

**EVALUACION ESTADISTICA DE LOS PARAMETROS OBTENIDOS EN LOS
TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN LOS
CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA**



JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**EVALUACION ESTADISTICA DE LOS PARAMETROS OBTENIDOS EN LOS
TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN LOS
CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA**

JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de petróleos**

Director

**M sc Samuel Fernando Muñoz
Ingeniero de petróleos**

Codirector

**Esperanza Cotes León
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

Dedicatoria

*A Dios porque es el que hace todas las cosas;
Motivo de toda mi Alabanza Y
Adoración...El ha sido Fiel.
A mi Madre Carmen Montes Meza,
A mi Padre José Cárdenas Castillo,
A mis hermanos Fabián D, Joyce y Giselle,
A la memoria de mis abuelos, Jaime C,
Delia C, Josefa M y mi abuelo
Justiniano M. A mi familia, a la familia
Molinares, a mi familia en Cristo y amigos
por su paciencia y colaboración en la
realización de este proyecto.
A los profesores que fueron de una y otra
forma parte de mi formación moral y
profesional, y a todas las personas que
hicieron posible la realización de este trabajo.*

JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

AGRADECIMIENTOS

El autor por medio de estos cortos renglones desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Samuel Fernando Muñoz, Magíster en Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por sus invaluable aportes, sugerencias y por su apoyo incondicional.

Esperanza Cotes León, Ingeniero de Petróleos, unidad de Optimización de Producción del ICP y co-director del proyecto, por su valiosa colaboración, sugerencias y recomendaciones.

Grupo de Investigación de Campos Maduros, quienes apoyaron el desarrollo de este proyecto.

A los ingenieros Carlos Medina, Esperanza Cotes, Rubén Castro, Leonardo Triana, Elkin Santafé, Sergio Orozco, por su valiosa colaboración.

A Ruby, Beto, Mafe, Stevens, Silvestre, Liza, Camilo, Martha, Chele, Nelson, Javi, Yami, Patty, Andrea, Silvestre, Stephanie, yansi, Mao, Julián, Nata, Tina, Sarita, Leo, Marlhin, Chara, y a todos aquellos que consideren que deben estar en estas líneas, por que por cada uno de ustedes estamos acá.

La Universidad Industrial De Santander y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por haberme formado, tanto en lo personal como en lo profesional. .

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES ESTADISTICAS	2
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CAMPOS POR CUENCAS SEDIMENTARIAS	5
1.1.1 Cuenca del Catatumbo	5
1.1.2 Cuenca del Cesar, Cordillera Oriental y Guajira	6
1.1.3 Cuenca de los Llanos Orientales	8
1.1.4 Cuenca de Putumayo	11
1.1.5 Cuenca valle inferior del Magdalena.	12
1.1.6 Cuenca valle medio del Magdalena	13
1.1.7 Cuenca valle superior del Magdalena	14
1.2 ESTADISTICAS DE PRODUCCION AÑO 2007	16
1.2.1 Cuenca de Catatumbo	16
1.2.2 Cuenca Cesar, Cordillera Oriental y Guajira	17
1.2.3 Cuenca Llanos Orientales	17
1.2.4 Cuenca del Putumayo	19
1.2.5 Cuenca Valle inferior del Magdalena	20
1.2.6 Cuenca Valle medio de magdalena	20
1.2.7 Cuenca Valle superior de Magdalena	22
2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	25
2.1 GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	25

2.2. MECÁNICA DE ROCAS	27
2.2.1. Deformación elástica	27
2.2.2. Tensión efectiva neta	32
2.2.3 Orientación y forma de la fractura	33
2.3. SISTEMA OPERACIONAL	35
2.4 MINIFRACTURAS	39
3. PARAMETROS REPRESENTATIVOSQUE SE OBTIENEN AL REALIZAR UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	41
3.1 GEOMETRIA DE FRACTURA	41
3.1.1 Longitud De Fractura	44
3.1.2 Ancho de fractura	44
3.1.3 Altura de la fractura	44
3.2 GRADIENTE DE FRACTURA	44
3.3 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA	45
3.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA ADIMENSIONAL	45
3.5 PRESION MAXIMA DE FRACTURA	46
3.6. ISIP (INSTANTANEOUS SHUT IN PRESSURE)	46
3.7 FOI (FOLDS OIL INCREMENT)	47
3.8. TRABAJOS REALIZADOS EN COLOMBIA	47
3.8.1. Clasificación Estadística	48
4. TECNICAS ESTADISTICA	51
4.1. ESTADISTICA DESCRIPTIVA	51
4.1.1 Media aritmética	52

4.1.2 Desviación estándar	52
4.1.3. Histogramas	53
4.2 VARIANZA	54
4.3 COVARIANZA	55
4.4 COEFICIENTE DE VARIACIÓN	56
4.5 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON	57
4.6 COEFICIENTE DE ASIMETRÍA	58
4.7 COEFICIENTE DE CURTOSIS O APUNTAMIENTO (CAp)	58
4.8 MUESTREO	59
4.8.1 Técnicas de muestreo	60
4.8.1.1 Muestreo No Probabilístico	60
4.8.1.2 Muestreo probabilístico, aleatorio o estocástico:	61
4.8.1.2.1 Tipos De Muestreo Probabilístico	61
4.9 DATOS ANÓMALOS O ATÍPICOS	62
5. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL, CORRELACIÓN Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS EN LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO PARA CADA CAMPO	65
5.1. CAMPO CUIAGUA	67
5.2. CAMPO CUSIANA	83
5.3. BUENOS AIRES	98
5.4. RECETOR	112
5.5 GUANDO	127
5.6. SAN FRANCISCO	142

5.7. YARIGUI	156
6. ANALISIS DE VARIANZA (ANOVA)	172
6.1 BASES DEL ANALISIS	172
6.2 CALCULO DE VARIANZAS Y ANALISIS	174
6.3 ANALISIS DE PARAMETROS	178
6.3.1 Profundidad	182
6.3.2 Permeabilidad	183
6.3.3 Presión de fractura	183
6.3.4 Longitud de fractura	184
6.3.5 Gradiente de fractura	185
6.3.6 Conductividad Promedia	185
6.3.7 ISIP (Presión instantánea de cierre)	186
6.3.8 FCD (Conductividad Adimensional de fractura)	187
CONCLUSIONES	188
RECOMENDACIONES	189
BIBLIOGRAFÍA	190
ANEXOS	191

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Distribución de campos por cuencas	4
Tabla 2 Campos cuenca del Catatumbo	6
Tabla 3 Campos de las cuencas Cesar, Guajira y Cordillera Oriental	8
Tabla 4 Campos y pozos Cuenca de los Llanos Orientales	9
Tabla 5 Campos Cuenca del Putumayo	11
Tabla 6 Campos Cuenca Valle inferior del Magdalena	13
Tabla 7 Campos Cuenca Valle medio del Magdalena	14
Tabla 8 Campos Cuenca Valle superior del Magdalena	15
Tabla 9 Producción de petróleo Cuenca del Catatumbo	16
Tabla 10 Producción de petróleo Cuenca del Cesar, cordillera o y Guajira	17
Tabla 11 Producción de petróleo Cuenca de los Llanos Orientales	17
Tabla 12 Producción de petróleo Cuenca del Putumayo	19
Tabla 13 Producción de petróleo Cuenca Valle inferior del Magdalena	20
Tabla 14 Producción de petróleo Cuenca Valle medio del Magdalena	20
Tabla 15 Producción de petróleo Cuenca superior del Magdalena	22
Tabla 16 Producción de petróleo de otros campos	23
Tabla 17 Campos fracturados y cuencas	67
Tabla 18 Parámetros promedios para el campo Cupiagua	72
Tabla 19 Resultados estadísticos	74
Tabla 20 Resultados estadísticos	76

Tabla 21 Resultados estadísticos	78
Tabla 22 Resultados estadísticos	80
Tabla 23 Resultados estadísticos	81
Tabla 24 Resultados estadísticos	83
Tabla 25 Parámetros promedios del campo	88
Tabla 26 Resultados estadísticos	90
Tabla 27 Resultados estadísticos	92
Tabla 28 Resultados estadísticos	94
Tabla 29 Resultados estadísticos	95
Tabla 30 Resultados estadísticos	96
Tabla 31 Resultados estadísticos	97
Tabla 32 Resultados estadísticos	103
Tabla 33 Resultados estadísticos	104
Tabla 34 Resultados estadísticos	105
Tabla 35 Resultados estadísticos	107
Tabla 36 Resultados estadísticos	109
Tabla 37 Resultados estadísticos	110
Tabla 38 Resultados estadísticos	111
Tabla 39 Parámetros promedios del campo	117
Tabla 40 Resultados estadísticos	119
Tabla 41 Resultados estadísticos	121
Tabla 42 Resultados estadísticos	123
Tabla 43 Resultados estadísticos	124

Tabla 44 Resultados estadísticos	125
Tabla 45 Resultados estadísticos	126
Tabla 46 Parámetros promedios del campo	132
Tabla 47 Resultados estadísticos	134
Tabla 48 Resultados estadísticos	136
Tabla 49 Resultados estadísticos	138
Tabla 50 Resultados estadísticos	139
Tabla 51 Resultados estadísticos	140
Tabla 52 Resultados estadísticos	141
Tabla 53 Resultados estadísticos	147
Tabla 54 Resultados estadísticos	148
Tabla 55 Resultados estadísticos	150
Tabla 56 Resultados estadísticos	151
Tabla 57 Resultados estadísticos	152
Tabla 58 Resultados estadísticos	153
Tabla 59 Resultados estadísticos	155
Tabla 60 Parámetros promedios del campo	156
Tabla 61 Resultados estadísticos	157
Tabla 62 Resultados estadísticos	159
Tabla 63 Resultados estadísticos	160
Tabla 64 Resultados estadísticos	161
Tabla 65 Resultados estadísticos	162
Tabla 66 Resultados estadísticos	164

Tabla 67 Resultados estadísticos	166
Tabla 68 Resultados estadísticos	167
Tabla 69 Resultados estadísticos	168
Tabla 70 Varianza de los parámetros del campo Cupiagua	174
Tabla 71 Varianza de los parámetros del campo Cusiana	174
Tabla 72 Varianza de los parámetros del campo Buenos Aires	175
Tabla 73 Varianza de los parámetros del campo Recetor	175
Tabla 74 Varianza de los parámetros del campo Guando	175
Tabla 75 Varianza de los parámetros del campo San Francisco	176
Tabla 76 Varianza de los parámetros del campo Yariguí – Cantagallo	176
Tabla 77 Media de Varianzas de parámetros para cada Campo	177
Tabla 78 Varianza de medias de parámetros para cada Campo	177
Tabla 79 Factor F Fisher – Distribución de valores críticos reales	178
Tabla 80 Numero de valores de profundidad para cada campo	182
Tabla 81 Numero de valores de permeabilidad para cada campo	183
Tabla 82 Numero de valores de Presión de fractura para cada campo	183

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Mapa colombiano de cuencas sedimentarias	3
Figura 2 Distribución de campos por cuencas sedimentarias	4
Figura 3 Mapa cuenca del Catatumbo	6
Figura 4 Mapa cuenca del Cesar Ranchería	7
Figura 5 Mapa cuenca de la Guajira	7
Figura 6 Mapa cuenca de la Cordillera Oriental	8
Figura 7 Mapa cuenca de los Llanos orientales	9
Figura 8 Mapa cuenca del Putumayo	11
Figura 9 Mapa cuenca del Valle inferior del Magdalena	12
Figura 10 Mapa cuenca del Valle medio del Magdalena	13
Figura 11 Mapa cuenca del Valle superior del Magdalena	15
Figura 12 Distribución de producción de petróleo por cuencas	24
Figura 13 Cubo como material elástico	27
Figura 14 Deformación del cubo (Material elástico)	28
Figura 15 Diagrama Esfuerzo vs. Deformación ³	29
Figura 16 Límite elástico ³	30
Figura 17 Deformación transversal	30
Figura 18 orientaciones de una fractura horizontal ⁸	34
Figura 19 orientaciones de una fractura horizontal ⁸	34
Figura 20 Esquema operativo de Fracturamiento	35
Figura 21 Esquema operativo de fracturamiento	36

Figura 22 Esquema operativo de un fracturamiento hidráulico a alta presión	37
Figura 23 Esquema de presiones y caudales vs. Tiempo	38
Figura 24 Fractura hidráulica horizontal	43
Figura 25 Fractura hidráulica vertical	43
Figura 26 Fractura hidráulica oblicua	43
Figura 27 Geometría de fractura	43
Figura 28 Distribución de campos fracturados	48
Figura 29 Distribución de Fracturamientos hidráulicos por campos	49
Figura 30 Distribución de pozos fracturados por campos	50
Figura 31 Pantallazo base de datos	66
Figura 32 Pantallazo base de datos	66
Figura 33 Histograma de Profundidad	68
Figura 34 Histograma de Permeabilidad	68
Figura 35 Histograma de Presión máxima de fractura	69
Figura 36 Histograma de Longitud de fractura	69
Figura 37 Histograma de Ancho de fractura	70
Figura 38 Histograma de Gradiente de fractura	70
Figura 39 Histograma de Conductividad promedia	71
Figura 40 Histograma de ISIP	71
Figura 41 Histograma de Conductividad adimensional de fractura	72
Figura 42 Campo Cupiagua	73
Figura 43 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	74
Figura 44 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	74

Figura 45 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	75
Figura 46 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	76
Figura 47 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	77
Figura 48 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	77
Figura 49 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	79
Figura 50 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	79
Figura 51 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	81
Figura 52 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	81
Figura 53 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia	82
Figura 54 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	82
Figura 55 Histograma de Profundidad	84
Figura 56 Histograma de Permeabilidad	84
Figura 57 Histograma de Presión máxima de fractura	85
Figura 58 Histograma de Longitud de fractura	85
Figura 59 Histograma de Ancho de fractura	86
Figura 60 Histograma de Gradiente de fractura	86
Figura 61 Histograma de Conductividad Promedia	87
Figura 62 Histograma de ISIP	87
Figura 63 Histograma de Conductividad adimensional de fractura	88
Figura 64 Campo Cusiana	89
Figura 65 diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	90
Figura 66 diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	90
Figura 66 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	91

Figura 68 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	92
Figura 69 diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	93
Figura 70 diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	93
Figura 71 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	94
Figura 72 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	95
Figura 73 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	95
Figura 74 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	96
Figura 75 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia	97
Figura 76 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia	97
Figura 77 Histograma de profundidad	98
Figura 78 Histograma de Permeabilidad	99
Figura 79 Histograma de Presión máxima de fractura	99
Figura 80 Histograma de Longitud de fractura	100
Figura 81 Histograma de Ancho de fractura	100
Figura 82 Gradiente de fractura	101
Figura 83 Histograma de Conductividad promedia de fractura	101
Figura 84 Histograma de ISIP	102
Figura 85 Histograma de Conductividad adimensional de fractura	102
Figura 86 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	103
Figura 87 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	104
Figura 88 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	105

Figura 89 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	105
Figura 90 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	106
Figura 91 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	107
Figura 92 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	108
Figura 93 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	108
Figura 94 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	109
Figura 95 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	109
Figura 96 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad de fractura	110
Figura 97 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad de fractura	111
Figura 98 Histograma de Profundidad	112
Figura 99 Histograma de Permeabilidad	113
Figura 100 Histograma de Presión máxima de fractura	113
Figura 101 Histograma de Longitud de fractura	114
Figura 102 Histograma de Ancho de fractura	114
Figura 103 Histograma de Gradiente de fractura	115
Figura 104 Histograma de Conductividad promedia de fractura	115
Figura 105 Histograma de ISIP	116
Figura 106 Histograma de FCD	116
Figura 107 Campo Recetor	118
Figura 108 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	119
Figura 109 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	119
Figura 110 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	120

Figura 111 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	121
Figura 112 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	122
Figura 113 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	122
Figura 114 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	123
Figura 115 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	124
Figura 116 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	124
Figura 117 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	125
Figura 118 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia	126
Figura 119 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedia	126
Figura 120 Histograma de Profundidad	127
Figura 121 Histograma de Permeabilidad	128
Figura 122 Histograma de Presión máxima de fractura	128
Figura 123 Histograma de Longitud de fractura	129
Figura 124 Histograma de Ancho de fractura	129
Figura 125 Histograma de Gradiente de fractura	130
Figura 126 Histograma de Conductividad promedia de fractura	130
Figura 127 Histograma de ISIP	131
Figura 128 Histograma de FCD	131
Figura 129 Campo Guando	133
Figura 130 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	134
Figura 131 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	134
Figura 132 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	135

Figura 133 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	136
Figura 134 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	137
Figura 135 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	137
Figura 136 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	138
Figura 137 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	139
Figura 138 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	139
Figura 139 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	140
Figura 140 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia	141
Figura 141 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedia	141
Figura 142 Histograma de Profundidad	142
Figura 143 Histograma de Permeabilidad	143
Figura 144 Histograma de Presión Máxima de fractura	143
Figura 145 Histograma de Longitud de fractura	144
Figura 146 Histograma de Ancho de fractura	144
Figura 147 Histograma de Gradiente de fractura	145
Figura 148 Histograma de Conductividad promedia de fractura	145
Figura 149 Histograma de ISIP	146
Figura 150 Histograma de FCD	146
Figura 151 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	147
Figura 152 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	148
Figura 153 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	149

Figura 154 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	149
Figura 155 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	150
Figura 156 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	151
Figura 157 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	152
Figura 158 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	152
Figura 159 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	153
Figura 160 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	153
Figura 161 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia	154
Figura 162 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedia	155
Figura 163 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad	156
Figura 164 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad	157
Figura 165 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	158
Figura 166 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura	158
Figura 167 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad	159
Figura 168 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad	160
Figura 169 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad	161
Figura 170 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad	161
Figura 171 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad	162
Figura 172 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad	162
Figura 173 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia	163

Figura 174	Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedia	164
Figura 175	Diagrama de barras FOI vs. Ancho de fractura	165
Figura 176	Diagrama de dispersión FOI vs. Ancho de fractura	165
Figura 177	Diagrama de barras FOI vs. FCD	166
Figura 178	Diagrama de barras FOI vs. FCD	167
Figura 179	Diagrama de barras FOI vs. Gradiente de fractura	168
Figura 180	Diagrama de dispersión FOI vs. Gradiente de fractura	168
Figura 181	Distribución de Gradiente de fractura	169
Figura 182	Distribución de Presión de fract	171
Figura 183	Tabla Factor F con confiabilidad de 95%	179
Figura 184	Tabla Factor F con confiabilidad de 97.5%	180
Figura 185	Tabla Factor F con confiabilidad de 99%	181

ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Fracturamiento hidráulico en el campo Cupiagua	191
Anexo B Fracturamiento hidráulico en el campo Cusiana	193
Anexo C. Fracturamiento hidráulico en el campo Buenos aires	194
Anexo D. Fracturamiento hidráulico en el campo Recetor	195
Anexo E. Fracturamiento hidráulico en el campo Piedemonte	195
Anexo F. Fracturamiento hidráulico en el campo Guando	196
Anexo G Fracturamiento hidráulico en el campo San francisco	201
Anexo H. Fracturamiento hidráulico en los campos Yariguí-Cantagallo	203
Anexo I. Fracturamiento hidráulico en el campo Llanito	203
Anexo J. Fracturamiento hidráulico en el campo Orito	204
Anexo K. Fracturamiento hidráulico en los campos Lisama, Tesoro, caribe y Acae.	204
Anexo L. Parámetros para el campo Cupiagua	205
Anexo M. Parámetros para el campo Cusiana	206
Anexo N. Parámetros para el Campo Buenos Aires	207
Anexo Ñ. Parámetros para el Campo Recetor	208
Anexo O. Parámetros para el Campo Guando	208
Anexo P. Parámetros para el Campo San Francisco	212
Anexo P. Parámetros para el Campo Yariguí – Cantagallo	214

RESUMEN

TITULO: EVALUACION ESTADISTICA DE LOS PARAMETROS OBTENIDOS EN LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA.*

AUTOR:JOSE CARLOS ARDENAS MONTES**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento Hidráulico, Técnicas estadística, Gradiente de fractura, Análisis de varianza, Colombia, Campos petroleros.

DESCRIPCIÓN

En el presente trabajo, se presenta el desarrollo de una evaluación estadística de los parámetros más relevantes en la ejecución de trabajos de fracturamiento hidráulico, que han sido efectuados en los campos petroleros de Colombia. Esta evaluación consta de una etapa de muestreo muy sencilla y no probabilística, causa de esto la preselección de los datos por las condiciones y requerimientos del trabajo. Seguidamente la validación de Parámetros promedios de los parámetros tales como; Profundidad, gradiente de fractura, longitud de fractura, presiones de fractura entre otros. Esta validación teniendo en cuenta los datos de campo mas representativos.

Posteriormente se realiza un análisis del comportamiento de estos parámetros, mediante una correlación de la proporción entre los mismos. Esto con el fin de determinar la variación de los mismos para un mismo campo, y observar la distribución de estos, con el enfoque del desarrollo de estos trabajos en zonas aledañas o cercanas.

Se finaliza con una técnica estadística especial, llamada “Anova”, (análisis de varianza). Con el fin de inferir acerca de la variación de los parámetros a nivel de campos, pero también a nivel de cuencas y en general. De igual forma, que determinar las condiciones operacionales más optimas en trabajos posteriores.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Petróleos, Director: Samuel Fernando Muñoz

ABSTRACT

TITLE: STATISTICAL EVALUATION OF THE OBTAINED PARAMETERS IN THE WORKS OF HYDRAULIC FRACTURING CARRIED OUT IN THE OIL FIELDS OF COLOMBIA.*

AUTHOR: JOSE CARLOS CARDENAS MONTES**

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, Statistical techniques, Fracture gradient, analysis of variance, Colombia, Oil fields.

DESCRIPTION

Presently work, the development of a statistical evaluation of the most excellent parameters is presented in the execution of works of hydraulic fracturing that you/they have been made in the oil fields of Colombia. This evaluation consists of a very simple sampling stage and non probabilistic, it causes of this the preselection of the data for the conditions and requirements of the work. Subsequently the validation of Parameters averages of the such parameters as; Depth, fracture gradient, fracture longitude, fracture pressures among others. This validation keeping in mind the field data but representative.

Later on he/she is carried out an analysis of the behavior of these parameters, by means of a correlation of the proportion among the same ones. This with the purpose of determining the variation of the same ones for oneself field, and to observe the distribution of these, with the I focused of the development of these works in areas next or near.

You concludes with a special, called statistical technique "Anova ", (variance analysis). with the purpose of inferring about the variation from the parameters to level of fields, but also at level of basins and in general. Of equal it forms that to determine the best operational conditions in later works.

* degree work

** Ability of Engineerings physical- chemical, School of Engineering Petroleums, Director: Samuel Fernando Muñoz

INTRODUCCION

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que tiene como objetivo el incremento de la producción de los pozos, aumentando el área de drenaje del yacimiento a la cara del pozo, eliminando el daño a la formación e incrementando la inyectividad de los mismos¹. Del conocimiento que se tenga del pozo, espacio o intervalo a fracturar, depende también el éxito del trabajo de estimulación.

En el presente trabajo se plantea una evaluación estadística, teniendo en cuenta el comportamiento de los parámetros mas representativos que se han obtenido al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en los diferentes campos petroleros de Colombia, tales como geometría de fractura, gradiente de fractura, presiones de fractura, entre otros.

Para la realización de esta evaluación se implementaran técnicas estadísticas que permitan inferir sobre los tipos de comportamiento que se presentaron la realizar trabajos de fracturamiento hidráulico, tales como coeficientes de correlación, covarianza, variabilidad, entre otros. El objetivo de esta evaluación es poder contar con la distribución de parámetros mas representativos en los campos donde se han realizado trabajos de fracturamiento, sectorizar zonas de acuerdo con dichos parámetros y observar como se comportan las tendencias de los parámetros en el área donde se obtuvieron, con el objeto de una posible extrapolación a zonas aledañas.

En esta evaluación se encontraran varios tipos de relaciones entre los parámetros, para poder inferir de acuerdo a la variación de estos, las posibles correlaciones, y cuan sensibles son a los cambios que se pudieran presentar. Las técnicas univariantes para apreciar la tendencia más fuerte de cada parámetro, y las técnicas con dos variables para observar los comportamientos de intercepción.

¹ BJ Services Company S.A “ Handbook of Hydraulic fracturing, 1986

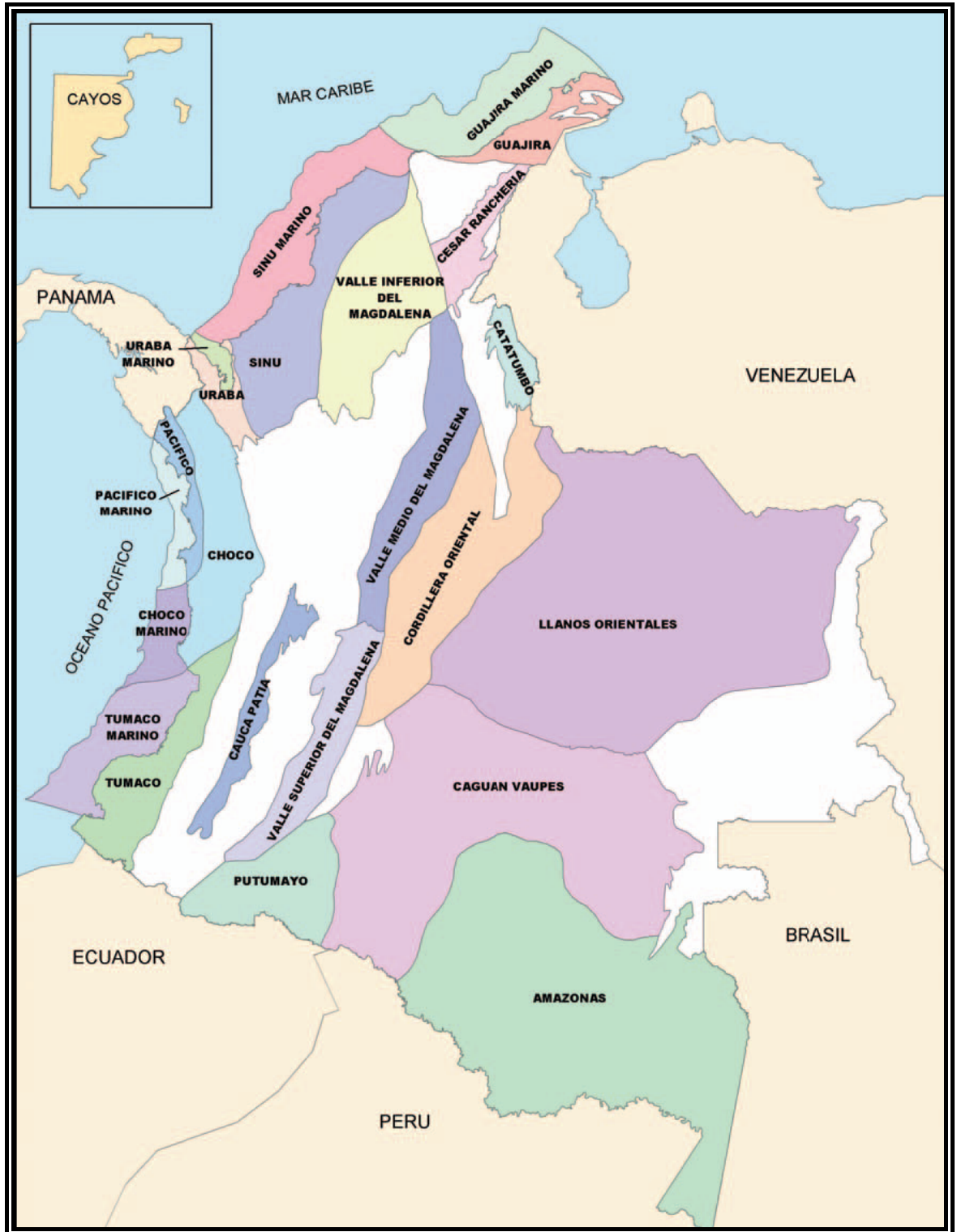
1. GENERALIDADES ESTADISTICAS

Colombia, a pesar de no ser un país petrolero, presenta una producción de petróleo, considerable y representativa. En la actualidad el país cuenta con 23 cuencas sedimentarias (ANH), de las cuales solo 7 son productoras de petróleo y algunas ya están en prospectiva para su posible explotación.

Anteriormente se tenían establecidas 13 cuencas sedimentarias que representan un área total de 88.545.000 acres. En la actualidad, hay 23 cuencas establecidas¹¹, de las cuales 7 son cuencas productoras, que a su vez no están completamente exploradas. Esto arroja un resultado de cerca del 90% del área sedimentaria del país sin explorar.

Desde los inicios de la industria petrolera en Colombia hasta ahora, se han desarrollado cerca de 267 Campos de petróleo, aunque hay subdivisiones según la Acipet (*Asociación de ingenieros de petróleos*), que dan como resultado un total de 304 campos de petróleo distribuidos en todas las cuencas¹⁰. Esta subdivisión hace referencia a campos divididos en zonas, y pozos con una producción tan considerable, que se mencionan como campos. A continuación se presenta la distribución de estos campos por cuencas sedimentarias.

Figura 1 Mapa colombiano de cuencas sedimentarias



Fuente: ECOPEL (ANH)

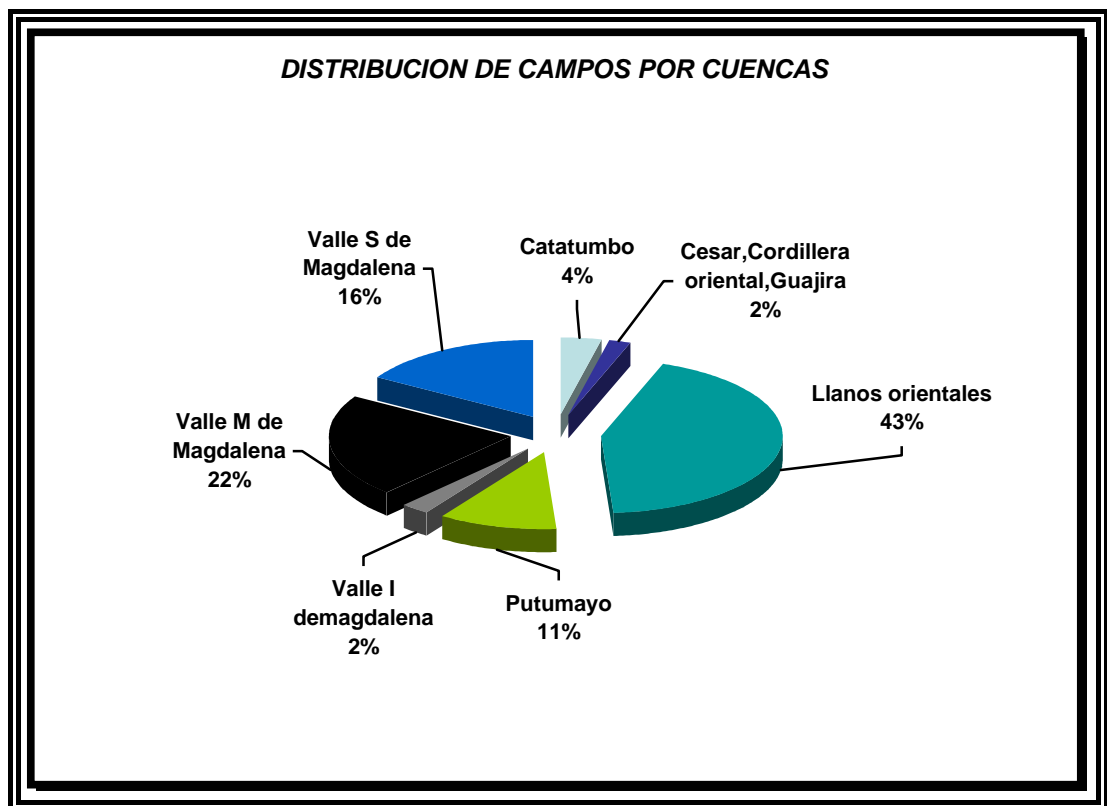
La Distribución de los campos petroleros existentes en el país se presenta de la siguiente forma; incluye pozos grandes, campos comerciales y no comerciales.

Tabla 1 Distribución de campos por cuencas

CUENCAS	CAMPOS
Catatumbo	11
Cesar, Cordillera oriental, Guajira	6
Llanos orientales	132
Putumayo	32
Valle Inferior de magdalena	7
Valle Medio de Magdalena	66
Valle Superior de Magdalena	50
TOTAL DE CAMPOS	304

Fuente: Asociación de ingenieros de petróleos (Acipet)

Figura 2 Distribución de campos por cuencas sedimentarias



Fuente: Acipet

Como se puede observar en la figura 2, los llanos orientales cuentan con casi la mitad de los campos petroleros de Colombia, con 43% de los campos o lo que equivale a 132 campos de petróleo; aquí debe hacerse un detenimiento y comenzar a inferir acerca de cuales son las zonas en las que debería centrarse la atención a la hora de pensar en trabajos de estimulación, específicamente el fracturamiento hidráulico, ya que no solo existe la mayor concentración de campos petroleros, si no que como veremos mas adelante, también es esta cuenca la mayor productora de petróleo del país. En segundo lugar el valle medio del magdalena con el 22%, equivalente a 66 campos, y así sucesivamente.

A continuación se muestra como es la clasificación o distribución de los campos de petróleo del país por cuencas sedimentarias. Esto con el objeto de conocer y tener en cuenta en el desarrollo de este trabajo a que cuencas pertenecen los campos en los que se han llevado a cabo los trabajos de fracturamiento hidráulico.

1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CAMPOS POR CUENCAS SEDIMENTARIAS

1.1.1 Cuenca del Catatumbo

Limites.

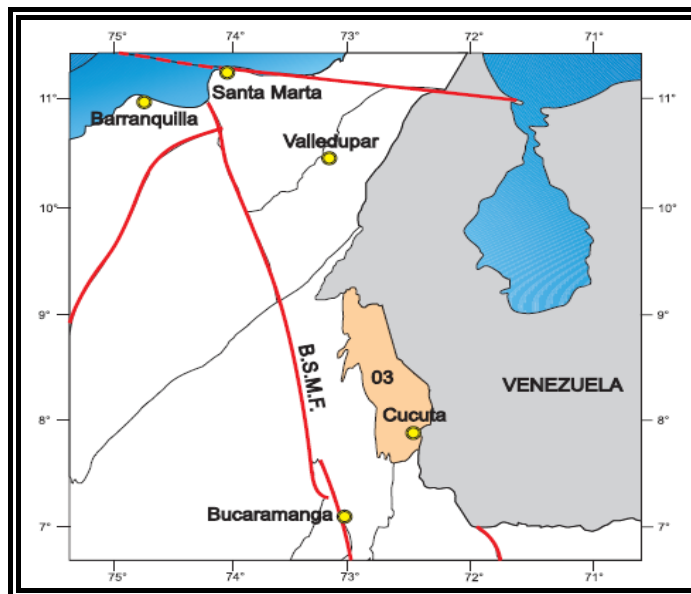
Al norte con Borde geográfico con Venezuela

Al sur con la cordillera oriental

Al oeste con el macizo ígneo y metamórfico de Santander.

Al este con Borde geográfico con Venezuela

Figura 3 Mapa cuenca del Catatumbo



Fuente: ANH

Tabla 2 Campos cuenca del Catatumbo

CUENCA DEL CATATUMBO	
CAMPOS	
Campo Yuca	Petrólea
Carbonera	Puerto Barco
Carbonera - La Silla	Río de Oro
Cerrito	Río Zulia
Orú	Sardinata
Tibú	

Fuente: Acipet

1.1.2 Cuenca del Cesar, Cordillera Oriental y Guajira

➤ Cuenca Cesar Ranchería

Limites.

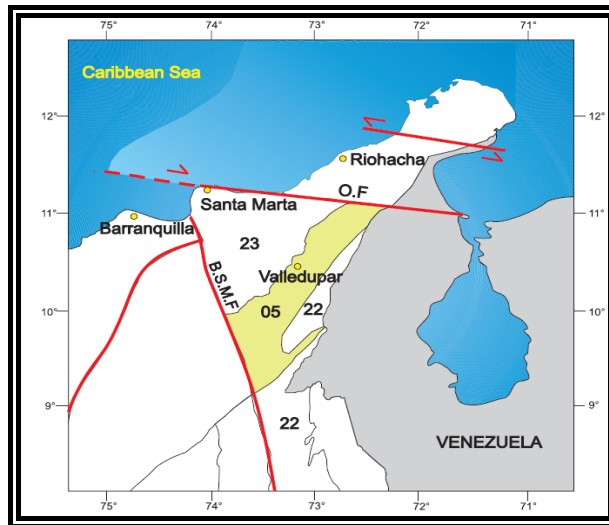
Suroeste: Falla Bucaramanga-Santa Marta

Sureste: Serranía de Perijá; el límite colombiano-venezolano.

Noreste: La Falla de Oca

Noroeste: Sierra Nevada de Santa Marta

Figura 4 Mapa cuenca del Cesar Ranchería



Fuente: ANH

➤ Cuenca de la Guajira

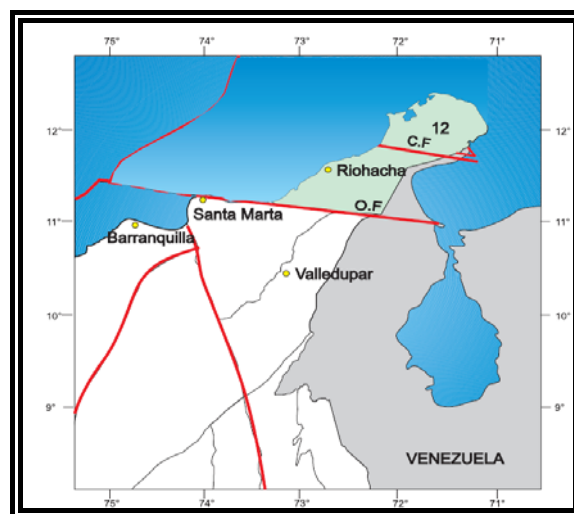
Limites

Norte y Noroeste: El Nordeste de la línea de la costa caribeño:

Sur: La Falla de la Oca

Sudeste: La frontera de Colombia-Venezuela

Figura 5 Mapa cuenca de la Guajira



Fuente: ANH

➤ Cuenca de la cordillera oriental

Limites

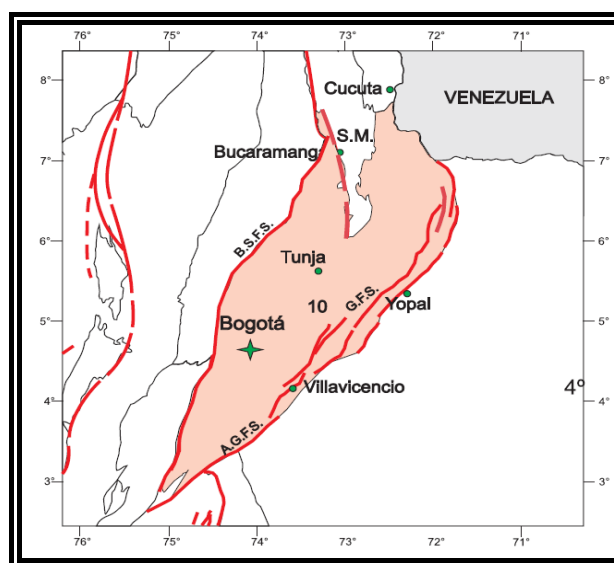
Noroeste: El Cordillera colinas, falla sistema oriental

Este: la Serranía de Chiribiquete (SCH)

Sur: La frontera Internacional ecuatoriano-peruana

Noreste: La sierra del la Macarena (SM)

Figura 6 Mapa cuenca de la Cordillera Oriental



Fuente: ANH

Tabla 3 Campos de las cuencas Cesar, Guajira y Cordillera Oriental

CUENCA CORDILLERA CENTRAL, GUAJIRA Y CESAR	
CAMPOS	
Buena vista	El cóndor
Ballena	Riohacha
Chuchupa	Cesar

Fuente: Acipet

1.1.3 Cuenca de los Llanos Orientales

Limites

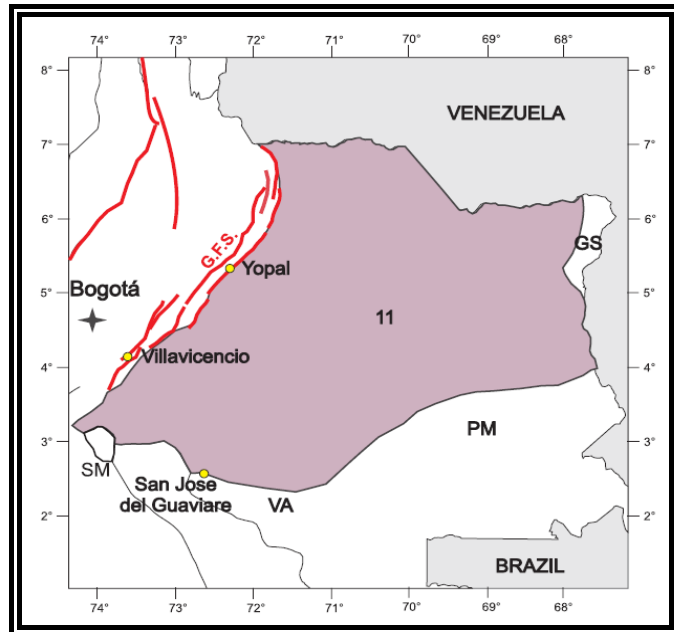
Norte: Frontera con Venezuela

Sur: Serranía del la Macarena, Vaupés

Hacia el oeste: el sistema del empujón fronterizo de la Cordillera Oriental

Del este: El Escudo de Guyana

Figura 7 Mapa cuenca de los Llanos orientales



Fuente: ANH

Tabla 4 Campos y pozos Cuenca de los Llanos Orientales

CUENCA LLANOS ORIENTALES		
CAMPOS		
<i>Abejas</i>	<i>Dorotea</i>	<i>Paravare</i>
<i>Almagro</i>	<i>Elisita (pozos Bengala)</i>	<i>Pastora</i>
<i>Apiay</i>	<i>Entrerios</i>	<i>Pauto Sur</i>
<i>Apiay Este</i>	<i>Estero (Pozos Paloblanco)</i>	<i>Peguita (pozos Jaguar)</i>
<i>Araguato</i>	<i>Floreña</i>	<i>Pirito</i>
<i>Arauca</i>	<i>Gaván</i>	<i>Pompeya</i>
<i>Austral</i>	<i>Gibraltar</i>	<i>Quenane</i>
<i>Barquereña</i>	<i>Guanapalo</i>	<i>Rancho Hermoso</i>
<i>Búcaro</i>	<i>Guarilaque</i>	<i>Rancho Quemado</i>
<i>Cabiona</i>	<i>Guarimena</i>	<i>Redondo</i>
<i>Cajaro (Paloblanco)</i>	<i>Guasar</i>	<i>Redondo Este</i>

<i>Camoa</i>	<i>Guatiquía</i>	<i>Remache Norte</i>
<i>Campo Rico</i>	<i>Guayuriba</i>	<i>Remache Sur</i>
<i>Canacabare</i>	<i>Jiba</i>	<i>Remana</i>
<i>Candalay</i>	<i>Jorcán</i>	<i>Rubiales</i>
<i>Caño Duya</i>	<i>Jordán</i>	<i>San Fernando</i>
<i>Caño Gandul</i>	<i>Jordán Este</i>	<i>Santiago (Juncal)</i>
<i>Caño Garza</i>	<i>Jordán Norte</i>	<i>Sardinas</i>
<i>Caño Garza Este</i>	<i>La Cañada Norte</i>	<i>Saurio</i>
<i>Caño Garza Norte</i>	<i>La Flora</i>	<i>Sirenas</i>
<i>Caño Limón</i>	<i>La Gloria</i>	<i>Suria</i>
<i>Caño Rondón</i>	<i>La Gloria Norte</i>	<i>Suria Sur</i>
<i>Caño Verde</i>	<i>La Punta</i>	<i>Tanane</i>
<i>Caño Yarumal</i>	<i>La Reforma</i>	<i>Tierra Blanca</i>
<i>Capachos</i>	<i>La Yuca Este</i>	<i>Tilodirán</i>
<i>Caracara-Sur</i>	<i>Laurita (Pozos Tambaquí)</i>	<i>Toca</i>
<i>Careto</i>	<i>Libertad</i>	<i>Tonina</i>
<i>Caricare</i>	<i>Libertad Norte</i>	<i>Toruno</i>
<i>Carupana</i>	<i>Liria</i>	<i>Trinidad</i>
<i>Castilla</i>	<i>Los Hatos</i>	<i>Trompillos</i>
<i>Castilla Este</i>	<i>Los Toros</i>	<i>Valdivia</i>
<i>Castilla Norte</i>	<i>Macarenas</i>	<i>Vigía</i>
<i>Centauros Sur</i>	<i>Malabares</i>	<i>Yalea</i>
<i>Chaparrito</i>	<i>Matanegra Norte</i>	<i>Arauco</i>
<i>Chaparrito Norte</i>	<i>Matanegra Oeste</i>	<i>Ocelote</i>
<i>Chichimene</i>	<i>Mateguafa</i>	<i>Tocaría</i>
<i>Corocora</i>	<i>Morichal</i>	<i>Bastidas</i>
<i>Cosecha</i>	<i>Morichito</i>	<i>Mauritia Norte</i>
<i>Cravo Este</i>	<i>Ocoa</i>	<i>Carrizalez</i>
<i>Cravo Sur</i>	<i>Ocumo</i>	<i>Corcel</i>
<i>Cupiagua</i>	<i>Ojo de Tigre</i>	<i>Canaguey</i>
<i>Cupiagua Sur</i>	<i>Palito</i>	<i>Cosecha-A</i>
<i>Cusiana</i>	<i>Palmar</i>	<i>Terecay</i>
<i>Dele</i>	<i>Palmarito</i>	<i>Matemarrano</i>

Fuente: Acipet

1.1.4 Cuenca de Putumayo

Limites

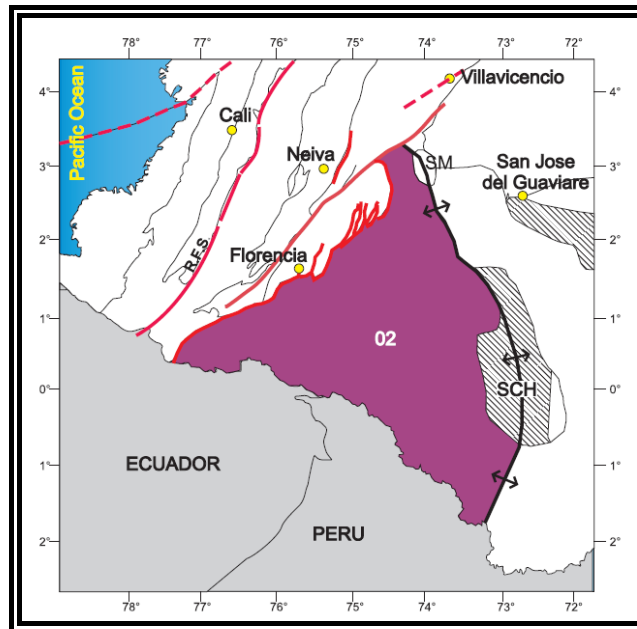
El noroeste: El Cordillera colinas falta sistema oriental

Del este: la Serranía de Chiribiquete (SCH)

Al sur: La frontera Internacional ecuatoriano-peruana

El nordeste: La sierra del la Macarena (SM)

Figura 8 Mapa cuenca del Putumayo



Fuente: ANH

Tabla 5 Campos Cuenca del Putumayo

CUENCA PUTUMAYO	
CAMPOS	
Acae-San Miguel (Puerto Colón)	Miraflor
Alborada	Nancy
Alea	Orito
Caribe	Piñuña
Cencella	Quillí
Churuyaco	Quillacinga
Cohembí	Quinde
Curiquinga	San Antonio

Costayaco	San Miguel
Guayuyaco	Sibundoy
Hormiga	Sucio
Juanambu	Sucumbíos
Linda	Temblón
Loro	Toroyaco
Mansoyá	Yurilla
Mary	

Fuente: Acipet

1.1.5 Cuenca valle inferior del Magdalena.

Limites

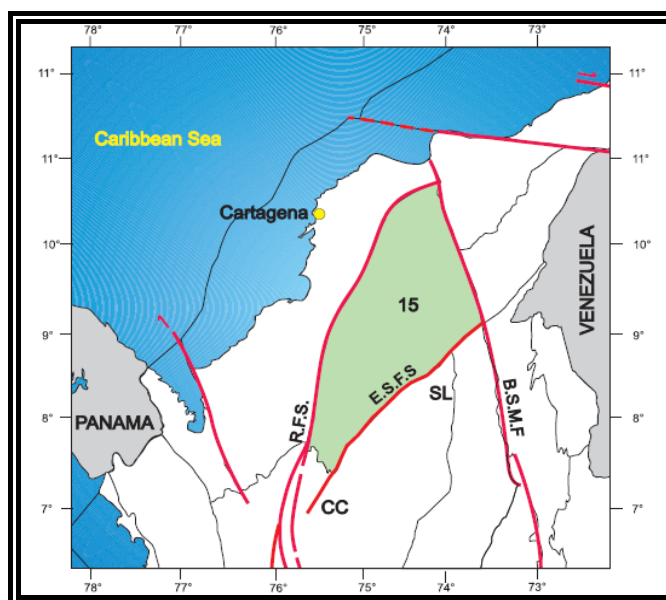
Norte: El Romeral falta sistema (R.F.S)

Hacia el oeste: El Romeral falta sistema (R.F.S.)

Al sur y Del sudeste: Cordillera (CC central) y Serranía de San Lucas (SL)

Del este: falla Bucaramanga-Santa Marta el sistema (B.S.M.F)

Figura 9 Mapa cuenca del Valle inferior del Magdalena



Fuente: ANH

Tabla 6 Campos Cuenca Valle inferior del Magdalena

CUENCA VALLE INFERIOR DE MAGDALENA	
CAMPOS	
Arianna	Guepajé
Boquete	Momposina
Boquilla	Tablón
Cicuco	

Fuente: Acipet

1.1.6 Cuenca valle medio del Magdalena

Limites

Sudeste: Bituima y sistemas de falla Salina (B.S.F.S.)

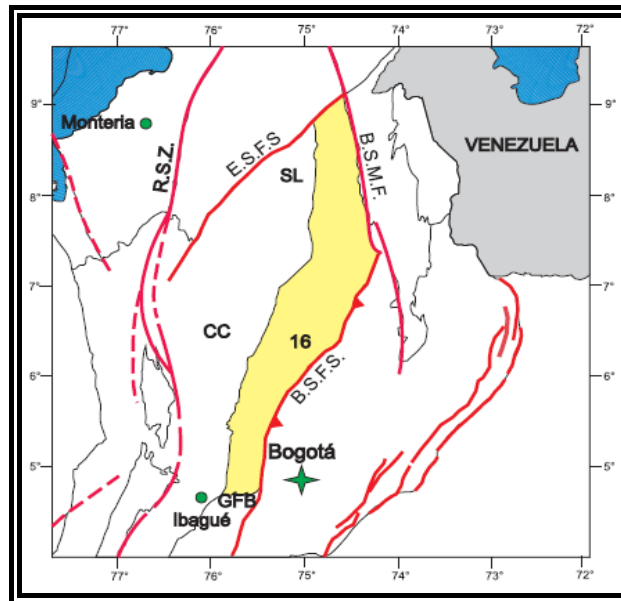
Norte: Falla Espiritu Santo sistema (E.S.F.S)

Hacia el oeste: Serranía de San Lucas (SL)

Sur: Pliegue de Girardot (GFB)

Nordeste: el sistema de la falla Bucaramanga-Santa Marta (B.S.M.F.)

Figura 10 Mapa cuenca del Valle medio del Magdalena



Fuente: ANH

Tabla 7 Campos Cuenca Valle medio del Magdalena

CUENCA VALLE MEDIO DE MAGDALENA	
CAMPOS	
<i>Abarco</i>	<i>Lisama</i>
<i>Aguas Blancas</i>	<i>Llanito</i>
<i>Aguas Claras</i>	<i>Los Ángeles</i>
<i>Arce</i>	<i>Moriche</i>
<i>Aureliano</i>	<i>Nare (antes Nare Asociación)</i>
<i>Bajo Río</i>	<i>Nutria</i>
<i>Barranca - Lebrija</i>	<i>Olivo</i>
<i>Bonanza</i>	<i>Opón</i>
<i>Caipal</i>	<i>Palagua</i>
<i>Cantagallo</i>	<i>Pavas</i>
<i>Casabe</i>	<i>Payoa</i>
<i>Catalina</i>	<i>Peñas Blancas</i>
<i>Cedral</i>	<i>Peroles</i>
<i>Chicalá</i>	<i>Quebrada Roja</i>
<i>Cocorná</i>	<i>Sabana</i>
<i>Colorado</i>	<i>San Luís</i>
<i>Conde</i>	<i>San Mateo</i>
<i>Corazón - Monas-Las fieras</i>	<i>San Roque</i>
<i>Corazón West B</i>	<i>San Silvestre</i>
<i>Cristalina</i>	<i>Santa Lucía</i>
<i>Doña María</i>	<i>Santos</i>
<i>Gala</i>	<i>Sílfide</i>
<i>Galán</i>	<i>Sogamoso</i>
<i>Garzas</i>	<i>Suerte</i>
<i>Girasol (Jazmín Norte)</i>	<i>Teca</i>
<i>Guaraquíes</i>	<i>Tesoro</i>
<i>Infantas</i>	<i>Tisquirama</i>
<i>Jazmín</i>	<i>Torcaz</i>
<i>La Cira</i>	<i>Totumal</i>
<i>La Rompida</i>	<i>Underriver (Pozo Tronco)</i>
<i>La Salina</i>	<i>Velásquez</i>
<i>Liebre</i>	<i>Yariguí</i>
<i>Lilia</i>	<i>Zenón</i>

Fuente: Acipet

1.1.7 Cuenca valle superior del Magdalena

Limites

Norte: Girardot pliegan el cinturón (GFB)

Del sudeste: Parcialmente el Algeciras-Garzón falta sistema (A.G.F.S.)
 El nordeste: El Bituima-La el Salina falta sistema (B.S.F.S.)
 Hacia el oeste: La Cordillera Central (el C.C.P.)

Figura 11 Mapa cuenca del Valle superior del Magdalena



Fuente: ANH

Tabla 8 Campos Cuenca Valle superior del Magdalena

CUENCA VALLE SUPERIOR DE MAGDALENA	
CAMPOS	
Abanico	Ortega
Ambrosía	Pacandé
Andalucía Sur	Palermo
Balcón	Palo grande
Brisas	Pauta
Cebú	Pijao
Chenche	Pulí
Dina Cretáceo	Purificación
Dina Terciario	Quimbaya
Don Pedro	Río Ceibas
Espino	Río Opía
Fénix	Río Saldaña
Gigante	Samarkanda
Granadilla	San Francisco
Guaduas (Segundo y Tres Pasos)	Santa Clara

<i>Guando</i>	<i>Tello</i>
<i>Guásimo</i>	<i>Tenerife</i>
<i>Hato Nuevo - Lomalarga</i>	<i>Tetuan</i>
<i>La Hocha</i>	<i>Toldado</i>
<i>La Jagua</i>	<i>Toqui - Toqui</i>
<i>Maná</i>	<i>Totare</i>
<i>Matachín Norte y Sur (Pozo Espino-Revancha - venganza)</i>	<i>Toy</i>
<i>Monicongo</i>	<i>Yaguará</i>
<i>Montañuelo</i>	<i>Lomalarga</i>

Fuente: Acipet

1.2 ESTADISTICAS DE PRODUCCION AÑO 2007

A continuación se muestra la producción anual de cada uno de los campos para el termino del año 2007, donde se considera un aumento de aproximadamente 28000 BIs en relación con el año 2006.

1.2.1 Cuenca de Catatumbo

Tabla 9 Producción de petróleo Cuenca del Catatumbo

CUENCA DEL CATATUMBO	
Campo	Producción total año 2007 (BIs)
<i>Campo Yuca</i>	*
<i>Carbonera</i>	*
<i>Carbonera - La Silla</i>	10.105
<i>Cerrito</i>	*
<i>Orú</i>	*
<i>Petrólea</i>	77.873
<i>Puerto Barco</i>	5.322
<i>Río de Oro</i>	*
<i>Río Zulia</i>	272.558
<i>Sardinata</i>	46.980
<i>Tibú</i>	670.714
Total Catatumbo	1.083.552

Fuente: Acipet

1.2.2 Cuenca Cesar, Cordillera Oriental y Guajira

Tabla 10 Producción de petróleo Cuenca del Cesar, cordillera o y Guajira

CUENCA DEL CESAR, CORDILLERA ORIENTAL Y GUAJIRA	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
CORDILLERA ORIENTAL	
Buena vista	39.354
El Cóndor	10.659
Total cuenca	50.013
GUAJIRA	
Ballena	GAS
Chuchupa	GAS
Riohacha	
CESAR	
Patillal	*

Fuente: Acipet

1.2.3 Cuenca Llanos Orientales

Tabla 11 Producción de petróleo Cuenca de los Llanos Orientales

CUENCA LLANOS ORIENTALES			
Campo	Producción total año 2007 (Bls)	Campo	Producción total año 2007 (Bls)
Abejas	323.946	La Punta	537.394
Almagro	79.360	La Reforma	3.384
Apiay	2.106.169	La Yuca Este	*
Apiay Este	280.318	Laurita (Pozos Tambaquí)	24.886
Araguato	221.717	Libertad	4.791
Arauca	102.617	Libertad Norte	80.701
Austral	85.799	Liria	*
Barquereña	156.935	Los Hatos	51.461
Búcaro	*	Los Toros	75.482
Cabiona	99.990	Macarenas	-
Cajaro (Paloblanco)	36.822	Malabares	*
Camoa	36.353	Matanegra Norte	53.756
Campo Rico	526.896	Matanegra Oeste	10.340
Canacabare	36.666	Mateguafa	30.187
Candalay	19.452	Morichal	50.280
Caño Duya	36.218	Morichito	*
Caño Gandul	396.931	Ocoa	*
Caño Garza	117.704	Ocumo	8.361
Caño Garza Este	39.950	Ojo de Tigre	671
Caño Garza Norte	306.276	Palito	*
Caño Limón	20.990.381	Palmar	*
Caño Rondón	71.538	Palmarito	266.956

Caño Verde	*	Paravare	32.299
Caño Yarumal	5.415.503	Pastora	42.483
Careto	186.577	Pirito	49.291
Caricare	3.554.484	Pompeya	17.158
Carupana	293.960	Quenane	*
Castilla	7.640.116	Rancho Hermoso	1.037.331
Castilla Este	301.008	Rancho Quemado	13.097
Castilla Norte	13.535.720	Redondo	1.444.522
Centauros Sur	184.612	Redondo Este	28.481
Chaparrito	77.764	Remache Norte	406.170
Chaparrito Norte	*	Remache Sur	281.909
Chichimene	2.160.159	Remana	*
Corocora	829.568	Rubiales	6.834.318
Cosecha	1.613.716	San Fernando	*
Cravo Este	34.012	Santiago (Juncal)	1.045.788
Cravo Sur	55.617	Sardinas	734.529
Cupiaqua	20.642.526	Saurio	*
Cupiaqua Sur	*	Sirenas	32.022
Cusiana	9.321.271	Suria	1.153.800
Dele	318.832	Suria Sur	1.111.482
Dorotea	34.931	Tanane	8.948
Elisita (pozos Bengala)	1.452.007	Tierra Blanca	5.423
Entrerios	424.898	Tilodirán	222.902
Estero (Pozos Paloblanco)	105.525	Toca	11.858
Floreña	1.353.370	Tonina	30.653
Gaván	237.051	Toruno	12.153
Gibraltar	*	Trinidad	608.730
Guanapalo	67.196	Trompillos	23.716
Guarilaque	1.025.985	Valdivia	531.814
Guarimena	*	Vigía	239.557
Guasar	404.783	Yalea	31.579
Guatiquía	772.938	Arauco	46.057
Guayuriba	17.924	Ocelote	43.600
Jiba	961.246	Tocaría	53.106
Jorcán	11.427	Bastidas	41.773
Jordán	761.144	Mauritia Norte	31.788
Jordán Este	10.703	Carrizalez	66.402
Jordán Norte	23.446	Corcel	*
La Cañada Norte	71.394	Canaguey	838.085
La Flora	181.236	Cosecha-A	118
La Gloria	643.629	Terecay	720.258
La Gloria Norte	172.519	Matemarrano	12.286
Total llanos orientales			
127.565.748			

Fuente: Acipet

1.2.4 Cuenca del Putumayo

Tabla 12 Producción de petróleo Cuenca del Putumayo

CUENCA DEL PUTUMAYO	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
<i>Acae-San Miguel (Puerto Colón)</i>	484.946
<i>Alborada</i>	43.096
<i>Caldero</i>	*
<i>Caribe</i>	79.964
<i>Cencella</i>	56.411
<i>Churuyaco</i>	16.313
<i>Cohembí</i>	374.433
<i>Curiquinga</i>	12.863
<i>Guayuyaco</i>	196.347
<i>Hormiga</i>	6.167
<i>Linda</i>	31.507
<i>Loro</i>	440.657
<i>Mansoyá</i>	64.974
<i>Mary</i>	262.894
<i>Mirafior</i>	59.293
<i>Nancy</i>	166.722
<i>Orito</i>	2.086.233
<i>Piñuña</i>	117.396
<i>Quillí</i>	*
<i>Quillacinga</i>	44.996
<i>Quinde</i>	43.561
<i>San Antonio</i>	34.087
<i>San Miguel</i>	*
<i>Sibundoy</i>	31.598
<i>Sucio</i>	23.430
<i>Sucumbíos</i>	59.857
<i>Temblón</i>	*
<i>Toroyaco</i>	112.191
<i>Yurilla</i>	137.843
<i>Costayaco</i>	283.417
<i>Juanambu</i>	136.062
<i>Alea</i>	5.211
<i>Total Putumayo</i>	5.412.469

Fuente: Acipet

1.2.5 Cuenca Valle inferior del Magdalena

Tabla 13 Producción de petróleo Cuenca Valle inferior del Magdalena

CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
Arianna	2
Boquete	24.933
Boquilla	*
Cicuco	103.930
Guepajé	29
Momposina	4.145
Tablón	*
Total Valle inferior del magdalena	133.039

Fuente: Acipet

1.2.6 Cuenca Valle medio de magdalena

Tabla 14 Producción de petróleo Cuenca Valle medio del Magdalena

CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
Abarco	6.793
Aguas Blancas	21.983
Aguas Claras	*
Arce	2.666
Bajo Río	3.470
Barranca - Lebrija	4.757
Bonanza	302.685
Caipal	11.577
Cantagallo	348.707
Casabe	2.935.091
Catalina	44
Cedral	*
Chicalá	1.799
Cocorná	111.013
Colorado	6.486
Conde	71.477
Corazón - Monas-Las fieras	34.579
Corazón West B	107.940
Cristalina	56.859
Doña María	13.044
Gala	487.963
Galán	191.981
Garzas	21.780
Girasol (Jazmín Norte)	1867

Guaraquíes	*
Infantas	637.473
Jazmín	4.445.222
La Cira	3.019.851
La Rompida	21.321
La Salina	792.509
Liebre	24.275
Lilia	499
Lisama	1.001.829
Llanito	904.587
Los Ángeles	158.741
Nare (antes Nare Asociación)	278.547
Nutria	332.041
Olivo	9.000
Opón	26.518
Palagua	1.170.805
Pavas	17.042
Payoa	334.091
Peñas Blancas	38.245
Peroles	20.159
Quebrada Roja	584
Sabana	4.589
San Luís	22.868
San Mateo	*
San Roque	40.481
San Silvestre	5.951
Santa Lucía	122.640
Santos	520.641
Sílfide	3.047
Sogamoso	3.878
Suerte	177.281
Teca	910.805
Tesoro	171.205
Tisquirama	57.682
Torcaz	15.883
Totumal	7.353
Underriver (Pozo Tronco)	553.188
Velásquez	1.069.441
Yariguí	4.049.909
Zenón	*
Aureliano	621
Moriche	
Total valle medio del magdalena	25.715.363

Fuente: Acipet

1.2.7 Cuenca Valle superior de Magdalena

Tabla 15 Producción de petróleo Cuenca superior del Magdalena

CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
<i>Abanico</i>	1.318.737
<i>Ambrosía</i>	32.683
<i>Andalucía Sur</i>	70.523
<i>Balcón</i>	1.310.530
<i>Brisas</i>	139.144
<i>Cebú</i>	160.418
<i>Chenche</i>	23.042
<i>Dina Cretáceo</i>	344.764
<i>Dina Terciario</i>	1.003.156
<i>Don Pedro</i>	*
<i>Espino</i>	9.748
<i>Fénix</i>	*
<i>Gigante</i>	299.471
<i>Granadilla</i>	*
<i>Guaduas (Segundo y Tres Pasos)</i>	408.985
<i>Guando</i>	11.332.071
<i>Guásimo</i>	*
<i>Hato Nuevo - Lomalarga</i>	*
<i>La Hocha</i>	473.262
<i>La Jagua</i>	24.361
<i>Maná</i>	290.617
<i>Matachín Norte y Sur (Pozo Espino-Revancha - venganza)</i>	1.851.481
<i>Monicongo</i>	*
<i>Montañuelo</i>	721
<i>Ortega</i>	54.941
<i>Pacandé</i>	60.874
<i>Palermo</i>	116.002
<i>Palogrande</i>	739.123
<i>Pauta</i>	21.085
<i>Pijao</i>	214.935
<i>Pulí</i>	88.171
<i>Purificación</i>	141.945
<i>Quimbaya</i>	96.705
<i>Río Ceibas</i>	996.243

Río Opía	17.271
Río Saldaña	57.874
Samarkanda	1.557
San Francisco	3.704.606
Santa Clara	719.519
Tello	2.798.806
Tenay	672.166
Tenerife	16.260
Tetuan	*
Toldado	501.446
Toqui - Toqui	525.693
Totare	42.161
Toy	33.027
Yaguará	1.835.916
Lomalarga	20.347
Pacande Norte	17.864
Total valle superior del magdalena	32.588.251

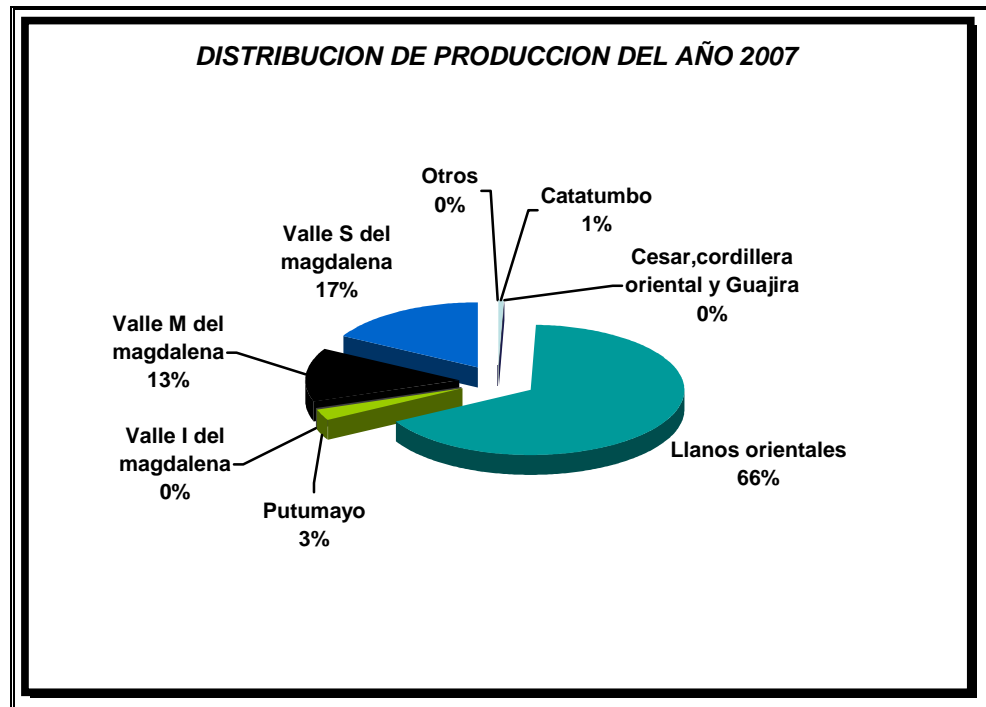
Fuente: Acipet

Tabla 16 Producción de petróleo de otros campos

OTROS	
Campo	Producción total año 2007 (Bls)
Patiño	*
Caporo	*
Leona	6.763
Las Sur	73
Torosentado	66.996
Total otros	73.832

Fuente: Acipet

Figura 12 Distribución de producción de petróleo por cuencas



Fuente: Acipet

2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Las técnicas de estimulación son una herramienta poderosa que permite obtener un mejor y excelente desarrollo de la producción de pozos petrolíferos. Son imprescindibles cuando los parámetros que afectan la producción, tales como el daño a la formación ó Skin y otras alteraciones presentadas en pozo, son de notable perjuicio en el desarrollo del mismo⁵.

Estas técnicas han tenido un gran y notable impacto dentro de la industria mundial del petróleo, ya que al pasar del tiempo su aplicabilidad ha sido representada en alzas y mejoramiento de la producción en los pozos en que han sido llevadas a cabo. Dentro de este marco se puede destacar el fracturamiento hidráulico.

2.1 GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación la cual consiste en aplicar presión hidráulica a una roca, hasta producir la fractura de la misma. Se mantiene la presión hidráulica para extender la fractura más allá del punto en que esta roca falla y se produce la fractura¹⁰.

Para la realización de esta fractura es necesario un fluido de fractura y un material de soporte. Los fluidos de fractura en la actualidad están disponibles para todo tipo de situaciones: fluidos base agua, base hidrocarburo, espumas con gases, de alta y baja viscosidad, para bajas y altas temperaturas, etc. Igualmente se han implementado los agentes de sostén o material de soporte, pues se disponen de materiales manufacturados de alta capacidad y resistencia⁵.

El objetivo de esta técnica es mejorar la capacidad de flujo de los fluidos hacia la cara del pozo productor que este en operación, hacer una conexión de fracturas naturales, eliminar el daño que tenga la formación y crear una gran área de drenaje⁶. En materia de esta técnica se puede decir que no es tan sencilla como se pudiera llegar a pensar. De hecho el estudio a realizar

antes de un fracturamiento es riguroso. La presión necesaria para fracturar una roca esta relacionada al estado de tensiones en la formación, la dirección de los esfuerzos, todo el estado mecánico del pozo y el tipo de formación que se desea atacar; esto hablando de las respectivas composiciones⁵. Se debe ser muy cuidadoso a la hora de diseñar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

Ahora, si se habla del tiempo de fracturar, es de vital importancia tener en cuenta lo siguiente: Fracturar mientras el pozo posee una alta producción es bastante anti-económico. Hasta tanto el pozo no decline por debajo de valores aceptables, la fractura no ayudará al operador a recuperar su inversión. Por otra parte cuanto mas tiempo espere el operador para fracturar, después de que el pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no rentable⁵. Fracturar en el momento que comienza la declinación, por lo general resulta el mejor momento, y se obtiene como resultado una mayor producción de hidrocarburos.

En ciertas condiciones el fracturamiento hidráulico en campos maduros puede llegar a ser provechosa. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo esta produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de fractura⁶. Mientras que la fractura pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a extender el tiempo de recuperación económica invertida.

Los pozos marginales o maduros, con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fractura. Por lo general se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles de mayor permeabilidad puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

Los cálculos del espesor de la zona a fracturar son solamente una manera de expresar el petróleo recuperable, se considera que el espesor mínimo rentable requerido para fracturar es de 10 a 15 pies⁵. Cuando se consideran zonas delgadas debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona, si no solo de la recuperación final y los gastos de tratamientos. El fracturamiento en zonas delgadas, sin embargo, puede ser

beneficioso cuando el espesor de la formación es casi nulo, donde están ensanchadas o donde las secciones productoras no están bien definidas.

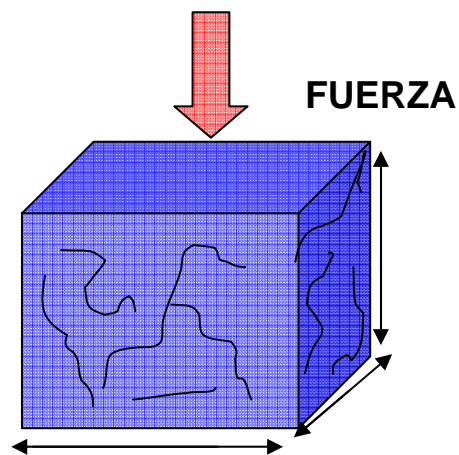
2.2. MECÁNICA DE ROCAS

Cuando los diferentes tipos de materiales se someten a algún esfuerzo, estos se deforman. Si al retirar el esfuerzo el material recupera su forma original, se dice que el material es elástico, pero si no lo hace, si no que ocurre una deformación permanente se dice que es un material plástico³.

Para el caso general se consideran las rocas como materiales elásticos, aunque no siempre es así. Por lo tanto se considera valido aplicar algunos conceptos de la teoría de elasticidad.

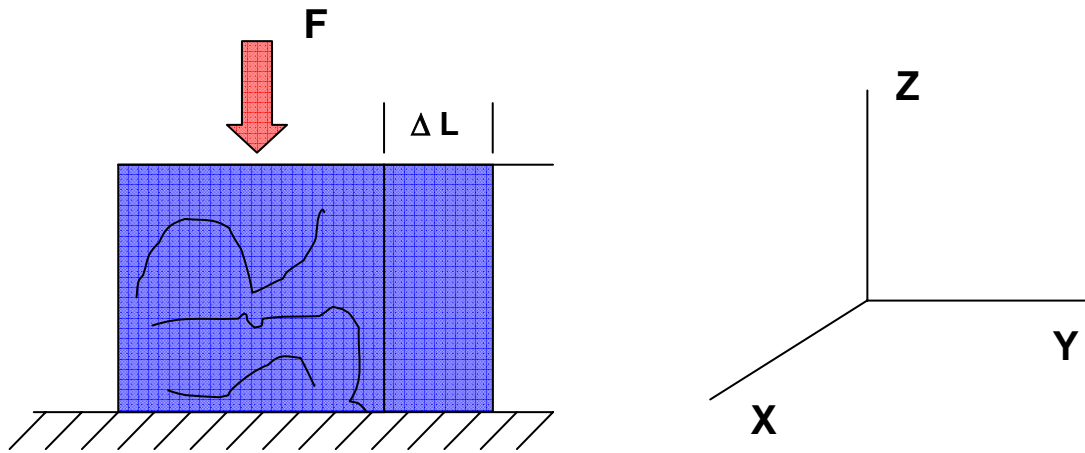
2.2.1. Deformación elástica

Figura 13 Cubo como material elástico



Fuente: Manual BJ Services

Figura 14 Deformación del cubo (Material elástico)



Fuente: Manual BJ Services

En la figura anterior se considera un material elástico sometido a una fuerza de compresión. También se considera que esta fuerza distribuida uniformemente en todo el material, de forma tal que se hace presente el concepto de tensión o presión.

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}}$$

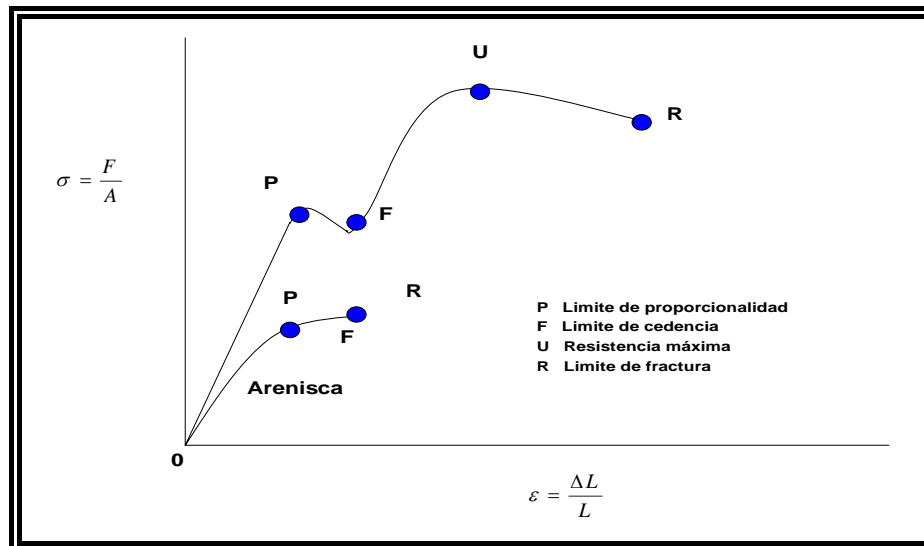
Ecuación 2.1

En este caso estamos aplicando como se mencionó, un esfuerzo de compresión, pero este puede ser de tracción. La tensión de compresión produce un acortamiento del material como se nota en la figura anterior, donde se nota un ΔL , el cual se puede relacionar con el largo o dimensión original³. De allí el concepto de deformación.

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta L}{L}$$

Ecuación 2.2

Figura 15 Diagrama Esfuerzo vs. Deformación³



En la figura 14 se nota el diagrama de tensiones contra deformación que sufre un material al aplicarle una fuerza. El segmento OP es una proporción que se considera como ley de Hooke. Y se denota así:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z}$$

Ecuación 2.3

Donde E es el modulo elástico; (modulo de elasticidad o modulo de young) y tiene las unidades de σ (Tensión sobre el material). Estos módulos indican cuanto se puede deformar un material cuando es sometido a un esfuerzo. Esta ecuación puede escribirse así también:

$$\sigma = E\varepsilon$$

Ecuación 2.4

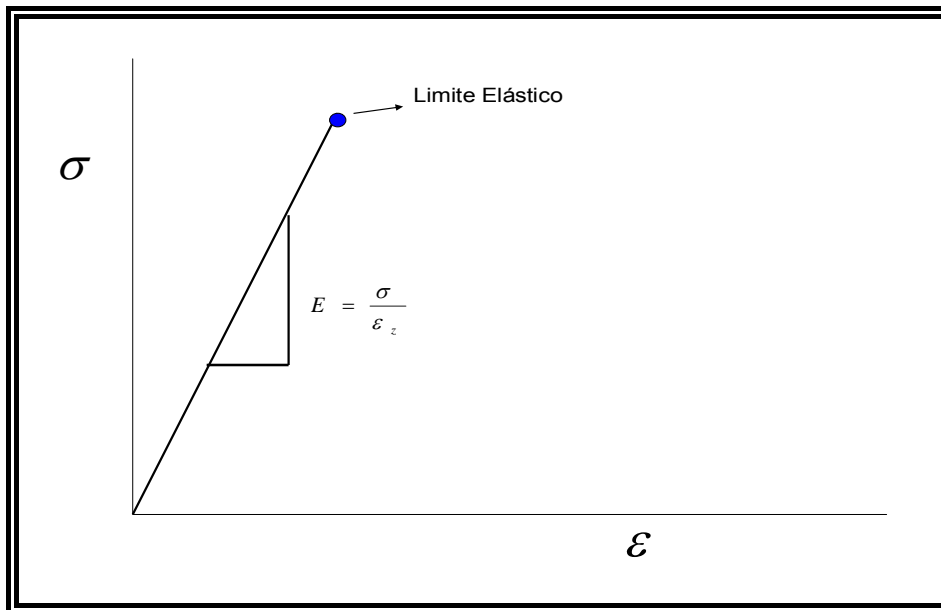
Donde las unidades respectivas son:

σ (F/A)

ε ($\Delta L/L$)

E (F/A)

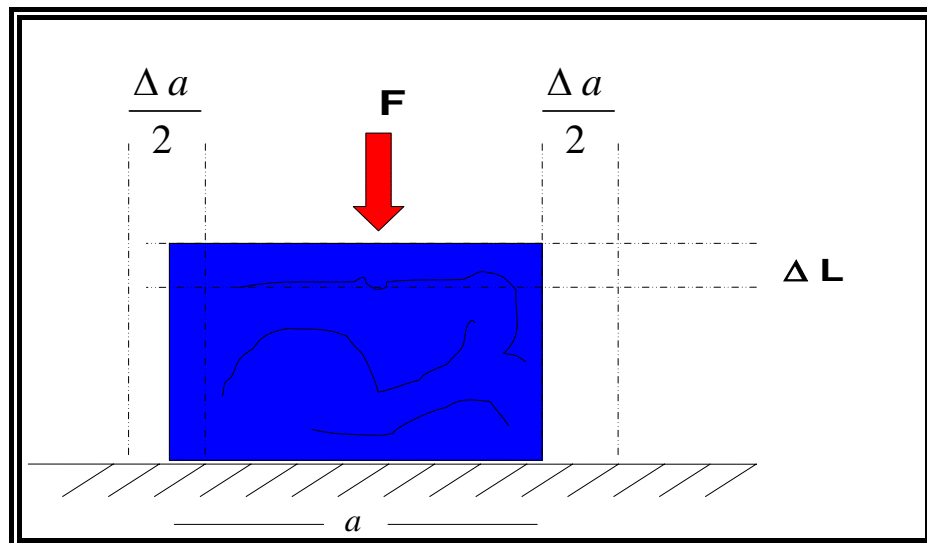
Figura 16 Límite elástico³



Algunos valores comunes para E son:

- ❖ Acero $30 \cdot 10^6$ Psi
- ❖ Algunas areniscas $5 \cdot 10^6$ Psi
- ❖ Algunas calizas $7 \cdot 10^6$ Psi

Figura 17 Deformación transversal



Fuente: Manual BJ services

En cuanto a deformaciones transversales se tiene; el acortamiento mencionado anteriormente tiende a dilatar o expandir el material. En la figura anterior se muestra la relación entre Δa con el ancho del material.

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a}$$

Ecuación 2.5

La deformación transversal y la deformación longitudinal son proporcionales entre sí, según la siguiente ecuación adimensional³.

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z}$$

Ecuación 2.6

Esta proporcionalidad es llamada, modulo de Poisson, e indica cuanta deformación transversal produce cierta deformación longitudinal. A continuación se muestra los valores más comunes para cierto tipo de materiales.

- ❖ Metales; 0,25 – 0,35
- ❖ Areniscas y calizas; 0,15 – 0,27
- ❖ Esquistos; 0,01 – 0,15
- ❖ Arenas poco consolidadas; 0,28 – 0,45

El modulo de Poisson da la posibilidad de escribir la ley de Hooke de una forma mas general. Un material esta sometido a tres tipos de tensiones

normales y ortogonales entre si. De tal forma que la ley de hooke se puede escribir de la siguiente forma³:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)]$$

Ecuación 2.7

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)]$$

Ecuación 2.8

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)]$$

Ecuación 2.9

2.2.2. Tensión efectiva neta

Las rocas sedimentarias presentes en una cuenca han sido depositadas en distintas épocas, observando solo las areniscas la secuencia de formación de muestra de la forma como sigue⁵:

- Deposición y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionado con agua.
- Enterramiento por deposición de nuevo material acumulado encima.
- Cementación de granos con material mas fino, depositado simultáneamente o precipitaciones de soluciones salinas.

Al pasar del tiempo, el enterramiento aumenta los estratos comienzan a descender. Este descenso hace que los niveles de la parte más inferior se compacten por el peso que tienen encima. Este peso se puede considerar

transmitido como una presión litostática, pues no hay un estrato que auto soporte, el valor de esta Presión es⁵:

$$P_{ob} = [(1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_F] * D$$

Ecuación 2.10

Donde:

P_{ob} = S_v = Presión de sobrecarga u overburden

ϕ = Porosidad

ρ_R = Densidad de la roca seca

ρ_F = Densidad de los fluidos contenidos

D = Profundidad

La presión de overburden es una tensión neta vertical. En la formación ocurren reacciones que se oponen a esta presión de sobrecarga, y esta presión viene dada por la saturación de los fluidos y por la misma roca⁵; esta presión es llamada presión de poro o presión poral. De esta forma la tensión efectiva neta viene dada por:

$$\sigma = P_{ob} - P_P$$

Ecuación 2.11

Donde

σ = Tensión efectiva neta

P_{ob} = Presión de overburden

P_P = Presión de poro

2.2.3 Orientación y forma de la fractura

Muchos estudios de laboratorio y de campo demuestran que en las zonas donde se encuentran fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical

y este mismo es igual a la presión efectiva. De igual forma zonas donde existe zonas con falla geológicas transversales el esfuerzo mayor es el horizontal⁵.

La fractura o rompimiento de la roca ocurre siempre en sentido perpendicular a la menor tensión existente en el sistema³. Por esto se tendrá una fractura horizontal si el esfuerzo vertical es el menor, y de la misma forma se tendrá una fractura vertical si el esfuerzo mínimo es el horizontal.

Figura 18 orientaciones de una fractura horizontal⁸

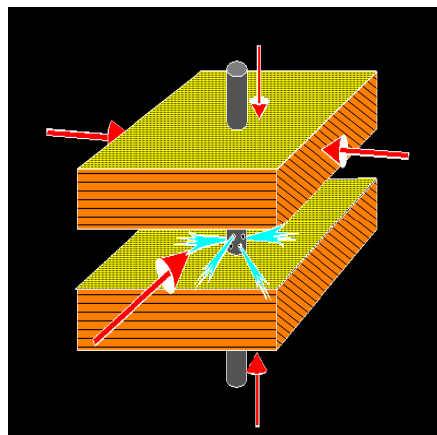
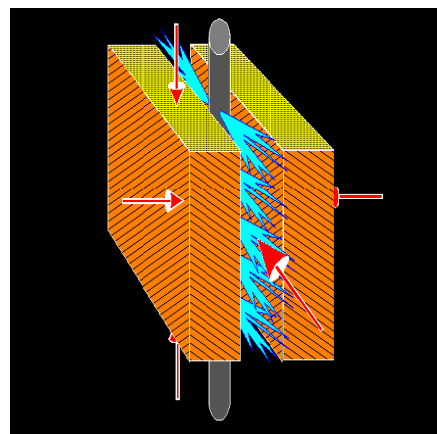


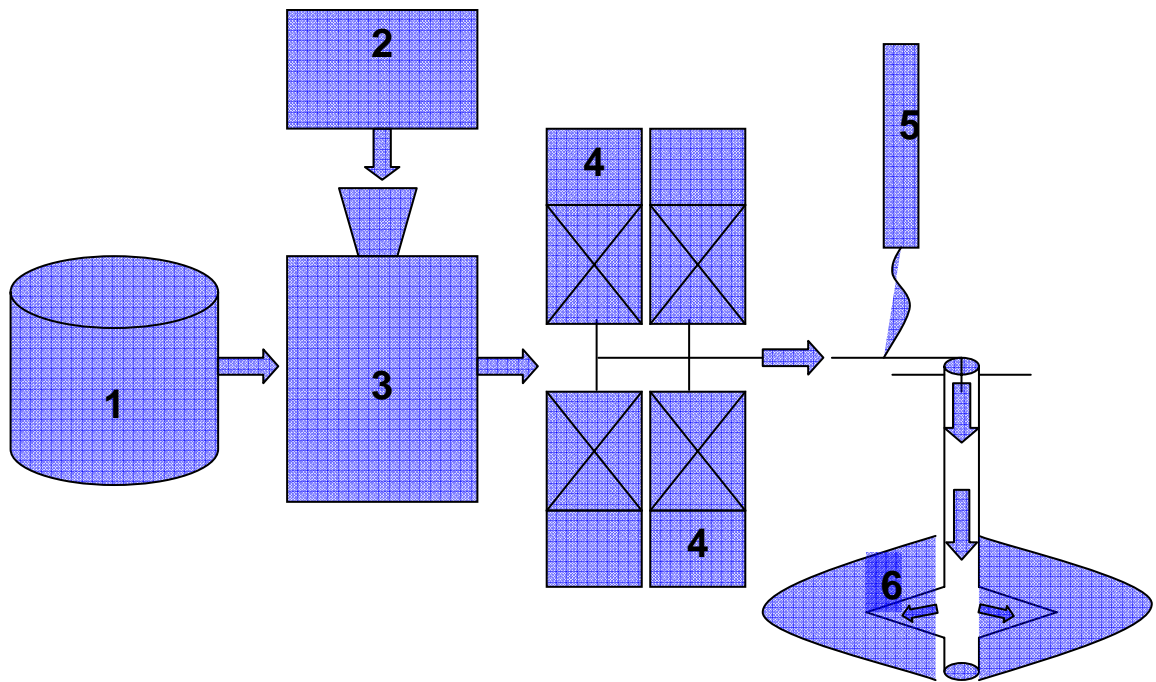
Figura 19 orientaciones de una fractura horizontal⁸



2.3. SISTEMA OPERACIONAL

En el siguiente esquema se muestra muy claramente como se realiza un trabajo de fracturamiento hidráulico en cuanto a la parte operacional

Figura 20 Esquema operativo de Fracturamiento



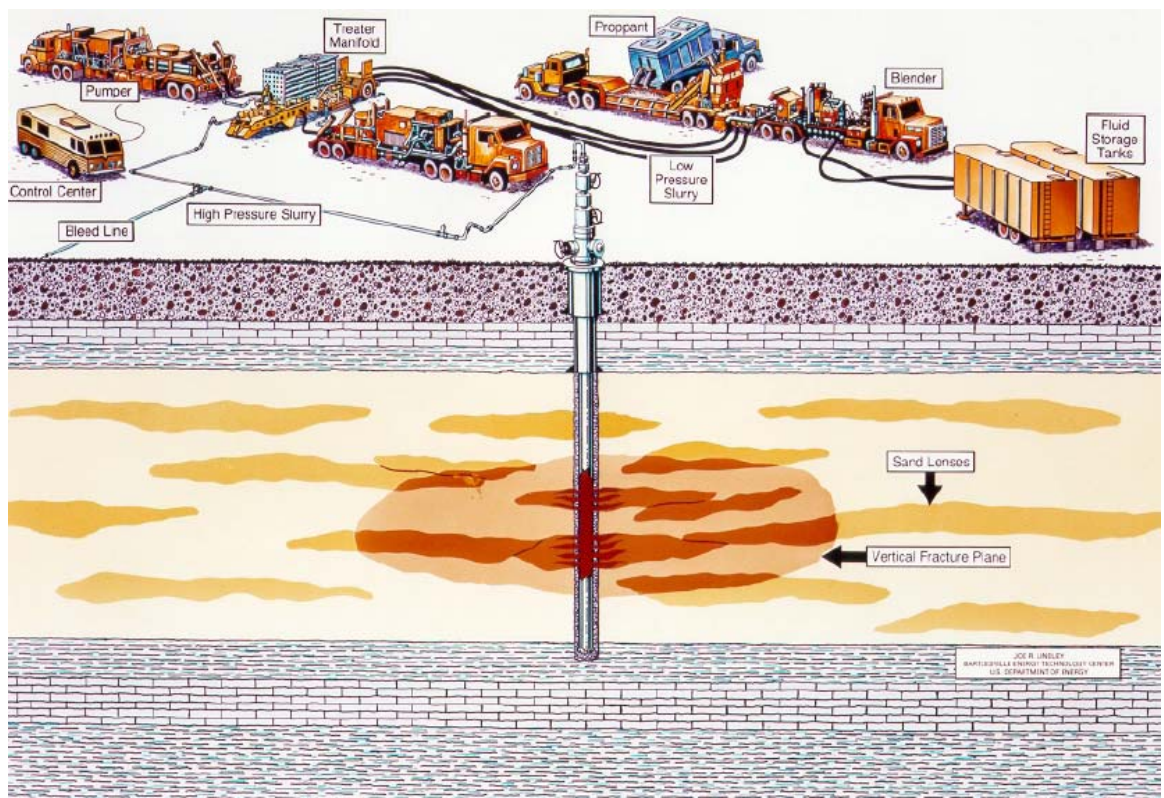
Fuente: Manual BJ Services

1. Tanques de almacenamiento de fluido: Pueden ser varios de distintas capacidades.
2. Abastecimiento de material de sostén (Propante)
3. Blender o mezclador
4. Bombeadores (reciben el fluido y lo bombean a alta presión).
5. Equipo de control de presión, caudal, dosificaciones, etc.
6. fractura generada por la mezcla bombeada.

En el esquema se muestra un tanque de almacenamiento de fluido de fractura, donde se tienen tantos barriles preparados como sea necesario para realizar

el fracturamiento, seguido un tanque de almacenamiento del material de sostén o propante. Estos se mezclan en un blender o mezclador, de donde pasan inmediatamente a una serie de bombeadores que trabajan a distintas presiones de operación dependiendo de los requerimientos. Estos envían el fluido al pozo, pero no sin antes pasar por un medidor donde se realiza una medición de presión, caudal y dosificaciones. Inmediatamente después de haberse realizado el bombeo se produce la fractura en la cara del pozo, como se muestra en el esquema de la figura 19.

Figura 21 Esquema operativo de fracturamiento



Fuente: Schlumberger

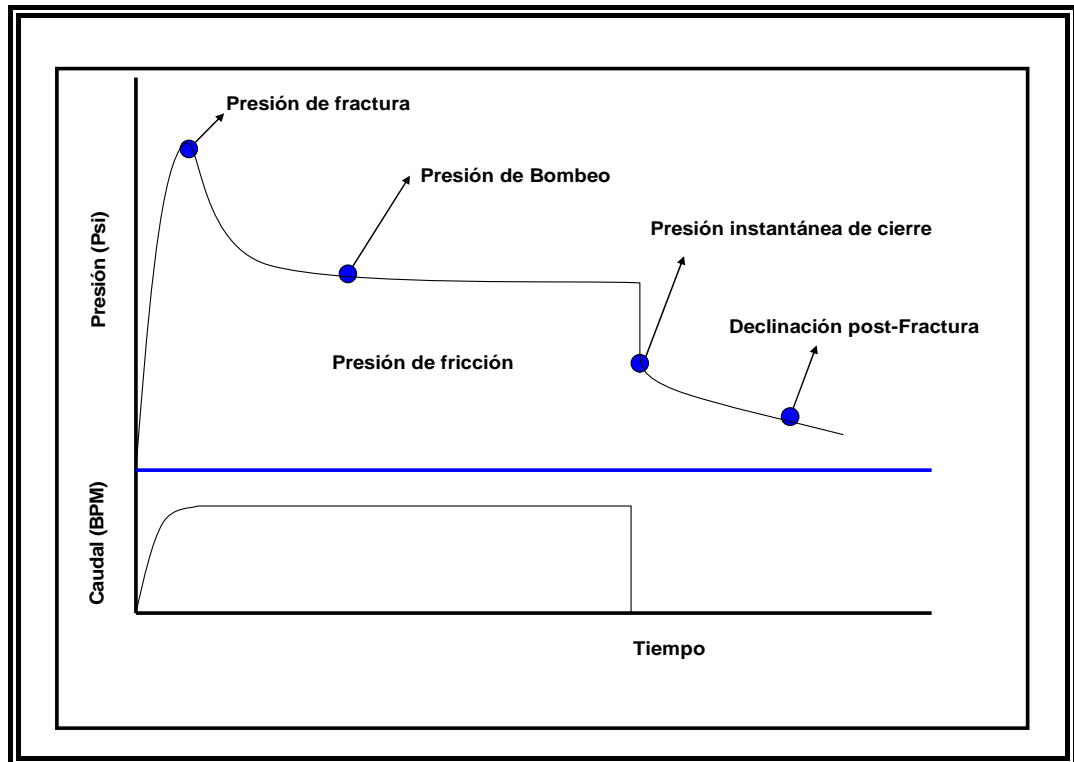
Figura 22 Esquema operativo de un fracturamiento hidráulico a alta presión



Fuente: BJ Services Company "Handbook of Hydraulic Fracturing" 1986

Como se mencionó anteriormente, los trabajos de fracturamiento responden muy bien en la mayoría de los casos, siempre y cuando se planea teniendo en cuenta todas las consideraciones posibles, para el buen desempeño del trabajo. Es de vital importancia conocer como se desarrolla el fracturamiento hidráulico a nivel de presiones y caudales. Como se observó en la figura 19, hay un controlador de presiones y caudales, las cuales se registran y se grafican en función del tiempo, para determinar los valores representativos en cuanto a presiones de fractura, presiones de cierres y presiones de bombeo, y obtener así una óptima operación⁵.

Figura 23 Esquema de presiones y caudales vs. Tiempo



Fuente: BJ Services Handbook of hydraulic Fracturing, 1986

Al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en un yacimiento se mejora la capacidad de flujo de los pozos, se logra sobrepasar el daño de formación, se lleva a cabo el control de arenamiento en los mismos y se estimulan pozos, todo con el fin de optimizar o mantener la productividad de cada uno de ellos.

A nivel de ECOPEPETROL se han realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (5-6%)⁴ mientras que a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados¹².

Estos resultados a nivel nacional, se presentan debido a que no existe una cultura de fracturamiento, se tiene escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología. Los resultados obtenidos, aunque han logrado aumentos de producción, no han tenido la continuidad requerida y los resultados que permitan maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

2.4 MINIFRACTURAS

Las minifracturas son trabajos de bombeo a regímenes de fractura de un fluido sin agente sostén. Los volúmenes pueden oscilar entre los 5000 y 40000 galones y el tipo de fluido utilizado deberá ser necesariamente el mismo que se planea usar durante el trabajo de fracturamiento hidráulico⁵.

Los resultados del análisis de presiones tanto en la etapa de bombeo como de la posterior declinación de presión, darán por resultado los siguientes parámetros⁵.

- La contención o no contención de la fractura dentro del tramo de interés.
- El coeficiente total de pérdida por filtrado.
- La eficiencia del fluido de fractura seleccionado.

El éxito de los resultados de una minifractura depende estrictamente de una buena planificación y un buen diseño de la operación. Ninguna precaución debe ser escatimada, por obvia que parezca, a fin de garantizar que las lecturas de presión no se vean afectadas por factores ajenos al comportamiento de la formación cuando esta esté sujeta a una presión de bombeo o a una disipación de presiones en su matriz.

A continuación se presenta los pasos que plantea BJ Sevices⁵ para un trabajo de minifractura o la realización de una minifractura.

1. Cerrar el pozo previamente a la operación durante un periodo de 48 horas.
2. Correr un registro de temperatura y rayos gamma para establecer las curvas base.
3. Efectuar un bombeo de flujo ligero (agua con 4% KCL y 20 Bls /1000gal de HPG) a diferentes caudales para establecer el régimen de fractura.
4. Efectuar un bombeo a caudal constante, e igual a aquel que será utilizado en el trabajo de fracturamiento hidráulico, durante 15 o 30 minutos. Colocar en los últimos 1000 o 2000 galones algún trazador radiactivo. Se deberá evitar el sobredesplazamiento del fluido en la formación tomando la

precaución de desplazar solo el 75% de la capacidad de la sarta de tratamiento. Se sobreentiende que el fluido deberá ser el mismo que aquel que será usado en el trabajo de fracturamiento.

5. Durante el bombeo observar y registrar las presiones de fractura para construir el grafico de Log P vs. Log t a fin de deducir la geometría de la fractura.

6. Cesar el bombeo, cerrar el pozo, observar y registrar la declinación de la presión por lo menos durante un tiempo dos veces igual al tiempo de bombeo.

7. Correr registros térmicos 4,8 y 12 horas después de cesar el bombeo. El registro 12 horas después de del bombeo es importante, pues durante este tiempo seguramente habrán desaparecido los efectos del enfriamiento debido a la presencia de grandes masas de metal, como son el empacador y otros instrumentos de fondo.

8. Descender una tubería continua, o la tubería de tratamiento, y circular por debajo de las perforaciones hasta recuperar en superficie el exceso de fluido del trazador radiactivo.

9. Correr un registro de rayos gamma.

10. Por los análisis de los registros térmicos y radiactivos determinar el crecimiento vertical de la fractura.

11. Con los datos de los registros de presión durante el bombeo y el subsiguiente cierre del pozo, efectuar los respectivos análisis para determinar el tipo de geometría de la fractura, el coeficiente total de perdida por filtrado y eficiencia.

3. PARAMETROS REPRESENTATIVOS QUE SE OBTIENEN AL REALIZAR UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Para poder inferir sobre los resultados y la forma en que se han desarrollado estos trabajos hay que evaluar los parámetros obtenidos en los fracturamientos hidráulicos realizados en Colombia. Los parámetros mas representativos que se obtienen al fracturar son:

- Geometría de fractura
- Gradiente de fractura
- Conductividad de fractura
- Conductividad de fractura adimensional
- Presión máxima de fractura
- Presión instantánea de cierre (ISIP)
- FOI (Factor de aceite incremental)

3.1 GEOMETRIA DE FRACTURA

Las dimensiones de la fractura que se genera al momento de realizar la estimulación en condiciones dinámicas pueden representar problemas complejos. Pues en esta intervienen factores de diferente naturaleza, como son las propiedades mecánicas de la formación, fluidos de tratamiento y parámetros hidráulicos de la operación⁵.

Por lo cual todos los valores de la geometría varían notablemente en una operación. Las dimensiones de la fractura están definidas por ancho de fractura, longitud de fractura y altura de la fractura.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical u oblicua¹. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Los aspectos relacionados con el crecimiento vertical o altura de la fractura se verán mas adelante.

Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del pozo. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales, será la presión de overburden (sobrecarga).

En fracturas verticales, se considera en principio que la altura es constante. Esta se extiende rápidamente hasta que encuentra estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés. En fracturas horizontales, la geometría se define solo con dos parámetros que son ancho y radio de penetración⁵. Para el cálculo de ambos pares de valores son necesarios dos tipos de relaciones:

Por un lado se plantea un balance de masa, que consiste en igualar la cantidad de tratamiento inyectado en la fractura (Fluido más agente de sostén) a la cantidad que queda en el interior de la misma, más el fluido perdido por las caras hacia la formación. Se obtiene así una relación entre dimensiones de fractura (Ancho, longitud y altura), propiedades del fluido (Filtrado) y parámetros de la operación (volumen y caudal). Por otra parte, se vinculan el ancho de la fractura creada con la presión desarrollada en el interior de la fractura⁸. Esta segunda relación incluye propiedades elásticas de la roca, dimensiones, parámetros de la operación y propiedades reológicas del fluido (fricción con las paredes). Todos los valores involucrados son conocidos o estimados de antemano a excepción de las dimensiones de la fractura. La altura se fija "a priori", de modo que restan dos incógnitas: ancho y longitud, con dos ecuaciones.

¹ BJ Services Company S.A " Handbook of Hydraulic fracturing, 1986

Figura 24 Fractura hidráulica horizontal

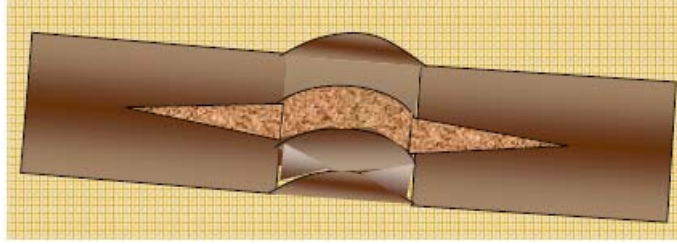


Figura 25 Fractura hidráulica vertical

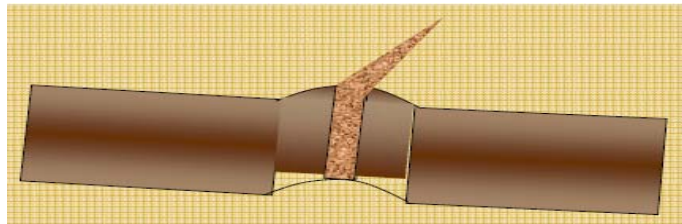


Figura 26 Fractura hidráulica oblicua

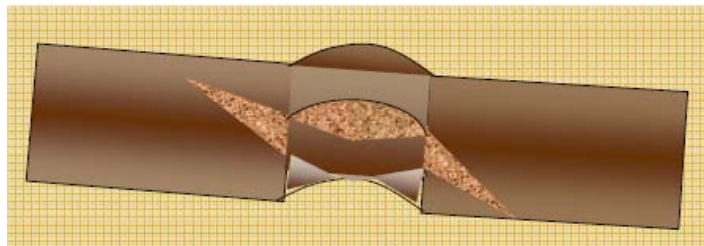
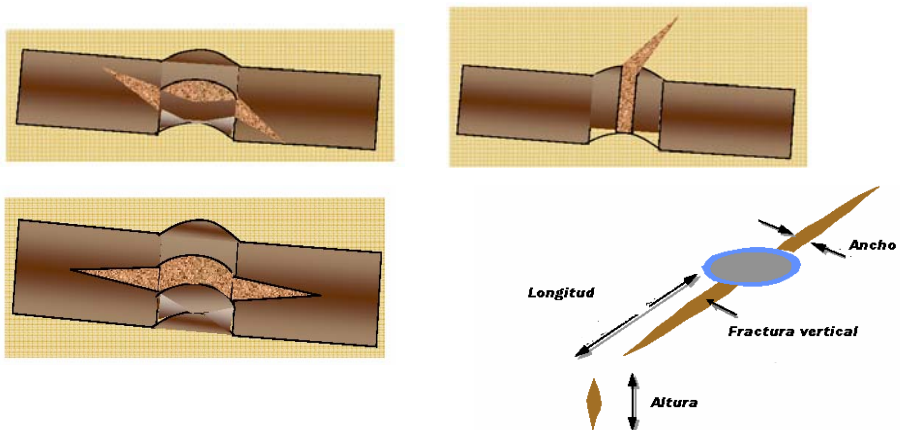


Figura 27 Geometría de fractura



Fuente: BJ Services Company S.A "Handbook of Hydraulic Fracturing" 1986

3.1.1 Longitud De Fractura

Hace referencia a la longitud alcanzada por la fractura, cuando esta se extiende a causa de la presión hidráulica a la cual es sometida por el fluido fracturante.

3.1.2 Ancho de fractura

Se refiere a la distancia o separación total de las paredes de la fractura, soportado por el manto del agente de sostén en la fractura, es de gran importancia a la hora de definir la conductividad de la fractura e inferir sobre el IPR (índice de productividad).

3.1.3 Altura de la fractura

La altura de fractura creada es de gran incidencia para estimar el diseño de una fractura. Su valor determina la geometría creada, la ubicación donde se encuentra finalmente el material de soporte y el correspondiente incremento de la productividad.

3.2 GRADIENTE DE FRACTURA

En ocasiones se emplea el gradiente de fractura Gf para relacionar la presión de extensión de fractura con la profundidad de la formación mediante distintos valores de un mismo yacimiento, de modo que se tiene:

$$Gf = \frac{(ISIP + Ph)}{D}$$

Ecuación 3.1

Donde:

Gf = Gradiente de fractura

$ISIP$ = Presión instantánea de cierre

Ph = Presión hidrostática

D = Profundidad

$$P_{ef} = G_f * D$$

Ecuación 3.2

Donde:

P_{ef} = Presión de fractura

G_f = Gradiente de fractura

D = Profundidad

El gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, si no que varía a medida que la presión del yacimiento cambia. Existen muchas propuestas para tener en cuenta esta relación. De todas formas, es práctica generalizada, llevar a cabo una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación y verificar el gradiente usado en el diseño con la presión instantánea determinada.

3.3 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA

La capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento al pozo se llama "Capacidad de flujo de fractura" o conductividad de fractura y se expresa como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho medio de la Fractura *md-ft*. Es de gran importancia por que en cierta medida de ella depende el índice de productividad (IP)

3.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA ADIMENSIONAL

La conductividad de fractura adimensional no es mas que un relación entre la conductividad de la fractura y la permeabilidad y la longitud de la fractura⁵.

$$FCD = \frac{K_f w}{K * X_f}$$

Ecuación 3.3

Donde:

FCD = Conductividad de fractura adimensional

$K_f w$ = Conductividad de la fractura

K = Permeabilidad

X_f = longitud de fractura

Este parámetro es de gran importancia a la hora de realizar la evaluación de que tanto se puede incrementar la producción de un pozo, pues muestra que tanto desaparece el daño y que tanto se incrementa el área de drenaje.

3.5 PRESION MAXIMA DE FRACTURA

Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta un punto en que la formación falla y se rompe, a esta presión se la llama presión máxima de fractura⁵.

La presión requerida para mantener abierta y propagar la fractura creada se denomina Presión de fractura. Si bien es cierto, es un parámetro variable en la realización de la operación, es aceptable asumirla como constante en la estimación de presión de tratamiento. Se calcula a partir de la Presión instantánea de cierre (instantaneous shut in pressure) o ISIP y la presión hidrostática.

3.6. ISIP (INSTANTANEOUS SHUT IN PRESSURE)

Presión Instantánea de Cierre. Al finalizar el bombeo desaparecen las presiones de fricción, quedando solo las presiones dentro de la fractura y la hidrostática del pozo.

3.7 FOI (FOLDS OIL INCREMENT)

Factor de petróleo incremental, determina el grado de eficiencia del trabajo de fracturamiento, reflejado en un aumento o disminución de la producción y se calcula de la siguiente forma:

$$FOI = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{r'w}\right)}$$

Ecuación 3.4

Donde:

FOI = factor de aceite incremental

re = Radio de yacimiento (Pies)

rw = Radio de pozo (pies)

r'w = Radio de pozo después de fracturar (pies)

3.8. TRABAJOS REALIZADOS EN COLOMBIA

EL fracturamiento hidráulico tiene sus inicios en el país alrededor de los años 90, Cuando se empiezan a realizar estudios para implementar esta técnica en el campo cupiagua. Obteniéndose excelentes resultados después de esto.

Los trabajos de fracturamiento se vieron notablemente implementados después de los resultados obtenidos y hoy Colombia cuenta con alrededor de 450 trabajos de fracturamiento hidráulico⁴, los cuales han representado un notable incremento en la producción en los pozos donde se han implementado.

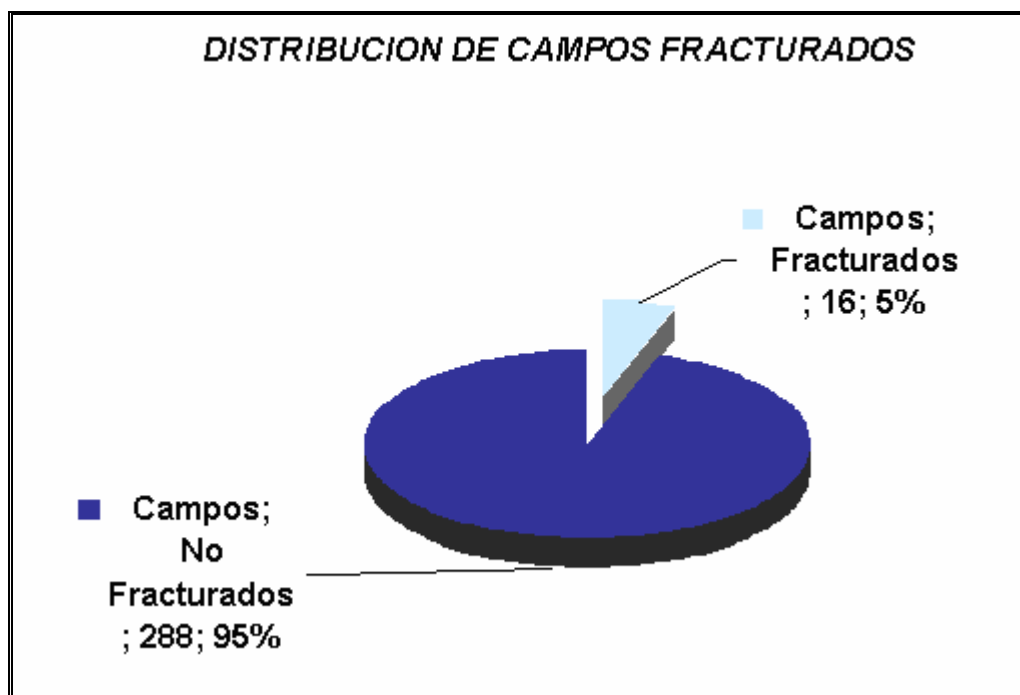
Los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia son muy pocos pero son significativos y representativos.

A continuación se lista los trabajos de fracturamiento hidráulico desarrollados en cada campo del país, con sus respectivas fechas de realización⁴.

3.8.1. Clasificación Estadística

De los 304 campos existentes en Colombia, solo en 16 se han realizado trabajos de fracturamiento hidráulico, lo que corresponde a un 5% de los campos de todo el país. Esto es un muy bajo porcentaje de trabajos realizados en comparación con el tiempo en el cual se comenzó a implementar esta técnica. Para observar más claramente la situación en cuanto a la aplicación de trabajos de fracturamiento hidráulico, la figura 13 muestra el porcentaje de campos con fracturamiento contra el porcentaje de campos sin fracturamiento hidráulico.

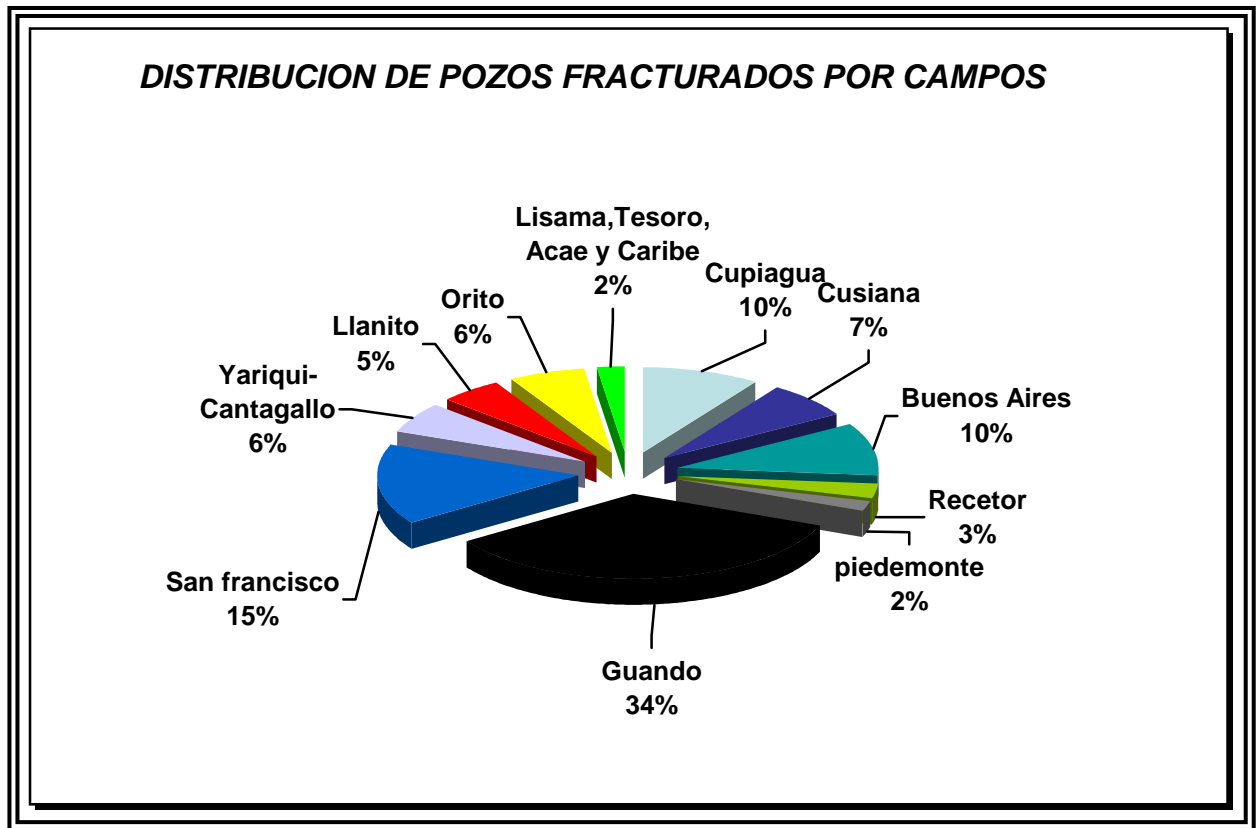
Figura 28 Distribución de campos fracturados



Fuente: Archivos ICP

A continuación se presenta un diagrama en representación de todos y cada uno de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en estos campos, con el objetivo de sectorizar las áreas de mayor interés para la evaluación estadística que se planea realizar. Se debe tener en cuenta que la distribución de todos estos valores incluye los dobles y triples trabajos para un mismo pozo.

Figura 30 Distribución de pozos fracturados por campos



Fuente: Archivos ICP

Es muy importante destacar y casi imperativo resaltar el porcentaje tan bajo de trabajos de fracturamientos hidráulicos realizados en el país. Esto da una idea macro de todo el trabajo que queda aun por realizar en los campo petroleros de Colombia.

Por otro lado se puede apreciar que la mas amplia muestra que se tiene, esta constituida por campos del valle superior del magdalena con los campos Guando con 90 pozos fracturados y 224 fracturamientos y el campo san francisco con 40 pozos fracturados y 55 fracturamientos; esto debido, a que en ocasiones a un mismo pozo, se le aplican varios trabajos de fracturamiento, en varios intervalos.

4. TECNICAS ESTADISTICA

La estadística es una ciencia matemática que ayuda a la recopilación, análisis y manipulación de datos, para resolver problemas y posteriormente tomar decisiones².

La estadística se divide en dos ramas que son:

- Estadística descriptiva
- Inferencia estadística

4.1. ESTADISTICA DESCRIPTIVA

Esta es la rama de la estadística que se dedica a los métodos de recolección, descripción, visualización y resumen de datos originados a partir de los fenómenos en estudio. Los datos pueden ser resumidos numérica o gráficamente. Ejemplos básicos de descriptores numéricos son la media y la desviación estándar.

La presentación grafica de la información se realiza mediante diagrama de puntos (univarible) y diagramas de dispersión (bivariable). Es de vital importancia la distribución de frecuencia para realizar los histogramas correspondientes. Dentro de esto tenemos;

- **Rango de datos (R)** que hace referencia a la diferencia entre el dato mayor y dato menor con los que se trabajan.
- **Numero de intervalo de clase (N°_{ic})** que se refiere al intervalo alcanzado por los datos y es la raíz cuadrada del número de datos.
- **Ancho de intervalo de clase** que se refiere al ancho de banda que tienen los datos en su extensión y se halla dividiendo el rango(**R**) entre el numero de intervalo de clase (**N°_{ic}**)

4.1.1 Media aritmética

La media aritmética o promedio, de una cantidad finita de números, es igual a la suma de todos ellos dividida entre el número de sumandos. Es uno de los principales estadísticos muestrales². Expresada de forma más intuitiva, podemos decir que la media (aritmética) es la cantidad total de la variable distribuida a partes iguales entre cada observación.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n a_i}{n} = \frac{a_1 + \dots + a_n}{n}$$

Ecuación 4.1

Donde:

\bar{x} Media aritmética

n Numero total de datos

a_i Dato

4.1.2 Desviación estándar

Es una medida de dispersión para variables de razón y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva. Es una medida (cuadrática) que informa de la media de distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética, expresada en las mismas unidades que la variable².

Para conocer en detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que se necesita conocer también la desviación que representan los datos en su distribución respecto de la media aritmética de dicha distribución², con objeto de tener una visión de los mismos más acorde con la realidad a la hora de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}$$

Ecuacion 4.2

Donde:

σ Desviación estandar

n Numero de datos

\bar{x} Media aritmética

x_i Dato

4.1.3. Histogramas

En estadística, un histograma es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. En el eje vertical se representan las frecuencias, y en el eje horizontal los valores de las variables, normalmente señalando las marcas de clase, es decir, la mitad del intervalo en el que están agrupados los datos².

Se utiliza cuando se estudia una variable que tiende a ser continua, como franjas de edades o altura de la muestra, y, por comodidad, sus valores se agrupan en clases, es decir, valores continuos. Para el caso de este trabajo se usaran estos, para establecer las propiedades y variables operacionales más predominantes en el campo. A continuación se presentan los pasos para realizar un histograma:

- Determinar el rango de los datos. Rango es igual al dato mayor menos el dato menor

- Obtener el número de clases, existen varios criterios para determinar el número de clases (o barras) -por ejemplo la regla de Sturges. Sin embargo ninguno de ellos es exacto. Algunos autores recomiendan de cinco a quince clases, dependiendo de cómo estén los datos y cuántos sean. Un criterio usado frecuentemente es que el número de clases debe ser aproximadamente a la raíz cuadrada del número de datos. Por ejemplo, la raíz cuadrada de 30 (número de artículos) es mayor que cinco, por lo que se seleccionan seis clases.

- Establecer la longitud de clase: es igual al rango entre el número de clases.

➤ Construir los intervalos de clases: Los intervalos resultan de dividir el rango de los datos en relación al resultado del PASO 2 en intervalos iguales.

➤ Graficar el histograma: En caso de que las clases sean todas de la misma amplitud, se hace un gráfico de barras, las bases de las barras son los intervalos de clases y altura son la frecuencia de las clases. Si se unen los puntos medios de la base superior de los rectángulos se obtiene el polígono de frecuencias.

4.2 VARIANZA

Otra forma para asegurar que las diferencias entre la media y los puntos de un valor positivo, es elevándola al cuadrado. Al promedio de estas distancias al cuadrado se le conoce como varianza.

Distinguiamos dos símbolos para identificar la varianza: S^2 para datos muestrales, y σ^2 para datos poblacionales. Note que la fórmula para la varianza muestral presenta en su denominador al tamaño de la muestra menos uno, tendencia adoptada por los estadísticos para denotar una varianza más conservadora.

Recuérdese que la varianza es una medida de la variabilidad o dispersión de los datos alrededor de la media. Una varianza pequeña implica una alta probabilidad de que la variable aleatoria tome un valor cercano de la media. Para un tamaño de muestra n grande, la varianza de la media muestral $V(\bar{x})$ es muy pequeña, lo cual implica que existe una alta probabilidad de que \bar{x} tome un valor muy cerca de su media. Esto es parte de lo que se conoce como la Ley de los grandes números.

$$VAR = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$$

Ecuación 4.3

Donde:

VAR	Varianza
n	Numero de datos
\bar{x}	Media aritmrtica
x_i	Dato

4.3 COVARIANZA

El análisis de la covarianza es una técnica estadística, que utilizando un modelo de regresión lineal múltiple, busca comparar los resultados obtenidos en diferentes grupos de una variable cuantitativa pero corrigiendo las posibles diferencias existentes entre los grupos en otras variables que pudieran afectar también al resultado (covariantes). En el estudio conjunto de dos variables, lo que interesa principalmente es saber si existe algún tipo de relación entre ellas. Esto se ve gráficamente con el diagrama de dispersión.

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})$$

Ecuación 4.3

Donde:

σ_{xy} Covarianza

\bar{x} Media aritmética de una muestra x

\bar{y} Media aritmética de una muestra y

x_i Dato de la muestra x

y_i Dato de la muestra y

n Numero total de datos

Para el caso de la covarianza existen tres posibles casos que se presentan a continuación:

- Si $\sigma_{xy} > 0$ hay dependencia directa (positiva), es decir, a grandes valores de x corresponden grandes valores de y.

- Si $\sigma_{xy} = 0$ Una covarianza 0 se interpreta como la no existencia de una relación lineal entre las dos variables estudiadas.
- Si $\sigma_{xy} < 0$ hay dependencia inversa o negativa, es decir, a grandes valores de x corresponden pequeños valores de y.

4.4 COEFICIENTE DE VARIACIÓN

Para comparar la dispersión de variables que aparecen en unidades diferentes (metros, kilos, etc.) o que corresponden a poblaciones extremadamente desiguales, es necesario disponer de una medida de variabilidad que no dependa de las unidades o del tamaño de los datos. Este coeficiente únicamente sirve para comparar las dispersiones de variables correspondientes a escalas de razón. Una manera de construir una medida de variabilidad que cumpla los requisitos anteriores es el llamado *coeficiente de variación*.

$$CV = \frac{\sigma}{|\bar{x}|}$$

Ecuación 4.5

Donde:

CV Coeficiente de variación

σ Desviación estándar

\bar{x} Media aritmética

4.5 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON

Es un índice estadístico que mide la relación lineal entre dos variables cuantitativas. A diferencia de la covarianza, la correlación de Pearson es independiente de la escala de medida de las variables.

El cálculo del coeficiente de correlación lineal de Pearson se realiza dividiendo la covarianza por el producto de las desviaciones estándar de ambas variables

$$r = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X * \sigma_Y}$$

Ecuación 4.6

Donde:

r Coeficiente de variación

σ_{XY} Covarianza de (X, Y)

σ_X y σ_Y Las desviaciones típicas de las distribuciones marginales.

El valor del índice de correlación varía en el intervalo [-1, +1]:

- Si $r = 0$, no existe ninguna correlación. El índice indica, por tanto, una independencia total entre las dos variables, es decir, que la variación de una de ellas no influye en absoluto en el valor que pueda tomar la otra.
- Si $r = 1$, existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada *relación directa*: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en idéntica proporción.
- Si $0 < r < 1$, existe una correlación positiva.
- Si $r = -1$, existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada *relación inversa*: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en idéntica proporción.
- Si $-1 < r < 0$, existe una correlación negativa.

4.6 COEFICIENTE DE ASIMETRÍA

Otro rasgo interesante en una distribución de frecuencias es si los datos aparecen ubicados simétricamente o no respecto de la media. Si queremos cuantificar la simetría, es necesario conservar la información acerca tanto del signo como de la distancia de cada dato a la media –centro de simetría-. Este razonamiento lleva a utilizar una potencia impar de las desviaciones.

$$CA = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^3}{N\sigma^3}$$

Ecuación 4.7

Donde:

CA Coeficiente de asimetría

σ Desviación estándar

\bar{x} Media aritmética

n Numero total de datos

x_i Dato

4.7. COEFICIENTE DE CURTOSIS O APUNTAMIENTO (Cap)

Otra característica relevante en una distribución es su apuntamiento o Curtosis, que describe lo picuda o plana que es la distribución, es decir si los datos se concentran demasiado o no, comparados con un modelo de distribución llamado distribución normal.

- La distribución se denominará leptocúrtica cuando el $Cap > 0$ (más apuntada que la normal)
- La distribución se denominará mesocúrtica cuando el $Cap = 0$ (normal)
- La distribución se denominará platicúrtica cuando $Cap < 0$ (menos apuntada que la normal)

$$CAp = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^4}{N\sigma^4}$$

Ecuación 4.8

Donde:

CAp Coeficiente de apuntamiento o curtosis

σ Desviación estándar

\bar{x} Media aritmética

n Número total de datos

x_i Dato

4.8 MUESTREO

El muestreo es un procedimiento por medio del cual se estudia una parte de la población, llamada muestra, con el objetivo de inferir con respecto a toda la población. Es importante a la hora de tener poblaciones muy grandes, a las cuales es extremadamente difícil realizar un análisis completo.

Algunas de las ventajas de este medio estadístico son:

a) Costos reducidos.

b) Mayor rapidez para obtener resultados.

c) Mayor exactitud o mejor calidad de la información, debido a los siguientes factores;

- Volumen de trabajo reducido.
- Puede existir mayor supervisión en el trabajo.
- Se puede dar más entrenamiento al personal.
- Menor probabilidad de cometer errores durante el procesamiento de la información.

Ya que son distintas las poblaciones y de igual forma las circunstancias para realizar un estudio, se presentan distintos tipos de muestro como se tiene a continuación.

4.8.1 Técnicas de muestreo

Cuando se toma una muestra de una población, existen ciertos tipos de criterios básicos para realizar el muestreo, como se enuncian a continuación.

4.8.1.1 Muestreo No Probabilístico

Los elementos de la muestra son seleccionados por procedimientos al azar ó con probabilidades conocidas de selección. Por lo tanto es imposible determinar el grado de representatividad de la muestra.

Dentro de los tipos de muestreo no Probabilístico, podemos mencionar los siguientes:

- Muestreo por Juicio, Selección Experta o Selección Intencional:

El investigador toma la muestra seleccionado los elementos que a él le parecen representativos o típicos de la población, por lo que depende del criterio del investigador.

- Muestreo casual o fortuito:

Se usa en los casos en que no es posible seleccionar los elementos, y deben sacarse conclusiones con los elementos que estén disponibles. Por ejemplo: en el caso de voluntarios para pruebas de medicamentos de enfermedades como el corazón, cáncer, etc.

- Muestreo de cuota:

Se utiliza en estudios de opinión de mercado. Los enumeradores, reciben instrucciones de obtener cuotas específicas a partir de las cuales se constituye una muestra relativamente proporcional a la población.

- Muestreo de poblaciones móviles:

Este tipo de muestreo utiliza métodos de captura, marca y recaptura. Se utiliza mucho en el estudio de migración de poblaciones de animales y otras características.

4.8.1.2 Muestreo probabilístico, aleatorio o estocástico:

Los elementos de la muestra son seleccionados siguiendo un procedimiento que brinde a cada uno de los elementos de la población una probabilidad conocida de ser incluidos en la muestra.

- Propiedades del muestreo probabilístico:

a) Existe la posibilidad de definir inequívocamente un conjunto de muestras M_1, M_2, \dots, M_t mediante la aplicación del procedimiento a una población. Esto significa que podemos indicar cuales unidades de muestreo pertenecen a M_1, M_2 y así sucesivamente.

b) A cada posible muestra M_i se le asigna un probabilidad conocida de selección P_i .

c) Seleccionamos una de las M_i por un proceso mediante el cual, cada M_i tiene una probabilidad P_i de ser seleccionada.

d) El método de estimación se realiza en base a la muestra, siendo único para cualquiera de las posibles muestras M_i .

4.8.1.2.1 Tipos De Muestreo Probabilístico:

a) Muestreo simple aleatorio (m.s.a.).

b) Muestreo Estratificado.

c) Muestreo Sistemático.

d) Muestreo por conglomerados.

e) Muestreo por Áreas.

Para énfasis de este trabajo, no tiene cabida el muestreo no probabilístico, ya que las condiciones de la población no lo permiten. En los campos a estudiar se presentan trabajos de fracturamiento hidráulico, pero no en la totalidad de los pozos, por lo cual se hace elemental realizar un muestreo no probabilístico.

El modelo de selección, como es de esperarse, será seleccionar inicialmente los campos donde se han llevado a cabo trabajos de fracturamiento hidráulico, y después de esto, entra la selección de pozos; es aquí donde se infiere quizá, acerca del grado de confianza del trabajo a realizar.

El muestreo se realizará de la siguiente forma; Se tomarán los campos como sistema independiente. De cada campo se tomarán absolutamente todos los pozos en los que se han realizado trabajos de fracturamiento hidráulico, y se procederá a la selección. Como puede notarse los pozos fracturados equivaldrán a un porcentaje de todos los pozos contenidos en el campo, y por lo cual se incide en un porcentaje de error, por la probabilidad que existe de que los parámetros obtenidos de cada pozo (muestra), no representen la población en su totalidad. El autor recomienda tener en cuenta los índices de error presentados en este trabajo.

Ahora, podría pensarse en la posibilidad de escoger los pozos, de tal forma que estos encierren en su totalidad al campo, pero esta se encuentra limitada a la distribución de los trabajos de fracturamiento en el campo, por lo que la posibilidad queda sin soporte básico para desarrollarse. Por lo que el primer criterio de selección será, escoger los pozos que cuenten con los parámetros enunciados en el capítulo 3, como primera medida. Como segundo criterio de selección, se tomarán campos con muestras mayores o iguales a 5. Esto con el fin de poder reportar un índice de confiabilidad mayor al 60%.

4.9 DATOS ANÓMALOS O ATÍPICOS

Dada una muestra aleatoria simple de tamaño n procedente de una población univariante, (x_1, x_2, \dots, x_n) , podemos sospechar que una de sus observaciones, que forzosamente será la menor o la mayor de la muestra, es un dato *atípico*, es decir, el valor registrado para ese individuo es anormalmente pequeño o grande.

Ante esta situación, el analista debe investigar la procedencia de ese dato, y como consecuencia de ello, eliminarlo de la muestra, si se confirma que ha sido un error (quizás de medida o de transcripción manual del dato) o modificar sus hipótesis sobre la población en caso de verificarse su exactitud. ¿quién nos asegura que un dato anómalo no es señal de la presencia de una veta de mineral en un análisis geológico de cierto terreno?.

En todo caso, no se eliminará un dato sospechosamente atípico hasta no tener la certeza absoluta de que su origen se debe a un error humano o de instrumentación. Para el caso de este trabajo no se podrá eliminar ningún tipo de dato, ya que se tendría que haber supervisado la escritura de los resultados en cada trabajo de fracturamineto hidráulico.

La presencia de un valor anómalo puede alterar sensiblemente las conclusiones de un análisis estadístico. Aquellos métodos poco sensibles a estos datos extraños se denominan *robustos*, y la estadística robusta es un área de intensa investigación.

Como ayuda a la decisión sobre si un dato es o no atípico, se dispone de la prueba de **Grubbs**, la cual exige que la muestra proceda de una población normal.

El contraste se plantea en los siguientes términos:

H_0 : "no hay datos atípicos en la muestra" frente a la alternativa:

H_1 : "hay al menos un dato atípico".

Se hará uso del estadístico

$$G = \frac{\max |x_i - \bar{x}|}{s}$$

Ecuación 4.9

Siendo \bar{x} la media y s la desviación típica muestrales.

La región crítica de este contraste se puede obtener aproximadamente tomando como referencia la distribución t_{n-2} de Student con $(n - 2)$ grados de libertad. Así, definiendo k tal que

$$\Pr\{t_{n-2} > k\} = \frac{\alpha}{2n}$$

Ecuación 4.10

Donde en un abuso de notación t_{n-2} identifica tanto a la variable aleatoria como a su distribución y, como es habitual, siendo $\alpha = 0.05$ nuestro nivel de significación, se aceptará la hipótesis alternativa H_1 de existencia de dato atípico si G excede de cierto valor crítico:

5. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL, CORRELACIÓN Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS EN LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO PARA CADA CAMPO.

Para énfasis de esta parte de la labor, se tomaran datos representativos de los pozos de cada campo, en los cuales se han llevado a cabo trabajos de fracturamiento hidráulico para las tendencias de los parámetros obtenidos en estos. Sin embargo cabe afirmar que para esta evaluación se tuvieron en cuenta todos los trabajos de fracturamiento hidráulico, pero solo se presentan algunos de ellos. Esto debido que al momento de la validación de los datos de cada pozo se encontró que en algunos archivos "Files" había información incompleta. Los reportes de los fracturamientos que se efectúan en los pozos en ocasiones no se llenan correctamente o simplemente no se llenan.

Para el caso de Orito, Llanito, Acae, Caribe, Lisama y Tesoro, no se efectuó análisis ya que no se encontraron los archivos de los fracturamientos realizados, solo el registro de los trabajos realizados pero sin especificaciones. Para el caso de Piedemonte se omitió el análisis pues no existe una muestra lo suficientemente grande para realizar un buen análisis, esto debido a que solo se realizaron 3 estimulaciones de fracturamiento hidráulico.

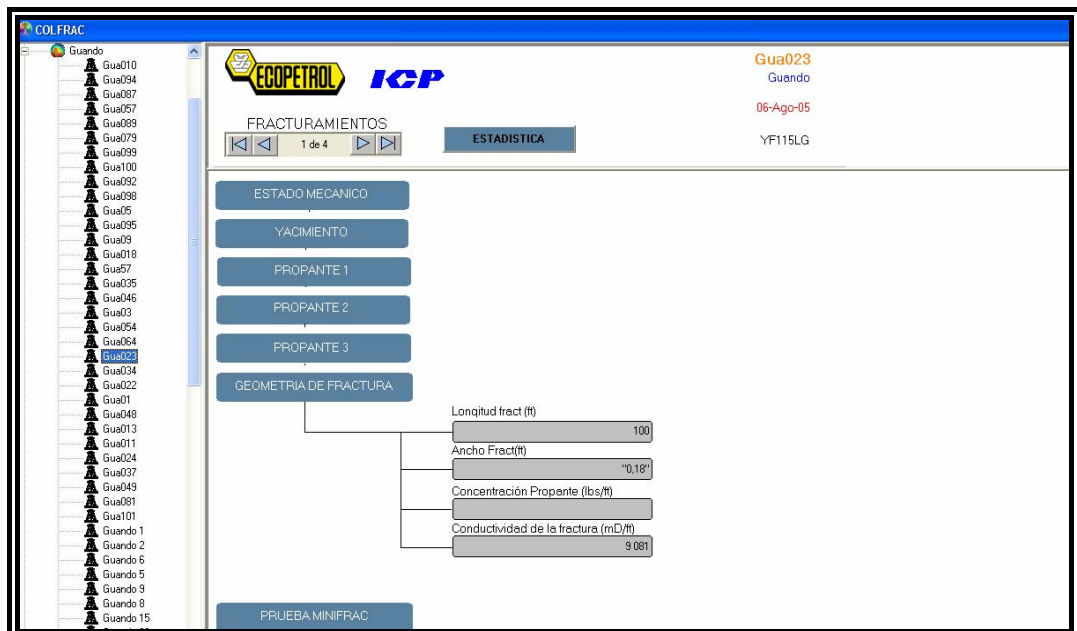
Los datos casi en su totalidad se obtuvieron de una base de datos ambientada en Access suministrada por el I.C.P (Instituto colombiano de petróleo), la cual fue reestructurada y actualizada durante el desarrollo de este trabajo, pues había archivos sin cargar, e información sin adquirir. De dicha base de datos se muestran algunos pantallazos.

Figura 31 Pantallazo base de datos



Fuente: Base de datos ICP "Colfrac"

Figura 32 Pantallazo base de datos



Fuente: Base de datos ICP "Colfrac"

Tabla 17 Campos fracturados y cuencas

Campos Fracturados	Cuenca
<i>Cupiagua</i>	<i>Llanos orientales</i>
<i>Cusiana</i>	<i>Llanos orientales</i>
<i>Guando</i>	<i>Valle superior del Magdalena</i>
<i>Pie de monte</i>	<i>Llanos orientales</i>
<i>Recetor</i>	<i>Llanos orientales</i>
<i>San francisco</i>	<i>Valle superior del Magdalena</i>
<i>Yarigui-Cantagallo</i>	<i>Valle medio del Magdalena</i>
<i>Lisama</i>	<i>Valle medio del Magdalena</i>
<i>Orito</i>	<i>Putumayo</i>
<i>Llanito</i>	<i>Valle medio del Magdalena</i>

5.1. CAMPO CUIAGUA

El campo Cupiagua es un campo correspondiente a los Llanos orientales, que en la actualidad cuenta con 42 pozos en su totalidad. Como se puede observar en los anexos de este trabajo, existe un reporte de 23 trabajos de fracturamiento, lo que equivale a un 48 % de los pozos fracturados, aproximadamente de la mitad de los pozos.

Para iniciar con el análisis, se hace necesario realizar una serie de histogramas de todos los parámetros a manejar en la evaluación estadística para cada campo, y se presenta de la siguiente manera:

Figura 33 Histograma de Profundidad

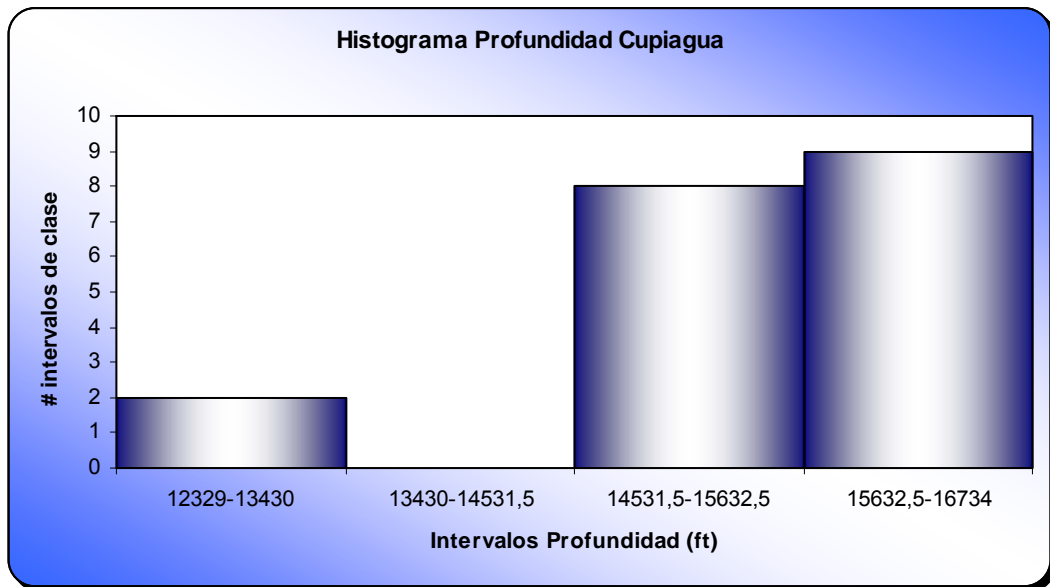


Figura 34 Histograma de Permeabilidad

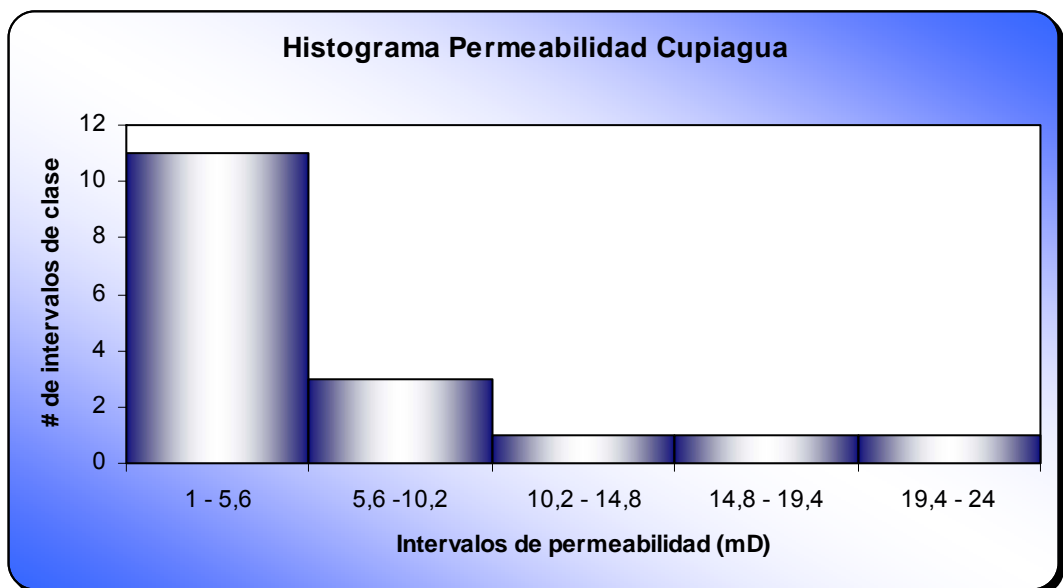


Figura 35 Histograma de Presión máxima de fractura

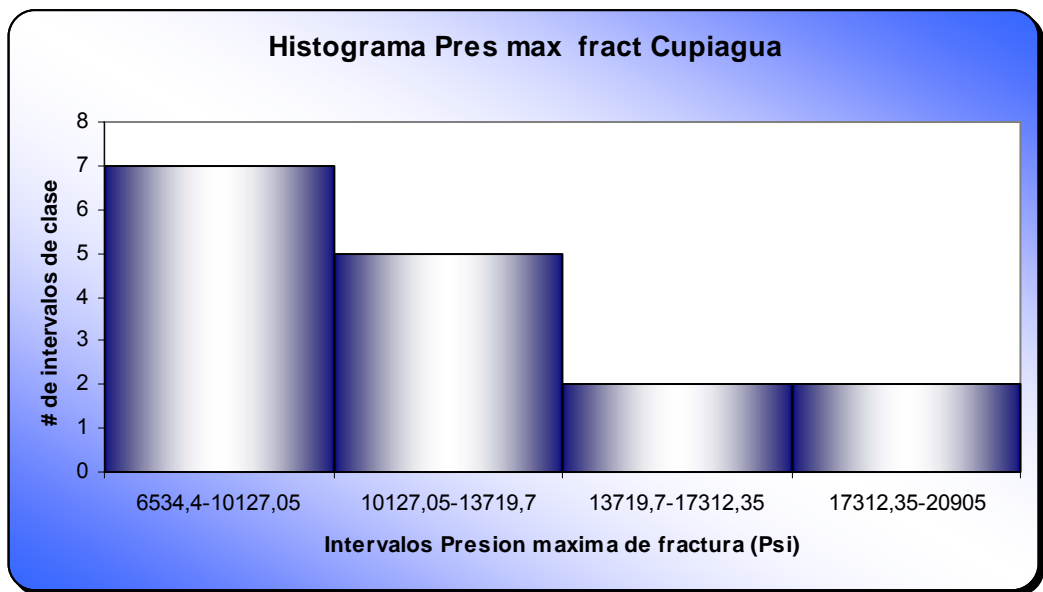


Figura 36 Histograma de Longitud de fractura

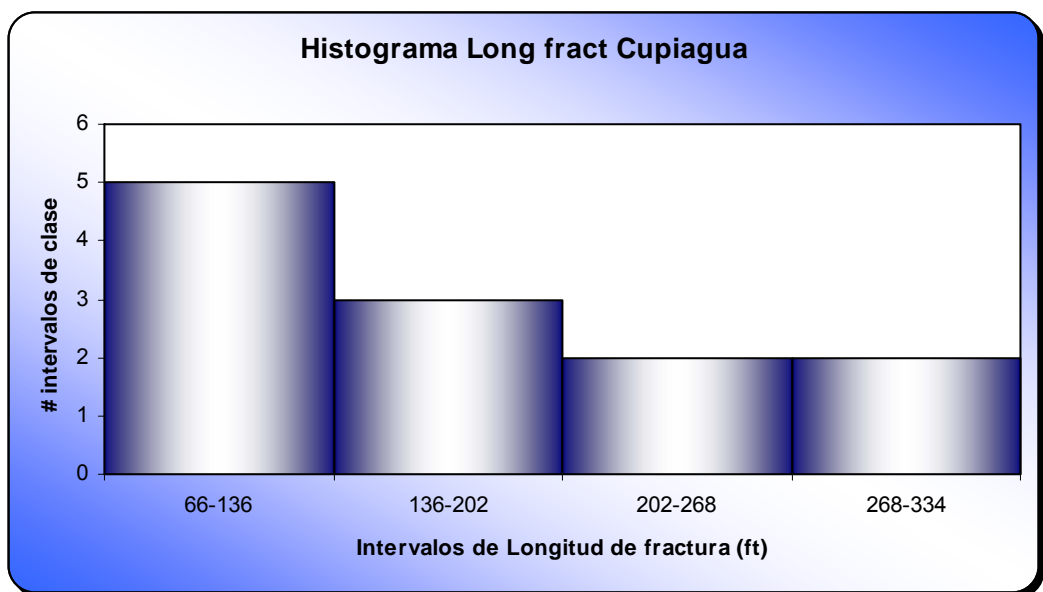


Figura 37 Histograma de Ancho de fractura

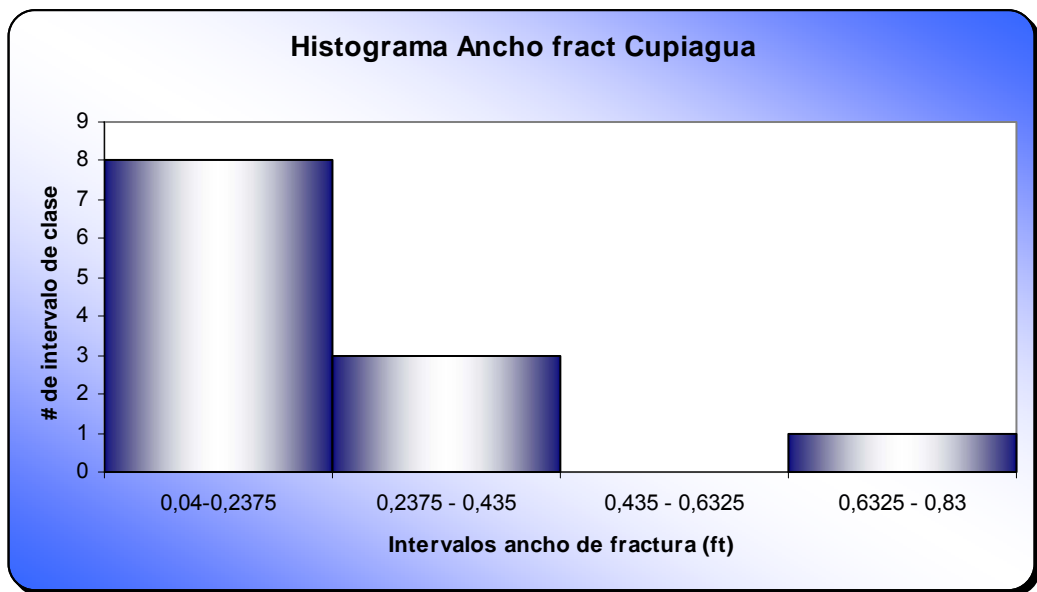


Figura 38 Histograma de Gradiente de fractura

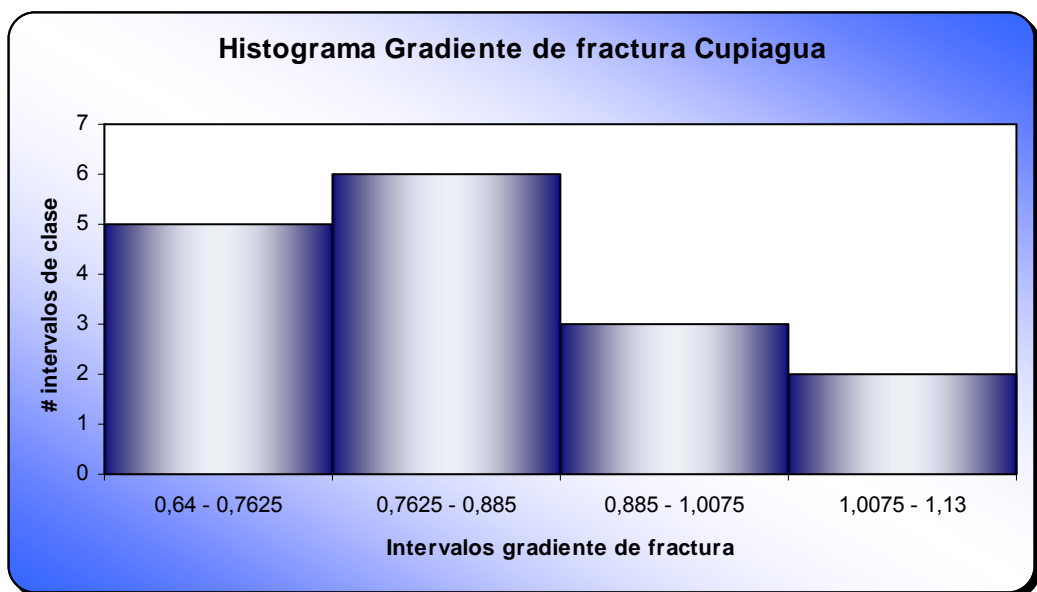


Figura 39 Histograma de Conductividad promedio

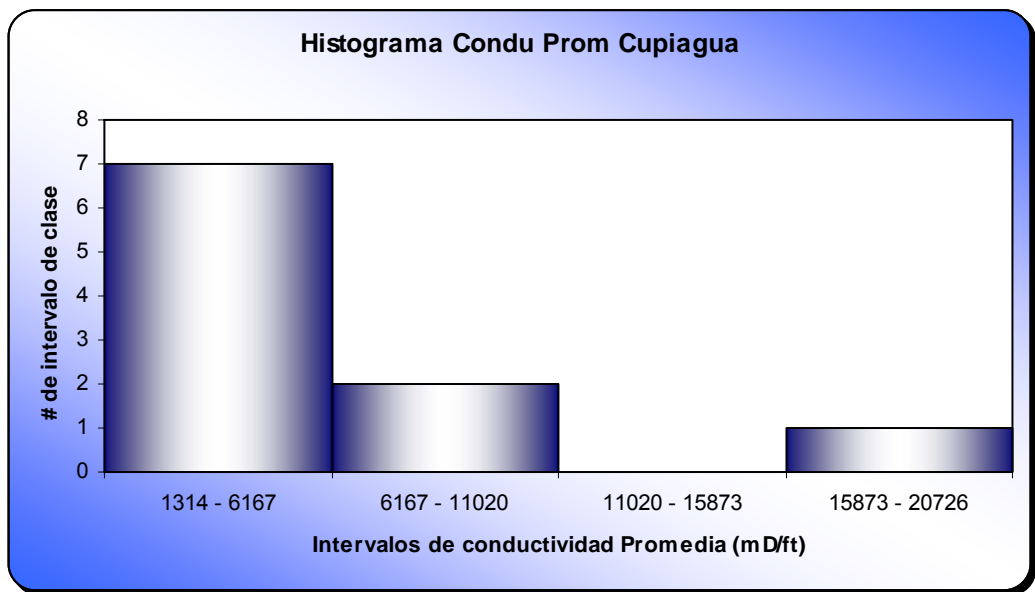


Figura 40 Histograma de ISIP

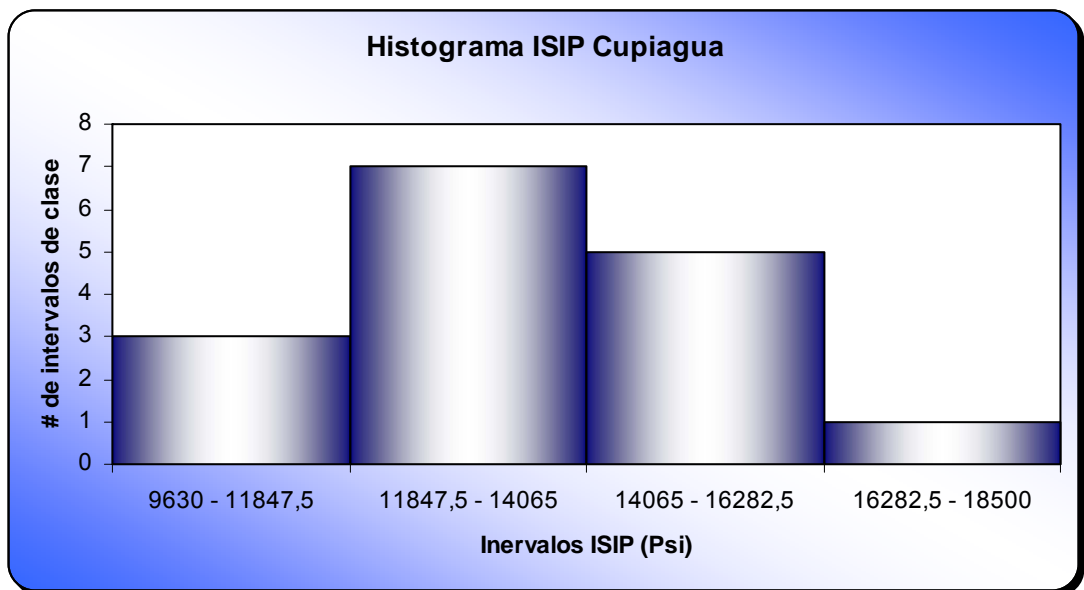


Figura 41 Histograma de Conductividad adimensional de fractura

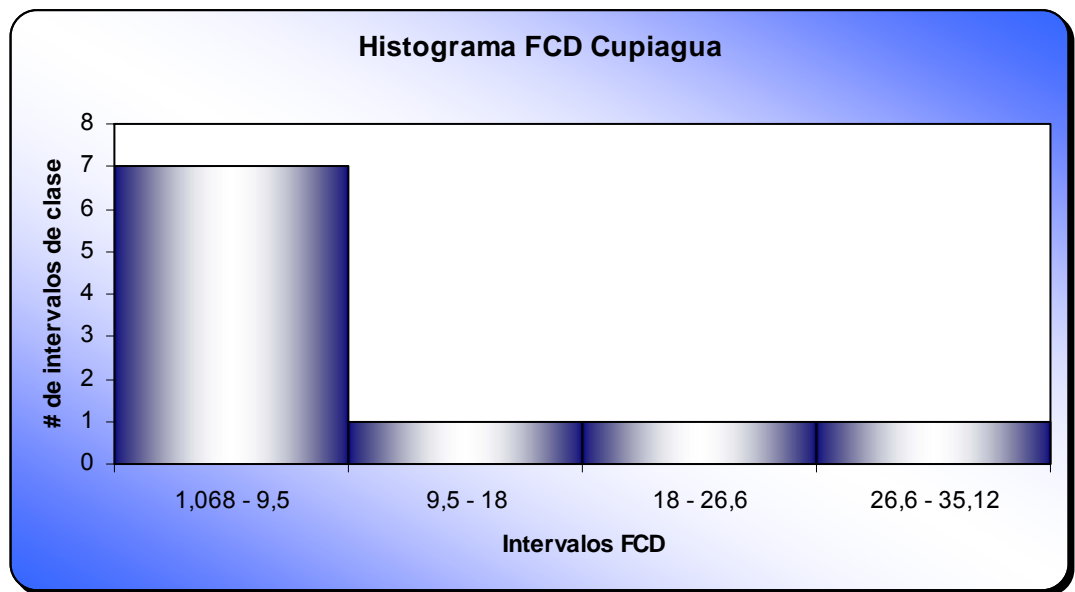


Tabla 18 Parámetros promedios para el campo Cupiagua

<i>Cupiagua</i>	<i>Media Aritmética</i>
<i>Profundidad (Ft)</i>	<i>15448,8</i>
<i>Permeabilidad (md)</i>	<i>6,3</i>
<i>Presión máxima de fractura (PSI)</i>	<i>11551,7</i>
<i>Longitud de fractura (Ft)</i>	<i>176,9</i>
<i>Ancho de fractura (Ft)</i>	<i>0,25</i>
<i>Gradiente de fractura</i>	<i>0,85</i>
<i>Conductividad promedio</i>	<i>5037,2</i>
<i>Espesores fracturados</i>	<i>135,6</i>
<i>ISIP (Psi)</i>	<i>13305,9</i>
<i>FCD (Conductividad de fractura adimensional)</i>	<i>8,9</i>

Figura 43 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

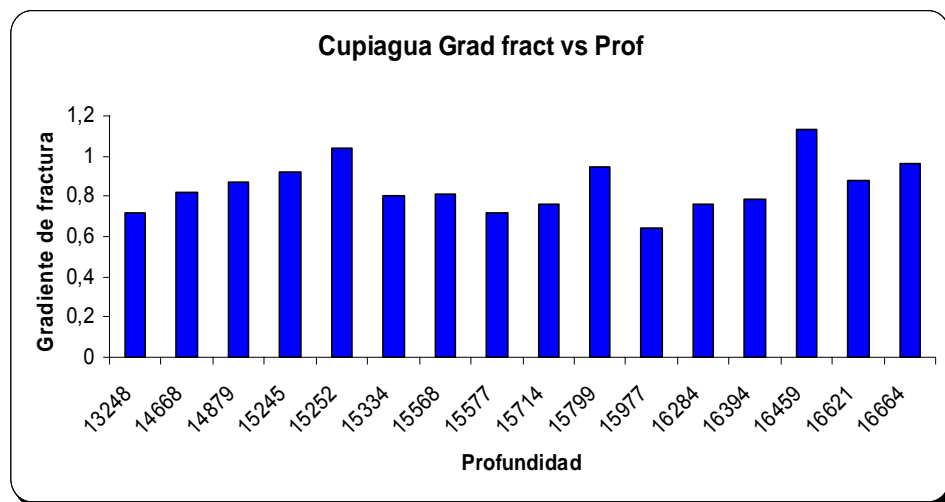


Figura 44 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

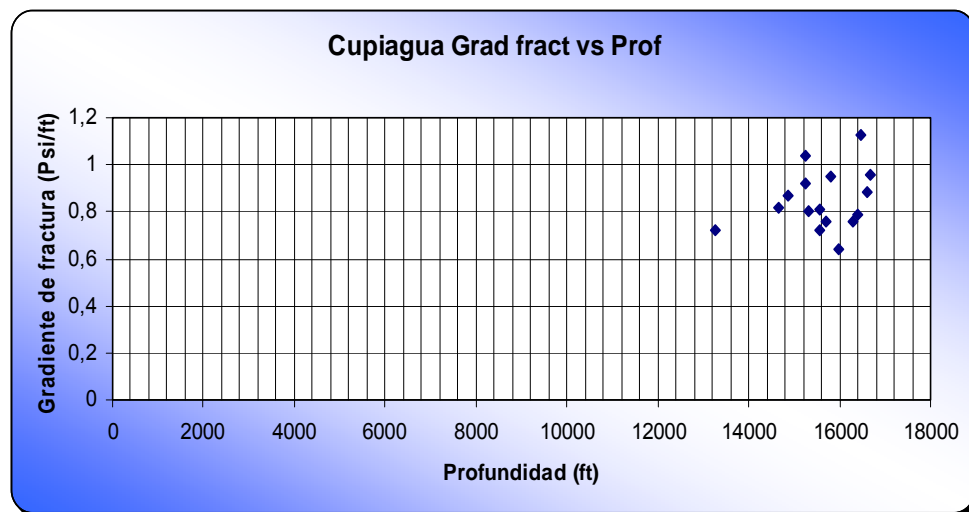


Tabla 19 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,27</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-2,11</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,017</i>
<i>Covarianza</i>	<i>28,46</i>

Observando la figura 42, el grafico de puntos y la figura 43, el diagrama de barras, se puede ver representada la poca dependencia entre estos dos parámetros, como es de esperarse.

El valor del coeficiente de pearson indica una correlación positiva pero no muy directa debido a la dispersión de los parámetros en el campo y que hay varios puntos que corresponden a la misma profundidad. El coeficiente de curtosis muestra que la distribución es platicurtica o menos apuntada que la normal. Esto quiere decir, como se estudio en el capitulo 4, que la distribución de estos parámetros no posee cambios bruscos en la tendencia, pues la tendencia tiende a ser suave y sin mucho ruido. Esto se puede observar mejor en el diagrama de barras. De igual forma el coeficiente de asimetría muestra lo poco simétrica que es la distribución.

La covarianza va a jugar un papel importante en la dependencia lineal de los parámetros de la correlación, en este caso la distribución es dependientemente lineal y positiva. Lo que indica una baja variabilidad entre los parámetros y una buena posibilidad a la hora de extrapolar los parámetros a otras zonas, ó mejor, pozos aledaños.

Figura 45 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

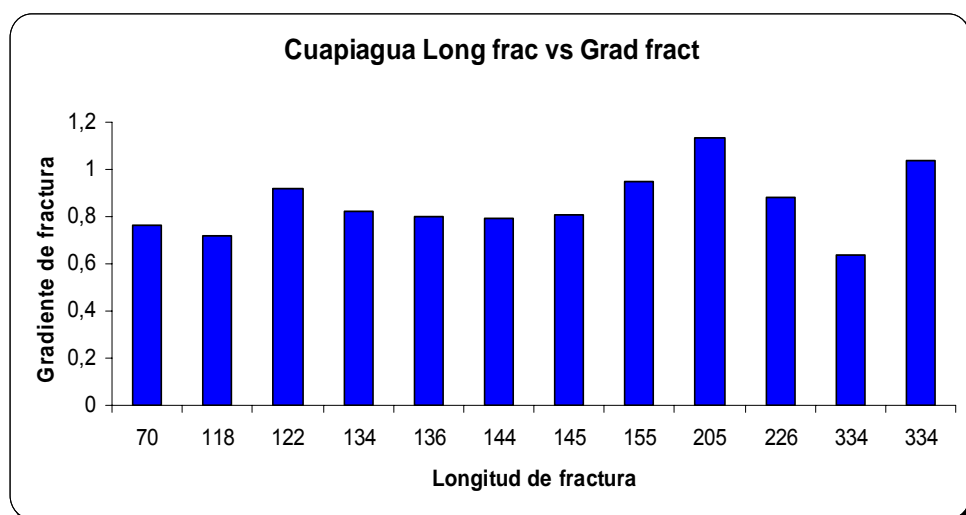


Figura 46 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

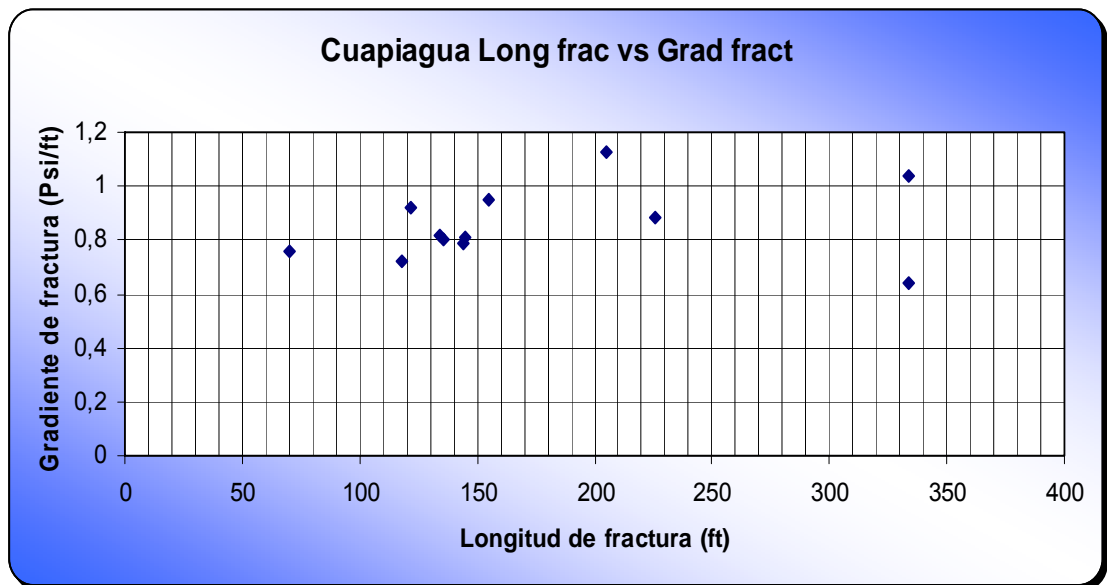


Tabla 20 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,19</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>0,76</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>1,24</i>
<i>Covarianza</i>	<i>2,00</i>

El valor del coeficiente de pearson, leído de la tabla 20 indica una correlación positiva pero no directa, aunque en los gráficos se puede observar claramente una semitendencia. Esto se debe a los puntos o parámetros anormales en el campo, que ocasionan el ruido o la turbulencia en la función de distribución.

El coeficiente de curtosis muestra que la distribución es leptocurtica o mas apuntada que la normal. Esto solo muestra que la tendencia no es muy suave, aunque en la figura 45, se puede observar la tendencia a ser lineal, pero sin efecto campana. De igual forma el coeficiente de asimetría muestra lo poco simétrica que es la distribución. De lo anterior y con la observación del grafico

se puede inferir claramente acerca de una pequeña tendencia, basada en el coeficiente de pearson, pero otro tipo de puntos dispersos debidos a la complejidad geológica de la zona y a la gran cantidad de esfuerzos a los que están sometidos los pozos de este campo. Ya que este campo posee una gran heterogeneidad.

Figura 47 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

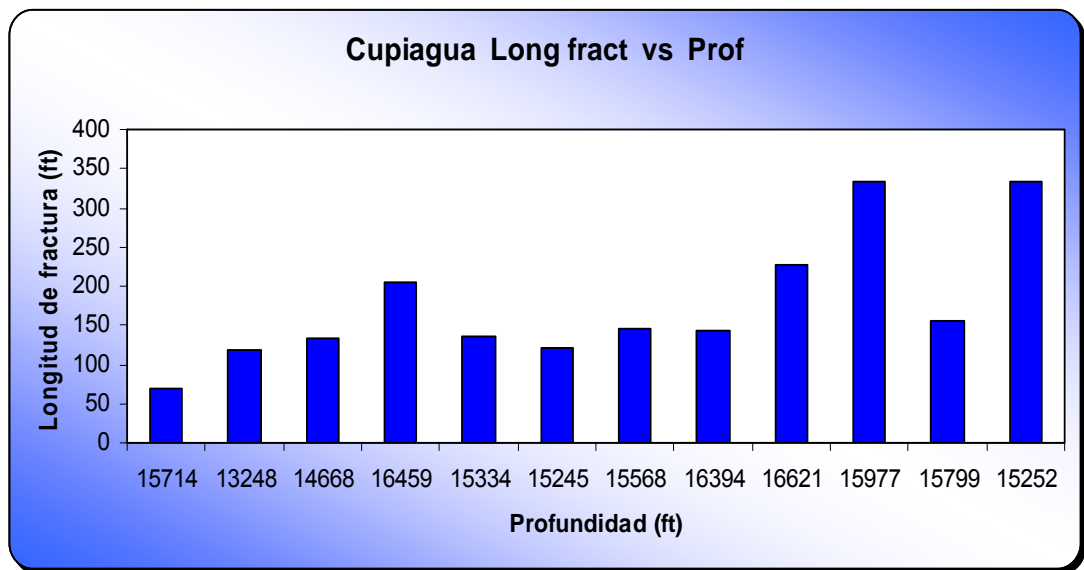


Figura 48 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

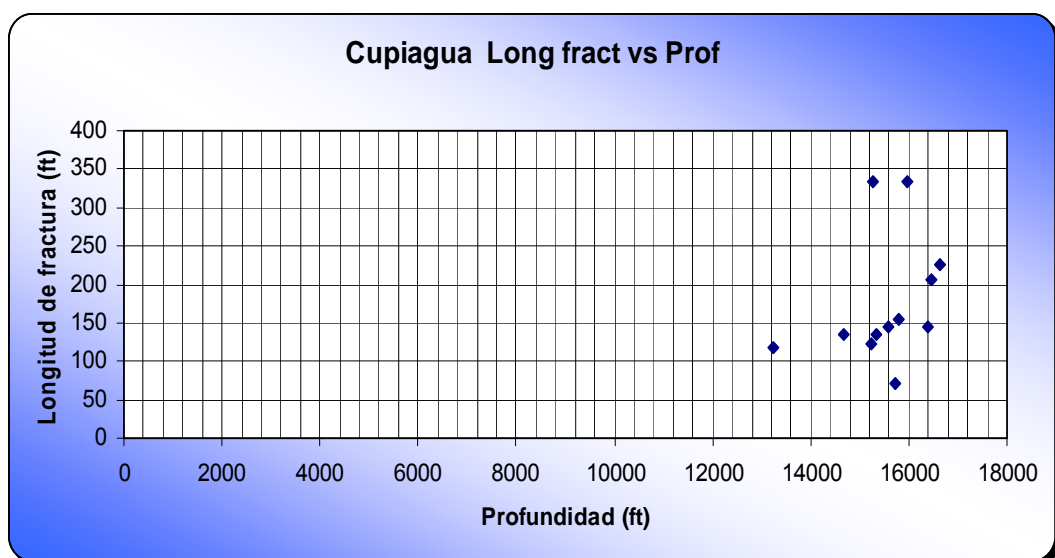


Tabla 21 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,29</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-1,87</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,44</i>
<i>Covarianza</i>	<i>20506</i>

En cuanto a la variación de la longitud de fractura con respecto a la profundidad para este campo, se observa una correlación positiva y un poco menos no directa que la anterior, o lo que es lo mismo un coeficiente de pearson mas bajo. Entonces podría pensarse en el tipo de geometría que se quisiera obtener.

Por otra parte se ve una distribución platicurtica o menos apuntada que la normal, que de igual forma indica una cierta suavidad en la función de distribución de estos dos parámetros, lo que significa un grado reducido de concentración al rededor de la normal o una cierta suavidad en la función de distribución obtenida por la misma correlación entre estos dos parámetros

Una covarianza positiva esta indicando simplemente una alta relación lineal positiva entre los dos parámetros, denotado por el coeficiente de pearson. Resaltando con este parámetro, que entre más altos los valores de covarianza, serán mas bajos los valores de variabilidad. Es muy importante recordar que la covarianza esta fuertemente ligada a los resultados enunciados en los gráficos de dispersión, por lo tanto la covarianza como se enuncia en el capitulo 4 solo es una regresión corregida de lo que se puede observar en el grafico de dispersión

Figura 49 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

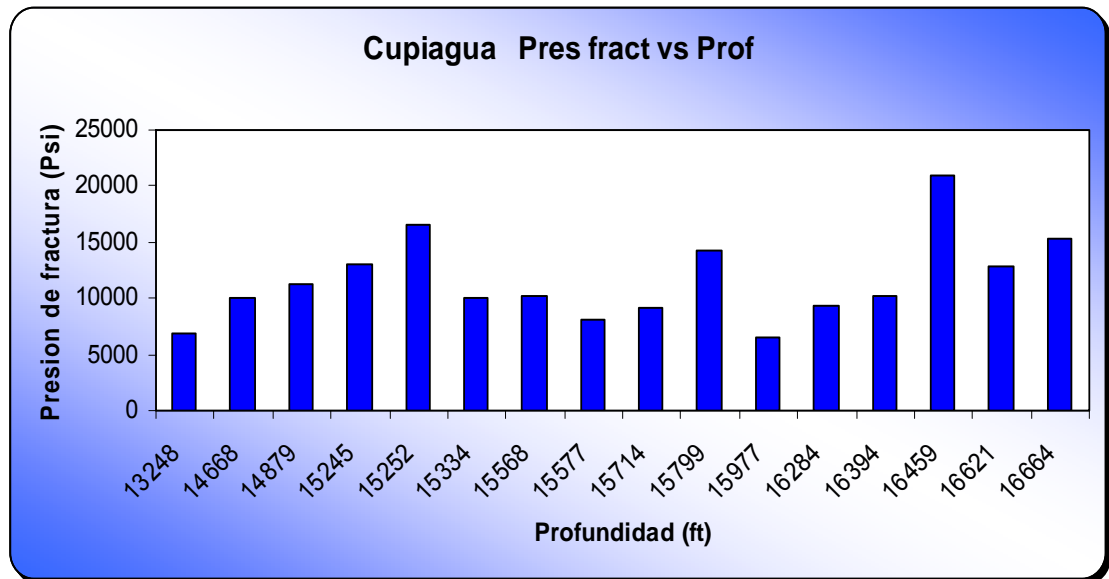


Figura 50 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

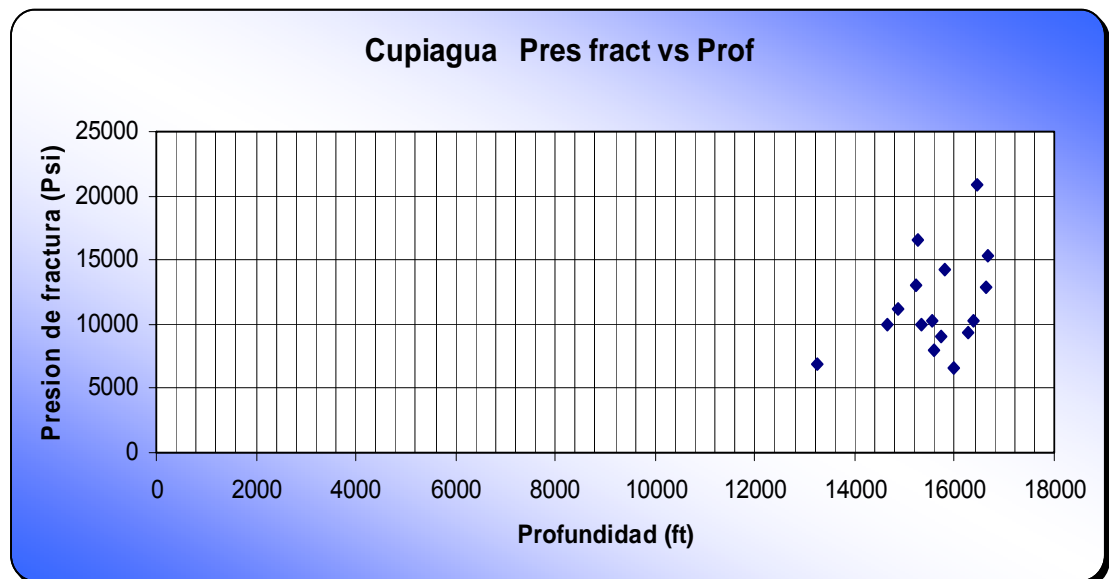


Tabla 22 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	0,4
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-0,23
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,52
<i>Covarianza</i>	1257212

Como es de esperarse la correlación entre la presión de fractura y la profundidad es positiva y más directa, representado esto el coeficiente de pearson tendiente a 0.5, aquí es importante recordar los valores a los que corresponde este coeficiente, visto en el capítulo 4 del presente trabajo.

El coeficiente de curtosis de nuevo muestra una distribución platicurtica, concordando esto con la suavidad de la función de distribución que se puede observar; aunque en el diagrama de dispersión no es muy claro, en el diagrama de barras se pueden observar estos resultados.

Como se observa en la distribución espacial de estos dos parámetros la covarianza es bastante alta, por lo que la variabilidad es baja, entonces se tendrá lo que es visible en los gráficos. La función de distribución es semilineal, con algunos valores dispersos. Por otra parte, la distribución por el coeficiente de asimetría muestra que no hay uniformidad en la función, es asimétrica negativamente. Esto para el caso de ingeniería de petróleos indica, que la relación de presión de fractura con la profundidad tiene un mayor sesgo a la izquierda, como se observa en la figura 48, indicando la linealidad y homogeneidad de la zona analizada, por los valores crecientes proporcionalmente.

Figura 51 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

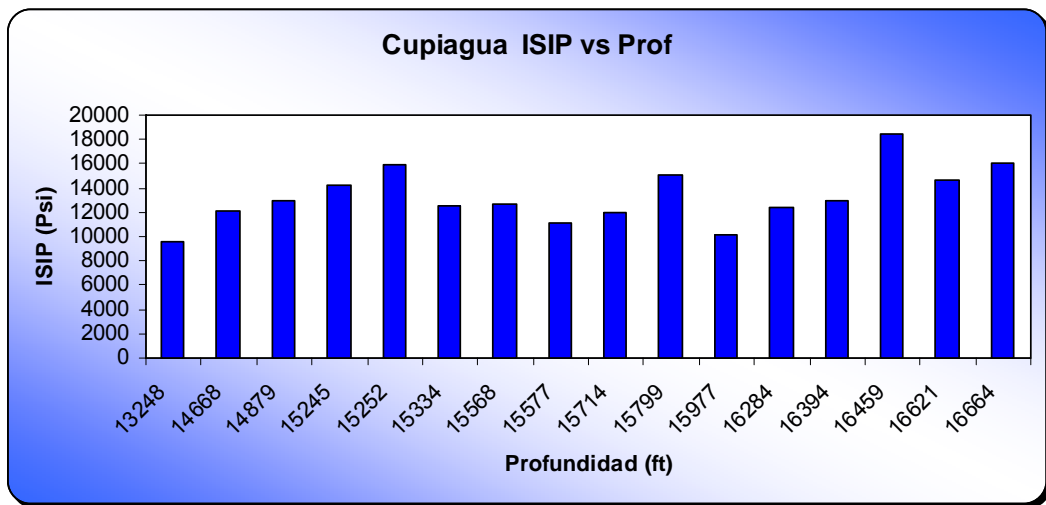


Figura 52 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

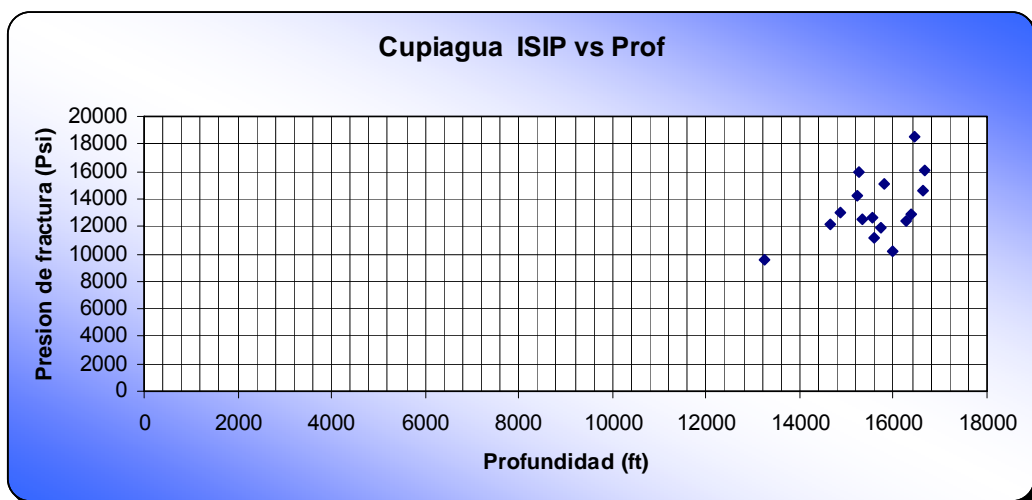


Tabla 23 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,52</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-0,24</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>-0,56</i>
<i>Covarianza</i>	<i>989726</i>

Por lo general se puede notar que la correlación de presión de fractura con la profundidad y la correlación de Presión instantánea de cierre con la profundidad son ligeramente parecidas, esto debido a que la relación entre presión de fractura y presión instantánea de cierre es directa. Por lo tanto el análisis de los resultados estadísticos será el mismo para ambos parámetros en la mayoría de los casos.

Figura 53 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia

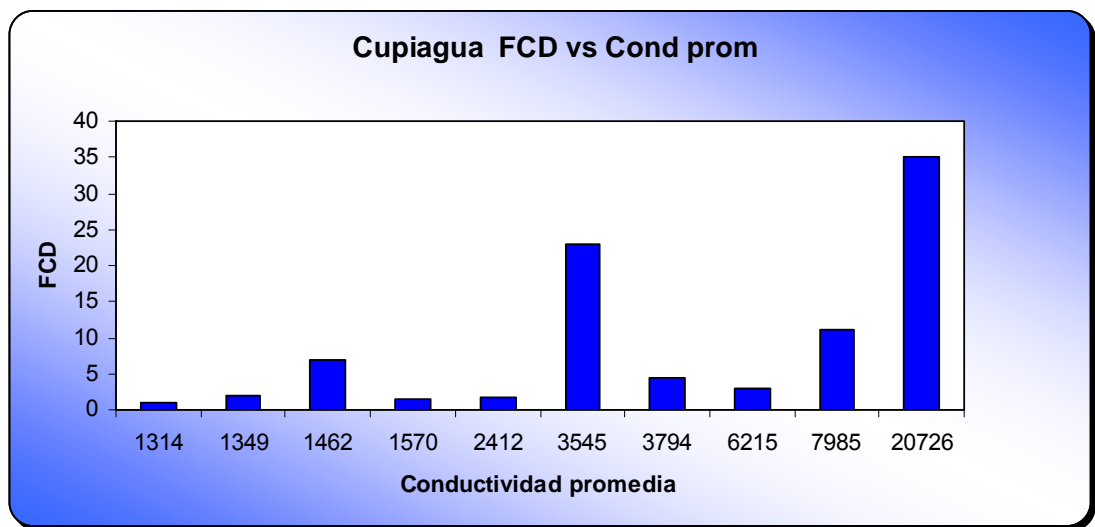


Figura 54 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

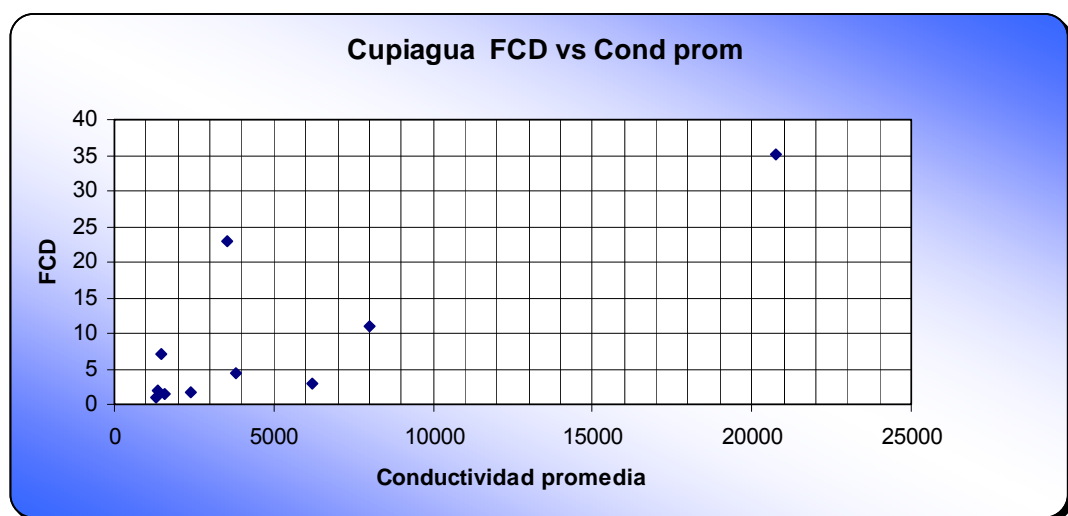


Tabla 24 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedio</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,82</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>11</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>3,13</i>
<i>Covarianza</i>	<i>50198</i>

La conductividad de la fractura adimensional y la conductividad de la fractura poseen un correlación lineal muy alta y directa, esto se puede notar por su coeficiente de correlación de pearson, o simplemente mirar la relación intrínseca existente entre ambos parámetros. También se puede notar que la distribución de parámetros es leptocurtica o un elevado grado de de concentración alrededor de los valores centrales de la variable. De la misma manera el coeficiente de simetría muestra una distribución asimétrica positiva y si hablamos de covarianza, hay una fuerte dependencia lineal y directa entre estos dos parámetros.

5.2. CAMPO CUSIANA

El campo Cusiana, al igual que el Campo Cupiagua pertenece a la cuenca de los Llanos orientales. En la actualidad 73 pozos, de los cuales 19 pozos han sido este tipo de trabajos de estimulación, lo cual equivale al 26% de los pozos fracturados en el campo.

➤ **Histogramas**

Figura 55 Histograma de Profundidad

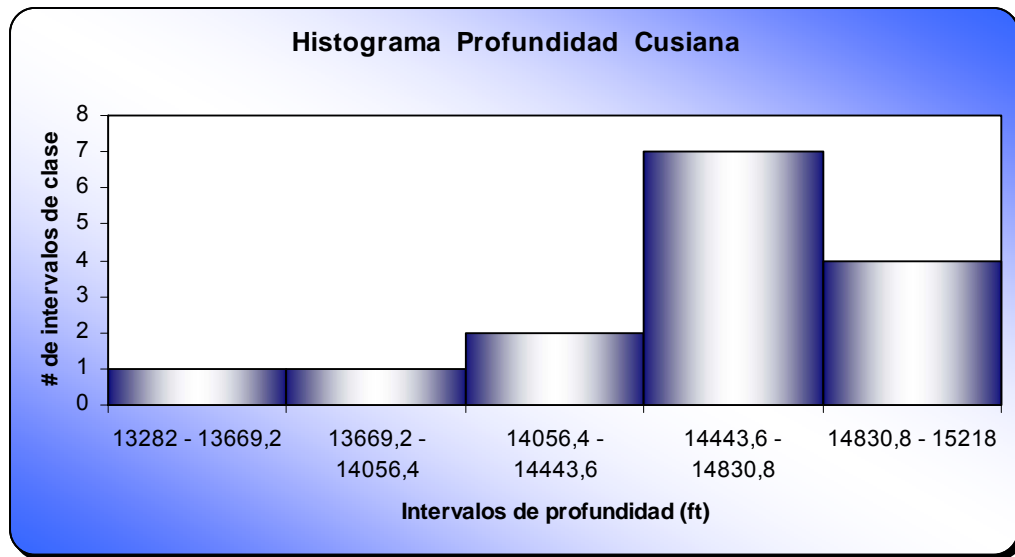


Figura 56 Histograma de Permeabilidad

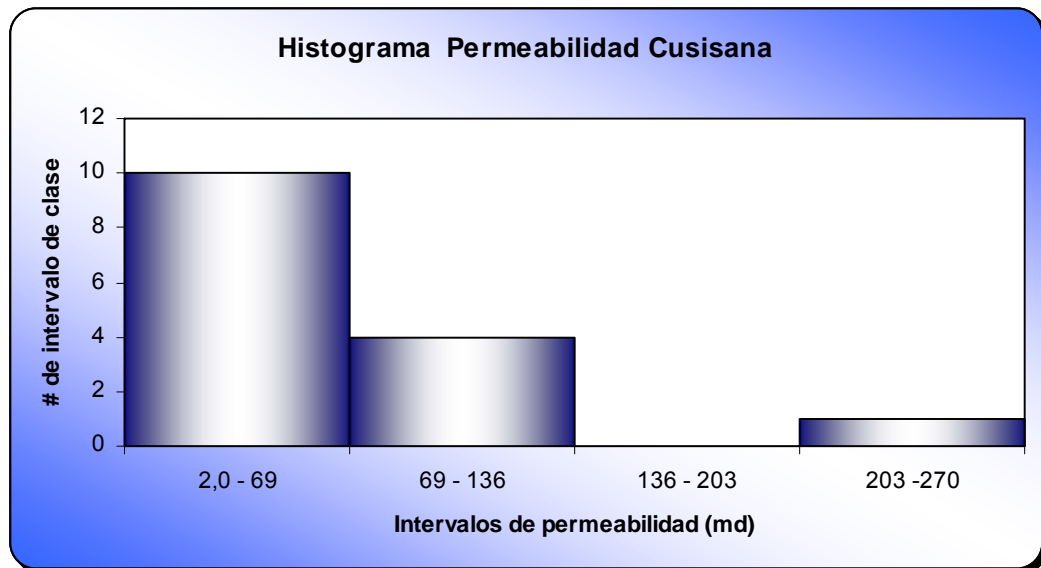


Figura 57 Histograma de Presión máxima de fractura

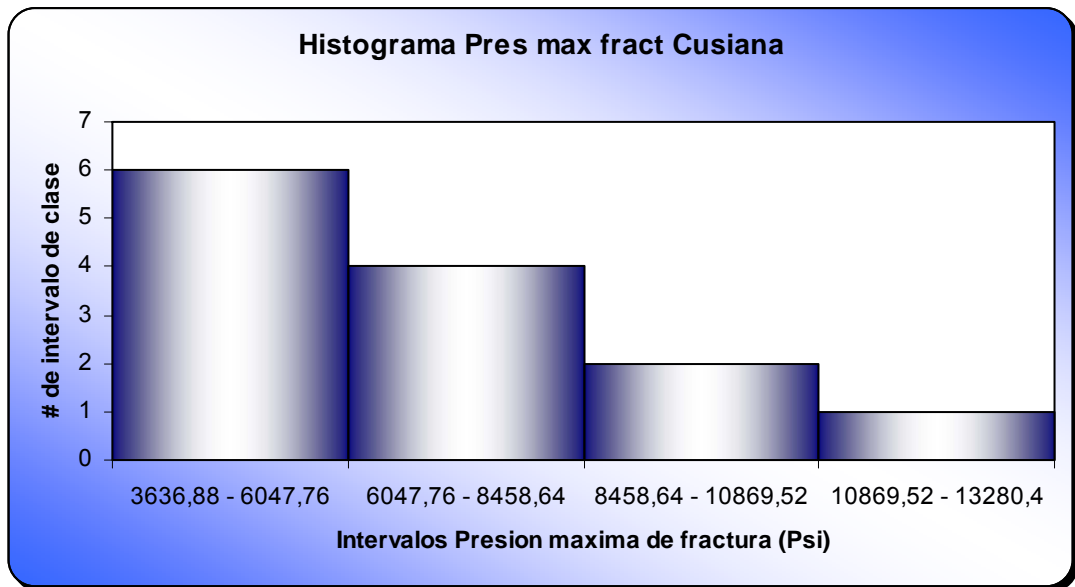


Figura 58 Histograma de Longitud de fractura

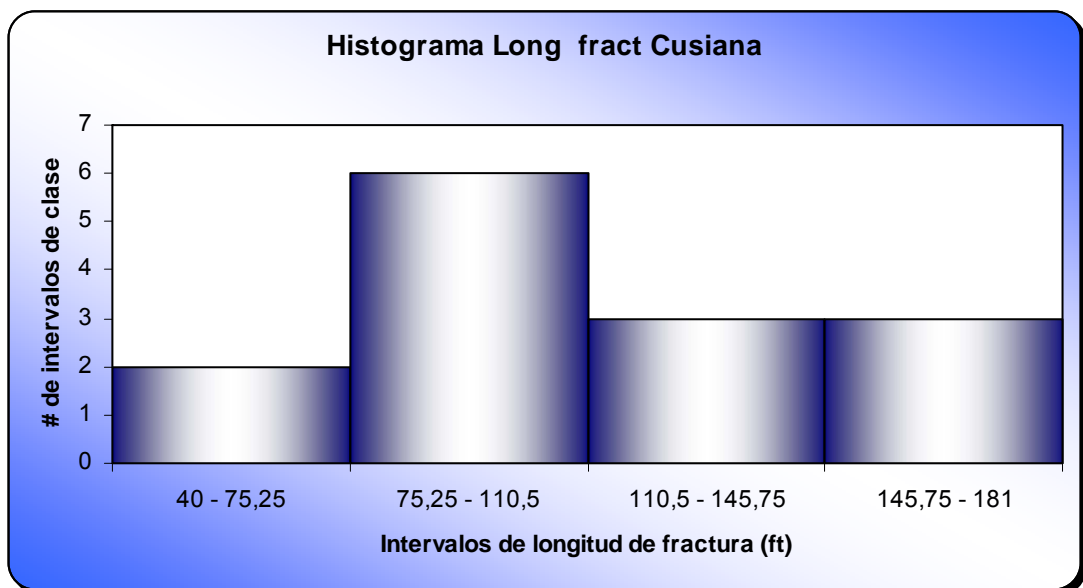


Figura 59 Histograma de Ancho de fractura

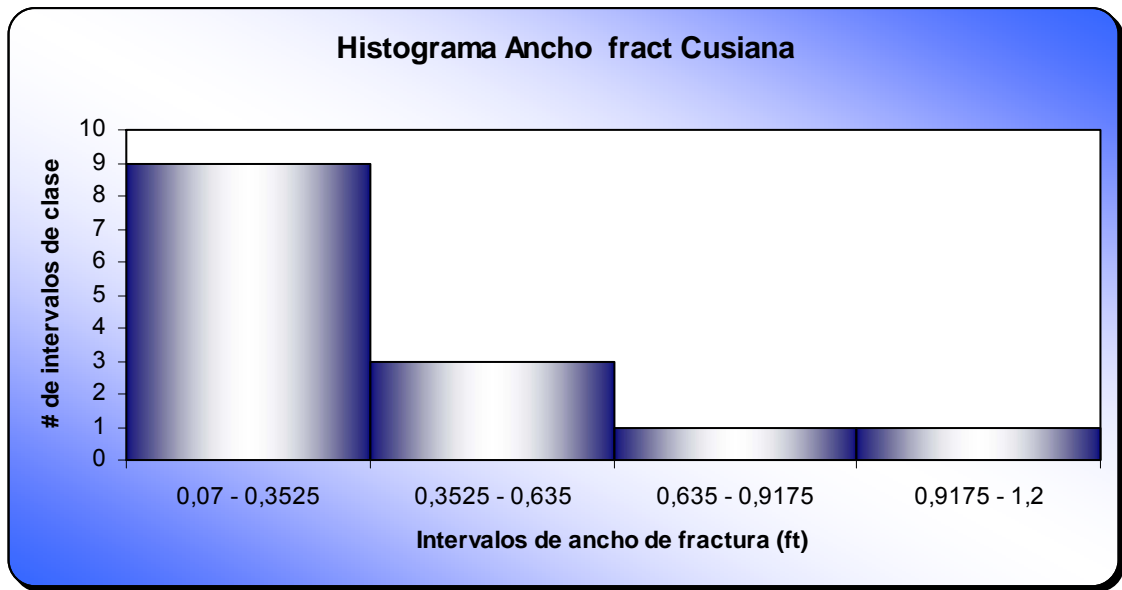


Figura 60 Histograma de Gradiente de fractura

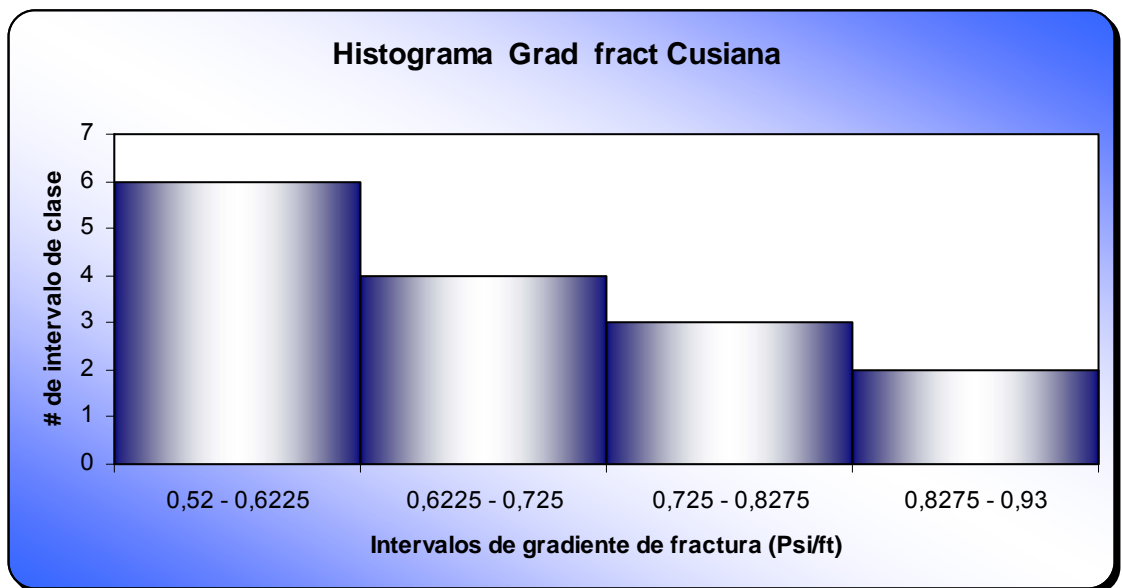


Figura 61 Histograma de Conductividad Promedia

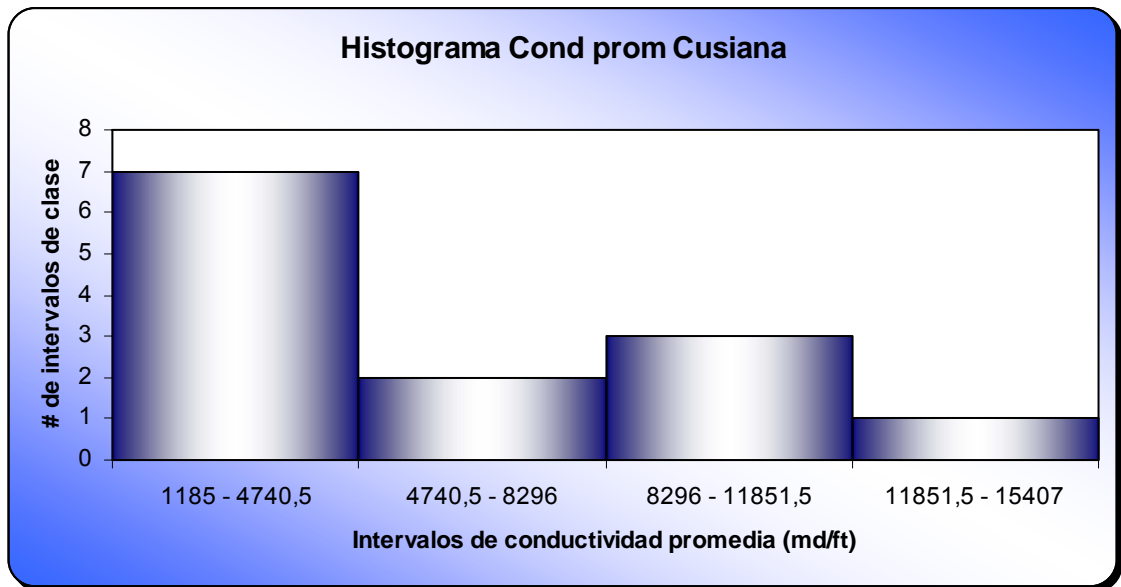


Figura 62 Histograma de ISIP

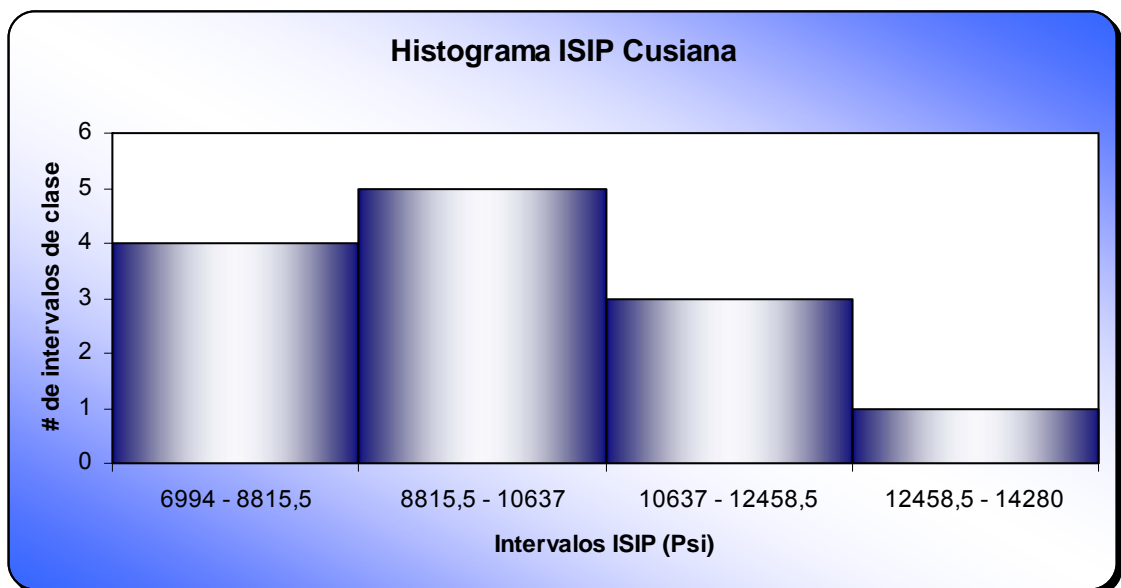


Figura 63 Histograma de Conductividad adimensional de fractura

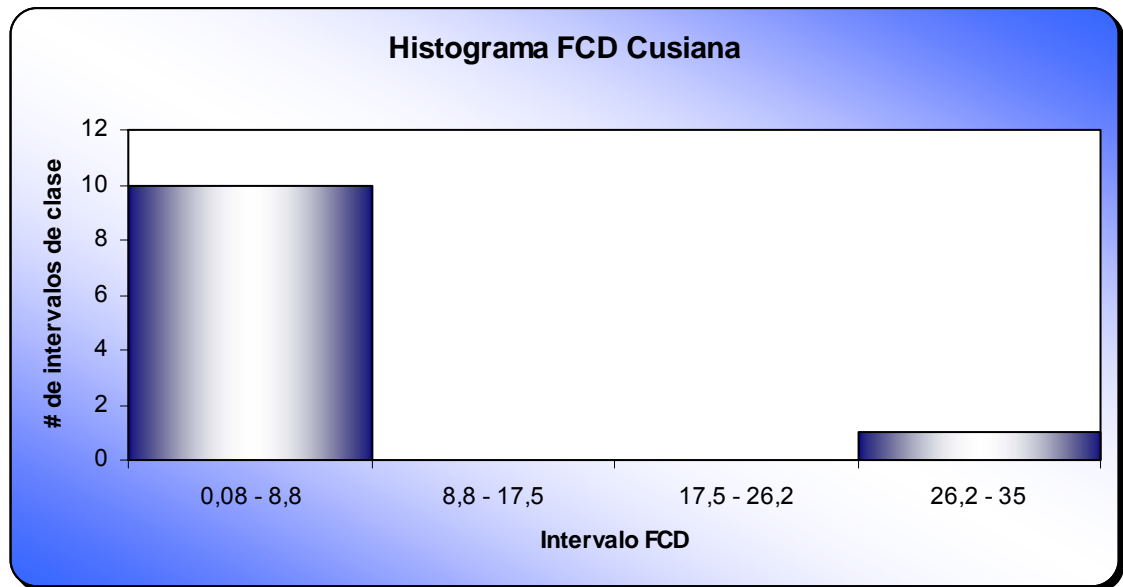
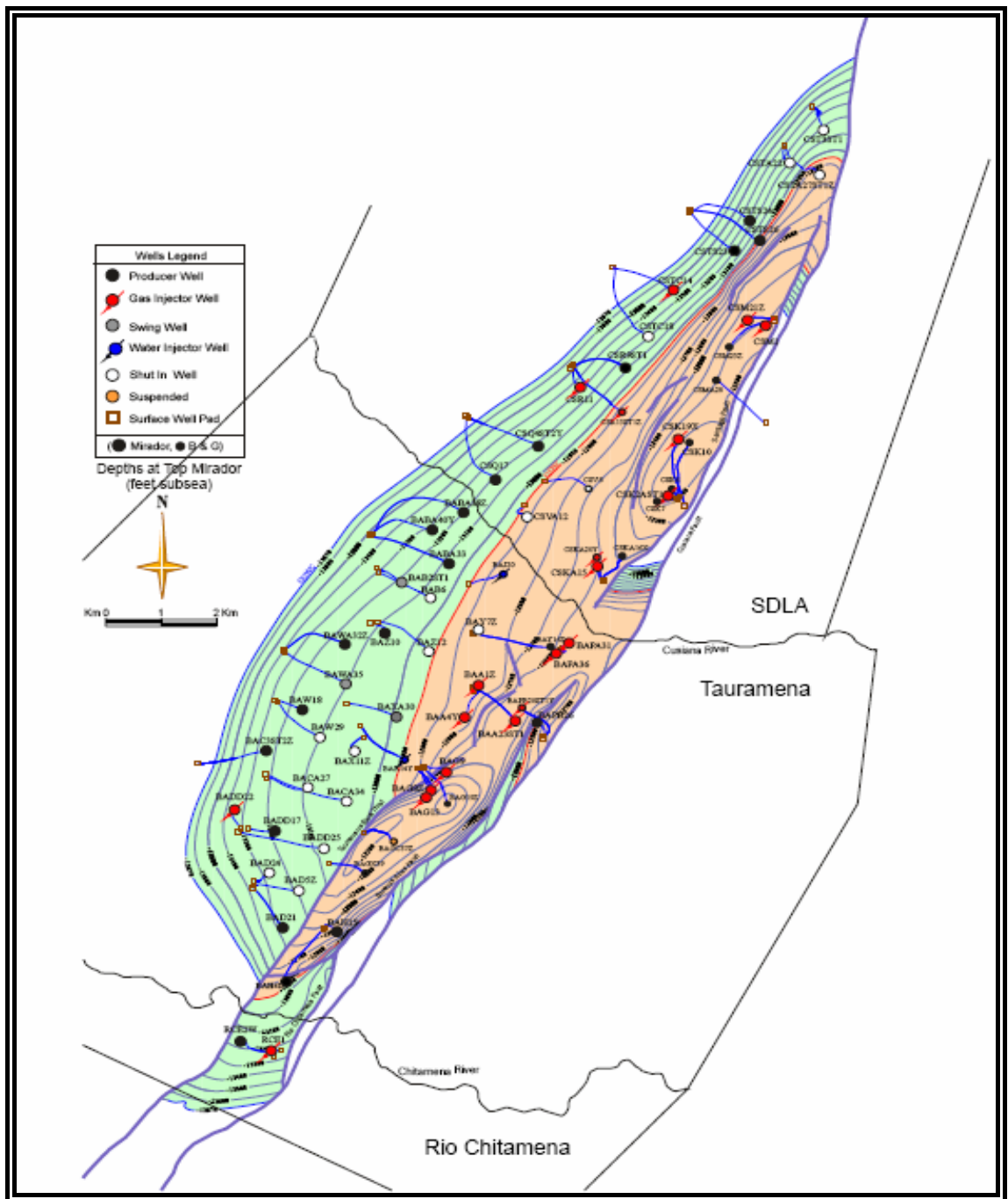


Tabla 25 Parámetros promedios del campo

Cusiana	Media Aritmética
Profundidad (ft)	14560,5
Permeabilidad (md)	70
Presión máxima de fractura (Psi)	6432,6
Longitud de fractura (ft)	111,6
Ancho de fractura (ft)	0,38
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,69
Conductividad promedio (md/ft)	5552,2
Espesores fracturados (ft)	135,6
ISIP (Psi)	5552,12
FCD	4,2

Figura 64 Campo Cusiana



Fuente: ANH

Figura 65 diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

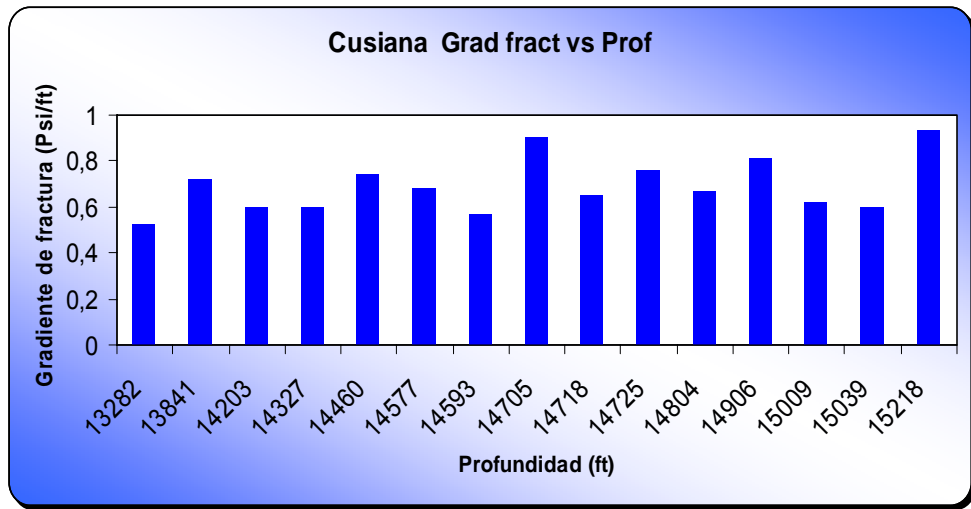


Figura 66 diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

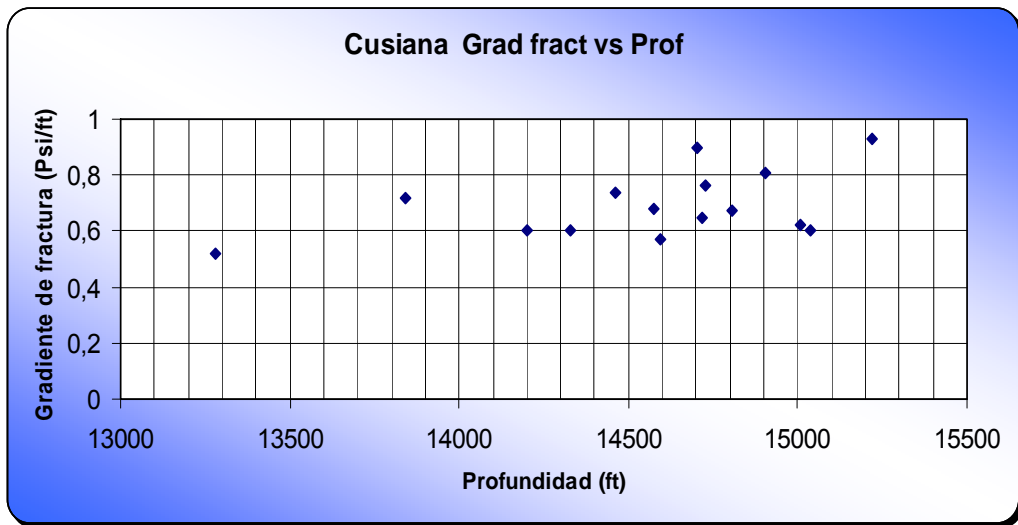


Tabla 26 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,47</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-2,13</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>0,007</i>
<i>Covarianza</i>	<i>26</i>

El coeficiente de correlación de Pearson para la distribución de estos parámetros es bastante lineal, y tiende a ser directa. Como es de notar este coeficiente es más alto que para el campo Cupiagua. Indistintamente la distribución es platicúrtica o menos apuntada que la normal, lo que manifiesta una cierta suavidad en la distribución. De nuevo en esta ocasión se puede observar en los gráficos, tanto de puntos como de barras la veracidad de este resultado.

El coeficiente de asimetría muestra una distribución muy pequeña casi que podría inferirse sobre una distribución simétrica, Pero por ser un poco mayor que cero el coeficiente de asimetría, se toma como asimétrica y positiva. De igual forma la covarianza ayuda a inferir sobre una relación lineal y directa entre los parámetros.

Cabe anotar que realmente, mediante una observación, se puede notar fácilmente que hay ciertos puntos que no corresponden a una distribución uniforme o suave como lo muestra el coeficiente de curtosis. Esto se debe a que los coeficientes representan un resultado en muchas ocasiones general y corregido a la distribución más acertada.

Figura 66 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

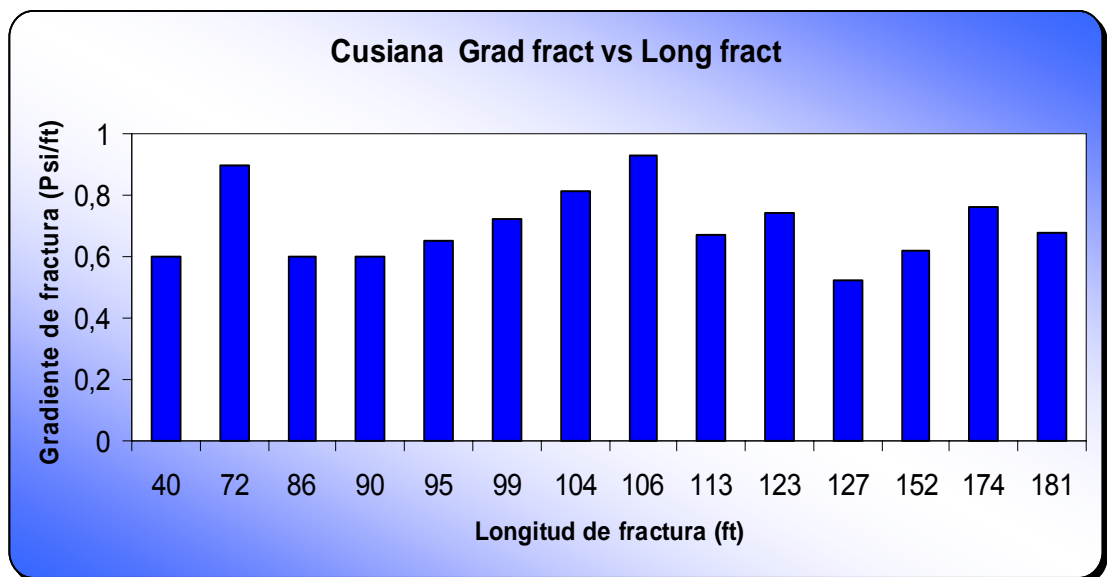


Figura 68 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

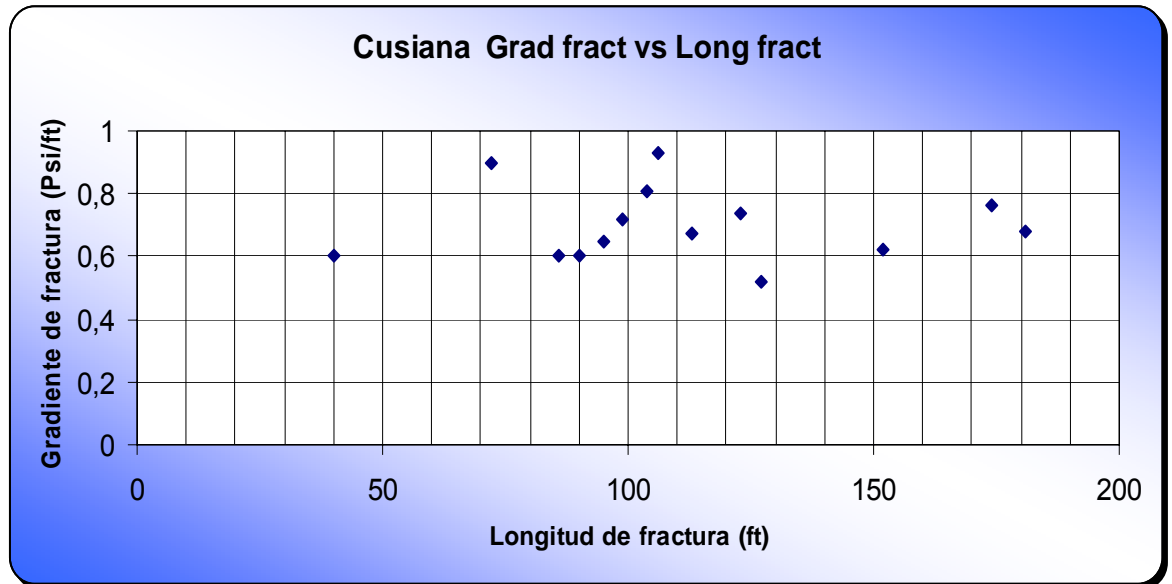


Tabla 27 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,014
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-1,08
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	0,6
<i>Covarianza</i>	-0,06

La correlación de gradiente de fractura y longitud de fractura para este campo es casi nula, el coeficiente es tendiente a cero, pero un poco menor, por lo cual se infiere en una muy pequeña correlación pequeña y negativa.

La distribución de los parámetros es platicurtica, o presenta un reducido grado de concentración alrededor de los valores centrales de la variable, esto quiere decir que esta función de distribución es bastante suave.

La distribución es asimétrica y positiva y si hablamos de covarianza el valor indica una muy pequeña relación lineal negativa casi insignificante. Esto es un

problema grave a la hora de llegar a extrapolar estos parámetros a zonas cercanas o campos cercanos, pues al presentar una covarianza casi nula, la variabilidad de los parámetros aumenta de una forma alarmante.

Figura 69 diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

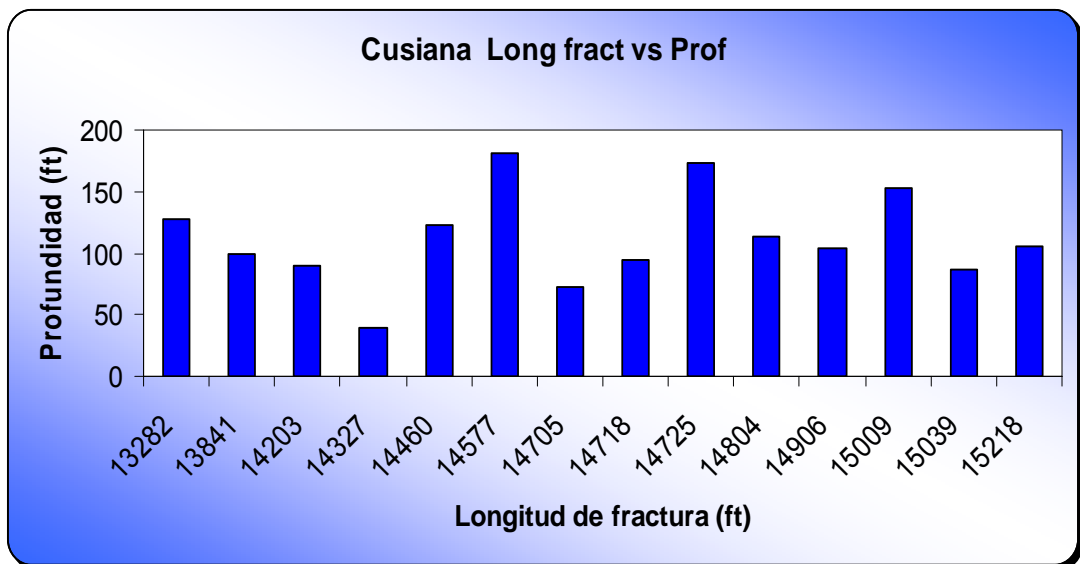


Figura 70 diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

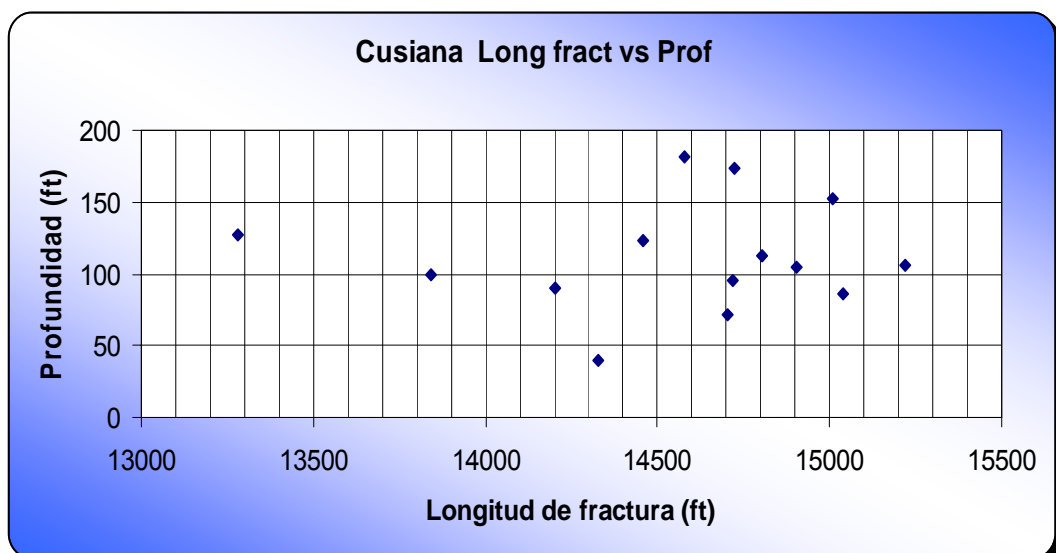


Tabla 28 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	0,06
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-0,19
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,07
<i>Covarianza</i>	1118

El coeficiente de pearson muestra una correlación pequeña y positiva, lo que indica que entre los parámetros no hay ninguna relación. La distribución es platicurtica y también asimétrica y negativa. De alguna forma el valor de covarianza, indica que por esa pequeña correlación indicada por el coeficiente de pearson existe una tendencia lineal y positiva.

Es aquí donde los métodos estadísticos se hacen eficaces e ineficaces; de alguna forma la covarianza indica una baja variabilidad, pero los gráficos de puntos y barras muestran una alta variabilidad a la vista. Estos métodos utilizan una corrección de tendencias de distribución de tal forma que los resultados mostrados en algunas ocasiones;(como esta) son supuestos de comportamientos ideales. Es por esto que se hace necesario además de los resultados del cálculo, la observación de los gráficos de dispersión y de barras.

Figura 71 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

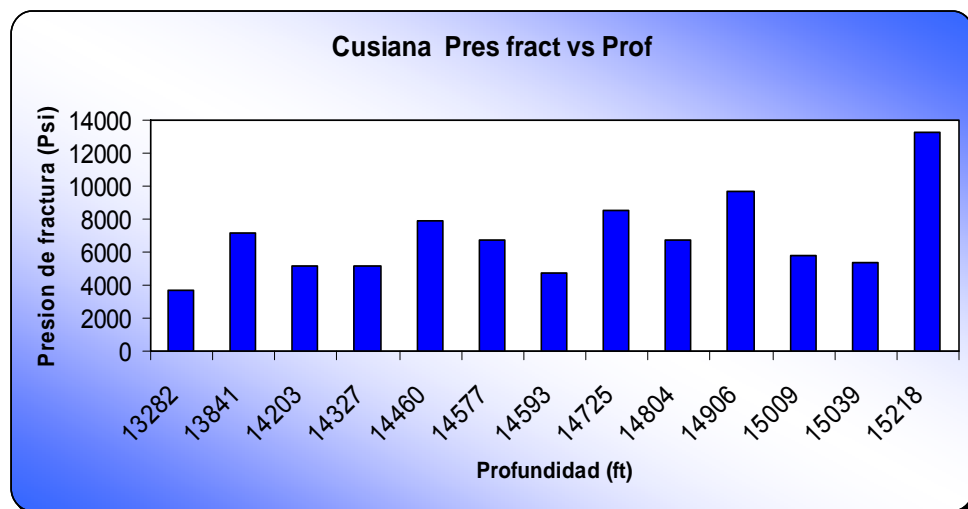


Figura 72 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

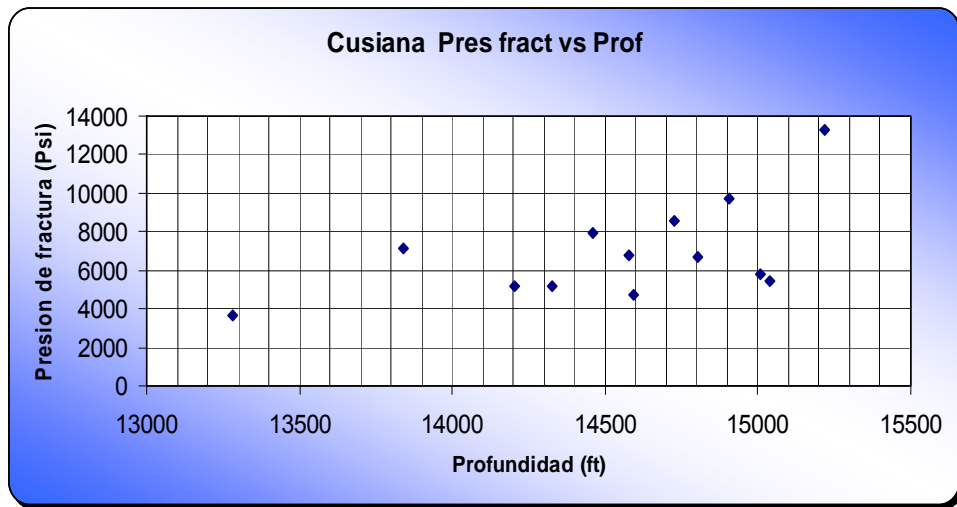


Tabla 29 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	0,38
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	-1,06
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	-0,59
<i>Covarianza</i>	559124

Figura 73 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

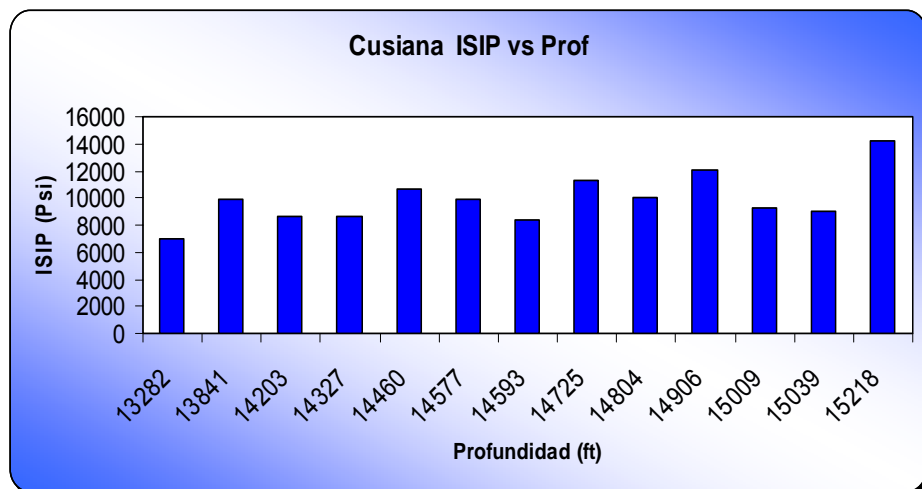


Figura 74 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

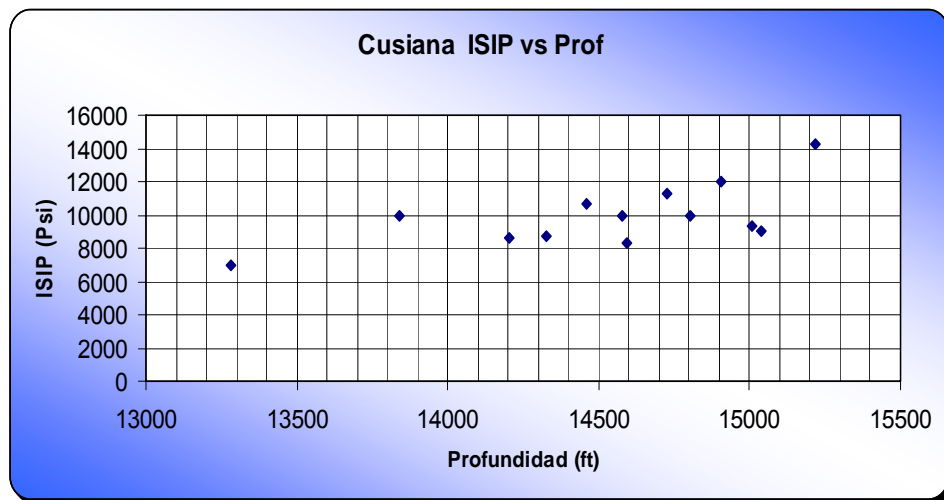


Tabla 30 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,62</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-1,30</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>-0,57</i>
<i>Covarianza</i>	<i>572794</i>

Para corroborar lo que se anoto para la distribución de presión de fractura y la profundidad, y la distribución de presión instantánea de cierre y profundidad para el campo Cupiagua, se puede observar también para este campo.

El coeficiente de de pearson indica una buena correlación positiva entre los parámetros, el coeficiente de curtosis que es casi el mismo para ambas distribuciones es platicurtica, lo que significa una suavidad en la función o lo que es lo mismo, no hay ningún tipo de cambios bruscos en esta distribución de parámetros, y esta misma distribución se muestra asimétrica y negativa.

Indistintamente los valores de covarianza muestran una fuerte dependencia lineal entre estos parámetros. Una alta covarianza está representando una baja variabilidad de estos parámetros para este campo.

Figura 75 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia

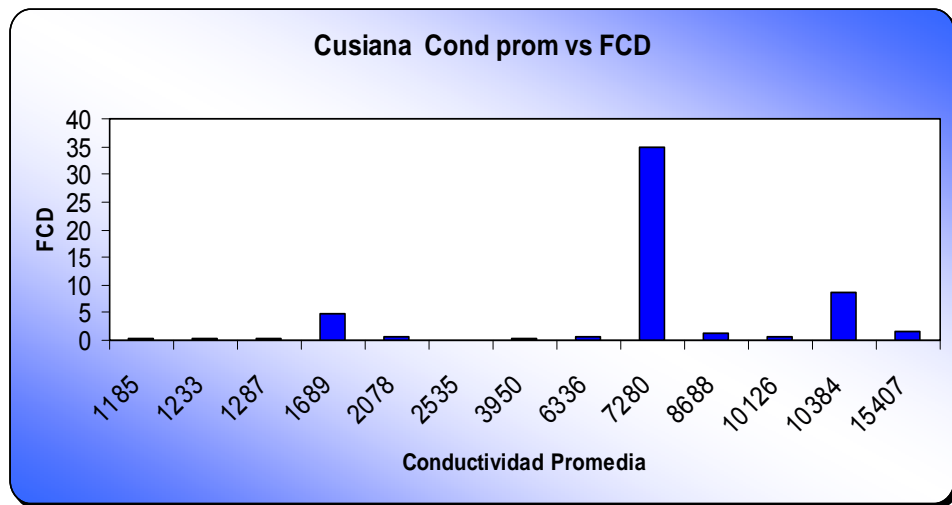


Figura 76 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad Promedia

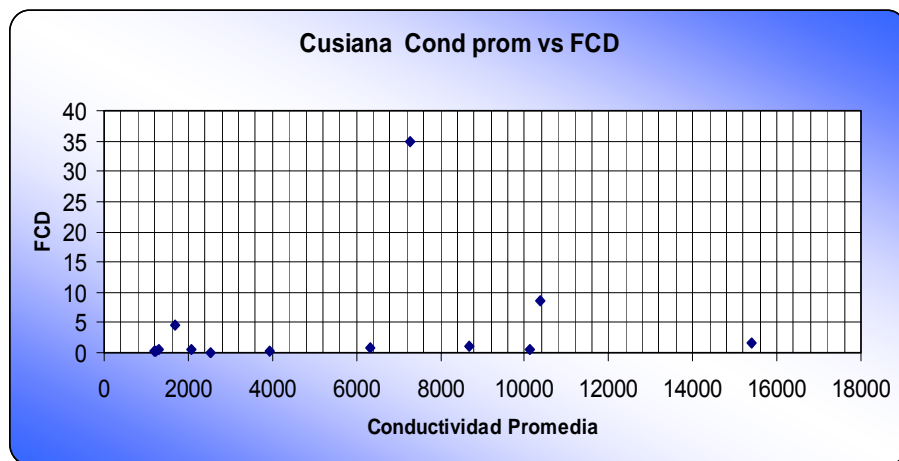


Tabla 31 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedia</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,18</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>1,99</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>1,65</i>
<i>Covarianza</i>	<i>7633</i>

El coeficiente de pearson muestra una correlación positiva e indirecta; se presenta un coeficiente de pearson bastante pequeño, que indica una correlación nula entre los parámetros.

De igual forma una distribución leptocurtica, asimétrica y positiva. Esto representado en la discontinuidad de la función de distribución, de tal forma que los valores de cada uno de los parámetros varían sin ninguna relación, respecto a la variación de los parámetros con que son correlacionados.

Así mismo la covarianza muestra una fuerte dependencia lineal y positiva entre ambos parámetros; aunque esto es falso, si se observa el grafico de puntos y el grafico de barras se tiene que esta alta covarianza y por siguiente baja variabilidad corresponde simplemente a que los datos son muy parecidos en esta distribución.

5.3. BUENOS AIRES

Histogramas

Figura 77 Histograma de profundidad

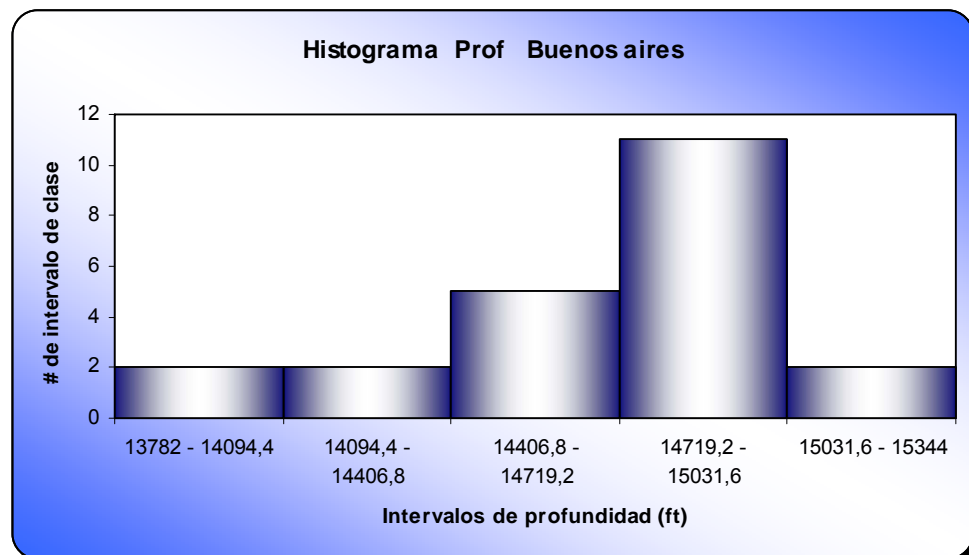


Figura 78 Histograma de Permeabilidad

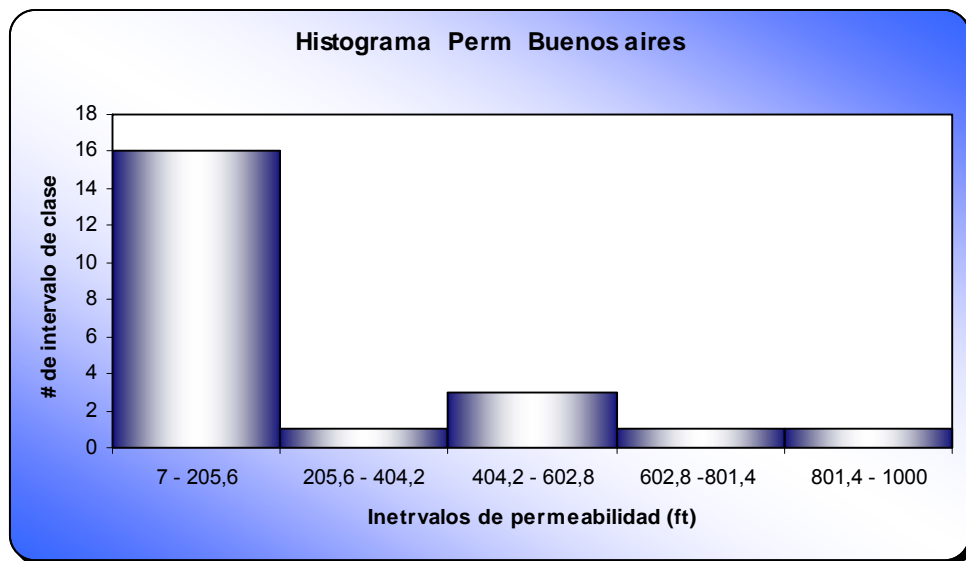


Figura 79 Histograma de Presión máxima de fractura

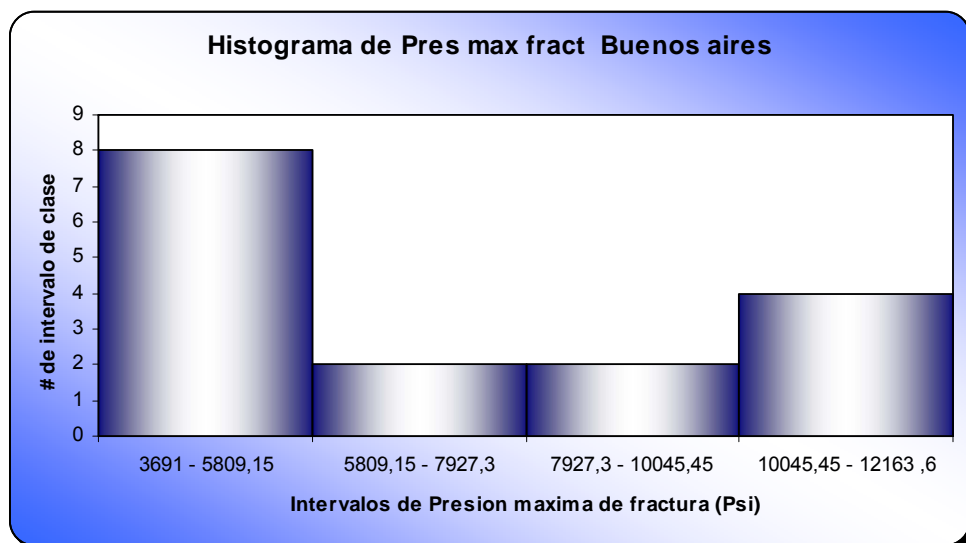


Figura 80 Histograma de Longitud de fractura

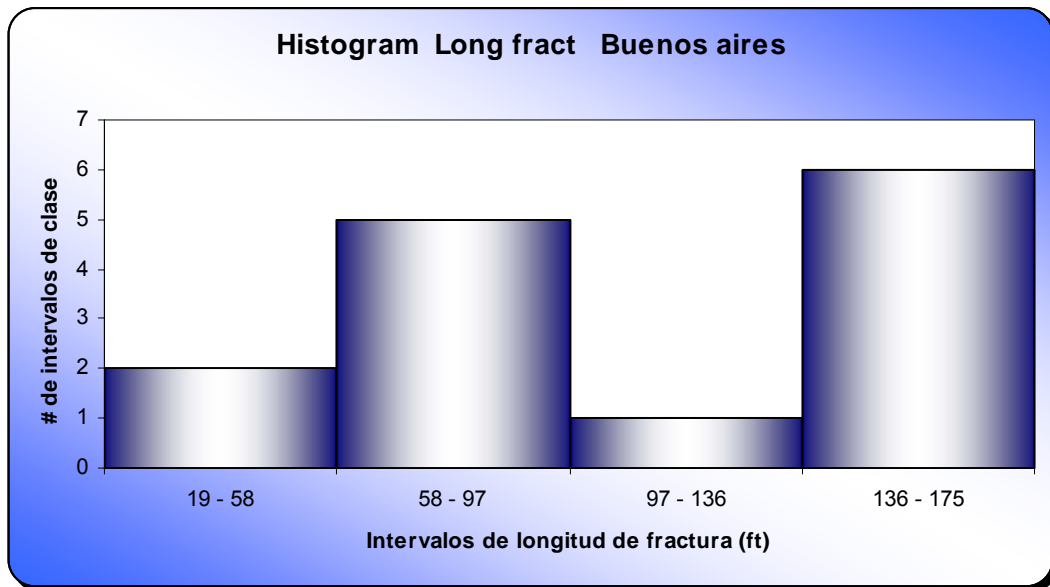


Figura 81 Histograma de Ancho de fractura

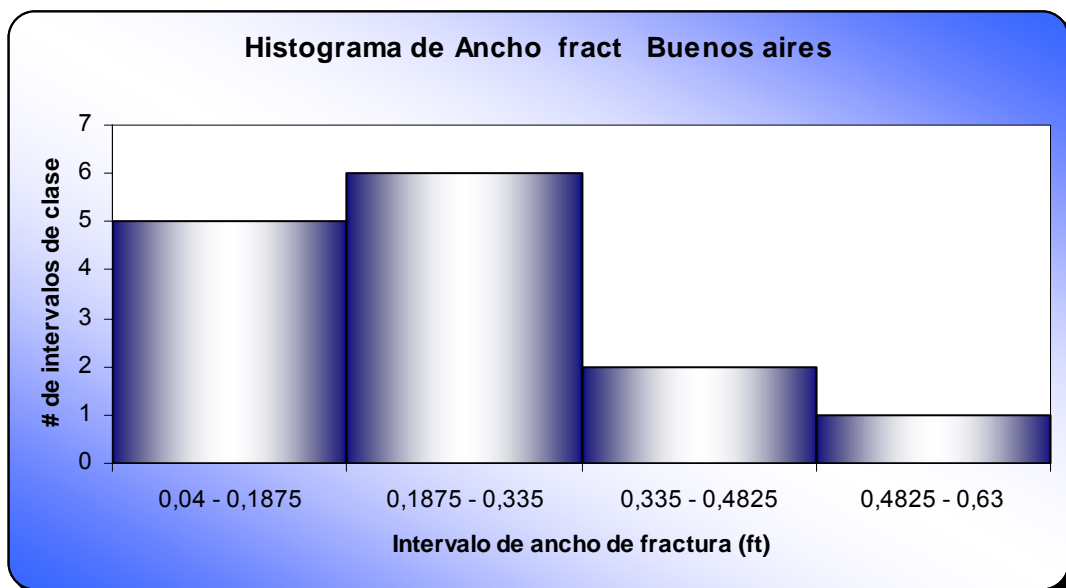


Figura 82 Gradiente de fractura

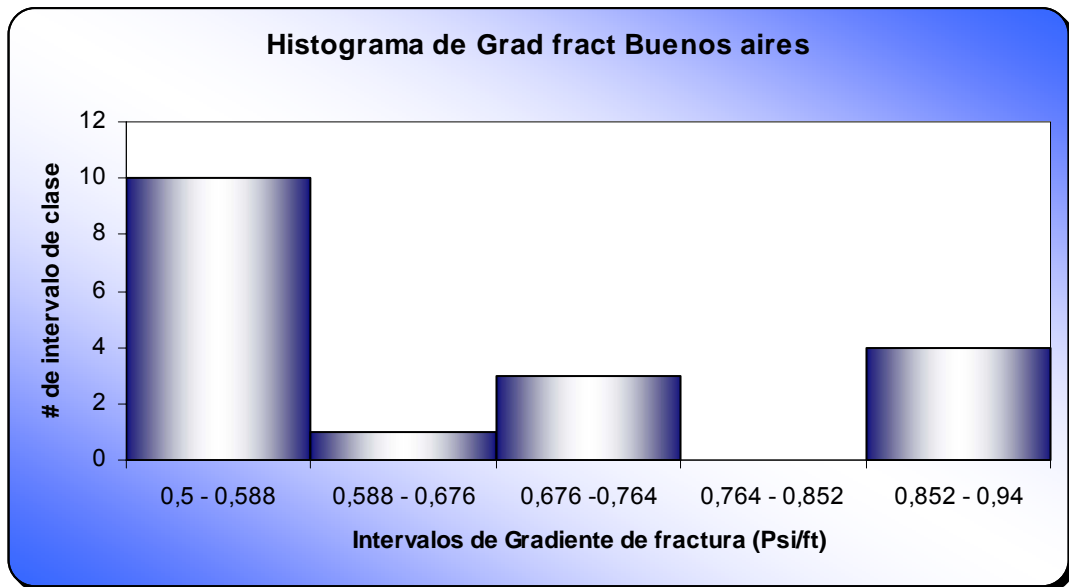


Figura 83 Histograma de Conductividad promedia de fractura

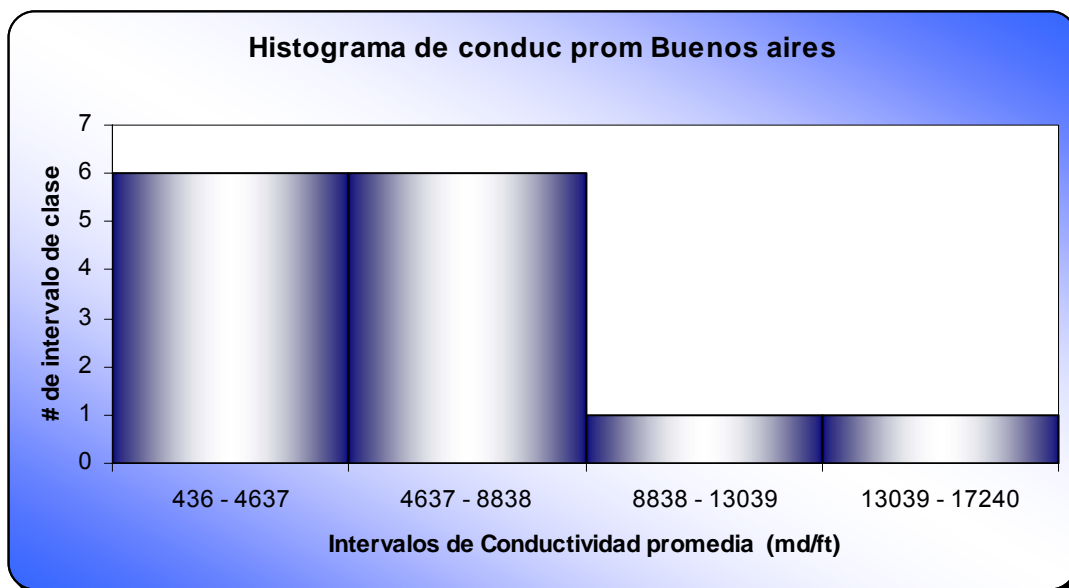


Figura 84 Histograma de ISIP

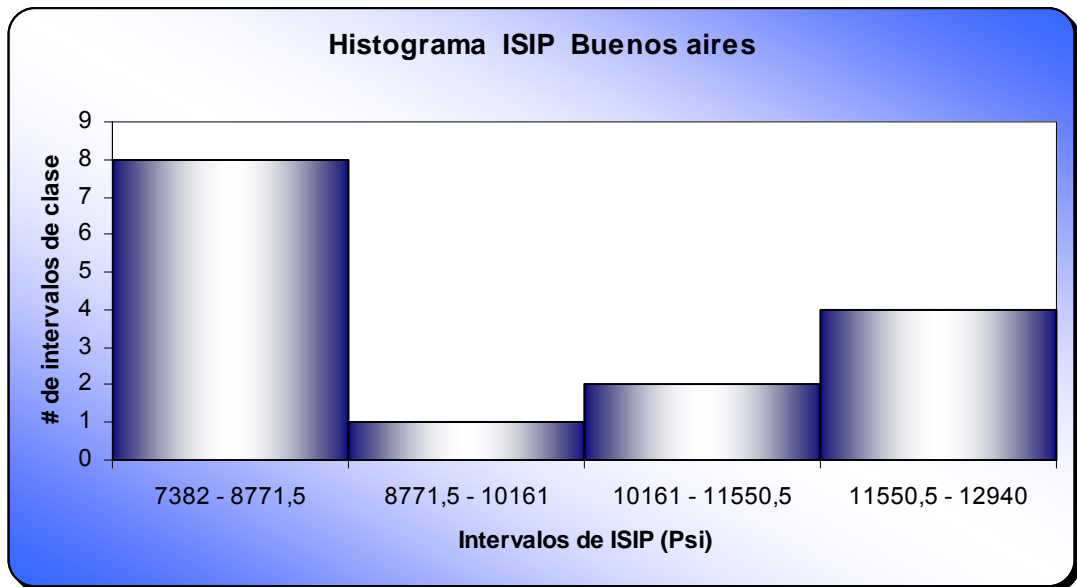


Figura 85 Histograma de Conductividad adimensional de fractura

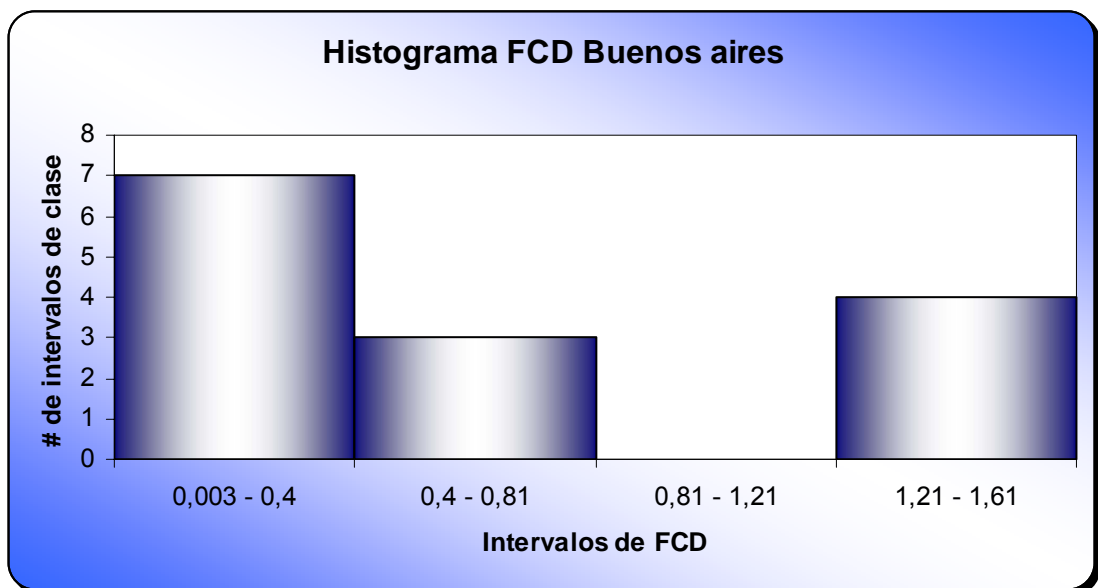


Tabla 32 Resultados estadísticos

Buenos Aires	Media Aritmética
Profundidad (ft)	14675,3
Permeabilidad (md)	211,4
Presión máxima de fractura (Psi)	6893,8
Longitud de fractura (ft)	109,4
Ancho de fractura (ft)	0,3
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,66
Conductividad promedio (md/ft)	5727
Espesores fracturados (ft)	***
ISIP (Psi)	9830,8
FCD	0,6

Figura 86 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

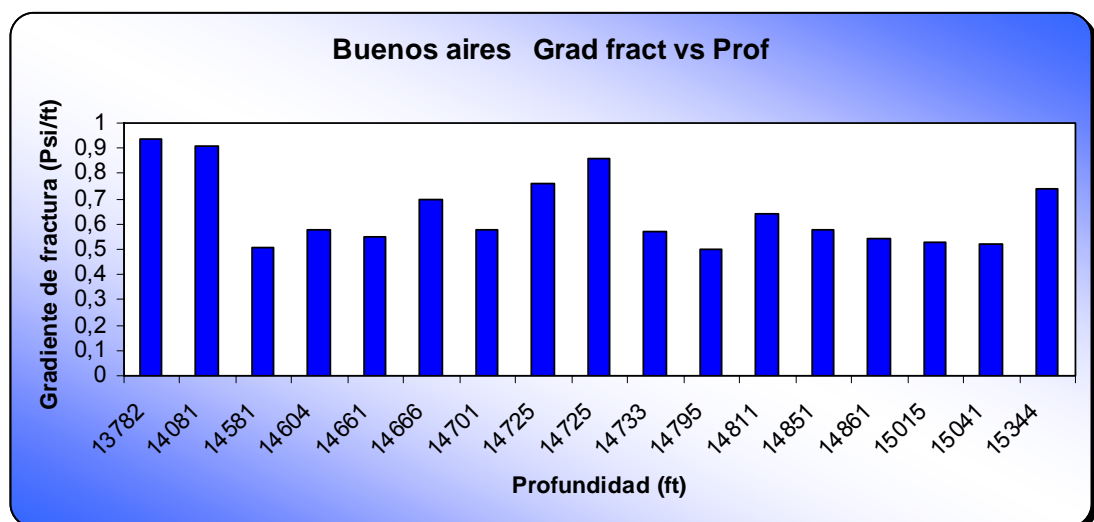


Figura 87 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

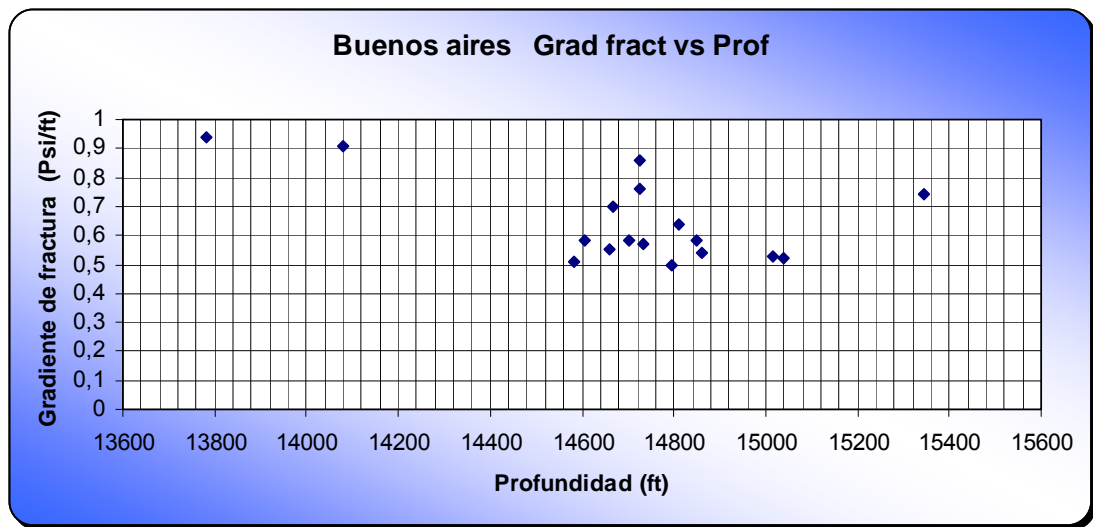


Tabla 33 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,57</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-2,05</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>-0,20</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-27,28</i>

La distribución de parámetros para este campo en cuanto a gradiente de fractura y profundidad es platicurtica, asimétrica y negativa. Esto hace referencia a que la distribución de parámetros para este campo es bastante brusca en los cambios de tendencia, así como también puede notarse por el resultado del coeficiente de pearson, una correlación negativa tendiente a ser directa, y la covarianza indica una dependencia lineal negativa. Aunque la observación del grafico podría indicar una pequeña tendencia lineal y distribución central, existen puntos atípicos y la variabilidad del gradiente de fractura a las mismas profundidades muestra que corroboran los resultados de las técnicas estadísticas.

Figura 88 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

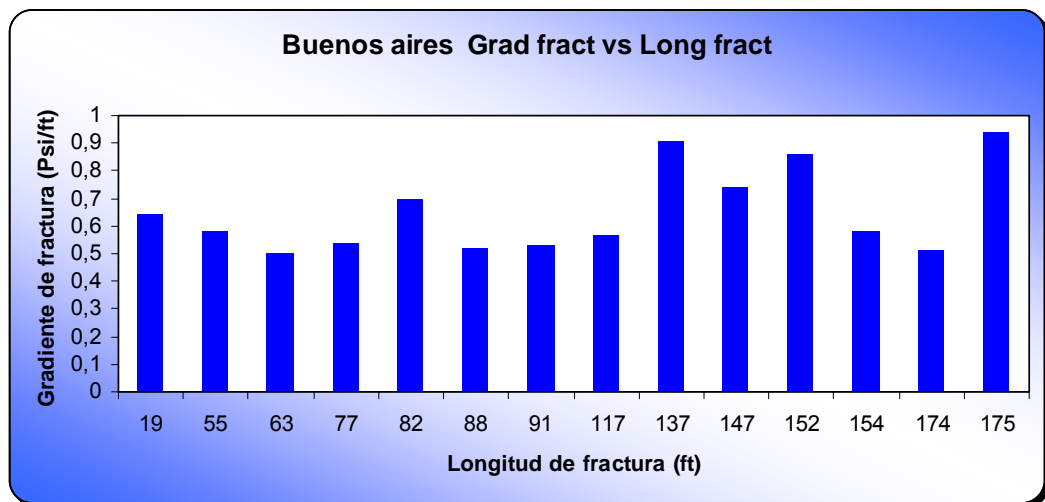


Figura 89 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

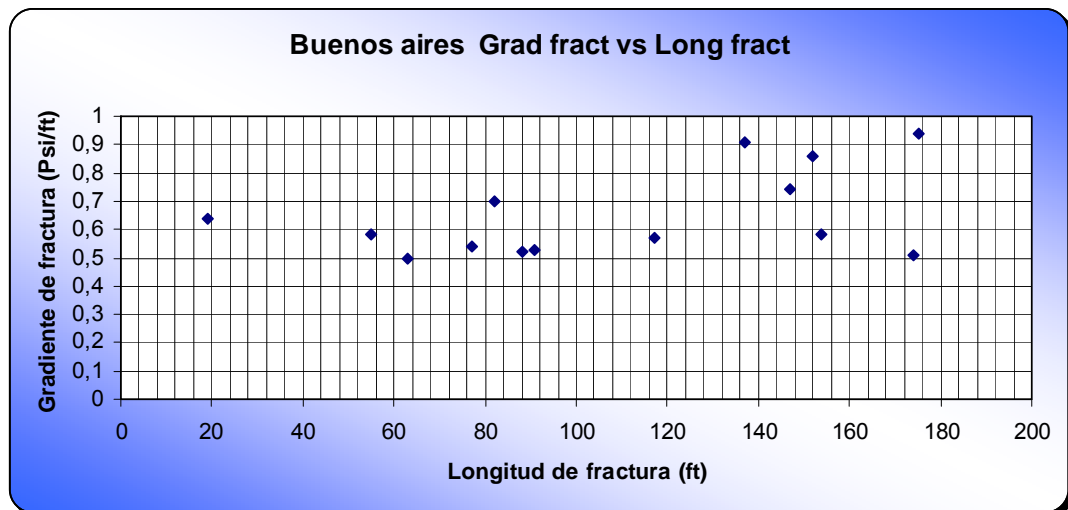


Tabla 34 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,46</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,76</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,89</i>
<i>Covarianza</i>	<i>3,18</i>

El coeficiente de pearson muestra claramente una correlación media y positiva, se puede observar que a medida que aumenta el gradiente de fractura, aumenta también similarmente la longitud de fractura, a diferencia de algunos puntos, donde cuando el gradiente de fractura es alto hay una brusca variación de la longitud de fractura.

La distribución es platicurtica y asimétrica positiva. Esto quiere decir que la tendencia de la distribución es bastante suave.

Por otro lado se puede notar en el grafico de dispersión, lo que obtiene del resultado de la covarianza, que es la fuerte dependencia lineal y positiva existente entre los parámetros a estudiar.

Algo muy importante que se obtiene de la observación, es que aunque el valor de la covarianza es bajo, la variabilidad también lo es según lo muestra el grafico de dispersión. Esto simplemente se sustenta del hecho que ocurren cambios bruscos de la distribución de parámetros en el campo, como se menciono anteriormente.

Figura 90 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

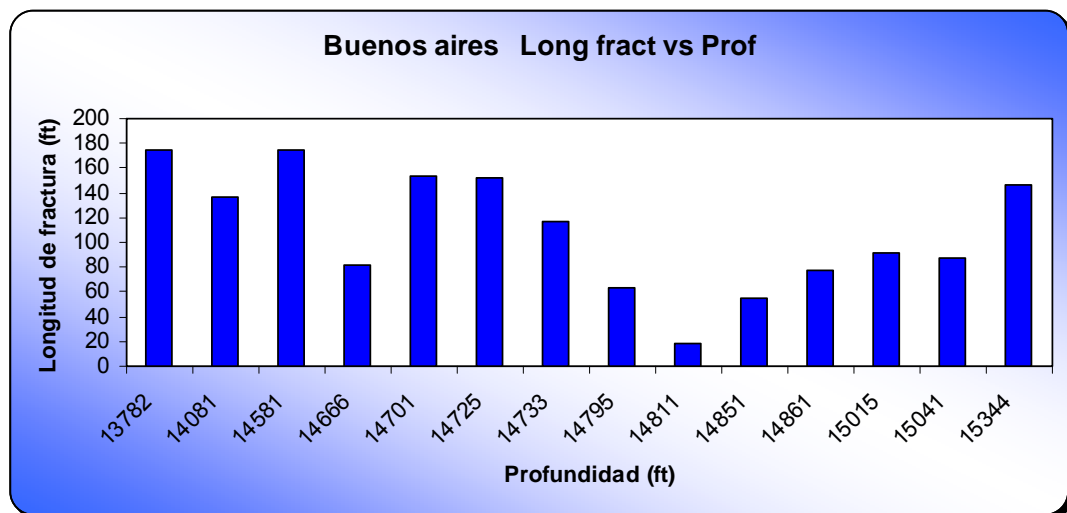


Figura 91 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

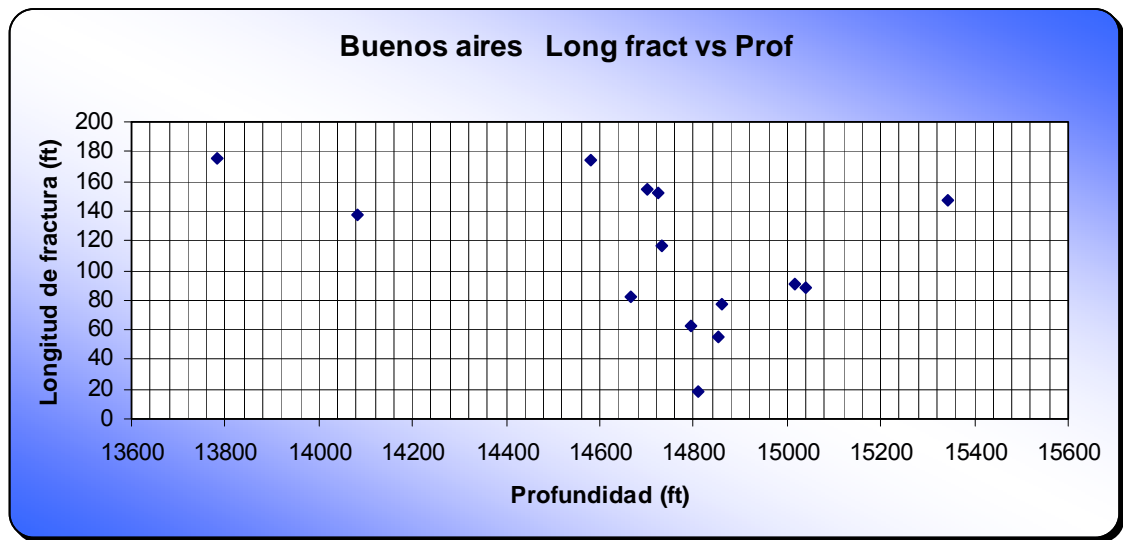


Tabla 35 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,40</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-1,87</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,47</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-7103</i>

Como se observa en la grafica de dispersión hay una correlación negativa denotada por el valor del coeficiente de pearson. Esto simplemente representa la proporcionalidad inversa que existe entre los parámetros. De igual forma la distribución es platicurtica, asimétrica y negativa. Se observa que hay un punto de profundidad comienza a cambiar y se convierte en directamente proporcional, se presume de que estos cambios de tendencia ocurran por algún tipo de accidente geológico que no se descarta.

Esto solo representa lo que se observa en la distribución; Mientras los valores profundidad aumenta, hay un intervalo donde la longitud de fractura disminuye

La dependencia es lineal media y negativa, como lo enuncia la covarianza y casi se puede observar en el grafico de dispersión. De igual forma el valor de covarianza aunque alto es negativo. Esto indica que la variabilidad es baja pero negativa.

Figura 92 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

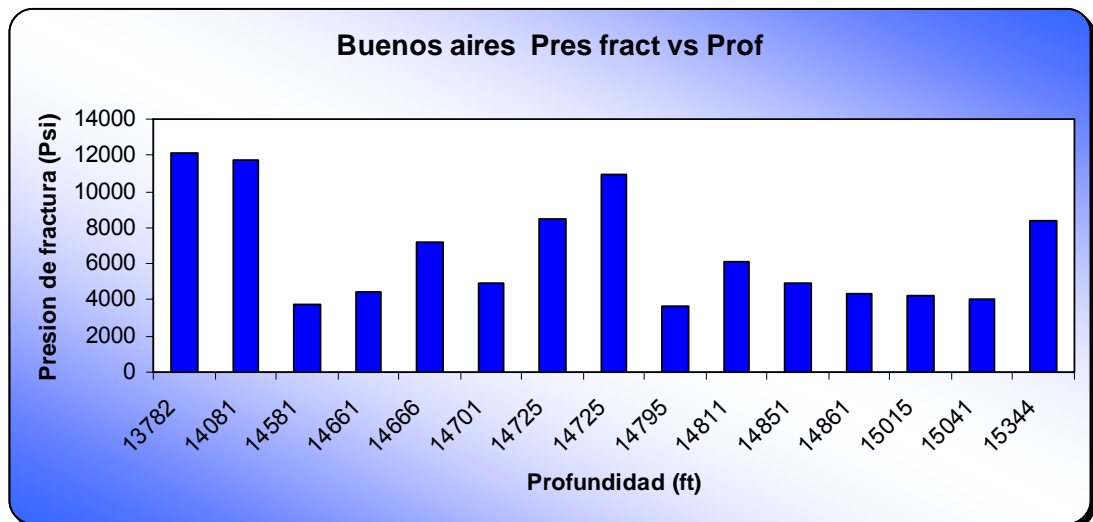


Figura 93 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

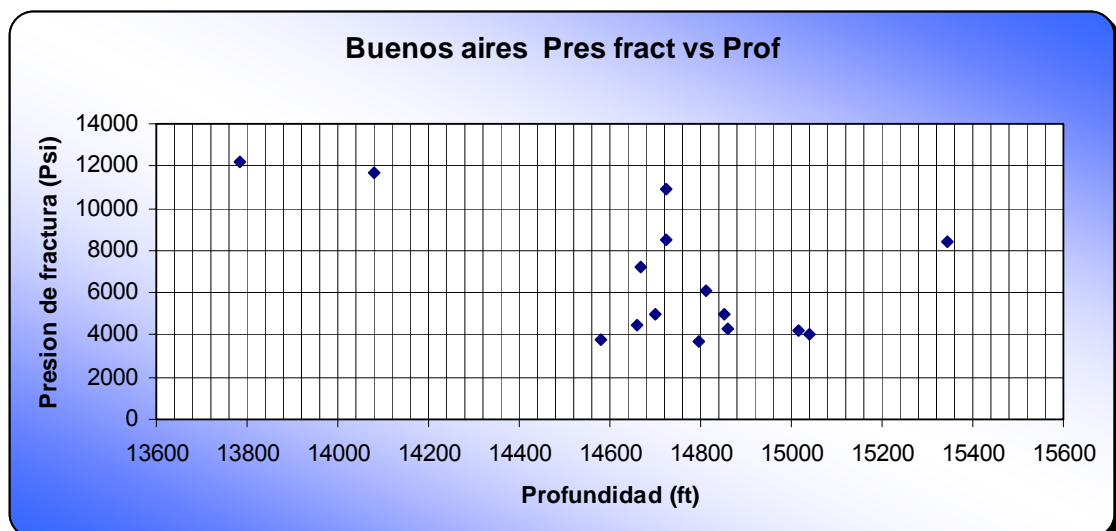


Tabla 36 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,58
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-1,11
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,80
<i>Covarianza</i>	-607236

Figura 94 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

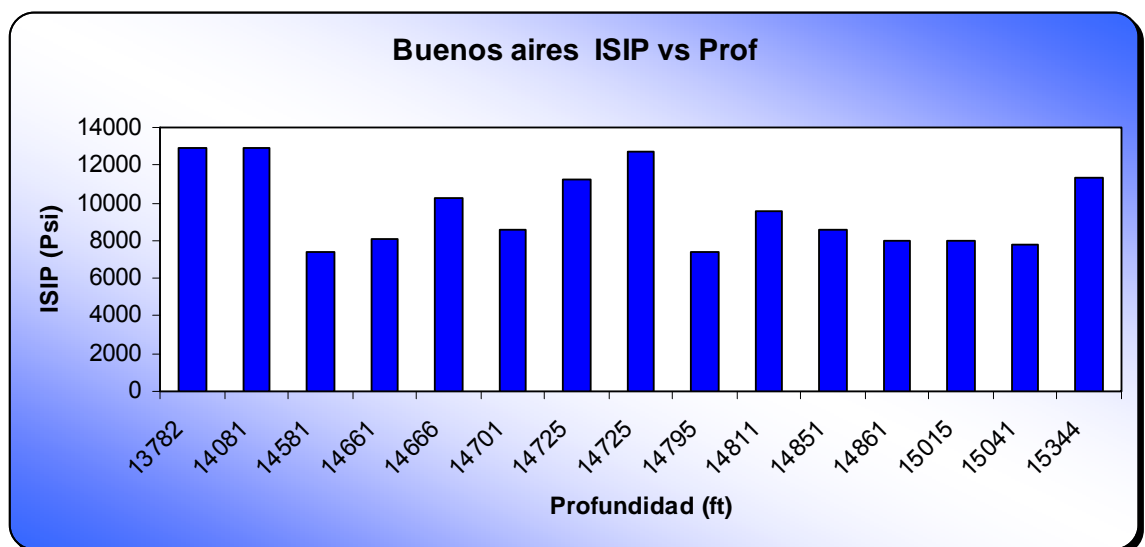


Figura 95 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

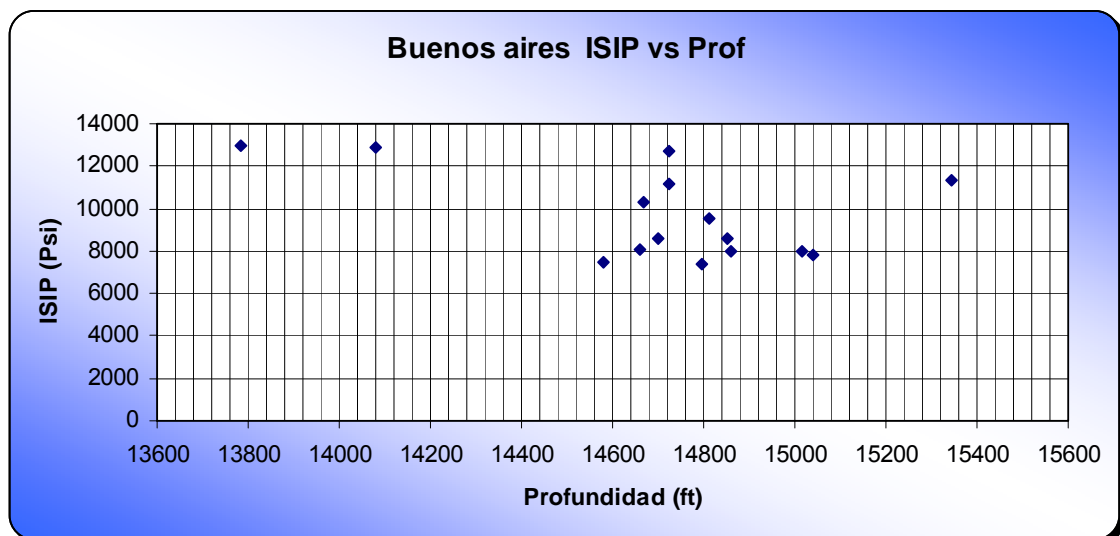


Tabla 37 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,49
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-0,89
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,88
<i>Covarianza</i>	-35246

Las presiones y la profundidad tienen una alta correlación positiva y directa como se puede ver en el coeficiente de pearson. Aunque en realidad esa correlación que enuncia el coeficiente de pearson no es muy acertada teniendo en cuenta la observación de los gráficos tanto como de puntos como de barras.

La distribución es platicurtica, asimétrica y negativa, como casi en todas las distribuciones estudiadas hasta este momento en este trabajo. Al igual que la covarianza muestra una alta dependencia lineal y negativa entre los parámetros. Como en el caso anterior el valor de covarianza indica una baja variabilidad en los parámetros, pero negativa. De tal forma que hasta este momento, estas dos variables operacionales son un gran soporte a la hora de tener un escenario de los comportamientos que puedan tener ciertas zonas cercanas a los campos aquí estudiados.

Figura 96 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad de fractura

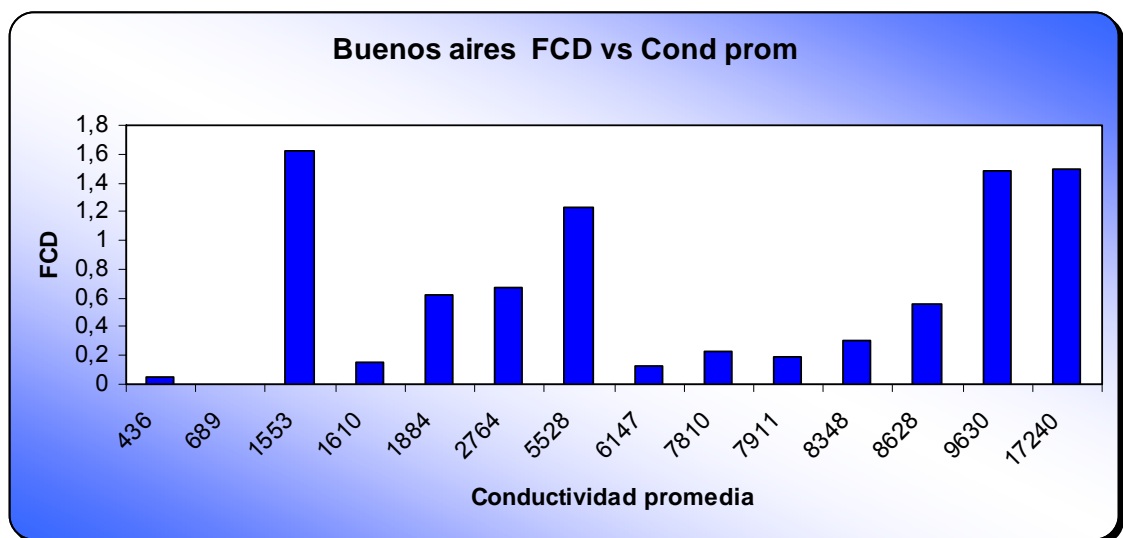


Figura 97 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad de fractura

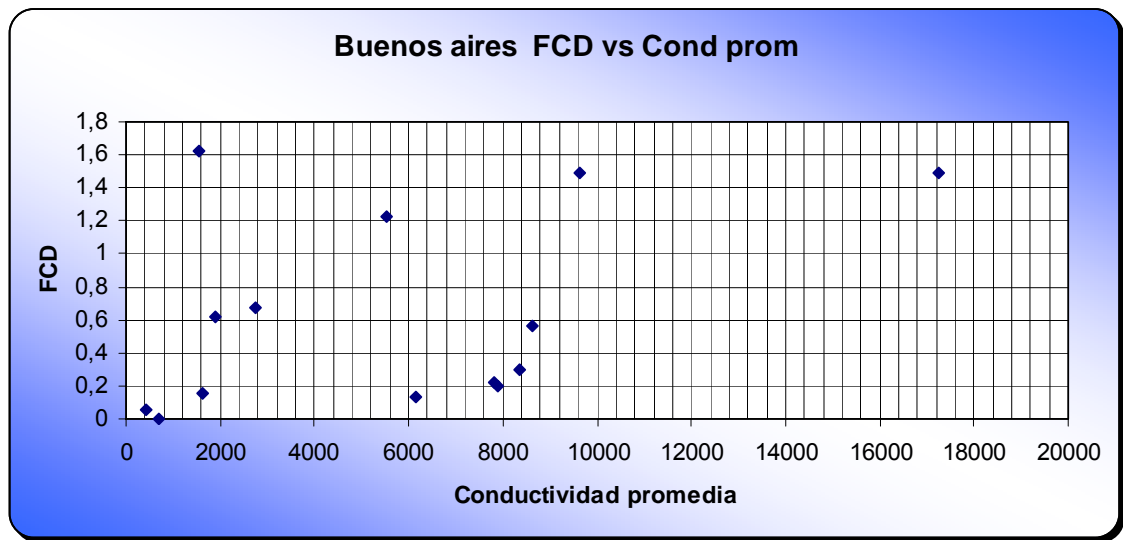


Tabla 38 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedio</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	0,39
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	2,94
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	1,72
<i>Covarianza</i>	1000

Como ocurrió para los dos anteriores campos, el coeficiente de pearson para los parámetros de conductividad promedio de fractura y conductividad adimensional de fractura muestra un grado de correlación medio y positivo.

De la misma forma esta distribución se muestra leptocurtica, asimétrica y positiva, o con un alto grado de concentración alrededor de la variable central. Indiscutiblemente como lo muestra la covarianza, existe una dependencia lineal y positiva entre los parámetros. Al igual que una variabilidad aceptable, permitiendo así extrapolar a zonas aledañas estos parámetros tan importantes en cuanto al índice de productividad se refiere.

Observando los gráficos de dispersión y de barras, se puede inferir acerca de que no se tiene ninguna tendencia en la función de distribución. Es muy

visible que no hay un comportamiento uniforme y proporcional. Los resultados que arrojan las técnicas estadísticas de pearson, curtosis, asimetría y covarianza, son solo correcciones y ajustes a los comportamientos de los parámetros, Por lo que se arrojan resultados, de los cuales se podría inferir que son representativos. Es aquí donde es de vital importancia la observación de los gráficos de los datos reales.

5.4. RECETOR

Histogramas

Figura 98 Histograma de Profundidad

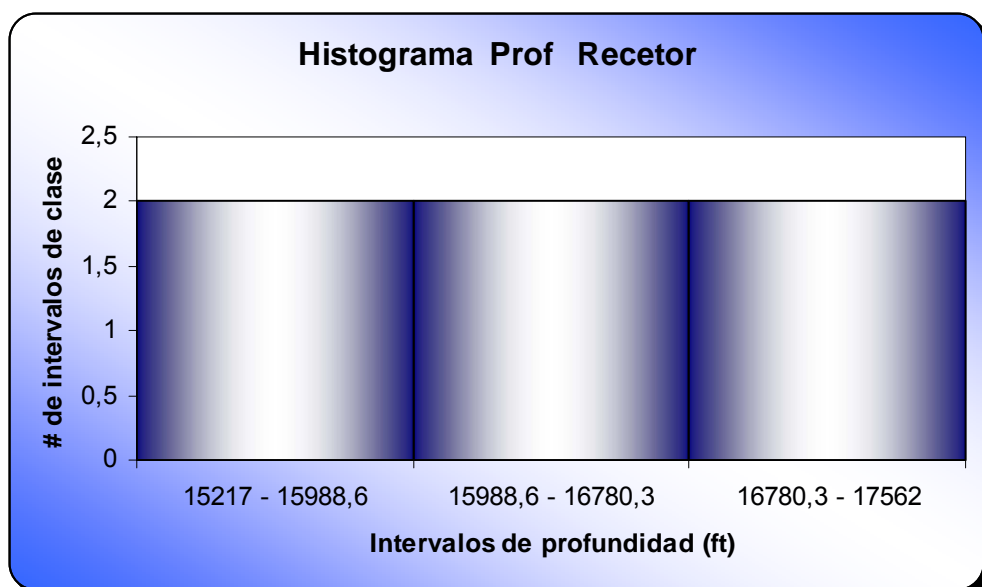


Figura 99 Histograma de Permeabilidad

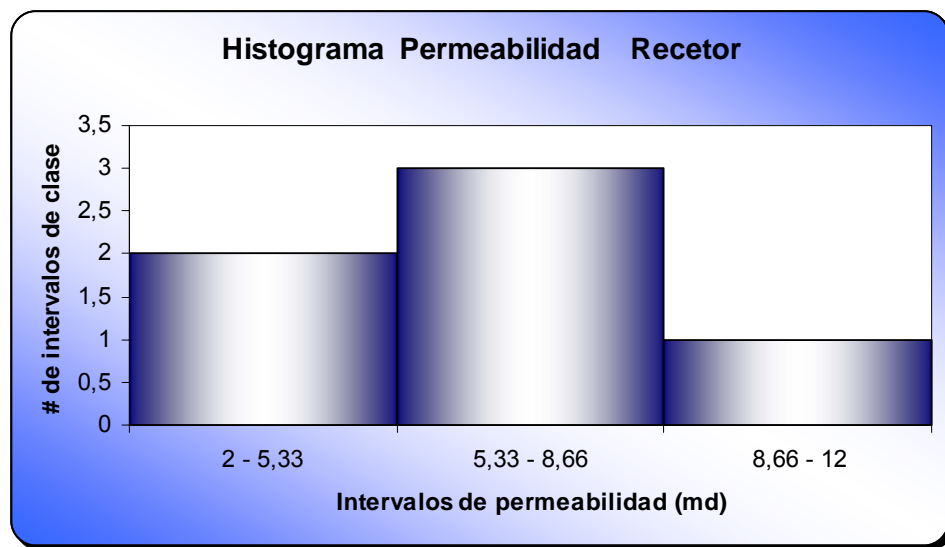


Figura 100 Histograma de Presión máxima de fractura

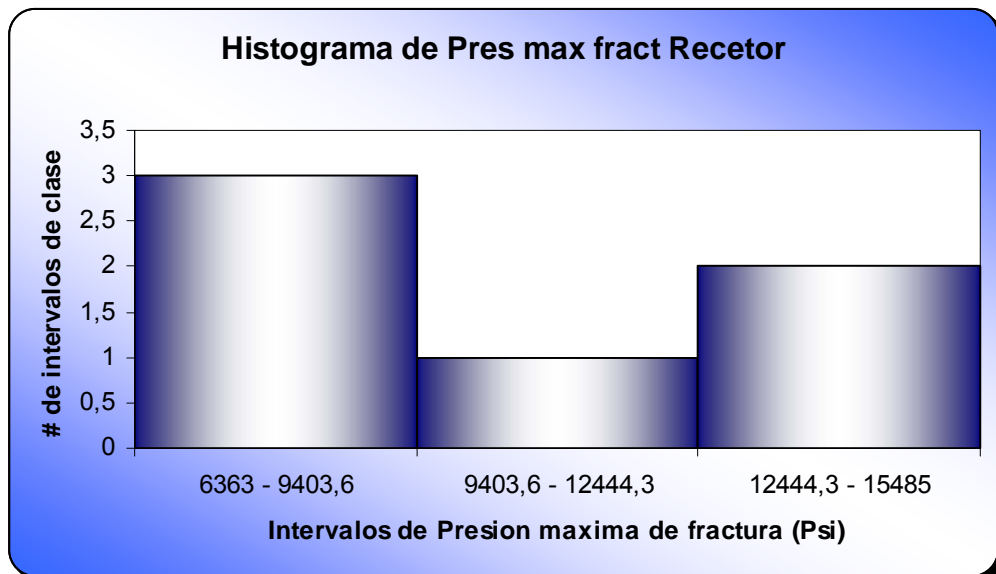


Figura 101 Histograma de Longitud de fractura

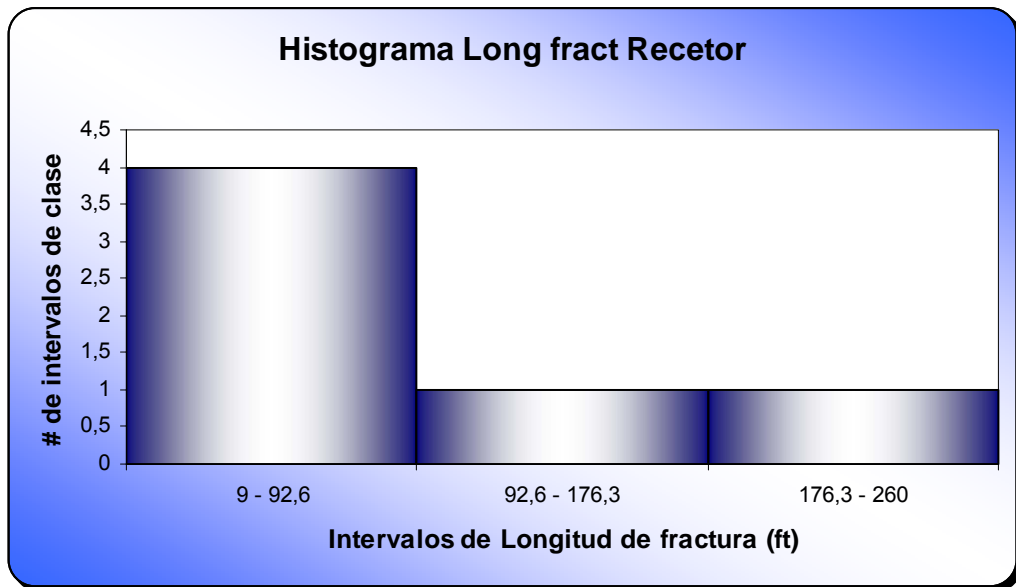


Figura 102 Histograma de Ancho de fractura

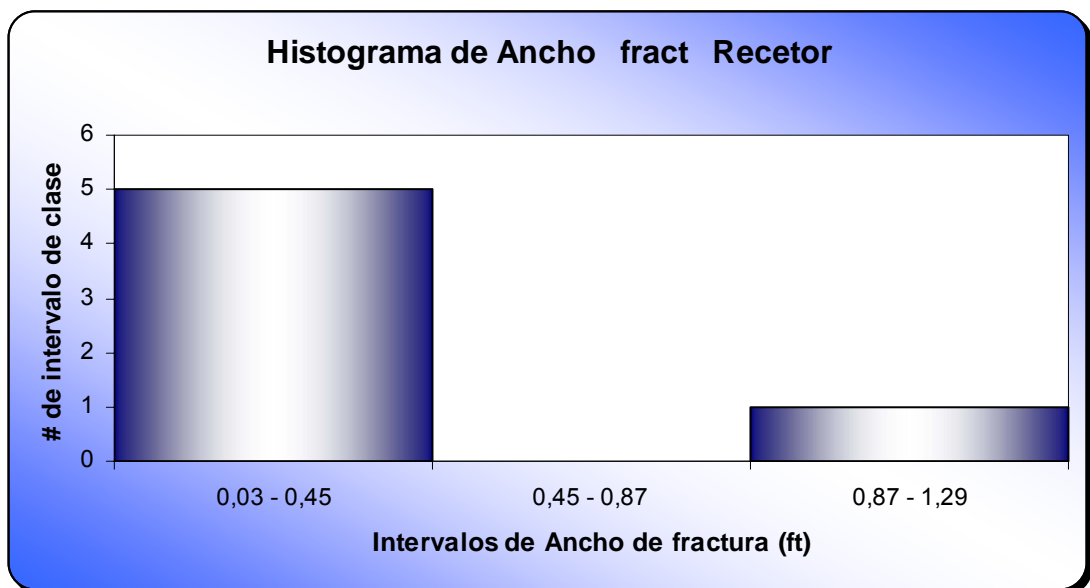


Figura 103 Histograma de Gradiente de fractura

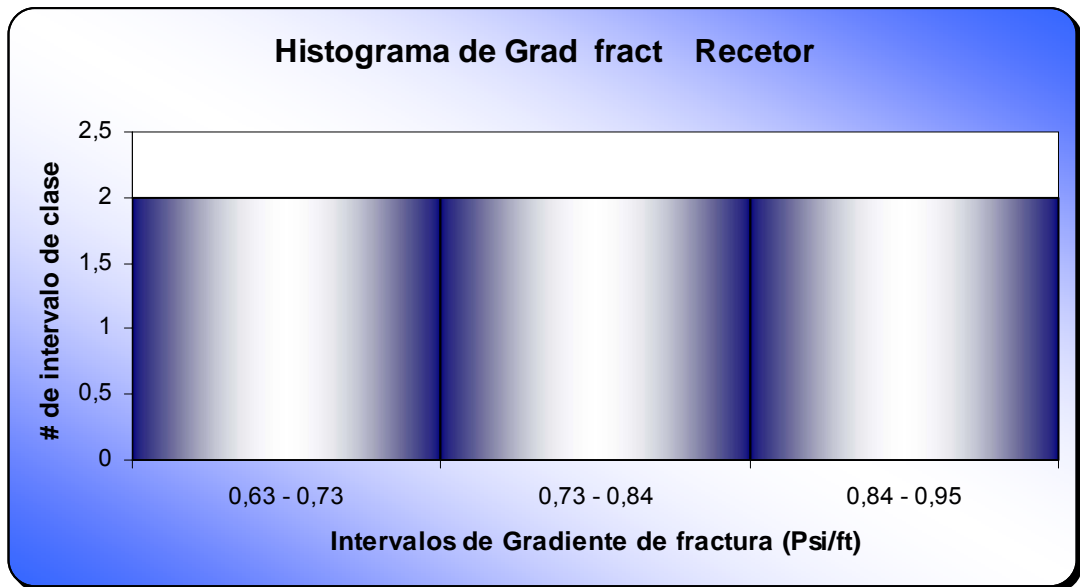


Figura 104 Histograma de Conductividad promedio de fractura

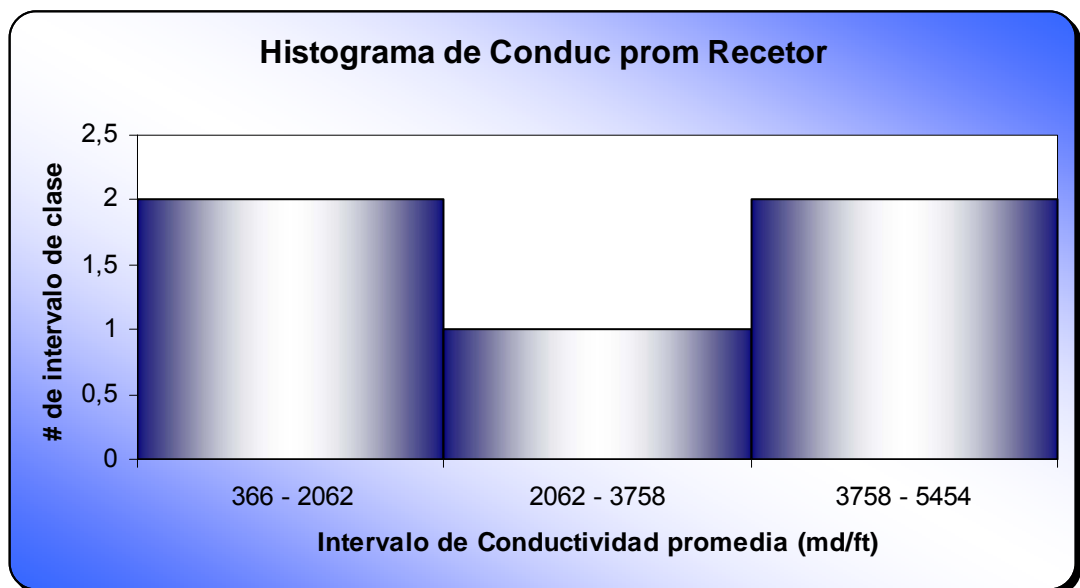


Figura 105 Histograma de ISIP

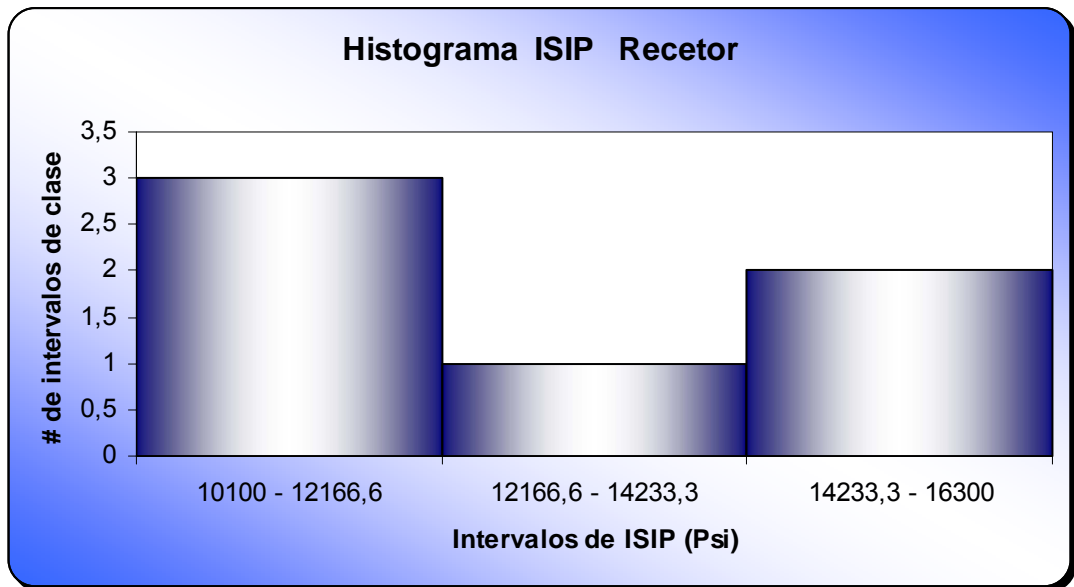


Figura 106 Histograma de FCD

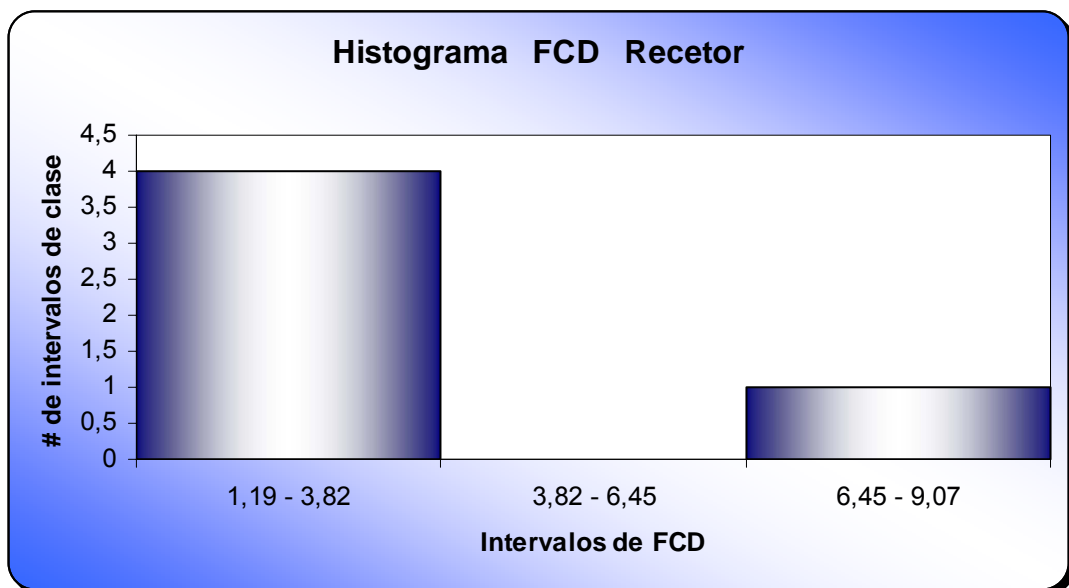
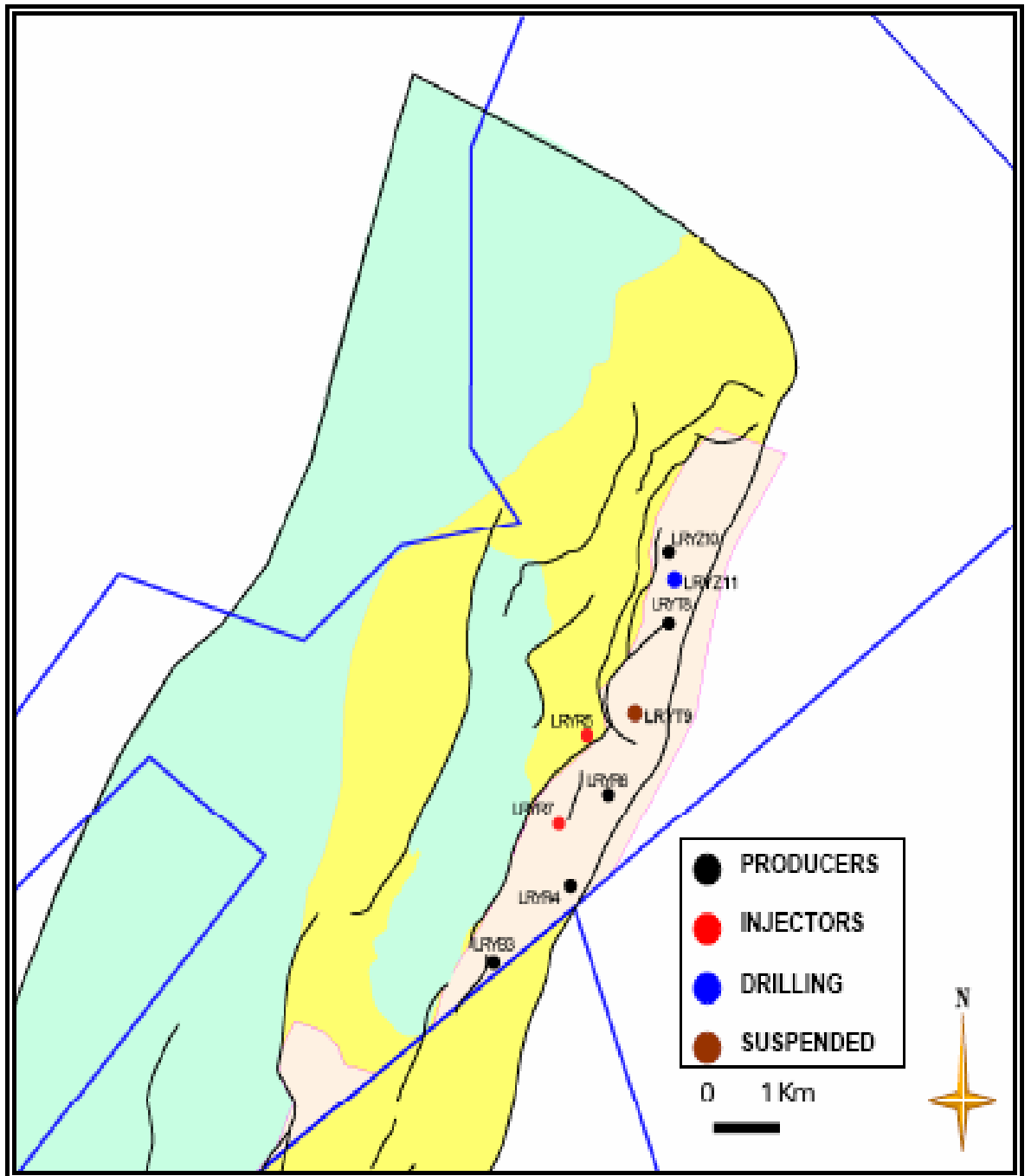


Tabla 39 Parámetros promedios del campo

<i>Recetor</i>	<i>Media Aritmética</i>
<i>Profundidad (Ft)</i>	16388,8
<i>Permeabilidad (md)</i>	6,7
<i>Presión máxima de fractura (PSI)</i>	9133,5
<i>Longitud de fractura (Ft)</i>	104,2
<i>Ancho de fractura (Ft)</i>	0,25
<i>Gradiente de fractura (Psi/ft)</i>	0,79
<i>Conductividad promedio (md/ft)</i>	5727
<i>Espesores fracturados (ft)</i>	X
<i>ISIP (Psi)</i>	13116
<i>FCD</i>	3,7

Figura 107 Campo Recetor



Fuente: ANH

Figura 108 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

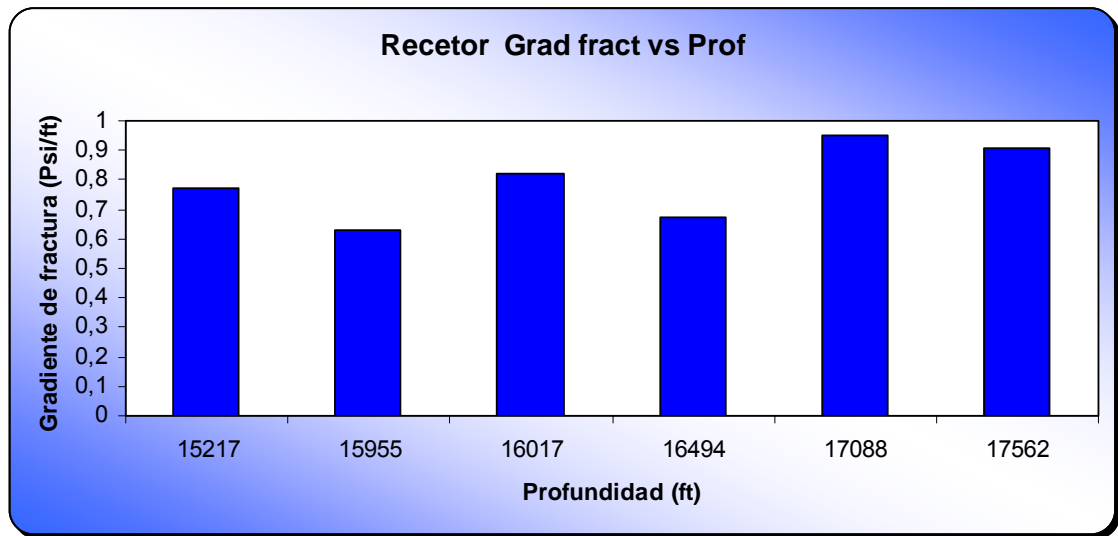


Figura 109 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

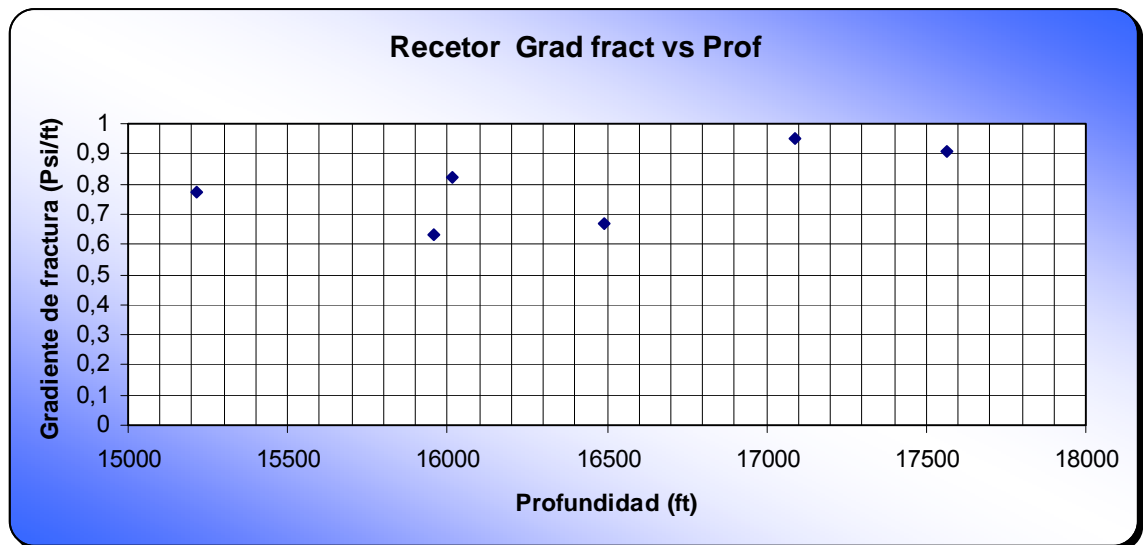


Tabla 40 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,59</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-2,41</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>0,015</i>
<i>Covarianza</i>	<i>53,62</i>

La muestra para este campo es muy pequeña y casi no es representativa; de cualquier forma se realiza el análisis igual que para los otros campos.

Para este campo se muestra una correlación positiva y tendiente a ser directa, se observa una proporción directa entre los pocos parámetros presentados en el campo. Se presenta una distribución platicurtica, asimétrica y positiva. Esto se puede observar en el gráfico de dispersión, donde se muestra una distribución suave y sin ningún tipo de cambios bruscos que pudieran perturbar la tendencia de la distribución. Aunque el valor de asimetría es muy bajo tendiente a cero, la distribución tiende a ser simétrica.

Por otra parte la covarianza muestra una dependencia lineal y positiva entre estos parámetros para este campo. Aunque pocos parámetros se muestra una baja variabilidad entre los parámetros, permitiendo extrapolar sin muchos problemas estos a zonas aledañas.

Figura 110 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

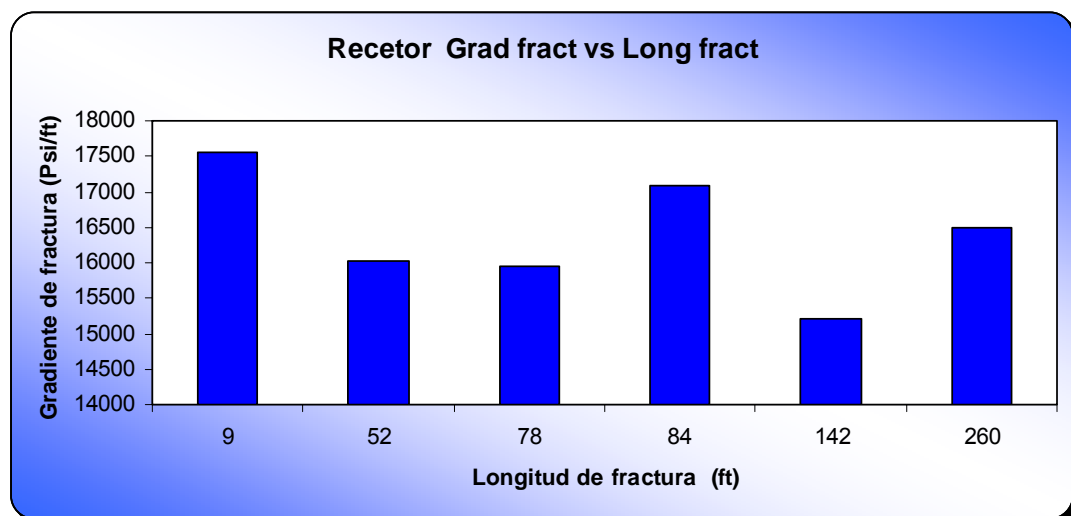


Figura 111 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

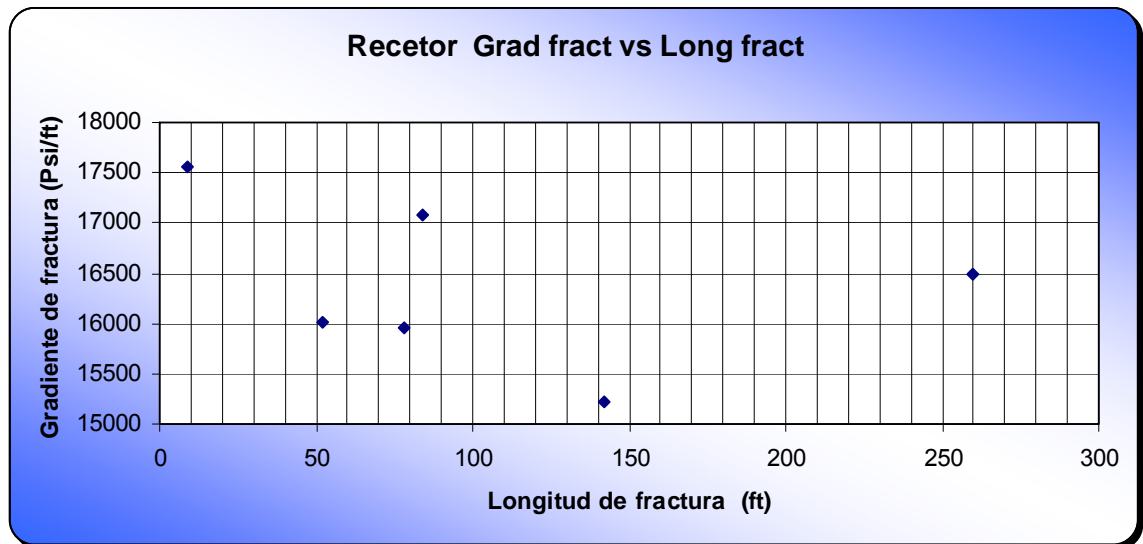


Tabla 41 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,56</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>3,48</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>1,86</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-5,24</i>

El coeficiente de pearson indica una correlación negativa entre los parámetros, En los gráficos se puede apreciar que a medida que disminuye el gradiente de fractura también la longitud de fractura, a excepción de algunos puntos atípicos. Se presenta una distribución leptocurtica, asimétrica y positiva. Esto puede notarse al observar los gráficos de distribución de parámetros, la concentración esta más apuntalada que la normal. Lo anterior quiere decir que hay cambios bruscos en la distribución, mas sin embargo esto es resultado de los puntos atípicos que infieren y causan desviaciones en el caculo de los diferentes coeficientes.

La covarianza muestra una dependencia lineal pequeña negativa, lo cual también podría alcanzarse a notar en los gráficos, Por lo cual se hace referencia a una variabilidad no muy favorable para realizar una extrapolación.

Figura 112 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

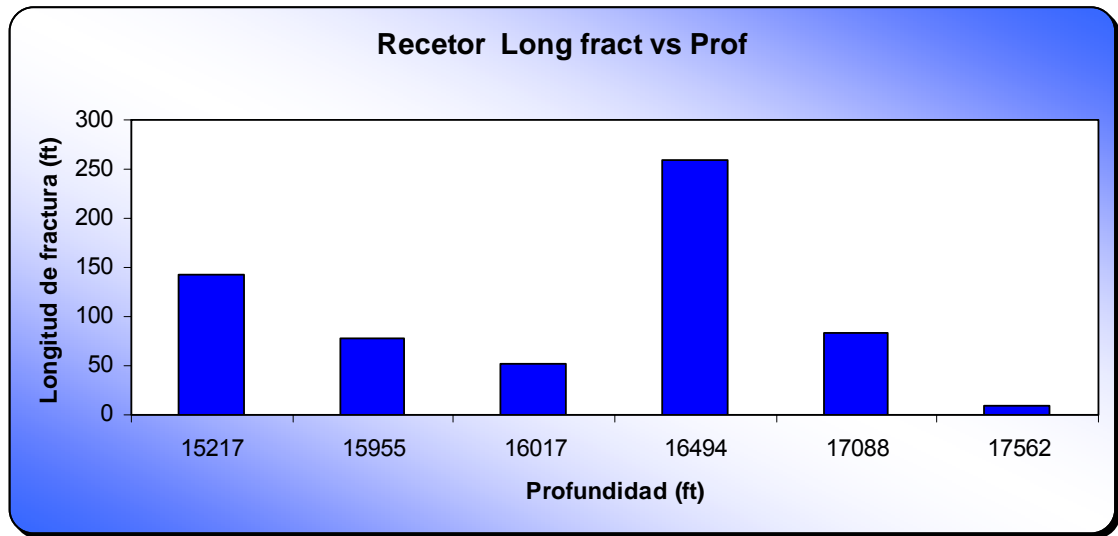


Figura 113 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

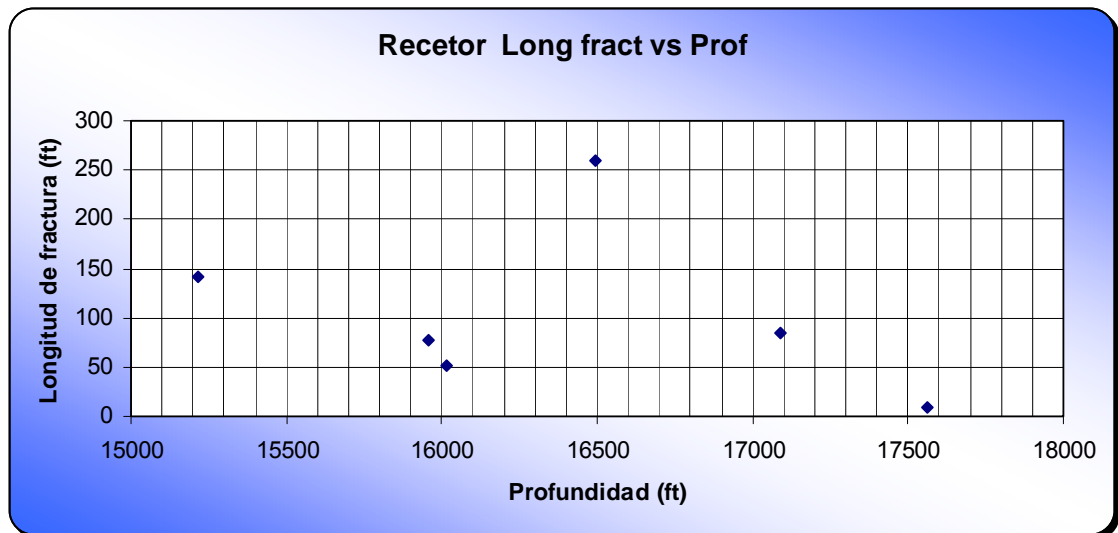


Tabla 42 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,33
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-2,41
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	0,015
<i>Covarianza</i>	-20490

Para el campo recetor, la correlación entre longitud de fractura y profundidad p es muy pequeña, casi nula, indirecta y negativa. La distribución es platicurtica, bajamente asimétrica positiva, tendiendo por su bajo valor de coeficiente de asimetría a ser simétrica. Es altamente dependiente linealmente pero de forma negativa.

De nuevo ocurre lo que se notó anteriormente. Si se observan los gráficos, fácilmente se puede apreciar que no hay un tipo de comportamiento conciso, o una tendencia regular para esta distribución. Nuevamente esto se debe a la corrección y ajustes hechos por las ecuaciones para hallar los coeficientes. Resaltando otra vez la importancia de la construcción y observación de los gráficos tanto de descripción como de barras.

Figura 114 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

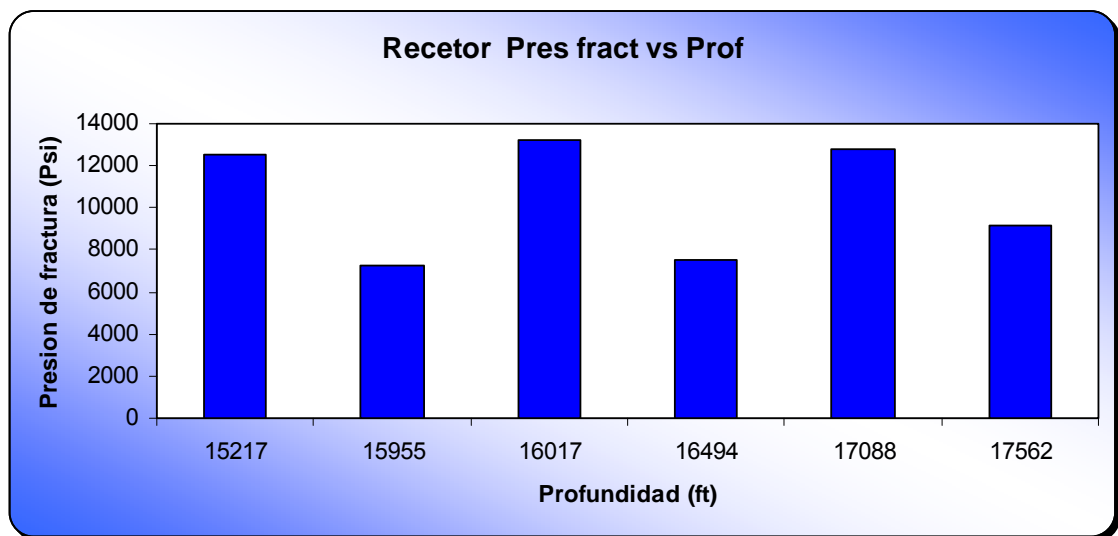


Figura 115 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

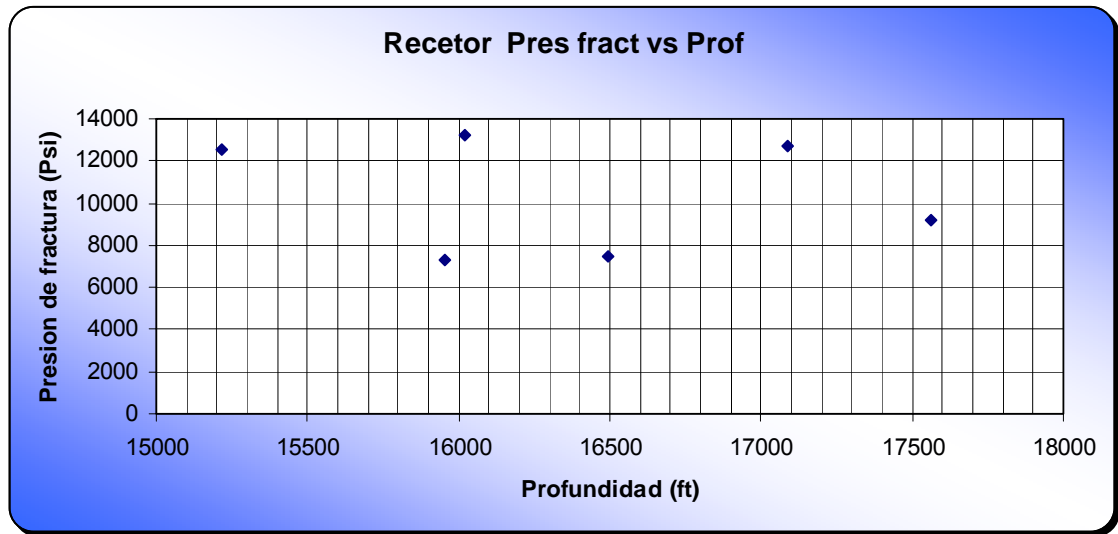


Tabla 43 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	0,72
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	0,86
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	-1,23
<i>Covarianza</i>	1933372

Figura 116 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

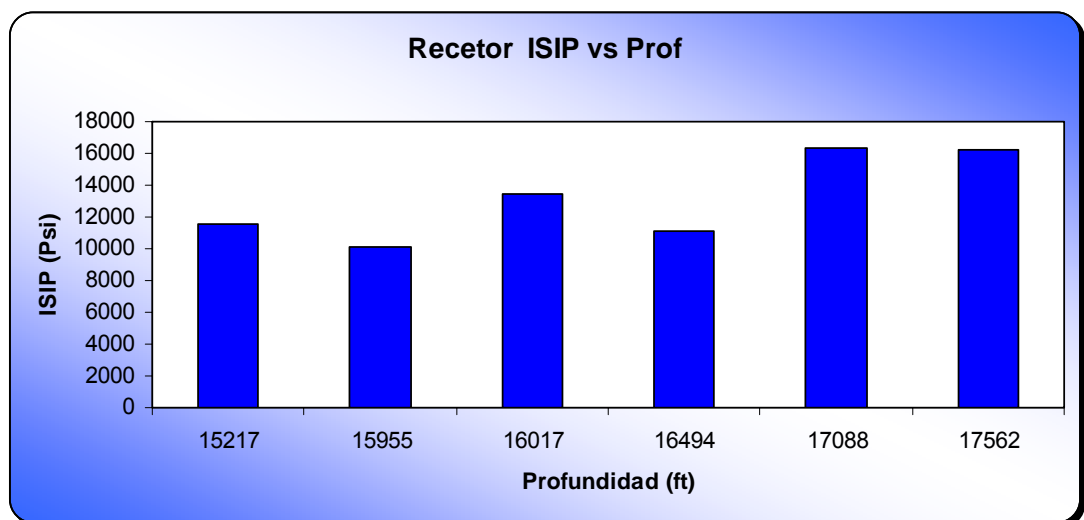


Figura 117 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

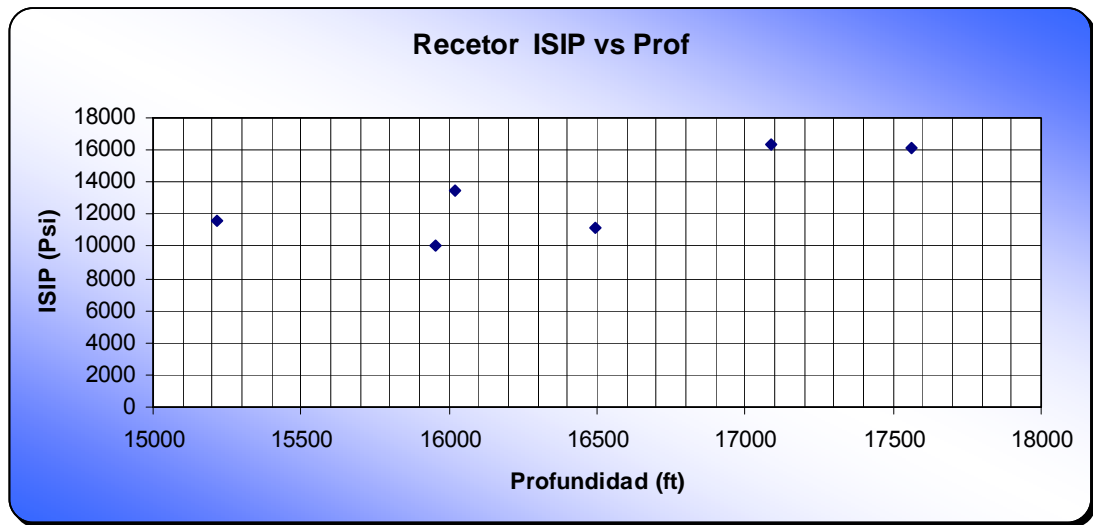


Tabla 44 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,77</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,75</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,88</i>
<i>Covarianza</i>	<i>1438697</i>

Como en todos los campos ya analizados la correlación de presión contra profundidad es alta, positiva y tendiente a ser altamente directa. Hay que tener en cuenta que la tendencia que se tiene de la correlación entre la presión instantánea de cierre (ISIP) con la profundidad, es mas clara que la correlación de la presión de fractura con la profundidad. Hay que notar que la distribución de ISIP contra profundidad es mas uniforme y mas suave, pues se puede inferir sobre ella, mientras observando los gráficos de presión de fractura contra profundidad, no dan una idea clara de una tendencia regular.

Por otro lado la distribución se muestra leptocurtica, y asimétrica negativamente. La dependencia lineal y positiva es clara, denotada por el valor de la covarianza y la percepción que se puede tener de las graficas. Hay

que decir también que nuevamente el valor de covarianza, muestra una baja variabilidad y una buena posibilidad para extrapolar.

Figura 118 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedio

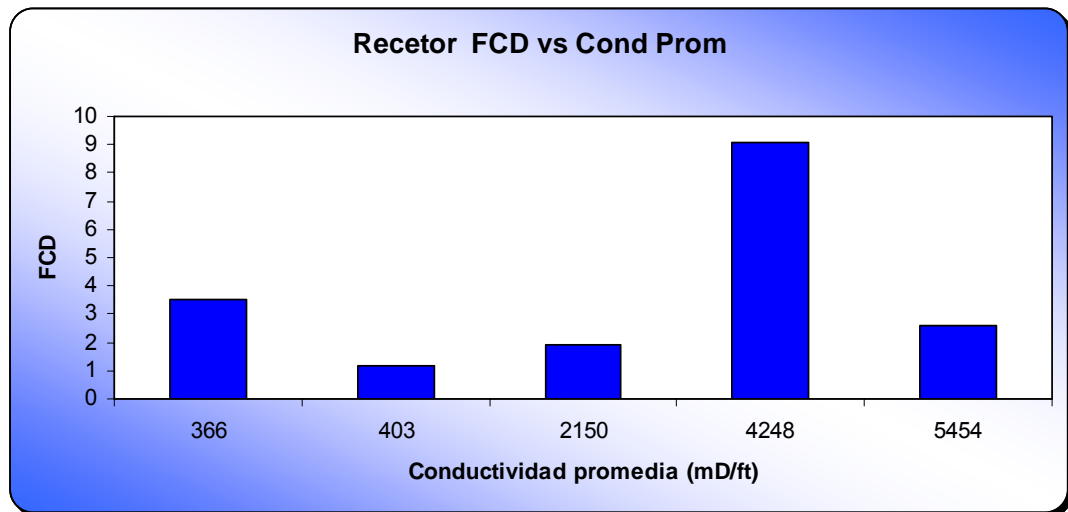


Figura 119 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedio

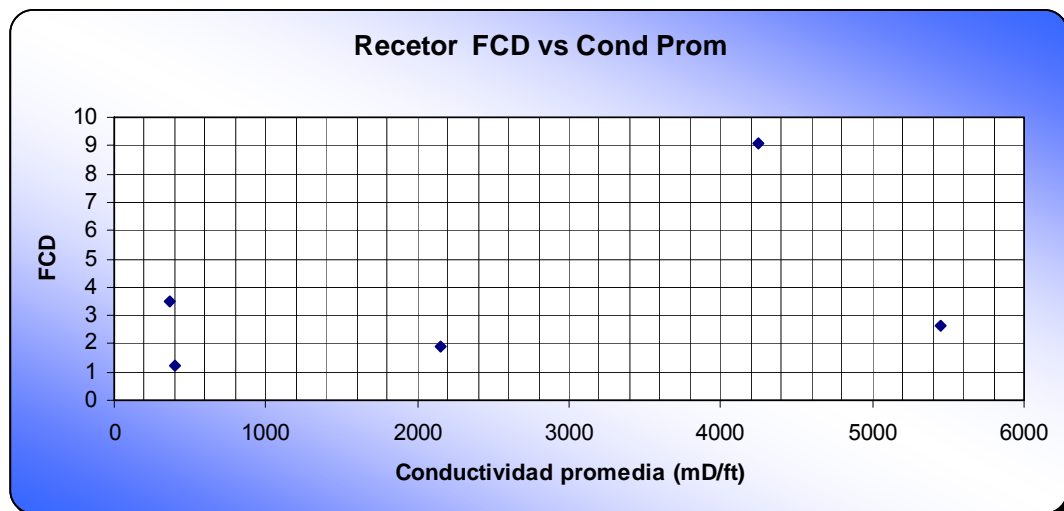


Tabla 45 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedio</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,434248845</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>0,926466703</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>1,506739228</i>
<i>Covarianza</i>	<i>2496,29588</i>

Para este campo existe una correlación positiva entre los parámetros de conductividad y conductividad adimensional, de igual forma la distribución se muestra leptocurtica, asimétrica positivamente.

Realmente esta correlación existente entre los parámetros, según lo enuncia el coeficiente de pearson es un poco increíble, pues no se ve ninguna tendencia regular de tal forma que este resultado es un ajuste o corrección a unos pocos puntos de los cuales se hace mención en los gráficos.

EL valor de covarianza denota una alta dependencia lineal y positiva entre los parámetros, perceptible esto en el grafico de distribución. La variabilidad no alta, pero con tan pocos puntos muestrales, es difícil inferir un resultado.

5.5 GUANDO

Histogramas

Figura 120 Histograma de Profundidad

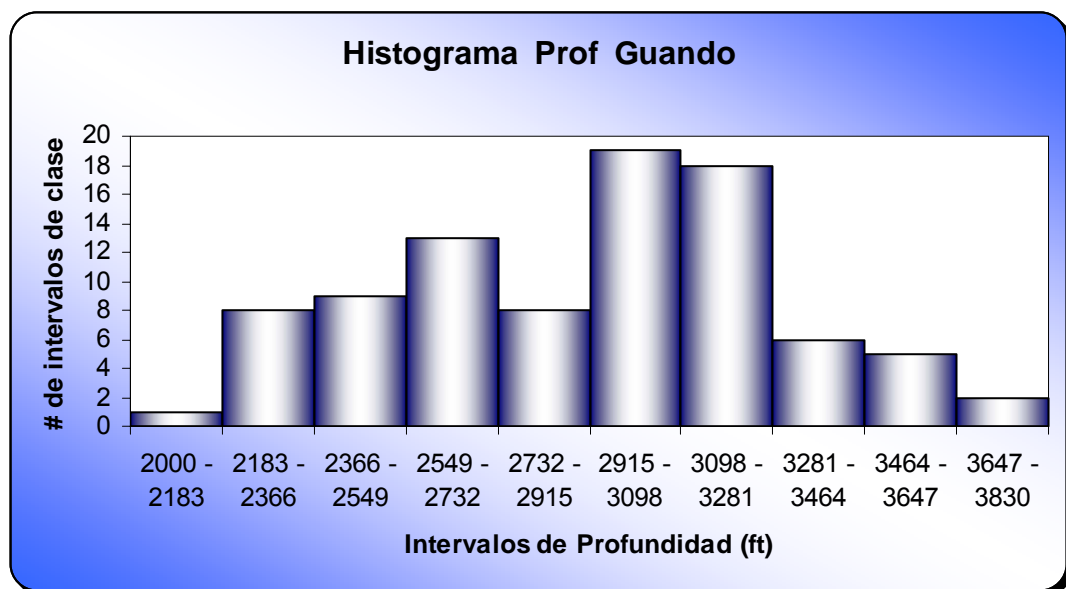


Figura 121 Histograma de Permeabilidad

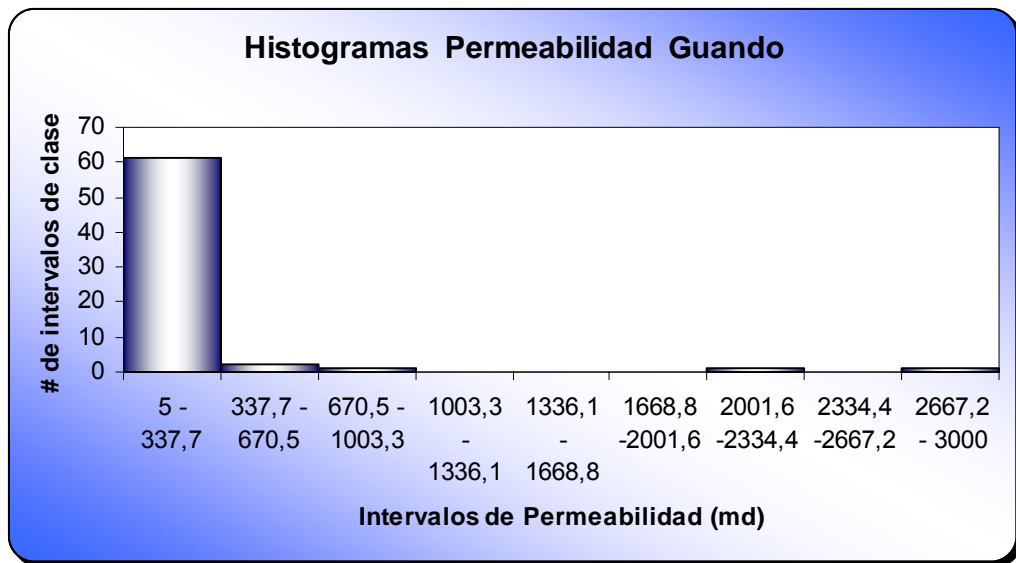


Figura 122 Histograma de Presión máxima de fractura

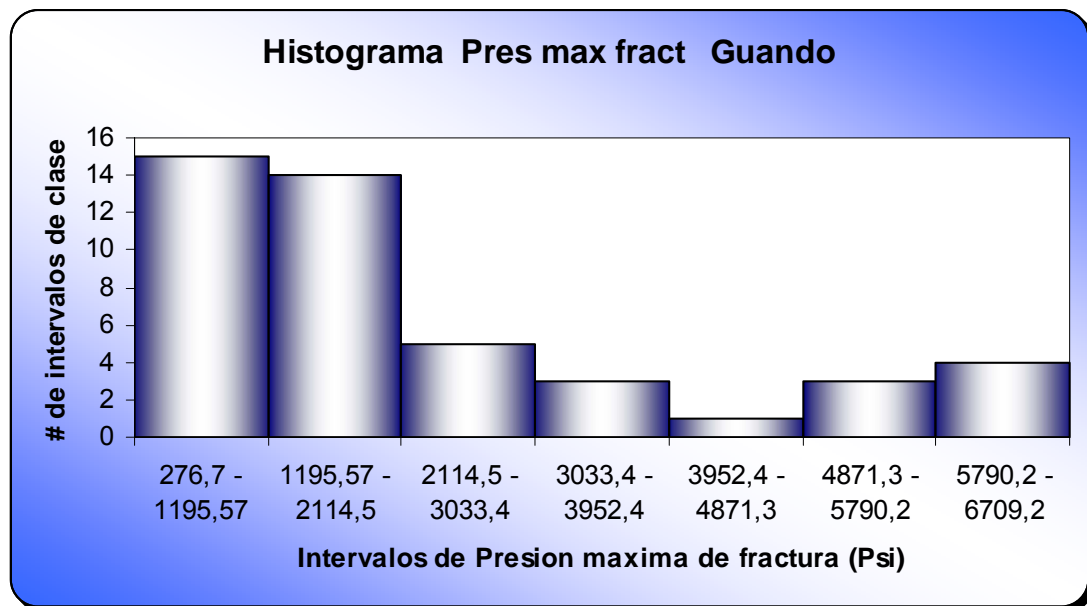


Figura 123 Histograma de Longitud de fractura

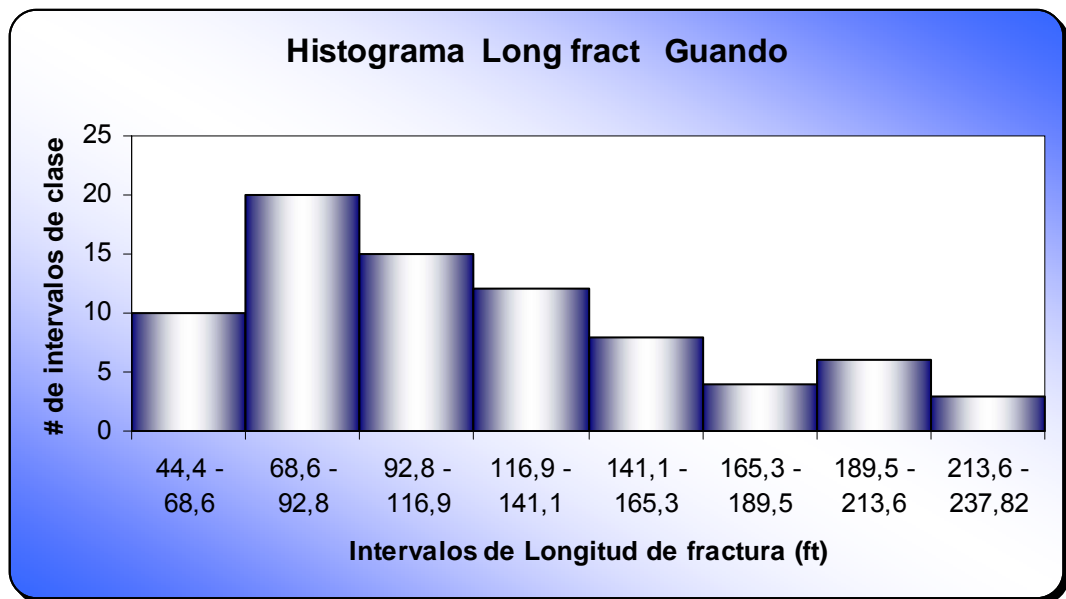


Figura 124 Histograma de Ancho de fractura

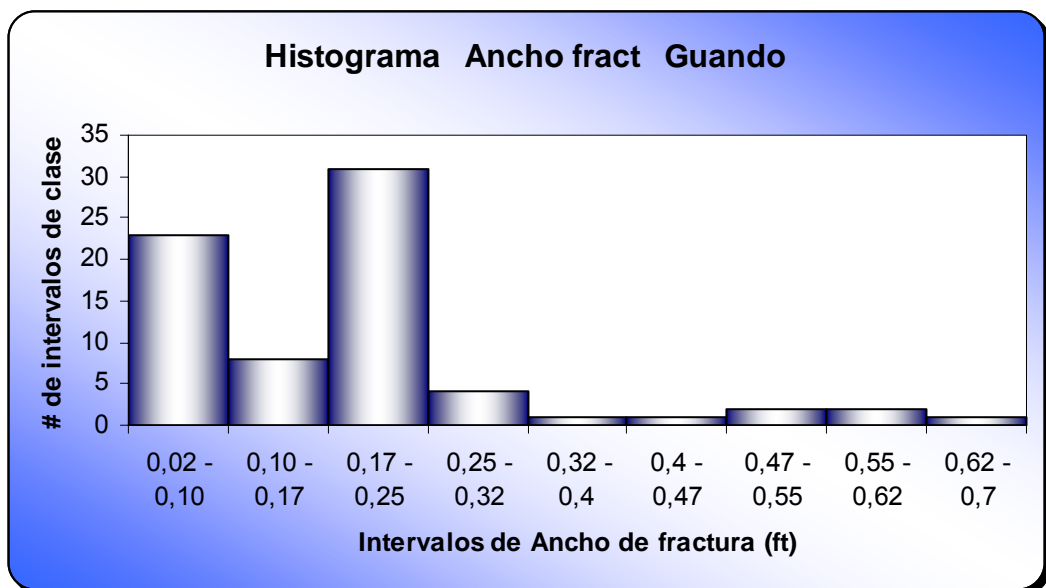


Figura 125 Histograma de Gradiente de fractura

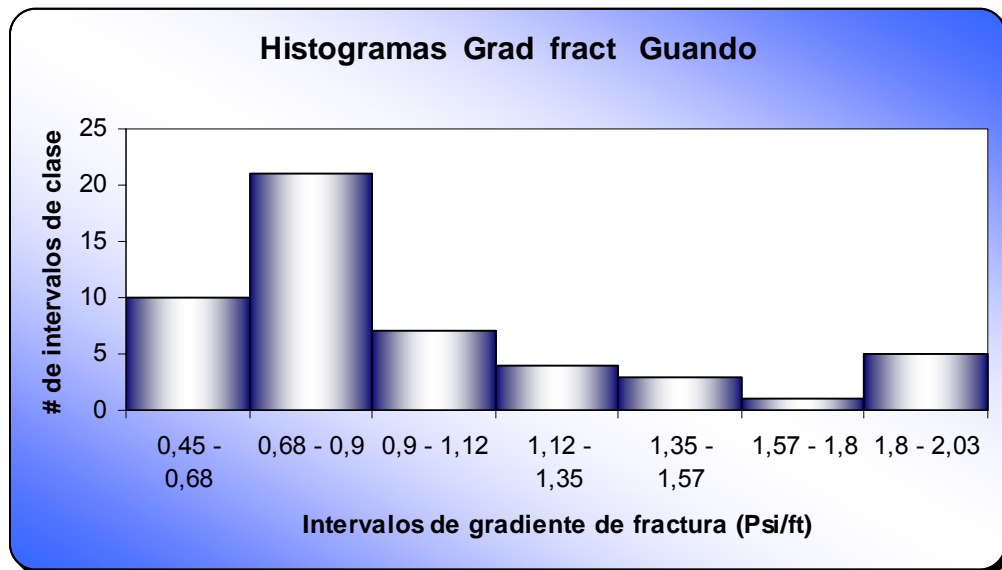


Figura 126 Histograma de Conductividad promedia de fractura

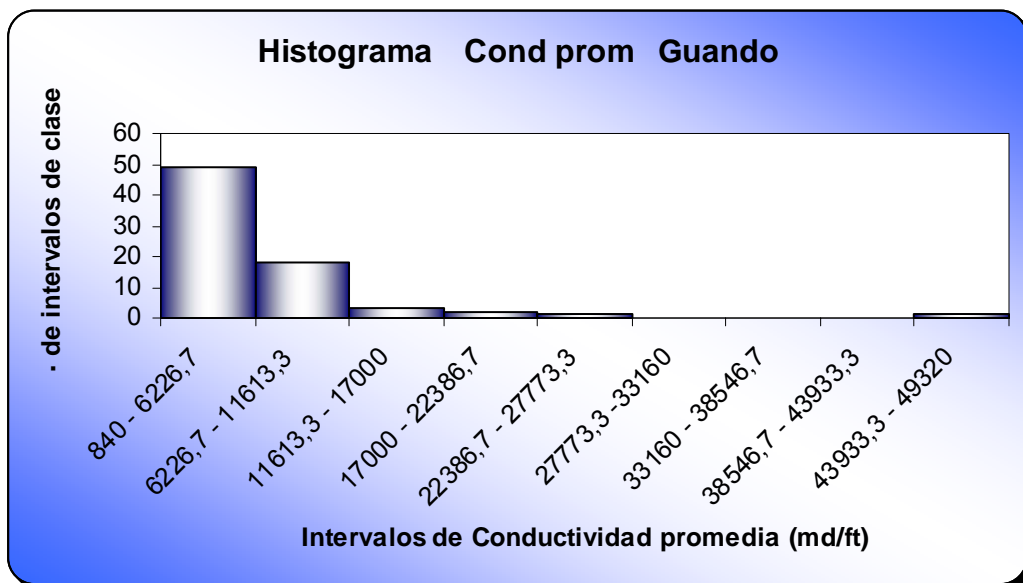


Figura 127 Histograma de ISIP

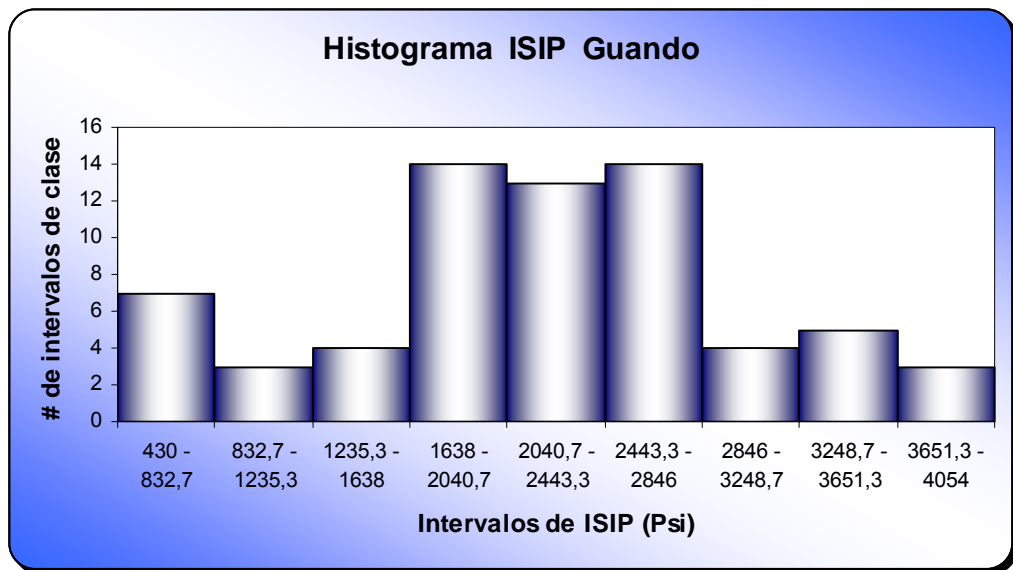


Figura 128 Histograma de FCD

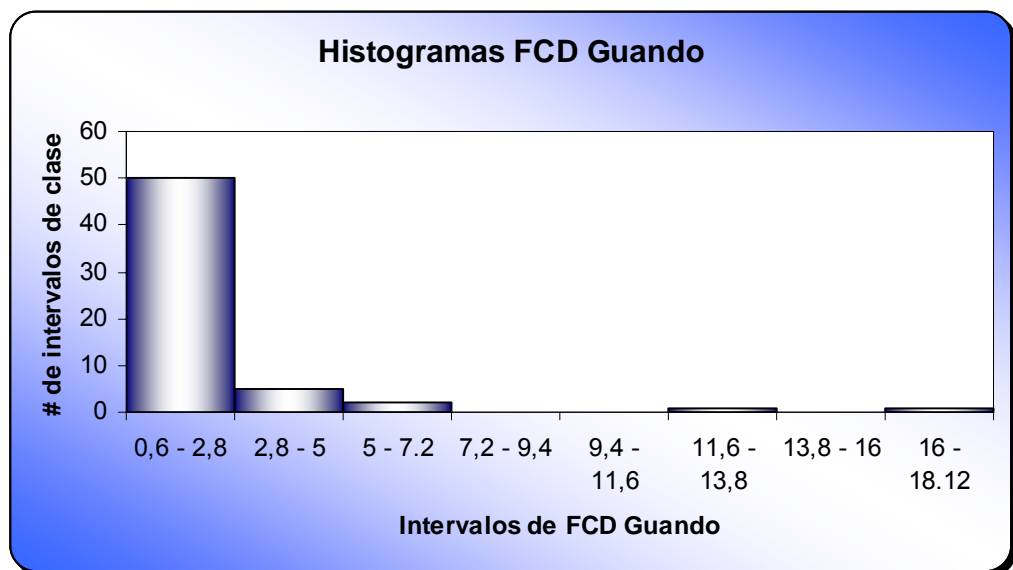


Tabla 46 Parámetros promedios del campo

<i>Guando</i>	<i>Media Aritmética</i>
<i>Profundidad (ft)</i>	2907,04
<i>Permeabilidad (md)</i>	161,5
<i>Presión máxima de fractura (Psi)</i>	2294,9
<i>Longitud de fractura (ft)</i>	116,82
<i>Ancho de fractura (ft)</i>	0,19
<i>Gradiente de fractura (Psi/ft)</i>	0,99
<i>Conductividad promedia (md/ft)</i>	6257,73
<i>Espesores fracturados (ft)</i>	X
<i>ISIP (Psi)</i>	2180
<i>FCD</i>	1,7

Figura 130 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

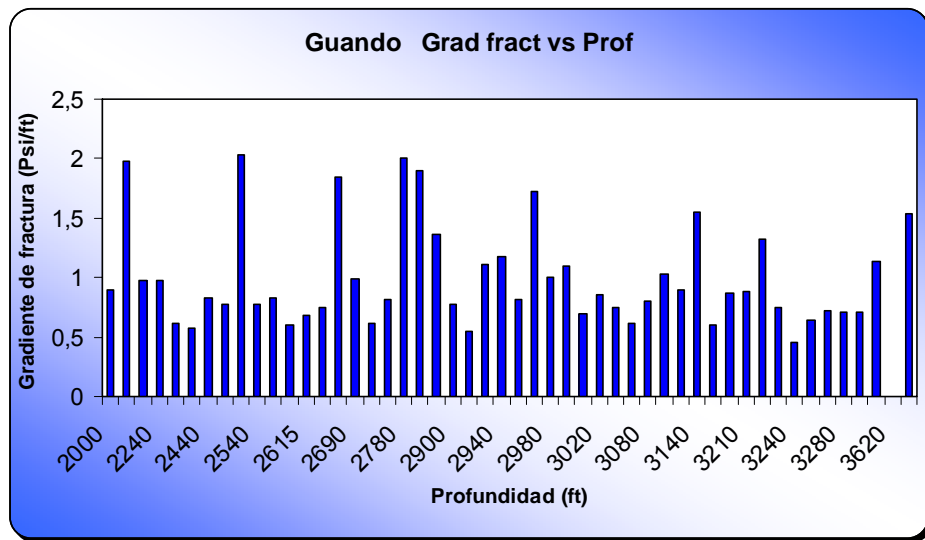


Figura 131 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

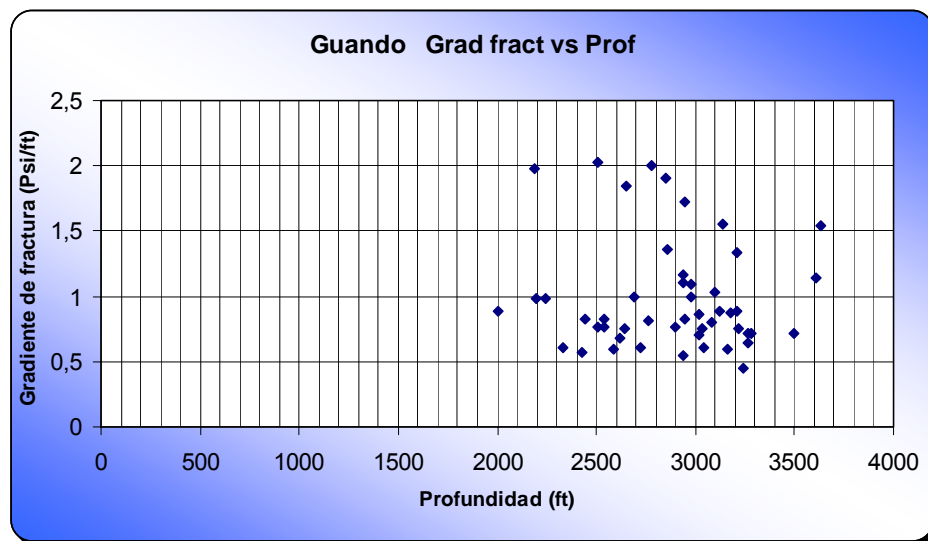


Tabla 47 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,087</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-1,62</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>-0,46</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-13,41</i>

Para el campo guando la situación es muy peculiar en cuanto a la distribución del gradiente de fractura con la profundidad, se observa en el grafico una variación muy brusca, pues hay dos tendencias; una nube de puntos tendiente a uno y otra tendiente a dos. El coeficiente de pearson indica una posible correlación entre los parámetros, la cual es casi nula, y aunque si la hay, la distribución se muestra como doble, una por encima y otra por debajo.

El grafico muestra los gradientes tendientes a dos de una forma mas clara, y de nuevo se hace referencia a los fenómenos físicos presentados en este campo.

La distribución es platicurtica y asimétrica negativamente. Se muestra con la covarianza una dependencia no muy alta pero si negativa. Puede deducirse fácilmente la existencia de fallas o accidentes geológicos que representen los altos cambios de gradiente de fractura. Es difícil pensar en extrapolar variables operacionales como lo son las presiones, en espacios o campos con tan alta variabilidad, como se presenta en este campo.

Figura 132 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

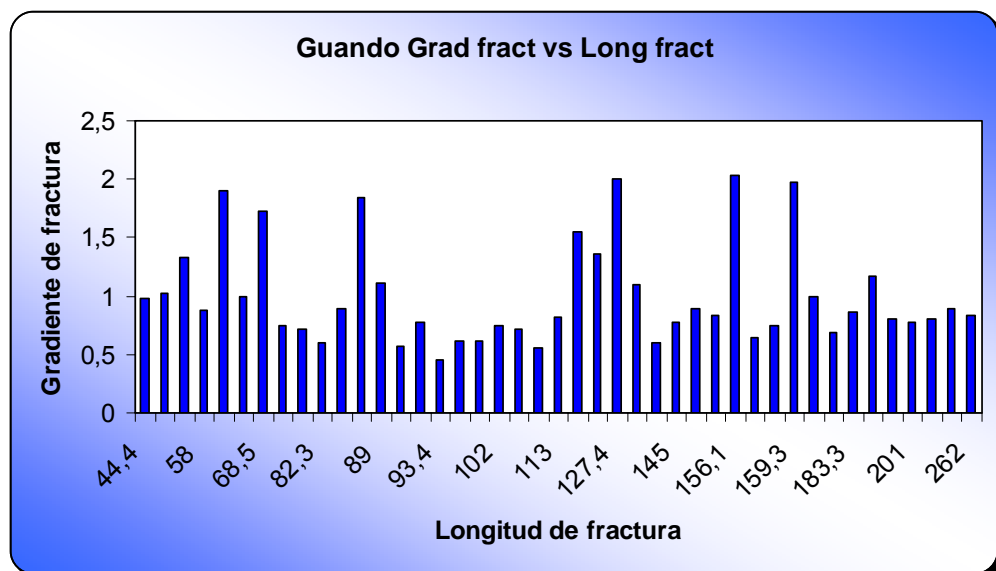


Figura 133 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

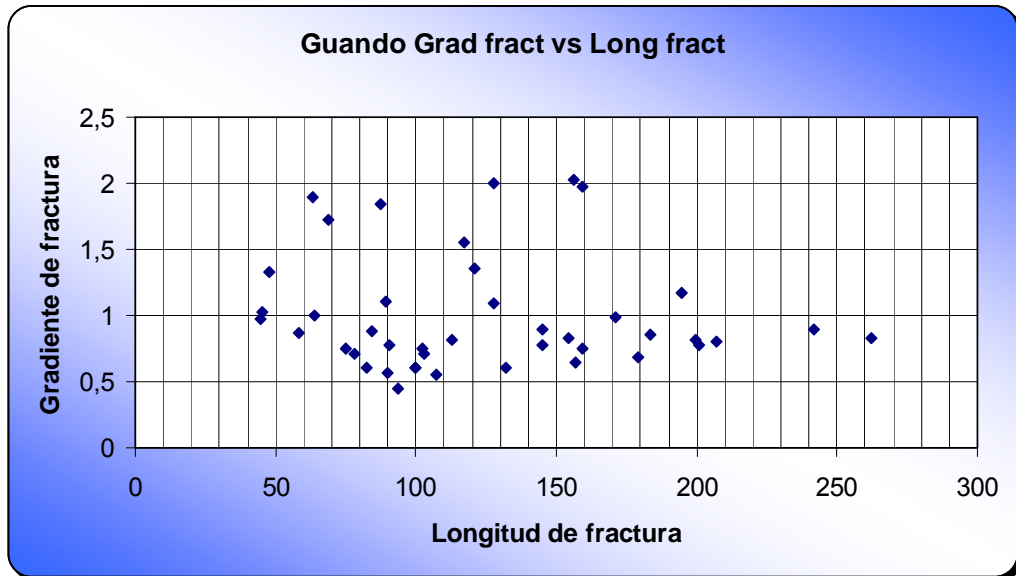


Tabla 48 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,091</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,524</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,57</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-2,09</i>

En cuanto a la relación del gradiente de fractura con la longitud de fractura, se muestra según el coeficiente de Pearson que es tendiente a cero, una muy baja correlación. Lo anterior mencionado corresponde a la variabilidad de los parámetros en este campo, representado esto en la covarianza.

De igual forma la distribución es platicúrtica, asimétrica y negativa. Y acerca de la covarianza no es mucho lo que hay que decir. Pues hay una baja dependencia y es negativa. Esto se puede percibir del gráfico de puntos donde se nota una linealidad constante en el gradiente de fractura a medida que aumenta la longitud creada en la fractura.

Tal es la accidentalidad del campo guando, y se puede apreciar en la figura 125, que las técnicas estadísticas no corrigen y ajustan los comportamientos a un ideal, si no que arrojan resultados bastantes reales de lo que sucede en el campo.

Figura 134 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

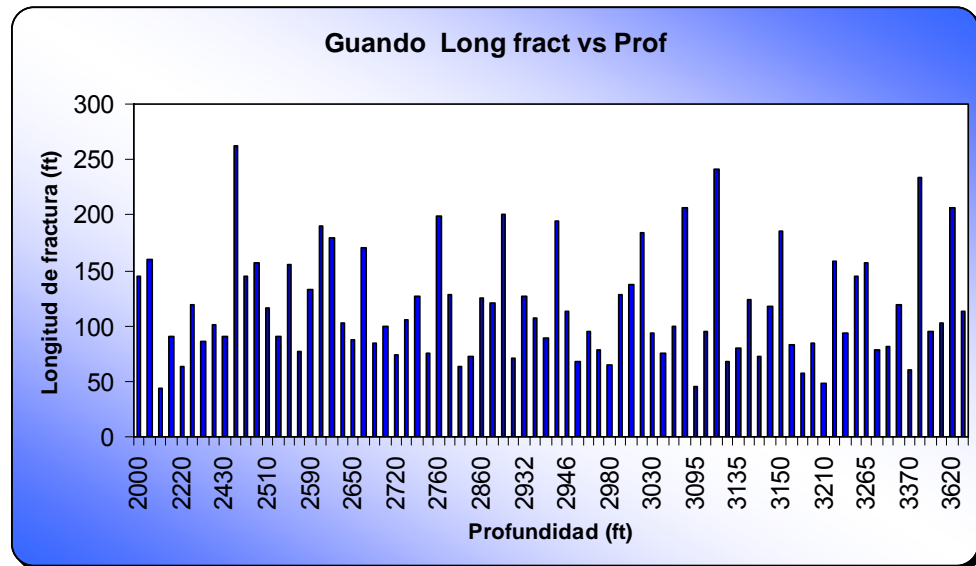


Figura 135 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

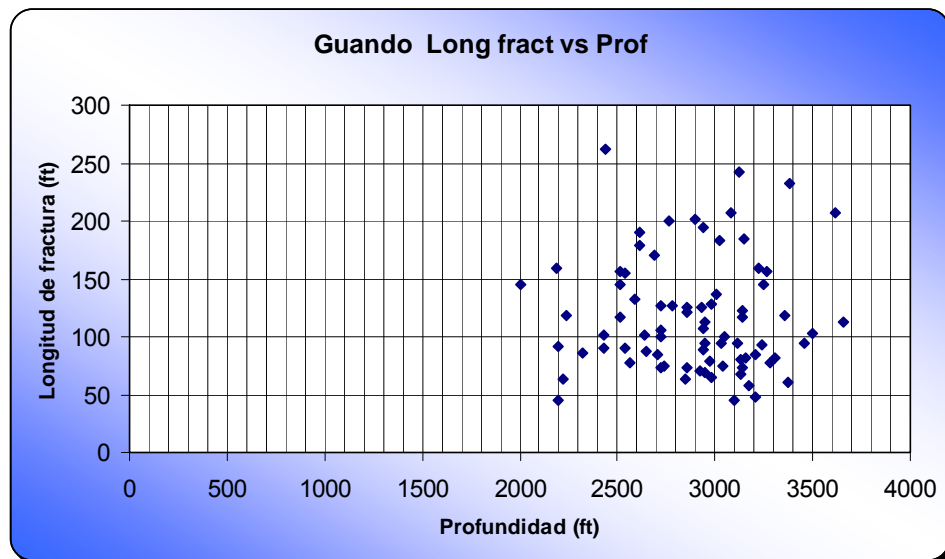


Tabla 49 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,005
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-1,87
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,02
<i>Covarianza</i>	-88,52

Con respecto a estos dos parámetros vemos una correlación muy baja, pues es muy bajo el coeficiente de Pearson, corroborado esto en el gráfico de dispersión. No existe ningún tipo de relación entre los parámetros.

La distribución es asimétrica y negativa, se puede observar como nubes de puntos que rodean una nube central, lo que indica una alta dispersión y aunque podría indicarse una tendencia, las técnicas estadísticas usadas no admiten altos grados de dispersión, como lo indican los resultados.

De igual forma la Covarianza indica una dependencia negativa y lineal, lo que se puede inferir acerca de una posibilidad de extrapolar a otras zonas. Esta posibilidad es bastante improbable, pues la variabilidad de los parámetros es bastante alta. No se tiene una tendencia o un comportamiento regular acerca de la distribución en el campo.

Figura 136 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

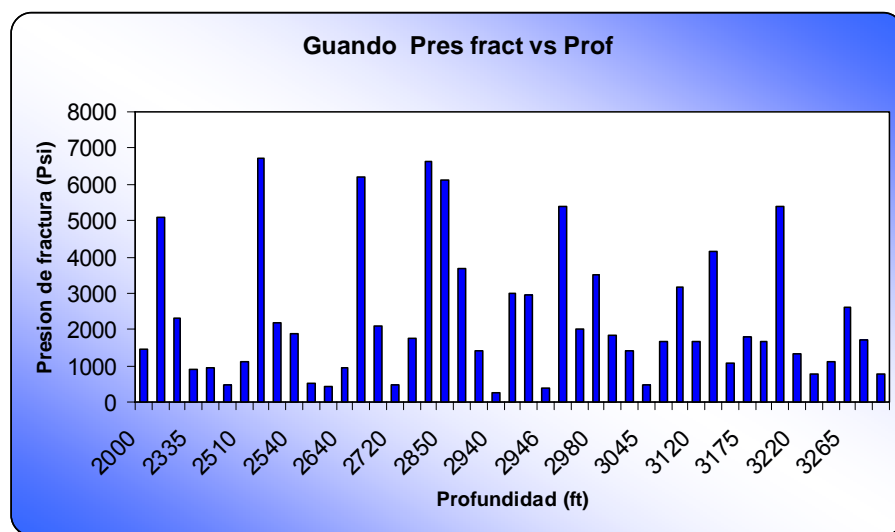


Figura 137 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

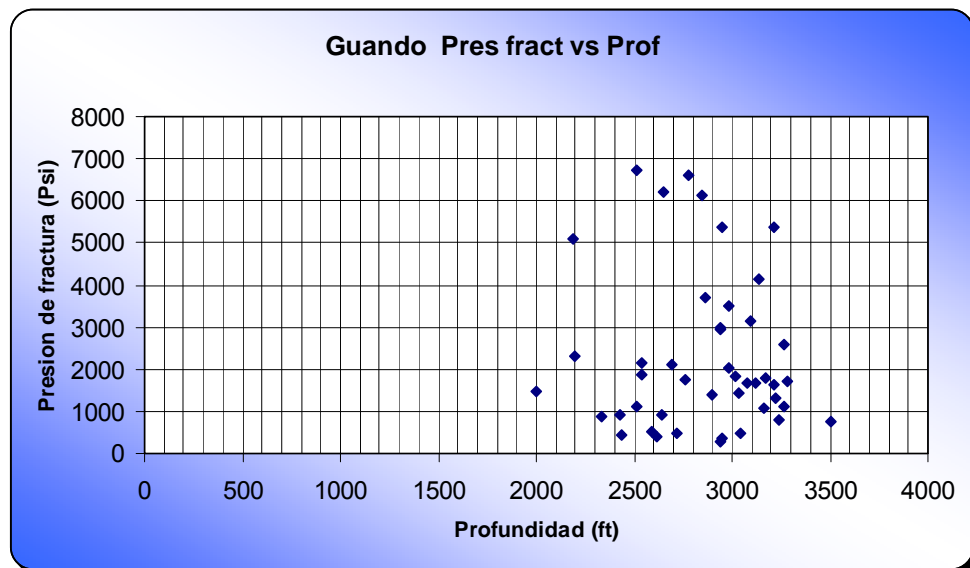


Tabla 50 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,066</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>2,6</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,67</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-40672</i>

Figura 138 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

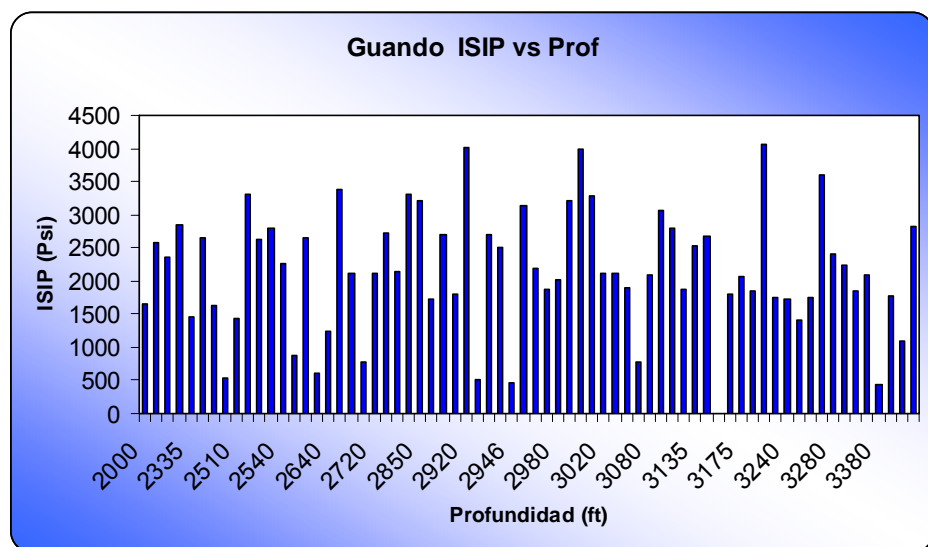


Figura 139 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

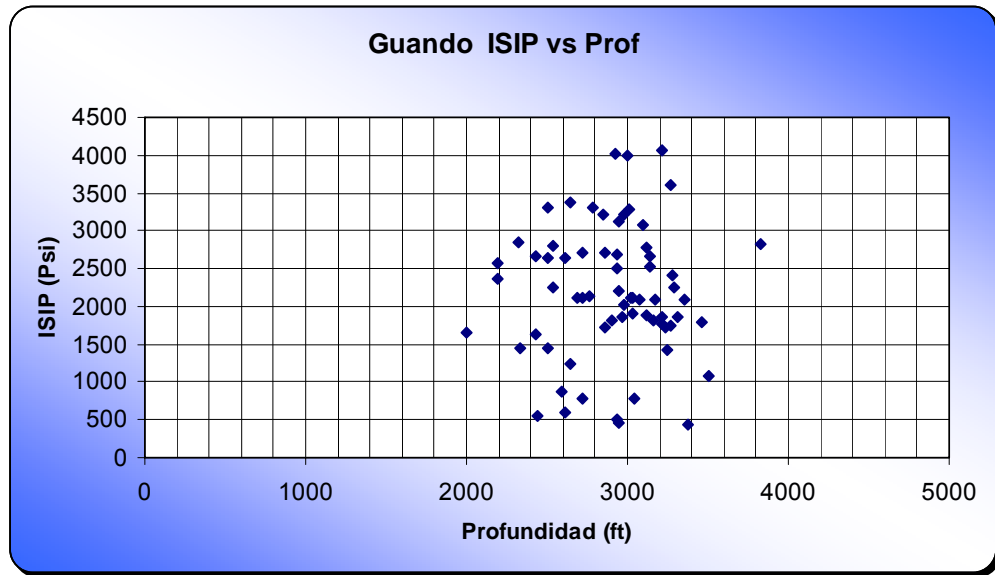


Tabla 51 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,021</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>0,94</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,91</i>
<i>Covarianza</i>	<i>6559</i>

Normalmente se esperaría una tendencia lineal, positiva y muy dependiente de las presiones con respecto a al profundidad, pero como es claro en el grafico de dispersión esta tendencia no es la que se presenta.

El coeficiente de pearson muestra una correlación casi nula, infiriendo que no hay ninguna relación lineal entre los datos, la distribución se muestra asimétrica y negativa; pero la covarianza muestra lo que se espera una dependencia lineal muy alta.

Todos estos resultados se amarran a lo anterior visto, en la distribución de gradiente de fractura del campo donde se muestran dos distribuciones y se confirma la teoría de fallas o accidentes geológicos que varían la presión de esta forma, y más que la presión el gradiente de fractura presentado.

Figura 140 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedio

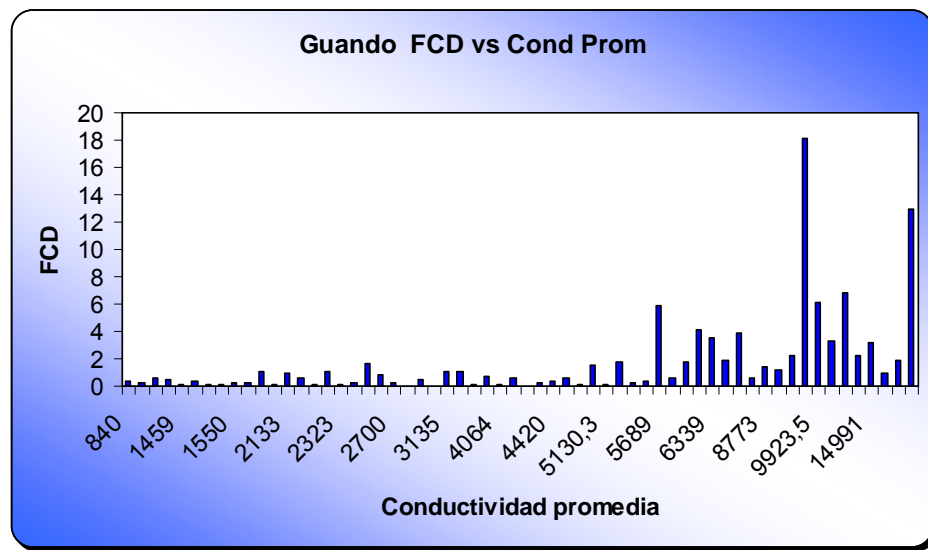


Figura 141 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedio

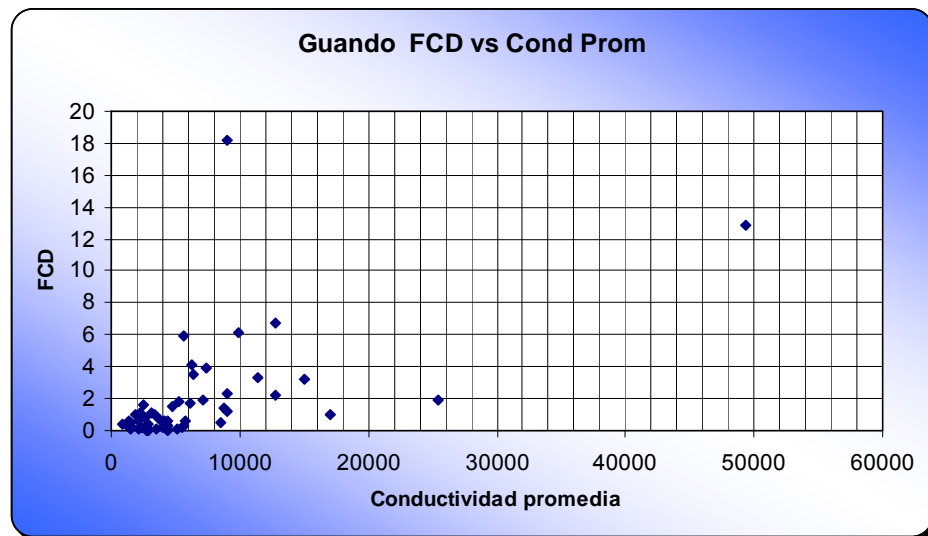


Tabla 52 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedio</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	0,58
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	27,92
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	4,33
<i>Covarianza</i>	12686

A diferencia de lo anterior en este grafico se muestra una correlación directa y positiva entre estos parámetros, corroborado esto en el coeficiente de pearson. Esto tiene mucho sentido ya que existe una relación directa entre la conductividad y conductividad adimensional. A pesar que existe una gran cantidad de datos y que estos están bastante conglomerados se puede notar una tendencia regular entre los parámetros, esto se puede apreciar mejor en el la figura 136.

La distribución se muestra asimétrica y positiva, la razón de esto es la tendencia creciente que puede observarse; a medida que crece la conductividad promedio de fractura, también lo hace la conductividad adimensional de fractura.

La covarianza muestra una dependencia lineal y positiva, como también se puede observar esto el grafico. Este valor de covarianza, esta determinando también una baja variabilidad de estos parámetros en el campo, que es significativo a la hora de la plantación de trabajos de fracturamiento hidráulico en el sector o zonas cercanas.

5.6. SAN FRANCISCO

Histogramas

Figura 142 Histograma de Profundidad

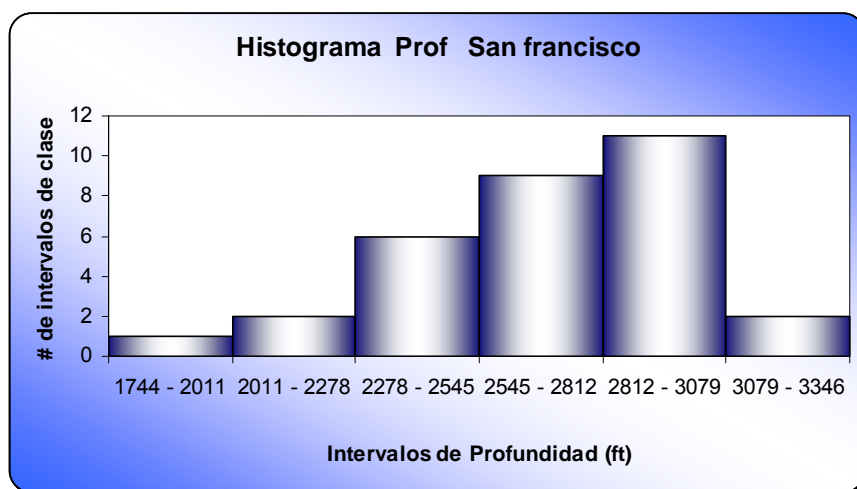


Figura 143 Histograma de Permeabilidad

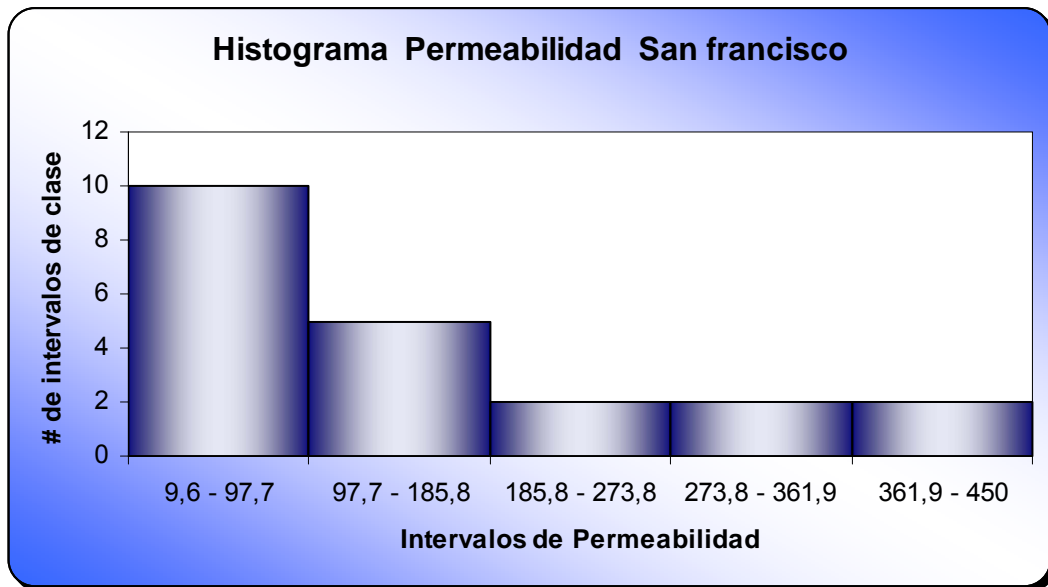


Figura 144 Histograma de Presión Máxima de fractura

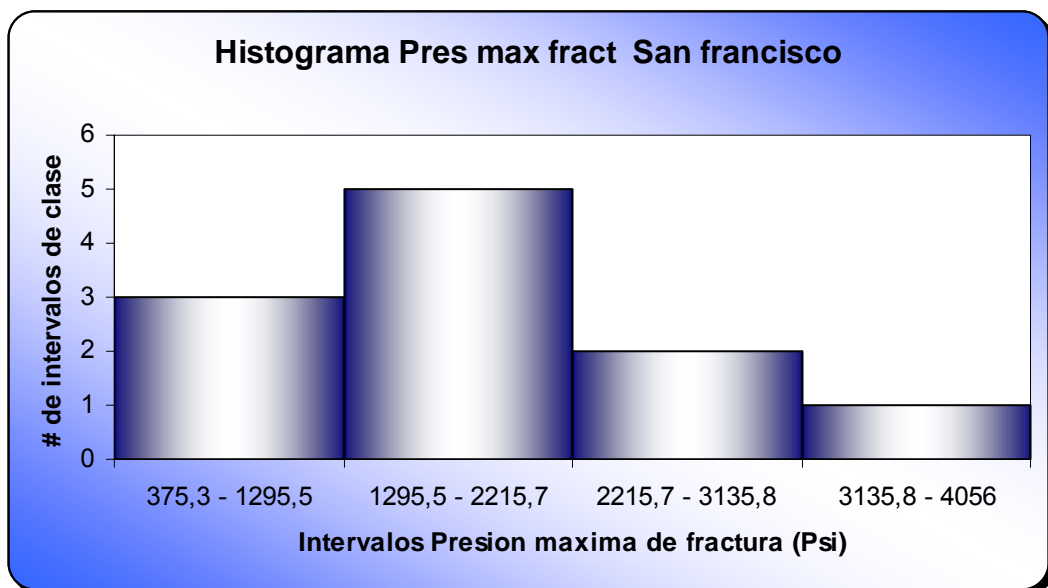


Figura 145 Histograma de Longitud de fractura

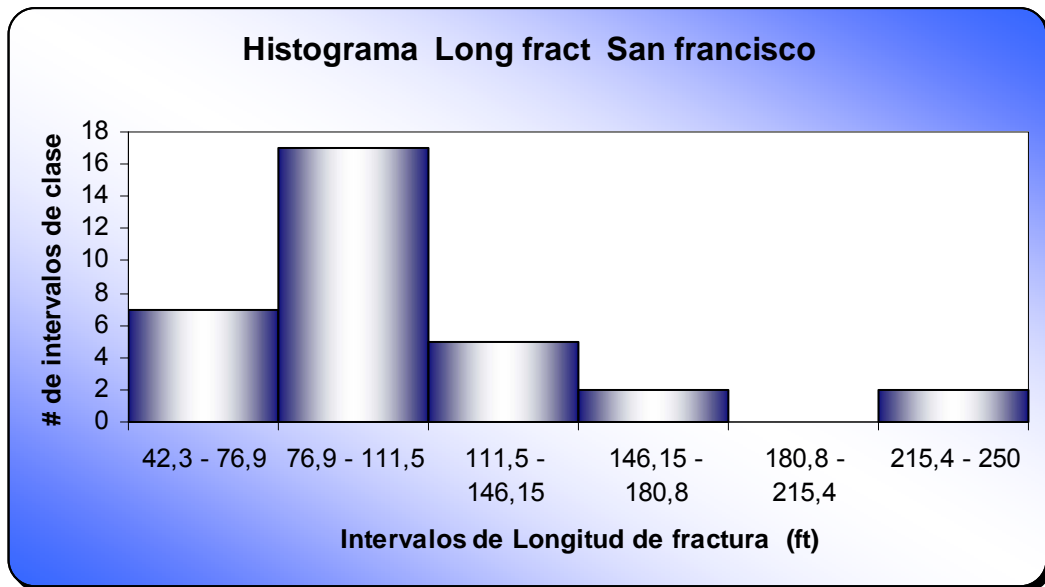


Figura 146 Histograma de Ancho de fractura

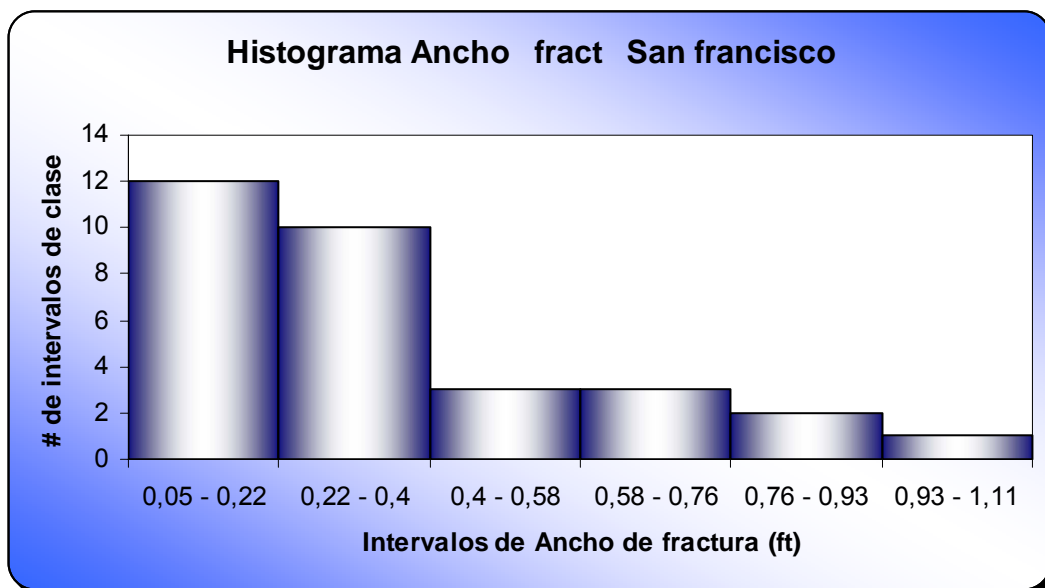


Figura 147 Histograma de Gradiente de fractura

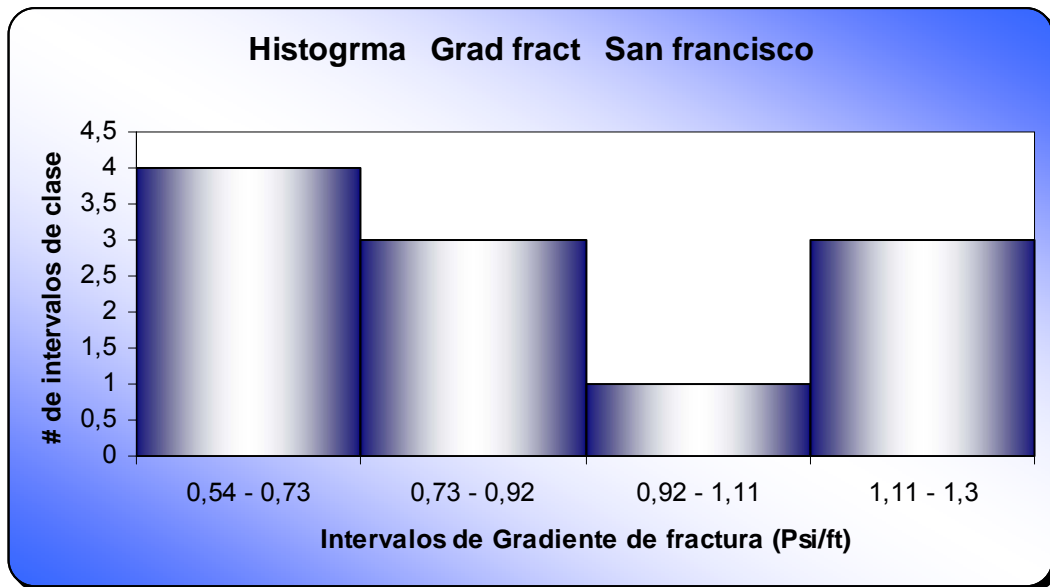


Figura 148 Histograma de Conductividad promedio de fractura

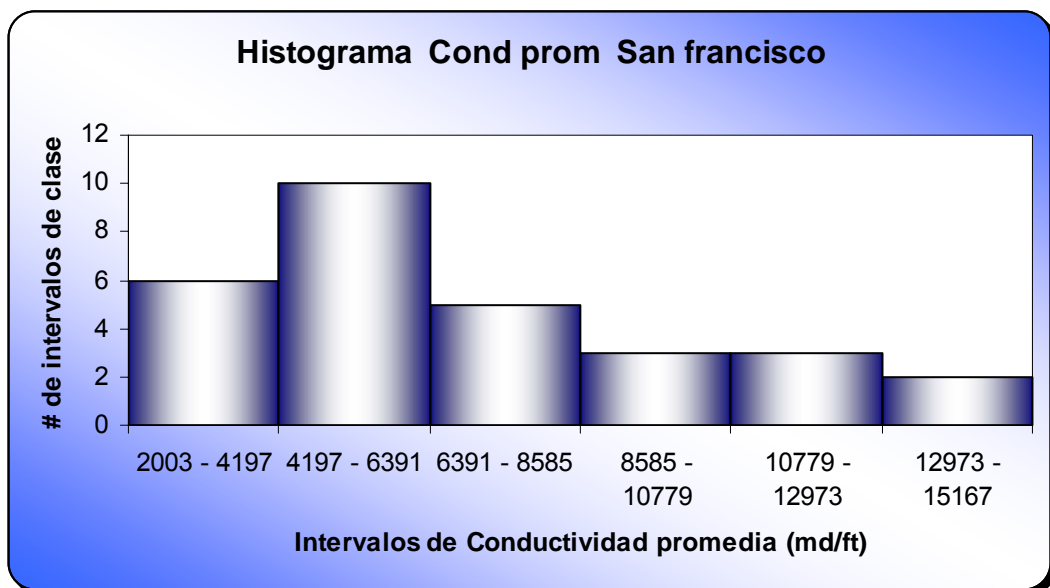


Figura 149 Histograma de ISIP

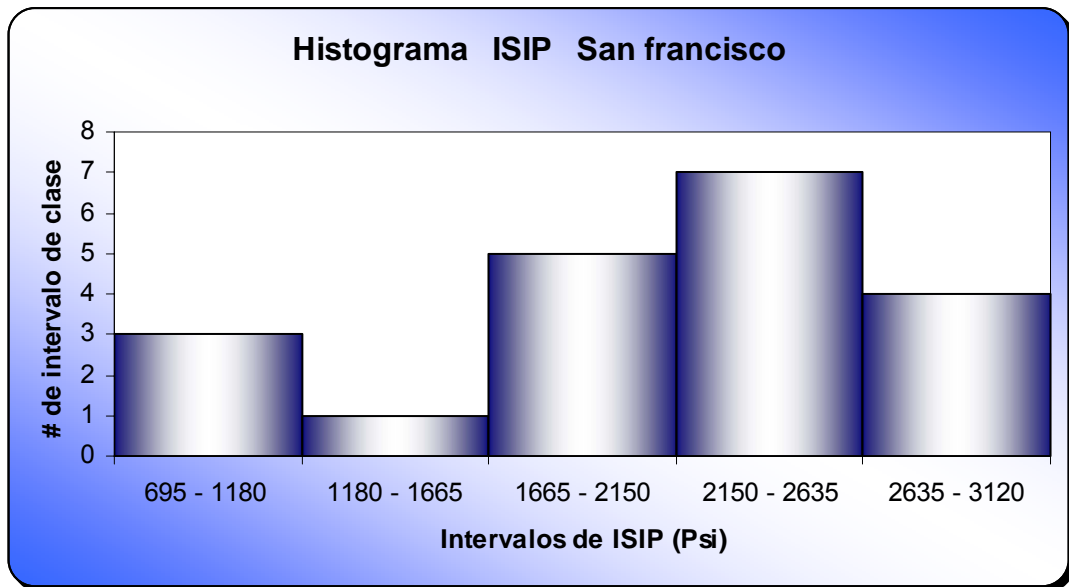


Figura 150 Histograma de FCD

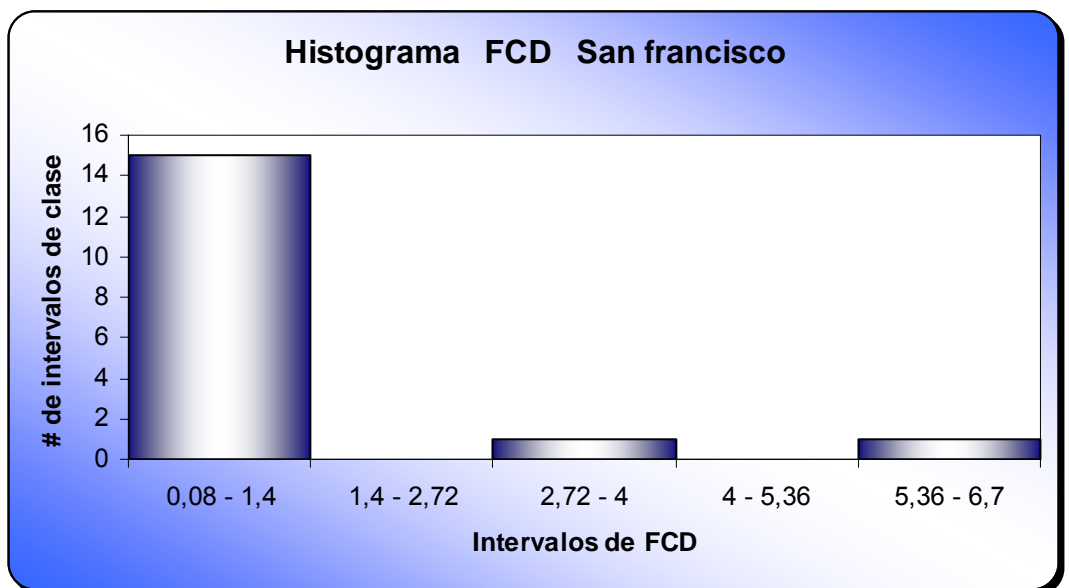


Tabla 53 Resultados estadísticos

<i>San francisco</i>	<i>Media Aritmética</i>
<i>Profundidad (ft)</i>	2703,9
<i>Permeabilidad (md)</i>	152,09
<i>Presión máxima de fractura (Psi)</i>	1787,86
<i>Longitud de fractura (ft)</i>	106,01
<i>Ancho de fractura (ft)</i>	0,36
<i>Gradiente de fractura (Psi/ft)</i>	0,87
<i>Conductividad promedio (md/ft)</i>	7033,9
<i>Espesores fracturados (ft)</i>	X
<i>ISIP (Psi)</i>	2078,95
<i>FCD</i>	0,97

Figura 151 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

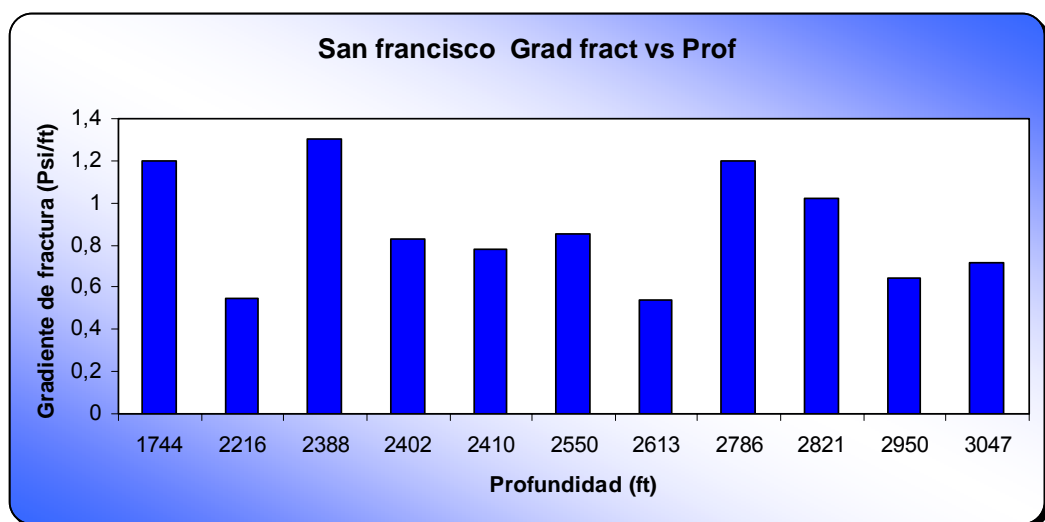


Figura 152 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

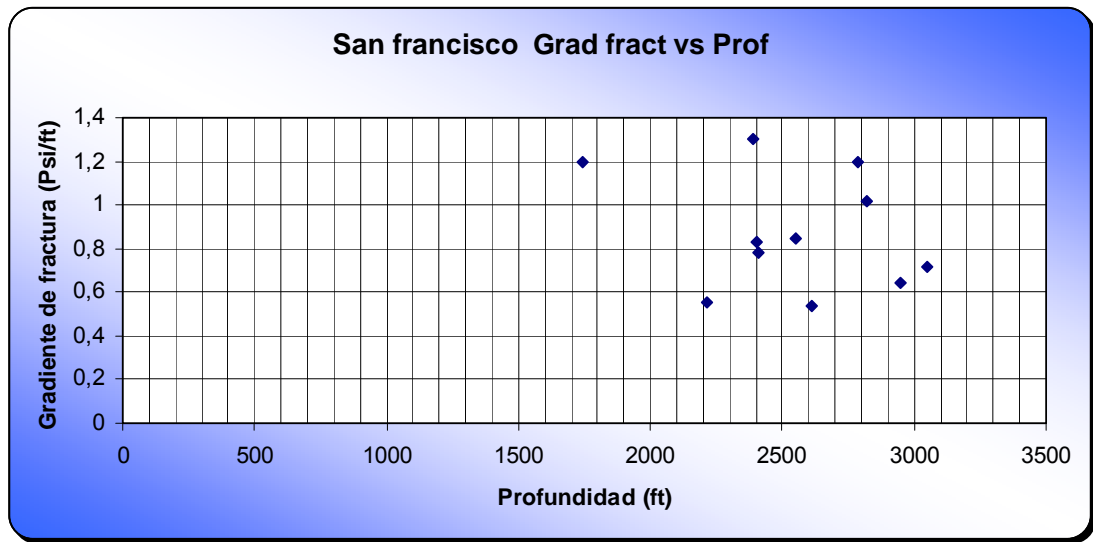


Tabla 54 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,28</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,91</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,94</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-25,4</i>

Para el campo san francisco la distribución de parámetros no es muy representativa, pues al igual que en el campo recetor no se cuenta con una muestra lo suficientemente grande para inferir sobre los resultados. Sin embargo se puede notar una relación lineal entre gradiente de fractura y profundidad, con algunos puntos alrededor. Por lo general las técnicas estadísticas aquí presentadas trabajan con un rango de datos, de tal forma que lo que se intuye en observación no son siempre los resultados que se tienen.

El coeficiente de pearson muestra una baja correlación la cual además es negativa, la distribución se muestra platicurtica o menos apuntada que la normal, lo cual representa la suavidad de la distribución.. La covarianza se muestra no tan alta, lo cual representa una dependencia lineal no tan alta pero

negativa. A pesar de la cantidad de puntos tan escasa, se da una variabilidad apreciable en la covarianza, y también notable en los gráficos de distribución.

Figura 153 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

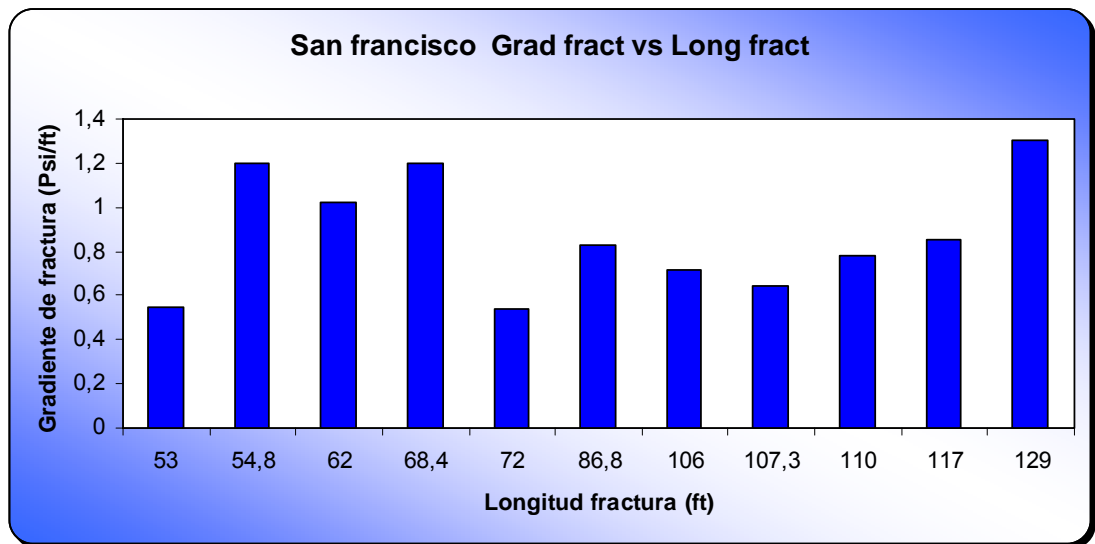


Figura 154 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

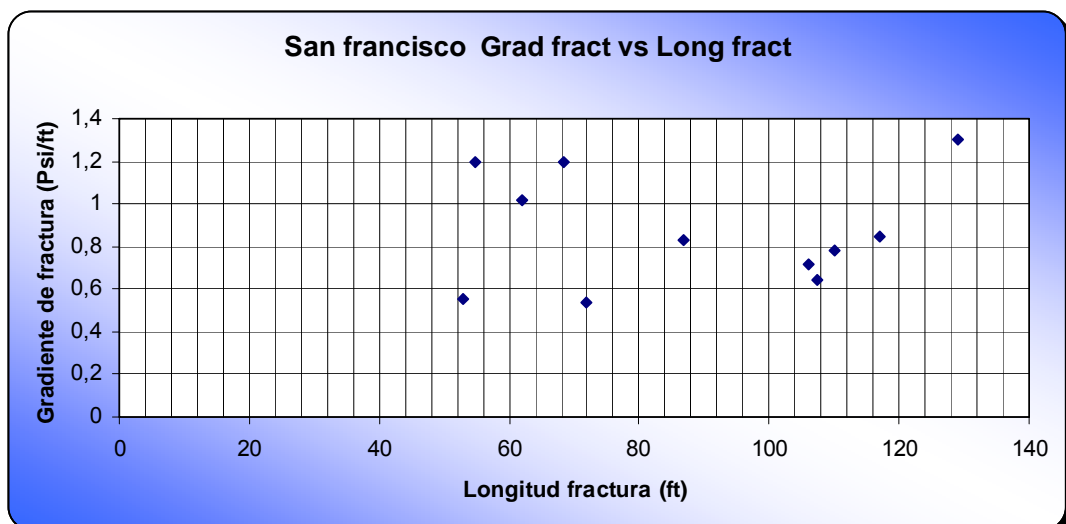


Tabla 55 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,04</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>0,94</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>0,56</i>
<i>Covarianza</i>	<i>0,25</i>

Los parámetros de gradiente de fractura y longitud de fractura están correlacionados positivamente pero esta correlación es muy baja, según lo muestra el coeficiente de Pearson. La verdad no podría inferirse nada acerca de la correlación en el gráfico. La dispersión es bastante alta, de tal forma que concluir sobre este sería divagar.

Según las técnicas estadísticas la distribución es leptocúrtica o más apuntada que la normal, asimétrica y positiva. Esto hablando de picos o cambios bruscos en la distribución.

La covarianza muestra una dependencia lineal pero muy baja, lo que indica que la variabilidad es muy alta, para el caso de querer hacer una extrapolación. Por lo tanto, se puede decir que hasta este punto, se podría inferir sobre las posibles y mejores extrapolaciones en el campo.

Figura 155 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

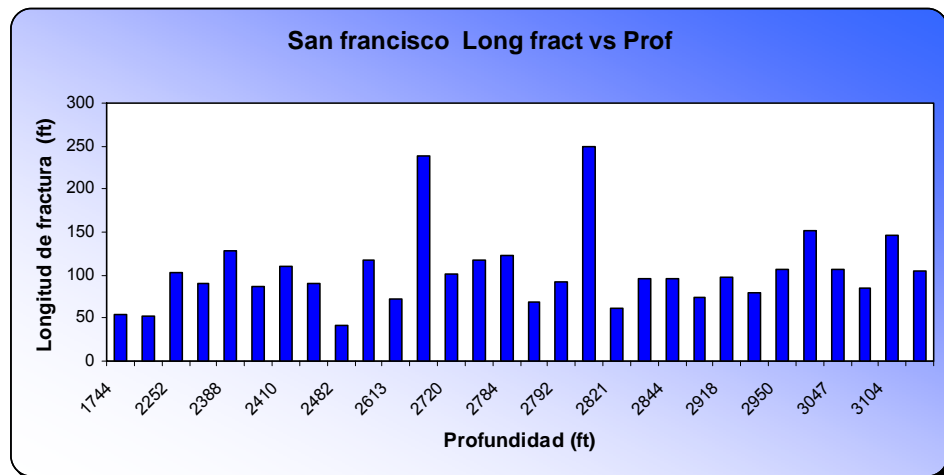


Figura 156 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

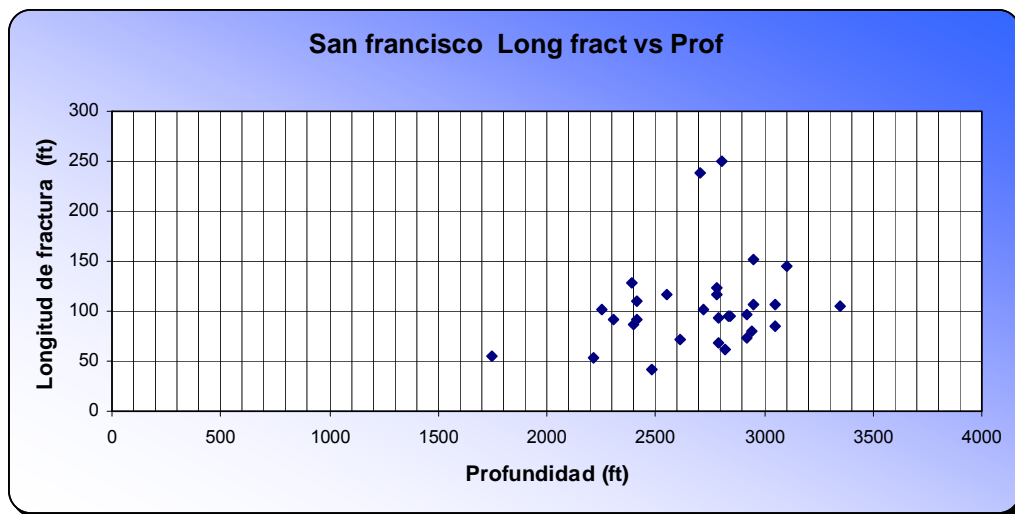


Tabla 56 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,25</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-1,94</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,14</i>
<i>Covarianza</i>	<i>0,14</i>

Lo particular de esta distribución es la correlación que existe entre la longitud de fractura y la profundidad, la distribución se muestra un poco proporcional y positiva, a medida que aumenta la profundidad lo hace también la longitud de fractura. Según el coeficiente de curtosis, la distribución menos apuntada que la normal, muestra la suavidad de la misma, con una tendencia a ser asimétrica y positiva.

Y si se observa el grafico puede notarse una buena relación entre los parámetros. La covarianza es casi nula, ósea que la dependencia lineal entre los parámetros es muy baja lo cual también puede notarse en el grafico de dispersión. De cualquier forma la variabilidad que se presenta para estos parámetros es bastante alta, si se piensa en una extrapolación.

Figura 157 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

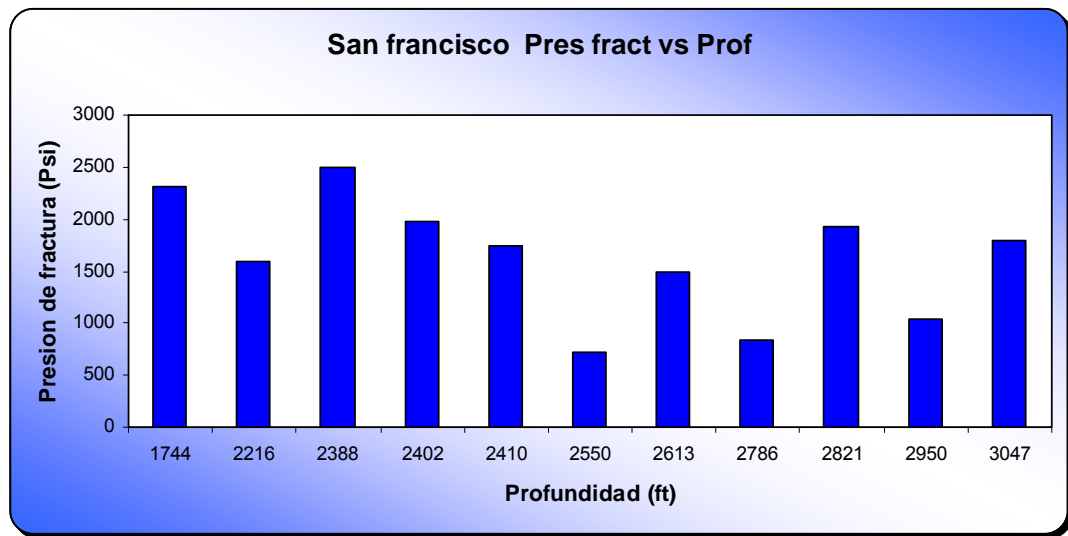


Figura 158 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

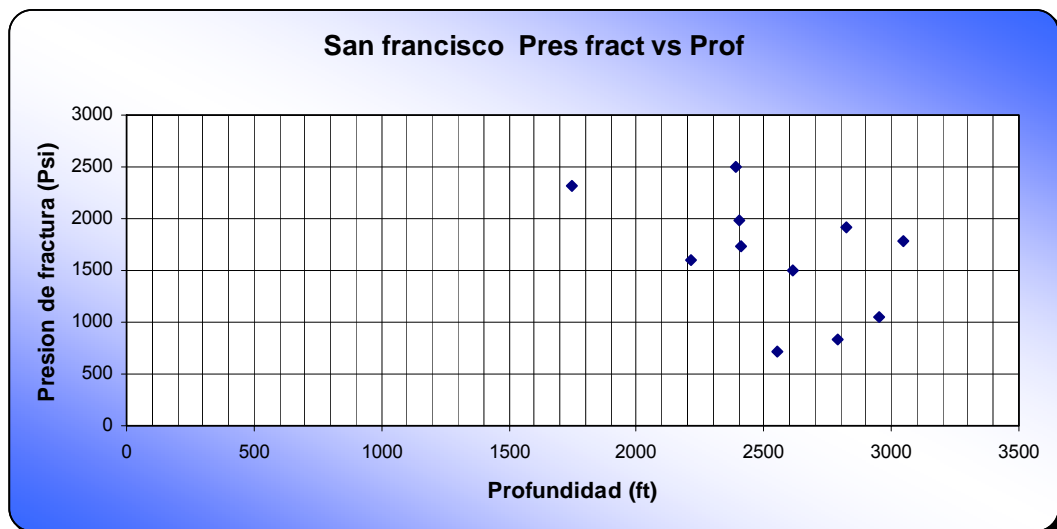


Tabla 57 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,40</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>1,63</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-1,07</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-144998</i>

Figura 159 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

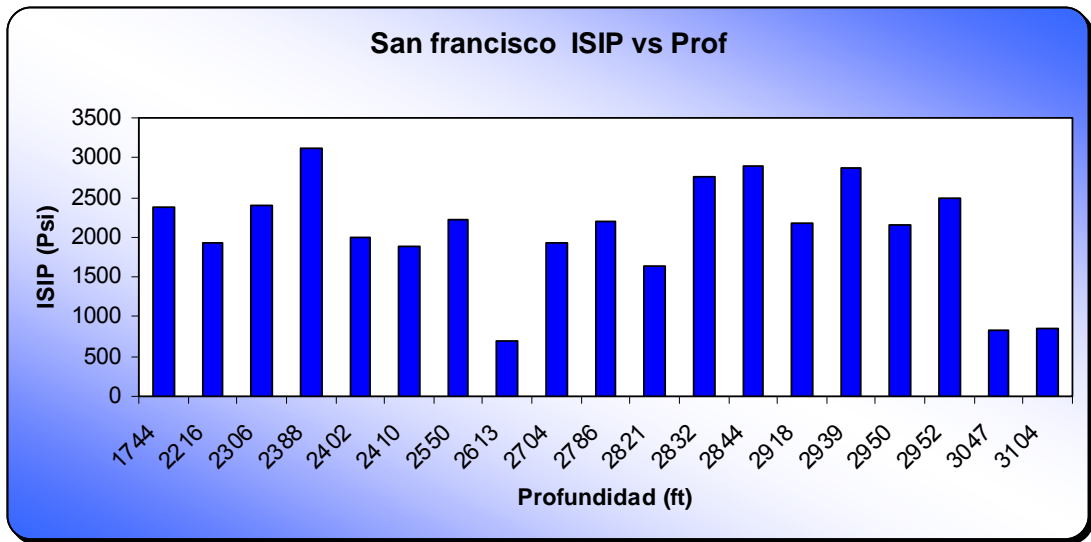


Figura 160 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

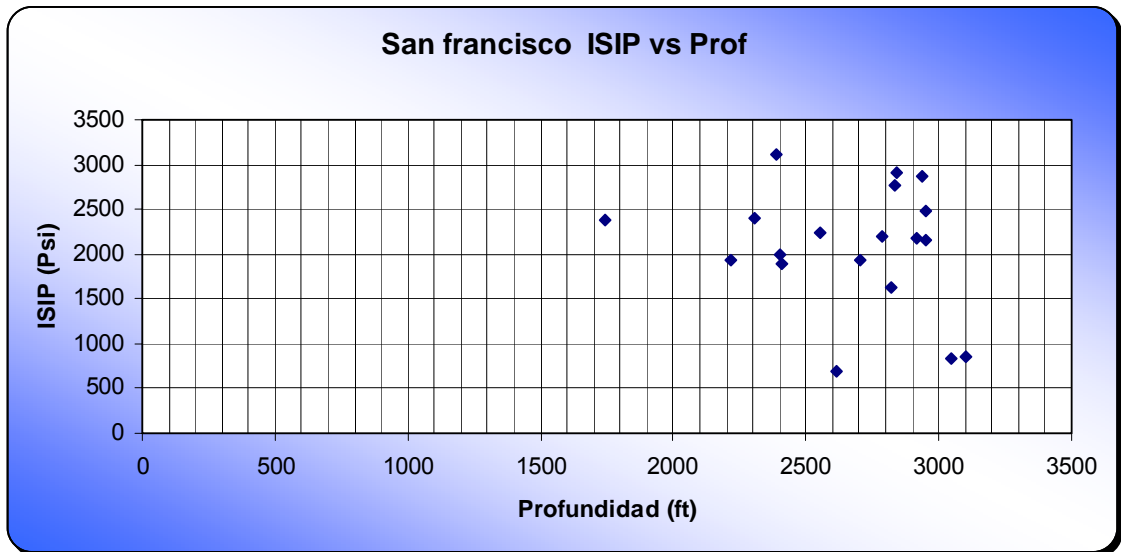


Tabla 58 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,21
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	2,22
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	-1,35
<i>Covarianza</i>	-48738

Como se menciona anteriormente Los gráficos de presión de fractura y presión instantánea de cierre contra profundidad son muy parecidos. Se ve una correlación muy baja y negativa. A simple vista se puede observa la alta dispersión que existe entre estos parámetros.

Los resultados del coeficiente de curtosis muestran una distribución mas apuntada que la normal, asimétrica y negativa. Esto haciendo referencia a los cambios bruscos presentados en la distribución de parámetros para este campo.

La covarianza se muestra muy alta y negativa. Lo que indica una alta dependencia lineal entre los parámetros pero negativa. Aunque esa dependencia no es tan notable en los gráficos, se presentan por el ajuste de la ecuación de covarianza, y se presenta una baja variabilidad, pero negativa.

Figura 161 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia

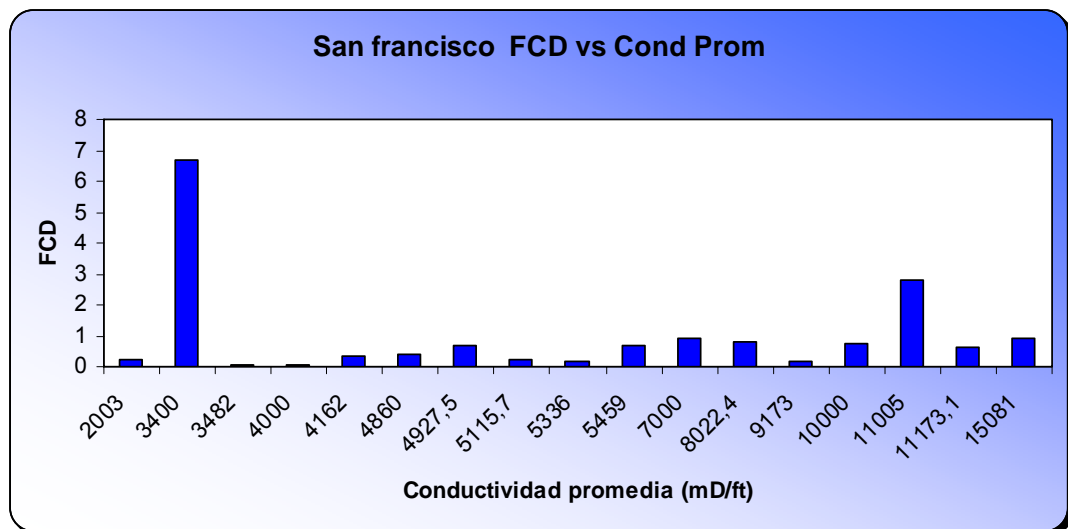


Figura 162 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedia

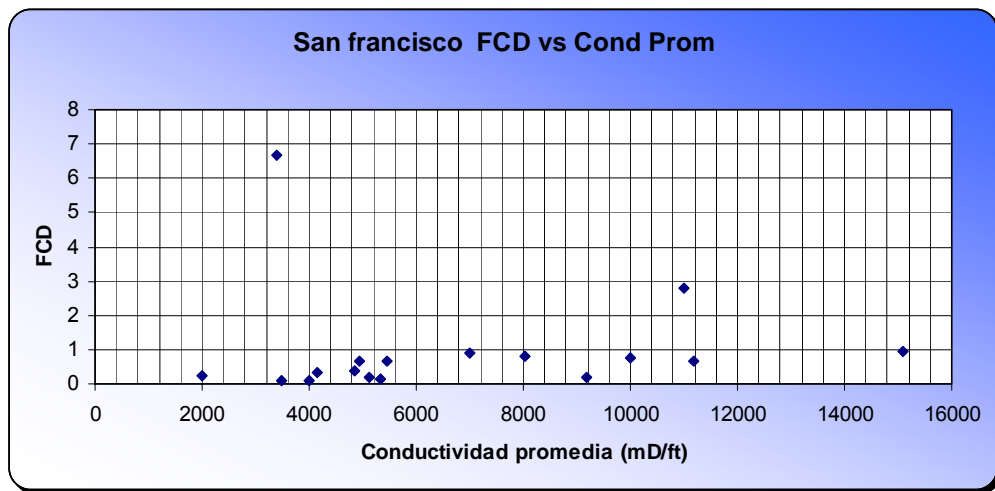


Tabla 59 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedia</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,011</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-0,29</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>0,69</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-59,49</i>

El grafico de dispersión muestra una tendencia lineal con pendiente baja, el coeficiente de pearson muestra una muy baja correlación y además negativa. Esta baja correlación se da por el apiñamiento de los datos para los valores de conductividad promedia de fractura mas bajos. Si se observan los gráficos, se puede notar una tendencia ascendente y suave, descrito esto por el coeficiente de curtosis. La distribución se muestra menos apuntada que la normal o platicurtica, asimétrica y positiva.

Por ultimo existe una dependencia lineal pero negativa entre estos parámetros notándose esto en el valor de la covarianza. Este valor está indicando una variabilidad apreciable entre estos parámetros, que debe tenerse en cuenta para los estudios de zonas o espacios aledaños.

5.7. YARIGUI

Tabla 60 Parámetros promedios del campo

<i>Yarigui</i>	<i>Media Aritmética</i>
<i>Profundidad (ft)</i>	6902,61905
<i>Permeabilidad (md)</i>	192,45
<i>Presión máxima de fractura (Psi)</i>	5829
<i>Longitud de fractura (ft)</i>	119
<i>Ancho de fractura (ft)</i>	79
<i>Gradiente de fractura (Psi/ft)</i>	0,8
<i>Conductividad promedio (md/ft)</i>	154.091.083
<i>Espesores fracturados (ft)</i>	27,14281057
<i>ISIP (Psi)</i>	3037,5
<i>FCD</i>	0,66
<i>FOI</i>	2,84

Figura 163 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Profundidad

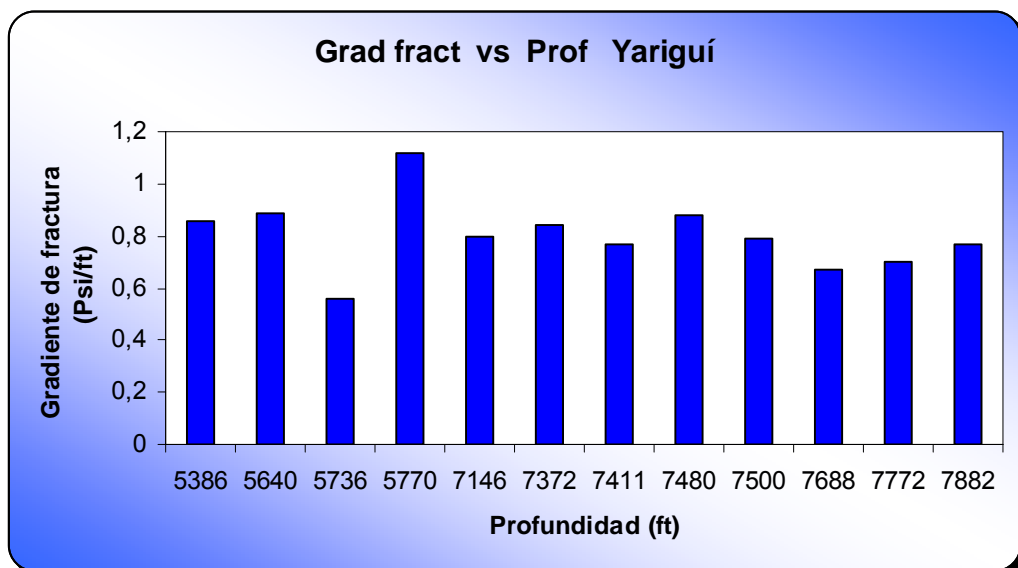


Figura 164 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Profundidad

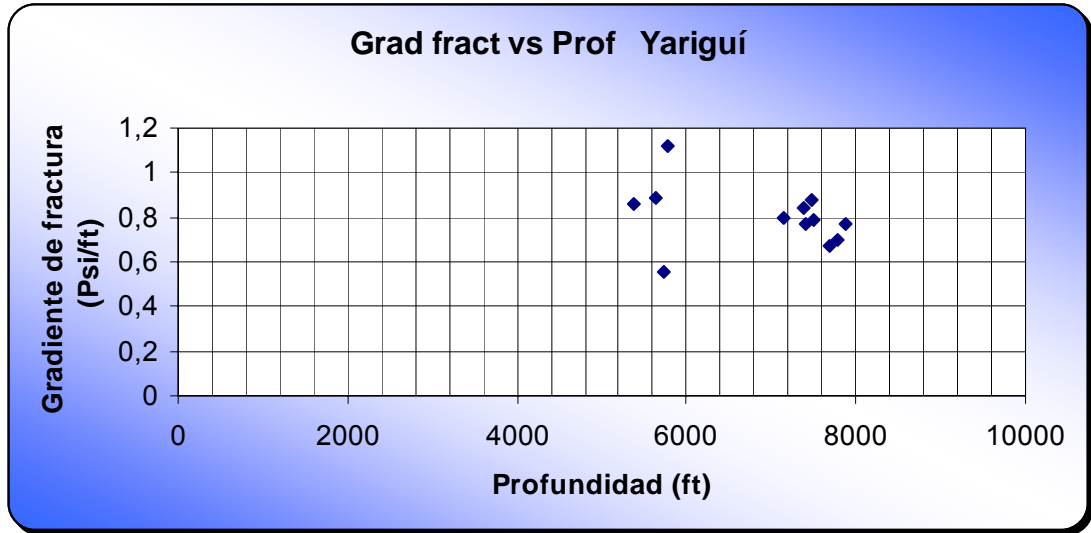


Tabla 61 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,31
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-1,73
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,44
<i>Covarianza</i>	-37,05

Los resultados del grafico de puntos son notables. La dispersión de los puntos es muy alta, teniendo en cuenta que son pocos puntos. El coeficiente de pearson muestra una baja correlación pero negativa. La distribución es menos apuntada que la normal, asimétrica y negativa. Esto es indicativo de la suavidad de la función, y de que no se presentan cambios bruscos en la distribución de parámetros.

En cuanto a la covarianza se nota una dependencia lineal pero negativa entre los parámetros. Esta covarianza está indicando también que existe una apreciable variabilidad entre los parámetros, ya que la covarianza no es tan alta.

Figura 165 Diagrama de barras Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

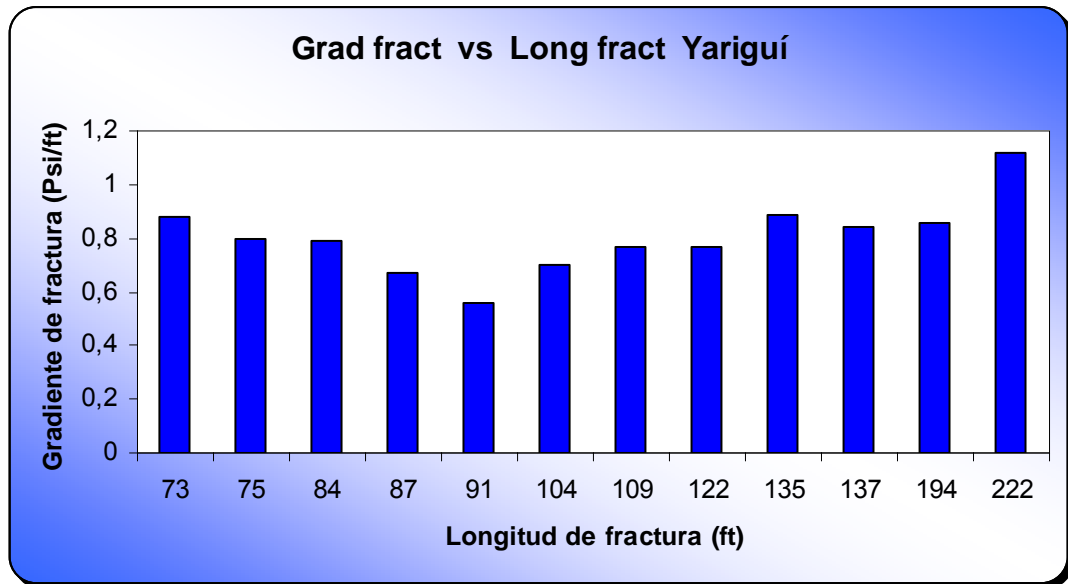


Figura 166 Diagrama de dispersión Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura

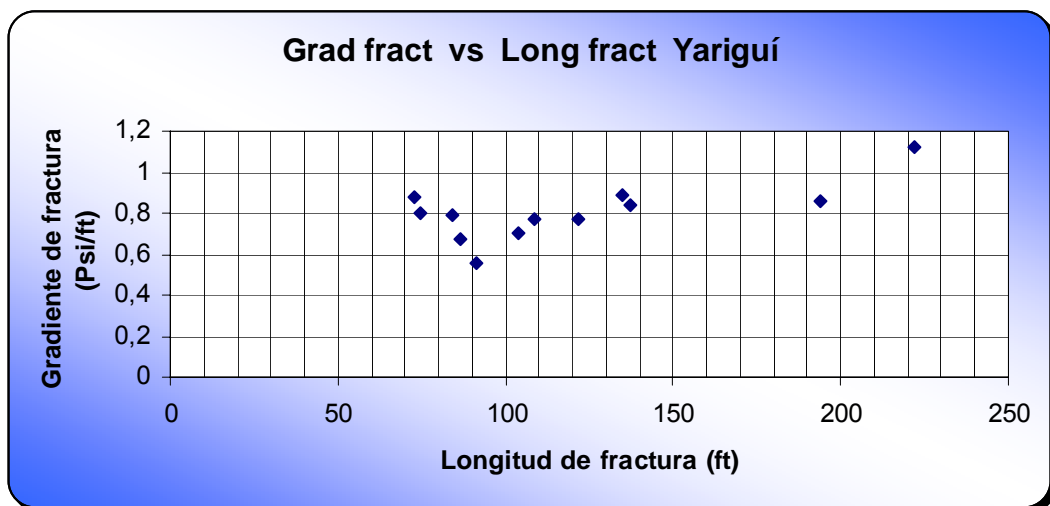


Tabla 62 Resultados estadísticos

<i>Gradiente de fractura vs. Longitud de fractura</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	0,68
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	-0,26
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	0,80
<i>Covarianza</i>	4

En cuanto a la relación de gradiente de fractura y longitud de fractura se ve una correlación bastante directa y positiva entre los parámetros, infiriendo esto del coeficiente de pearson. A medida que crece el gradiente de fractura, lo hace también la longitud de fractura.

En cuanto a la distribución de parámetros en el campo se puede notar una distribución asimétrica y positiva, y menos apuntada que la normal, aunque observando el grafico podría decirse que la distribución tiende a ser simétrica. El coeficiente de curtosis indica la suavidad y tendencia regular de la distribución en el campo. La covarianza indica una dependencia lineal no muy alta pero positiva, y por lo tanto se aprecia una variabilidad considerable a la hora de realizar estudios de extrapolación de parámetros.

Figura 167 Diagrama de barras Longitud de fractura vs. Profundidad

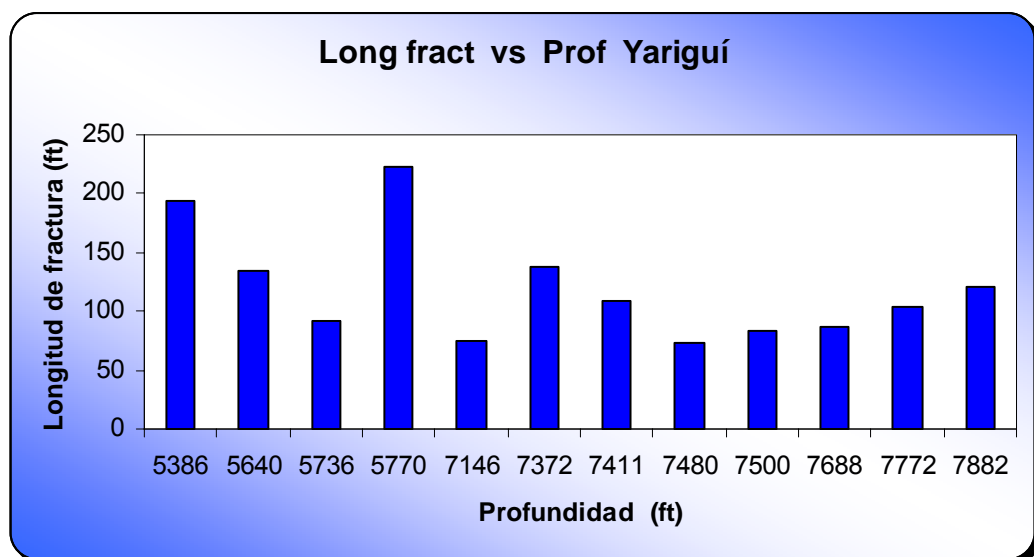


Figura 168 Diagrama de dispersión Longitud de fractura vs. Profundidad

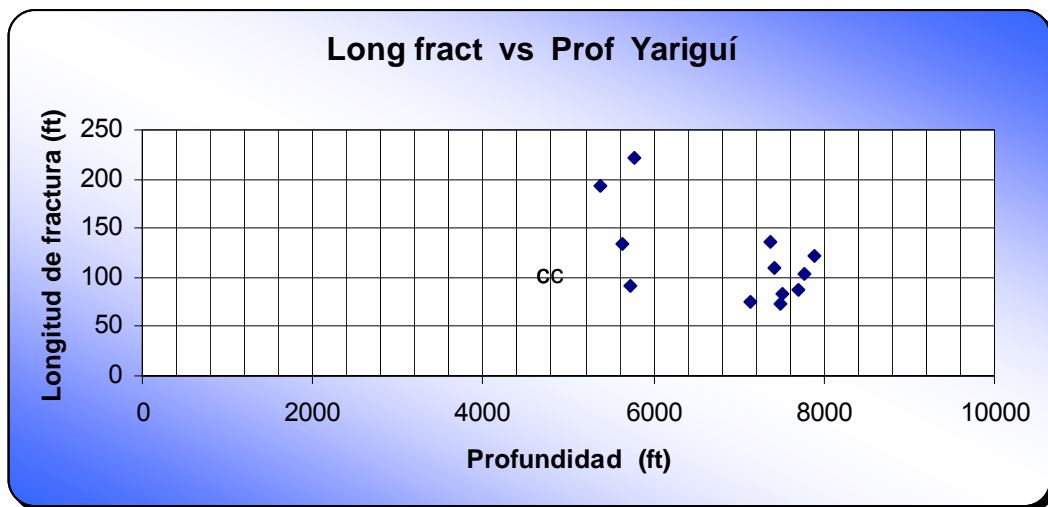


Tabla 63 Resultados estadísticos

<i>Longitud de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,63
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-1,73
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	-0,44
<i>Covarianza</i>	-25427

La variación de la longitud de fractura con la profundidad no es notable. Incluso si se observa el grafico, se encuentra que para cierta profundidad se encuentran distintas longitudes de fractura.

La correlación es bastante indirecta, pero existe. Y esto puede notarse en el coeficiente de pearson.

La distribución para estos parámetros es menos apuntada que la normal, esto quiere decir que no hay cambios bruscos en la tendencia de la distribución.

Por otra parte la dependencia lineal es muy alta pero negativa, lo que quiere decir que la variabilidad es bastante aceptable en caso de hacer una extrapolación y se consideran estudios mucho mas profundos para realizar trabajos de fracturamiento en zonas cercanas.

Figura 169 Diagrama de barras Presión de fractura vs. Profundidad

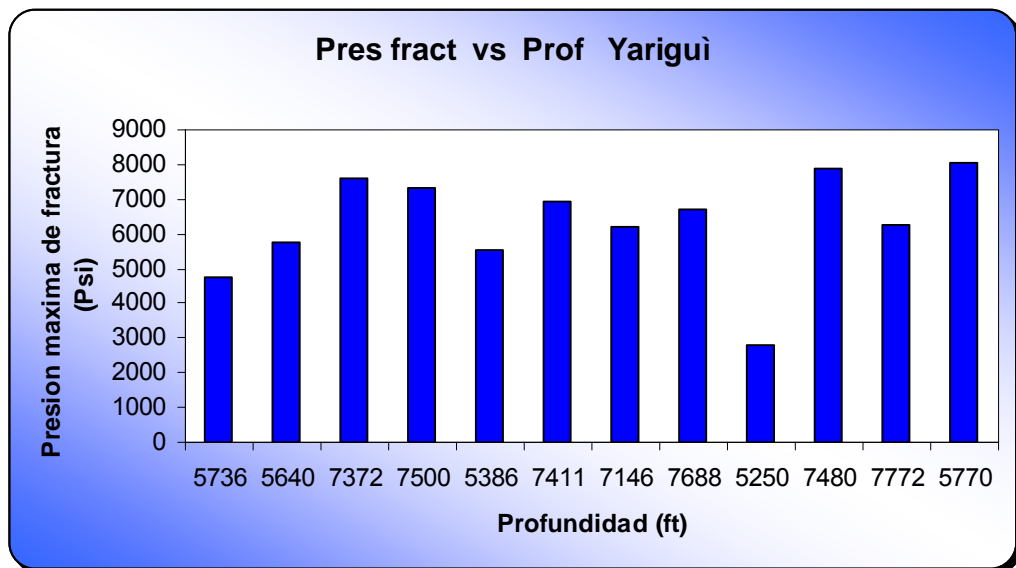


Figura 170 Diagrama de dispersión Presión de fractura vs. Profundidad

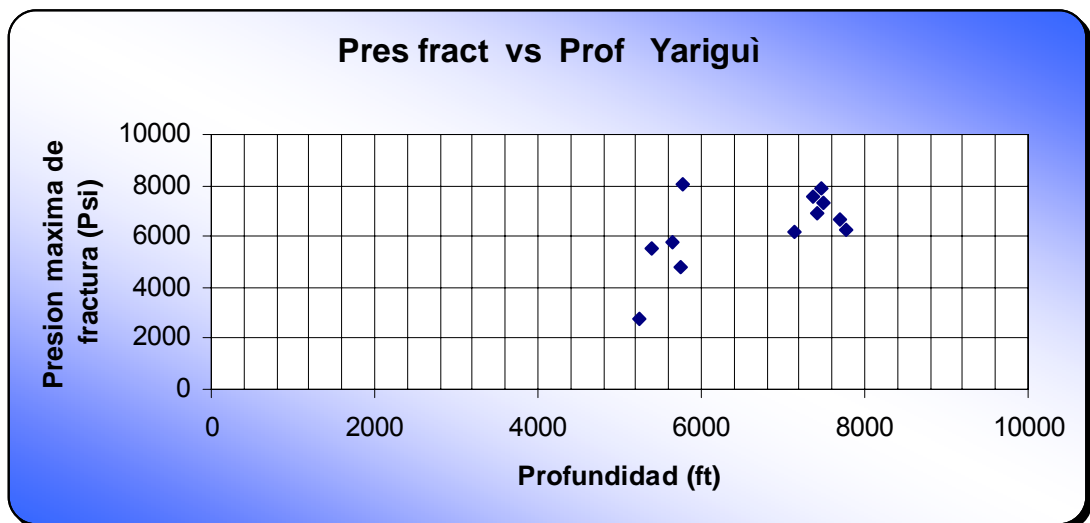


Tabla 64 Resultados estadísticos

<i>Presión de fractura vs. Profundidad</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,21</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>6,8</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>-2,22</i>
<i>Covarianza</i>	<i>440354</i>

Figura 171 Diagrama de barras ISIP vs. Profundidad

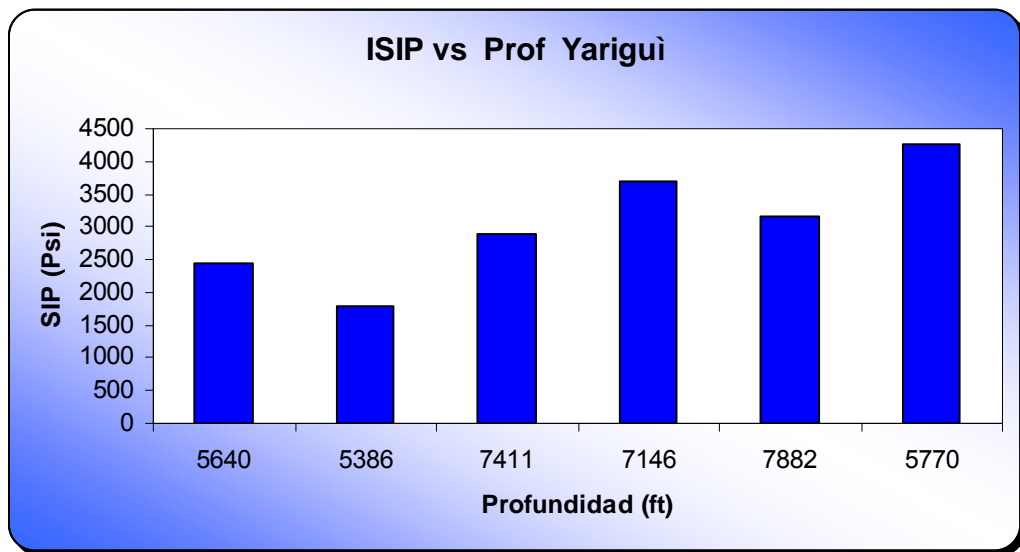


Figura 172 Diagrama de dispersión ISIP vs. Profundidad

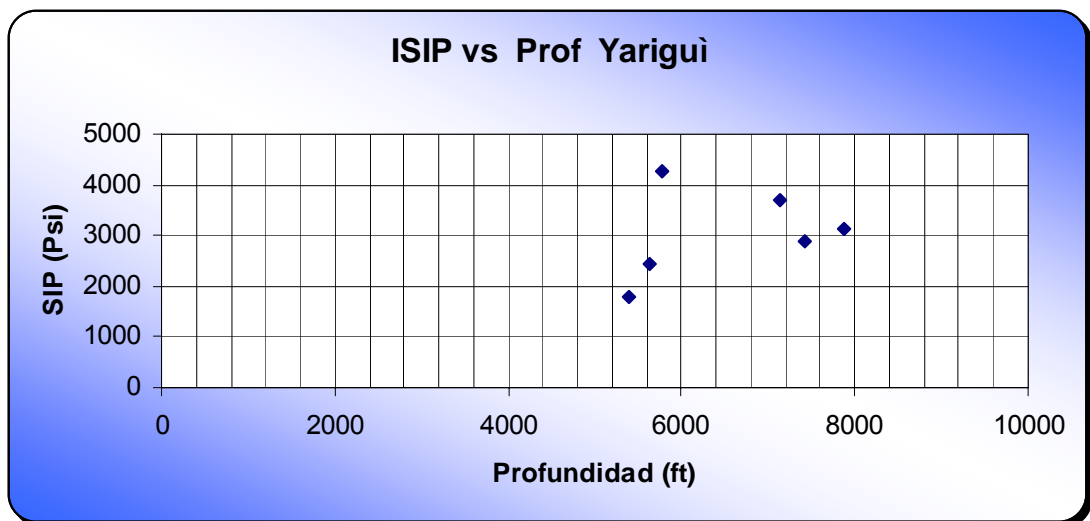


Tabla 65 Resultados estadísticos

<i>ISIP vs. Profundidad</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,29</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,30</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>-0,90</i>
<i>Covarianza</i>	<i>225547</i>

Si se observa los coeficientes de Pearson para los dos gráficos es muy similar, existe una correlación no muy directa pero positiva, aparentemente la distribución es menos apuntada que la normal, asimétrica y negativa. Pero si se observa los gráficos la cantidad de datos no representan una muestra lo bastante grande para realizar un análisis exhaustivo.

Por otra parte resulta una dependencia lineal muy alta y positiva, lo cual como se mencionó no podría representar un verdadero comportamiento, por la escasez de datos. Sin embargo si se toman los resultados, se podría hablar de una baja variabilidad entre los parámetros.

Figura 173 Diagrama de barras FCD vs. Conductividad promedia

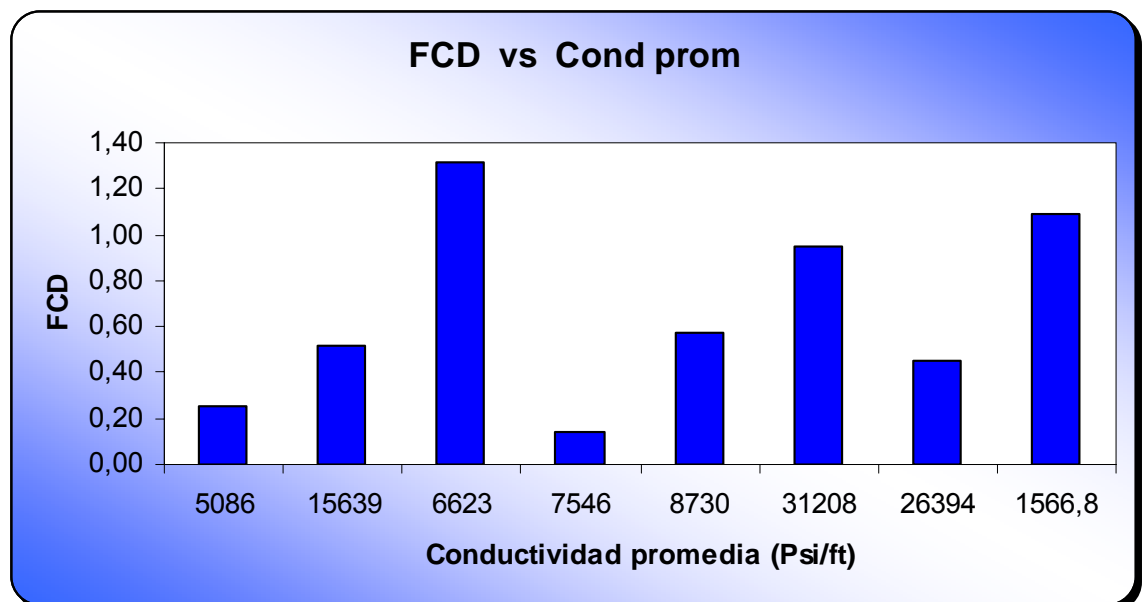


Figura 174 Diagrama de dispersión FCD vs. Conductividad promedio

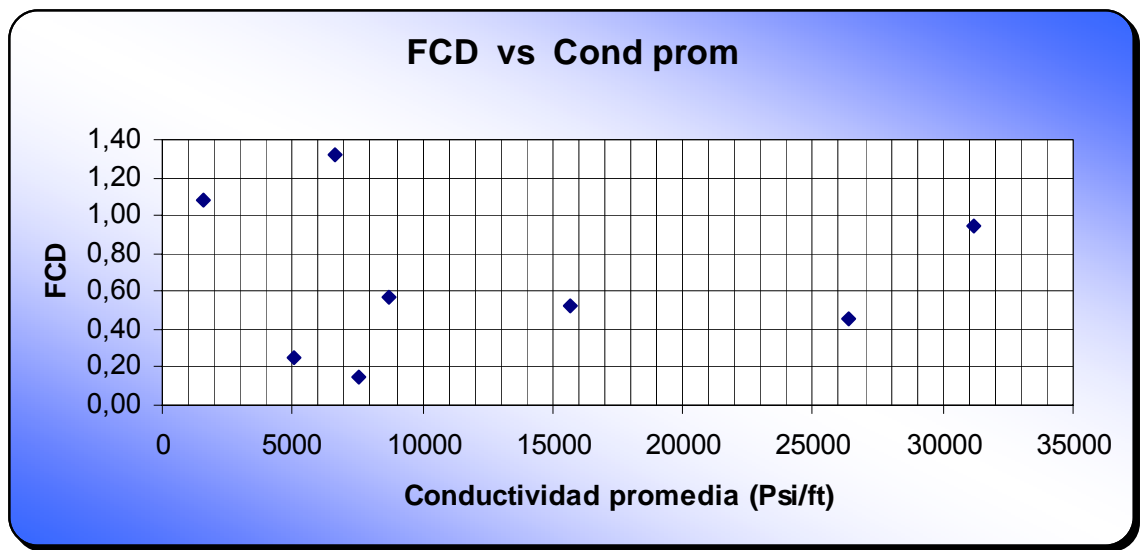


Tabla 66 Resultados estadísticos

<i>FCD vs. Conductividad promedio</i>	
<i>Coefficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>-0,017</i>
<i>Coefficiente de Curtosis</i>	<i>-0,58</i>
<i>Coefficiente de Asimetría</i>	<i>1,002</i>
<i>Covarianza</i>	<i>-65,9</i>

El gráfico de dispersión para estos dos parámetros muestra muy superficialmente una tendencia lineal no muy demarcada, y de acuerdo al coeficiente de Pearson hay una alta tendencia a que no exista una correlación entre estos parámetros para este campo. Esto es particular pues ya se observó anteriormente, que para el campo cuando existía una buena tendencia y relación entre estos parámetros.

La distribución se muestra menos apuntada que la normal o platocurtica, que expresa la suavidad de la distribución.

La covarianza por su parte muestra una dependencia lineal y negativa. De nuevo se observa que la covarianza no es muy alta, por lo tanto se tiene una distribución con una variabilidad apreciable y que debe tomarse en cuenta a la hora de realizar estudios de extrapolación, en la realización de trabajos de fracturamiento hidráulico en zonas cercanas.

Figura 175 Diagrama de barras FOI vs. Ancho de fractura

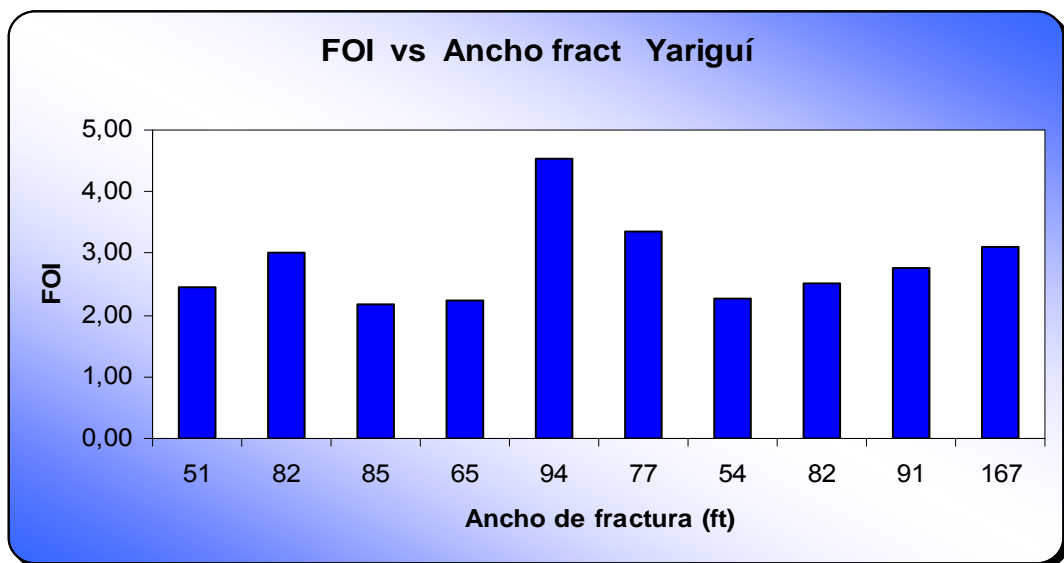


Figura 176 Diagrama de dispersión FOI vs. Ancho de fractura

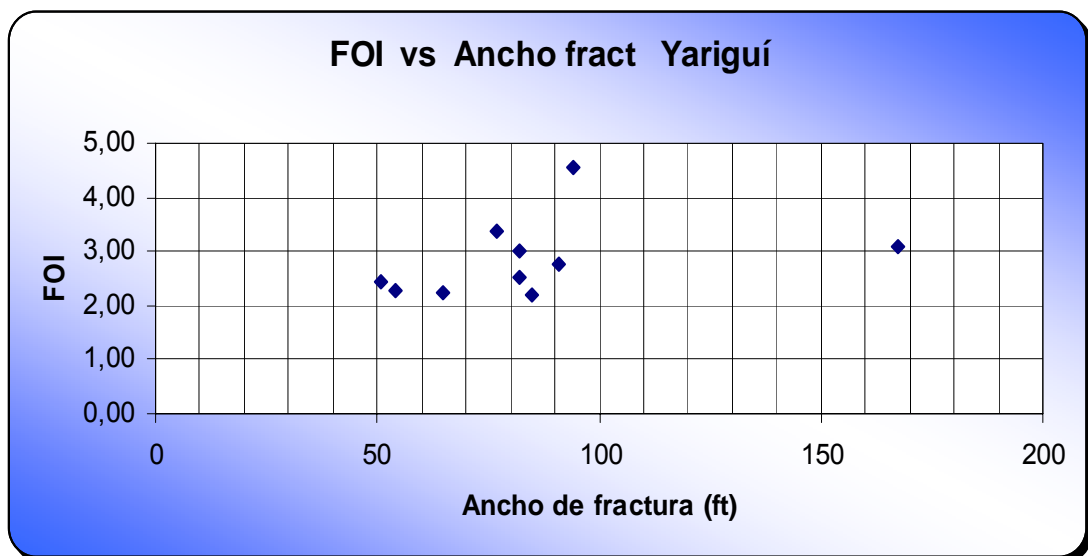


Tabla 67 Resultados estadísticos

<i>FOI vs Alto de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,36</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>0,63</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,87</i>
<i>Covarianza</i>	<i>7,74</i>

Estos dos parámetros que se analizan para este campo no se realizaron para los demás, pues no había posibilidad de conseguir la información.

Pero se puede notar una buena correlación entre estos y aunque no es directa, la dependencia lineal existe y es positiva. El coeficiente de curtosis muestra una tendencia regular y suave de los parámetros obtenidos.

Si se observa la grafica podría observarse una pequeña tendencia, respaldando los resultados obtenidos con las técnicas estadísticas. La distribución según estas técnicas es asimétrica y positiva. La covarianza no se muestra tan alta, por lo cual hay una variabilidad apreciable entre estos parámetros.

Figura 177 Diagrama de barras FOI vs. FCD

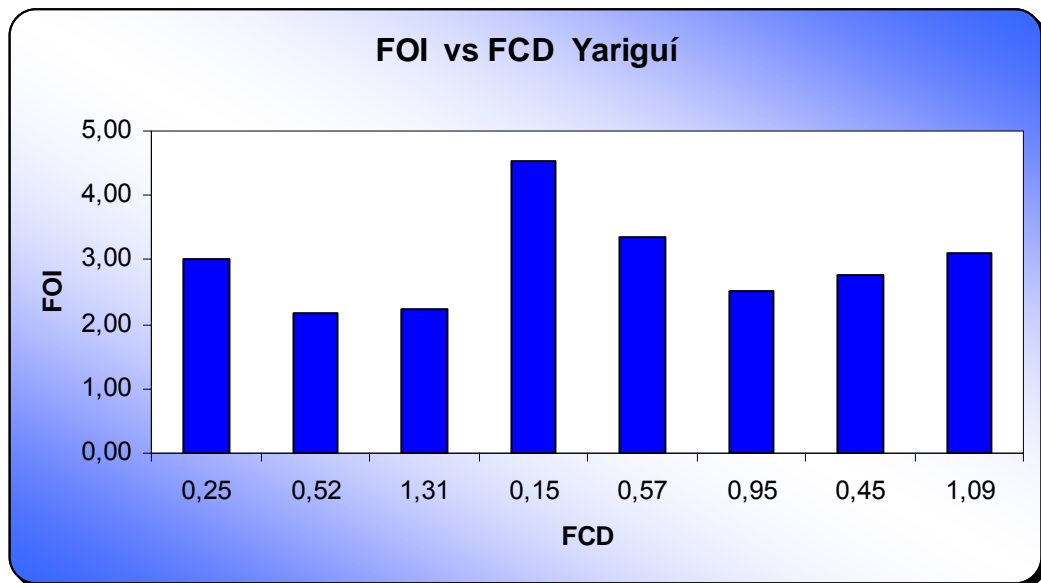


Figura 178 Diagrama de barras FOI vs. FCD

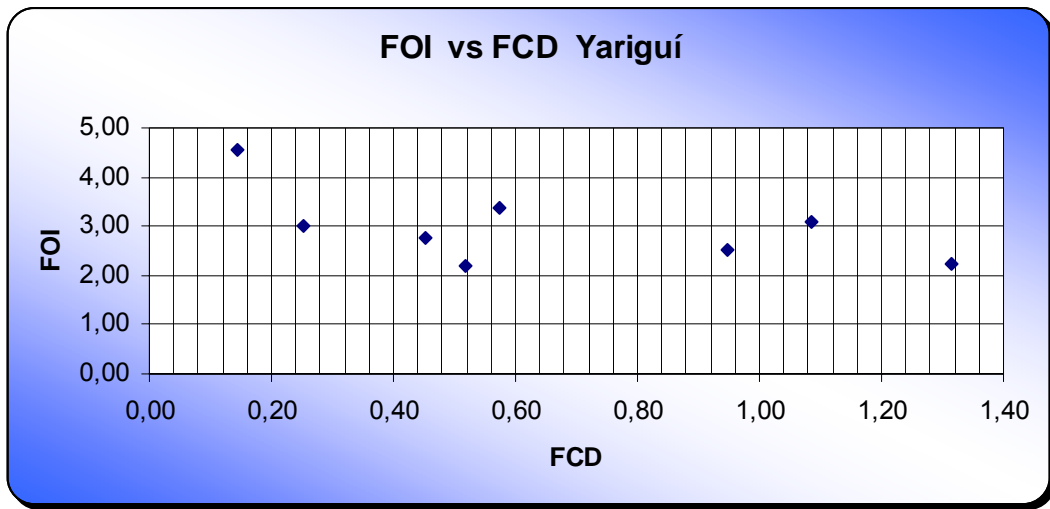


Tabla 68 Resultados estadísticos

<i>FOI vs. FCD</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	-0,57
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	-0,69
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	0,28
<i>Covarianza</i>	-0,15

Se puede notar claramente una declinación de la conductividad adimensional de fractura a medida que declina el FOI.

La correlación es casi directa pero negativa. Y la distribución es menos apuntada que la normal, asimétrica positiva. Lo que indica una tendencia regular entre los parámetros.

Si se observa el valor de covarianza, se puede notar una muy pequeña dependencia lineal entre los parámetros y además negativa. De tal forma que se presenta una alta variabilidad entre estos parámetros, muy considerable a la hora de realizar estudios de factibilidad para la realización de fracturamiento hidráulico.

Figura 179 Diagrama de barras FOI vs. Gradiente de fractura

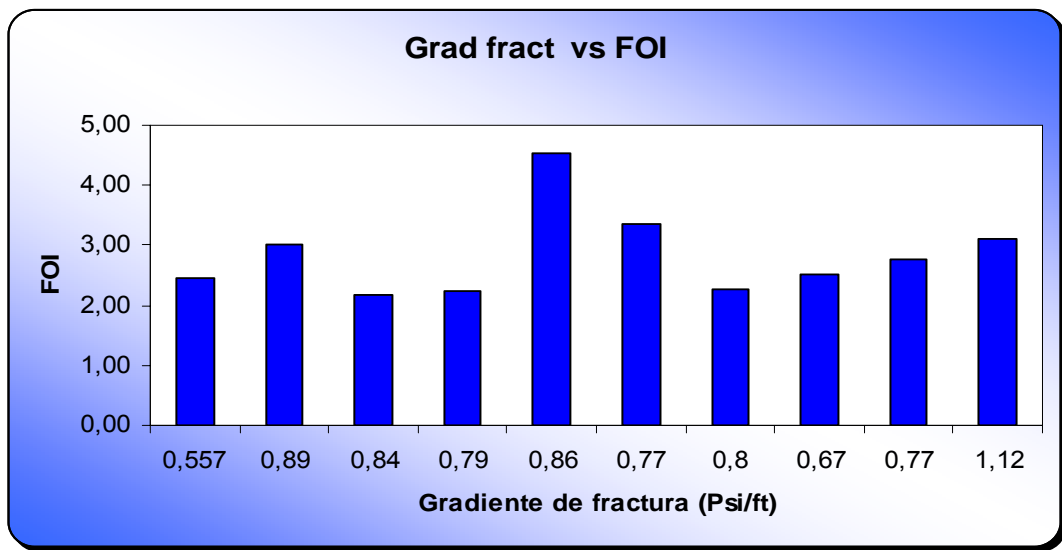


Figura 180 Diagrama de dispersión FOI vs. Gradiente de fractura

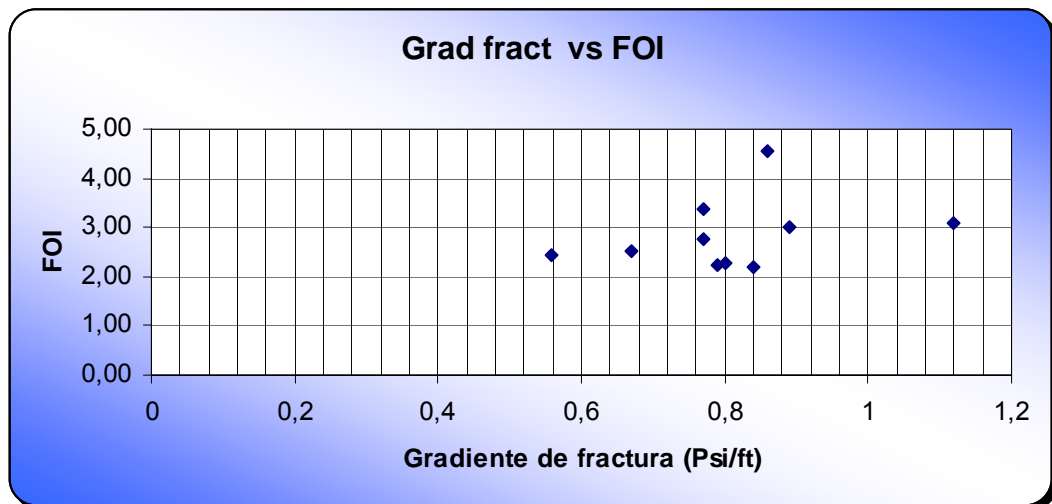


Tabla 69 Resultados estadísticos

<i>FOI vs Gradiente de fractura</i>	
<i>Coeficiente de Correlación de Pearson</i>	<i>0,32</i>
<i>Coeficiente de Curtosis</i>	<i>-0,25</i>
<i>Coeficiente de Asimetría</i>	<i>0,81</i>
<i>Covarianza</i>	<i>0,03</i>

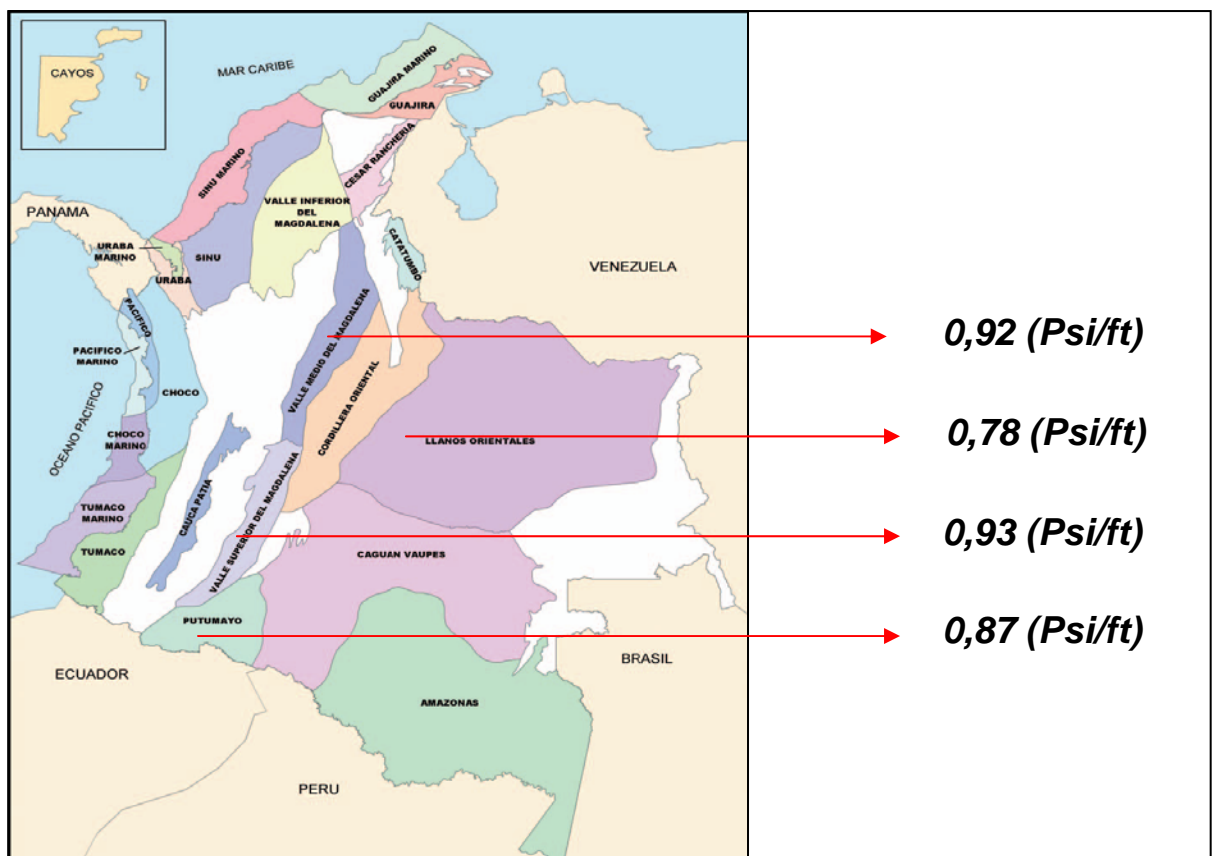
En el grafico anterior (FOI vs Grad fract) se nota una pequeña tendencia lineal y con pendiente positiva. El coeficiente de pearson muestra una correlación semidirecta entre los parámetros, corroborando la observación.

La distribución de los parámetros es asimétrica y positiva. No se tienen cambios bruscos en la distribución de parámetros.

La covarianza indica una muy baja dependencia lineal entre los parámetros, lo cual indica una alta variabilidad a la hora de hacer cualquier extrapolación. Es de vital importancia tener en cuenta la covarianza, para enfrentar y apreciar la variabilidad de los parámetros dentro del campo.

- A continuación se presenta un análisis de los parámetros promedios, para cada campo.

Figura 181 Distribución de Gradiente de fractura



Como se puede ver en la figura 181, se muestra la distribución de gradiente de fractura, por cuencas; Al parecer, se pensaría que el gradiente de fractura

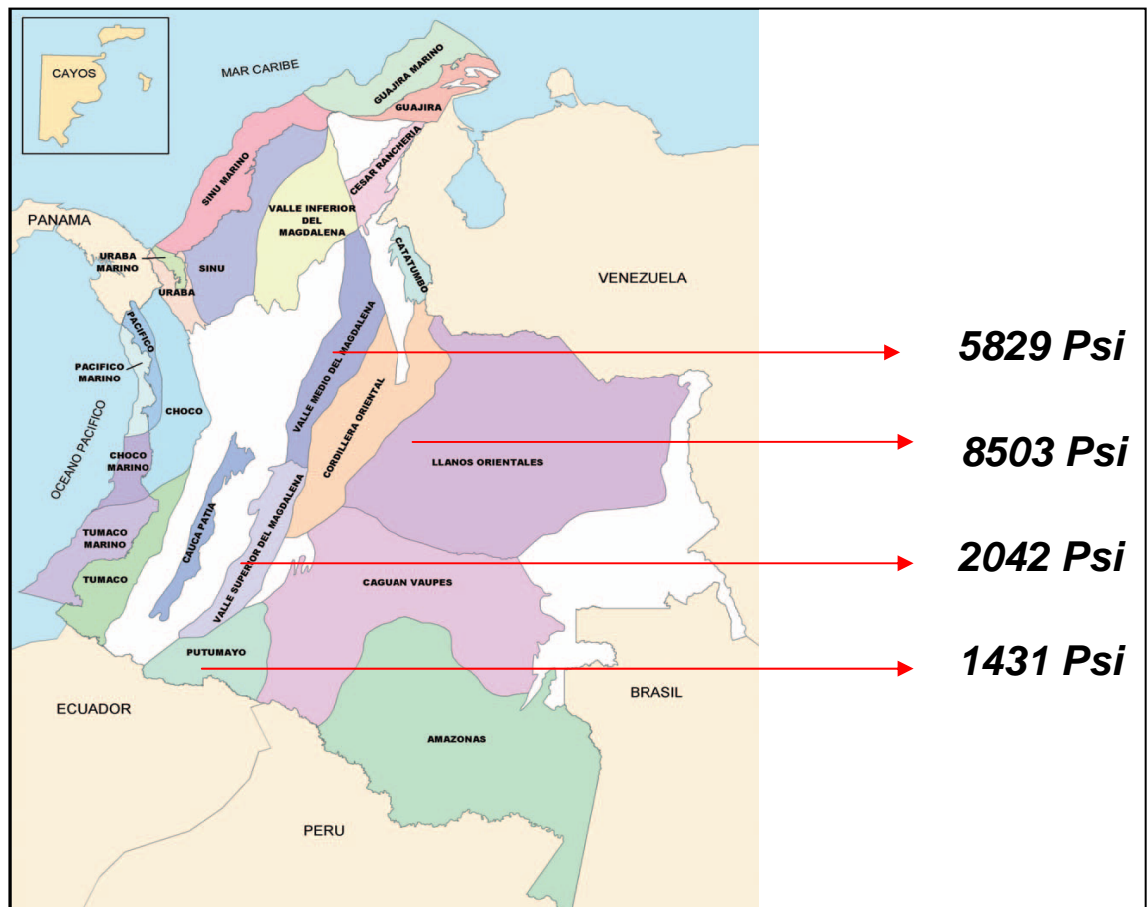
es igual en todas las cuencas, pero como se estudio en el capitulo 3 del presente trabajo, estos al parecer pequeñas variaciones son muy representativas en la industria del petróleo.

Si se recuerda, el gradiente de fractura es la variación de la presión de extensión de fractura, o presión máxima de fractura con la profundidad, estando dentro de esta relación la presión instantánea de cierre.

Se puede notar claramente la tendencia de este parámetro al ascender desde la cuenca del putumayo, hasta el valle superior del magdalena. Aquí se halla un ascenso del gradiente de fractura, de aproximadamente 5 centésimas, las cuales son muy representativas, por lo comentado anteriormente.

Si se sigue ascendiendo se llega a la cuenca del valle medio del Magdalena, donde se identifica un descenso del gradiente de fractura en 1 centésima. Estos cambios atribuidos a la ubicación cercana a la cordillera oriental; de igual forma que el fuerte cambio de este parámetro en las cuencas de los Llanos orientales.

Figura 182 Distribución de Presión de fractura



En la figura 182, se muestran valores promedios de la presión de fractura promedio para cada una de las cuencas estudiadas. Se puede notar claramente, que a medida que se asciende de la cuenca del putumayo a la cuenca del valle superior del magdalena y siguiendo hasta el valle medio, las presiones necesarias para romper las formaciones son mayores igualmente.

Un caso aparte como se notó en la distribución de gradiente de fractura, es la diferencia notable de estas presiones, comparadas con la presión de fractura promedio calculada para la cuenca de los llanos orientales. Esto refuerza la suposición de las diferencias entre los parámetros causadas, por la cordillera orientales.

Solo se presentan la distribución de los parámetros gradiente de fractura y presión de fractura para este trabajo; ya que son estos los parámetros más relevantes e importantes en este estudio.

6. ANALISIS DE VARIANZA (ANOVA)

En estadística, análisis de varianza (ANOVA) es una colección de modelos estadísticos y sus procedimientos asociados. El análisis de varianza sirve para comparar si los valores de un conjunto de datos numéricos son significativamente distintos a los valores de otro o más conjuntos de datos.

El procedimiento para comparar estos valores está basado en la varianza global observada en los grupos de datos numéricos a comparar. Típicamente, el análisis de varianza se utiliza para asociar una probabilidad a la conclusión de que la media de un grupo de puntuaciones es distinta de la media de otro grupo de puntuaciones.

El ANOVA parte de algunos supuestos que han de cumplirse:

- La variable dependiente debe medirse al menos a nivel de intervalo.
- Independencia de las observaciones.
- La distribución de la variable dependiente debe ser normal.
- Homocedasticidad: homogeneidad de las varianzas.

6.1 BASES DEL ANALISIS

Supónganse que se tienen cierto número de muestras K aleatorias independientes, de tamaño n , extraídas de una única población normal. A partir de ellas existen dos maneras independientes de estimar la varianza de la población σ^2 :

- Una llamada varianza dentro de los grupos (ya que sólo contribuye a ella la varianza dentro de las muestras), o varianza de error, o cuadrados medios del error, y habitualmente representada por MSE (Mean Square Error) o MSW (Mean Square Within) que se calcula como la media de las k varianzas muestrales (cada σ varianza muestral es un estimador centrado de σ^2 y la media de k estimadores centrados es también un estimador centrado y más eficiente que todos ellos). MSE es un cociente: al numerador se le llama suma de cuadrados del error y se representa por SSE y al denominador grados

de libertad por ser los términos independientes de la suma de cuadrados.

- Otra llamada varianza entre grupos (sólo contribuye a ella la varianza entre las distintas muestras), o varianza de los tratamientos, o cuadrados medios de los tratamientos y representada por MSA o MSB (Mean Square Between). Se calcula a partir de la varianza de las medias muestrales y es también un cociente; al numerador se le llama suma de cuadrados de los tratamientos (se le representa por SSA) y al denominador $(k-1)$ grados de libertad.

El método de análisis de varianza se basa en el hecho matemáticamente probado de que hay una diferencia entre los grupos sólo si la varianza Inter grupos es mayor que la varianza intra grupo.

El análisis se inicia calculando la varianza intra-grupo para cada grupo, y la media de todas estas varianzas de grupo. El siguiente paso es calcular la media para cada grupo, y entonces la varianza de estas medias. Esa es la varianza inter-grupos.

Entonces calculamos la proporción de las dos cifras que acabamos de obtener, que es llamada F. En otras palabras, (varianza de las medias de grupo) / (media de las varianzas de grupo). Finalmente nos referimos a la tabla (en manuales estadísticos) que muestra qué valores puede alcanzar el coeficiente F cuando sólo actúa el azar.

Si el F obtenido del ANOVA es mayor que el valor de la tabla, hay una diferencia entre los grupos que es significativa según muestra la tabla.

Para el caso del análisis a realizar en el presente trabajo, se utiliza la segunda opción, varianza entre grupos.

6.2 CALCULO DE VARIANZAS Y ANALISIS

A continuación se presentan los datos de varianza para cada campo; esto es la medida de dispersión o variabilidad de los parámetros en una muestra.

Inicialmente se calcula esta varianza para hallar la varianza intra campo, para cada grupo, y seguida mente la media aritmética de estas varianzas, que es lo que llamamos; Media de las varianzas de cada campo. Posteriormente se realiza el cálculo de las medias de cada parámetro en los campos correspondientes, y consecuente mente la varianza de estas medias, hallando así la varianza Inter campos, que es lo que llamamos varianzas de medias de cada campo.

Tabla 70 Varianza de los parámetros del campo Cupiagua

Tabla de Varianza Campo Cupiagua	
<i>Profundidad</i>	1314757,69
<i>Permeabilidad</i>	33,09
<i>Presión fract</i>	14495773,56
<i>Long fract</i>	6960,44
<i>Grad fract</i>	0,01
<i>Cond Promedia</i>	35460848,18
<i>ISIP</i>	5348555,58
<i>FCD</i>	129,52

Tabla 71 Varianza de los parámetros del campo Cusiana

Tabla de Varianza Campo Cusiana	
<i>Profundidad</i>	247130,69
<i>Permeabilidad</i>	4383,98
<i>Presión fract</i>	9369404,63
<i>Long fract</i>	1465,49
<i>Grad fract</i>	0,01
<i>Cond Promedia</i>	20783389,47
<i>ISIP</i>	3439854,19
<i>FCD</i>	91,82

Tabla 72 Varianza de los parámetros del campo Buenos Aires

Tabla de Varianza Campo Buenos Aires	
<i>Profundidad</i>	113358,68
<i>Permeabilidad</i>	67461,38
<i>Presión fract</i>	9531985,78
<i>Long fract</i>	2338,09
<i>Grad fract</i>	0,02
<i>Cond Promedia</i>	21822221,08
<i>ISIP</i>	4514608,82
<i>FCD</i>	0,34

Tabla 73 Varianza de los parámetros del campo Recetor

Tabla de Varianza Campo Recetor	
<i>Profundidad</i>	715175,76
<i>Permeabilidad</i>	12,26
<i>Presión fract</i>	28143764,76
<i>Long fract</i>	7716,96
<i>Grad fract</i>	0,01
<i>Cond Promedia</i>	5213139,2
<i>ISIP</i>	6983662,4
<i>FCD</i>	9,90

Tabla 74 Varianza de los parámetros del campo Guando

Tabla de Varianza Campo Guando	
<i>Profundidad</i>	148121,97
<i>Permeabilidad</i>	196189,97
<i>Presión fract</i>	3377335,22
<i>Long fract</i>	2403,96
<i>Grad fract</i>	0,17
<i>Cond Promedia</i>	45986344,7
<i>ISIP</i>	768814,55
<i>FCD</i>	9,32

Tabla 75 Varianza de los parámetros del campo San Francisco

Tabla de Varianza Campo San Francisco	
<i>Profundidad</i>	106385,52
<i>Permeabilidad</i>	14742,81
<i>Presión fract</i>	1125550,09
<i>Long fract</i>	1970,63
<i>Grad fract</i>	0,07
<i>Cond Promedia</i>	11792661,13
<i>ISIP</i>	448828,05
<i>FCD</i>	2,56

Tabla 76 Varianza de los parámetros del campo Yariguí – Cantagallo

Tabla de Varianza Campo Yariguí - Cantagallo	
<i>Profundidad</i>	922764,4476
<i>Permeabilidad</i>	23993,58056
<i>Presión fract</i>	1258782,136
<i>Long fract</i>	2207,450743
<i>Grad fract</i>	0,019069538
<i>Cond Promedia</i>	137984430,1
<i>ISIP</i>	779976,7
<i>FCD</i>	0,170724139

De lo anterior se concluye muy claramente, la similitud entre las varianzas del gradiente de fractura en todos los campos, de igual forma que la tendencia de la varianza de la conductividad promedio de fractura, a valores bajos en todos los campos (Esto en rango de 1 a 150).

Una vez promediadas los valores de varianza, podría pensarse por ejemplo; que la menor variación presentada en los campos, es en el parámetro de gradiente de fractura. Esto no es cierto en su totalidad. Las variaciones de los valores de gradiente de fractura son muy pequeños comparados con cualquier otro valor, por ejemplo, los valores de profundidad; esto se debe a el rango de valores. Los datos de profundidad podrían ir de 1500 a 15000, más los valores de gradiente de fractura solo de 0 a 2.

No obstante, esos pequeños valores y variaciones de gradiente de fractura, no son pequeños como parecen, por el contrario generan grandes cambios en la operación de fracturamiento hidráulico.

Una vez calculadas las varianzas de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento, para cada uno de los campos estudiados, se procede a realizar la media de cada una de las varianzas, para cada uno de los campos. De igual forma que la varianza de las medias aritméticas de cada uno de los parámetros para cada campo.

Tabla 77 Media de Varianzas de parámetros para cada Campo

Tabla de media de varianzas de Todos los Campos	
<i>Profundidad</i>	509670,68
<i>Permeabilidad</i>	43831,01
<i>Presión fract</i>	9614656,59
<i>Long fract</i>	3580,43
<i>Grad fract</i>	0,04
<i>Cond Promedia</i>	39863290,55
<i>ISIP</i>	3183471,47
<i>FCD</i>	34,80

Tabla 78 Varianza de medias de parámetros para cada Campo

Tabla de Varianza de medias de Todos los Campos	
<i>Profundidad</i>	31395827,64
<i>Permeabilidad</i>	7401,78
<i>Presión fract</i>	12060862,38
<i>Long fract</i>	646,36
<i>Grad fract</i>	0,01
<i>Cond Promedia</i>	16427238,67
<i>ISIP</i>	25674781,48
<i>FCD</i>	8,98

Una vez calculados cada uno de estos factores; varianza intra grupo y varianza ínter grupo, procede al calculo del factor *F*, o *factor de Fisher*,

conocido como un coeficiente de distribución de valores críticos, para determinar junto valores teóricos, el grado de similitud en una análisis de varianza y viene descrito así:

$$F = \frac{\text{Varianza.de.las.medias.de.campo}}{\text{Media.de.las.Varianzas.de.campo}}$$

Ecuación 6.1

Tabla 79 Factor *F* Fisher – Distribución de valores críticos reales

Factor <i>F</i> Para cada Parámetro	
<i>Profundidad</i>	61,6
<i>Permeabilidad</i>	0,16
<i>Presión fract</i>	1,25
<i>Long fract</i>	0,18
<i>Grad fract</i>	0,26
<i>Cond Promedia</i>	0,41
<i>ISIP</i>	8,06
<i>FCD</i>	0,25

6.3 ANALISIS DE PARAMETROS

Se realizara un análisis para cada parámetro estudiado en este trabajo, distribuidos a su vez estos en 7 distintos campos, como se tienen: Cupiagua, Cusiana, Buenos Aires, Recetor, Guando, San Francisco y Yariguí.

Con los resultados anteriores se concluirá, determinando el grado de diferencias significativas entre las varianzas de cada parámetro, en los campos estudiados.

Para énfasis de este estudio se utilizaran tablas de distribución de valores críticos con diferentes grados de confiabilidad; mas, para énfasis de este trabajo se trabajara con la mayor confiabilidad posible, es decir un 95%.

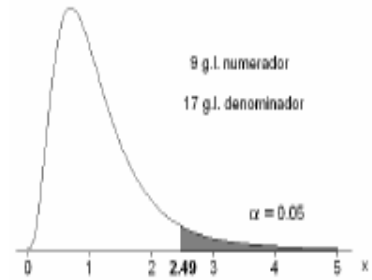
Figura 183 Tabla Factor F con confiabilidad de 95%



Centro de Ciencias Básicas
Departamento de Estadística

$\alpha = 0.05$

VALORES CRÍTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN F



Grados de libertad del denominador	Grados de libertad del numerador																			
	1	2	3	4	6	8	7	8	9	10	12	16	20	25	30	40	60	120	240	1000
1	161.45	199.50	215.71	224.58	230.16	233.99	236.77	238.88	240.54	241.88	243.50	245.95	248.02	249.26	250.10	251.14	252.20	253.25	253.79	254.19
2	18.51	19.00	19.16	19.25	19.30	19.33	19.35	19.37	19.38	19.40	19.41	19.43	19.45	19.46	19.46	19.47	19.48	19.48	19.49	19.49
3	10.13	9.55	9.28	9.12	9.01	8.94	8.89	8.85	8.81	8.79	8.74	8.70	8.66	8.63	8.62	8.59	8.57	8.55	8.54	8.53
4	7.71	6.94	6.59	6.39	6.26	6.16	6.09	6.04	6.00	5.96	5.91	5.86	5.80	5.77	5.75	5.72	5.69	5.66	5.64	5.63
6	6.61	5.79	5.41	5.19	5.05	4.95	4.88	4.82	4.77	4.74	4.68	4.62	4.56	4.52	4.50	4.46	4.43	4.40	4.38	4.37
8	5.99	5.14	4.76	4.53	4.39	4.28	4.21	4.15	4.10	4.06	4.00	3.94	3.87	3.83	3.81	3.77	3.74	3.70	3.69	3.67
7	5.59	4.74	4.35	4.12	3.97	3.87	3.79	3.73	3.68	3.64	3.57	3.51	3.44	3.40	3.38	3.34	3.30	3.27	3.25	3.23
8	5.32	4.46	4.07	3.84	3.69	3.58	3.50	3.44	3.39	3.35	3.28	3.22	3.15	3.11	3.08	3.04	3.01	2.97	2.95	2.93
9	5.12	4.26	3.86	3.63	3.48	3.37	3.29	3.23	3.18	3.14	3.07	3.01	2.94	2.89	2.85	2.83	2.79	2.75	2.73	2.71
10	4.96	4.10	3.71	3.48	3.33	3.22	3.14	3.07	3.02	2.98	2.91	2.85	2.77	2.73	2.70	2.66	2.62	2.58	2.56	2.54
11	4.84	3.98	3.59	3.36	3.20	3.09	3.01	2.95	2.90	2.85	2.79	2.72	2.65	2.60	2.57	2.53	2.49	2.45	2.43	2.41
12	4.75	3.89	3.49	3.26	3.11	3.00	2.91	2.85	2.80	2.75	2.69	2.62	2.54	2.50	2.47	2.43	2.38	2.34	2.32	2.30
13	4.67	3.81	3.41	3.18	3.03	2.92	2.83	2.77	2.71	2.67	2.60	2.53	2.46	2.41	2.38	2.34	2.30	2.25	2.23	2.21
14	4.60	3.74	3.34	3.11	2.96	2.85	2.76	2.70	2.65	2.60	2.53	2.46	2.39	2.34	2.31	2.27	2.22	2.18	2.15	2.14
16	4.54	3.68	3.29	3.06	2.90	2.79	2.71	2.64	2.59	2.54	2.48	2.40	2.33	2.28	2.25	2.20	2.16	2.11	2.09	2.07
18	4.49	3.63	3.24	3.01	2.85	2.74	2.66	2.59	2.54	2.49	2.42	2.35	2.28	2.23	2.19	2.15	2.11	2.06	2.03	2.02
17	4.46	3.59	3.20	2.96	2.81	2.70	2.61	2.55	2.49	2.45	2.38	2.31	2.23	2.18	2.15	2.10	2.06	2.01	1.99	1.97
18	4.41	3.55	3.16	2.93	2.77	2.66	2.58	2.51	2.46	2.41	2.34	2.27	2.19	2.14	2.11	2.06	2.02	1.97	1.94	1.92
19	4.38	3.52	3.13	2.90	2.74	2.63	2.54	2.48	2.42	2.38	2.31	2.23	2.16	2.11	2.07	2.03	1.98	1.93	1.90	1.88
20	4.36	3.49	3.10	2.87	2.71	2.60	2.51	2.45	2.39	2.35	2.28	2.20	2.12	2.07	2.04	1.99	1.95	1.90	1.87	1.85
21	4.32	3.47	3.07	2.84	2.68	2.57	2.49	2.42	2.37	2.32	2.25	2.18	2.10	2.05	2.01	1.96	1.92	1.87	1.84	1.82
22	4.30	3.44	3.05	2.82	2.66	2.55	2.46	2.40	2.34	2.30	2.23	2.15	2.07	2.02	1.98	1.94	1.89	1.84	1.81	1.79
23	4.28	3.42	3.03	2.80	2.64	2.53	2.44	2.37	2.32	2.27	2.20	2.13	2.05	2.00	1.96	1.91	1.86	1.81	1.79	1.76
24	4.26	3.40	3.01	2.78	2.62	2.51	2.42	2.36	2.30	2.25	2.18	2.11	2.03	1.97	1.94	1.89	1.84	1.79	1.76	1.74
26	4.24	3.39	2.99	2.76	2.60	2.49	2.40	2.34	2.28	2.24	2.16	2.09	2.01	1.96	1.92	1.87	1.82	1.77	1.74	1.72
28	4.23	3.37	2.98	2.74	2.59	2.47	2.39	2.32	2.27	2.22	2.15	2.07	1.99	1.94	1.90	1.85	1.80	1.75	1.72	1.70
27	4.21	3.35	2.96	2.73	2.57	2.46	2.37	2.31	2.25	2.20	2.13	2.06	1.97	1.92	1.88	1.84	1.79	1.73	1.70	1.68
28	4.20	3.34	2.95	2.71	2.56	2.45	2.36	2.29	2.24	2.19	2.12	2.04	1.96	1.91	1.87	1.82	1.77	1.71	1.68	1.66
29	4.18	3.33	2.93	2.70	2.55	2.43	2.35	2.28	2.22	2.18	2.10	2.03	1.94	1.89	1.85	1.81	1.75	1.70	1.67	1.65
30	4.17	3.32	2.92	2.69	2.53	2.42	2.33	2.27	2.21	2.16	2.09	2.01	1.93	1.88	1.84	1.79	1.74	1.68	1.65	1.63
40	4.08	3.23	2.84	2.61	2.45	2.34	2.25	2.18	2.12	2.08	2.00	1.92	1.84	1.78	1.74	1.69	1.64	1.58	1.54	1.52
60	4.03	3.18	2.79	2.56	2.40	2.29	2.20	2.13	2.07	2.03	1.95	1.87	1.78	1.73	1.69	1.63	1.58	1.51	1.48	1.45
80	4.00	3.15	2.76	2.53	2.37	2.25	2.17	2.10	2.04	1.99	1.92	1.84	1.75	1.69	1.65	1.59	1.53	1.47	1.43	1.40
80	3.96	3.11	2.72	2.49	2.33	2.21	2.13	2.06	2.00	1.95	1.88	1.79	1.70	1.64	1.60	1.54	1.48	1.41	1.37	1.34
100	3.94	3.09	2.70	2.46	2.31	2.19	2.10	2.03	1.97	1.93	1.85	1.77	1.68	1.62	1.57	1.52	1.45	1.38	1.33	1.30
120	3.92	3.07	2.68	2.45	2.29	2.18	2.09	2.02	1.96	1.91	1.83	1.75	1.66	1.60	1.55	1.50	1.43	1.35	1.31	1.27
1000	3.85	3.00	2.61	2.38	2.22	2.11	2.02	1.95	1.89	1.84	1.76	1.68	1.58	1.52	1.47	1.41	1.33	1.24	1.18	1.11

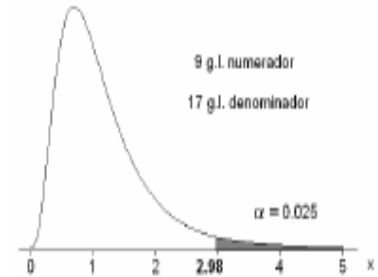
Figura 184 Tabla Factor F con confiabilidad de 97.5%



Centro de Ciencias Básicas
Departamento de Estadística

$$\alpha = 0.025$$

VALORES CRÍTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN F



Grados de libertad del denominador	Grados de libertad del numerador																			
	1	2	3	4	6	8	7	8	9	10	12	16	20	25	30	40	80	120	240	1000
1	647.79	799.48	864.15	899.60	921.83	937.11	948.20	956.64	963.28	968.63	976.72	984.87	993.08	998.09	1001.40	1005.60	1008.79	1014.04	1016.13	1017.76
2	38.51	39.00	39.17	39.25	39.30	39.33	39.36	39.37	39.39	39.40	39.41	39.43	39.45	39.46	39.46	39.47	39.48	39.49	39.49	39.50
3	17.44	16.04	15.44	15.10	14.88	14.73	14.62	14.54	14.47	14.42	14.34	14.25	14.17	14.12	14.08	14.04	13.99	13.95	13.92	13.91
4	12.22	10.65	9.98	9.60	9.36	9.20	9.07	8.98	8.90	8.84	8.75	8.66	8.56	8.50	8.46	8.41	8.36	8.31	8.28	8.26
6	10.01	8.43	7.76	7.39	7.15	6.98	6.85	6.76	6.68	6.62	6.52	6.43	6.33	6.27	6.23	6.18	6.12	6.07	6.04	6.02
8	8.81	7.26	6.60	6.23	5.99	5.82	5.70	5.60	5.52	5.46	5.37	5.27	5.17	5.11	5.07	5.01	4.96	4.90	4.88	4.86
7	8.07	6.54	5.89	5.52	5.29	5.12	4.99	4.90	4.82	4.76	4.67	4.57	4.47	4.40	4.36	4.31	4.25	4.20	4.17	4.15
8	7.57	6.06	5.42	5.05	4.82	4.65	4.53	4.43	4.36	4.30	4.20	4.10	4.00	3.94	3.89	3.84	3.78	3.73	3.70	3.68
9	7.21	5.71	5.08	4.72	4.48	4.32	4.20	4.10	4.03	3.96	3.87	3.77	3.67	3.60	3.56	3.51	3.45	3.39	3.36	3.34
10	6.94	5.46	4.83	4.47	4.24	4.07	3.95	3.85	3.78	3.72	3.62	3.52	3.42	3.35	3.31	3.26	3.20	3.14	3.11	3.09
11	6.72	5.26	4.63	4.28	4.04	3.88	3.76	3.66	3.59	3.53	3.43	3.33	3.23	3.16	3.12	3.06	3.00	2.94	2.91	2.89
12	6.55	5.10	4.47	4.12	3.89	3.73	3.61	3.51	3.44	3.37	3.28	3.18	3.07	3.01	2.96	2.91	2.85	2.79	2.76	2.73
13	6.41	4.97	4.35	4.00	3.77	3.60	3.48	3.39	3.31	3.25	3.15	3.05	2.95	2.88	2.84	2.78	2.72	2.66	2.63	2.60
14	6.30	4.86	4.24	3.89	3.66	3.50	3.38	3.29	3.21	3.15	3.05	2.95	2.84	2.78	2.73	2.67	2.61	2.55	2.52	2.50
16	6.20	4.77	4.15	3.80	3.58	3.41	3.29	3.20	3.12	3.06	2.96	2.86	2.76	2.69	2.64	2.59	2.52	2.46	2.43	2.40
18	6.12	4.69	4.08	3.73	3.50	3.34	3.22	3.12	3.05	2.99	2.89	2.79	2.68	2.61	2.57	2.51	2.45	2.38	2.35	2.32
17	6.04	4.62	4.01	3.66	3.44	3.28	3.16	3.06	2.98	2.92	2.82	2.72	2.62	2.55	2.50	2.44	2.38	2.32	2.28	2.26
18	5.98	4.56	3.95	3.61	3.38	3.22	3.10	3.01	2.93	2.87	2.77	2.67	2.56	2.49	2.44	2.38	2.32	2.26	2.22	2.20
19	5.92	4.51	3.90	3.56	3.33	3.17	3.05	2.96	2.88	2.82	2.72	2.62	2.51	2.44	2.39	2.33	2.27	2.20	2.17	2.14
20	5.87	4.46	3.86	3.51	3.29	3.13	3.01	2.91	2.84	2.77	2.68	2.57	2.46	2.40	2.35	2.29	2.22	2.16	2.12	2.09
21	5.83	4.42	3.82	3.48	3.25	3.09	2.97	2.87	2.80	2.73	2.64	2.53	2.42	2.36	2.31	2.25	2.18	2.11	2.08	2.05
22	5.79	4.38	3.78	3.44	3.22	3.05	2.93	2.84	2.76	2.70	2.60	2.50	2.39	2.32	2.27	2.21	2.14	2.08	2.04	2.01
23	5.75	4.35	3.75	3.41	3.18	3.02	2.90	2.81	2.73	2.67	2.57	2.47	2.36	2.29	2.24	2.18	2.11	2.04	2.01	1.98
24	5.72	4.32	3.72	3.38	3.15	2.99	2.87	2.78	2.70	2.64	2.54	2.44	2.33	2.26	2.21	2.15	2.08	2.01	1.97	1.94
26	5.69	4.29	3.69	3.35	3.13	2.97	2.85	2.75	2.68	2.61	2.51	2.41	2.30	2.23	2.18	2.12	2.05	1.98	1.94	1.91
28	5.66	4.27	3.67	3.33	3.10	2.94	2.82	2.73	2.65	2.59	2.49	2.39	2.28	2.21	2.16	2.09	2.03	1.95	1.92	1.89
27	5.63	4.24	3.65	3.31	3.08	2.92	2.80	2.71	2.63	2.57	2.47	2.36	2.25	2.18	2.13	2.07	2.00	1.93	1.89	1.86
28	5.61	4.22	3.63	3.29	3.06	2.90	2.78	2.69	2.61	2.55	2.45	2.34	2.23	2.16	2.11	2.05	1.98	1.91	1.87	1.84
29	5.59	4.20	3.61	3.27	3.04	2.88	2.76	2.67	2.59	2.53	2.43	2.32	2.21	2.14	2.09	2.03	1.96	1.89	1.85	1.82
30	5.57	4.18	3.59	3.25	3.03	2.87	2.75	2.65	2.57	2.51	2.41	2.31	2.20	2.12	2.07	2.01	1.94	1.87	1.83	1.80
40	5.42	4.05	3.46	3.13	2.90	2.74	2.62	2.53	2.45	2.39	2.29	2.18	2.07	1.99	1.94	1.88	1.80	1.72	1.68	1.65
60	5.34	3.97	3.39	3.05	2.83	2.67	2.55	2.46	2.38	2.32	2.22	2.11	1.99	1.92	1.87	1.80	1.72	1.64	1.59	1.56
80	5.29	3.93	3.34	3.01	2.79	2.63	2.51	2.41	2.33	2.27	2.17	2.06	1.94	1.87	1.82	1.74	1.67	1.58	1.53	1.49
80	5.22	3.86	3.28	2.95	2.73	2.57	2.45	2.35	2.28	2.21	2.11	2.00	1.88	1.81	1.75	1.68	1.60	1.51	1.46	1.41
100	5.18	3.83	3.25	2.92	2.70	2.54	2.42	2.32	2.24	2.18	2.08	1.97	1.85	1.77	1.71	1.64	1.56	1.46	1.41	1.36
120	5.15	3.80	3.23	2.89	2.67	2.52	2.39	2.30	2.22	2.16	2.05	1.94	1.82	1.75	1.69	1.61	1.53	1.43	1.38	1.33
1000	5.04	3.70	3.13	2.80	2.58	2.42	2.30	2.20	2.13	2.06	1.96	1.85	1.72	1.64	1.58	1.50	1.41	1.29	1.21	1.13

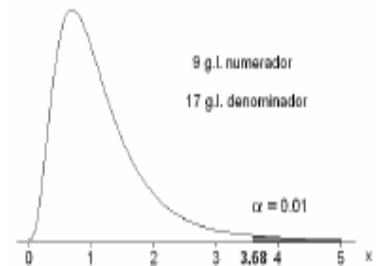
Figura 185 Tabla Factor F con confiabilidad de 99%



Centro de Ciencias Básicas
Departamento de Estadística

$$\alpha = 0.01$$

VALORES CRÍTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN F



Grados de libertad del denominador	Grados de libertad del numerador																			
	1	2	3	4	6	8	7	8	9	10	12	16	20	25	30	40	60	120	240	1000
1	4052.18	4999.34	5403.53	5624.26	5763.96	5858.95	5928.33	5980.95	6022.40	6055.93	6105.68	6156.97	6208.66	6239.86	6260.35	6286.43	6312.97	6339.51	6352.55	6362.80
2	98.50	99.00	99.16	99.25	99.30	99.33	99.36	99.38	99.39	99.40	99.42	99.43	99.45	99.46	99.47	99.48	99.48	99.49	99.50	99.50
3	34.12	30.82	29.46	28.71	28.24	27.91	27.67	27.49	27.34	27.23	27.05	26.87	26.69	26.58	26.50	26.41	26.32	26.22	26.17	26.14
4	21.20	18.00	16.69	15.98	15.52	15.21	14.98	14.80	14.66	14.55	14.37	14.20	14.02	13.91	13.84	13.75	13.65	13.56	13.51	13.47
6	16.26	13.27	12.06	11.39	10.97	10.67	10.46	10.29	10.16	10.06	9.89	9.72	9.55	9.45	9.38	9.29	9.20	9.11	9.07	9.03
8	13.75	10.92	9.78	9.15	8.75	8.47	8.26	8.10	7.98	7.87	7.72	7.56	7.40	7.30	7.23	7.14	7.06	6.97	6.92	6.89
7	12.25	9.55	8.45	7.85	7.46	7.19	6.99	6.84	6.72	6.62	6.47	6.31	6.16	6.06	5.99	5.91	5.82	5.74	5.69	5.66
8	11.26	8.65	7.59	7.01	6.63	6.37	6.18	6.03	5.91	5.81	5.67	5.52	5.36	5.26	5.20	5.12	5.03	4.96	4.90	4.87
9	10.56	8.02	6.99	6.42	6.06	5.80	5.61	5.47	5.35	5.26	5.11	4.96	4.81	4.71	4.65	4.57	4.48	4.40	4.35	4.32
10	10.04	7.56	6.55	5.99	5.64	5.39	5.20	5.06	4.94	4.85	4.71	4.56	4.41	4.31	4.25	4.17	4.08	4.00	3.95	3.92
11	9.65	7.21	6.22	5.67	5.32	5.07	4.89	4.74	4.63	4.54	4.40	4.25	4.10	4.01	3.94	3.86	3.78	3.69	3.65	3.61
12	9.33	6.93	5.95	5.41	5.06	4.82	4.64	4.50	4.39	4.30	4.16	4.01	3.86	3.76	3.70	3.62	3.54	3.45	3.41	3.37
13	9.07	6.70	5.74	5.21	4.86	4.62	4.44	4.30	4.19	4.10	3.96	3.82	3.66	3.57	3.51	3.43	3.34	3.25	3.21	3.18
14	8.86	6.51	5.56	5.04	4.69	4.45	4.28	4.14	4.03	3.94	3.80	3.66	3.51	3.41	3.35	3.27	3.18	3.09	3.05	3.02
16	8.68	6.36	5.42	4.89	4.55	4.32	4.14	4.00	3.89	3.80	3.67	3.52	3.37	3.28	3.21	3.13	3.05	2.96	2.91	2.88
18	8.53	6.23	5.29	4.77	4.44	4.20	4.03	3.89	3.78	3.69	3.55	3.41	3.26	3.16	3.10	3.02	2.93	2.84	2.80	2.76
17	8.40	6.11	5.19	4.67	4.34	4.10	3.93	3.79	3.68	3.59	3.46	3.31	3.16	3.07	3.00	2.92	2.83	2.75	2.70	2.66
18	8.29	6.01	5.09	4.58	4.25	4.01	3.84	3.71	3.60	3.51	3.37	3.23	3.08	2.98	2.92	2.84	2.75	2.66	2.61	2.58
19	8.18	5.93	5.01	4.50	4.17	3.94	3.77	3.63	3.52	3.43	3.30	3.15	3.00	2.91	2.84	2.76	2.67	2.58	2.54	2.50
20	8.10	5.85	4.94	4.43	4.10	3.87	3.70	3.56	3.46	3.37	3.23	3.09	2.94	2.84	2.78	2.69	2.61	2.52	2.47	2.43
21	8.02	5.78	4.87	4.37	4.04	3.81	3.64	3.51	3.40	3.31	3.17	3.03	2.88	2.79	2.72	2.64	2.55	2.46	2.41	2.37
22	7.95	5.72	4.82	4.31	3.99	3.76	3.59	3.45	3.35	3.26	3.12	2.98	2.83	2.73	2.67	2.58	2.50	2.40	2.35	2.32
23	7.88	5.66	4.76	4.26	3.94	3.71	3.54	3.41	3.30	3.21	3.07	2.93	2.78	2.69	2.62	2.54	2.45	2.35	2.31	2.27
24	7.82	5.61	4.72	4.22	3.90	3.67	3.50	3.36	3.26	3.17	3.03	2.89	2.74	2.64	2.58	2.49	2.40	2.31	2.26	2.22
26	7.77	5.57	4.68	4.18	3.85	3.63	3.46	3.32	3.22	3.13	2.99	2.85	2.70	2.60	2.54	2.45	2.36	2.27	2.22	2.18
28	7.72	5.53	4.64	4.14	3.82	3.59	3.42	3.29	3.18	3.09	2.96	2.81	2.66	2.57	2.50	2.42	2.33	2.23	2.18	2.14
27	7.68	5.49	4.60	4.11	3.78	3.56	3.39	3.26	3.15	3.06	2.93	2.78	2.63	2.54	2.47	2.38	2.29	2.20	2.15	2.11
28	7.64	5.45	4.57	4.07	3.75	3.53	3.36	3.23	3.12	3.03	2.90	2.75	2.60	2.51	2.44	2.35	2.26	2.17	2.12	2.08
29	7.60	5.42	4.54	4.04	3.73	3.50	3.33	3.20	3.09	3.00	2.87	2.73	2.57	2.48	2.41	2.33	2.23	2.14	2.09	2.05
30	7.56	5.39	4.51	4.02	3.70	3.47	3.30	3.17	3.07	2.98	2.84	2.70	2.55	2.45	2.39	2.30	2.21	2.11	2.06	2.02
40	7.31	5.18	4.31	3.83	3.51	3.29	3.12	2.99	2.89	2.80	2.66	2.52	2.37	2.27	2.20	2.11	2.02	1.92	1.86	1.82
60	7.17	5.06	4.20	3.72	3.41	3.19	3.02	2.89	2.78	2.70	2.56	2.42	2.27	2.17	2.10	2.01	1.91	1.80	1.74	1.70
80	7.08	4.98	4.13	3.65	3.34	3.12	2.95	2.82	2.72	2.63	2.50	2.35	2.20	2.10	2.03	1.94	1.84	1.73	1.67	1.62
80	6.96	4.88	4.04	3.56	3.26	3.04	2.87	2.74	2.64	2.55	2.42	2.27	2.12	2.01	1.94	1.85	1.75	1.63	1.57	1.51
100	6.90	4.82	3.98	3.51	3.21	2.99	2.82	2.69	2.59	2.50	2.37	2.22	2.07	1.97	1.89	1.80	1.69	1.57	1.50	1.45
120	6.85	4.79	3.95	3.48	3.17	2.95	2.79	2.66	2.56	2.47	2.34	2.19	2.03	1.93	1.85	1.76	1.66	1.53	1.46	1.40
1000	6.66	4.63	3.80	3.34	3.04	2.82	2.66	2.53	2.43	2.34	2.20	2.06	1.90	1.79	1.72	1.61	1.50	1.35	1.26	1.16

6.3.1 Profundidad

Tabla 80 Numero de valores de profundidad para cada campo

Profundidad	n (Valores)
Cupiagua	19
Cusiana	15
Buenos Aires	22
Recetor	6
Guando	89
San Francisco	31
Yariguí- Cantagallo	21
Sumatoria	203

Se procede a hallar los grados de libertad, de la siguiente manera:

Grados de libertad denominador; (n-k)

Grados de Libertad Numerador; (k-1)

Donde:

n Número de datos totales

K Número de campos

Para este caso los grados de libertad serian:

- $n-k = 203-7 = 196$
- $k-1 = 7-1 = 6$

Si se leen de las tablas estadísticas de valores críticos de la distribución F, se tiene un valor aproximado de 2.17, con índice de confianza del 95%, que comparándolo con el valor F real, leído de la tabla 79 es totalmente distinto, lo que indica una diferencia contundente entre las variaciones de cada campo. Y las diferencias entre las variaciones de campo son significativas.

6.3.2 Permeabilidad

Tabla 81 Numero de valores de permeabilidad para cada campo

Permeabilidad	n (Valores)
Cupiagua	17
Cusiana	15
Buenos Aires	22
Recetor	6
Guando	66
San Francisco	21
Yariguí- Cantagallo	10
Sumatoria	157

Grados de libertad

- $n-k = 157 - 7 = 150$
- $k-1 = 7-1 = 6$

De las tablas de Fisher, el valor de F teóricamente, con índice de confianza del 95% es aproximadamente, 2.17. El F real leído de la tabla 79, es de 0.16; A diferencia del caso anterior, el F real es menor que el F teórico, dando esto un indicio probable de que el parámetro permeabilidad, posee una semejanza o similitud en la forma que tiene de variar para cada campo.

6.3.3 Presión de fractura

Tabla 82 Numero de valores de Presión de fractura para cada campo

Presión de fractura	n (Valores)
Cupiagua	16
Cusiana	13
Buenos Aires	16
Recetor	6
Guando	45
San Francisco	11
Yariguí- Cantagallo	12
Sumatoria	119

Grados de libertad

- $n-k = 119-7= 112$
- $k-1 = 7-1=6$

De las tablas de valores críticos de la distribución F, se tiene para estos grados de libertad, un valor teórico de F de aproximadamente, 2.18; mientras el valor real obtenido del análisis de varianza es de 1.25. Esto indica una variación o variabilidad similar a lo largo de todos los campos estudiados, en cuanto a las presiones de fractura, infiriendo de estos resultados que no hay diferencias significativas.

6.3.4 Longitud de fractura

Longitud de fractura	n (Valores)
Cupiagua	12
Cusiana	14
Buenos Aires	14
Recetor	6
Guando	78
San Francisco	33
Yariguí- Cantagallo	12
Sumatoria	169

Grados de libertad

- $N-k = 169 - 7 = 162$
- $K-1 = 7 - 1 = 6$

El valor teórico leído de las tablas de valores críticos, para el parámetro de longitud de fractura, es de aproximadamente 2.16, mientras el valor real obtenido del análisis de varianza se de 0,8. Concurriendo con el caso anterior, se infiere de este resultado, que no hay diferencias significativas en este parámetro, con un índice de confianza del 95%. Concluyendo así que las variaciones de este parámetro a través de los campos son similares.

6.3.5 Gradiente de fractura

Gradiente de fractura	n (Valores)
Cupiagua	16
Cusiana	15
Buenos Aires	18
Recetor	6
Guando	49
San Francisco	11
Yariguí- Cantagallo	11
Sumatoria	126

Grados de libertad

- $n-k = 126 - 7 = 121$
- $k-1 = 7 - 1 = 6$

De las tablas de valores críticos para la función de distribución F, es de 2.18, mientras el valor obtenido del análisis de varianza es de 0,26. Indistintamente de los anteriores parámetros, el gradiente de fractura posee una variación similar en todos los campos, concluyendo de esto la inexistencia de diferencias significativas.

6.3.6 Conductividad Promedia

Conductividad promedia	n (Valores)
Cupiagua	10
Cusiana	13
Buenos Aires	14
Recetor	5
Guando	74
San Francisco	29
Yariguí- Cantagallo	12
Sumatoria	157

Grados de libertad

- $N-k = 157 - 7 = 150$
- $K-1 = 7 - 1 = 6$

De las tablas de Fisher se obtiene un valor teórico para F, 2.165, mientras que el valor real, leído de la tabla 79, es de 0.41. Concluyendo la similitud entre las variaciones de este parámetro de conductividad promedio de fractura, para los campos manejados. Todo esto con el mismo índice de confianza del 95%.

6.3.7 ISIP (Presión instantánea de cierre)

ISIP	n (Valores)
Cupiagua	16
Cusiana	13
Buenos Aires	16
Recetor	6
Guando	67
San Francisco	20
Yariguí- Cantagallo	7
Sumatoria	145

Grados de libertad

- $N-k = 145 - 7 = 138$
- $K-1 = 7 - 1 = 6$

El valor teórico para F, es de 2.17, mientras que el valor real obtenido del análisis estadístico es de 8.06. Este parámetro de presión instantánea de cierre, al igual que la profundidad, presentan diferencias significativas, ya que los valores de la distribución F teórica, son menores que la real.

Podría pensarse, si la presión instantánea de cierre posee una relación directa con la presión de fractura y el gradiente de fractura (esta es la presión hidrostática del pozo más la presión de la fractura), por que no lo hacen estos también. Algunos parámetros son netamente operacionales; parámetros como, Presiones de fractura, geometría de fractura, son diseñados por el operador. Parámetros como profundidad, permeabilidad y conductividad de la fractura, son propios de cada formación. Aunque este último tiende a depender de los dos.

6.3.8 FCD (Conductividad Adimensional de fractura)

FCD	n (Valores)
Cupiagua	10
Cusiana	13
Buenos Aires	14
Recetor	5
Guando	60
San Francisco	17
Yariguí- Cantagallo	8
Sumatoria	127

Grados de libertad

- $N-k = 127 - 7 = 120$
- $K-1 = 7 - 1 = 6$

Para el caso de la conductividad de fractura, se presenta un valor de F teórico igual a 2.18, mientras el F real, es de 0.25, indicando esto la inexistencia de diferencia significativas entre la variación de parámetros de los 7 campos analizados.

CONCLUSIONES

- Se realizó una evaluación estadística de los parámetros más representativos, obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico. Apoyado en técnicas estadísticas, destacándose entre estas el análisis de varianza.
- Se sectorizó el país por gradientes de fractura, teniendo en cuenta la generalidad de cuencas sedimentarias; se obtuvo un valor promedio de gradiente de fractura para cada cuenca, validado estadísticamente.
- El gradiente tiende a ser el mismo entre las cuencas de valle medio, el valle superior del Magdalena, y la cuenca del Putumayo, teniendo una marcada diferencia con los llanos orientales. Esto último atribuido a la cordillera oriental.
- El análisis de varianza, arrojó resultados importantes acerca de cómo se comporta la variabilidad en los campos presentados. Todos los parámetros excepto la profundidad y la presión instantánea de cierre, presentan un similar grado de variación, en todos los campos.
- Los accidentes geológicos, como fallas, compresiones y depresiones, o alta heterogeneidad como se vio en los campos Cusiana, Cupiagua y Guando, permite definir los altos niveles de variabilidad arrojados por las técnicas estadísticas.
- La correlación de parámetros permite distinguir cómo se relacionan estos entre sí, directa o indirectamente. De la misma forma observar el grado de dependencia entre los mismos. Es de vital basar la inferencia estadística, no solo en los resultados de las ecuaciones, sino también en la observación del comportamiento real de los parámetros en el campo.

RECOMENDACIONES

- Para trabajos posteriores se recomienda, realizar un amarre geológico y estadístico, con el fin de diseñar un modelo robusto y mejorar la inferencia estadística, en cuanto a la relación de parámetros.

- Se recomienda que a la hora de implementar trabajos de fracturamiento hidráulico en los campos aquí presentados o en zonas aledañas, tener en cuenta la distribución y los resultados de los parámetros representativos para cada uno de ellos.

- A la hora de extrapolar los parámetros para otros campos u otras zonas tener en cuenta el grado de correlación para cada uno de los parámetros aquí presentados, y el grado de variación para cada campo.

- Incorporar la evaluación estadística al modelo de prefactura, basándose en los gradientes de fracturas y presiones de fractura aquí obtenidos para el diseño operativo del fracturamiento hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Fisher Ronald A. "Métodos Estadísticos Para Investigadores". Ediciones Aguilar, España 1949.
2. Montgomery Douglas, "Probabilidad y estadística aplicados a la ingeniería. Edición McGraw-Hill, Mexico 1890
3. Smith William F. "Ciencia e ingeniería de materiales" Edición 4 McGraw-Hill, Bogotá Colombia, 2004.
4. Base de datos ICP
5. BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986.
6. BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual", 1997.
7. Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter: "Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice". Orsa Press Alvin, Texas 2002.
8. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico, Dorado; Mercado
9. Hernandez Trejos Edelberto. "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander (UIS), 1993.
10. WWW.acipet.com
11. WWW.anh.com
12. WWW.ecopetrol.com.co

ANEXOS

Anexo A. Fracturamiento hidráulico en el campo Cupiagua

Pozo	Fecha de fracturamiento
<i>Cup A-1</i>	<i>25-Jun-96</i>
<i>Cup Q-6</i>	<i>17-Sep-96</i>
	<i>02-Oct-96</i>
	<i>09-May-01</i>
<i>Cup U-13X</i>	<i>27-Mar-97</i>
<i>Cup U-9</i>	<i>21-Abr-97</i>
	<i>28-Abr-97</i>
	<i>06-May-97</i>
<i>Cup B-2ST1</i>	<i>05-Ago-97</i>
<i>Cup B-4</i>	<i>25-Nov-97</i>
	<i>30-Nov-97</i>
<i>Cup E-7</i>	<i>15-Ene-98</i>
<i>Cup EXP-1</i>	<i>16-Mar-98</i>
	<i>08-May-98</i>
	<i>13-Jun-98</i>
	<i>14-Jun-98</i>
<i>Cup S-26</i>	<i>17-May-99</i>
<i>Cup YB-28</i>	<i>04-Ago-99</i>
	<i>15-Ago-99</i>
<i>Cup S-16</i>	<i>15-Sep-99</i>
	<i>25-Sep-99</i>
	<i>22-Nov-02</i>
<i>Cup E-10</i>	<i>17-Ene-00</i>
	<i>30-Ene-00</i>
	<i>30-Ene-00</i>
<i>Cup XU-34</i>	<i>07-May-00</i>
	<i>18-May-00</i>

Continuación Tabla 17 Fecha de Fracturamiento de cada pozo

Cup T-33Y	30-May-00
	05-Jun-00
	17-Jun-00
Cup XB-31Y	21-Ago-00
	05-Sep-00
Cup XB-35	25-Sep-00
	25-Nov-00
	28-Nov-00
Cup YD-36	10-Oct-00
	21-Oct-00
	28-Oct-00
Cup XW-37	22-Ene-01
Cup Sur XL-4	27-May-02
	03-Jun-02
Cup XH-39	19-Ago-02
Cup XH-38	16-Jul-01
	30-Ago-02
	06-Sep-02
Cup T-27	09-Oct-02
	16-Oct-02
Cup XC-30	14-Dic-02
Cup XL-5	18-Abr-03
	02-May-03
XC-30	01-Ago-03

Fuente: Archivos de campos ICP

Anexo B Fracturamiento hidráulico en el campo Cusiana

Pozo	Fecha de fracturamiento
Cus R-11	20-Mar-97
	29-Mar-97
	02-Oct-98
Cus R-9ST1	13-Nov-98
	16-Nov-98
Cus TC-14	29-Nov-98
	27-Mar-00
	21-Dic-00
Cus KA-15	05-Ene-99
	10-Feb-03
Cus Q-17	10-Feb-99
	15-Feb-99
	21-Feb-99
Cus TC-18	25-May-99
	09-Jun-99
Cus M-21Z	24-Jul-99
Cus T-3ST1	07-Dic-99
Cus R-13	18-Dic-99
Cus TS-23	05-Abr-00
	30-Nov-02
Cus TS-24	03-Ago-00
	20-Ago-00
	10-Sep-01
	03-Mar-02
BA BA-33Z	09-Ene-01
	26-Abr-01
	26-Abr-01
Cus K-19X	03-Ago-01
Cus KA-16X	28-Mar-02
Cus TA-27	02-Jul-02
	27-Dic-02
Q-17	07-Jun-03
CUS TS-26	23-Jun-04
Cus M-1	28-Jun-01

Fuente: Archivos de campo ICP

Anexo C. Fracturamiento hidráulico en el campo Buenos aires

Pozo	Fecha de fracturamiento
BA Z-10	21/12/1996
BA D-24	19/02/1997
	12-Abr-98
BA DD-17	03-Oct-97
	26-Oct-97
	24-Dic-97
BA PA-31	01-Ene-98
BA CA-27	30-Ene-98
BA WA-32Z	08-Feb-98
	16-May-98
BA WA-35	18-Feb-98
BA PA-36	21-Mar-98
BA BA-33	06-May-98
BA B-2ST	24-Jul-98
	01-Ago-98
BA Z-12	10-Sep-98
	13-Sep-98
BA D-21Z	10-Oct-98
BA BA-38	20-Oct-98
	28-Oct-98
BA Y-16Z	01-Dic-98
BA W-29	14-Dic-98
BA A-23	31-Dic-98
BA B-6	26-Feb-99
BA DD-22	04-Jun-99
BA Y-16	09-Abr-00
BA H-41	09-Jun-02
	19-Feb-04
BA BA-40	05-Mar-01
	10-Ene-03
BA PB-26	25-Ene-03
DD-22	22-Sep-03
DD-17	17-Dic-03
BA H-15	22-Mar-04
BA DD-25	27-Nov-04

Fuente: Archivos de campo ICP

Anexo D. Fracturamiento hidráulico en el campo Recetor

Pozo	Fecha de Fracturamiento
Liria YB-3	02-sep-01
	05-sep-01
	15-jul-03
Liria YR-5	12-feb-02
Liria YR-7	07-jul-02
	13-jul-02
YR-6	14-may-03
	31-may-02
YR-3	15-jul-03
Liria YT-8	25-feb-04
	02-mar-04
Liria YD-2	08-nov-00

Fuente: Archivos de campo ICP

Anexo E. Fracturamiento hidráulico en el campo Piedemonte

Florena C-3	20-feb-01
	01-mar-01
	01-mar-01
	11-mar-01
	21-mar-01
Pauto Sur B-1	29-mar-01
	08-abr-01
Florena N-4	24-mar-02
Florena C-1	11-mar-01
	11-mar-01
	21-mar-01
RC E-2W	27-ago-02

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo F. Fracturamiento hidráulico en el campo Guando

Pozo	Fecha de fracturamiento
Guando 9	23/10/2001
	05/11/2001
	15/11/2001
Guando 8	19/02/2001
	16/02/2002
Guando 15	23/02/2002
Guando 23	21/08/2002
	22/08/2002
	26/08/2002
Guando 16	08/09/2002
	09/09/2002
	12/09/2002
	15/09/2002
Guando 14	29/09/2002
	30/09/2002
	04/10/2002
	05/10/2003
Guando 30	16/10/2002
	17/10/2002
	27/10/2002
Guando 31	15/11/2002
	19/11/2002
Guando 26	01/12/2002
Guando 11	12/12/2002
Guando 27	18/01/2002
Guando 28	04/02/2003
Guando 24	17/01/2002
Guando 32	02/03/2003
Guando 34	13/03/2003
	14/03/2003
	15/03/2003
Guando 39	05/04/2003
	06/04/2003
	07/04/2003
Guando 38	09/04/2003
	11/04/2003
Guando 37	19/04/2003
	20/04/2003
Guando 35	28/04/2003
	29/04/2003
Guando 25	12/05/2003
	16/05/2003
Guando 19	29/05/2003
	04/06/2003

Continuación **Tabla 22** Fecha de Fracturamiento por pozo Guando

Guando 36	25/06/2003
	27/06/2003
	28/06/2003
	28/06/2003
Guando 45	04/07/2003
	05/06/2003
	06/07/2003
	11/07/2003
	14/07/2003
Guando 46	17/07/2003
	22/07/2003
Guando 50	24/07/2003
	26/07/2003
Guando 47	28/08/2003
	29/08/2003
	30/08/2003
	30/08/2003
Guando 49	15/09/2003
	17/09/2003
	22/09/2003
Guando 48	30/09/2003
	21/10/2003
	22/10/2003
	12/10/2003
	13/10/2003
Guando 41	02/10/2003
	11/10/2003
	09/10/2003
Guando 51	17/10/2003
Guando 60	28/10/2003
	30/10/2003
	31/10/2003
	06/11/2003
Guando 59	03/11/2003
Guando 40	06/11/2003
Guando 42	07/11/2003
	18/11/2003
	19/11/2003
	20/11/2003
	22/11/2003
Guando 53	22/11/2003
	12/12/2003
	13/12/2003
	13/12/2003
	14/12/2003

Continuación **Tabla 22** Fecha de fracturamiento por pozo Guando

	14/12/2003
	02/12/2003
Guando 33	03/12/2003
	04/12/2003
	05/12/2003
	06/12/2003
Guando 17	16/12/2003
	18/12/2003
	19/12/2003
Guando 62	21/12/2003
	22/12/2003
	04/01/2004
Guando 67	29/12/2003
	30/12/2003
	31/12/2003
	02/01/2004
Guando 64	20/12/2003
	01/01/2004
Guando 68	03/01/2003
	04/01/2003
	04/01/2003
Guando 66	23/01/2003
	29/01/2004
	31/01/2004
Guando 63	12/01/2004
	13/01/2004
	14/01/2004
Guando 69	05/02/2004
	07/02/2004
	07/02/2004
	18-Abr-02
Guando 18	02-May-02
	13-May-02
Guando 22 Stage 1	31-May-02
Guando 22 Stage 2	03-Jun-02
Guando 21 Stage 1	01-Ago-02
Guando 21 Stage 2	04-Ago-02
	09-Ago-02
Guando 21	13-Ago-02
	10-Oct-04
Gua058	12-Oct-04
	13-Oct-04

Continuación **Tabla 22** Fecha de Fracturamiento por pozo Guando

	02-Nov-04
Gua 069	04-Nov-04
	05-Nov-04
	06-Nov-04
	07-Nov-04
	08-Nov-04
Gua 097	20-Nov-04
Gua 010	21-Nov-04
	26-Nov-04
	28-Nov-04
Gua094	15-Dic-04
Gua 087	20-Ene-05
	22-Ene-05
	23-Ene-05
	24-Ene-05
Gua057	25-Ene-05
	26-Ene-05
Gua 089	29-Ene-05
	31-Ene-05
	01-Feb-05
Gua 079	07-Feb-05
	08-Feb-05
	09-Feb-05
Gua 099	06-Feb-05
Gua 100	17-Feb-05
	18-Feb-05
	19-Feb-05

Gua 092	09-Mar-05
	10-Mar-05
	11-Mar-05
	12-Mar-05
Gua 098	09-Mar-05
	10-Mar-05
	11-Mar-05
	13-Mar-05
Gua 05	23-Mar-05
	24-Mar-05
Gua 095	24-Mar-05
	25-Mar-05
	26-Mar-05
Gua 09	05-Abr-05
	06-Abr-05

Continuación **Tabla 22** Fecha de Fracturamiento por pozo Guando

Gua 018	29-Abr-05
	03-May-05
	08-May-05
Gua 57	07-Jun-05
Gua 035	17-Jun-05
	16-Jul-05
	17-Jul-05
	18-Jul-05
Gua 046	25-Jun-05
	26-Jun-05
	27-Jun-05
Gua 03	02-Jul-05
	03-Jul-05
	04-Jul-05
Gua 054	13-Jul-05
	14-Jul-05
Gua 064	15-Jul-05
Gua 023	06-Ago-05
	07-Ago-05
Gua 034	10-Ago-05
Gua022	28-Ago-05
	29-Ago-05
	30-Ago-05
Gua 01	13-Sep-05
	20-Sep-05
	21-Sep-05
Gua048	22-Sep-05
	23-Sep-05
	27-Sep-05
Gua 011	03-Oct-05
	04-Oct-05
	16-Oct-05
Gua 024	17-Oct-05
	20-Nov-05
	21-Nov-05
Gua 037	22-Nov-05
Gua 049	16-Oct-05
	17-Oct-05
Gua 081	22-Dic-05
	29-Dic-05
	30-Dic-05
	31-Dic-05
Gua 101	01-Ene-06
Guando 1	15-May-01
Guando 2	29-May-00
	18-Mar-01
Guando 6	14-Ene-01
	16-Oct-01
Guando 5	22-Oct-01

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo G Fracturamiento hidráulico en el campo San francisco

<i>Pozo</i>	<i>Fecha de fracturamiento</i>
SF - 01	13-Dic-1998
	09-Dic-98
SF - 02	29-Nov-00
SF - 03	5-Ago-1999
SF - 04	2-Oct- 1990
SF - 05	20-Jul-1993
SF - 08	24-Jul-1993
SF - 11	12-Jun-1993
	16-Abr-1999
SF - 13	06-Abr-99
SF - 14	23-Sep-1990
	13-Sep-1990
SF - 16	04-Dic-1986
	11-May-99
SF - 17	02-Oct-2002
SF - 18	19-Abr-03
	19-Oct-2002
SF - 19	18-Oct-02
SF - 20	13. Dic-1999
	17-Dic-1994
SF - 22	24-Nov-99
	12-Nov-1998
SF - 23	30-Nov-2002
SF - 24	17-Dic-1999
	20-Dic-2000
	03-Jul-1992
	06-Jul-1992

Continuación **Tabla 23** Fecha de fracturamiento por pozo San francisco

SF - 28	07-Dic-1993
SF - 34	16-May-93
SF - 43	17-Nov-2002
SF - 45	15-Dic-01
SF - 46	28-Oct-1998
SF - 53	15-May-1993
SF - 56	-----
SF - 60	-----
SF - 61	-----
SF - 63	09-Ago-2004
SF - 64	18-Sep-1994
SF - 67	29-Sep-1994
	23-Dic-98
SF - 68	21-Ago-1993
SF - 70	28-Mar-03
SF - 71	29-Jun-1998
SF - 72	23-Feb-1994
	14-Feb-1994
SF - 81	24-Ene-1993
	26-Ene-1993
	25-Nov-1998
SF - 84	04-Dic-1998
SF - 85	03-Dic-1998
	07-Nov-1999
SF - 107	07-Nov- 1999
SF - 108	09-Abril-1993
SF - 110	15-Mar-93

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo H. Fracturamiento hidráulico en los campos Yariguí-Cantagallo

Campos	Pozo	Fecha de Fracturamiento
Cantagallo	CG 13	17-Nov-2007
Yarigui	YR 23	10/01/2005
Yarigui	YR 29	11/12/2005
Yarigui	YR 39	18/11/2006
Yarigui	YR 52	28/01/2006
Yarigui	YR 65	20/10/2005
Yarigui	YR 68	-----
Yarigui	YR 69	-----
Yarigui	YR 70	10/05/2006
Yarigui	YR 71	06/01/2007
		29/11/2007
Yarigui	YR 83	11/08/2007
Cantagallo	YR 84	-----
Yarigui	YR 88	04/07/2007
Cantagallo	YR 97	-----

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo I. Fracturamiento hidráulico en el campo Llanito

Pozo	Fecha de Fracturamiento
Gala 13	28/11/2007
Llanito 103	08/12/2007
Llanito 107	-----
	02/10/2007
Llanito 110	09/09/2007
Llanito 112	21/09/2007
Llanito 114	-----
Llanito 115	19/12/2007
Llanito 116	30/08/2007
Llanito 117	06/08/2007
Gala 11	05/12/2006
Llanito 197	14/09/2006

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo J. Fracturamiento hidráulico en el campo Orito

<i>Pozo</i>	<i>Fecha de Fracturamiento</i>
O 127	20/03/2007
O 125	22/03/2007
	06/04/2007
	02/05/2007
O 126	27/04/2007
O 120	02/05/2007
O 128	06/06/2007
O 90	02/06/2006
	25/06/2007
O 133	28/08/2007
	22/09/2007
O 109	23/09/2007
	31/10/2007
Conga 1	03/11/2007
O 161	23/11/2007
	28/12/2007

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo K. Fracturamiento hidráulico en los campos Lisama, Tesoro, caribe y Acae.

<i>Campos</i>	<i>Pozo</i>	<i>Fecha de fracturamiento</i>
Cardales	Cardales 1	26/08/2007
Lisama	Lisama 160	22/12/2006
Tesoro	Tesoro 51	14/09/2006
		30/11/2006
Tesoro	Yuma 1	30/11/2006
Caribe	Caribe 2	20-Ago-00
Acae	Acae 8A	02-Ago-2007

Fuente: Archivos de Campo ICP

Anexo L. Parámetros para el campo Cupiagua

<i>Cupiagua</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduc promedia (md/ft)	Espesores fracturados (ft)	ISIP (Psi)	FCD
A-1	12510	X	x	X	x	X	X	x	X	X
Q-6	15140	X	X	X	X	X	X	X	X	X
U-13x	16738	3	9082	70	0,19	0,76	1462	30	11950	6,96190476
U-9	16240	X	X	X	X	X	X	140	X	X
B-2sT1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
B-4	x	X	X	X	X	X	X	X	X	X
E-7	17270	1	X	X	X	x	X	30	x	X
EXP-1	15940	6	11262,15	X	X	0,87	X	50	12945	X
S-26	13705	5	6933,6	118	0,43	0,72	20726	60	9630	35,1288136
YB-28	16570	2	9383,72	X	X	0,76	X	117	12347	X
S-16	15914	2	8042,4	X	X	0,72	X	71	11170	X
T-33Y	17180	4	15398,4	X	X	0,96	X	80	16040	X
XB-31Y	15650	5	9954,8	134	0,41	0,82	1349	202	12140	2,01343284
XB-35	17453	6	20905	205	0,05	1,13	1314	3	18500	1,06829268
YD-36	x	x	X	x	X	x	X	X	x	x
XW-37	16080	11	10035,2	136	0,04	0,8	2412	514	12544	1,61229947
SurXL-4	16405	7	13064	122	0,22	0,92	3794	25	14200	4,44262295
XH-39	16590	5	10235,16	145	0,83	0,81	7985	150	12636	11,0137931
XH38	17386	15	10205,22	144	0,08	0,79	6215	56	12918	2,87731481
T-27	17750	5	12892	226	0,32	0,88	1570	181	14650	1,38938053
XC-30	16760	5	6534,4	334	0,08	0,64	x	304	10210	x
XL-5	16840	1	14310,8	155	0,21	0,95	3545	20	15064	22,8709677
XC-30	15966	24	16588	334	0,08	1,04	x	408	15950	x

Anexo M. Parámetros para el campo Cusiana

<i>Cusiana</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
<i>R-11</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>x</i>
<i>R-9ST1</i>	15034	50	6740,16	181	0,22	0,68	6336	9912	0,7001105
<i>TC-14</i>	15454	37	6690,62	113	0,9	0,67	1233	9986	0,29490552
<i>KA-15</i>	13922	100	7175,52	99	0,6	0,72	15407	9966	1,55626263
<i>Q-17</i>	15704	58	<i>x</i>	72	0,07	0,9	1185		0,28376437
<i>TC-18</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>
<i>M-21Z</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>X</i>	<i>x</i>
<i>T-3ST1</i>	15184	2	9731,34	104	0,61	0,81	7280	12014	35
<i>R-13</i>	16140	270	13280,4	106	0,14	0,93	2535	14280	0,08857442
<i>TS-23</i>	15610	135	5769,1	152	0,52	0,62	10126	9305	0,49346979
<i>TS-24</i>	15690	102	8561,4	174	0,33	0,76	3950	11265	0,22256029
<i>BA BA-33Z</i>	15684	43	4741,26		0,27	0,57		8318	
<i>K-19X</i>	14114	58	3636,88	127		0,52	8688	6994	1,17947326
<i>KA-16X</i>	14530	4	5190	90	0,17	0,6	1689	8650	4,69166667
<i>TA-27</i>	15460	49	5413,8	86	0,07	0,6	2078	9023	0,49311818
<i>Q-17</i>	15460	80	7918	123	0,12	0,74		10700	
<i>TS-26</i>	15484	30	<i>x</i>	95	0,1	0,65	1287		0,45157895
<i>M-1</i>	14348	30	5208	40	1,2	0,6	10384	8680	8,65333333

Anexo N. Parámetros para el Campo Buenos Aires

<i>Buenos Aires</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
<i>BAZ-10</i>	14738	153	4428,6	X	X	0,55	X	8052	X
<i>BA D-24</i>	14910	58	X	X	X	X	X	x	X
<i>BA DD-17</i>	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<i>BA PA-31</i>	13828	1000	12163,6	175	0,04	0,94	689	12940	0,00393714
<i>BA CA-27</i>	15220	648	3691	63	0,32	0,5	7911	7382	0,19378307
<i>BA WA-32Z</i>	15696	400	4072,12	88	0,43	0,52	7810	7831	0,221875
<i>BA WA-35</i>	15759	520	4244,24	91	0,13	0,53	6147	8008	0,12990279
<i>BA PA-36</i>	13867	X	X	X	X	X	X	X	x
<i>BA BA-33</i>	15844	478	X	X	X	X	X	X	x
<i>BA B-2ST</i>	15029	42	4975,82	154	0,25	0,58	9630	8579	1,48886827
<i>BA Z-12</i>	15140	52	X	X	X	X	X	X	x
<i>BA D-21Z</i>	15350	440	6101,76	19	0,34	0,64	436	9534	0,05215311
<i>BA BA-38</i>	16506	35	8505,16	X	X	0,76	X	11191	x
<i>BA Y-16Z</i>	15714	76	X	X	X	X	X	X	x
<i>BA W-29</i>	15378	200	4332,96	77	0,32	0,54	8628	8024	0,56025974
<i>BA A-23</i>	15224	55	7186,2	82	0,27	0,7	5528	10266	1,22572062
<i>BA B-6</i>	15298	160	3792,36	174	0,22	0,51	8348	7436	0,29985632
<i>BA DD-22</i>	14986	55	4964,8	55	0,24	0,58	1884	8560	0,62280992
<i>BA Y-16</i>	15714	76	10920,28	152	0,63	0,86	17240	12698	1,49238227
<i>BA H-41</i>	X	X	X	X	X	X	X	X	x
<i>BA BA-40</i>	15435	70	8404,92	147	0,04	0,74	1610	11358	0,15646259
<i>BA PB-26</i>	14172	7	11711,7	137	0,08	0,91	1553	12870	1,6193952
<i>DD-22</i>	16868	35	X	117	0,12	0,57	2764		0,67496947
<i>DD-17</i>	14755	20	X	X	X	0,58	X	X	x
<i>BA H-15</i>	14236	70	x	X	X	X	X	X	x

| BA DD-25 | 15604 | X | 10805,04 | X | X | 0,86 | X | 12564 | X |

Anexo Ñ. Parámetros para el Campo Recetor

<i>Recetor</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
Liria YB-3	16932	6	6363	78	0,18	0,63	4248	10100	9,07692308
Liria YR-5	18475	12	14712,88	9	0,03	0,91	x	16168	x
Liria YR-7	17490	4	15485	84	0,03	0,95	403	16300	1,19940476
YR-6	16694	8	7477,2	260	1,29	0,67	5454	11160	2,62211538
YR-3	X	X	X	X	X	X	X	x	#¡DIV/0!
Liria YT-8	16120	8	8893,5	142	0,23	0,77	2150	11550	1,89260563
Liria YD-2	16322	2	11002,76	52	0,03	0,82	366	13418	3,51923077

Anexo O. Parámetros para el Campo Guando

<i>Guando</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
<i>Gua 010</i>	2690	40	2094,84	171	0,59	0,99	4160	2116	0,60818713
<i>Gua 094</i>	X	X	X	X	X	X	X	X	x
<i>Gua 087</i>	3500	60	771,77	103	0,2	0,71	8773	1087	1,41957929
<i>Gua 057</i>	3140	80	X	123	0,072	X	1542	X	0,15670732
<i>Gua 089</i>	3620	70	X	207	0,052	X	1527	x	0,10538302
<i>Gua 079</i>	3380	60	x	233	0,09	x	2323	430	0,16616595

<i>Gua 099</i>	2615	70	407,32	179	0,08	0,68	2700	599	0,21548284
<i>Gua 100</i>	2540	100	2160,62	90,6	0,18	0,77	5778	2806	0,63774834
<i>Gua 092</i>	3660	20	x	113	0,051	x	840	x	0,37168142
<i>Gua 098</i>	3210	40	1648,933	84	0,147	0,887	3392	1859	1,00952381
<i>Gua 05</i>	3265	100	1124,607	157	0,224	0,643	8563	1749	0,54541401
<i>Gua 095</i>	3370	30	X	60,7	0,075	X	1852	X	1,01702361
<i>Gua 09</i>	3120	20	1677,65	241,8	0,122	0,89	1525	1885	0,31534326
<i>Gua 018</i>	2946	200	371,46	113	0,177	0,82	5503	453	0,24349558
<i>Gua 057</i>	3080	300	1679,2	207	0,121	0,8	4446	2099	0,0715942
<i>Gua 035</i>	2510	20	1113,42	145	0,089	0,77	3135	1446	1,08103448
<i>Gua 046</i>	2565	30	X	77,3	0,083	X	2133	X	0,91979301
<i>Gua 03</i>	2940	40	276,65	107,5	0,056	0,55	1245	503	0,28953488
<i>Gua 054</i>	3175	80	1807,86	58	0,54	0,87	14991	2078	3,23081897
<i>Gua 064</i>	2000	200	1472,95	145	0,109	0,89	3509	1655	0,121
<i>Gua 023</i>	2720	40	475,8	100	0,18	0,61	9081	780	2,27025
<i>Gua 034</i>	3140	100	X	72,6	0,062	X	1550	X	0,21349862
<i>Gua 022</i>	2590	100	519,6	132	0,07	0,6	2232	866	0,16909091
<i>Gua 01</i>	2235	25	X	119	0,027	X	1452	X	0,48806723
<i>Gua 048</i>	2220	3000	X	63	0,087	X	4336	X	0,0229418
<i>Gua 013</i>	2725	700	X	127	0,128	X	2717	X	0,03056243
<i>Gua 011</i>	3045	5	475,8	100	0,18	0,61	9081	780	18,162
<i>Gua 024</i>	2860	100	X	72,6	0,062	X	1550	X	0,21349862
<i>Gua 037</i>	3150	50	X	185	0,089	X	1459	X	0,15772973
<i>Gua 049</i>	2195	2000	X	91	0,087	X	2913	X	0,01600549
<i>Gua 081</i>	2740	90	X	75	0,191	X	2870	X	0,42518519
<i>Gua 101</i>	3130	400	X	68	0,15	X	2105	X	0,07738971
<i>Guando 1</i>	2335	X	884,5	X	X	0,61	X	1450	X

<i>Guando 2</i>	2709	X	X	85	0,2	X	X	X	X
<i>Guando 6</i>	3036	X	1426,5	75	X	0,75	X	1902	X
<i>Guando 5</i>	3265	40	2596,32	X	X	0,72	X	3606	x
<i>Guando 9</i>	2940	200	2992,56	89	0,2	1,11	17061	2696	0,95848315
<i>Guando 8</i>	3285	40	X	X	X	X	X	2245	X
<i>Guando 15</i>	3280	170	1708,26	78	0,3	0,71	25428	2406	1,91764706
<i>Guando 23</i>	2860	50	X	125	0,2	X	X	1721	X
<i>Guando 16</i>	3160	X	1082,4	82,3	0,2	0,6	3306	1804	X
<i>Guando 14</i>	2980	50	2017	64,1	0,2	1	2572	2017	0,8024961
<i>Guando 30</i>	2950	50	5388,76	68,5	0,2	1,72	2158	3133	0,63007299
<i>Guando 31</i>	2860	X	3688,32	120,8	0,3	1,36	9627,8	2712	X
<i>Guando 26</i>	2190	X	5102,46	159,3	0,2	1,98	5895,6	2577	X
<i>Guando 11</i>	3000	40	X	X	X	X	X	3996	X
<i>Guando 27</i>	2194	X	2312,8	44,4	0,7	0,98	8552,7	2360	X
<i>Guando 28</i>	2720	X	X	73,5	0,4	X	7151,5	2105	X
<i>Guando 24</i>	2510	X	6709,15	156,1	0,1	2,03	1562,1	3305	X
<i>Guando 32</i>	2650	X	6222,88	87,2	0,2	1,84	4448,6	3382	X
<i>Guando 34</i>	2900	50	1394,47	201	0,1	0,77	2332,9	1811	0,23212935
<i>Guando 39</i>	3140	X	4129,2	117,4	0,3	1,55	7098	2664	X
<i>Guando 38</i>	2610	X	X	190,7	0,2	X	6278	2645	X
<i>Guando 37</i>	2940	X	2932,02	194,7	0,2	1,17	11143	2506	X
<i>Guando 35</i>	2540	X	1869,99	154,6	0,2	0,83	5961	2253	X
<i>Guando 25</i>	2510	30	X	116,5	0,2	X	11420	2634	3,26752504
<i>Guando 19</i>	2780	30	6618	127,4	0,1	2	7172	3309	1,87650445
<i>Guando 36</i>	3020	30	X	X	X	0,7	X	X	X
<i>Guando 45</i>	2760	15	1734,21	199,7	0,2	0,81	5294	2141	1,76731764
<i>Guando 46</i>	2430	15		101,1	0,2	X	6288	2656	4,14638971

<i>Guando 50</i>	2980	30	3492,36	127,6	0,2	1,09	49320	3204	12,8840125
<i>Guando 47</i>	3360	30	X	119	0,2	X	6127	2093	1,7162465
<i>Guando 49</i>	2970	20	X	78,2	0,1	X	2494	1870	1,59462916
<i>Guando 48</i>	2950	20	X	94,6	0,2	X	12821	2195	6,77642706
<i>Guando 41</i>	2920	X	X	70,9	0,2	X	3766,4	4007	X
<i>Guando 51</i>	2850	X	6114,2	63,5	0,2	1,9	7145,5	3218	X
<i>Guando 60</i>	3310	20	X	81	0,6	X	9923,5	1852	6,12561728
<i>Guando 59</i>	2320	90	X	86,2	0,2	X	4430,4	2837	0,57107502
<i>Guando 40</i>	3830	20	X	X	X	X	X	2831	X
<i>Guando 42</i>	3630	X	X	X	X	1,54	X	X	X
<i>Guando 53</i>	3610	X	X	X	X	1,14	X	X	X
<i>Guando 33</i>	3135	200	X	80	0,1	X	4389,7	2520	0,27435625
<i>Guando 17</i>	3115	X	X	94,9	0,1	X	19915	2787	X
<i>Guando 62</i>	3240	80	777,15	93,4	0,2	0,45	9048,7	1727	1,21101445
<i>Guando 67</i>	3460	60	X	94,6	0,2	X	12821	1787	2,25880902
<i>Guando 64</i>	2240	X	X	X	X	0,98	X	X	X
<i>Guando 68</i>	3030	20	X	93,7	0,3	X	7344,1	2118	3,91894344
<i>Guando 66</i>	3010	600	X	136,8	0,1	X	5130,3	3272	0,06250365
<i>Guando 63</i>	2720	20	X	105	0,2	X	2303,3	2716	1,09680952
<i>Guando 69</i>	3250	120	X	145,3	0,2	X	5658,6	1417	0,32453544
<i>Guando 18</i>	3210	20	5391,82	48	X	1,33	5689	4054	5,92604167
<i>Guando 22 stage 1</i>	2640	30	922,5	102	X	0,75	4727	1230	1,54477124
<i>Guando 22 stage 2</i>	2430	20	931,95	90	X	0,57	6339	1635	3,52166667
<i>Guando 21 stage 1</i>	2932	X	X	126	X	X	X	X	X
<i>Guando 21</i>	2658	X	X	X	X	X	X	X	X

<i>stage 2</i>									
<i>Guando 21</i>	2522	X	X	X	X	X	X	x	x
<i>Gua 058</i>	3095	50	3160,04	45	0,41	1,03	1354	3068	0,60177778
<i>Gua 055</i>	3020	30	1823,2	183,3	0,48	0,86	3808	2120	0,69248954
<i>Gua 069</i>	2440	50	452,35	262	0,126	0,83	4420	545	0,33740458
<i>Gua 097</i>	3220	150	1319,25	159	0,133	0,75	4064	1759	0,17039832

Anexo P. Parámetros para el Campo San Francisco

<i>San Francisco</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
<i>Sf-01</i>	2916	X	X	73,6	0,19	X	8000	X	X
<i>Sf-02</i>	2402	X	1662,49	86,8	0,19	0,83	5300	2003	X
<i>Sf-03</i>	2388	X	4056	129	0,58	1,3	2400	3120	X
<i>Sf-04</i>	3104	85	X	145,5	0,2	X	4860	851	0,39296543
<i>Sf-05</i>	X	300	X	156	0,7175	X	4000	X	0,08547009
<i>Sf-08</i>	X	x	X	X	X	X	X	X	X
<i>xSf-11</i>	2939	50	X	80,4	0,3369	X	X	2873	X
<i>Sf-13</i>	2782	X	X	116,9	0,14	X	7841	X	X
<i>Sf-14</i>	2704	193	X	238,1	0,3	X	9173	1929	0,1996157
<i>Sf-16</i>	2801	142	X	250	X	X	X	X	X
<i>Sf-17</i>	2720	X	X	102	0,19	X	5483	X	X
<i>Sf-18</i>	2821	90	1662,6	62	0,22	1,02	X	1630	X
<i>Sf-19</i>	2410	X	1471,86	110	0,19	0,78	10153	1887	X
<i>Sf-20</i>	2786	X	2643,6	68,4	0,22	1,2	15167	2203	X
<i>Sf-22</i>	1744	X	2856	54,8	0,081	1,2	X	2380	X

Sf-23	2832	80	X	95,3	0,28	X	7000	2768	0,9181532
Sf-24	2950	150	1377,92	107,3	0,36	0,64	15081	2153	0,93699907
Sf-28	2952	65	X	151,7	0,6308	X	8022,4	X	0,81358957
Sf-34	X	X	x	X	X	X	X	X	X
Sf-43	2613	112	375,3	72	0,12	0,54	2003	695	0,2483879
Sf-45	2216	9,6	1058,75	53	0,05	0,55	3400	1925	6,68238994
Sf-46	2252	127	X	102,4	X	X	10000	X	0,76894685
Sf-56	2482	410	X	42,3	0,248	X	11173,1	X	0,64424263
Sf-60	3346	X	X	105,4	0,35	X	11199	X	X
Sf-61	2416	43,3	X	91	0,47	X	11005	X	2,79293455
Sf-63	2306	134	X	91	0,8726	X	4162	2407	0,3413154
Sf-64	2844	78	X	95	1,1175	X	4927,5	2901	0,66497976
Sf-67	X	X	X	103,1	0,27	X	8000	2134	X
Sf-68	2952	50	X	X	X	X	X	2480	X
Sf-70	2784	X	X	123,7	0,24	X	6188	X	X
Sf-71	3047	315	604,8	106	0,7607	0,72	5336	840	0,15980833
Sf-72	2550	215	1897,2	117	0,7331	0,85	5115,7	2232	0,20336712
Sf-81	3053	95	X	85,6	0,3805	X	5459	X	0,67129857
Sf-84	2918	X	X	97,5	0,08122	X	5000	2168	X
Sf-85	X	X	X	93,1	0,34	X	5055	X	X
Sf-107	2792	450	X	92,6	0,4028	X	3482	x	0,08356132

Anexo P. Parámetros para el Campo Yariguí – Cantagallo

<i>Yariguí - Cantagallo</i>	Profundidad (Ft)	Permeabilidad (md)	Presión máxima de fractura (Psi)	Longitud de fractura (Ft)	Ancho de fractura (ft)	Gradiente de fractura (Psi/ft)	Conduct promedia (md/ft)	ISIP (Psi)	FCD
CG-13	5774	140	140	91	51	0,557	22641	X	0,00
	5810	X	X	X	X	X	X	X	X
YR-23	5834	216	216	135	82	0,89	5086	2440	20,31
YR-25	X	X	X	X	X	X	X	X	X
YR-29	7384	220	220	137	85	0,84	15639	ARENAMIENTO	X
YR-39	7530	60	60	84	65	0,79	6623	ARENAMIENTO	x
YR-52	5436	216	216	194	94	0,86	7546	1778	10,66
YR-65	7421	190	190	109	77	0,77	8730	2900	34,61
	7451	X	X	X	X	X	X	X	X
YR-68	7178	212	212	75	54	0,8	25605	3701	61,83
YR-69	7699	120	120	87	82	0,67	31208	ARENAMIENTO	
	7722	X	X	X	X	X	X	X	X
	7754	X	X	X	X	X	X	X	X
	7769	X	X	X	X	X	X	X	X
YR-69	7897	120	120	122	91	0,77	26394	3150	33,66

	7912	X	X	X	X	X	X	X	X
YR-84	5262	214	214	X	X	X	X	X	X
YR-83	7500	X	X	73	59	0,88	32822	ARENAMIENTO	X
YR-83	7792	X	X	104	44	0,7	1048,5	ARENAMIENTO	X
YR-88	5790	6,5	7	222	167	1,12	1566,8	4256	17,12
YR-97	6020	7	7	X	X	X	X	X	X
YR-97	6020	7	7	X	X	X	X	X	x