fluido de fracturamiento diluido vuelva al pozo mientras se deja el apuntalante en las fracturas inducidas. La solución rompedora es comúnmente agregada para lograr que el agente gelificado mejorado se descomponga en un fluido más simple y así pueda ser removido fácilmente del pozo sin transportar el material apuntalante.

2.11.1.6 Inhibidor de corrosión. Generalmente conocidos como secuestrantes de oxígeno o de sulfuros, son comúnmente agregados para reducir las probabilidades de corrosión en las superficies metálicas presentes en la operación, como en el casing o la tubería. Trabajan creando una delgada película en la superficie del metal, previniendo el contacto con las sustancias corrosivas.

2.11.1.7 Inhibidor de incrustaciones (scale). Son usados para detener el asentamiento de incrustaciones de la roca, lo cual restringe el tamaño de los poros, reduciendo así la tasa de producción. El inhibidor se adhiere a la superficie de la roca y se libera lentamente con el tiempo en las aguas de producción, reduciendo el número de partículas sólidas que se forman. Previene que se depositen incrustaciones en la tubería.

2.11.1.8 Ajustador o regulador de pH. La mayoría de los fluidos de estimulación de base acuosa contienen una cantidad nominal de químicos (ácidos y bases comunes) con el único propósito de obtener el pH apropiado del fluido. Estos productos químicos se denominan agentes de control de pH o buffers⁴⁸.

2.11.1.9 Surfactantes. Un surfactante se define como un agente tensoactivo. Esto significa, una sustancia química que, cuando se agrega a un líquido, cambia la tensión superficial del líquido⁴⁹. La función primordial es minimizar la separación o reducir la tensión superficial del fluido en la formación y así mantener la viscosidad del fluido de fracturamiento.

⁴⁷ ECONOMIDES MICHAEL; 2002; Unified fracture design; p. 85.

⁴⁸ HALLIBURTON COMPANY; 2004; Halliburton coiled tubing handbook; Capítulo 3, p. 16.

⁴⁹ Ibid. p. 22.

2.11.1.10 Reductores de fricción. Aditivo químico que altera las propiedades reológicas de un fluido para reducir la fricción que se genera dentro de este cuando circula en una tubería⁵⁰. Mejorando así, el flujo de este y, además, permitir a la empresa bombear mayores caudales de fluido en menos tiempo.

2.11.2 Agente apuntalante. El agente apuntalante es el componente sólido del fluido de fractura, el cual se aloja en el interior de esta, después de la ejecución de las respectivas operaciones de fracturamiento hidráulico.

Su propósito es mantener las paredes de la fractura separadas, de manera tal que se genere un camino conductor hacia el pozo después de que se haya detenido el bombeo, y la presión del fluido haya descendido por debajo de la requerida para mantener la fractura abierta⁵¹.

La fractura apoyada, debe tener una conductividad al menos lo suficientemente alta para eliminar la mayor parte de la trayectoria del flujo radial que existe en un pozo sin fracturar, y para permitir el flujo lineal desde el reservorio hacia la fractura. Esto requiere un flujo lineal relativamente libre de obstáculos dentro de la fractura hacia el pozo. Para lograr esto, el agente apuntalante debe permitir que la fractura apoyada tenga una permeabilidad de varios órdenes de magnitud mayor que la de la roca del reservorio⁵².

Además de los granos de arena que son los materiales más comunes en estos agentes, también se pueden utilizar agentes apuntalantes artificiales o de diseño especial, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sinterizada. Los materiales de los agentes de sostén o apuntalantes se clasifican cuidadosamente por su tamaño y esfericidad para brindar un conducto eficiente para la producción de fluido desde el yacimiento hasta el pozo⁵³.

⁵⁰ Glosario virtual de schlumberger; 2019; Disponible en línea <www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/f/fluid-friction_reducer.aspx> consultado el 10/03/2019.

⁵¹ BP; 1997; Hydraulic fracturing manual; Capítulo 7; p.2.

⁵² Ibid. p.2.

⁵³ Glosario virtual de schlumberger; 2019; Disponible en línea <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/proppant.aspx>> consultado el 10/03/2019.

2.11.2.1 Tipos de agentes apuntalantes. Según las especificaciones requeridas para el pozo a estimular, existen diferentes tipos de agentes apuntalantes; un material apuntalante ideal, es aquel que cumple con las siguientes características⁵⁴:

- Es fuerte.
- Es deformable.
- Es inerte químicamente.
- Posee baja gravedad específica.
- Resiste el flujo de retorno.
- Resiste el empotramiento.

Además de las características técnicas, es necesario tomar en cuenta la disponibilidad del material y el costo de este, para obtener la máxima rentabilidad económica en los procesos de fracturamiento. Los agentes apuntalantes se pueden dividir en 3 categorías⁵⁵:

- **Naturales:** En esta categoría están presentes materiales como la arena, cristales de aluminio, cascaras de nuez y bolas de aluminio. Principalmente, son materiales con buen rendimiento; Además, presentan la mayor disponibilidad en el mercado y, por lo tanto, de bajo costo, sin embargo, se debe verificar la calidad de estos a la hora de tomar la decisión de adquirirlos.
- **Cerámicos:** Son compuestos no orgánicos y no metálicos, originados por procesos a altas temperaturas. Estos materiales están hechos a base de mullita, un compuesto mineralógico conformado por aluminio y zinc.

Sin embargo, estos materiales no alcanzan a ser tan resistentes como los ISP o la Bauxita; este último, posee una densidad intermedia y proporciona altos valores de conductividad, por eso, es uno de los materiales más usados en las operaciones de fracturamiento. El proceso de fabricación de este material, le proporciona un alto grado de esfericidad, lo cual se traduce en una buena conductividad, comparada con las arenas. Estos materiales son utilizados, convencionalmente, en formaciones con presiones de cierre entre 6.000 y 10.000 psi. Estos materiales pudieran ser utilizados en formaciones más someras y de menores presiones de cierre que las anteriormente nombradas proporcionando una mayor conductividad de fractura que las arenas⁵⁶.

Se ha demostrado que la Bauxita puede ser usada cuando la presión de cierre es superior a 8.000 psi (55 MPa) debido al aplastamiento severo de la arena a estas

⁵⁴ Muñoz S.; Carrillo B.; 2012; Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero; p. 78.

⁵⁵ Ibid. p.79.

⁵⁶ Muñoz S.; Carrillo B.; 2012; Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero; p. 85.

presiones. También, es conocida por sus buenos resultados en formaciones duras con permeabilidad media y en zonas profundas de baja permeabilidad⁵⁷.

- **Recubiertos con resinas:** También conocido como RCP, por sus siglas en inglés, Resin Coated Proppants; se han desarrollado para obtener un mejor rendimiento, evitar los inconvenientes que se presentan con los agentes apuntalantes anteriormente mencionados y principalmente para mejorar la conductividad de la fractura a condiciones de pozos más profundos a temperaturas y presiones de cierre más altas⁵⁸.

Los recubrimientos de resina son aplicados a arenas para mejorar la resistencia del apuntalante, la arena recubierta es más resistente que la arena convencional, aunque la resistencia puede variar dependiendo del tipo de arena recubierta. La resina ayuda a espaciar el esfuerzo sobre la arena.

⁵⁷ Ibid. p. 93.

⁵⁸ Ibid. p. 102.

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En el presente capítulo se identificarán las propiedades de la roca de porosidad y permeabilidad obtenidas a partir de la interpretación de los registros eléctricos suministrados por ECOPETROL S.A. Esta actividad, se realiza con la finalidad de que posteriormente, en el análisis estadístico de los parámetros y propiedades que posiblemente influyan en el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, se puedan asociar dichos valores con el éxito o fracaso en términos de aumento de producción para cada pozo fracturado.

3.1 ESPECIFICACIONES

Debido a propiedades como heterogeneidad y anisotropía, es necesario conocer los valores de porosidad y permeabilidad para cada uno de los intervalos fracturados presentes en cada pozo de estudio, para luego, obtener un valor generalizado de estas en cada pozo. Por tal motivo, realizar un promedio aritmético general para obtener dicho valor no es una opción viable, ya que cada intervalo presenta espesores de roca diferentes y no habría certidumbre en los resultados. Para esta situación, y frente a la necesidad de obtener un solo valor unificado de porosidad y permeabilidad para cada pozo de estudio, se desarrollaron las siguientes series de actividades.

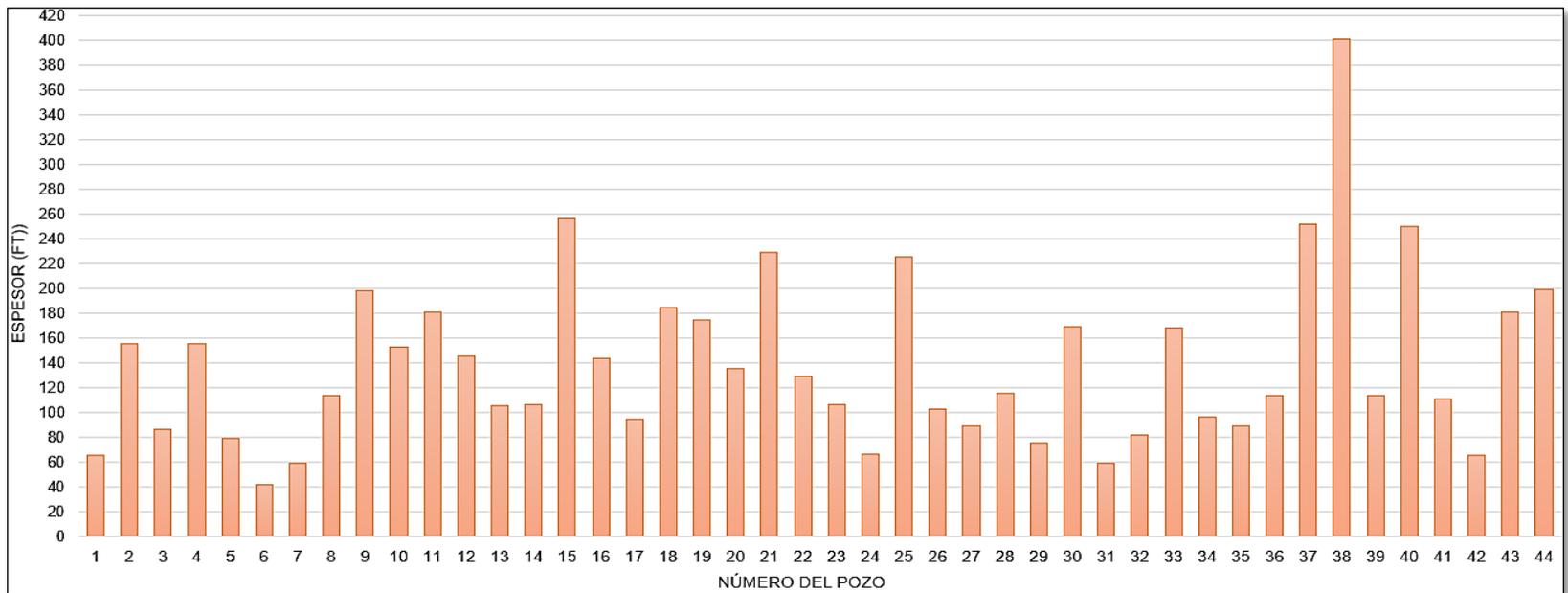
- En los registros de pozo entregados por ECOPETROL S.A, identificar para cada pozo los intervalos fracturados.
- A partir de los datos de los registros, realizar un promedio aritmético de porosidad y permeabilidad para cada intervalo fracturado.
- Con los valores obtenidos anteriormente, calcular el promedio ponderado por espesor de intervalo, para porosidad y permeabilidad. Obteniendo así, un valor generalizado de estas propiedades para cada pozo.

A continuación, se presentará la información obtenida para cada pozo, en lo referente a las propiedades mencionadas anteriormente y el espesor total fracturado para cada uno de estos.

3.2 ESPESOR FRACTURADO

En la mayoría de los pozos, el espesor fracturado eran intervalos nuevos, pues se cerraban intervalos cañoneados existentes, y se abrían nuevos intervalos, ya sean en la misma formación, o en formaciones diferentes. Las zonas cañoneadas y fracturadas corresponden a K1 y K2; en la mayoría de los pozos fracturados, la producción venía de la formación K2, luego del fracturamiento, se cerraron los intervalos de K2 y se fracturaron en la formación K1.

Gráfica 2. Espesor fracturado en cada pozo.

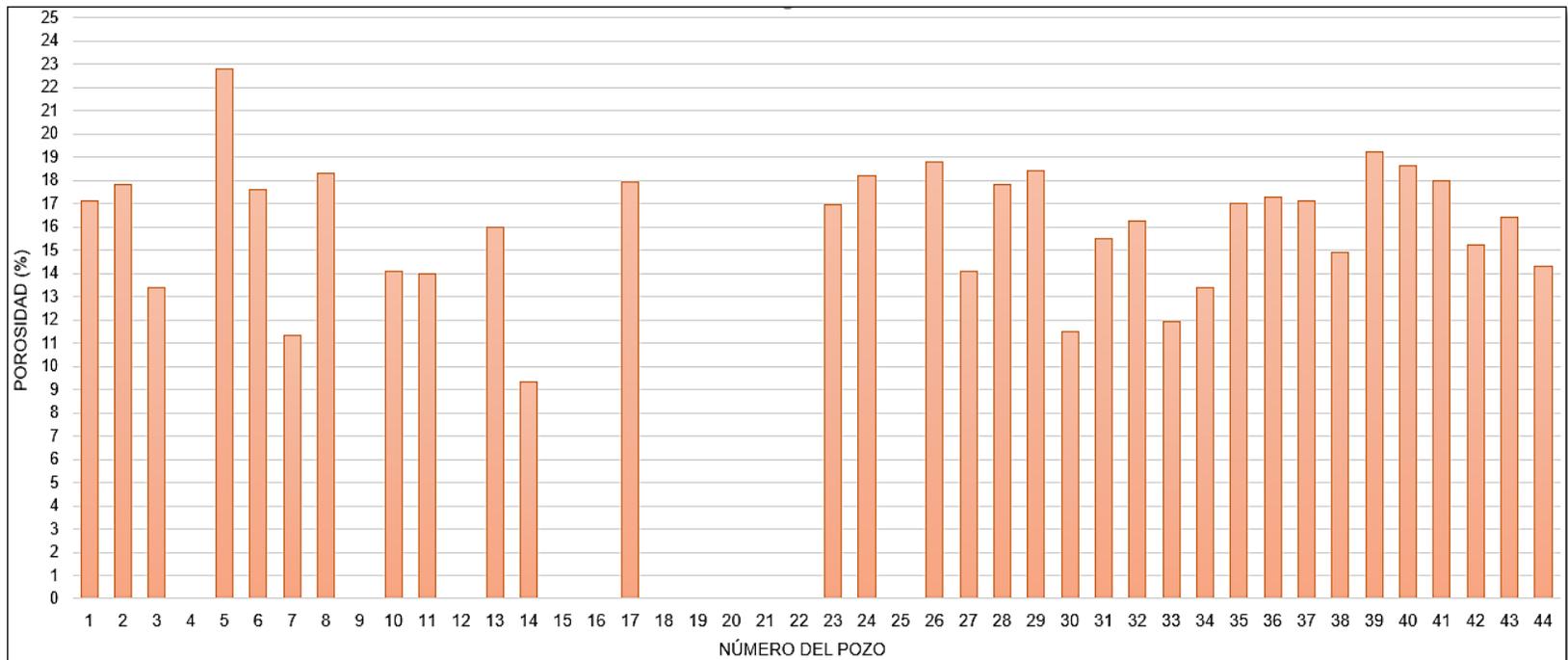


Fuente: elaboración propia.

3.3 POROSIDAD

Debido a la alta desviación de algunos pozos, no se tomaron registros, con lo cual no se tienen datos de porosidad ni permeabilidad.

Gráfica 3. Porosidad promedio en cada pozo de estudio.

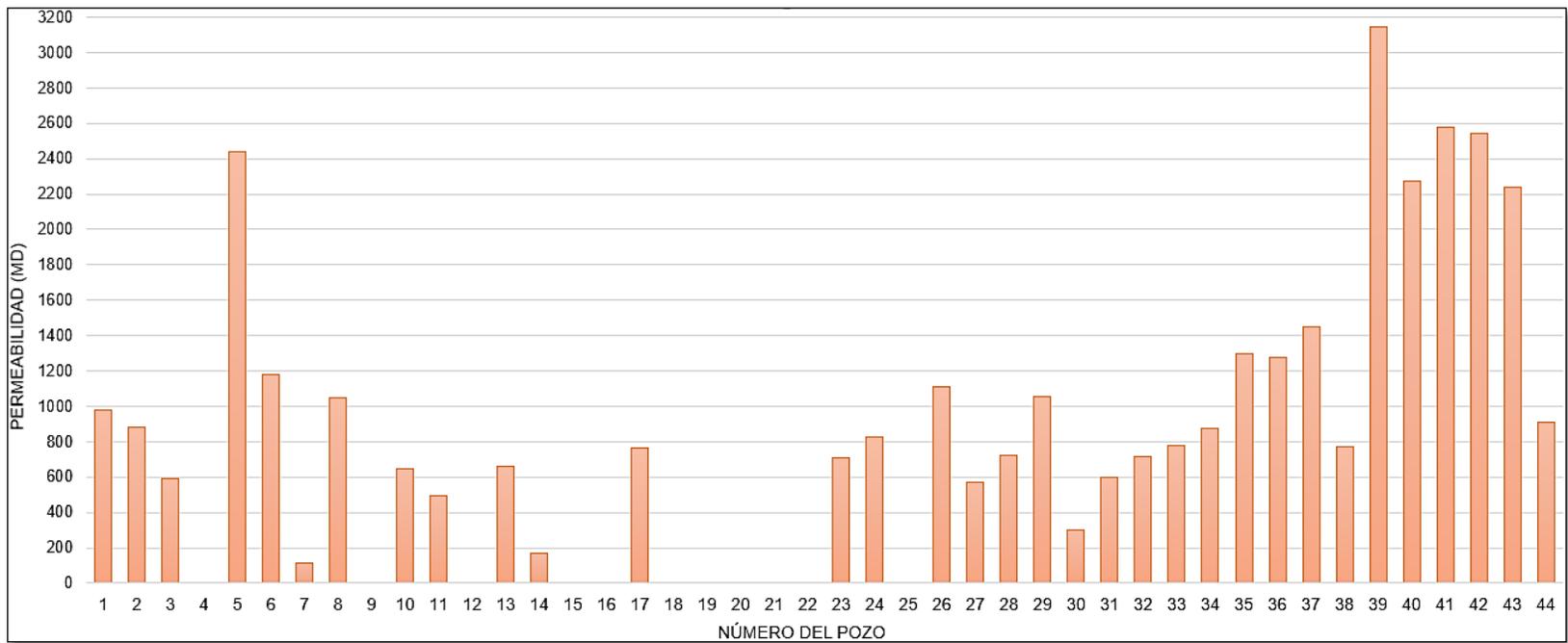


Fuente: elaboración propia.

3.4 PERMEABILIDAD

No se tienen los datos completos de permeabilidad por la misma razón expuesta en la sección anterior, no hay registros en esos pozos por ser altamente desviados.

Gráfica 4. Permeabilidad promedio en cada pozo de estudio.



Fuente: elaboración propia.

4 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO UTILIZADOS EN LOS POZOS DE LA ZONA SUR DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se explicarán los procesos empleados por las diferentes empresas operadoras que realizaron fracturamiento hidráulico en los pozos de la zona sur del Campo Castilla. También se expondrán los componentes y concentraciones de los aditivos utilizados en las etapas de fracturamiento, y su compatibilidad tanto con la formación como con los fluidos presentes en ella.

4.1 DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS OPERACIONALES RELEVANTES

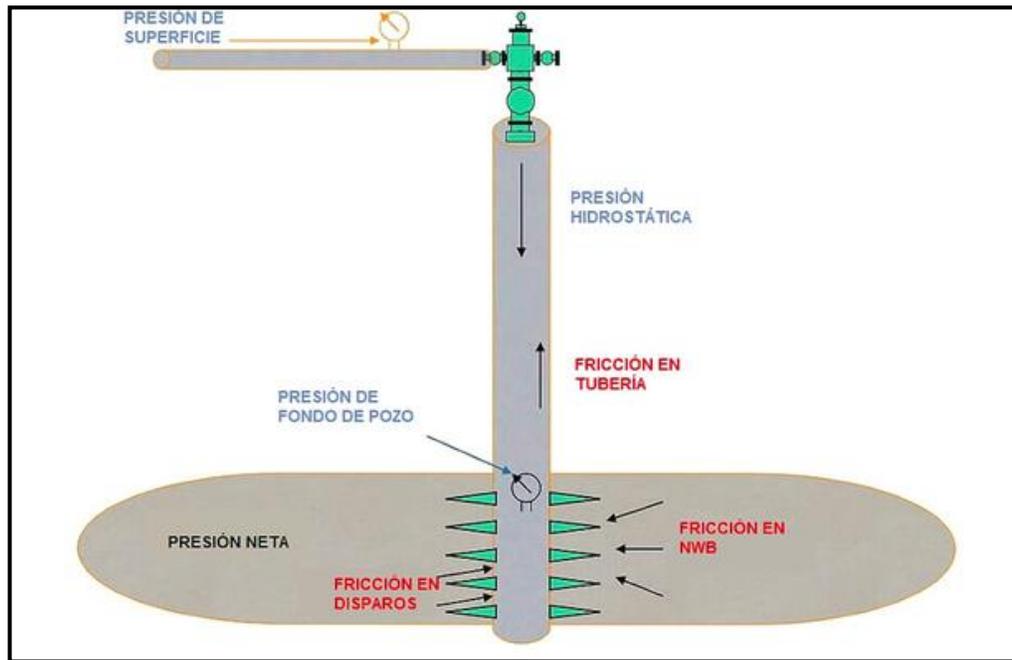
Antes de iniciar con el análisis operacional pozo a pozo, es necesario aclarar conceptos relevantes relacionados con el entorno operacional del fracturamiento hidráulico. Los respectivos conceptos están listados a continuación.

4.1.1 Plano de fractura. Corresponde al plano axial de menor esfuerzo (siendo perpendicular al esfuerzo más grande). Es la dirección por donde se creará y propagará la respectiva fractura realizada. Generalmente corresponde al plano vertical cuando la profundidad es menor a 3000 ft, y al plano horizontal cuando la profundidad es mayor a 3000 ft. Si se realizan múltiples fracturas en una sección específica de un pozo, estas tendrán una tendencia a alinearse en el plano de fractura debido a que es la zona de menor esfuerzo.

4.1.2 Presión de extensión de fractura. Es la presión de inyección necesaria a un respectivo caudal (caudal de extensión de fractura) para extender la fractura creada a lo largo de la formación.

4.1.3 Pérdidas por fricción. Son las pérdidas de presión de operación a lo largo de la trayectoria del pozo hasta llegar a la zona de interés. Pueden ser pérdidas en tubería, en perforados o cañoneos (pérdida de presión en la entrada de la formación) y en near wellbore (NWB) (primera porción de la formación).

Figura 18. Pérdidas por fricción a lo largo de un pozo



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering (2012), curso de fracturamiento hidráulico.

4.1.4 Yacimiento virgen. Es un yacimiento que nunca ha sido sometido a operaciones de fracturamiento hidráulico. Por lo tanto, es necesario determinar las condiciones en las que este se encuentra con el fin de realizar un diseño óptimo y rentable de las respectivas operaciones de fracturamiento hidráulico a emplear.

4.1.5 Bombeos diagnósticos. Son una serie de pruebas realizadas a la sección de interés para caracterizarla y definir las condiciones para el éxito en las operaciones de fracturamiento hidráulico, estos bombeos están conformados por las siguientes operaciones:

4.1.5.1 Breakdown. Es una prueba de inyección que se lleva a cabo en la zona de interés, la cual consiste en bombear un fluido (salmuera con surfactante generalmente) a la formación con el fin de encontrar la presión de ruptura de esta y posteriormente, calcular el esfuerzo horizontal máximo.

Ecuación 2. Cálculo del esfuerzo horizontal máximo para rocas impermeables.

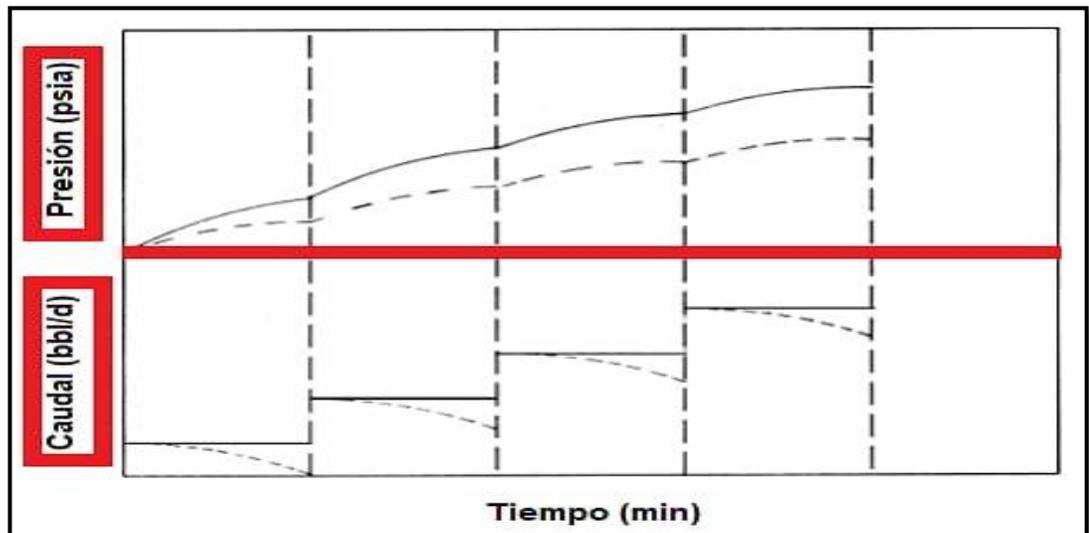
$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_{bd}P_r$$

Fuente: Xiaochun J.; Subhash N.; Roegiers J.; 2013; Breakdown pressure determination- A fracture mechanics approach; SPE 166434.

En donde σ_H corresponde el esfuerzo horizontal máximo, σ_h al esfuerzo horizontal mínimo, P_{bd} a la presión de ruptura, P_r a la presión de poro y T es la resistencia a la tracción de la formación rocosa.

4.1.5.2 Step up test. También conocido como step rate test (SRT), Consiste en bombear fluido al pozo (generalmente salmuera), aumentando el caudal de forma escalonada, para así encontrar la presión de extensión de fractura con su respectivo caudal de tratamiento.

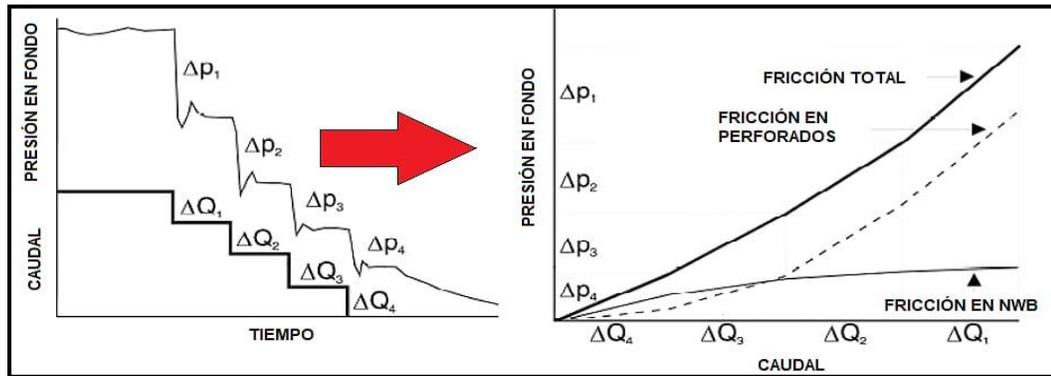
Gráfica 5. Gráfica de presión y caudal de tratamiento versus tiempo en un SRT.



Fuente: elaboración propia, basado en. HALLIBURTON; 2012; Step rate testing; Disponible en línea: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/ts/contents/Papers_and_Articles/web/Step-Rate-Testing.pdf. Consultado el 22/04/2019.

4.1.5.3 Step down test (SDT). Consiste en inyectar un fluido (generalmente salmuera) mientras se disminuye el caudal de inyección escalonadamente. La finalidad de este bombeo es determinar las pérdidas de presión por fricción en perforados y en near wellbore (NWB).

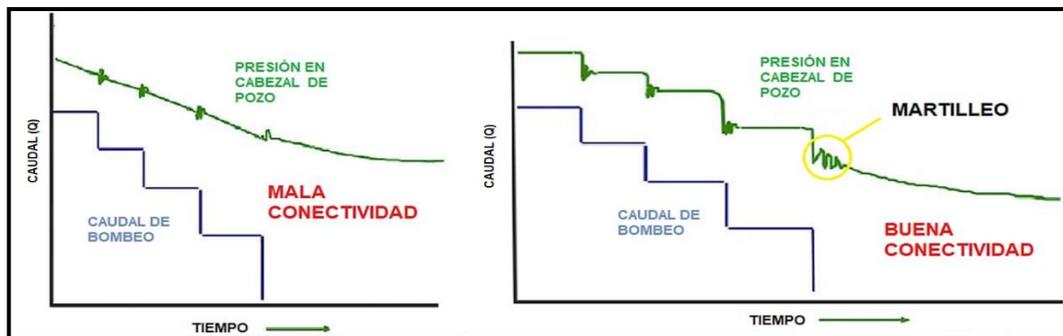
Gráfica 6. Gráfica SDT para un pozo junto al cálculo de la fricción en base a los resultados del SDT.



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering, curso de fracturamiento hidráulico. 2012.

Si las respectivas caídas de presión al disminuir el caudal presentan martilleo (hammering) significa que existe una buena conectividad entre pozo y la formación. Al no haber evidencia de hammering, se puede concluir que las respectivas pérdidas de presión son muy grandes y que el fluido tiene dificultad para entrar en la formación.

Gráfica 7. Comparación de conductividades en una zona de interés.



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering, curso de fracturamiento hidráulico. 2012.

4.1.5.4 Minifrac. Es un primer y pequeño bombeo del fluido de fracturamiento hacia el interior de la formación, generalmente aplicado en yacimientos vírgenes y poco caracterizados con el fin tener un mayor conocimiento sobre entorno y las condiciones de fractura necesarias para llevar a cabo exitosamente esta tarea. Cuando es correctamente ejecutado, el Minifrac permite determinar⁵⁹:

- Eficiencia del fluido de fracturamiento
- Gradiente de fractura
- Gradiente de cierre en fondo y superficie
- Presión neta en la zona de interés
- Zonas de alta tortuosidad

Además, permite validar el diseño de fractura aplicado y de ser así, someterlo a cambios necesario para mejorar su desempeño.

4.1.5.5 Tratamiento orgánico. Es un bombeo previo al fracturamiento hidráulico cuya finalidad es limpiar y predisponer la roca a fracturar para que esta tenga una mejor recepción de fluido de fractura, reduciendo posibilidades de incompatibilidades y la formación de micro emulsiones que comprometan la efectividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

4.1.6 Screen out. Consiste en la producción prematura de arena en el pozo que recientemente se ha fracturado. Este fenómeno puede ser la consecuencia de diversos factores, los cuales están listados a continuación⁶⁰:

- El pozo está produciendo cuando la presión de fondo es mayor a la presión de cierre de fractura.
- Insuficiente volumen de pad.
- Alto leakoff.
- Tortuosidad.
- Cañoneos ineficientes.
- Cañoneos insuficientes.

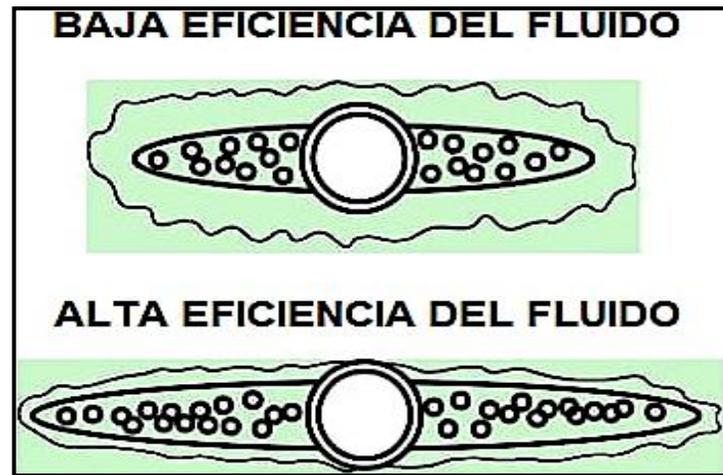
4.1.7 Tip screen out. Fenómeno observado después de que la punta de la fractura se cubre de material propante. Teóricamente, se define como la etapa de las operaciones de fracturamiento en la que la fractura se empaqueta perfectamente de material propante.

⁵⁹ Halliburton; 2005; Presentaciones de fracturamiento hidráulico- Pruebas de diagnóstico.

⁶⁰ StrataGen engineering; (2012); curso de fracturamiento hidráulico.

4.1.8 Eficiencia del fluido de fracturamiento. matemáticamente se define como la relación entre el volumen de fluido alojado en la fractura y el volumen total de fluido de fracturamiento bombeado. Altas eficiencias de fluido permitirán obtener una fractura final más larga.

Figura 19. Eficiencias del fluido de fracturamiento.



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering (2012), curso de fracturamiento hidráulico.

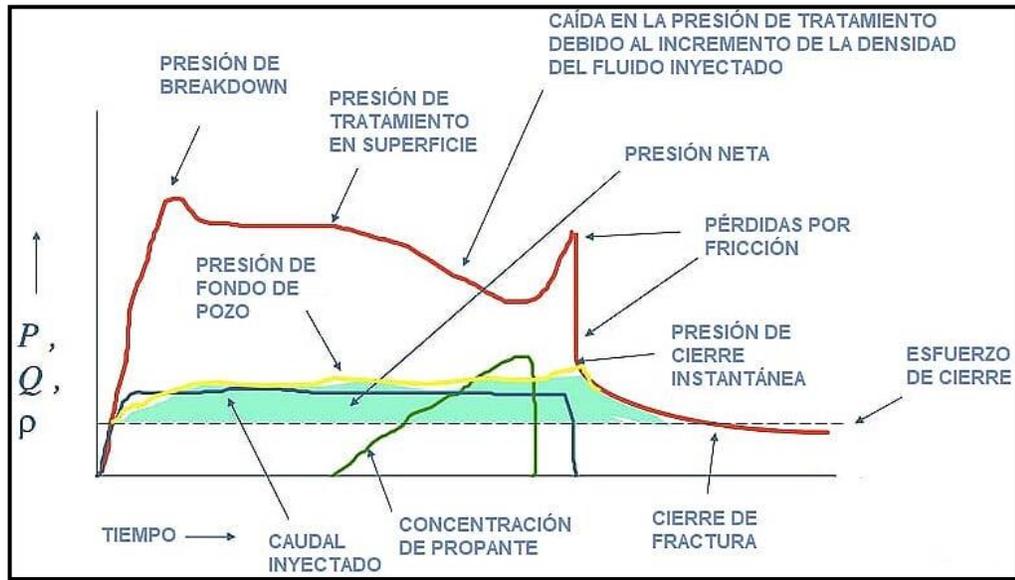
4.1.9 Pruebas del fluido de fractura. Para las operaciones de fracturamiento hidráulico, es necesario conocer y comprender el comportamiento del fluido de fracturamiento cuando entra a la formación y es afectado por las propiedades del yacimiento (presión y temperatura). Además, se debe analizar cómo interactúa con los diferentes fluidos presentes en el yacimiento. Para cumplir ese objetivo, se tienen las siguientes pruebas para el fluido de fractura:

4.1.9.1 Pruebas de compatibilidad. Su finalidad es evaluar la naturaleza del fluido de fracturamiento y la naturaleza de la formación rocosa para analizar si hay posibilidad de formación de micro emulsiones que afecten la permeabilidad de la formación y por lo tanto la fractura generada.

4.1.9.2 Pruebas de diseño. Consisten en probar el fluido de fractura preparado, en una cámara especial, en la cual lo someten a temperatura de yacimiento y a diversos esfuerzos, para comprobar su cambio de viscosidad a través del tiempo, hasta encontrar el punto en el que los esfuerzos de gel del presente fluido se vencen.

4.1.10 Presiones involucradas en las operaciones de fracturamiento. A continuación, se describirán brevemente todas las presiones que juegan un papel fundamental en el proceso de fracturamiento hidráulico:

Figura 20. Presiones involucradas en el entorno operacional.



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering, curso de fracturamiento hidráulico. 2012.

4.1.10.1 Presión de breakdown. Presión de operación en superficie necesaria para fracturar la formación y generar la respectiva conectividad con el pozo.

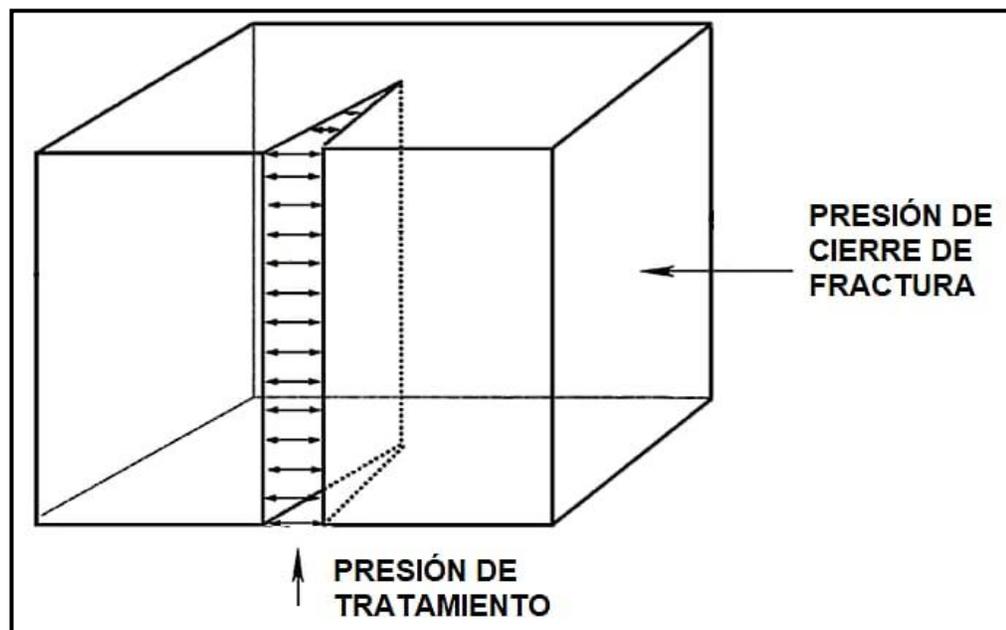
4.1.10.2 Presión de superficie. Presión con la que está operando el equipo de superficie mientras se inyectan las diversas etapas de fluidos al pozo a fracturar.

4.1.10.3 Presión de cierre instánea (ISIP). Es la presión en el pozo medida inmediatamente después que se deja de bombear fluido a la formación.

4.1.10.4 Presión de cierre de fractura. Es la mínima presión en fondo requerida para mantener abierta la fractura. Al inicio de la producción del pozo fracturado, la presión de operación en superficie debe ser menor a la presión de cierre de fractura para evitar posibles screen outs.

4.1.10.5 Presión neta. Es la presión resultante de la diferencia entre la presión de operación o tratamiento y la presión de cierre de fractura. Es la presión encargada de mantener abierta y propagar la respectiva fractura.⁶¹

Figura 21. Presiones que influyen en el comportamiento de fractura.



Fuente: elaboración propia, basado en. StrataGen engineering (2012), curso de fracturamiento hidráulico.

4.1.10.6 Gradiente de fractura. Es la presión necesaria para romper la formación por cada pie de profundidad. Este valor depende de factores como la profundidad, la formación y la ubicación junto con la trayectoria del pozo.⁶² Generalmente, cuando el gradiente de fractura es mayor a 1.1 psi/ft, no es recomendable aplicar fracturamiento hidráulico, debido a que existen altas probabilidades de que la fractura se propague en dirección vertical; Además de eso,

⁶¹ StrataGen engineering; (2012); curso de fracturamiento hidráulico.

⁶² Ibid.

las presiones de operación en superficie son elevadas para estos valores de gradiente.

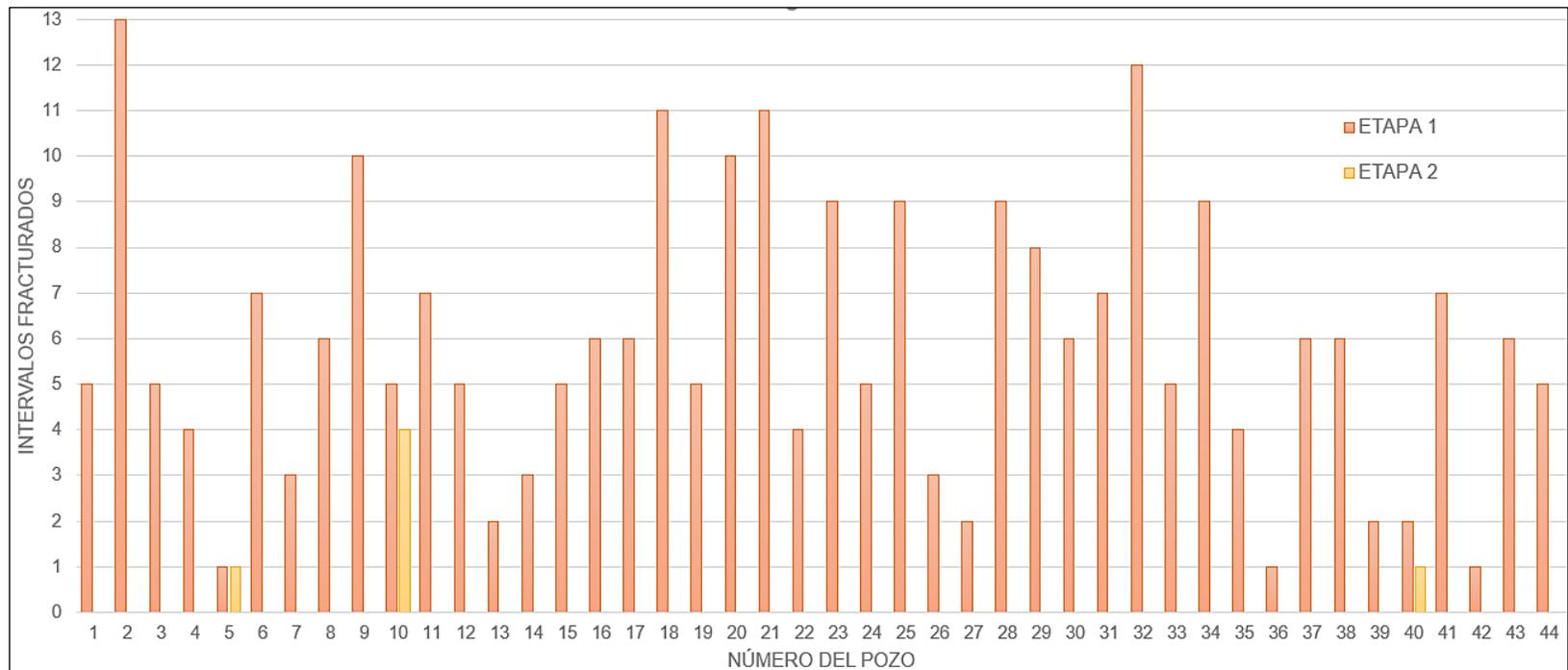
4.2 PARÁMETROS OPERACIONALES MEDIDOS Y PROPIEDADES DE FRACTURA OBTENIDAS EN LOS POZOS ESTUDIADOS

A continuación, se exhibirán algunos de los parámetros operacionales medidos que fueron explicados anteriormente, y las propiedades de fractura obtenidas en las operaciones de fracturamiento hidráulico en los pozos presentes en la zona sur del Campo Castilla.

- Intervalos fracturados
- Longitud apuntalada
- Altura apuntalada
- Ancho de la fractura
- ISIP
- Presiones netas
- Concentración de propante
- Gradiente de cierre
- Pérdidas de fricción en perforados
- Pérdidas de fricción NWB
- Caudal de bombeo
- Eficiencia de fluido
- Tip screen out

4.2.1 Intervalos fracturados en cada pozo estudiado. En la siguiente gráfica se mostrarán los intervalos que fueron fracturados en cada pozo estudiado.

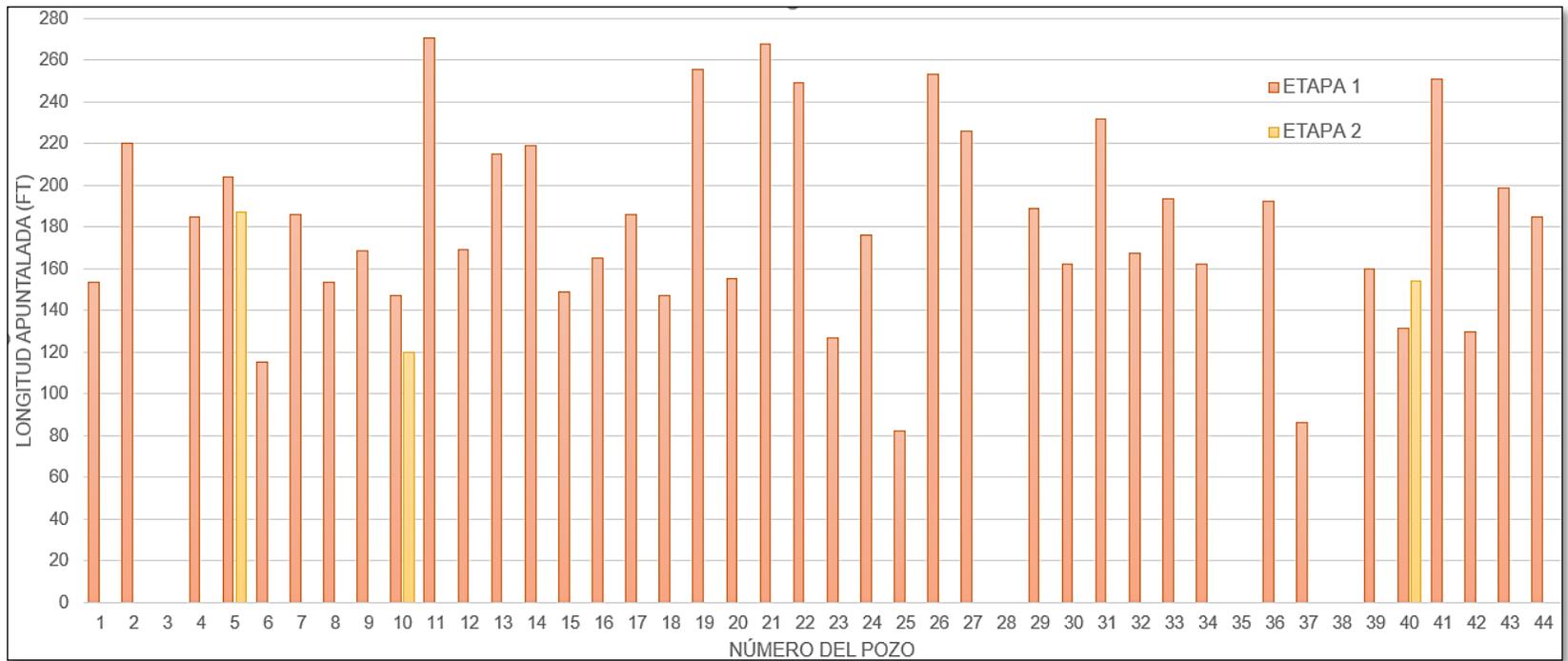
Gráfica 8. Intervalos fracturados por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.2 Longitud apuntalada. A continuación, se presentará la longitud apuntalada en cada pozo fracturado. Cabe mencionar que la longitud apuntalada es generada por el PAD y no por el fluido de fracturamiento.

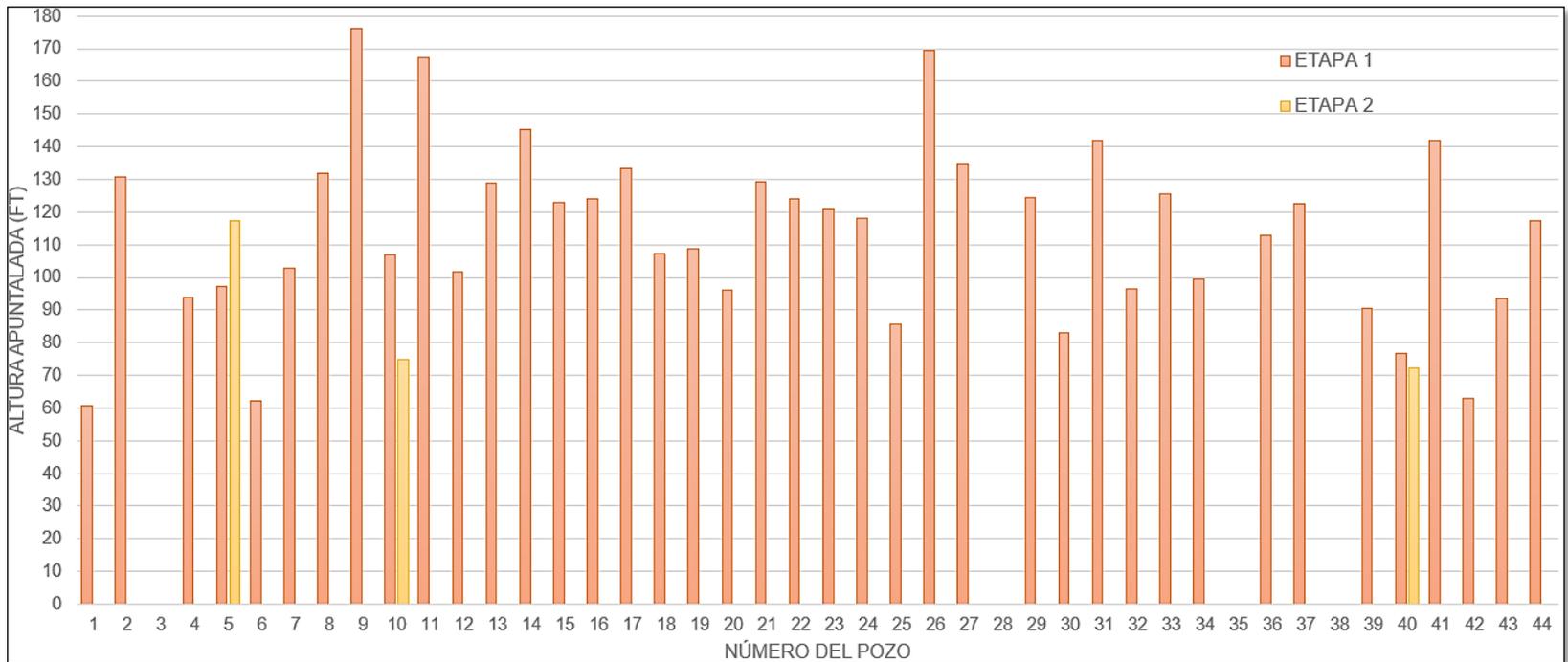
Gráfica 9. Longitud apuntalada por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.3 Altura apuntalada. El siguiente gráfico expone la altura apuntalada de las fracturas obtenidas en cada pozo de estudio.

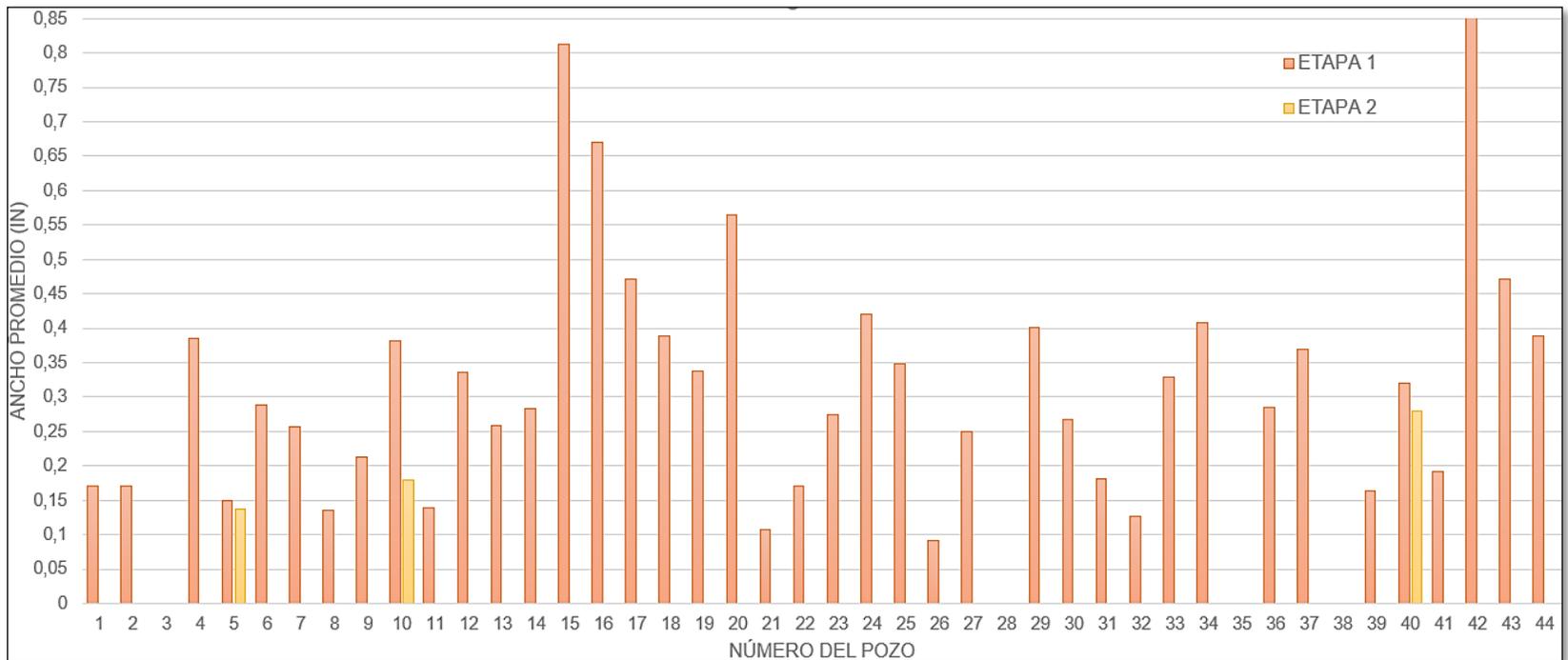
Gráfica 10. Altura apuntalada por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.4 Ancho de la fractura. El ancho generado en las fracturas de cada pozo se expondrá en la siguiente gráfica.

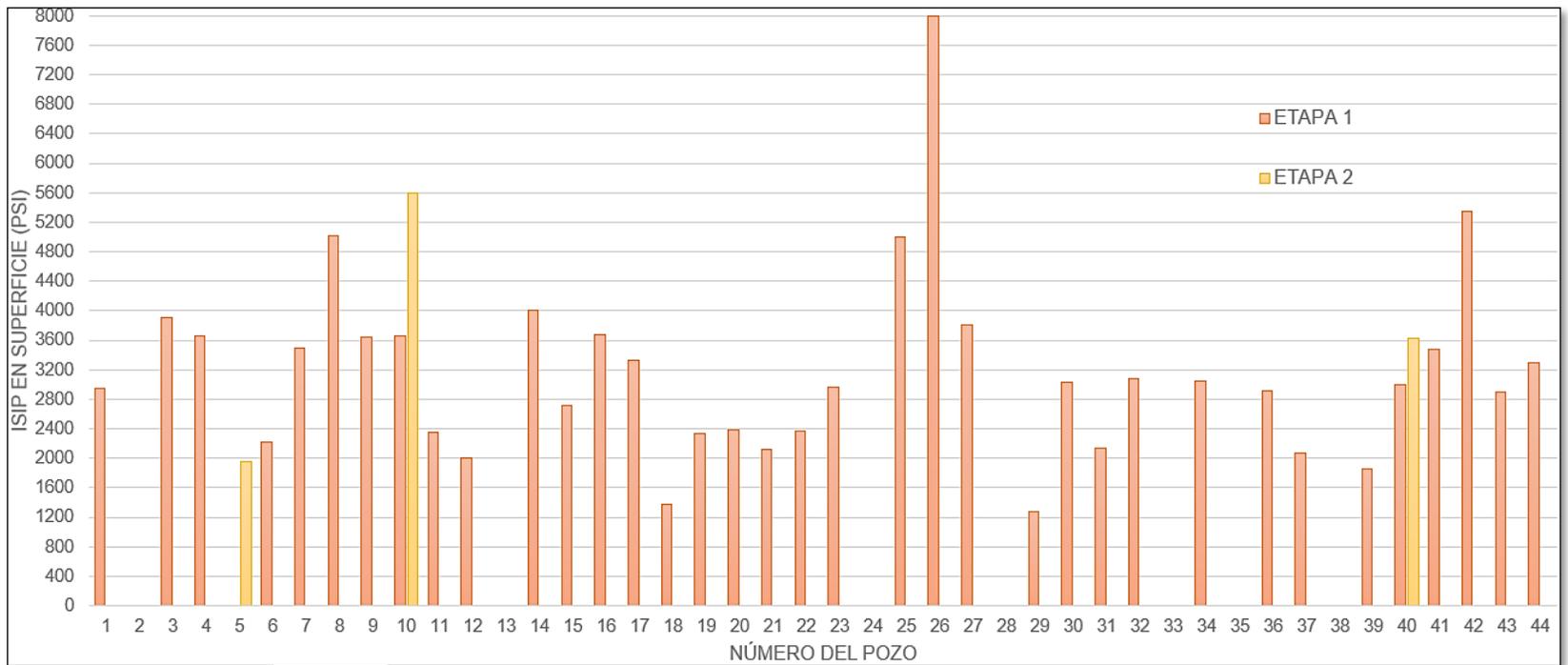
Gráfica 11. Ancho de la fractura por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.5 ISIP. La presión de cierre inmediatamente después de que se deja de bombear fluido a la formación se muestra a continuación en cada pozo estudiado.

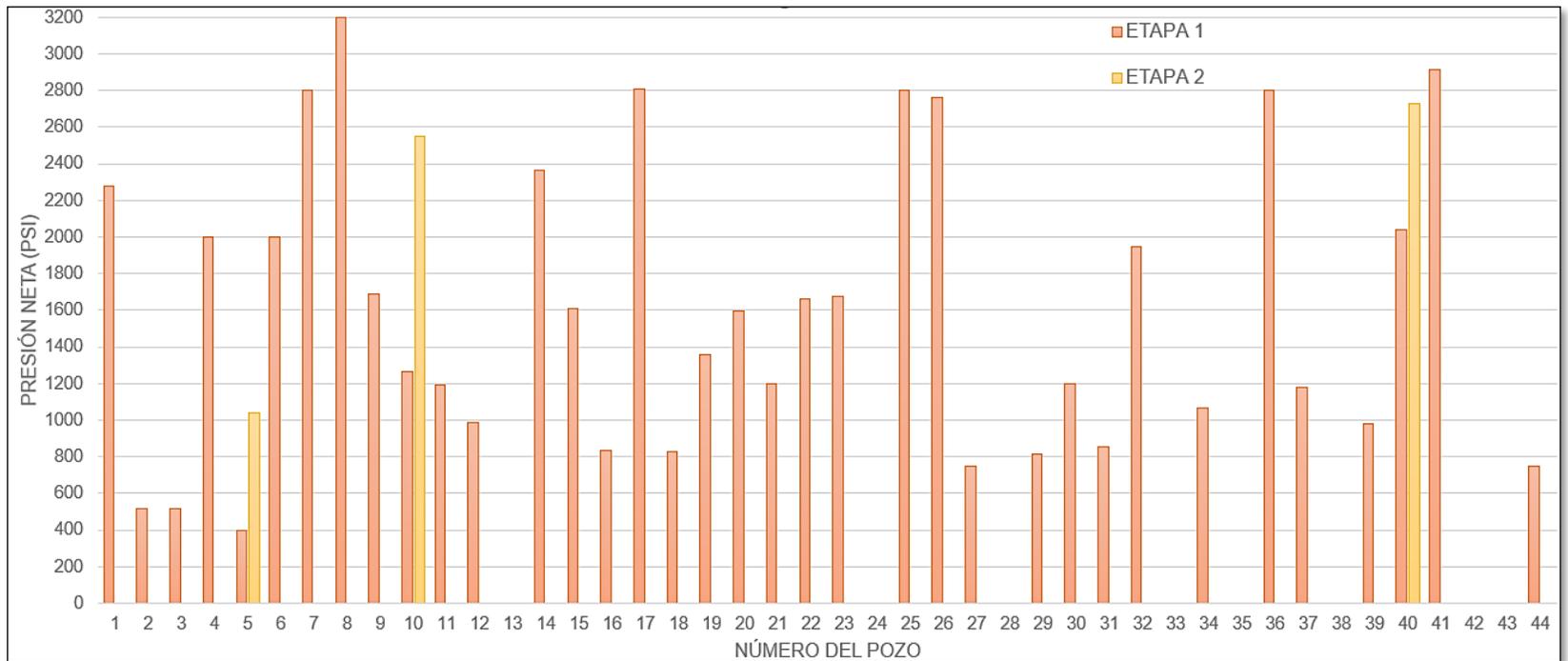
Gráfica 12. Presión de cierre instantánea en cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.6 Presiones netas. A continuación, se mostrará la presión neta en cada pozo estudiado.

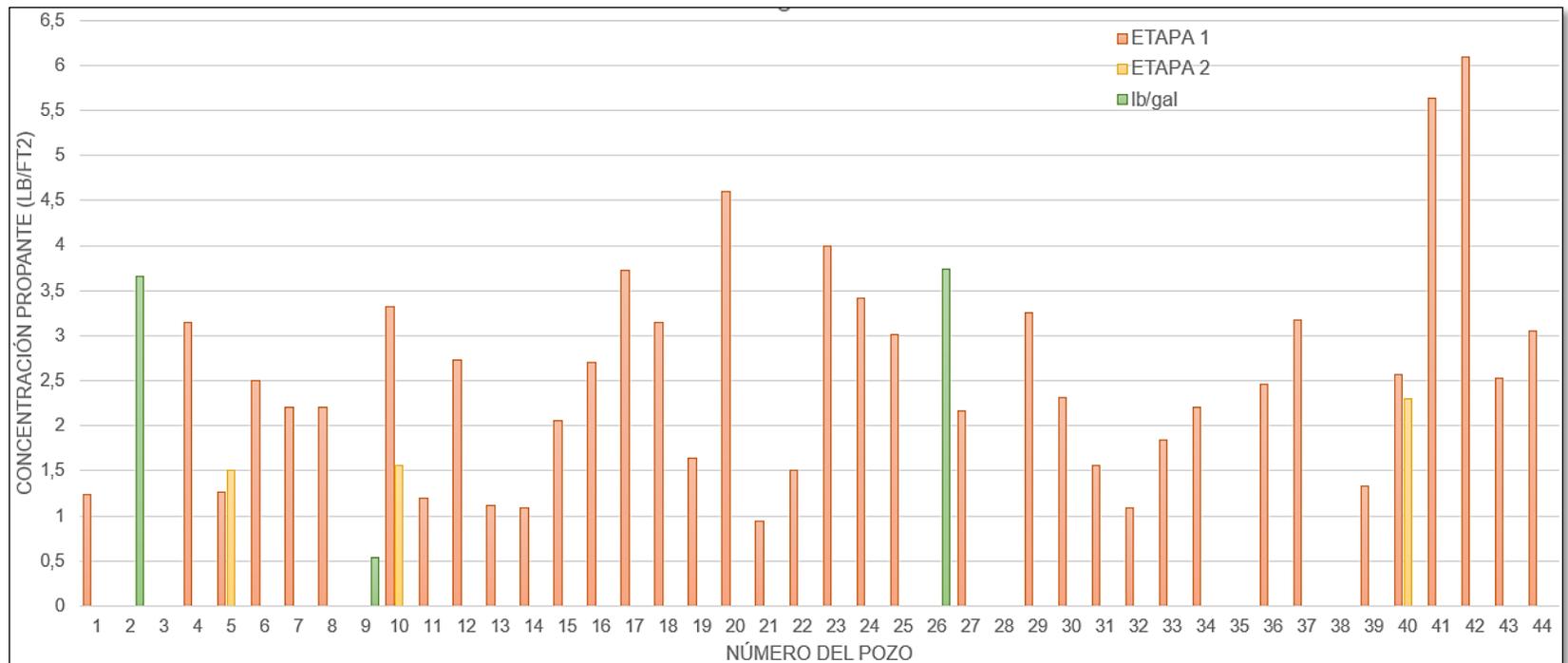
Gráfica 13. Presión neta por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.7 Concentración de propante. El siguiente gráfico evidencia la concentración de propante en la fractura inducida en cada pozo estudiado.

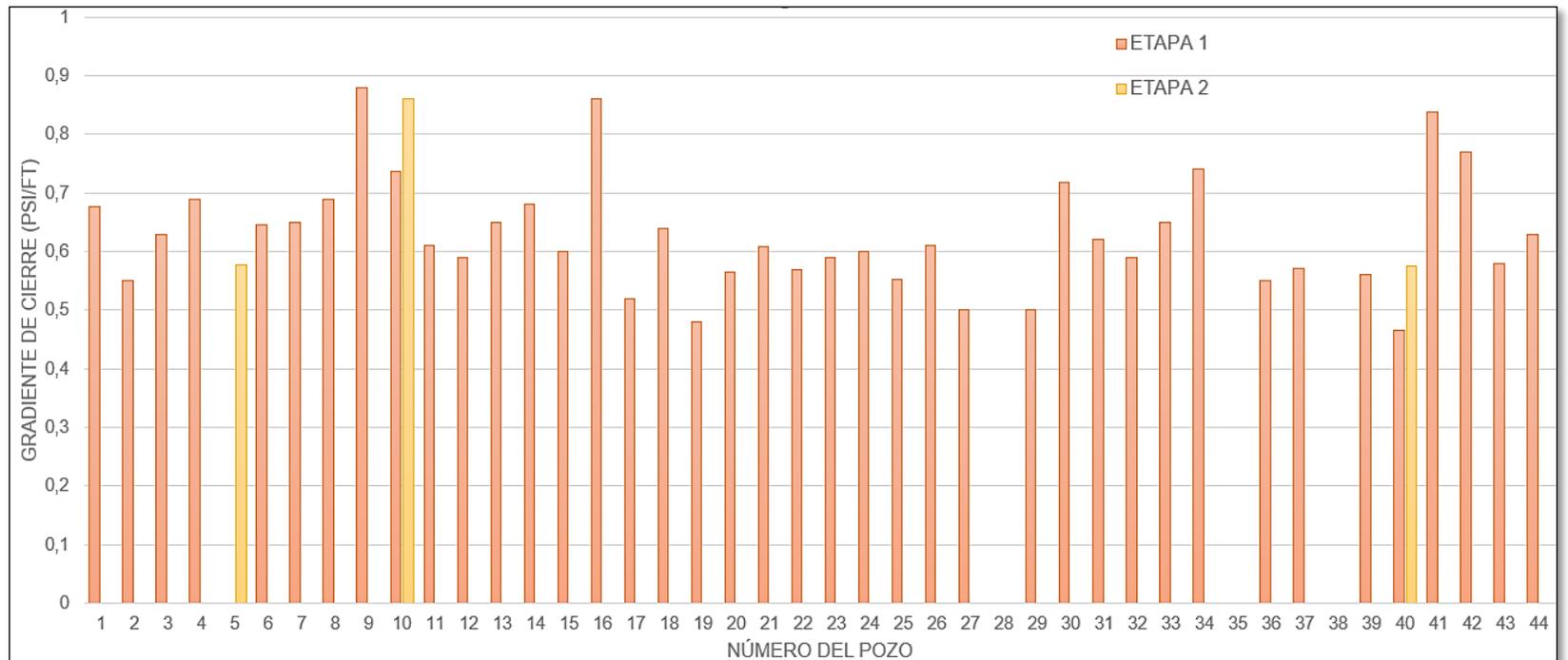
Gráfica 14. Concentración de propante por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.8 Gradiente de cierre. Se mostrará a continuación, el gradiente de cierre de fractura en cada pozo estudiado.

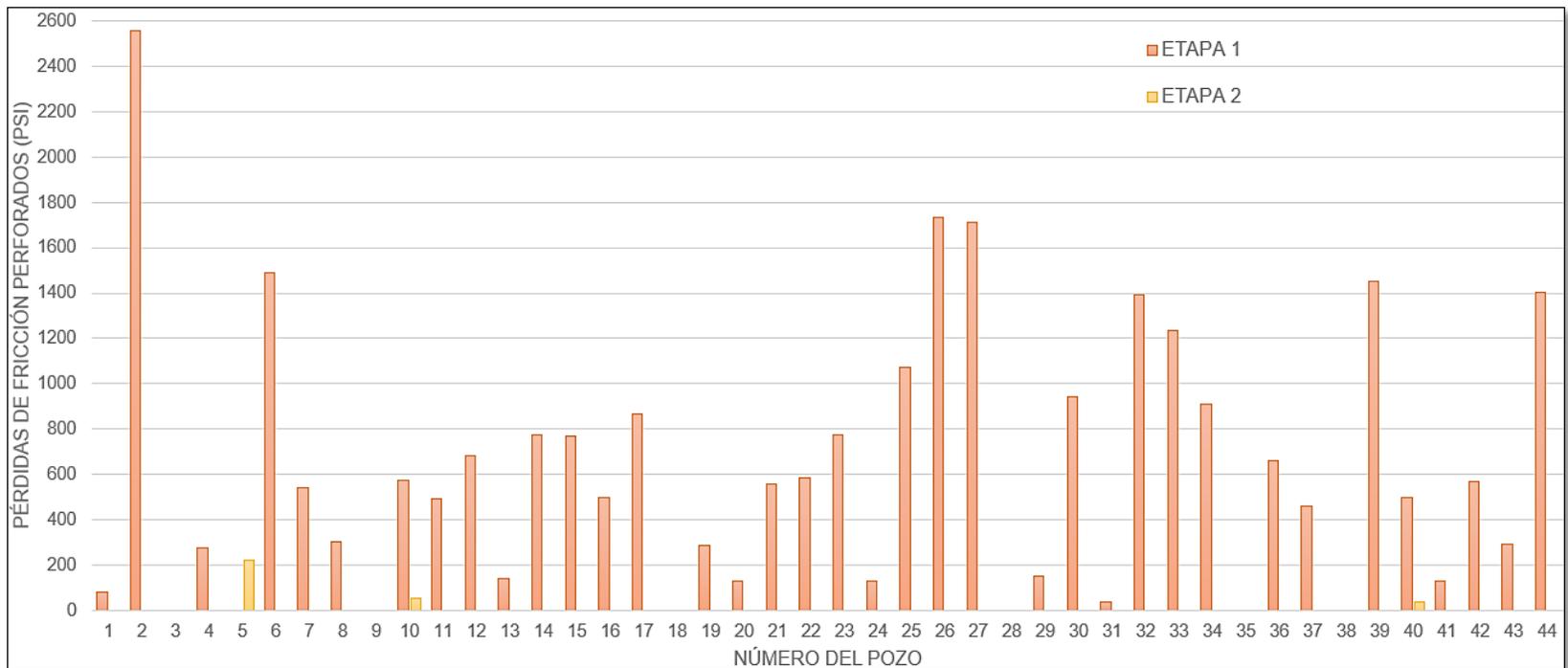
Gráfica 15. Gradiente de cierre por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.9 Pérdidas de fricción en perforados. Las pérdidas de fricción que se generan por los perforados, en cada pozo estudiado, será expuesto en la siguiente gráfica.

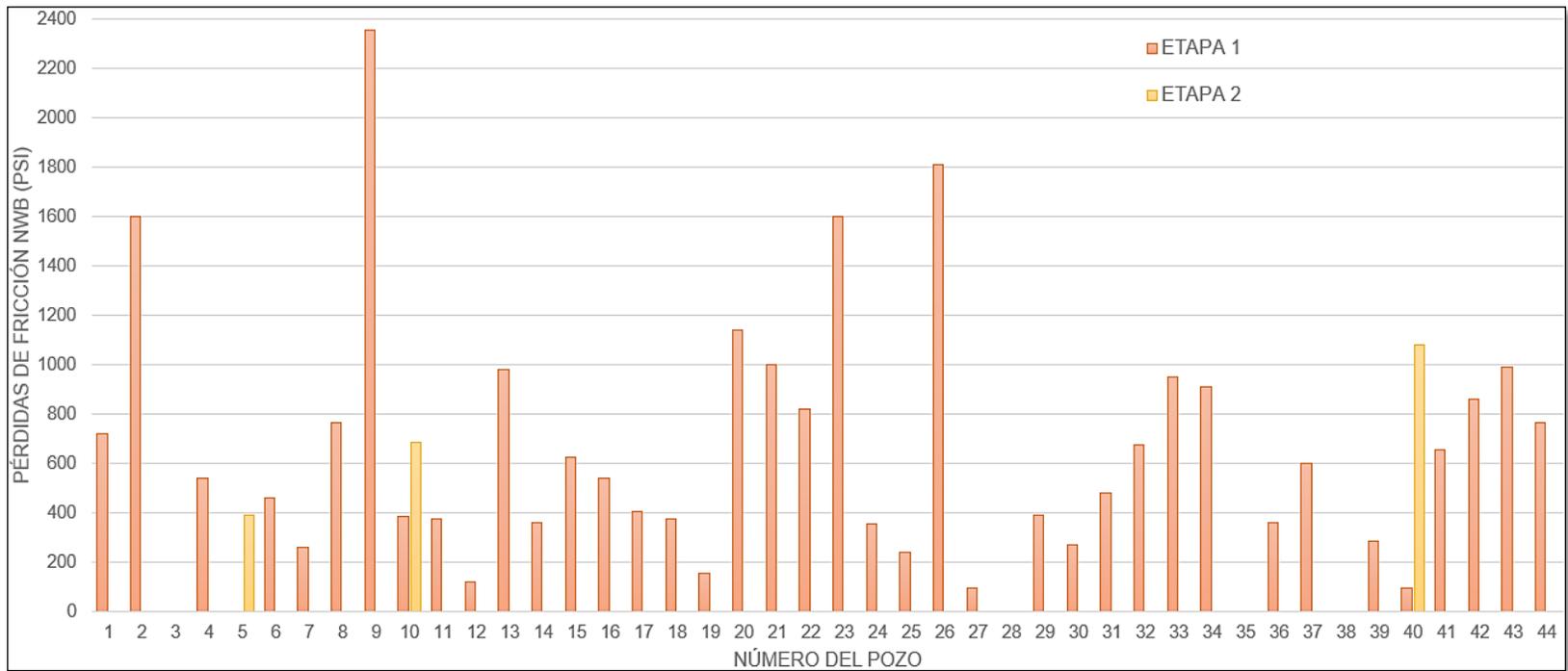
Gráfica 16. Pérdidas de fricción en perforados por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.10 Pérdidas de fricción NWB. Ahora, se mostrarán las pérdidas de fricción near wellbore en cada pozo estudiado.

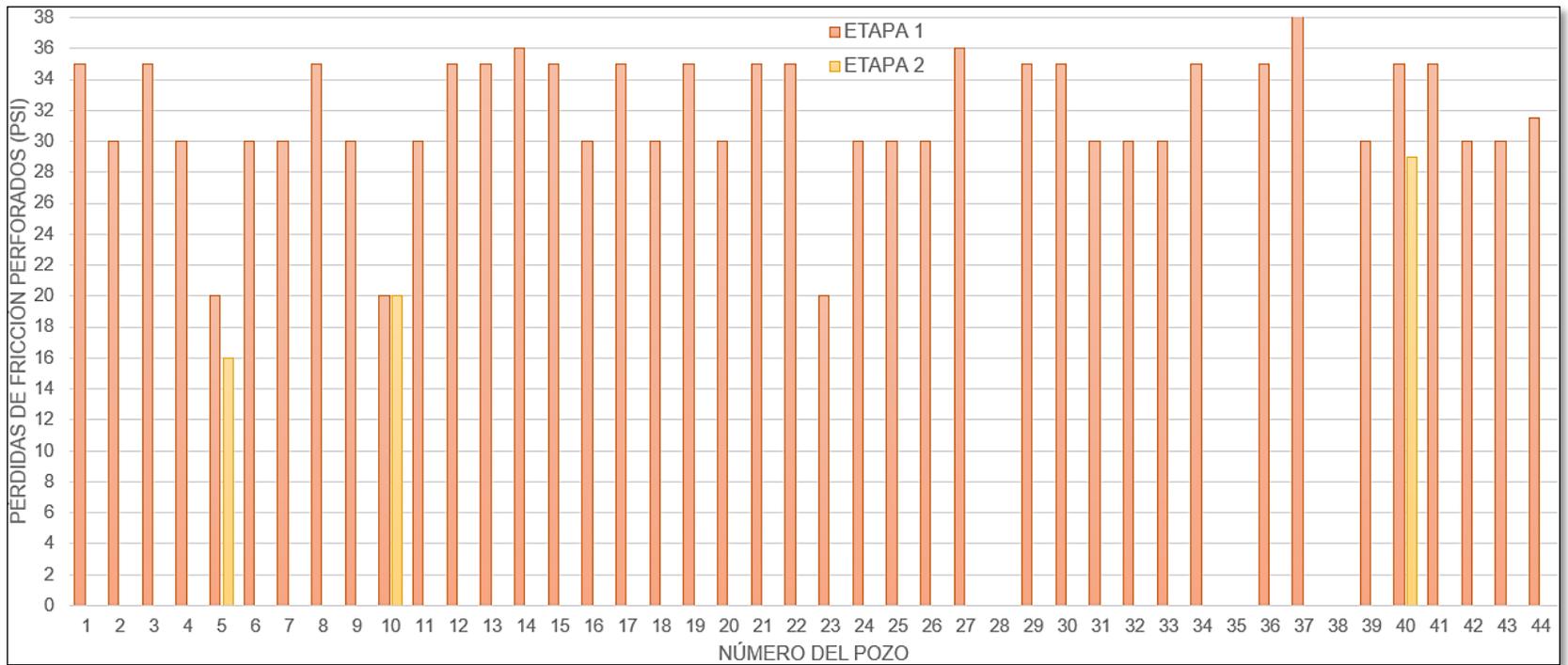
Gráfica 17. Pérdidas de fricción NWB por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.11 Caudal de bombeo. A continuación, se expondrá el caudal de bombeo en cada pozo estudiado.

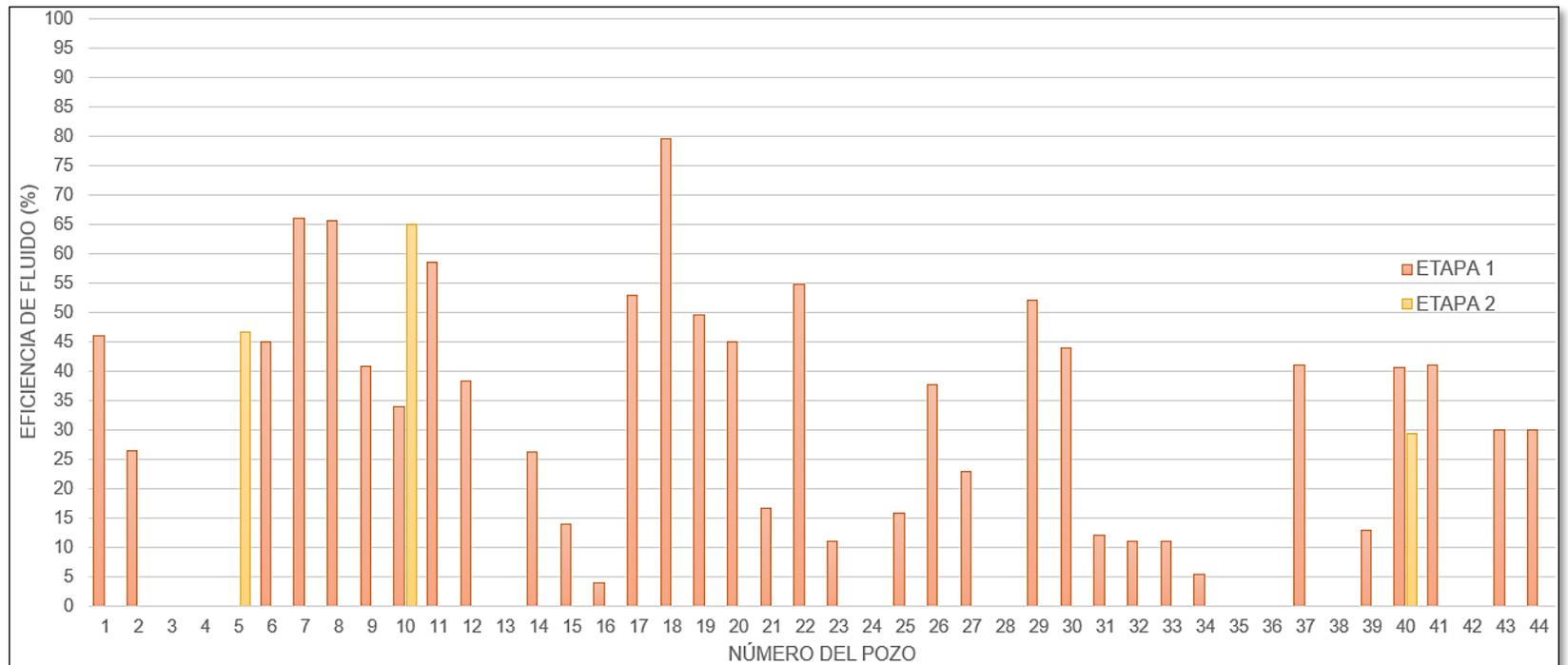
Gráfica 18. Caudal de bombeo por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.12 Eficiencia del fluido. El siguiente gráfico mostrará la eficiencia de fluido en cada pozo estudiado.

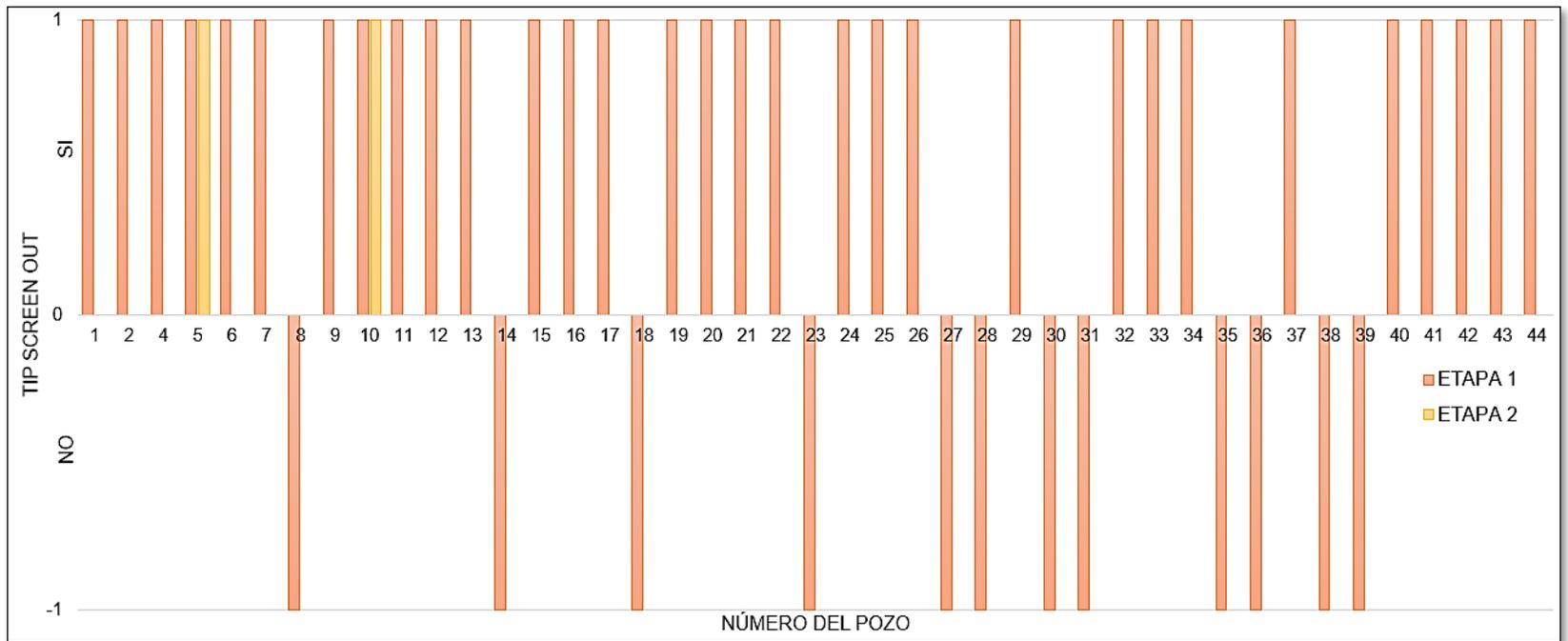
Gráfica 19. Eficiencia de fluido por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.2.13 Tip screen out. A continuación, se identificará si hubo o no tip screen out en cada pozo estudiado.

Gráfica 20. Tip screen out por cada pozo estudiado.



Fuente: elaboración propia.

4.3 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO UTILIZADOS EN LOS POZOS FRACTURADOS

Debido a acuerdos de confidencialidad de ECOPETROL S.A con las empresas encargadas de realizar los servicios de fracturamiento hidráulico, los nombres de los fluidos de fracturamiento mencionados en este capítulo no serán los originales, puesto que estos se encuentran patentados por dichas empresas. Además, tampoco se mencionarán los nombres de las empresas, en cambio, se hará alusión a ellas con las etiquetas “A”, “B” y “C”. Dependiendo la empresa, el fluido base utilizado es diferente, por tal razón, los autores decidieron nombrar la base de cada fluido, teniendo en cuenta el tipo de empresa, siendo así, el fluido base A corresponde a la empresa A, el fluido base B corresponde a la empresa B, y el fluido base C corresponde a la empresa C.

Dado que el trabajo de grado contiene una cantidad considerable de pozos a analizar (44), se eligió una muestra representativa de nueve pozos para esta sección del capítulo; los respectivos pozos fueron escogidos según su comportamiento de producción después de realizadas las operaciones de fracturamiento hidráulico; en el capítulo 5 se hablará a fondo sobre estos comportamientos exhibidos por los pozos.

Como anotación final, parte del objetivo de este capítulo es determinar si el fluido de fractura utilizado era compatible con la formación, ya que es clave determinar las posibles interacciones entre el fluido de fractura y los fluidos del yacimiento. Sin embargo, mientras se avanzaba con la investigación, se determinó que todos los fluidos utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico para los pozos de estudio, se sometieron a pruebas de compatibilidad por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), obteniendo resultados positivos para cada uno de estos, permitiendo afirmar que todos los fluidos de fractura utilizados en los pozos de estudio son compatibles con la formación en la que se emplearon.

4.3.3 Fluidos de fractura empleados. Se identificaron 5 comportamientos, los cuales varían según el aumento de caudal inmediatamente después de la fractura, y posterior a un año de haber sido fracturado. Los fluidos que se mostrarán a continuación, fueron utilizados durante la campaña de fracturamiento. Se tomaron 2 pozos por cada tipo de comportamiento, como muestra representativa.

4.3.3.1 Categoría 1. Aumento considerable y prolongado de la producción de petróleo.

Tabla 2. Composición del fluido de fractura pozo #1.

Pozo #1- Fluido: D30C - empresa: C	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,05
Inhibidor de arcilla	2
Agente gelificante	7,5
Surfactante	2
Estabilizador de Ph	4,8
Rompedor	3
Crosslinker	1,8
Proppant flow back	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3. Composición del fluido de fractura pozo #3.

Pozo #3-Fluido: B125 - empresa: B	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN
Bactericida	0,00025 gal/gal
Estabilizador de arcilla	0,002 gal/gal
Demulsificante	0,004 gal/gal
Surfactante	0,004 gal/gal
Polímero	0,025 lb/gal

Fuente: elaboración propia.

4.3.3.2 Categoría 2. Aumento moderado y prolongado de la producción de petróleo; para el presente pozo se utilizaron dos fluidos de fractura que constan del mismo fluido base, variando solamente la carga polimérica.

Tabla 4. Composición del fluido de fractura pozo #12.

Pozo #12- Fluido: D35C - empresa: C

BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,05
Agente gelificante	8,75
Controlador de arcilla	2
Surfactante	2
Buffer	4
Rompedor Oxidante	4
Corss-linker	1,6
Rompedor Oxidante 2	1
Load recovery	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5. Composición del fluido de fractura pozo #12.

Pozo #12- Fluido: D30C- empresa: C

BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,05
Agente gelificante	7,5
Controlador de arcilla	2
Surfactante	2
Buffer	3,5
Rompedor Oxidante	3
Corss-linker	1
Rompedor Oxidante 2	1
Load recovery	15

Fuente: elaboración propia.

4.3.3.3 Categoría 3. Aumento considerable pero no prolongado de la producción de petróleo; para esta categoría, solo se cuenta con 2 pozos, de los cuales, solamente el número 16 tiene información.

Tabla 6. Composición del fluido de fractura pozo #16.

Pozo #16- Fluido: H35A - empresa: A	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,2
Inhibidor de arcilla	2
Agente gelificante	30
Agente Buffer Alcalino	0,2
Surfactante	2
Agente Buffer Alcalino 2	2,5
Crosslinker inmediato	2
Crosslinker retardado	2625
Rompedor	2
Catalizador	0,1

Fuente: elaboración propia.

4.3.3.4 Categoría 4. Aumento moderado y momentáneo de la producción de petróleo, con una disminución en la producción de agua.

Tabla 7. Composición del fluido de fractura pozo #4.

Pozo #4 - Fluido: D25C - empresa: C	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,05
Estabilizador de arcilla	2
Agente gelificante	6,25
Surfactante	1
Controlador de pH	4,6
Breaker	2
X-linker	1,7
Propant flow back	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8. Composición del fluido de fractura pozo #31.

Pozo #31- Fluido: H35A - empresa: A	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,2
Inhibidor de arcilla	2
Agente gelificante	30
Agente Buffer Alcalino	0,2
Surfactante	2
Agente Buffer Alcalino 2	2,5
Crosslinker inmediato	2
Crosslinker retardado	2625
Rompedor	2
Catalizador	0,1

Fuente: elaboración propia.

4.3.3.5 Categoría 5. Aumento mínimo de la producción de petróleo, adicionalmente un incremento en la producción de agua.

Tabla 9. Composición del fluido de fractura pozo #10.

Pozo #10 - Fluido: D25C- empresa: C	
BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,2
Inhibidor de arcilla	2
Agente gelificante	6,25
Surfactante	2
pH Buffer	5
Breaker 1	2,3
X-linker 1	1,7
X-linker 2	0,5
Propant flow back	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10. Composición del fluido de fractura pozo #35.

Pozo #35- Fluido: B140 - Empresa: B

BASE DEL FLUIDO: AGUA	
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN [gpt]
Bactericida	0,25
Inhibidor de arcilla	2
Demulsificante	4
Surfactante	4
Polímero	40
Activador	2
Crosslinker	7,8
Agente retardador	15

Fuente: elaboración propia.

5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y CAIDAS DE PRESIÓN

En este capítulo se mostrará información representativa sobre el historial de producción de cada pozo fracturado. Específicamente, se indicará su producción de crudo y agua antes y después de las respectivas operaciones de fracturamiento hidráulico, así como su producción un año después. También se identificará el comportamiento de la caída de presión en cada pozo de estudio.

5.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se identificará la producción de aceite y agua en los pozos de estudio en tres momentos diferentes. El primero de ellos, data antes de realizar las respectivas operaciones de fracturamiento hidráulico; el segundo, después de estas; y el último, corresponde a la producción un año después.

5.1.1 Producción de petróleo antes de fracturar. En esta sección del capítulo, se destacan los caudales de producción de petróleo antes de la fractura. En algunos pozos fracturados, este valor se correlacionó con la producción de pozos cercanos como línea base, por varias razones, dentro de las cuales se encuentran:

- Debido a que los pozos venían produciendo en la formación vecina K2, pero, posteriormente se aisló dicha zona y se fracturó la formación K1 para producir en esta.
- Porque los pozos se completaron y fueron fracturados inmediatamente, por tanto, no había registro de valores de producción anteriores al fracturamiento hidráulico.
- El pozo era de tipo commingled. Es decir, producía de dos formaciones (K1 y K2), para fracturar estos pozos, primero se aisló K2, después, se fracturó K1. Por lo tanto, no se tenían datos de producción únicos de la formación a fracturar.
- La última razón se debe a que los pozos estaban cerrados hace un tiempo y se abrieron a producción de nuevo, inmediatamente después de fracturarse.

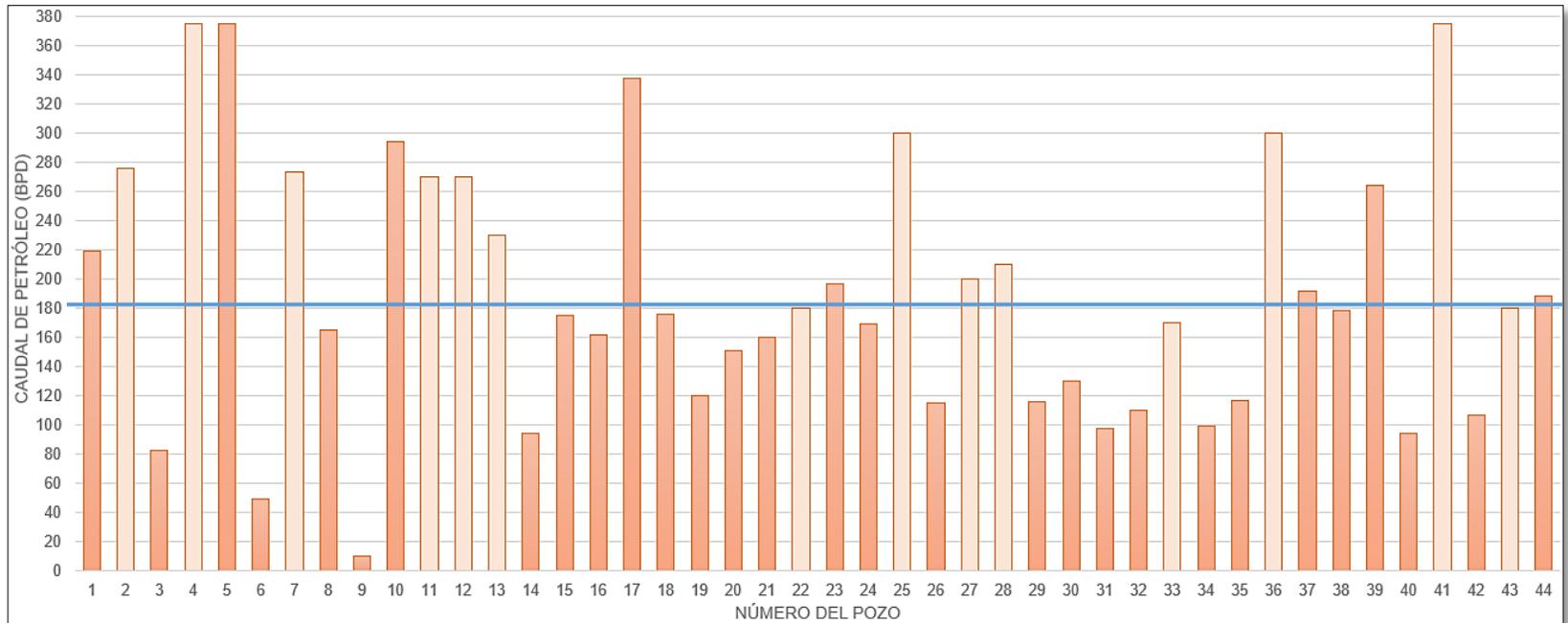
A continuación, se enseña una lista detallada de los pozos a los cuales se les aplicó la correlación de producción de aceite y agua antes de las operaciones de fracturamiento hidráulico y su respectiva razón.

Tabla 11. Razones para correlacionar datos de producción por pozo.

POZO	RAZÓN
2	Commingled
4	Producción K2
7	Cerrado
11	Fracturó en completamiento
12	Fracturó en completamiento
13	Producción K2
22	Producción K2
25	Se fracturó en el completamiento
27	Commingled
28	Commingled
33	Commingled
36	Commingled
41	Commingled
43	Cerrado

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 21. Caudal de producción de petróleo antes de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

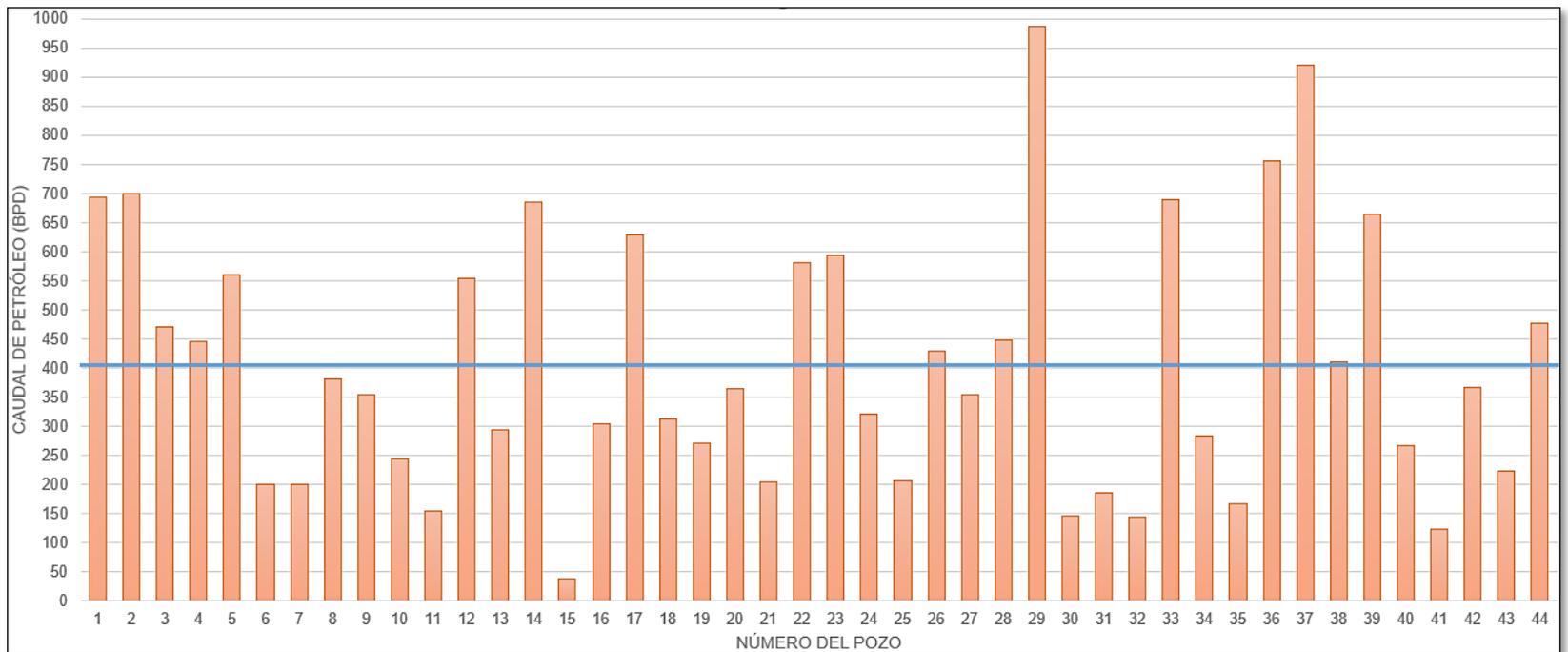


Fuente: elaboración propia.

Los pozos con mayor producción, antes del fracturamiento hidráulico, son los números 4, 5 y 41 con un caudal de 375 BOPD. El pozo con menor producción de petróleo es el 9 con 10 BOPD. La producción promedio de los pozos antes del fracturamiento fue de 191,66 BOPD. El 41% de los pozos está por encima del promedio de producción, mientras que el 59% se encuentra por debajo del promedio de producción.

5.1.2 Producción de petróleo después de fracturar. En la **Gráfica 22**, se identifican los caudales de producción de petróleo después de llevar a cabo el fracturamiento hidráulico en los pozos de estudio. En algunos casos, el valor medido no fue exactamente después del procedimiento, ya que se cerraron bombas; para ello, se tomó el valor luego de 2 o 3 meses del fracturamiento.

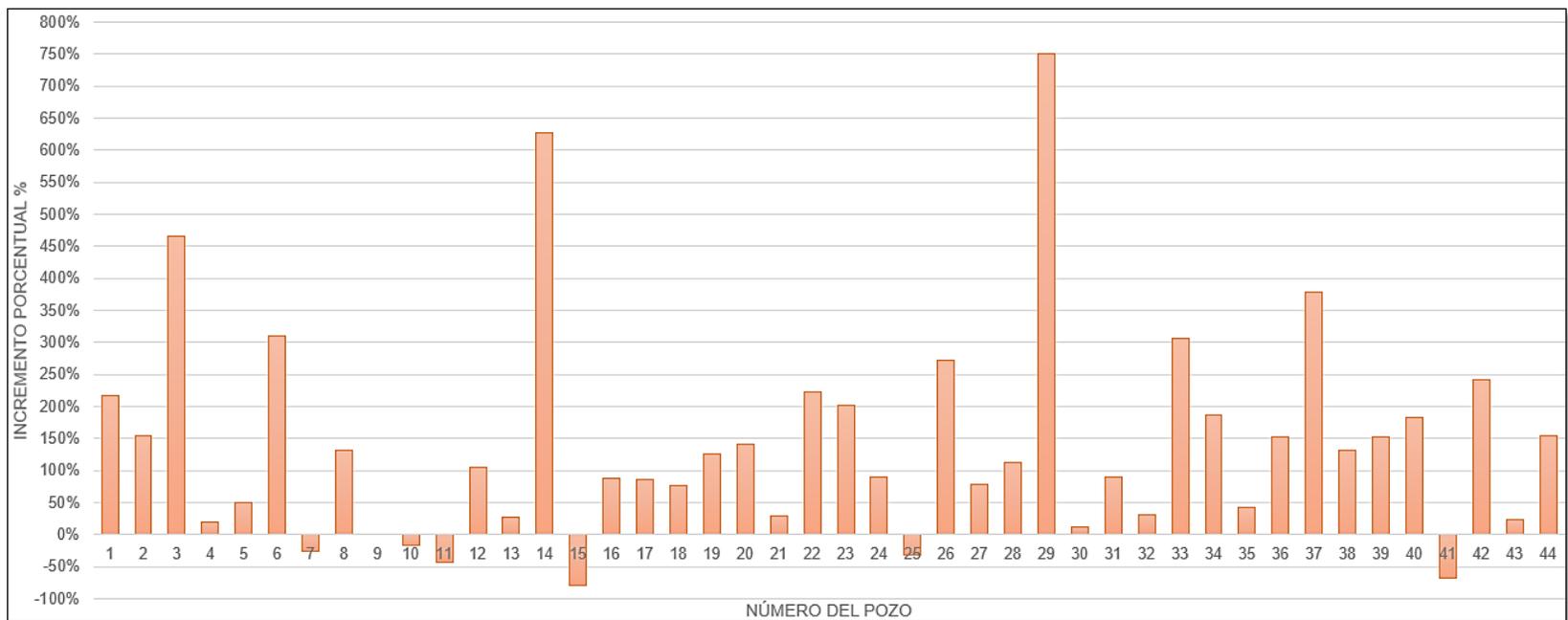
Gráfica 22. Caudal de petróleo después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fuente: elaboración propia.

La producción promedio, luego de realizar el fracturamiento hidráulico en los pozos de estudio, llegó a 404,3 BOPD, aumentando en más de un 200% su producción. El pozo que tuvo mayor incremento, porcentualmente, fue el número 9, con 3430%. A diferencia del pozo 15 el cual tuvo un decrecimiento del 79% en producción luego del fracturamiento. En la **Gráfica 23**, se identifican los incrementos y decrementos porcentuales de producción de petróleo en cada pozo, luego de efectuar las operaciones de fracturamiento.

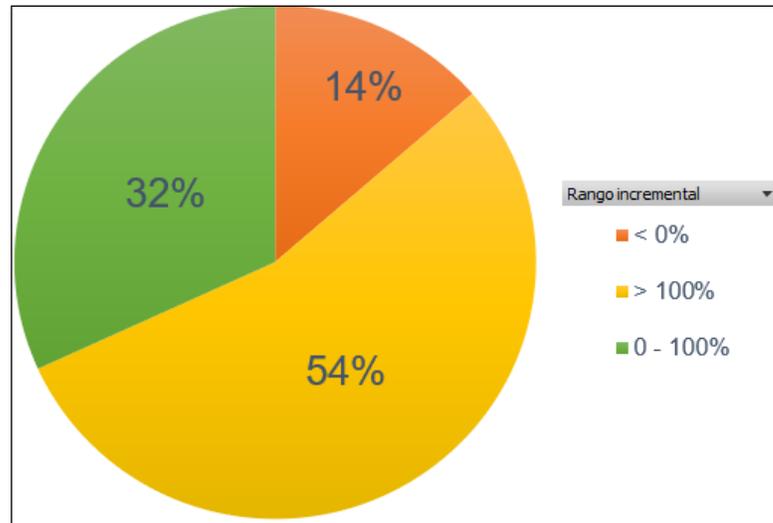
Gráfica 23. Aumento y disminución porcentual del caudal de petróleo después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fuente: elaboración propia.

Para efectos de visualización, el pozo número 9 no se tomó en cuenta ya que tuvo un incremento mayor a 3000%. En los pozos 1, 3, 6, 14, 22, 23, 26, 29, 33, 37 y 42 se triplicó la producción de petróleo luego de realizar el procedimiento, lo cual es un gran incremento. Sin embargo, los pozos 7, 10, 11, 15, 25 y 41 no obtuvieron un incremento en producción, al contrario, los caudales disminuyeron.

Gráfica 24. Rango incremental de la producción de petróleo en los pozos de estudio.



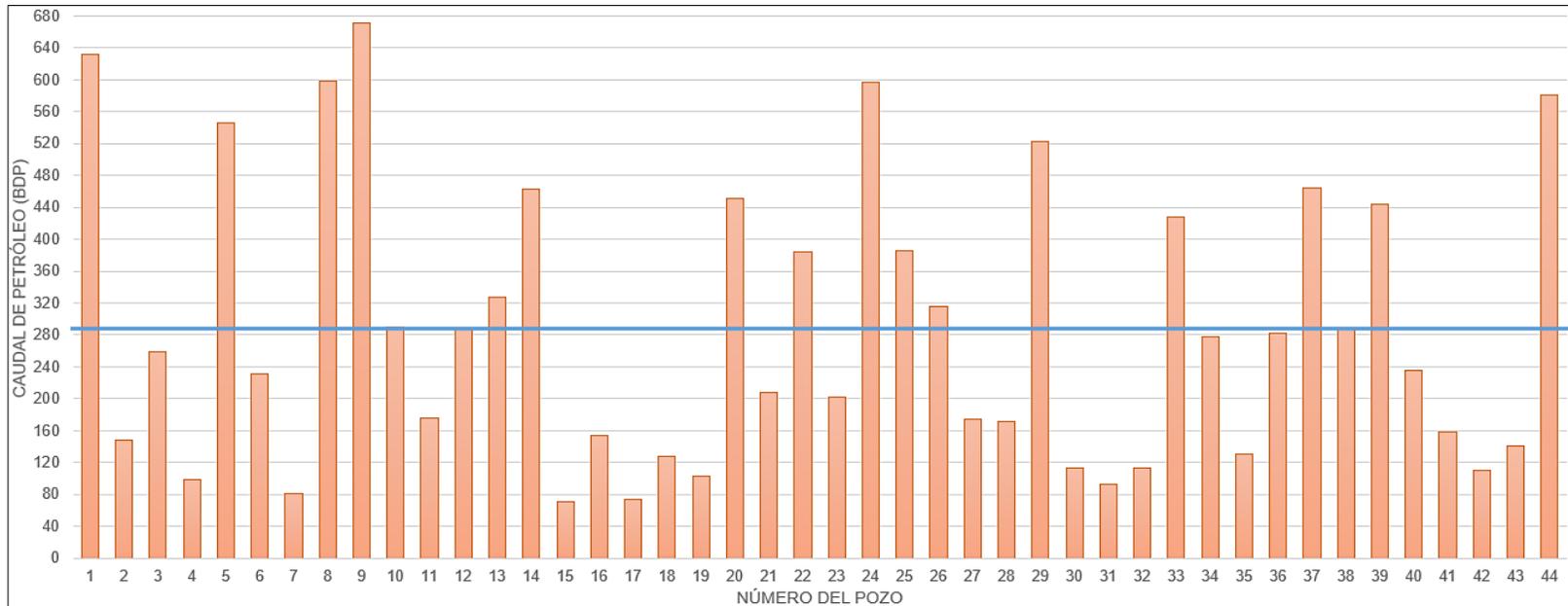
Fuente: elaboración propia.

De los 44 pozos de estudio, 24 tuvieron un incremento mayor al 100% en producción de petróleo, lo cual significa un aumento superior al doble de la producción que llevaban. Por otra parte, 6 pozos obtuvieron un decremento de esta, mientras que 14 pozos de estudio, manifestaron un incremento entre 1% y 100%.

5.1.3 Producción de petróleo un año después de fracturar. A continuación, se mostrará en la Gráfica 23, los caudales de producción de petróleo un año después del procedimiento efectuado en los pozos de estudio.

En los pozos 11, 15 y 21, se tomaron los últimos registros que se recopilaron, ya que fueron fracturados después del segundo cuatrimestre del 2018.

Gráfica 25. Caudal de petróleo un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

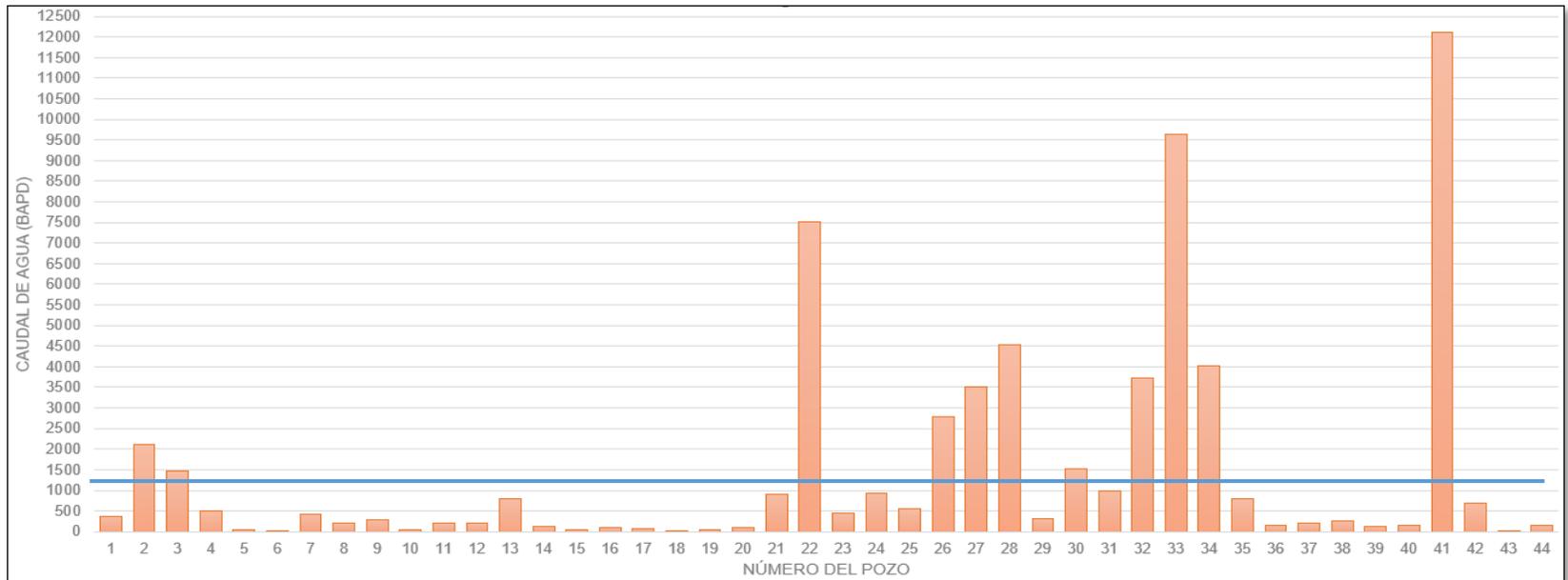


Fuente: elaboración propia.

Posterior a un año del fracturamiento efectuado en los pozos, el caudal promedio de petróleo aumentó 1,5 veces con respecto al valor antes del fracturamiento, esto corresponde a un caudal promedio de 286,4 BOPD. Más del 50 % de los pozos (26 pozos) tuvieron una producción mayor a 200 BOPD, un valor por encima del promedio antes del fracturamiento.

5.1.4 Producción de agua antes de fracturar. La producción de agua en los pozos, antes del fracturamiento se mostrará a continuación la **Gráfica 26**.

Gráfica 26. Producción de agua antes de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

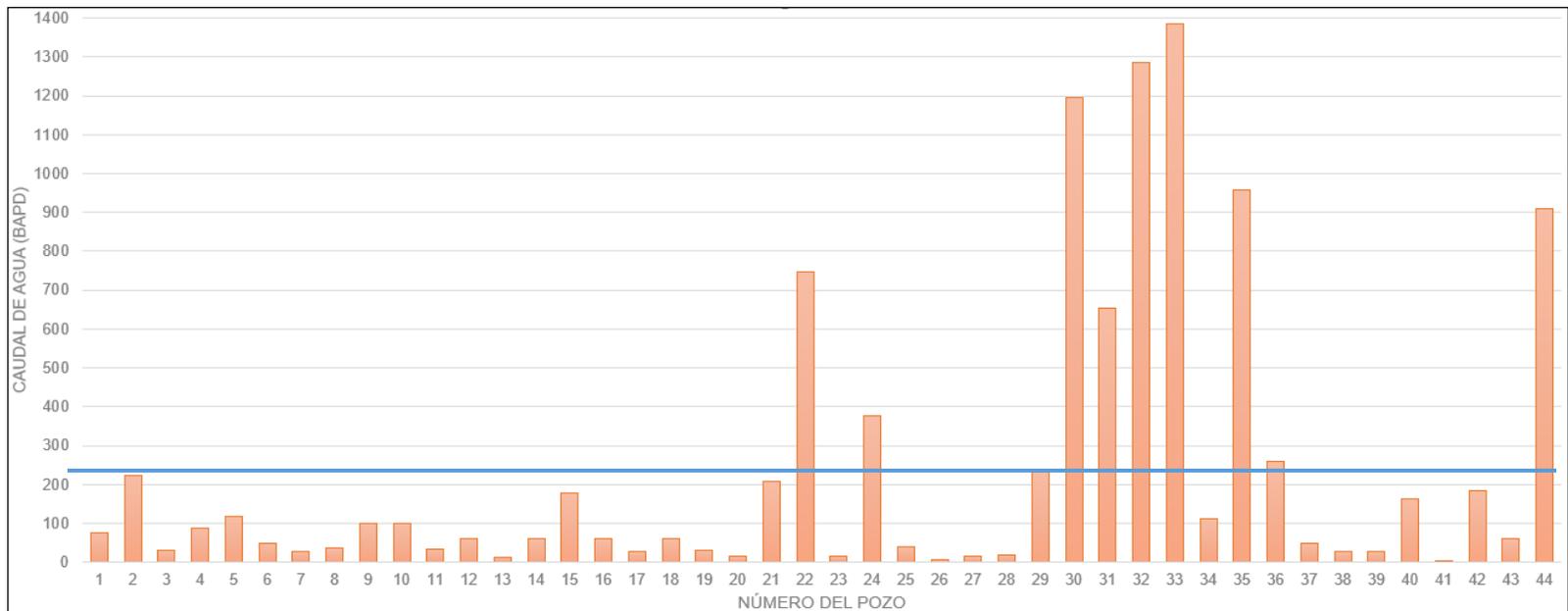


Fuente: elaboración propia.

La producción de agua en la mayoría de los pozos está por debajo de 1.000 BAPD. Son muy pocos pozos de tienen una producción de agua muy elevada, como es el caso de los pozos número 22, 33 y 41, los cuales sobrepasan los 7.500 BAPD. La producción promedio está en 1.437 BAPD.

5.1.5 Producción de agua después de fracturar. Luego de realizar las operaciones de fracturamiento, se observó un fenómeno inquietante: la producción de agua disminuyó drásticamente. En la **Gráfica 27**, se observa la caída de producción de agua que se obtuvo después de llevar a cabo las operaciones. Cabe mencionar que este resultado no era esperado, sin embargo, es un efecto que trae beneficios económicos.

Gráfica 27. Producción de agua después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.



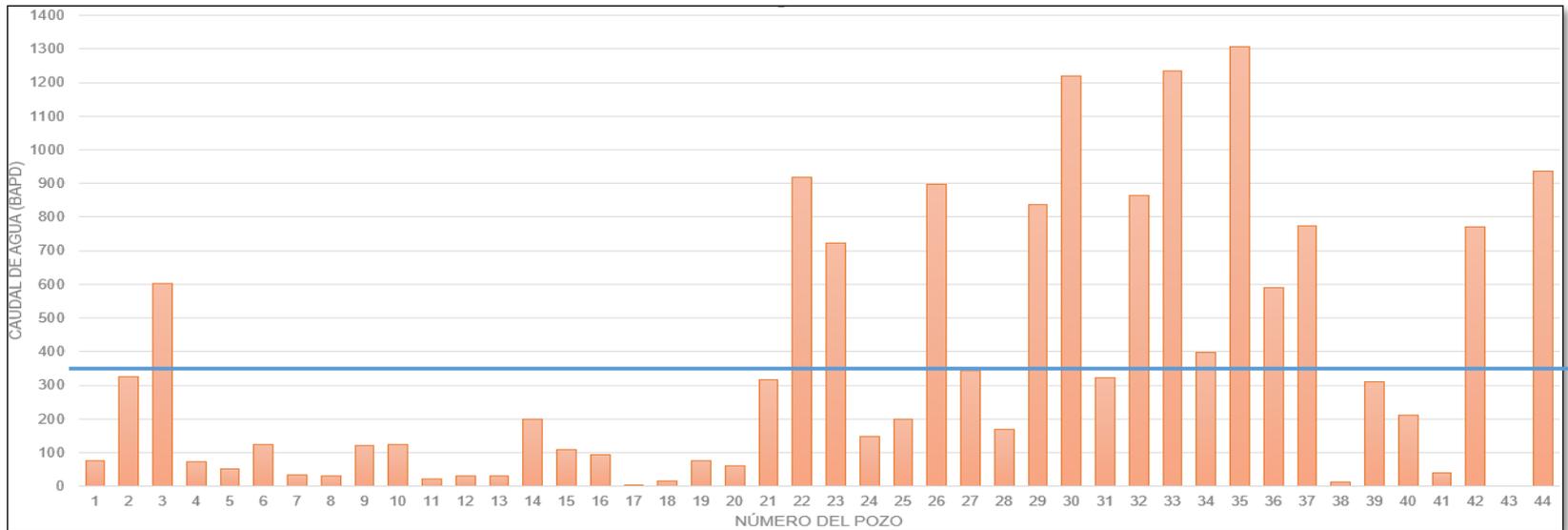
Fuente: elaboración propia.

El promedio de producción de agua en los pozos de estudio, disminuyó en una proporción de 6 veces, es decir, el valor promedio fue de 234,4 BAPD. Solamente 9 pozos están por encima del promedio con valores elevados. Los

pozos 5, 6, 10, 15, 18, 35, 36, 40, 43 y 44 tuvieron un aumento de producción de agua, de dichos pozos, el número 44 fue el que tuvo el mayor incremento. El pozo número 41 tuvo una disminución bastante grande, pasando de 12.125 BAPD a 4 BAPD.

5.1.6 Producción de agua un año después de fracturar. A continuación, la **Gráfica 28**, identifica la producción de agua un año después de haber realizado el fracturamiento hidráulico.

Gráfica 28. Producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fuente: elaboración propia.

Con el gráfico anterior, se evidencia que hubo un incremento en la producción de agua, esto se ve con el valor promedio el cual aumento a 357,6 BAPD. El 32% de los pozos se encuentran por encima del promedio; a diferencia de los resultados obtenidos después de fracturar, en el cual el 20,5%, superó el promedio que estaba en 234,4 BAPD.

5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO, SEGÚN SU COMPORTAMIENTO DESPUÉS DE LA EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En la presente sección del capítulo se clasificarán los pozos de estudio en base al cambio de la producción de petróleo y agua después de ejecutadas las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.

5.2.1 Definiciones preliminares de clasificación. Antes de catalogar los presentes pozos de estudio, es necesario contextualizar a los lectores del proyecto, el significado de los términos empleados en tal clasificación:

- Aumento considerable: aumento de la producción de petróleo, el cual supera el valor de 150 BOPD.
- Aumento moderado: aumento de la producción de petróleo, cuyo valor se encuentra entre 100 y 149 BOPD.
- Aumento mínimo: aumento de la producción de petróleo, el cual no supera el valor de 100 BOPD.
- Aumento prolongado: aumento de la producción de petróleo, el cual se ha prolongado mínimo durante un año.
- Aumento momentáneo: aumento de la producción de petróleo, el cual ha durado menos de un año.

5.2.2 Clasificación de los pozos de estudio. Según los términos especificados anteriormente, los autores han creado cinco categorías para ubicar a todos los presentes pozos de estudio según los resultados obtenidos en el cambio de la producción de petróleo y agua después de las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, las cuales serán enseñadas a continuación, junto con los respectivos pozos que se encuentran dentro de estas:

5.2.2.1 Categoría 1. La presente categoría corresponde a los pozos que manifestaron un aumento considerable y prolongado de la producción de petróleo, después de realizadas las operaciones de fracturamiento hidráulico. Los 17 pozos que pertenecen a esta están listados a continuación: 1,3,5,6,8,9,14,20,22,24,26,29,33,34,37,39 y 44.

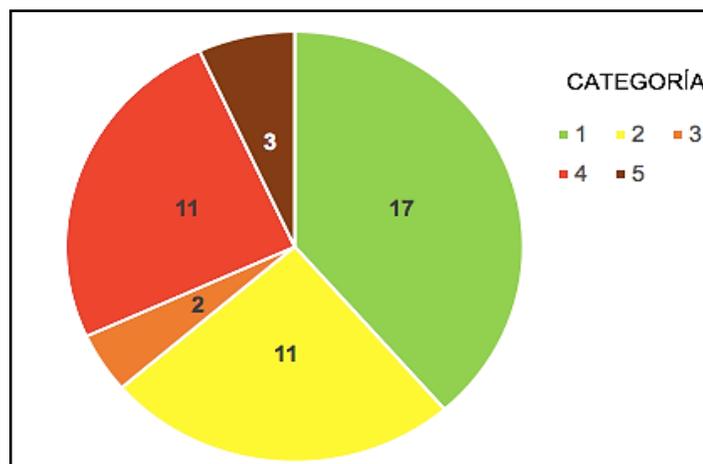
5.2.2.2 Categoría 2. Esta categoría representa a los pozos que obtuvieron un aumento considerable pero momentáneo en la producción de petróleo, después de realizadas las operaciones de fracturamiento hidráulico. Los 11 pozos que pertenecen a esta están listados a continuación: 2,12,17,29,23,27,28,36,38,40 y 42.

5.2.2.3 Categoría 3. La tercera categoría enseña los pozos que manifestaron un aumento moderado y momentáneo de la producción de petróleo después de realizadas las operaciones de fracturamiento hidráulico. Los pozos 2 que pertenecen a esta están listados a continuación: 16 y 18.

5.2.2.4 Categoría 4. La siguiente categoría encierra a los pozos que obtuvieron un aumento mínimo de la producción de petróleo una disminución en esta, después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Además, estos presentaron una disminución en la producción de agua 1 año después de ejecutada la fractura. Los 11 pozos que pertenecen a esta están listados a continuación: 4,7,11,13,21,25,30,31,32,41 y 43.

5.2.2.5 Categoría 5. La última categoría corresponde a los pozos que obtuvieron un aumento mínimo de la producción de petróleo una disminución en esta, después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Además, estos presentaron un aumento en la producción de agua 1 año después de ejecutada la fractura. Los 3 pozos que pertenecen a esta están listados a continuación: 10, 15 y 35. A continuación, se representarán de forma gráfica, las diferentes categorías y el número de pozos que estas contienen.

Gráfica 29. Categorías de clasificación.



Fuente: elaboración propia.

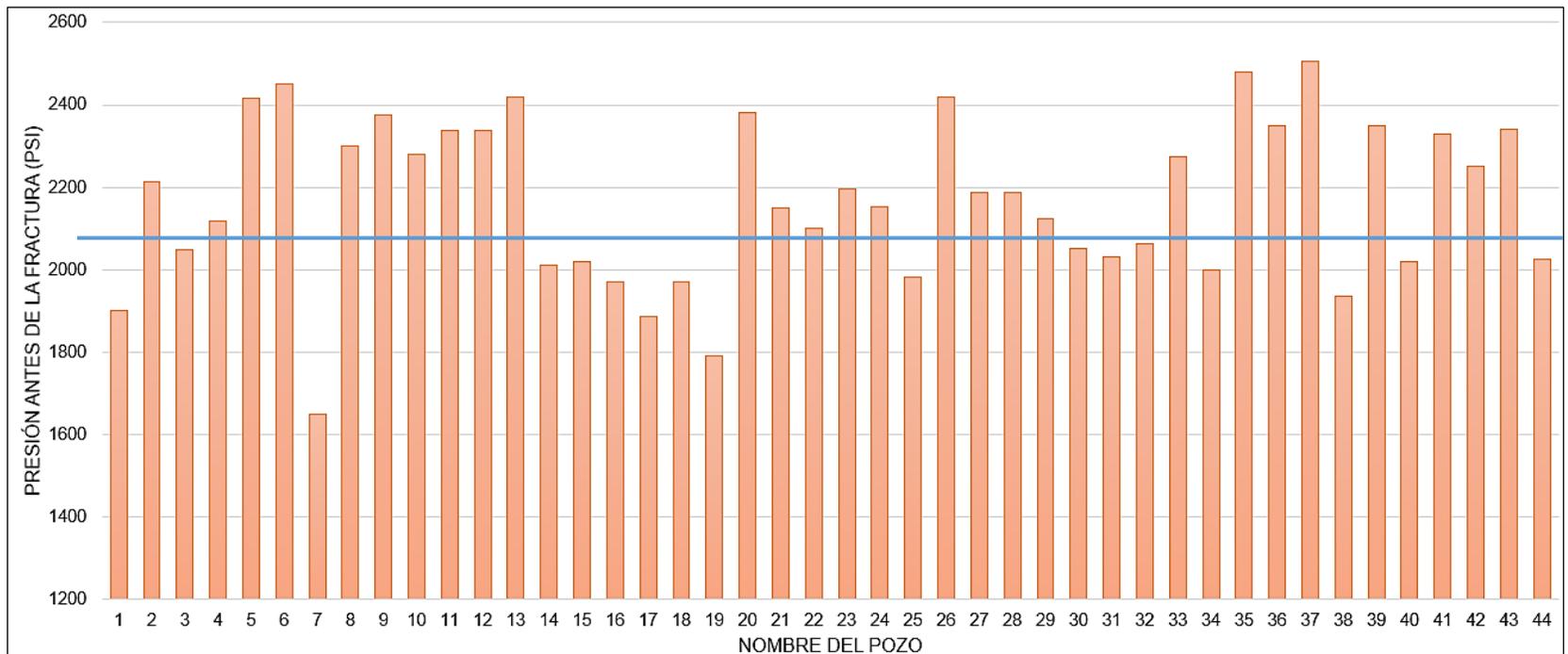
5.3 PRESIONES ANTES Y DESPUES DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

A continuación, se expondrá la presión de cada pozo de estudio antes de las operaciones de fracturamiento hidráulico, también, los valores de presión registrados a la fecha más reciente (mayo 2019), para obtener un valor de caída de presión para cada uno de estos.

Los datos de presión medidos en cada pozo corresponden a la presión a una profundidad medida de 6.000 ft. Con ello, se tiene veracidad y congruencia en la toma de presiones para ser analizadas de la misma manera.

5.3.1 Presión antes de fracturar. A continuación, se expondrán los datos de presión antes de realizar las operaciones de fracturamiento hidráulico en los pozos de estudio.

Gráfica 30. Presión en los pozos de estudio antes de llevar a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico.

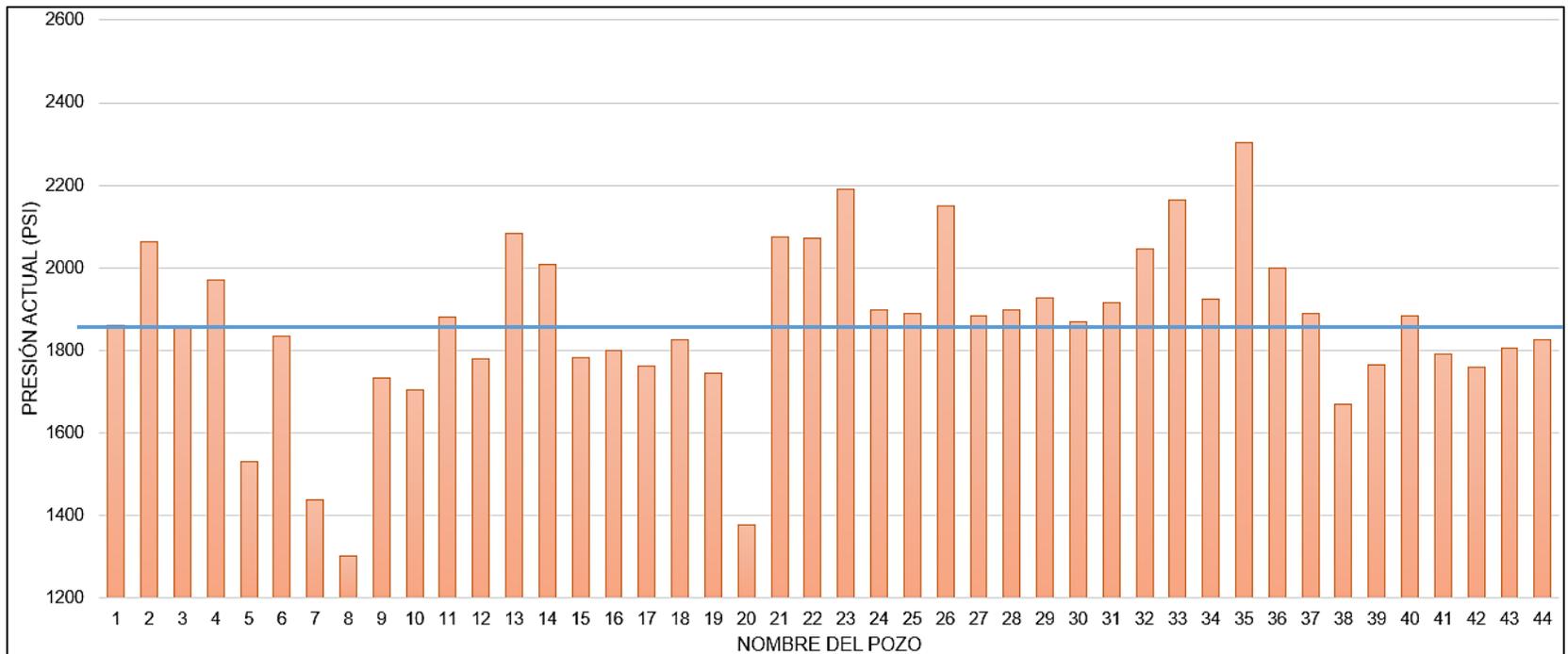


Fuente: elaboración propia.

La presión promedio calculada es de 2.167 psi.

5.3.2 Presión después de fracturar. El siguiente gráfico, muestra las presiones medidas a una profundidad de 6.000 ft para cada pozo, a la fecha de mayo 2019. Posterior a los fracturamientos realizados.

Gráfica 31. Presión a una profundidad medida de 6.000 ft posterior a las operaciones de fracturamiento hidráulico.

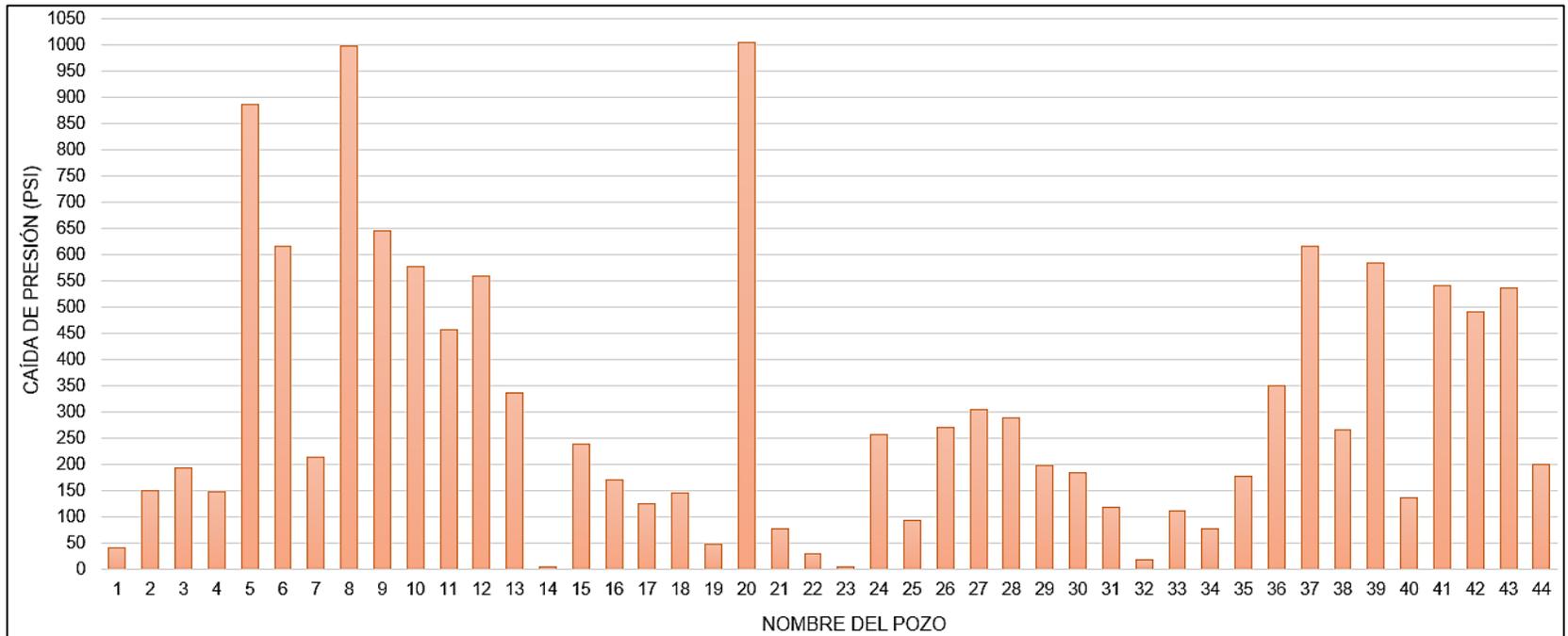


Fuente: elaboración propia.

Para este caso, la presión promedio obtenida es de 1.862 psi.

5.3.3 Caída de presión. La caída de presión, viene de la diferencia entre la presión antes de fracturar y la presión final medida.

Gráfica 32. Caída de presión de los pozos de estudio.



Fuente: elaboración propia.

Los pozos que tuvieron mayor caída fueron: 5, 8 y 20, con caídas mayores a 850 psi. Estos pozos, se encuentran en la categoría 1.

6. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

A continuación, toda la información recolectada por los autores, referente a diferentes ramas de la ingeniería del petróleo y mostrada en capítulos anteriores, será parte de un análisis estadístico conjunto, cuya finalidad es determinar por cada categoría (1, 2, 3, 4 y 5) de variación de la producción de petróleo (véase sección 5.2.2), valores y rangos óptimos de estas, para posteriormente desarrollar una metodología de selección de pozos candidatos para futuras operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.

Para las categorías 3 y 5, la cantidad de pozos son 2 y 3, respectivamente, por lo cual, no supone una muestra representativa para realizar un análisis estadístico. Sin embargo, serán mencionados los datos adquiridos.

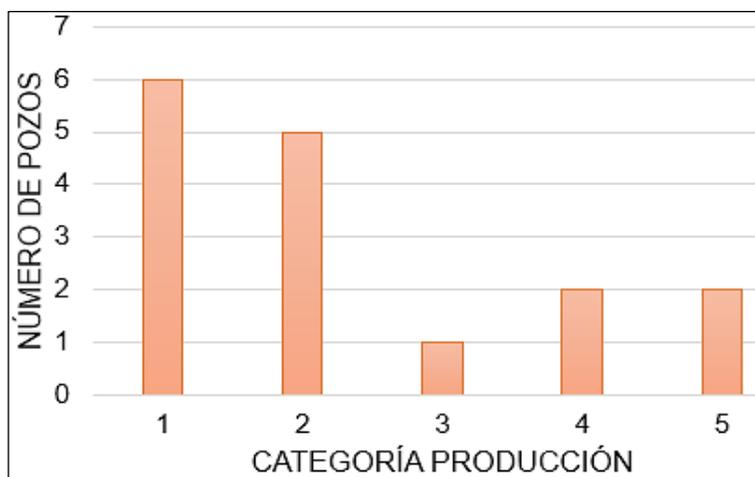
6.1 ANÁLISIS ASOCIADO A LAS ZONAS DE FALLAS GEOLÓGICAS

Como primera parte del análisis estadístico conjunto que se realizará en este proyecto de grado, se tendrán en cuenta las zonas de distinta densidad de falla descritas en el capítulo geológico del presente proyecto. (Véase capítulo 1, sección 1.5). Para esta parte, se tendrá en cuenta únicamente, el número de pozos por categoría de clasificación asociados a cada zona de fallas.

6.1.1 Primera zona de fallas. De los 16 pozos pertenecientes en esta zona, el 37,5% fueron asignados a la primera categoría, el 31,25%, a la segunda categoría, el 6,25% a la tercera, el 12,5% a la cuarta y finalmente, un 12,5% a la quinta categoría. Por lo tanto, la moda estadística para esta zona de falla es la primera categoría, debido a que tiene la mayor cantidad de pozos asociados a esta. La **Gráfica 28**, muestra lo expuesto anteriormente.

El 68,8% de los pozos estudiados presentes en la primera zona de falla manifestaron un aumento considerable de la producción de petróleo, y otro 6,3% de los pozos presentes en esta zona manifestó un aumento moderado en la producción de este. Lo cual indica preliminarmente, una alta probabilidad de obtener un aumento considerable en la producción de petróleo al realizar operaciones de fracturamiento hidráulico a pozos que se ubiquen en esta zona. Además de esto, 12,5% de estos presentaron un aumento mínimo de la producción de petróleo con disminuciones en la producción de agua 1 año después de ejecutadas las operaciones de fracturamiento hidráulico, las cuales van desde 8 hasta 150 barriles por día de esta.

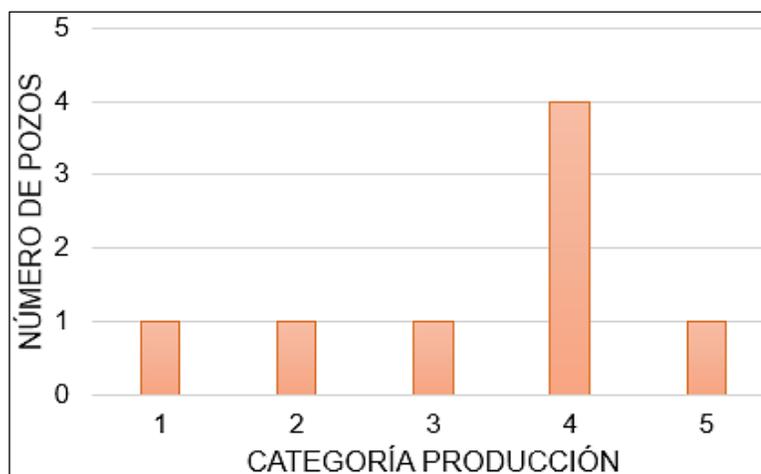
Gráfica 33. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la primera zona de fallas.



Fuente: elaboración propia.

6.1.2 Segunda zona de fallas. De los 8 pozos pertenecientes en esta zona, el 12,5% fueron asignados a la primera categoría, el 12,5%, a la segunda categoría, el 12,5% a la tercera, el 50% a la cuarta y finalmente, un 12,5% a la quinta categoría. Por lo tanto, la moda estadística para esta zona de falla es la cuarta categoría, debido a que tiene la mayor cantidad de pozos asociados a esta.

Gráfica 34. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la segunda zona de fallas.

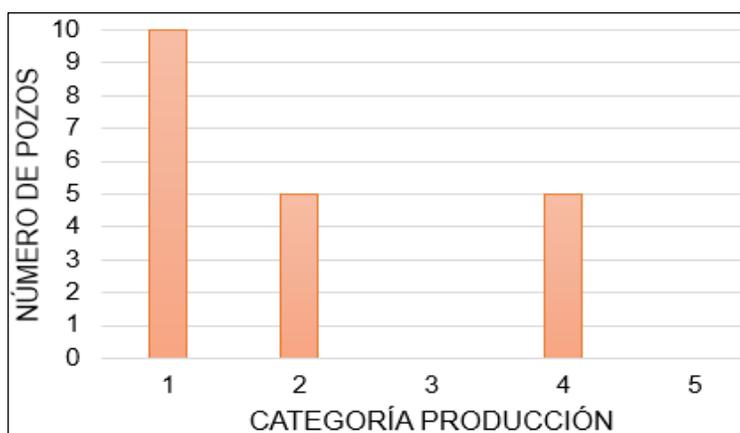


Fuente: elaboración propia.

En lo que respecta a la segunda zona de falla, sólo el 25% de los pozos manifestó un aumento considerable y un 12,5% un aumento moderado en términos de producción de petróleo. Adicionalmente, esta zona se destaca que el 50% de sus pozos presentó un aumento mínimo de producción de petróleo. Sin embargo, estos evidenciaron disminuciones en la producción de agua 1 año después de ejecutadas las operaciones de fracturamiento hidráulico, las cuales van desde 180 hasta 431 barriles por día de esta.

6.1.3 Tercera zona de fallas. De los 20 pozos pertenecientes en esta zona, el 50% fueron asignados a la primera categoría, el 25%, a la segunda categoría, y finalmente, un 25% a la cuarta categoría. Por lo tanto, la moda estadística para esta zona de falla es la primera categoría, debido a que tiene la mayor cantidad de pozos asociados a esta.

Gráfica 35. Distribución de los pozos según categoría de producción, para la tercera zona de fallas.



Fuente: elaboración propia.

Para la tercera zona de falla, se pudo observar que un 75% de todos los pozos de estudio presentes en esta, presentaron aumentos considerables en su producción de petróleo, lo cual permite inferir que existe una alta probabilidad de obtener un aumento considerable de la producción de petróleo para futuros pozos que sean fracturados en la presente zona. Además de esto, un 25% de estos presentaron un aumento mínimo de la producción de petróleo con disminuciones en la producción de agua 1 año después de ejecutadas las operaciones de fracturamiento hidráulico, las cuales van desde 378 hasta 2.871 BAPD.

6.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS ESTUDIADAS

Los valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto fracturado, fueron analizados para cada una de las categorías definidas. Los pozos de estudio de los cuales no se tiene registro de estas propiedades no serán tomados en cuenta como parte de este análisis.

A continuación, se muestran los resultados estadísticos obtenidos, junto con la distribución porcentual de las propiedades analizadas en cada categoría definida, adicionalmente se analizarán los resultados obtenidos para cada categoría.

6.2.1 Categoría 1. Los resultados para los 14 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus propiedades petrofísicas y, que manifestaron un aumento considerable y prolongado de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico. Además, se expondrán los valores promedio de permeabilidad para las unidades K1 y K2, asociados a los pozos presentes en esta categoría.

Tabla 12. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 1.

Parámetro	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor fracturado (ft)
Valor mínimo	0,093	170,7	42
Cuartil 25%	0,136	838,257	79
Cuartil 50%	0,174	1012,422	107
Cuartil 75%	0,184	1161,309	136
Valor máximo	0,228	3147,013	252
Promedio	0,164	1182,392	119,64
Desv. estándar	0,035	756,056	55,88

Fuente: elaboración propia.

Tabla 13. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 1.

Unidad	Permeabilidad promedio (mD)
K1	1004,403
K2	2298,252

Fuente: elaboración propia.

6.2.2 Categoría 2. Los resultados para los 9 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus propiedades petrofísica y, que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a

continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico. Además, se expondrán los valores promedio de permeabilidad para las unidades K1 y K2, asociados a los pozos presentes en esta categoría.

Tabla 14. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 2.

Parámetro	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor fracturado (ft)
Valor mínimo	0,141	573,244	66
Cuartil 25%	0,152	723,699	101
Cuartil 50%	0,173	772,878	116
Cuartil 75%	0,178	1274,058	165,5
Valor máximo	0,186	2541,771	401
Promedio	0,167	1168,58	155,91
Desv. estándar	0,159	731,882	95,602

Fuente: elaboración propia.

Tabla 15. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 2.

Unidad	Permeabilidad promedio (mD)
K1	730,8
K2	1440,49

Fuente: elaboración propia.

6.2.3 Categoría 3. Para esta categoría, se encuentran dos pozos, el número 16 y 18, los cuales no cuentan con registros de porosidad ni permeabilidad, por lo tanto, no se pudo realizar el análisis de las propiedades petrofísicas para esta categoría.

6.2.4 Categoría 4. Los resultados para los 8 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus propiedades petrofísicas y, que manifestaron un aumento mínimo en la producción de petróleo, pero que presentaron disminución de la producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 16. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 4.

Parámetro	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor fracturado (ft)
Valor mínimo	0,113	111,568	59
Cuartil 25%	0,134	445,132	94
Cuartil 50%	0,158	630,635	156
Cuartil 75%	0,163	1093,652	181
Valor máximo	0,18	2578,47	229
Promedio	0,149	961,775	141,709
Desv. estándar	0,241	917,924	61,8

Fuente: elaboración propia.

Tabla 17. Valores promedio de permeabilidad para la categoría 4.

Unidad	Permeabilidad promedio (mD)
K1	480,035
K2	2406,992

Fuente: elaboración propia.

6.2.5 Categoría 5. Los resultados para los 2 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus propiedades petrofísicas y, que manifestaron un aumento mínimo en la producción de petróleo, pero que presentaron aumento en la producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico. Debido a la mínima cantidad de pozos con información petrofísica presentes en esta categoría, no fue posible calcular los cuartiles ni desarrollar su respectiva distribución porcentual.

Tabla 18. Valores estadísticos de variables petrofísicas en la categoría 5.

Parámetro	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor fracturado (ft)
Pozo 10 (K1)	0,141	643,51	153
Pozo 35 (K2)	0,17	1293,83	89
Promedio	0,1555	968,5905	121

Fuente: elaboración propia.

Basados en los resultados anteriores, los autores desarrollaron el siguiente análisis:

Las diferencias de porosidad entre las categorías que obtuvieron un aumento considerable de la producción de petróleo después de las operaciones de fracturamiento hidráulico (primera y segunda) y las que obtuvieron un mínimo aumento o ninguno (cuarta y quinta) son pequeñas, siendo 9,38% la variación de la porosidad promedio entre la primera y la cuarta categoría; 11,06% entre la segunda y cuarta categoría; 5,24 % entre la primera y quinta categoría, y 7% entre la segunda y quinta categoría.

Los resultados anteriores, permiten conocer que, a nivel general todas las zonas fracturadas poseían valores óptimos de porosidad promedio para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Para entender más a fondo el efecto específico de la porosidad de la roca sobre el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, se requiere analizar nuevos pozos que manifiesten diferencias representativas en sus respectivos valores de porosidad.

La desviación estándar calculada para las presentes propiedades analizadas (porosidad y permeabilidad) es una medida indirecta de los diferentes tipos de roca que se estimularon en los pozos de estudio, debido a que mide cuanto varía cada propiedad en cada uno de estos, y, permite asociar estos resultados a valores típicos presentes en los diferentes tipos de roca. En el caso de la permeabilidad, esta es mucho más notable, y será explicado a continuación tomando de base la cuarta categoría.

En este grupo de pozos, un 25% se encuentra entre los 111 y los 445 mD, con un intervalo que presenta una diferencia de 334 mD; el siguiente 25% se encuentra entre 445 y 630 mD, con una diferencia de 185 mD; el tercer 25% de los pozos posee valores de permeabilidad entre 630 y 1.093 mD con una diferencia de 463 mD y el último 25%, para completar la totalidad de los pozos, tiene valores entre 1.093 y 2.578 mD, con una diferencia de 1485 mD.

Analizando estos valores, obtenemos que el primer 50% de los pozos presentes en la categoría 4, presenta diferencias mucho menores (334 mD y 185 mD) en comparación a la otra mitad de estos (463 mD y 1485 mD). Lo que evidencia variaciones considerables en la permeabilidad y, por lo tanto, en el tipo de roca de los pozos de estudio asociados a esta categoría. Esto lleva a que esta categoría manifieste la mayor desviación estándar con respecto a las demás (917,924 mD) y presente una mayor variación en el tipo de roca, pudiendo presentar variaciones sustanciales en la permeabilidad que posiblemente, afectaran su éxito en las operaciones de fracturamiento hidráulico realizadas.

Para el caso de la permeabilidad, los pozos clasificados en la primera y segunda categoría presentaron mayores valores promedio de permeabilidad con respecto a los pozos presentes en la cuarta y quinta categoría. Evidenciando un 19,02% en la variación de la permeabilidad promedio entre la primera y la cuarta categoría;

17,64% entre la segunda y cuarta categoría; 18,23 % entre la primera y quinta categoría, y 17,02% entre la segunda y quinta categoría. Cabe resaltar que, los pozos asociados a las categorías 1 y 2 presentan mayores valores de permeabilidad promedio, debido a que tienen una mayor cantidad de pozos fracturados en K2, zona, donde su valor promedio es de 1.701 mD, mientras que para la formación K1, es de 792 mD.

Además, se obtuvo el promedio de permeabilidad global, el cual abarca todos los pozos fracturados, para las unidades K1 y K2, con los valores de 792,435 y 1.701,968 mD respectivamente. Con esto, se pudo observar la siguiente tendencia para las categorías clasificadas que manifestaron un aumento considerable en la producción de petróleo (primera y segunda), y las categorías que manifestaron un mínimo aumento o ninguno en la producción de petróleo (cuarta y quinta).

La primera categoría, presentó un valor de permeabilidad promedio 21% mayor al valor global para K1 y 25% mayor al valor global para K2; la segunda categoría, mostró un valor de permeabilidad promedio 8% menor al valor global para K1 y 18% menor al valor global para K2; la tercera categoría, manifestó un valor de permeabilidad promedio 65% menor al valor global para K1 y 29% mayor al valor global para K2; finalmente, la cuarta categoría evidenció un valor de permeabilidad promedio 23% menor al valor global para K1 y 31% menor al valor global para K2.

Con base en los anteriores resultados, se llega a la conclusión de que la permeabilidad es un factor que efectivamente, condiciona el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico, ya que las categorías que presentaron aumentos considerables en la producción de petróleo (Primera y segunda), manifestaron valores de permeabilidad cercanos o por encima del valor promedio para cada formación; Mientras que las que presentaron aumento mínimo o ninguno en la producción de petróleo (Cuarta y quinta), exhibieron valores de permeabilidad bastante desviados de los promedios globales por formación.

Analizando el espesor neto fracturado, se pudo observar que todas las categorías estudiadas, presentaban valores promedio cercanos, los cuales van desde 112 a 154 ft. Sin embargo, se pudo observar que hubo pozos de estudio presentes en la primera categoría de clasificación, que poseían valores de espesor mucho menores (66, 87, 79, 42, 76 ft) al valor promedio correspondiente en dicha categoría (112 ft); también se observó, que hubo pozos presentes en la cuarta categoría que presentaron valores para esta propiedad mucho mayores (229 ft y 225,8 ft) que el valor promedio (142 ft). Esto evidencia, que, aunque el pozo fracturado presente valores lejanos al promedio, ya sean mayores o menores, no va reflejar un cambio en su producción de petróleo, lo que permite determinar que este parámetro no es determinante para el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico en términos de aumento de producción.

6.3 ANÁLISIS DE VARIABLES Y PARÁMETROS OPERACIONALES ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Como tercera parte del presente análisis estadístico, se realizará el análisis de las siguientes variables: fluidos utilizados en la etapa de fractura, dimensiones de fractura (longitud, altura y ancho), concentración areal, eficiencia de fluido, gradiente de cierre de fractura y pérdidas de presión, provenientes del entorno operacional en los trabajos de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.

Se llevará a cabo un análisis por categoría, según los fluidos utilizados, teniendo en cuentas sus dimensiones de fractura, concentración areal y eficiencia de fluido como primera parte, de manera conjunta, y posteriormente, las últimas dos variables, gradiente de cierre y pérdidas de presión, se realizará un análisis individual.

6.3.1 Análisis en conjunto. A continuación, se enseñarán los fluidos de fracturamiento utilizados en cada pozo, para cada categoría de clasificación, con el objetivo de determinar si existe alguna tendencia de estos, que se relacione con el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico ejecutadas.

Como referencia, los números que aparecen en los fluidos, se refieren a la carga polimérica empleada, es decir, entre mayor sea el número, más elevada será su carga polimérica; y con respecto a la letra, corresponde al fluido base utilizado. Posterior a esa clasificación, por cada fluido base, se expondrán los valores estadísticos que presentan las variables de: dimensiones de fractura, concentración areal de propante y eficiencia de fluido; adicionalmente se analizarán los resultados obtenidos para cada categoría.

6.3.1.1 Categoría 1. El 29% de los pozos, utilizaron en la etapa de fracturamiento el fluido C30; mientras que el 24% usaron C25. Otro gran porcentaje presente, fueron 23%, el cual corresponde al fluido B125. Cabe mencionar que el 64% de los pozos usaron fluidos base C, con variaciones en las cargas poliméricas. El total de pozos presentes en esta categoría es de 17 pozos, de los cuales 16 pozos tienen información completa.

- **Fluido base A.** Para esta clasificación, solo hay dos pozos, número 22 y 34, por ende, no se harán cálculos estadístico profundos, en cambio, se expondrán los datos puntuales de cada uno de estos con su respectivo promedio.

Tabla 19. Valores para fluido base A en categoría 1.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
A30	249	124	0,17	1,5	54,8
A30	162	99,5	0,408	2,21	5,4
Promedio	205,5	111,75	0,289	1,855	30,1

Fuente: elaboración propia.

- **Fluido base B.** Para este tipo de fluido, hay 3 pozos, sin embargo, uno de los pozos no tiene información.

Tabla 20. Valores estadísticos para fluido base B en categoría 1.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
Valor mínimo	86,5	122,5	0,091	0,535	37,8
Cuartil 25%	127,5	146,05	0,152	1,858	39,300
Cuartil 50%	168,5	169,6	0,212	3,18	40,8
Cuartil 75%	210,85	172,9	0,291	3,458	40,900
Valor máximo	253,2	176,2	0,369	3,735	41
Promedio	169,4	156,1	0,224	2,483	39,867
Desv. estándar	83,354	29,285	0,139	1,710	1,793

Fuente: elaboración propia.

- **Fluido base C.** La mayoría de los pozos (12), presentes en la categoría 1, usaron un este tipo de fluido.

Para la categoría 1, el 70% de los pozos utilizaron un fluido de base C, en donde sus dimensiones de fractura tuvieron una menor desviación estándar: para longitud 29 ft, altura 27,48 ft y ancho de 0,137 in; en comparación con el fluido B; para la longitud de fractura se evidencia una gran diferencia, en los fluidos B fue de 83,35 ft y para el fluido C de 29 ft. A diferencia de la altura y ancho de fractura, donde no hubo mayor variación entre ambos fluidos.

Tabla 21. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 1.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
Valor mínimo	115,4	60,89	0,135	1,09	11
Cuartil 25%	154,65	93,3	0,167	1,295	26,2
Cuartil 50%	176,1	117,4	0,288	2,21	45
Cuartil 75%	191,3	124,95	0,3945	3,155	46
Valor máximo	218,9	145,2	0,564	4,6	65,7
Promedio	173,168	106,32	0,299	2,345	37,1
Desv. estándar	29,003	27,480	0,137	1,135	18,287

Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, la eficiencia de fluido para el base B, tuvo un valor promedio de 40%, y de 37,1% para el fluido base C. Con respecto a la concentración areal, que, aunque los valores más elevados corresponden al fluido base C (4,6 lb/ft²), para el fluido base B, entre los cuartiles del 50% y 75%, se encuentran valores de 3,18 y 3,46, en cambio, para el fluido base C, estos valores son de 2,21 y 3,16; por lo cual se deduce que hubo mayor concentración del propante usado para el fluido base B.

6.3.1.2 Categoría 2. Los fluidos más utilizados en esta categoría fueron: B120 y C35, con un 28% y 27%, respectivamente. Seguidos del fluido C30 con un 18%; y, por último, los fluidos C30-C25, A30 y A2-A35, con un 9% cada uno. El 54% de los pozos usó como principal fluido base el C, con cambios en sus cargas poliméricas. La cantidad total de pozos presentes en esta categoría es de 11 pozos, en donde 9 pozos cuenta con información para realizar el respectivo estudio.

- **Fluido base A.** Para esta clasificación, solo hay dos pozos, número 17 (A35) y 19 (A30), por ende, no se harán cálculos estadístico profundos, en cambio, se expondrán los datos puntuales de cada uno de estos con su respectivo promedio. Aunque similares en su composición, la única variación que tienen es la carga polimérica.

Tabla 22. Valores para fluido base A en categoría 2.

Fluido	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia
A35	186	133,3	0,471	3,73	53
A30	255,5	108,8	0,337	1,64	49,5
Promedio	220,75	121,05	0,404	2,685	51,25

Fuente: elaboración propia.

- **Fluido base B.** Para esta clasificación, solo hay dos pozos, número 2 y 23, por ende, no se harán cálculos estadístico profundos, en cambio, se expondrán los datos puntuales de cada uno de estos con su respectivo promedio.

Tabla 23. Valores para fluido base B en categoría 2.

Fluido	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia
B125	219,9	130,6	0,171	3,66	26,5
B125	126,9	121,14	0,274	4	11
Promedio	175,33	124,29	0,43	2,83	13,88

Fuente: elaboración propia.

- **Fluido base C.** El 55% de pozos presentes en la categoría 2 utilizaron un fluido base C, esto equivale a 5 pozos.

Tabla 24. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 2.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
Valor mínimo	129,6	63,1	0,25	2,16	23
Cuartil 25%	131,5	76,67	0,285	2,46	30,65
Cuartil 50%	169,3	101,7	0,32	2,57	38,3
Cuartil 75%	192,2	112,9	0,336	2,73	39,5
Valor máximo	225,7	134,7	1,211	6,09	40,7
Promedio	169,66	97,814	0,48	3,202	34
Desv. estándar	40,956	28,528	0,410	1,628	9,602

Fuente: elaboración propia.

Para los pozos que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo, se observa la mayor eficiencia de fluido en base A con un valor de 51,25% y la menor eficiencia en base B, con un valor de 13,88%; sin embargo, los fluidos base C, tuvieron una mayor cantidad de propante alojado en la fractura, con una concentración promedio de 3,2 lb/ft². Para las dimensiones de fractura, las fracturas con valores promedio (220,75 ft) más altos en longitud, corresponden al fluido base A, mientras que los valores más bajos en longitud (169,3 ft), altura (101,7 ft) y ancho (0,32 in), coherentes con una menor eficiencia de fluido, base B.

6.3.1.3 Categoría 3. En esta categoría solo hay 2 pozos, de los cuales usaron dos fluidos diferentes, el A35 (pozo 16) y A30 (pozo 18), por ende, no se harán cálculos estadístico profundos, en cambio, se expondrán los datos puntuales de

cada uno de estos con su respectivo promedio. Aunque similares en su composición, la única variación que tienen es la carga polimérica.

Tabla 25. Valores para fluido base A en categoría 3.

Fluido	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia
A35	165	124	0,67	2,7	4
A30	147,4	107,1	0,39	3,15	79,56
Promedio	156,2	115,55	0,53	2,93	41,78

Fuente: elaboración propia.

Respecto a la categoría 3, en la cual hay 2 pozos, usaron la misma base de fluido, tipo A, variando su carga polimérica. Aunque no sea una muestra representativa, los valores obtenidos en esta categoría fueron buenos. La eficiencia promedio es mayor al 40%, la concentración de propante alojado en la fractura es 2,93 lb/ft², estando por encima del valor promedio general (2,55 lb/ft²). El mismo comportamiento tiene las variables de altura y ancho, sin embargo, la longitud está por debajo del promedio general (182,19 ft).

6.3.1.4 Categoría 4. El fluido que más se utilizó en esta categoría fue el C35 con un 28% de los pozos, a diferencia del C25, que solamente fue usado en un pozo. Más del 80% de los pozos usaron fluidos base C. El total de pozos que cae en esta categoría, corresponde a 11, de los cuales se cuenta con información para realizar el respectivo análisis.

- **Fluido base A.** Para esta clasificación, solo hay dos pozos, número 11 y 31, por ende, no se harán cálculos estadístico profundos, en cambio, se expondrán los datos puntuales de cada uno de estos con su respectivo promedio.

Tabla 26. Valores para fluido base A en categoría 4.

Fluido	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia
A35-A30	270,3	167,3	0,139	1,2	58,6
A35-A30	231,7	141,9	0,181	1,56	12
Promedio	251	154,6	0,16	1,38	35,3

Fuente: elaboración propia.

- **Fluido base C.** De 11 pozos presentes en la categoría 4, el 82% utilizaron un fluido base C, lo cual corresponde a 9 pozos.

Tabla 27. Valores estadísticos para fluido base C en categoría 4.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
Valor mínimo	82,3	83,2	0,108	0,94	11
Cuartil 25%	167,7	93,45	0,192	1,12	16,25
Cuartil 50%	186	96,4	0,259	2,32	30
Cuartil 75%	215,1	129	0,348	3,01	42,5
Valor máximo	267,9	142	0,471	5,63	66,1
Promedio	190,729	106,18	0,268	2,444	32,086
Desv. estándar	54,069	21,529	0,119	1,453	19,702

Fuente: elaboración propia.

En la categoría 4 solo hay dos tipos de fluido, base A y C. Un 25% del total de los pozos que usaron un fluido base C, tiene un rango de eficiencia de fluido alto, entre 42,5 y 66,1%, mientras que para el base A, la eficiencia promedio está 35,3%. En cuanto a las dimensiones de fractura, tanto en la longitud como en la altura, se obtuvieron valores promedio más grande en el fluido base A, 251 ft y 154,6 ft, respectivamente. Sin embargo, el ancho fue mayor en el fluido base C, con un valor promedio de 0,27 in, en comparación con 0,16 in del fluido base A, y en donde más del 50% de los pozos, se encuentran en un rango entre 0,259 in y 0,471 in.

6.3.1.5 Categoría 5. En esta última categoría, hay 3 pozos, en los cuales hay 3 fluidos diferentes, C25 (pozo 10), A35-A30 (pozo 15) y B140 (pozo 35), de este último, no hay datos. No se harán cálculos estadístico profundos debido a la poca información respecto a cada fluido.

Tabla 28. Valores de los pozos en categoría 5.

Fluido	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia
C25	147,1	107	0,382	3,32	34
A35-A30	149	123	0,812	2,06	14

Fuente: elaboración propia.

Para la categoría 5, se usaron dos fluidos diferentes, el base A y base C. En donde el fluido base C tuvo una mayor eficiencia con respecto al base A, con valores de 34% y 14%, respectivamente. Sin embargo, los valores no están por encima del promedio, esto se debe a que en esta categoría no hubo incremento significativo en la producción de petróleo.

Tabla 29. Valores promedio de las variables de estudio en conjunto.

Parámetro	Longitud (ft)	Altura (ft)	Ancho (in)	[lb/ft ²]	Eficiencia (%)
Categoría 1	176,503	116,33	0,284	2,108	36,693
Categoría 2	181,84	109,21	0,41	2,87	34,57
Categoría 3	156,20	115,55	0,53	2,93	41,78
Categoría 4	201,69	114,99	0,25	2,25	32,80
Categoría 5	148,05	115	0,597	2,69	24
General	182,19	114,25	0,33	2,55	34,78

Fuente: elaboración propia.

6.3.2 Pérdidas de presión. Pueden generarse principalmente por dos factores, uno de ellos es por perforados, y el otro por NWB. A continuación, se mostrarán los valores de pérdidas de presión que se tuvieron en los pozos clasificados por categorías.

6.3.2.1 Categoría 1. En los 14 pozos, de los 17 pozos que mostraron un aumento considerable y prolongado de la producción de petróleo, se obtuvieron datos de pérdidas de presión en perforados y NWB, los cuales serán expuestos a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 30. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 1.

Parámetro	Por perforados (psi)	NWB (psi)
Valor mínimo	80	286
Cuartil 25%	191	425
Cuartil 50%	681	764
Cuartil 75%	1360,250	931
Valor máximo	1731	2357
Promedio	775	845,333
Desv. estándar	592,286	570,179

Fuente: elaboración propia.

6.3.2.2 Categoría 2. Para esta categoría, 9 de los 11 pozos de estudio presentes, cuentan con información correspondiente a las pérdidas de presión por perforados y NWB, además aumentaron su producción de petróleo; serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 31. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 2.

Parámetro	Por perforados (psi)	NWB (psi)
Valor mínimo	285	97
Cuartil 25%	571	122
Cuartil 50%	681	362
Cuartil 75%	866	858
Valor máximo	2557	1600
Promedio	956,433	588,533
Desv. estándar	720,229	621,62

Fuente: elaboración propia.

6.3.2.3 Categoría 3. Para esta categoría, se encuentran dos pozos, el número 16 y 18, los cuales cuentan con registros de pérdidas de presión NWB completos, sin embargo, no hay información de las pérdidas de presión por perforados para el pozo 18. Dichos pozos manifestaron un aumento moderado y momentáneo de la producción de petróleo después de realizadas las operaciones de fracturamiento hidráulico. Debido a la mínima cantidad de pozos con información en pérdidas de presión presentes en esta categoría, no fue posible calcular los cuartiles ni desarrollar su respectiva distribución porcentual.

Tabla 32. Valores de pérdidas de presión por perforados de la categoría 3.

Parámetro	Por perforados (psi)	NWB (psi)
Pozo 16	497	538
Pozo 18	-	376
Promedio	-	457

Fuente: elaboración propia.

6.3.2.4 Categoría 4. Los resultados para los 11 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus pérdidas de presión por perforados y NWB, y que, adicionalmente manifestaron un aumento mínimo en la producción de petróleo, pero que presentaron disminución de la producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 33. Valores estadísticos de pérdidas de presión de la categoría 4.

Parámetro	Por perforados (psi)	NWB (psi)
Valor mínimo	37	238
Cuartil 25%	209,5	321,5
Cuartil 50%	494	540
Cuartil 75%	748,5	825,5
Valor máximo	1394	999
Promedio	533,727	586,818
Desv. estándar	434,259	298,115

Fuente: elaboración propia.

6.3.2.5 Categoría 5. Los resultados para los 3 pozos de estudio de los cuales se tenía registro de sus pérdidas de presión por perforados y NWB, y que manifestaron un aumento mínimo en la producción de petróleo, y adicionalmente presentaron aumento en la producción de agua un año después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico serán presentados a continuación. Debido a la mínima cantidad de pozos con información en pérdidas de presión presentes en esta categoría, no fue posible calcular los cuartiles ni desarrollar su respectiva distribución porcentual.

Tabla 34. Valores de pérdidas de presión por perforados de la categoría 5.

Parámetro	Por perforados (psi)	NWB (psi)
Pozo 10	573	387
Pozo 15	767	627
Promedio	670	507

Fuente: elaboración propia.

Basados en los resultados anteriores, los autores desarrollaron el siguiente análisis:

- Para las categorías 1, 2 y 4, de las cuales fue posible realizar cálculos estadísticos, podemos inferir que los datos están bastante dispersos con respecto a la media. Para la categoría 1, los datos correspondientes para las pérdidas de presión por perforados, tienen una desviación de 592,286 psi, mientras que para NWB es de 570,179 psi; para la categoría 2 es aún mayor la dispersión de los datos, con valores para pérdidas de presión por perforados y NWB de, 720,229 psi y 621,620 psi, respectivamente. Sin embargo, los datos pertenecientes a la categoría 4, están menos dispersos, con valores de 434,259 psi para perforados y de 298,115 psi para NWB.

- Los cálculos para pérdidas de presión por fricción (Step Down Test) se realizan con un fluido, ya sea salmuera o gel lineal; al ser tan dispersos los datos registrados para perforados y NWB, se puede inferir que los fluidos utilizados para llevar a cabo la prueba SDT no fueron los mismos. Esto radica en que los polímeros utilizados no disminuyen de la misma manera las pérdidas de presión por fricción.
- Para realizar un análisis más profundo de las pérdidas de presión por fricción en perforados y NWB, se deben conocer datos específicos sobre: densidad de disparo, tipo de cañoneo, actividades de recañoneo y la condición de los intervalos cañoneados a través del tiempo, adicionalmente, conocer el tipo de fluido que se utilizó para calcular dichas pérdidas.

6.3.3 Gradiente de cierre de fractura. Como primera parte de este análisis, con los valores de gradiente de cierre para los pozos de estudio expuestos anteriormente (Véase **Gráfica 15**), se obtuvieron los valores promedio globales para las unidades operacionales K1 y K2; Los cuales fueron 0,631 y 0,5365 psi/ft respectivamente. Con esto se observa que los pozos fracturados en K1 presentaron un mayor valor medio que los presentes en la unidad K2.

Posteriormente, los valores puntuales de cada gradiente, fueron analizados para todas categorías en las que los pozos de estudio fueron clasificados. A continuación, se muestran los resultados estadísticos obtenidos para cada una de estas, junto con su distribución porcentual.

6.3.3.1 Categoría 1. Los resultados estadísticos del gradiente de cierre para los 16 pozos de estudio, que cuentan con información operacional serán expuestos a continuación, siendo sub clasificados según la formación en la que estos fueron fracturados.

En la presente categoría, el 81,25% (13 pozos), pertenecen a la unidad K1, 12,5% (2 pozos) a K2 y un 6,25% (1 pozo) es de tipo commingled. Por lo tanto, solo se hará revisión estadística para los pozos de la primera categoría y para las demás, se mostrarán sus valores puntuales, debido a que no es viable realizar un estudio estadístico para una cantidad reducida de información.

Para la primera categoría, el gradiente de cierre promedio calculado en los pozos de la unidad K1, fue 2,785% mayor al gradiente promedio global, mientras que el gradiente de cierre promedio calculado en los pozos de estudio fracturados en la unidad K2, fue 5,128% mayor al gradiente promedio global.

Tabla 35. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 1.

Parámetro	K1	K2	COMMINGLED
Valor mínimo	0,5	0,56	-
Cuartil 25%	0,6	-	-
Cuartil 50%	0,646	0,566	0,63
Cuartil 75%	0,681	-	-
Valor máximo	0,88	0,571	-
Promedio	0,649	0,566	0,63
Desv. estándar	0,093	-	-

Fuente: elaboración propia.

De los pozos analizados en la primera categoría, un 44% manifestó valores de gradiente menores al valor promedio global para K1, y ningún pozo fracturado en K2, presentó valores de gradiente menores al valor del promedio global.

6.3.3.2 Categoría 2. Los resultados estadísticos del gradiente de cierre para los 9 pozos de estudio, que cuentan con información operacional, serán expuestos a continuación, siendo sub clasificados según la formación en la que estos fueron fracturados.

En la presente categoría, el 66,66% (6 pozos), pertenecen a la unidad K1, 22,22% (2 pozos) a K2 y un 11,11% (1 pozo) es de tipo commingled. Por lo tanto, solo se hará revisión estadística para los pozos de la primera categoría y para las demás, se mostrarán sus valores puntuales, debido a que no es viable realizar un estudio estadístico para una cantidad reducida de información

Tabla 36. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 2.

Parámetro	K1	K2	COMMINGLED
Valor mínimo	0,48	0,465	-
Cuartil 25%	0,505	-	-
Cuartil 50%	0,535	0,508	0,77
Cuartil 75%	0,579	-	-
Valor máximo	0,59	0,55	-
Promedio	0,538	0,508	-
Desv. estándar	0,046	-	-

Fuente: elaboración propia.

Para la segunda categoría, el gradiente de cierre promedio calculado en los pozos de la unidad K1, fue 17,25% menor al gradiente promedio global, mientras que el gradiente de cierre promedio calculado en los pozos de estudio fracturados en la unidad K2, fue 5,714% menor al gradiente promedio global.

De los pozos analizados en la segunda categoría, todos manifestaron valores de gradiente menores al valor promedio global para K1, y un 50% de los pozos fracturados en K2, presentó valores de gradiente menores al valor del promedio global.

6.3.3.3 Categoría 3. Debido a que esta categoría solamente presenta dos pozos de estudio, la información relevante a cada uno se mencionará, y no habrá necesidad de realizar la respectiva distribución porcentual para estos. Cabe resaltar, que ambos fueron fracturados en la unidad K1.

Tabla 37. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 3.

Parámetro	Gradiente de cierre (psi/ft)
Pozo 16	0,86
Pozo 18	0,64
Promedio	0,75

Fuente: elaboración propia.

Los pozos presentes en la tercera categoría, presentaron un valor de gradiente promedio 15,86% mayor al gradiente promedio global para la unidad K1; no obstante, debido a la cantidad reducida de pozos en esta categoría, la información expuesta no es concluyente, se recomienda analizar este comportamiento en pozos futuros que manifiesten el comportamiento que los permita asociar a esta categoría.

6.3.3.4 Categoría 4. Los resultados estadísticos del gradiente de cierre para los 11 pozos de estudio, que cuentan con información operacional, serán expuestos a continuación, siendo sub clasificados según la formación en la que estos fueron fracturados.

En la presente categoría, el 81,81% (9 pozos), pertenecen a la unidad K1 y el 18,18% (2 pozos) son Commingled. Por lo tanto, solo se hará revisión estadística para los pozos de la primera categoría y para las demás, se mostrarán sus valores puntuales, debido a que no es viable realizar un estudio estadístico para una cantidad reducida de información.

Tabla 38. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 4.

Parámetro	K1	K2	COMMINGLED
Valor mínimo	0,552	-	0,58
Cuartil 25%	0,599	-	-
Cuartil 50%	0,62	-	0,709
Cuartil 75%	0,67	-	-
Valor máximo	0,718	-	0,838
Promedio	0,632	-	0,709
Desv. estándar	0,051	-	-

Fuente: elaboración propia.

El valor medio del gradiente de cierre para los pozos de estudio presentes en la cuarta categoría y fracturados en K1, fue el más cercano al valor del promedio global de gradiente de cierre, estando un 0,175% por encima de este; sin embargo, un 55,55% de sus pozos, presentó valores de gradiente menores al promedio global de la unidad K1.

6.3.3.5 Categoría 5. Debido a que esta categoría solamente presenta dos pozos de estudio con información operacional, dicha información relevante a cada uno se mencionará, y no habrá necesidad de realizar la respectiva distribución porcentual para estos. Cabe resaltar que ambos fueron fracturados en la unidad K1.

Tabla 39. Valores estadísticos para el gradiente de cierre de los pozos de estudio presentes en la categoría 5.

Parámetro	Gradiente de cierre (psi/ft)
Pozo 16	0,736
Pozo 18	0,6
Promedio	0,668

Fuente: elaboración propia.

Los pozos presentes en la quinta categoría, presentaron un valor de gradiente promedio 5,538 % mayor al gradiente promedio global para la unidad K1; no obstante, debido a la cantidad reducida de pozos en esta categoría, la información expuesta no es concluyente, se recomienda analizar este comportamiento en pozos futuros que manifiesten el comportamiento que los permita asociar a esta categoría.

6.4 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN

La última parte del presente análisis estadístico, consta de comparar la caída de presión que manifestaron los pozos de estudio asociados a cada categoría, desde antes de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico, hasta momentos posteriores a esta. Los resultados de la caída de presión para cada categoría serán expuestos a continuación, junto con su respectivo respaldo estadístico.

A continuación, se expondrán los valores obtenidos de la caída de presión para cada pozo de estudio. Cabe aclarar, que esta caída de presión, consta de la diferencia que existe entre la presión en el momento anterior a realizar el fracturamiento hidráulico y la presión que tienen registrada para el mes de mayo de 2019.

6.4.1 Categoría 1. Los resultados y valores para la caída de presión de los 17 pozos de estudio que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 40. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 1.

Parámetro	Caída de presión (psi)
Valor mínimo	3,4
Cuartil 25%	93,3
Cuartil 50%	256,4
Cuartil 75%	629,75
Valor máximo	1003,6
Promedio	395,188
Desv. estándar	346,266

Fuente: elaboración propia.

Esta categoría presentó el mayor valor promedio de caída de presión (395,188 psi) y la mayor desviación estándar presente (346,266 psi). Este alto valor medio se puede asociar a que la producción de petróleo aumentó considerablemente después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico, generando un mayor delta de presión en menos tiempo. Cabe adicionar el tiempo como factor contribuyente a la alta caída de presión, debido a que este considerable aumento de producción en los pozos presentes en esta categoría se mantuvo por los menos un año.

6.4.2 Categoría 2. Los resultados y valores para la caída de presión de los 11 pozos de estudio que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 41. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 2.

Parámetro	Caída de presión (psi)
Valor mínimo	4,6
Cuartil 25%	124,8
Cuartil 50%	265,6
Cuartil 75%	350,2
Valor máximo	557,7
Promedio	247,036
Desv. estándar	175,4

Fuente: elaboración propia.

Esta categoría presentó una menor media de caída de presión (247,036 psi) en comparación a la primera categoría, valor justificable debido a que, aunque esta presentó un aumento considerable en la producción de petróleo, tal aumento duró menos de un año, generando una caída de presión no tan significativa como en la categoría anterior.

6.4.3 Categoría 3. Los resultados y valores para la caída de presión para los 2 pozos de estudio que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 42. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 3.

Parámetro	Caída de presión (psi)
Valor mínimo	149,4
Valor máximo	169,4
Promedio	159,4
D. Estándar	14,142

Fuente: elaboración propia.

Evidenció el valor medio más bajo de caída de presión en todas las categorías de clasificación de pozos (159,4 psi), posiblemente asociado con un aumento mínimo de la producción de petróleo. Además, manifestó los valores más bajos de desviación estándar en comparación a las demás categorías (14,142 psi).

6.4.4 Categoría 4. Los resultados y valores para la caída de presión de los 11 pozos de estudio que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 43. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 4.

Parámetro	Caída de presión (psi)
Valor mínimo	17,3
Cuartil 25%	93,3
Cuartil 50%	182,9
Cuartil 75%	456,1
Valor máximo	539,3
Promedio	246,382
Desv. estándar	189,277

Fuente: elaboración propia.

Presentó un valor promedio alto (246 psi), considerando que no hubo producción significativa de aceite ni agua en los pozos presentes en esta; sin embargo, el cuartil correspondiente al 50% es 182,9 psi, lo que permite deducir que la mitad de los pozos presentaron valores de caída de presión bajos, posiblemente asociados a una baja producción de petróleo y la otra mitad manifestó una alta caída de presión, lo que causa la elevación del valor promedio.

6.4.5 Categoría 5. Los resultados y valores para la caída de presión de los 3 pozos de estudio que manifestaron un aumento considerable pero momentáneo de la producción de petróleo serán presentados a continuación, junto con el respectivo respaldo estadístico.

Tabla 44. Valores estadísticos para la caída de presión de los pozos de estudio presentes en la categoría 5.

Parámetro	Caída de presión (psi)
Valor mínimo	177,2
Valor máximo	576,2
Promedio	330,6
D. Estándar	214,886

Fuente: elaboración propia.

Obtuvo el segundo valor promedio más alto en las caídas de presión (330,6 psi). Esto se puede asociar a la producción de agua de los pozos presentes en esta categoría, determinando que la caída de presión no fue originada por la alta producción de aceite, sino por una producción de agua asociada a los pozos.

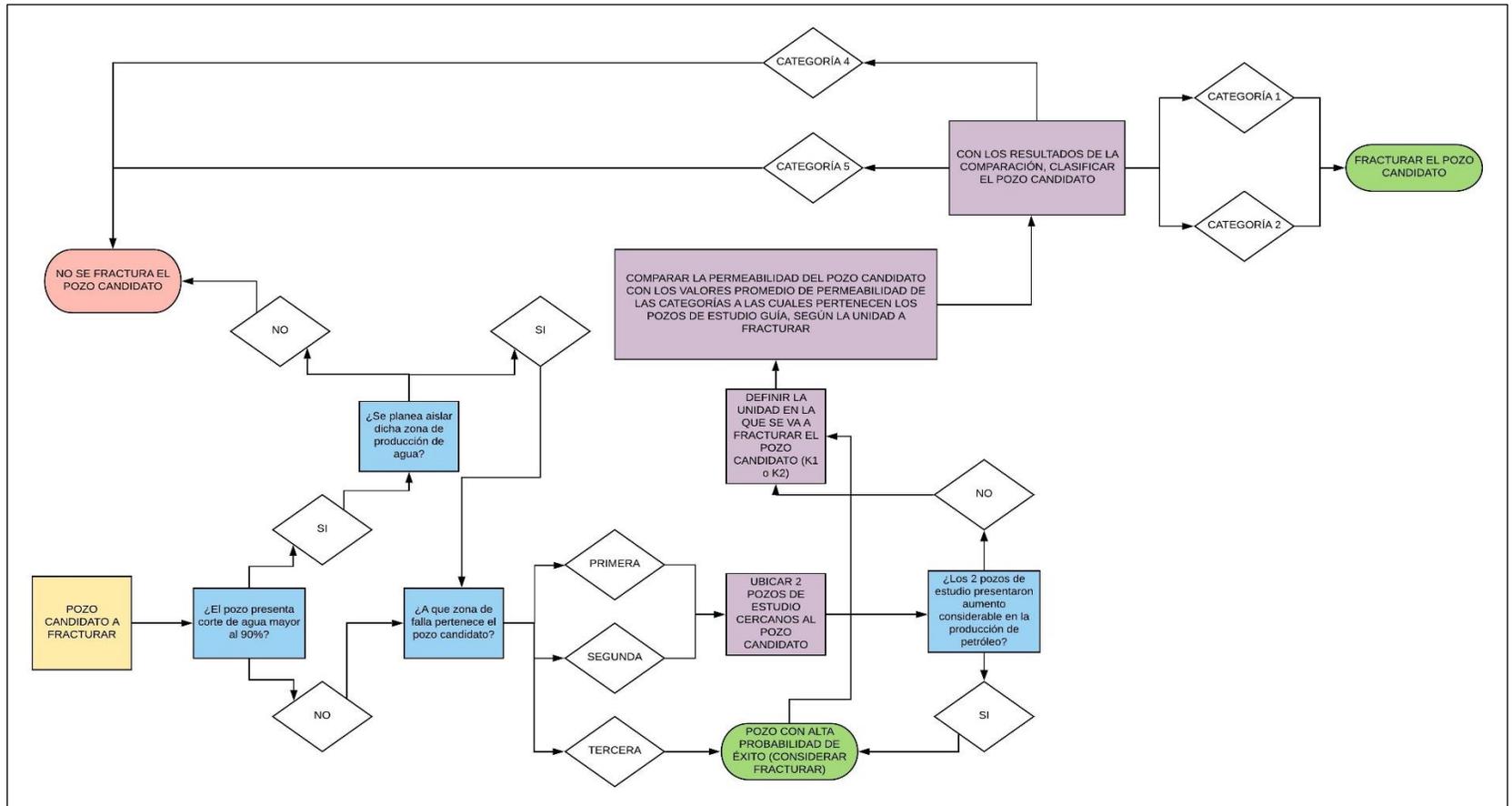
7. METODOLOGÍA PARA LA ELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FUTURAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO

A partir de los resultados obtenidos del análisis estadístico realizado, se determinaron las propiedades que permiten distinguir a cada categoría de clasificación de pozos de estudio. Dichos parámetros, junto con la estricta aplicación de rangos de propiedades determinantes, permiten establecer un criterio de selección de futuros pozos candidatos para la ejecución de las respectivas operaciones de fracturamiento hidráulico, esperando el mayor beneficio posible en el incremento prolongado de la producción de petróleo. Dichos parámetros serán listados a continuación.

- Ubicación del pozo respecto a las presentes zonas de falla.
- Se propuso un valor mínimo de porosidad de 13,5%.
- Permeabilidad de la zona fracturada.
- El fluido propuesto para la realización de las operaciones de fracturamiento fue el fluido base DC, debido a que representó el mayor porcentaje de pozos exitosos, aunque no hubo una distribución equitativa de los pozos fracturados con los diversos tipos de fluido.
- Con base al fluido propuesto, en la **Figura 22**, se muestran los posibles resultados obtenidos, con respecto a su concentración areal, sus respectivas dimensiones apuntaladas, y su eficiencia.
- El gradiente de cierre para el pozo candidato debe ser menor a 1 psi/ft, para evitar la generación de fracturas horizontales, Aunque no es un factor determinante, es ideal que el gradiente de cierre de la formación asociada al pozo fracturado, sea cercano a su valor promedio a nivel de la zona sur del campo (0,631 y 0,5365 para K1 y K2 respectivamente), para evitar altas presiones de operación y tener certidumbre a la hora de su manejo.
- Como consideración final, no es apto fracturar pozos con un corte de agua mayor al 90%, para evitar un aumento en la producción de esta y una generación adicional de costos para su tratamiento y disposición; Para intervenir estos pozos, es necesario aislar dicha zona antes de ejecutar las operaciones de fracturamiento hidráulico.

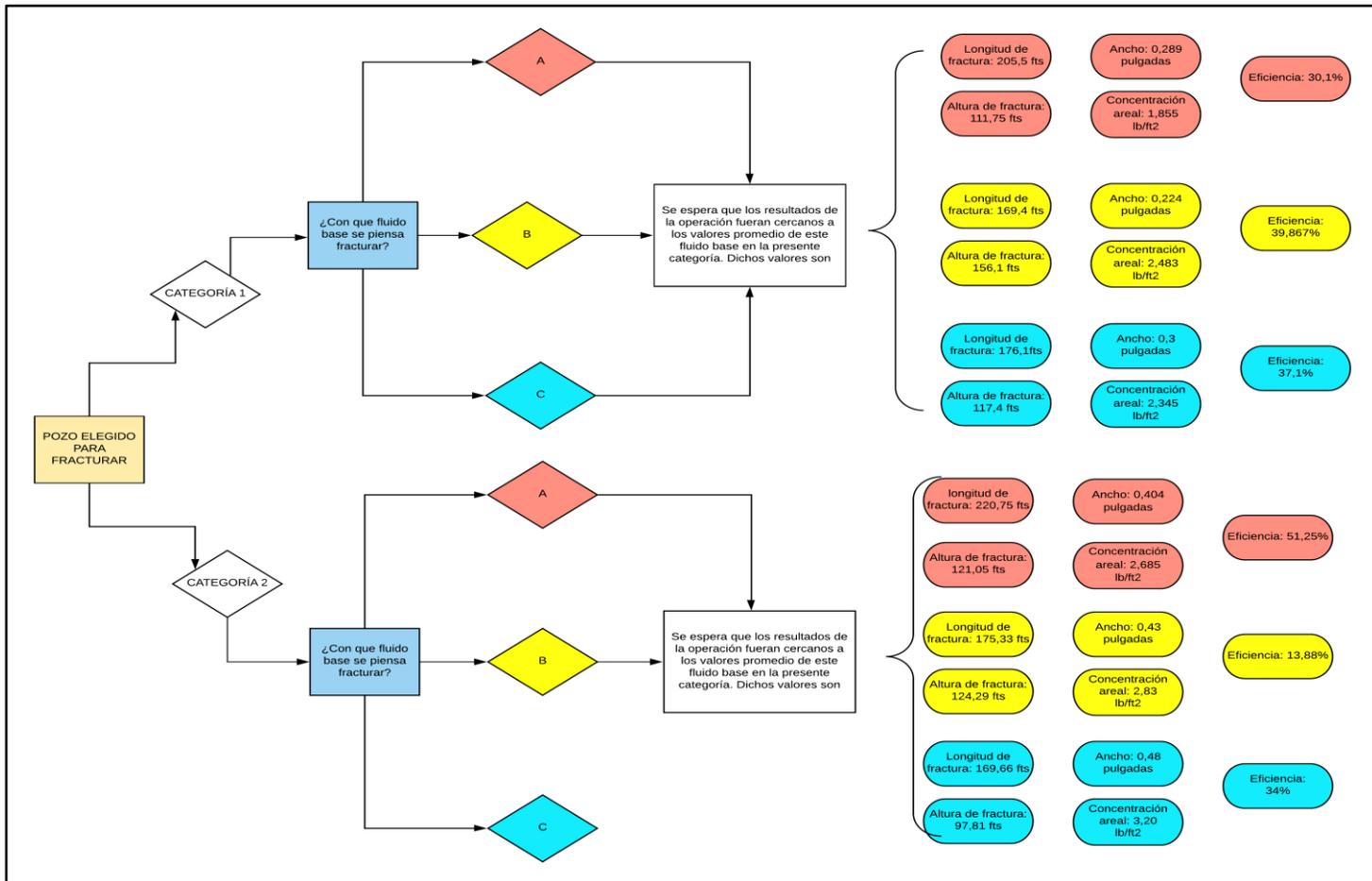
Posteriormente, en la **Figura 23**, se identificarán los posibles resultados cercanos de: Dimensiones de fractura, concentración areal y eficiencia del fluido de fracturamiento, según la categoría en la que quedó el pozo a fracturar, y el fluido de fracturamiento base utilizado en dicho procedimiento.

Figura 22. Metodología para la elección de pozos candidatos para futuras operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.



Fuente: elaboración propia.

Figura 23. Matriz para conocer los posibles valores en los parámetros operacionales para los pozos candidatos a realizar fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla.



Fuente: elaboración propia.

8. CONCLUSIONES

- Pozos clasificados, tanto en la categoría 1 y categoría 5, se ubican cerca de las fallas, por lo cual la cercanía de los pozos de estudio a las fallas ubicadas en el Campo Castilla, no arroja un resultado concluyente respecto al éxito o fracaso de las operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Con los resultados obtenidos, se estableció que: la primera zona de fallas (alta densidad de fallas) y la tercera zona de fallas (densidad de fallas intermedia), son las más óptimas para llevar a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico. El 72% de los pozos clasificados en estas zonas de fallas tuvieron un aumento en la producción de crudo mayor a 150 BOPD posterior a las operaciones, y el 44% lo mantuvieron por más de un año. Sin embargo, en la segunda zona (densidad de fallas intermedia), no es recomendable la ejecución de operaciones de fracturamiento hidráulico. Únicamente el 25% de los pozos pertenecientes a esta zona obtuvieron un aumento considerable de la producción de petróleo. El 12,5% de estos pozos perdió dicho aumento en menos de un año.
- Para el presente estudio, la porosidad no fue una propiedad discriminante que permitiera identificar el éxito o fracaso en el aumento de la producción de petróleo para los pozos de estudio. El 80% de los valores de porosidad asociados a los pozos de estudio, se encuentra entre 0,135 y 0,202. Este rango se considera aceptable para el Campo Castilla. Proponemos que el valor de porosidad que debe ser tenido en cuenta como criterio de selección de los futuros pozos candidatos a fracturamiento presenten un valor mínimo de 0,135.
- Se concluye que la permeabilidad es un factor determinante en el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico a partir del análisis del aumento de la producción de petróleo. Los datos promedios calculados, teniendo en cuenta todos los pozos de estudio, para las formaciones K1 y K2, fueron 792,43 mD y 1.701,96 mD, respectivamente. Para la categoría 1, los valores promedio de permeabilidad obtenidos estuvieron por encima del promedio total en más de un 25%, con valores para K1 y K2 de 1.004,4 (incremento de 27%) y 2.2298,2 mD (incremento de 35%), respectivamente. Y para la categoría 2, sus valores promedio fueron de 730,8 mD, un 7,7% por debajo del promedio en K1; y para la formación K2, 1.440,49 mD, un 15% por debajo del promedio. Por su parte, la categoría 4 y 5, que no manifestaron un aumento considerable en la producción de petróleo, presentaron valores promedio por debajo del promedio global para cada formación. Con la excepción de la formación K2 en la categoría 4, la cual estuvo por encima del promedio en un 41% (2406,99 mD).

- Se concluye que el espesor neto fracturado es un parámetro que no influye en el éxito o fracaso del fracturamiento hidráulico. Todas las categorías presentaron valores medios cercanos entre 112 ft hasta 154 ft de espesor. Sin embargo, algunos pozos clasificados como exitosos, evidenciaron valores bajos de espesor neto fracturado (42 ft) y pozos clasificados como no exitosos que llegaron a valores altos de espesor (229 ft). Los resultados no son concluyentes.
- Los resultados indican que el fluido ideal para llevar a cabo estas operaciones, es el fluido base C. El 60% de los pozos de estudio presentes en las categorías 1 y 2, las cuales fueron exitosas en el aumento de la producción de petróleo, emplearon este tipo de fluido para las operaciones. Teniendo en cuenta que no hubo una distribución equitativa de los fluidos utilizados, no hay forma directa de determinar la efectividad de este fluido.
- La producción promedio de petróleo de los pozos de estudio antes de las operaciones de fracturamiento hidráulico era de 191,65 BOPD. Después de las campañas de fracturamiento hidráulico realizadas, este valor aumentó a más del doble, alcanzando una producción promedio de 404,27 BOPD. Dicho aumento, evidencia el éxito de las operaciones realizadas, dentro de las cuales. El 68% de los pozos de estudio, tuvo un incremento mayor a 100 BOPD. Adicionalmente, el 43% de los pozos de estudio, mantuvo una producción mayor a 100 BOPD por un tiempo superior a un año.
- Como se mencionó en el respectivo análisis estadístico, los valores de pérdidas de presión por fricción en perforados y en NWB obtenidos, presentan desviaciones elevadas en cada categoría de clasificación de pozos de estudio. Por lo tanto, dichos resultados no son concluyentes a la hora de determinar el éxito o el fracaso de las operaciones de fracturamiento hidráulico en términos de aumento de producción de petróleo para la zona sur del Campo Castilla.
- Se concluye que entre mayor sea el aumento de producción del pozo, y mayor sea el tiempo que dure dicho aumento, la caída de presión es mayor es un pozo fracturado.
- La metodología de selección construida mediante el criterio de ubicación del pozo respecto a las zonas de falla, y rangos de permeabilidad y producción de petróleo y agua, para pozos candidatos a futuras operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, aumenta la posibilidad de incrementar la producción de petróleo. Además, permite estimar los futuros parámetros operacionales obtenidos, a partir del fluido base utilizado mediante los valores promedio de cada categoría.

9. RECOMENDACIONES

- Los autores recomiendan evaluar y monitorear específicamente, la segunda zona de densidad de falla identificada, con el fin de determinar sus características inherentes, las cuales puedan afectar el potencial de producción de futuros pozos candidatos a operaciones de fracturamiento hidráulico que pertenezcan a esta. Además, debido a que el 50% de los pozos de estudio pertenecientes a dicha zona reflejaron disminución en la producción de agua después de la ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico, enfocarse en las características particulares de la zona, ayudaría a entender la naturaleza de dicho fenómeno, el cual sucede en la mayor parte del campo.
- Para comprender el impacto de cada fluido de fracturamiento base utilizado en cada pozo sobre los parámetros: dimensiones de fractura, concentración areal y eficiencia, se recomienda realizar un análisis estadístico con un muestreo equitativo de los pozos de estudio fracturados con cada fluido, para así, obtener resultados más determinantes sobre los efectos o beneficios del uso de cada uno de estos.
- Para obtener un mayor conocimiento del efecto de las pérdidas de presión por fricción en perforados y NWB en las operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, es necesario estudiar el historial de cañoneo de los pozos fracturados, es decir, los cañoneos ejecutados, los intervalos aislados, la densidad de disparo, los recañoneos realizados y orientación de disparo para cada uno de estos.
- Para el caso del gradiente de cierre, todos los pozos de estudio se encontraron dentro del rango aceptable para esta propiedad. Sin embargo, es necesario realizar una observación detallada de este parámetro en futuros pozos candidatos. Ya que, si este es mayor al valor de 1 psi/ft, las fracturas creadas serán horizontales, las cuales no aportan canales conductivos, ni los beneficios de las fracturas verticales. Afectando directamente, la efectividad de estas operaciones y, por lo tanto, la producción de petróleo en el pozo estimulado.
- Para un estudio más profundo de la caída de la presión en los pozos sometidos a operaciones de fracturamiento hidráulico en la zona sur del Campo Castilla, se sugiere analizar las curvas de declinación de producción para cada pozo, observando su comportamiento antes y después de la ejecución de dichas operaciones, con el objetivo de identificar si hubo cambios en este. Además, se recomienda estudiar puntualmente, los pozos pertenecientes a la cuarta

categoría que presentaron una alta caída de presión, con el fin de identificar la causa de esta.

- Para futuros trabajos, se recomienda el estudio geomecánico para conocer el comportamiento mecánico de las rocas luego de llevar a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico. Con esto se conocen mejor las propiedades mecánicas de la formación presente en el campo y su vez, los planos de fractura presentes, adicionalmente comparar los resultados obtenidos de pérdidas de presión por fricción (NWB y perforados).
- Se recomienda llevar a cabo un análisis PLT, cualitativo y cuantitativo, para el comportamiento de la producción de fluidos pozo a pozo luego de haber llevado a cabo las operaciones de fracturamiento hidráulico y compararlo con los resultados antes de las operaciones de fracturamiento. Con esta información, es posible analizar el frente de agua presente y establecer como avanza el banco de agua en la zona sur del campo Castilla.
- Se sugiere comparar los resultados obtenidos de presión de cada pozo en las diferentes zonas ubicadas en el área de estudio con la presión de yacimiento, para establecer las zonas depletadas presentes, su comportamiento y en cómo afecta este parámetro en las operaciones de fracturamiento.
- Se recomienda seguir alimentando este análisis estadístico con nuevos casos de estudio que permitan aumentar la muestra de pozos fracturados y, por tanto, obtener mayor volumen de información relevante para la metodología de evaluación propuesta.

BIBLIOGRAFÍA

ACHARYA RUMA. Hydraulic fracture treatment design simulation; Journal of petroleum technology. 1998.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá D.C; 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuencas sedimentarias colombianas. Nomenclatura, límites y geología petrolera. Bogotá. 2007.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información geológica y geofísica. Cuencas sedimentarias. Bogotá. 2007.

CAMACHO, Juan. Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del Campo Castilla Norte mediante registros de producción. Test de laboratorio y pruebas de productividad. 2018.

D'Huteau, E.; Gillard, M.; Miller, M.; Peña, A.; Johnson, J.; Turner, M.; Mededev, O.; Rhein, T.; Willberg, D. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. 2012.

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE ESTADOS UNIDOS; Registro nacional de fracturamiento hidráulico (Frac Focus); 2019.

DÍAZ, A.; LASSO, V. Análisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de fracturamiento hidráulico en el área Amy. Quito: UCE; 2013.

ECONOMIDES, Michael J. Unified fracture design. 2002.

ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático Campo Castilla. Desarrollo de campos, gerencia de estrategia de yacimientos. Bogotá D.C; 2015.

FISHER, WARPINSKI. Hydraulic fracture height growth: Real data. SPE. 2012.

G.H COULTER. hydraulic fracturing: new developments. Journal of Canadian petroleum. 1976.

GIDLEY John. Recent advances in hydraulic fracturing. 1989.

GROUND WATER PROTECTION COUNCIL AND INTERSTATE OIL AND GAS COMPACT COMMISSION. "FracFocus, Chemical Disclosure Registry, How is Hydraulic Fracturing Done?" 2018.

HALLIBURTON COMPANY. Halliburton coiled tubing handbook. 2004.

HALLIBURTON. Presentaciones de fracturamiento hidráulico- Pruebas de diagnóstico. 2005.

HALLIBURTON. Step rate testing; Disponible en línea: <https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/ts/contents/Papers_and_Articles/web/Step-Rate-Testing.pdf>. 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

K. Mc Carthy Et al. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras; Schlumberger oilfield review edición verano. 2011.

LUNA Carlos. Manejo de agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas; 2014.

MONTGOMERY, C.; SMITH, M. Fracturamiento hidráulico: Historia de una tecnología duradera. Citado por FISHER, K; WARPINSKY, N. Hydraulic fracture-Height growth: Real data. SPE, 2012.

MUÑOZ S.; CARRILLO B. Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. 2012.

NOLEN Richard. Schlumberger oilfield review; Volúmen 25; Capítulo 2. 2013.

OPEN ROUND COLOMBIA. Cuenca Llanos Orientales; Geología del petróleo. 2010.

OPEN ROUND COLOMBIA. Generalidades cuenca Llanos Orientales. 2010.

PETROLEUM TECHNOLOGY ALLIANCE CANADA (PTCA) and SCIENCE AND COMMUNITY ENVIRONMENTAL KNOWLEDGE FUND (SCEK). "The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources" Hydraulic Fracture Treatment Design. 2012.

RAMIREZ P.& MONGE L. Mecánica de rocas: Fundamentos e ingeniería de taludes. 2004.

STRATAGEN ENGINEERING. Curso de fracturamiento hidráulico. 2012.

ANEXOS

ANEXO A

DAÑO DE FORMACIÓN

A continuación, se hará una breve introducción del daño de formación, por qué sucede, como se origina, los factores que lo causan al igual que sus mecanismos, y los principales indicadores de daño de formación. También el daño de formación relacionado con el Campo Castilla.

Definición. Es un problema indeseable tanto económico como operacionalmente el cual ocurre durante diversas etapas, incluyendo perforación, producción, fracturamiento hidráulico y operaciones de workover. Esto perjudica directamente la permeabilidad de la roca reservorio, causando una reducción en la productividad natural del yacimiento. El daño de formación está únicamente relacionado con los canales de permeabilidad de la roca, los cuales afectan directamente las regiones cercanas al pozo. En el fracturamiento hidráulico en formaciones con alta permeabilidad, por lo general se utiliza para bypassar el daño de formación en vez de estimular.

Causas. Al introducir fluidos al reservorio, las partículas y el agua presentes en él, tienden a disminuir el volumen poroso y la permeabilidad efectiva. Esto se da porque las partículas sólidas del fluido de perforación taponan los canales de flujo reduciendo el paso de los fluidos; además cuando el agua entra en contacto con ciertos minerales de arcilla, se hinchan, produciendo un aumento en el volumen de la roca, pero disminuyendo el volumen poroso; y las reacciones químicas que se generan entre los fluidos de perforación y los presentes en la roca, pueden precipitar sólidos que taponan los espacios porosos.

Los minerales y partículas finas adheridas a la cara de los poros, están en equilibrio con los fluidos de poro. Sin embargo, variaciones químicas, termodinámicas, y de esfuerzo rompen el equilibrio existente y provocan diferentes procesos de salinidad y choques térmicos, al igual que el desprendimiento de las partículas y generación de precipitados. Al romperse el equilibrio entre la cara de los poros y los fluidos, durante la producción primaria y secundaria (**EOR Enhance Oil Recovery**), la materia de los minerales presentes puede llegar a disolverse y producir iones en la fase acuosa, y las partículas finas se sueltan de la cara de los poros y pasan a la fase de los fluidos. Ahora hay una nueva condición, en donde los iones producidos y las partículas finas son móviles en el espacio poroso, los cuales pueden interactuar libremente para crear los problemas de daño de formación.

El daño de formación puede ser causado por varios factores como: taponamiento de los poros por sólidos o partículas presentes del lodo que se precipitan, variaciones en la humectabilidad de la roca, hinchamiento de arcillas, migración de

finos dentro de los poros, formaciones de emulsiones, interacciones térmicas de los poros de la formación y fluidos, y deformación mecánica de la formación sometida a tensión. Cuando se fractura la formación, el aumento en la tensión sobre la roca tritura varios materiales, y las partículas finas que se generan producen daño en el rendimiento de las fracturas⁶³.

Los mecanismos que generan el daño pueden ser divididos en:

Químico. A su vez, este tipo de mecanismo, se subdivide entre interacciones adversas roca-fluido, fluido-fluido y alteraciones en la humectabilidad cerca al pozo.

- La hinchazón de arcilla es un daño químico muy común en los yacimientos; al entrar en contacto los materiales de arcillas con agua fresca o de baja salinidad, se expanden, lo que trae consigo una reducción significativa en la permeabilidad al reducirse la garganta de los poros. Para minimizar este problema, se usan fluidos de perforación de alta salinidad, también son inhibidores de arcilla como el glicol, para evitar la hidratación de las arcillas.
- Otra reacción que se lleva a cabo rápidamente, es la defloculación de las arcillas, en la cual cambia el pH o la salinidad. Las partículas de arcillas pueden cambiar a un estado floculado, en donde, dichas partículas se adhieren a otras y generan una pequeña estructura. Posterior a eso, las fuerzas electroestáticas generan un disturbio en la pequeña estructura y se sueltan las partículas. Este problema se puede inhibir, evitando los choques iónicos y cambios de pH.
- La incompatibilidad de los fluidos de formación con los introducidos, puede conducir a crear emulsiones que taponan los poros y obstruye los canales de flujo.
- También se tiene gran preocupación por la alteración en la mojabilidad de la formación. Ya que, al introducir aditivos, como inhibidores de corrosión, se invaden la región cercana al pozo, y se altera la condición de mojado por agua a mojado por petróleo. Al tener esta nueva condición, la permeabilidad cuando la roca está mojada por agua, es mayor, pero al estar mojada por petróleo, disminuye. Este problema puede ser controlado con la adición de solventes y surfactantes al fluido de perforación.

Biológico. Ocurre cuando bacterias y nutrientes son introducidos dentro de la formación⁶⁴. La inyección de agua, generalmente, produce la contaminación de

⁶³ Schlumberger. The defining series: Formation Damage. 2016. Disponible en <https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Formation-Damage.pdf?la=en&hash=32F252E8D66384B030AEA9ED29F8A99F7257C1BD> consultado 15/05/2019.

⁶⁴ SLB. The defining series: Formation Damage. 2016. Disponible en <https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Formation-

bacterias. Este mecanismo de daño de formación, se subdivide en 3 categorías: Taponamiento, corrosión y toxicidad.

Térmico. Este mecanismo ocurre en operaciones de alta temperatura, como la inyección de vapor y la combustión in-situ. La presencia de sulfato, en la degradación de petróleo y componentes de roca, a temperaturas por encima de 200 °C, puede producir ácido sulfídrico y dióxido de carbono. Las altas temperaturas, por encima de 480 °C, llevan consigo a la disolución y transformación de minerales, los cuales van de minerales arcillosos no reactivos a productos arcillosos que pueden hincharse, fundirse y reducir la permeabilidad de la formación.

Consecuencias. Este problema es único de cada pozo, ya que, aunque en algunos casos los fluidos utilizados en las operaciones son los mismos, las formaciones en las que se usan dichos fluidos, varían su composición, por ende, las reacciones son completamente diferentes. Es por esto que el estudio para determinar el daño de formación, es crucial y de gran importancia. Los ingenieros deben estar atentos sobre el posible potencial daño de formación, para poder tratarlo y mitigar en gran medida su efecto en las operaciones que son llevadas a cabo en la vida de un pozo.

La principal consecuencia que trae consigo el daño de formación es la reducción del canal de flujo entre los poros de la formación, por ende, disminuye la producción de hidrocarburos. Por esta razón, es indispensable entender, prevenir y controlar el daño de formación. Para ello, se verifican modelos matemáticos precisos y simuladores computarizados que predicen y determinan tácticas para evitar y mitigar el daño de formación.

Indicadores. Los principales indicadores de daño de formación incluyen: deterioro de la permeabilidad, daño en skin y disminución de la productividad del pozo. Dicha reducción en la productividad del pozo puede ser identificada por pruebas de presión e índice de productividad durante el flujo. Según Porter (1989) "El daño de formación no es necesariamente reversible, y lo que entra en el medio poroso no necesariamente sale". Acorde a lo dicho por Porter, es mejor evitar disminuir el daño de formación que tratar de restaurarlo. Para ello, es necesario llevar a cabo cuidadosamente pruebas de laboratorio y campo, las cuales proporcionan una guía para el desarrollo de estrategias que eviten y minimicen el daño de formación. Las pruebas de laboratorio pueden identificar los mecanismos de daño de formación y ayudar a determinar las mejores opciones para evitar el daño. Una vez detectado y definido el daño de formación, las pruebas de laboratorio son usadas nuevamente para modelar la eficacia de los tratamientos. Las pruebas son llevadas a cabo antes y después de introducir los fluidos, a condiciones de fondo.

Caracterización del daño de formación en Castilla. Luego de llevarse a cabo los trabajos para el análisis del daño de formación y las interpretaciones pertinentes de los análisis de presión, se determinaron las magnitudes y los mecanismos de daño de formación que afectaban la producción de hidrocarburos en el campo. Para la caracterización del daño de formación, se seleccionaron pozos para cuantificar los efectos generados como resultado de la caída de presión en un radio de afectación producidos por el daño de formación. Para la identificación se implementaron refinamientos de 5 ft de longitud alrededor de cada pozo para poder monitorear el progreso de cada mecanismo, dicho proceso mostró la distribución del mecanismo del daño de formación en las unidades K1 y K2. El principal mecanismo de daño de formación para K1 y K2 es escala orgánica, con porcentajes de 46.1 % y 30 % respectivamente, como lo muestran las siguientes imágenes.

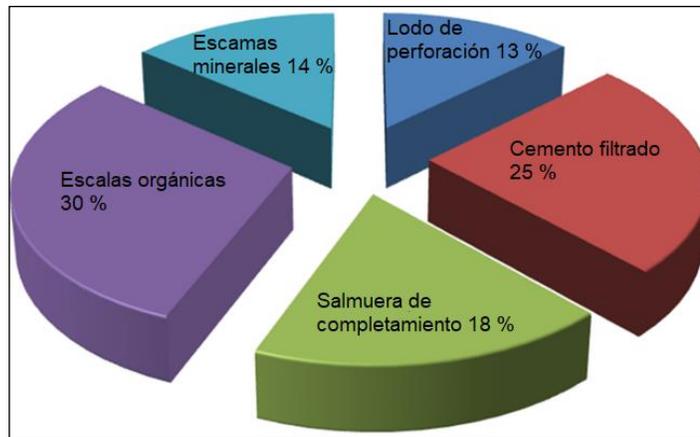
Adicionalmente se realizaron pruebas de presión Build Up para validar el modelo petrofísico de las zonas productoras y cuantificar el daño. Dichas pruebas confirmaron los valores de skin y corroboraron los mecanismos que los afectan. Luego de tener claro estos parámetros, el fracturamiento hidráulico fue la mejor alternativa para llevar a cabo. Esto porque el fracturamiento hidráulico ha probado ser efectivo para superar el daño de la zona afectada y contactar la zona no afectada mediante canales conductivos.

Figura 24. Mecanismo de daño de formación – Unidad K1.



Fuente: ECOPETROL S.A. Análisis desempeño fracturamiento hidráulico Campo Castilla. Bogotá D.C. 2015. Pg. 7.

Figura 25. Mecanismo de daño de formación – Unidad K2.



Fuente: ECOPETROL S.A. Análisis desempeño fracturamiento hidráulico Campo Castilla. Bogotá D.C. 2015. Pg. 7.

ANEXO B

INFORMES POST OPERACIONALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para el capítulo de las propiedades y parámetros operacionales, los autores obtuvieron la respectiva información a partir de los informes post operacionales de fracturamiento hidráulico, conocidos comúnmente como post-job; son reportes los cuales exponen los datos en tiempo real que se midieron, calcularon, simularon o utilizaron respecto a las propiedades y parámetros operacionales que abarcan las tareas de fracturamiento hidráulico. Cada empresa, tiene su respectivo formato post operacional, a continuación, serán expuestos dichos valores y datos obtenidos:

- Número y profundidades medidas de los intervalos a fracturar [ft].
- Longitud apuntalada de fractura [ft].
- Altura apuntalada de fractura [ft].
- Ancho promedio de fractura [in].
- Concentración areal promedio de apuntalante [lb/ft²].
- ISIP En fondo y superficie [psi].
- Gradientes de fractura y de cierre [psi/ft].
- Presión neta final [psi].
- Pérdidas de presión en perforados y en NWB [psi].
- Caudal de bombeo [BPM].
- Eficiencia de fluido [%].
- Se identifica si hubo o no Tip screen out.

Tabla 45. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 1 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	153,75 ft.
Altura apuntalada	60,89 ft.
Ancho promedio	0,17 in.
Concentración de propante	1,24 lb/ft ²
ISIP en superficie	2954 psi
Gradiente de cierre	0,677 psi/ft
Presión neta final	2281 psi.
Pérdidas en perforados y NWB	80 y 720 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	46,0%

Tip screen out	Si
----------------	----

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 1. 2015.

Tabla 46. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 2 después de fracturar.

Intervalos fracturados	13
Longitud apuntalada	219,9 ft.
Altura apuntalada	130,6 ft.
Ancho promedio	0,171 in.
Concentración de propante	3,66l lb/gal.
ISIP en superficie	3000 psi
Gradiente de cierre	0,55 psi/ft.
Presión neta final	519 psi.
Pérdidas en perforados y NWB.	2556,9 y 1599,8 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	26,5%.
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 2. 2014.

Tabla 47. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 4 después de fracturar.

Intervalos fracturados	4
Longitud apuntalada	185,1 ft
Altura apuntalada	94 ft
Ancho promedio	0,385 in
Concentración de propante	3,15 lb/ft ²
ISIP en superficie	3664 psi
Gradiente de cierre	0,69 psi/ft
Presión neta final	2000 psi
Pérdidas en perforados y NWB	276 y 540 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 4. 2014.

Tabla 48. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 5 después de fracturar, etapa 1.

Intervalos fracturados	1
Longitud apuntalada	203,7 ft
Altura apuntalada	97,4 ft
Ancho promedio	0,150 in
Concentración de propante	1,26 lb/ft ²
ISIP en superficie	NO REGISTRA
Gradiente de cierre	NO REGISTRA
Presión neta final	400 psi
Pérdidas en perforados y NWB	NO REGISTRA
Caudal de bombeo	20 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 5. 2012.

Tabla 49. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 5 después de fracturar, etapa 2.

Intervalos fracturados	1
Longitud apuntalada	187,3 ft
Altura apuntalada	117,3 ft
Ancho promedio	0,137 in
Concentración de propante	1,50 lb/ft ²
ISIP en superficie	1946 psi
Gradiente de cierre	0,578 psi/ft
Presión neta final	1038 psi
Pérdidas en perforados y NWB	220 y 392 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	16 BPM
Eficiencia del fluido	46,7%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 5. 2012.

Tabla 50. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 6 después de fracturar.

Intervalos fracturados	7
Longitud apuntalada	115,4 ft
Altura apuntalada	62,3 ft
Ancho promedio	0,288 in
Concentración de propante	2,50 lb/ft ²
ISIP en superficie	2218 psi
Gradiente de cierre	0,646 psi/ft
Presión neta final	2000 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1490 y 460 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	20 BPM
Eficiencia del fluido	45%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 6. 2013.

Tabla 51. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 7 después de fracturar.

Intervalos fracturados	3
Longitud apuntalada	186 ft
Altura apuntalada	102,7 ft
Ancho promedio	0,256 in
Concentración de propante	2,21 lb/ft ²
ISIP en superficie	2509 psi
Gradiente de cierre	0,650 psi/ft
Presión neta final	2000 psi
Pérdidas en perforados y NWB	541 y 258 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	66,1%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 7. 2017.

Tabla 52. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 8 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	153,8 ft
Altura apuntalada	131,8 ft
Ancho promedio	0,135 in
Concentración de propante	2,25 lb/ft ²
ISIP en superficie	5014 psi
Gradiente de cierre	0,689 psi/ft
Presión neta final	3200 psi
Pérdidas en perforados y NWB	302 y 767 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	65,7 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 8. 2013.

Tabla 53. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 9 después de fracturar.

Intervalos fracturados	10
Longitud apuntalada	168,5 ft
Altura apuntalada	176,2 ft
Ancho promedio	0,212 in
Concentración de propante	0,538 lb/gal
ISIP en superficie	3637 psi
Gradiente de cierre	0,88 psi/ft
Presión neta final	1690 psi
Pérdidas en perforados y NWB	N.R y 2357 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	40,8 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 9. 2014.

Tabla 54. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 10 después de fracturar, etapa 1.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	147,1 ft
Altura apuntalada	107,6 ft
Ancho promedio	0,382 in
Concentración de propante	3,32 lb/ft ²
ISIP en superficie	3663 psi
Gradiente de cierre	0,736 psi/ft
Presión neta final	1262 psi
Pérdidas en perforados y NWB	573 y 387 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	20 BPM
Eficiencia del fluido	34%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 10. 2014.

Tabla 55. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 10 después de fracturar, etapa 2.

Intervalos fracturados	4
Longitud apuntalada	119,7 ft
Altura apuntalada	74,5 ft
Ancho promedio	0,180 in
Concentración de propante	1,56 lb/ft ²
ISIP en superficie	5593 psi
Gradiente de cierre	0,861 psi/ft
Presión neta final	2548 psi
Pérdidas en perforados y NWB	55 y 687 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	20 BPM
Eficiencia del fluido	65%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 10. 2014.

Tabla 56. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 11 después de fracturar.

Intervalos fracturados	7
Longitud apuntalada	270,3 ft
Altura apuntalada	167,3 ft
Ancho promedio	0,139 in
Concentración de propante	1,20 lb/ft ²
ISIP en superficie	2343 psi
Gradiente de cierre	0,61 psi/ft
Presión neta final	1194 psi
Pérdidas en perforados y NWB	494 y 374 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	58,6%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 11. 2018.

Tabla 57. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 12 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	169,3 ft
Altura apuntalada	101,7 ft
Ancho promedio	0,336 in
Concentración de propante	2,73 lb/ft ²
ISIP en superficie	2001 psi
Gradiente de cierre	0,589 psi/ft
Presión neta final	989 psi
Pérdidas en perforados y NWB	681 y 122 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	38,3 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 12. 2017.

Tabla 58. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 13 después de fracturar.

Intervalos fracturados	2
Longitud apuntalada	215,1 ft
Altura apuntalada	129,0 ft
Ancho promedio	0,259 In
Concentración de propante	1,12 lb/ft ²
ISIP en superficie	NO REGISTRA
Gradiente de cierre	0,65 psi/ft
Presión neta final	NO REGISTRA
Pérdidas en perforados y NWB	143 y 978 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 13. 2014.

Tabla 59. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 14 después de fracturar.

Intervalos fracturados	3
Longitud apuntalada	218,9 ft
Altura apuntalada	145,2 ft
Ancho promedio	0,284 in
Concentración de propante	1,09 lb/ft ²
ISIP en superficie	4004 psi
Gradiente de cierre	0,681 psi/ft
Presión neta final	2362 psi
Pérdidas en perforados y NWB	777 y 359 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	36,25 BPM
Eficiencia del fluido	26,2 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 14. 2015.

Tabla 60. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 15 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	149 ft
Altura apuntalada	123 ft
Ancho promedio	0,812 in
Concentración de propante	2,06 lb/ft ²
ISIP en superficie	2711 psi
Gradiente de cierre	0,6 psi/ft
Presión neta final	1606 psi
Pérdidas en perforados y NWB	767 y 627 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	14 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 15. 2018.

Tabla 61. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 16 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	165 ft
Altura apuntalada	124,1 ft
Ancho promedio	0,67 in
Concentración de propante	2,7 lb/ft ²
ISIP en superficie	3680 psi
Gradiente de cierre	0,86 psi/ft
Presión neta final	834 psi
Pérdidas en perforados y NWB	497y 538 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	4%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 16. 2017.

Tabla 62. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 17 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	186 ft
Altura apuntalada	133,3 ft
Ancho promedio	0,471 in
Concentración de propante	3,73 lb/ft ²
ISIP en superficie	3324 psi
Gradiente de cierre	0,52 psi/ft
Presión neta final	2807 psi
Pérdidas en perforados y NWB	866 y 405 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	53%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 17. 2013.

Tabla 63. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 18 después de fracturar.

Intervalos fracturados	11
Longitud apuntalada	147,4 ft
Altura apuntalada	107,1 ft
Ancho promedio	0,388 in
Concentración de propante	3,15 lb/ft ²
ISIP en superficie	1381 psi
Gradiente de cierre	0,64 psi/ft
Presión neta final	825 psi
Pérdidas en perforados y NWB	0 y 376 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	79,56 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 18. 2017.

Tabla 64. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 19 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	255,5 ft
Altura apuntalada	108,8 ft
Ancho promedio	0,337 in
Concentración de propante	1,64 lb/ft ²
ISIP en superficie	2340 psi
Gradiente de cierre	0,48 psi/ft
Presión neta final	1358 psi
Pérdidas en perforados y NWB	285 y 156 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	49,5%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 19. 2017.

Tabla 65. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 20 después de fracturar.

Intervalos fracturados	10
Longitud apuntalada	155,5 ft
Altura apuntalada	96,2 ft
Ancho promedio	0,564 in
Concentración de propante	4,60 lb/ft ²
ISIP en superficie	2388 psi
Gradiente de cierre	0,565 psi/ft
Presión neta final	1597 psi
Pérdidas en perforados y NWB	132 y 1138 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	45 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 20. 2014.

Tabla 66. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 21 después de fracturar.

Intervalos fracturados	11
Longitud apuntalada	267,9 ft
Altura apuntalada	129,3 ft
Ancho promedio	0,108 in
Concentración de propante	0,94 lb/ft ²
ISIP en superficie	2117 psi
Gradiente de cierre	0,609 psi/ft
Presión neta final	1200 psi
Pérdidas en perforados y NWB	557 y 999 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	16,6 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 21. 2018.

Tabla 67. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 22 después de fracturar.

Intervalos fracturados	4
Longitud apuntalada	249 ft
Altura apuntalada	124 ft
Ancho promedio	0,17 in
Concentración de propante	1,5 lb/ft ²
ISIP en superficie	2375 psi
Gradiente de cierre	0,57 psi/ft
Presión neta final	Psi
Pérdidas en perforados y NWB	585 y 818 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	54,8%
Tip screen out	1660

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 22. 2017.

Tabla 68. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 23 después de fracturar.

Intervalos fracturados	9
Longitud apuntalada	126,9 ft
Altura apuntalada	121,14 ft
Ancho promedio	0,274 in
Concentración de propante	4 lb/ft ²
ISIP en superficie	2966 psi
Gradiente de cierre	0,59 psi/ft
Presión neta final	1676 psi
Pérdidas en perforados y NWB	775 y 1600 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	20 BPM
Eficiencia del fluido	11%
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 23. 2013.

Tabla 69. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 24 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	176,1 ft
Altura apuntalada	118 ft
Ancho promedio	0,421 in
Concentración de propante	3,42 lb/ft ²
ISIP en superficie	NO REGISTRA
Gradiente de cierre	0,6 psi/ft
Presión neta final	psi
Pérdidas en perforados y NWB	132 y 353 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 24. 2014.

Tabla 70. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 25 después de fracturar.

Intervalos fracturados	9
Longitud apuntalada	82,3 ft
Altura apuntalada	85,6 ft
Ancho promedio	0,348 in
Concentración de propante	3,01 lb/ft ²
ISIP en superficie	5000 psi
Gradiente de cierre	0,552 psi/ft
Presión neta final	2800 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1071 y 238 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	15,9 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 25. 2017.

Tabla 71. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 26 después de fracturar.

Intervalos fracturados	3
Longitud apuntalada	253,2 ft
Altura apuntalada	269,6 ft
Ancho promedio	0,091 in
Concentración de propante	3,735 lb/gal
ISIP en superficie	8000 psi
Gradiente de cierre	0,61 psi/ft
Presión neta final	2760 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1731 y 1808 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	37,8 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 26. 2014.

Tabla 72. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 27 después de fracturar.

Intervalos fracturados	2
Longitud apuntalada	225,7 ft
Altura apuntalada	134,7 ft
Ancho promedio	0,25 in
Concentración de propante	2,16 lb/ft ²
ISIP en superficie	3800 psi
Gradiente de cierre	0,5 psi/ft
Presión neta final	750 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1714 y 97 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	36 BPM
Eficiencia del fluido	23 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 27. 2014.

Tabla 73. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 29 después de fracturar.

Intervalos fracturados	8
Longitud apuntalada	189,1ft
Altura apuntalada	124,5 ft
Ancho promedio	0,401 in
Concentración de propante	3,25 lb/ft ²
ISIP en superficie	1278 psi
Gradiente de cierre	0,5 psi/ft
Presión neta final	816 psi
Pérdidas en perforados y NWB	154 y 389 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	52 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 29. 2014.

Tabla 74. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 30 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	162,5 ft
Altura apuntalada	83,2 ft
Ancho promedio	0,268 in
Concentración de propante	2,32 lb/ft ²
ISIP en superficie	3028 si
Gradiente de cierre	0,718 psi/ft
Presión neta final	1200 psi
Pérdidas en perforados y NWB	940 y 269 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	44 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 30. 2014.

Tabla 75. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 31 después de fracturar.

Intervalos fracturados	7
Longitud apuntalada	231,7 ft
Altura apuntalada	141,9 ft
Ancho promedio	0,181 in
Concentración de propante	1,56 lb/ft ²
ISIP en superficie	2142 psi
Gradiente de cierre	0,62 psi/ft
Presión neta final	858 psi
Pérdidas en perforados y NWB	37 y 480 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	12 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 31. 2017.

Tabla 76. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 32 después de fracturar.

Intervalos fracturados	12
Longitud apuntalada	167,7 ft
Altura apuntalada	96,4 ft
Ancho promedio	0,126 in
Concentración de propante	1,09 lb/ft ²
ISIP en superficie	3087 psi
Gradiente de cierre	0,59 psi/ft
Presión neta final	1950 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1394 y 673 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	11 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 32. 2017.

Tabla 77. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 33 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	193,5 ft
Altura apuntalada	125,4 ft
Ancho promedio	0,329 in
Concentración de propante	1,84 lb/ft ²
ISIP en superficie	NO REGISTRA
Gradiente de cierre	0,65 psi/ft
Presión neta final	NO REGISTRA
Pérdidas en perforados y NWB	1235 y 952 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	11%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 33. 2014.

Tabla 78. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 34 después de fracturar.

Intervalos fracturados	9
Longitud apuntalada	162 ft
Altura apuntalada	99,5 ft
Ancho promedio	0,408 in
Concentración de propante	2,21 lb/ft ²
ISIP en superficie	3044 psi
Gradiente de cierre	0,74 psi/ft
Presión neta final	1068 psi
Pérdidas en perforados y NWB	910 psi para ambas.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	5,4%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 34. 2017.

Tabla 79. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 37 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	86,5 ft
Altura apuntalada	122,5 ft
Ancho promedio	0,369 in
Concentración de promedio	3,18 lb/ft ²
ISIP en superficie	2071 psi
Gradiente de cierre	0,571 psi/ft
Presión neta final	1179 psi
Pérdidas en perforados y NWB	461 y 599 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	40 BPM
Eficiencia del fluido	41 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 37. 2013.

Tabla 80. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 39 después de fracturar.

Intervalos fracturados	2
Longitud apuntalada	160,1 ft
Altura apuntalada	90,4 ft
Ancho promedio	0,164 in
Concentración de propante	1,33 lb/ft ²
ISIP en superficie	1861 psi
Gradiente de cierre	0,56 psi/ft
Presión neta final	979 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1452 y 286 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	13 %
Tip screen out	No

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 39. 2013.

Tabla 81. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 40 después de fracturar, etapa 1.

Intervalos fracturados	2
Longitud apuntalada	131,50 ft
Altura apuntalada	76,67 ft
Ancho promedio	0,32 in
Concentración de propante	2,57 lb/ft ²
ISIP en superficie	3000 psi
Gradiente de cierre	0,465 psi/ft
Presión neta final	2042 psi
Pérdidas en perforados y NWB	496 y 97 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	40,7 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 40. 2017.

Tabla 82. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 40 después de fracturar, etapa 2.

Intervalos fracturados	1
Longitud apuntalada	154,4 ft
Altura apuntalada	72,3 ft
Ancho promedio	0,279 in
Concentración de propante	2,30 lb/ft ²
ISIP en superficie	3632 psi
Gradiente de cierre	0,576 psi/ft
Presión neta final	2729 psi
Pérdidas en perforados y NWB	38 y 1081 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	29,3 %
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 40. 2017.

Tabla 83. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 41 después de fracturar.

Intervalos fracturados	1
Longitud apuntalada	192,2 ft
Altura apuntalada	112,9 ft
Ancho promedio	0,285 in
Concentración de propante	2,46 lb/ft ²
ISIP en superficie	2913 psi
Gradiente de cierre	0,55 psi/ft
Presión neta final	2200 psi
Pérdidas en perforados y NWB	663 y 362 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	35 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 41. 2013.

Tabla 84. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 42 después de fracturar.

Intervalos fracturados	1
Longitud apuntalada	129,6 ft
Altura apuntalada	63,1 ft
Ancho promedio	1,211 in
Concentración de propante	6,09 lb/ft ²
ISIP en superficie	5343 psi
Gradiente de cierre	0,77psi/ft
Presión neta final	2800 psi
Pérdidas en perforados y NWB	571 y 858 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30 BPM
Eficiencia del fluido	NO REGISTRA
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 42. 2015.

Tabla 85. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 43 después de fracturar.

Intervalos fracturados	6
Longitud apuntalada	198,96 ft
Altura apuntalada	93,45 ft
Ancho promedio	0,29 in
Concentración de propante	2,53 lb/ft ²
ISIP en superficie	2905 psi
Gradiente de cierre	0,58 psi/ft
Presión neta final	NO REGISTRA
Pérdidas en perforados y NWB	290 y 992 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	30BPM
Eficiencia del fluido	30%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 43. 2015.

Tabla 86. Dimensiones de fractura y parámetros operacionales obtenidos para el pozo 44 después de fracturar.

Intervalos fracturados	5
Longitud apuntalada	185 ft
Altura apuntalada	117,4 ft
Ancho promedio	0,377 in
Concentración de propante	3,06 lb/ft ²
ISIP en superficie	3300 psi
Gradiente de cierre	0,63 psi/ft
Presión neta final	750 psi
Pérdidas en perforados y NWB	1402 y 764 psi respectivamente.
Caudal de bombeo	31,5 BPM
Eficiencia del fluido	30%
Tip screen out	Si

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe post-job, pozo 44. 2015.

ANEXO C

ÁNGULO DE DESVIACIÓN

A continuación, se muestra el respectivo listado de pozos de estudio, junto con la consideración de desviación. La categoría NORMAL corresponde a un pozo cuyo ángulo de desviación fue menor a 60°; La categoría ALTAMENTE, corresponde a los pozos que tuvieron un ángulo mayor a 60°.

Tabla 87. Ángulo de desviación para cada pozo de estudio.

Pozo número	Ángulo	Desviación
1	58	NORMAL
2	53	NORMAL
3	59	NORMAL
4	47	NORMAL
5	47	NORMAL
6	35	NORMAL
7	81	ALTAMENTE
8	74	ALTAMENTE
9	70	ALTAMENTE
10	73	ALTAMENTE
11	70	ALTAMENTE
12	59	NORMAL
13	46	NORMAL
14	59	NORMAL
15	60	NORMAL
16	75	ALTAMENTE
17	47	NORMAL
18	50	NORMAL
19	54	NORMAL
20	49	NORMAL
21	18	NORMAL
22	58	NORMAL
23	57	NORMAL
24	71	ALTAMENTE
25	57	NORMAL
26	58	NORMAL
27	44	NORMAL
28	76	ALTAMENTE
29	3	NORMAL
30	54	NORMAL
31	60	NORMAL

32	60	NORMAL
33	59	NORMAL
34	57	NORMAL
35	54	NORMAL
36	11	NORMAL
37	48	NORMAL
38	50	NORMAL
39	41	NORMAL
40	65	ALTAMENTE
41	48	NORMAL
42	52	NORMAL
43	76	ALTAMENTE
44	36	NORMAL

Fuente: ECOPETROL S.A. Estados mecánicos pozo a pozo. Ingeniería de yacimiento. Bogotá D.C, 2019.

ANEXO D

FECHAS DE EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En la siguiente tabla, se muestran las fechas de ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico en los pozos de estudio en la zona sur del Campo Castilla.

Tabla 88. Fecha de operación para cada pozo de estudio.

Pozo número	Fecha de ejecución de la operación
1	8 de octubre de 2015
2	1 de octubre de 2014
3	21 de febrero de 2015
4	7 de octubre de 2014
5	9 de diciembre de 2012
6	16 de febrero de 2013
7	10 de marzo de 2017
8	1 de septiembre de 2013
9	27 de agosto de 2014
10	1 de agosto de 2013
11	13 de mayo de 2018
12	15 de noviembre de 2017
13	25 de noviembre de 2014
14	10 de noviembre de 2015
15	28 de julio de 2017
16	2 de mayo de 2017
17	12 de noviembre de 2013
18	20 de abril de 2017
19	28 de marzo de 2017
20	21 de septiembre de 2014
21	15 de mayo de 2018
22	20 de febrero de 2017
23	5 de agosto de 2013
24	23 de septiembre de 2014
25	28 de diciembre de 2017
26	9 de enero de 2014
27	17 de julio de 2014
28	19 de marzo de 2015
29	23 de agosto de 2014
30	22 de julio de 2014
31	8 de abril de 2017

32	21 de julio de 2017
33	10 de diciembre de 2014
34	27 de marzo de 2017
35	3 de febrero de 2015
36	10 de febrero de 2015
37	30 de octubre de 2013
38	29 de enero de 2015
39	24 de septiembre de 2013
40	10 de marzo de 2017
41	15 de octubre de 2013
42	10 de marzo de 2015
43	31 de enero de 2015
44	4 de marzo de 2015

Fuente: ECOPETROL S.A. Informes pre-fracturamiento pozo a pozo. Bogotá D.C, 2019.

ANEXO E

TABLA PARA CÁLCULOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Para el capítulo de las propiedades petrofísicas asociadas a los pozos de estudio, los autores se vieron en la tarea de diseñar una herramienta capaz de calcular el promedio ponderado de porosidad, permeabilidad para cada pozo de estudio. Debido a que no todos los intervalos poseían el mismo valor de estas propiedades, ni un mismo espesor, un promedio aritmético, mostraría incertidumbre en los respectivos resultados. Con la ayuda de la tabla realizada, se calculó el promedio para cada una de estas propiedades tomando en cuenta dicho. Dicha tabla, únicamente necesitaba como datos de entrada, el tope y la base de cada intervalo, y el promedio de la propiedad a calcular asociado a este.

Figura 26. Tabla para calcular valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto ponderado.

INTERVALOS FRACTURADOS							
	TOPE (ft)	BASE (ft)					
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
INTERVALO	ESPEJOR DEL INTERVALO (ft)	PROPIEDAD	$\Delta h \cdot L$	ESPEJOR TOTAL DE INTERÉS (ft)		0	
1				PROMEDIO PONDERADO POR ESPEJOR		0,00	
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							

Fuente: elaboración propia.