

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA
ESTABILIDAD MECÁNICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL
CAMPO CASTILLA

PAOLA KATHERINE JEJEN SALINAS
GIAN CARLO LUCICH ROJAS

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

2018

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA
ESTABILIDAD MECÁNICA DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL
CAMPO CASTILLA

PAOLA KATHERINE JEJEN SALINAS
GIAN CARLO LUCICH ROJAS

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

Director
FRANKLIN G. YORIS
Ingeniero Geólogo, MSc, PhD

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

2018

Nota de Aceptación (Dirección de Investigaciones)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	22
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	25
1.2 LOCALIZACIÓN	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna	27
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.2.1 Unidad K2	28
1.3.2.2 Unidad K1 Inferior	28
1.3.2.3 Unidad K1 Superior	28
1.3.2.4 Unidad T2	29
1.3.2.5 Formación Carbonera	29
1.3.2.6 Formación Guayabo	30
1.3.3 Geología Estructural	30
1.3.4 Geología del Petróleo	31
1.3.4.1 Roca Generadora	31
1.3.4.2 Roca Reservorio	31
1.3.4.3 Migración	31
1.3.4.4 Roca Sello	31
1.3.4.5 Trampa	32
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	32
1.4.1 Método de producción	33
1.4.2 Tiempo de producción	33
1.4.3 Número de pozos	33
1.4.4 Producción acumulada	33
1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	34

2. MARCO TEÓRICO	35
2.1 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA	35
2.1.1 Geomecánica en perforación	35
2.1.2 Momentos de la aplicación de geomecánica en perforación	35
2.2 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS	36
2.2.1 Esfuerzo	36
2.2.1.1 Esfuerzo Tensor	36
2.2.1.2 Esfuerzo Deviatórico	36
2.2.1.3 Determinación de los esfuerzos <i>in situ</i>	37
2.2.2 Deformación	37
2.3 ESTABILIDAD DEL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN	37
2.3.1 Ventana operacional del fluido de perforación	38
2.3.2 Densidad equivalente	38
2.3.3 Presión de Fractura	38
2.3.4 Presión de Poro	39
2.3.5 Presión de Colapso	39
2.4 INESTABILIDAD	39
2.4.1 Consecuencias	39
2.4.1.1 Colapso de la pared del pozo	39
2.4.1.2 Pérdidas de circulación	40
2.4.2 Factores que afectan la estabilidad	41
2.4.2.1 Mecánicos	41
2.4.2.2 Químicos	43
2.4.2.3 Geológicos	44
2.5 METODOLOGÍA	46
2.6 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	46
2.6.1 Distribuciones discretas de probabilidad	46
2.6.2 Distribuciones continuas de probabilidad	47
2.6.2.1 Distribución Normal	48
2.6.2.2 Distribución Logarítmica Normal	48
2.6.2.3 Distribución multimodal	49

2.6.2.4 Distribución Gamma	50
2.6.2.5 Distribución Logística	51
2.6.2.6 Distribución Loglogística	52
2.7 ANÁLISIS MULTIVARIADO	54
2.7.1 Técnicas de análisis descriptivo	54
2.7.1.1 Análisis de componentes principales	54
2.7.1.2 Análisis factorial	55
2.7.2 Correlación	56
2.7.2.1 Coeficiente de determinación	56
3. DISEÑO METODOLÓGICO	57
3.1 TIPOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	57
3.2 OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN	57
3.3 POBLACIÓN	58
3.4 MUESTRA	58
3.5 RECOLECCIÓN DE DATOS	61
3.5.1 Reporte diario de perforación	61
3.5.2 Registro de desviación del pozo o <i>survey</i>	61
3.5.3 Reporte diario de fluido de perforación	61
3.5.4 Reportes de la Unidad de Geología	62
3.5.5 Informe final de fluidos de perforación	62
3.5.6 Informe final de perforación	62
3.6 HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA	62
3.6.1 Variables del fluido de perforación	64
3.6.1.1 Temperatura de la línea de flujo	64
3.6.1.2 Densidad del fluido de perforación	64
3.6.1.3 Viscosidad de embudo	65
3.6.1.4 Viscosidad plástica	65
3.6.1.5 Punto cedente	65
3.6.1.6 Resistencia de gel	65
3.6.1.7 Filtrado API	66

3.6.1.8 Concentración iónica de hidrógeno (pH)	66
3.6.1.9 Punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación (Pm)	66
3.6.1.10 Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación (Pf)	66
3.6.1.11 Punto final de la alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del fluido de perforación (Mf)	67
3.6.1.12 Concentración de iones cloruro disueltos en el filtrado del fluido de perforación (Cl-)	67
3.6.1.13 Dureza total del filtrado del fluido de perforación	67
3.6.1.14 Prueba de azul de metileno	68
3.6.1.15 Cantidad de arena	68
3.6.1.16 Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica	69
3.6.1.17 Contenido de agua	69
3.6.1.18 Contenido de aceite	69
3.6.1.19 Contenido de sólidos	70
3.6.1.20 Índice de flujo del fluido (n)	70
3.6.1.21 Índice de consistencia del fluido (K)	71
3.6.2 Análisis del comportamiento direccional	71
3.6.2.1 Inclinación	71
3.6.2.2 Azimut	71
3.6.2.3 Cambio angular de la perforación (DLS)	72
3.6.3 Eventos	72
3.6.3.1 Restricción	72
3.6.3.2 Apoyo	72
3.6.3.3 Torque errático	72
3.6.3.4 Arrastre	72
3.6.3.5 Pérdidas de circulación	72
3.6.3.6 Empaquetamiento	73
3.6.3.7 Pega diferencial	73
3.6.3.8 Pega de tubería	73
3.6.3.9 Intento de pega de tubería	73
3.6.3.10 Intento de empaquetamiento	73

3.6.4 Secciones de perforación	74
3.6.4.1 Primera sección: 17 ½”	74
3.6.4.2 Segunda sección: 12 ¼”	74
3.6.4.3 Tercera sección: 8 ½”	74
3.7 INTERPRETACIÓN DE DATOS	74
3.8 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN	75

4. SELECCIÓN DE LAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS Y VARIABLES CRÍTICAS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES	77
4.1.1 Variables del fluido de perforación	77
4.1.1.1 Temperatura de la línea de flujo	77
4.1.1.2 Densidad del fluido de perforación	79
4.1.1.3 Viscosidad de embudo	81
4.1.1.4 Viscosidad plástica	82
4.1.1.5 Punto cedente	84
4.1.1.6 Resistencias de gel	85
4.1.1.7 Filtrado API	87
4.1.1.8 Concentración iónica de hidrógeno (pH)	88
4.1.1.9 Punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación (Pm)	90
4.1.1.10 Punto final de la fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación (Pf)	91
4.1.1.11 Punto final de la alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del fluido de perforación (Mf)	92
4.1.1.12 Concentración de cloruros en el filtrado del fluido de perforación	93
4.1.1.13 Dureza total del filtrado del fluido de perforación	94
4.1.1.14 Prueba de azul de metileno	95
4.1.1.15 Contenido porcentual de arena	96
4.1.1.16 Contenido de sólidos	97
4.1.1.17 Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica	99
4.1.1.18 Contenido de aceite	100
4.1.1.19 Contenido de agua	101

4.1.1.20 Índice de flujo del fluido	102
4.1.1.21 Índice de consistencia del fluido	103
4.1.1.22 Pérdidas del fluido de perforación	104
4.1.2 Análisis del comportamiento direccional	106
4.1.2.1 Inclinación	106
4.1.2.2 Azimut	107
4.1.2.3 Cambio angular de la perforación (DLS)	107
4.1.3 Análisis de eventos sucedidos durante la perforación	108
4.1.4 Comparación con los costos diarios	109
4.2 SELECCIÓN DE UNIDADES OPERACIONALES CRÍTICAS PARA LA ESTABILIDAD	110
4.3 SELECCIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS	110
4.3.1 Correlaciones	111
4.3.1.1 Todo el intervalo de perforación	112
4.3.1.2 Unidad Lutita E3	114
4.3.1.3 Unidad Lutita E4	116
4.3.1.4 Unidad K1 Superior	117
4.3.1.5 Unidad K1 Inferior	119
4.3.2 Análisis de componentes principales	121
4.3.3 Análisis factorial	122
4.4 CASO DE ESTUDIO	128
5. PLANTEAMIENTO PARA EL SEGUIMIENTO DE VARIABLES	134
5.1 Rangos operativos de las variables	134
5.2 Metodología	136
5.2.1 Durante toda la perforación	138
5.2.1.1 Resistencia de Gel	138
5.2.1.2 Pérdidas del fluido de perforación en superficie	138
5.2.1.3 Temperatura de línea de flujo	138
5.2.1.4 Contenido de sólidos	139
5.2.1.5 Filtrado API	139

5.2.1.6 Prueba de azul de metileno	139
5.2.1.7 Tasa de perforación	140
5.2.2 Sección de 12 ¼"	140
5.2.2.1 Salinidad	140
5.2.2.2 Lutita E3	140
5.2.2.3 Lutita E4	140
5.2.3 Sección de 8 ½"	141
5.2.3.1 Densidad	141
5.2.3.2 Sólidos	141
5.2.3.3 Resistencia de Gel	141
6. CONCLUSIONES	143
7. RECOMENDACIONES	145
BIBLIOGRAFÍA	146

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Castilla.	26
Figura 2. Columna estratigráfica del Campo Castilla.	27
Figura 3. Producción histórica de crudo Campo Castilla	34
Figura 4. Ventana operacional del fluido de perforación.	38
Figura 5. Esfuerzos para cada régimen de fallas.	42
Figura 6. Histograma de probabilidad	47
Figura 7. Distribuciones continuas de probabilidad	47
Figura 8. Curva de distribución normal	48
Figura 9. Distribuciones logarítmicas normales	49
Figura 10. Distribuciones de Weibull	50
Figura 11. Curvas de distribución gamma	51
Figura 12. Curva de distribución de probabilidad logística	52
Figura 13. Curvas de distribución loglogística	53
Figura 14. Etapas de la investigación.	76
Figura 15. Cáliper y ventana operacional del fluido de perforación para un pozo Z en el Campo Castilla.	131
Figura 16. Ventana operacional del fluido de perforación para un pozo X.	132
Figura 17. Diagrama de organización de variables.	137

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Gráfica de TVD vs. Temperatura de la línea de flujo.	78
Gráfico 2. Histograma de la temperatura de flujo.	79
Gráfico 3. Gráfica TVD vs. Densidad del fluido de perforación.	80
Gráfico 4. Histograma de la densidad del fluido de perforación.	80
Gráfico 5. Gráfica de TVD vs. Viscosidad de embudo.	81
Gráfico 6. Histograma para viscosidad de embudo	82
Gráfico 7. Gráfica de TVD vs. Viscosidad plástica.	83
Gráfico 8. Histograma para la viscosidad plástica	83
Gráfico 9. Gráfica de TVD vs. Punto cedente.	84
Gráfico 10. Histograma para el Punto cedente.	85
Gráfico 11. Gráfica de Resistencias de Gel vs TVD.	85
Gráfico 12. Histograma para Resistencia de Gel de 10 segundos.	86
Gráfico 13. Histograma para Resistencia de Gel de 10 minutos.	86
Gráfico 14. Histograma para Resistencia de Gel de 30 minutos.	87
Gráfico 15. Gráfica de TVD vs. Filtrado API.	88
Gráfico 16. Histograma para el Filtrado API.	88
Gráfico 17. Gráfica de TVD vs. pH.	89
Gráfico 18. Histograma para el pH.	89
Gráfico 19. Gráfica de TVD vs. Pm.	90
Gráfico 20. Histograma para Pm.	90
Gráfico 21. Gráfica de TVD vs. Pf.	91
Gráfico 22. Histograma para Pf.	91
Gráfico 23. Gráfica de TVD vs. Mf.	92
Gráfico 24. Histograma para Mf.	92
Gráfico 25. Gráfica de TVD vs. Cloruros.	93
Gráfico 26. Histograma para el contenido de Cloruros.	94
Gráfico 27. Gráfica de TVD vs. Dureza total.	94
Gráfico 28. Histograma para dureza total.	95
Gráfico 29. Gráfica de TVD vs. Prueba de azul de metileno.	95
Gráfico 30. Histograma para la prueba de azul de metileno.	96
Gráfico 31. Gráfica de TVD vs. Contenido porcentual de arena.	97
Gráfico 32. Histograma para el contenido porcentual de arena.	97
Gráfico 33. Gráfica de TVD vs. Sólidos corregidos.	98
Gráfico 34. Histograma para el contenido porcentual de sólidos corregidos.	98
Gráfico 35. Gráfica de TVD vs. Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica	99
Gráfico 36. Histograma para porcentaje de sólidos de baja gravedad específica.	99
Gráfico 37. Gráfica de TVD vs. Contenido de aceite.	100
Gráfico 38. Histograma para el contenido de aceite.	100
Gráfico 39. Gráfica de TVD vs. Contenido de agua.	101

Gráfico 40. Histograma para el contenido de agua.	101
Gráfico 41. Gráfica de TVD vs. Índice de flujo del fluido.	102
Gráfico 42. Histograma para el Índice de flujo del fluido.	102
Gráfico 43. Gráfica de TVD vs. Índice de consistencia del fluido.	103
Gráfico 44. Histograma para del índice de consistencia del fluido.	103
Gráfico 45. Pérdidas del fluido de perforación vs profundidad.	104
Gráfico 46. Histograma para pérdidas en superficie.	104
Gráfico 47. Histograma para pérdidas en subsuelo.	105
Gráfico 48. Comportamiento de la inclinación en cada unidad litológica.	106
Gráfico 49. Comportamiento del Azimut para cada unidad litológica.	107
Gráfico 50. Comportamiento del cambio angular de la perforación por unidades litológicas.	108
Gráfico 51. Profundidad de ocurrencia de eventos operacionales según el tipo y unidad litológica.	109
Gráfico 52. Costo diario de la perforación según el tipo y unidad litológica.	110
Gráfico 53. Valores observados y predichos por la correlación para todo el pozo.	114
Gráfico 54. Valores observados y predichos por la correlación para la Lutita E3.	116
Gráfico 55. Valores observados y predichos por la correlación para la Lutita E4.	117
Gráfico 56 Valores observados y predichos por la correlación para K1 Superior.	119
Gráfico 57. Valores observados y predichos por la correlación para K1 Inferior.	121
Gráfico 58. Componente 2 vs Componente 1.	122
Gráfico 59. Factor 4 vs. Factor 1.	128
Gráfico 60. Ventana operacional del fluido de perforación del pozo H.	129

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características de los pozos de estudio.	58
Cuadro 2. Propiedades de los fluidos	63
Cuadro 3. Propiedades direccionales	63
Cuadro 4. Otras variables analizadas	63
Cuadro 5. Eventos	64
Cuadro 6. Proporción de pérdidas en subsuelo y superficie.	105
Cuadro 7. Abreviaturas y unidades de las variables en las correlaciones.	111
Cuadro 8. Valores característicos y porcentajes de varianza para cada factor.	123
Cuadro 9. Comunalidades de las variables.	124
Cuadro 10. Variables más significativas en los factores.	125
Cuadro 11. Variables más importantes según su peso ponderado.	127
Cuadro 12. Comportamiento de variables según la planeación.	135
Cuadro 13. Variables de seguimiento para el Campo Castilla.	142

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Distribución normal	48
Ecuación 2. Función de probabilidad de la distribución Lognormal	49
Ecuación 3. Función de distribución de Weibull acumulativa	50
Ecuación 4. Distribución gamma	50
Ecuación 5. Función gamma	51
Ecuación 6. Expresión estandarizada de la distribución logística	52
Ecuación 7. Función de probabilidad loglogística	53
Ecuación 8 Determinación de componentes principales	55
Ecuación 9. Modelo factorial	55
Ecuación 10. Coeficiente de determinación.	56
Ecuación 11. Porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad específica	69
Ecuación 12. Ley de potencia	70
Ecuación 13. Índice de flujo del fluido	71
Ecuación 14. Índice de consistencia del fluido	71
Ecuación 15. Correlación del costo diario para toda la perforación.	112
Ecuación 16. Correlación del costo diario para la Unidad Lutita E3.	115
Ecuación 17. Correlación del costo diario para la Unidad Lutita E4.	116
Ecuación 18. Correlación del costo diario para la Unidad K1 Superior.	118
Ecuación 19. Correlación del costo diario para la Unidad K1 Inferior.	120
Ecuación 20. Peso ponderado de las variables.	126

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
BHA	Ensamblaje de fondo (<i>Bottom Hole Assembly</i>)
Bls	Barriles
Ft	Pies
mD	Milidarcys
Mf	Naranja de metilo del filtrado del fluido de perforación
MMBls	Millones de barriles
Pf	Fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación
Pm	Fenolftaleína del fluido de perforación
Mf	Naranja de metilo del filtrado del fluido de perforación
ROP	Tasa de perforación (<i>Rate of perforation</i>)
Rpm	Revoluciones por minuto
pH	Concentración iónica de hidrógeno
LGS	Sólidos de baja gravedad específica (<i>Low Gravity Solids</i>)
°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Celsius
ppg	Libras por galón (<i>Pounds per gallon</i>)
cP	CentiPoise
lb	Libras
mL	Mililitros
cm³	Centímetros cúbicos
mg	Miligramos
s/qt	Segundos por cuarto de galón
Cl⁻	Concentración de iones cloruro
MBT	Prueba de azul de metileno
n	Índice de flujo del fluido de perforación
K	Índice de consistencia del fluido de perforación
DLS	Cambio angular de la perforación
R²	Coeficiente de determinación
PC	Punto cedente

Vp	Viscosidad plástica
10seg	Resistencia de gel a 10 segundos
10min	Resistencia de gel a 10 minutos
30min	Resistencia de gel a 30 minutos
ECD	Densidad equivalente de circulación (<i>Equivalent Circulating Density</i>)
MD	Profundidad medida (<i>Measured Depth</i>)
TVD	Profundidad vertical verdadera (<i>True Vertical Depth</i>)

GLOSARIO

CORRELACIÓN: es la existencia de una relación o dependencia ente dos variables.

COVARIANZA: tendencia de dos variables aleatorias a desplazarse juntas en un mismo sistema.

DEFORMACIÓN: cambio en la forma y tamaño de un cuerpo.

DENSIDAD: relación existente entre la masa de un cuerpo o sustancia por unidad de volumen.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR: también conocida como varianza, medida de la dispersión de los datos de una determinada variable respecto a su media.

ESFUERZO: es un tensor de segundo rango que describe la densidad de fuerzas que actúan en todas las superficies que pasan a través de un punto dado.

FALLA: es una superficie o zona estrecha en la corteza terrestre a lo largo de la cual un lado se ha movido en relación al otro en dirección paralela a la superficie o zona. Es una superficie de ruptura de la corteza terrestre en la que se aprecia un desplazamiento.

FLOCULACIÓN: Propiedad de asociación de las partículas en suspensión en un fluido de perforación, cuando éste se encuentra en reposo.

GEOMECÁNICA: estudia cómo interactúan las rocas, los esfuerzos, las presiones y las temperaturas, para resolver problemas en campos de petróleo, tales como la inestabilidad del pozo.

GRADIENTE DE PRESIÓN: es la variación de la presión con la profundidad vertical verdadera para una zona dada.

INESTABILIDAD: puede considerarse como el colapso de la pared del pozo o, en algunos casos, la pérdida del fluido de perforación hacia la formación.

MEDIA: promedio aritmético de un conjunto de datos.

MEDIANA: medida que indica el valor central del conjunto de datos de manera que no se vea afectado por valores externos.

MODA: valor que ocurre con mayor frecuencia en un conjunto de datos.

PEGA DE TUBERÍA: se denomina cuando la sarta de perforación no puede ser rotada o movida en sentido vertical.

PELITAS: rocas sedimentarias formadas por grano muy fino, menores que 0.0625 mm, depositadas en ambientes acuosos de baja energía,

PISTONEO: aumento de la presión hidrostática en el fondo del pozo durante la corrida de la tubería u otras herramientas, debido a la diferencia de velocidades durante el movimiento del fluido perforación contra la sarta.

PRESIÓN DE COLAPSO: mínima presión a una profundidad dada para soportar las paredes del pozo.

PRESIÓN DE FRACTURA: presión a una profundidad dada a partir de la cual se generan fracturas por exceder la resistencia de tensión de la roca.

PRESIÓN DE PORO: es el potencial hidráulico que actúa dentro de un espacio poroso interconectado en una profundidad dada. Es la presión que ejerce el fluido dentro de la roca a una profundidad y en un momento dado.

PRESIÓN DE SOBRECARGA: equivalente al esfuerzo vertical, es la presión ejercida por el peso de la columna litológica que yace por encima del punto de interés a una profundidad dada. Incluye el peso de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

PRESIÓN: fuerza por unidad de área ejercida perpendicular al plano sobre el que se considera.

PONDERACIÓN: Es la acción de asignar un determinado valor a una variable, según su importancia dentro de un conjunto de datos.

SUABEO: disminución de la presión total del pozo durante el movimiento de sacar la tubería u otras herramientas tubulares del pozo.

TITULACIÓN: también conocida como valoración es un método utilizado para determinar la concentración de una muestra desconocida en función en una muestra con concentración conocida.

VARIANZA: es una medida de la dispersión de los datos de una determinada variable respecto a su media.

RESUMEN

El Campo Castilla, ubicado en la Cuenca de los Llanos, es un campo que cuenta con una larga historia de producción y en el cual se han perforado un gran número de pozos. Durante la perforación, los problemas relacionados con la estabilidad del pozo han presentado altos tiempos no productivos, aumentando significativamente el costo de la perforación. El propósito del trabajo de grado es plantear una metodología que permita hacer un seguimiento de la estabilidad mecánica del pozo durante la perforación.

Con la información disponible de ocho pozos de estudio perforados en este campo, se emplearon técnicas de análisis estadístico multivariado para la identificación de zonas que presentan inestabilidad. A partir de los resultados se propone el seguimiento de unos parámetros de control, que minimicen inconvenientes de estabilidad de pozo de manera preventiva, los parámetros empleados son indicadores indirectos de la estabilidad de pozo, pero que se ven altamente relacionados con esta desde un punto de vista estadístico.

Se identificaron cuatro zonas que presentan mayores problemas de inestabilidad y se caracterizaron las variables del fluido de perforación más importantes que inciden de manera significativa en el costo diario de perforación, que fue la variable de respuesta elegida.

Palabras clave: metodología, estabilidad mecánica, análisis multivariado, Campo Castilla, Cuenca Llanos.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo aborda el tema de la estabilidad mecánica de pozo durante la perforación, se considera inestabilidad cuando no se mantiene el tamaño, la forma ni la integridad del pozo, es uno de los principales problemas que se tienen durante la perforación. En los pozos de estudio los problemas de inestabilidad se manifestaron con derrumbes de la formación, tortuosidad, restricciones, intentos de empaquetamiento y pegas por empaquetamiento, entre otros, de los cuales algunos tuvieron como última acción remedial la realización de desviaciones de pozo.

La estrategia empleada para la selección de las formaciones geológicas y de los parámetros de control, fue la realización de un análisis estadístico multivariado con la información recopilada de ocho pozos de estudio, en el cual se tuvieron en cuenta propiedades del fluido de perforación, análisis del comportamiento direccional y unos eventos seleccionados de la muestra de estudio que se relacionan con la inestabilidad de pozo. Cabe resaltar que la selección de estos parámetros de control se hace de manera estadística, teniendo en cuenta la relevancia que tienen respecto a una variable de respuesta elegida, son indicadores indirectos de la inestabilidad de pozo, pero que se ven, de manera estadística, altamente relacionados con ésta.

La recopilación de la información mencionada se obtuvo de reportes diarios de perforación, del informe final de fluidos de perforación, registros de incidentes, registros de desviación de pozo, entre otros, disponibles en la información suministrada y que estuvieran en formato numérico, más no gráfico.

El actual trabajo se realizó con el interés de plantear una metodología que permita la identificación de zonas o formaciones geológicas críticas, la cual, mediante el control de unos indicadores indirectos de inestabilidad, permita el seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación de futuros pozos en el Campo Castilla.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una metodología para el seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación en el Campo Castilla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir el marco geológico del Campo Castilla.
2. Presentar las propiedades geomecánicas relacionadas con la estabilidad mecánica del pozo durante la perforación.
3. Revisar la información de planeación y desarrollo de ocho pozos perforados en el Campo Castilla.
4. Seleccionar las variables con mayor correlación para la prevención de inestabilidad durante la perforación a partir de ocho pozos de estudio.
5. Plantear una metodología para el seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación con la información disponible.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

En el presente capítulo se describe el marco geológico del Campo Castilla, ubicado en el municipio de Castilla La Nueva, en el Departamento del Meta. Se narra la historia del Campo, se presenta su localización, se detalla en aspectos tales como la columna estratigráfica, geología estructural y del petróleo. Para finalizar, se muestra una recopilación de la historia de producción del Campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Con la llegada de la empresa TROCO (*Tropical Oil Company*) como pionera, se inician las actividades de exploración y estudios petroleros en el Municipio de Castilla La Nueva. Posteriormente, la compañía Shell en 1945 llega para continuar con los trabajos de exploración; la creación de sus campamentos y vías de acceso dieron al municipio bienestar y prosperidad, atrayendo el interés de otras compañías petroleras interesadas en los recursos de este poblado¹.

La compañía *Chevron Petroleum Company* inició actividades de exploración en 1962 en asociación con Cubarral gracias al convenio que existía, y en el año de 1969 descubre el Campo Castilla bajo el contrato de concesión Cubarral. Sin embargo, solo hasta el año 1975 inició actividades de perforación y explotación del mismo bajo un contrato de asociación Cubarral, en el cual participaban Ecopetrol y Chevron con 50 % cada uno².

El contrato de asociación firmado el 1 de julio de 1973, entregó un área de 97.450 hectáreas, jurisdicción de los municipios Castilla La Nueva y Acacías en el Meta, abarcando la explotación de los Campos Castilla y Chichimene. De ellos, luego de 22 años de operación por la multinacional, se habían extraído 79 millones de barriles de la Formación Guadalupe mediante 39 pozos productores³.

Una vez finalizado el contrato de asociación, en el año 2000 Ecopetrol asumió el comando de la operación del Campo Castilla. Fue un gran reto debido a que era el primer contrato de asociación que finalizaba en el país, a la implementación de un plan rentable para la nación, a un clima desfavorable para la extracción de crudos pesados y a la restricción legal para la quema⁴. Es una labor que se sigue desempeñando con éxito hasta el día de hoy.

¹ ALCALDÍA DE CASTILLA LA NUEVA – META. Información general {En línea}. Disponible en: http://www.castillalanueva-meta.gov.co/informacion_general.shtml#economia.

² ECOPETROL S.A. Carta Petrolera noviembre 2003 – enero 2004 {En línea}. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm.

³ EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. {En línea} Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>.

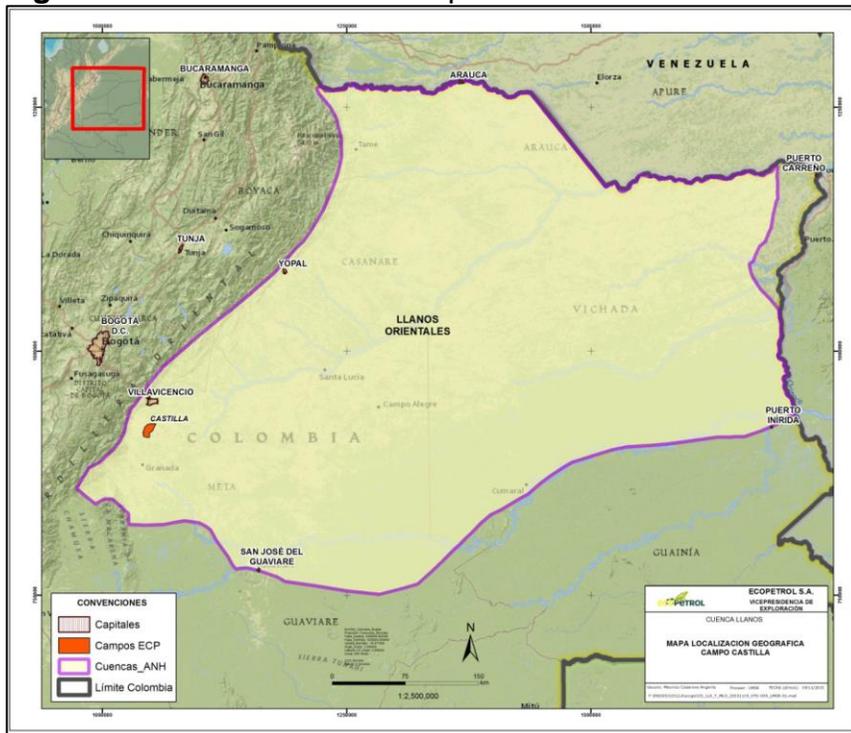
⁴ ECOPETROL S.A. Carta petrolera noviembre 2003 – enero 2004, Op. cit,

En 2016 el presidente de Ecopetrol⁵ anunció la intensificación de las operaciones de perforación y explotación de pozos de crudo, para lo cual en el Campo Castilla se perforarían 35 nuevos pozos.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo se encuentra ubicado en Colombia, en la Cuenca de los Llanos. Está dispuesto en las inmediaciones del municipio de Castilla La Nueva, al noroccidente del Departamento del Meta. La **Figura 1** es un mapa donde está señalada la ubicación del Campo Castilla dentro de la cuenca. La ruta de acceso desde Bogotá es tomar la vía a Villavicencio de 124 km, luego hacia Acacias por 29 km, y finalmente dirigirse al municipio de Castilla La Nueva, un trayecto de 25 km para un total de 178 km.

Figura 1. Localización del Campo Castilla.



Fuente: CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca De Los Llanos Orientales. Tesis Magister en Ciencias-Geofísica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2016.

⁵ PORTAFOLIO. Ecopetrol perforará 80 pozos en lo que resta del año {En línea}. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-perforara-80-pozos-en-lo-que-resta-del-2016-499632>.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las características geológicas, espesores promedio, ambientes de depositación y edad de las unidades operacionales de la cuenca de acuerdo con la nomenclatura de Ecopetrol para la zona, conforme al orden de depositación.

1.3.2.1 Unidad K2. Puede ser llamada la Formación Une, presenta un rango de espesores entre 50 y 350 ft. El ambiente depositacional se determinó, a partir de análisis de facies y registros de pozo de la zona, como ríos trezados con macroformas de acreción bien desarrolladas, tales como rellenos de canal y depósitos de desborde dentro de una gran llanura aluvial⁷. Tiene el contacto basal erosivo sobre el basamento⁸ económico. Está constituida por arenisca cuarzosa, localmente conglomerática, con intercalaciones de arcilitas y limolitas. A escala de cuenca, las areniscas de la unidad se reconocen de origen fluvial a marino marginal⁹. Se postula para la base una edad Cenomaniano, mientras el tope se define de edad Coniciano¹⁰.

1.3.2.2 Unidad K1 Inferior. Con predominancia de depositación en sistemas deltaicos durante un periodo de transgresión, está constituida por niveles de arenisca y limolita con intercalaciones pelíticas hacia el tope. Posee un contenido variable de glauconita con niveles calcáreos, y su espesor alcanza los 600 ft en algunas zonas, mas en el campo suele estar por los 200 ft¹¹. Equivaldría a la Formación Gachetá, de edad Cretácico Tardío. En la sección de Geología del Petróleo se describen con mayor detalle sus propiedades de roca madre.

1.3.2.3 Unidad K1 Superior. Consta de una secuencia de niveles de limolita y lutita intercalados con arenisca que aumenta hacia el tope. La edad corresponde por estudios palinológicos de la cuenca al Campaniano, con espesores mayores a 200 ft. Es considerada la Formación Guadalupe en otras zonas de la cuenca. Fueron depositados en un ambiente de costa, durante ciclos mayores del mar de progradación, agradación y retrogradación¹². Una caída relativa del nivel del mar marca un cambio a un ambiente depositacional no marino, marcando el límite entre

⁷ ANGARITA J. A. y LEGUIZAMON A. M. Arquitectura estratigráfica de la Unidad K2 mediante integración de información de afloramientos y pozos en los Campos Castilla y Chichimene. En: 3ª Convención Técnica de la ACGGP. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Sogamoso. p. 8.

⁸ CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca De Los Llanos Orientales. Tesis Magister en Ciencias-Geofísica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2016. p. 12.

⁹ SÁNCHEZ, N., *et al.* Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera of Colombia using geochemistry and timing of thrusting and deformation. En: AAPG Bulletin. Agosto, 2015. vol. 99, no. 8, p. 1540.

¹⁰ REYES, Juan, *et al.* Objetivos estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo. Trabajo 10. p. 6.

¹¹ ECOPETROL S.A. Daily Executive Report Pozo G, Colombia. 2014.

¹² COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia En: AAPG Bulletin. Oct 1, vol. 79, no. 10, p. 1421.

el Cretáceo y el Terciario, con un *hiatus*, o pérdida de tiempo por erosión-no sedimentación-degradación, de aproximadamente 20 millones de años.

1.3.2.4 Unidad T2. Está compuesta por niveles de arenisca con intercalaciones de limolita y arcilita. En la parte superior suelen encontrarse trazas de glauconita y depósitos arenosos fluviales. El espesor varía considerablemente a lo largo de la cuenca, para la zona es de 65 ft. Corresponde en otras nomenclaturas a la Formación Mirador, del Eoceno Tardío en un ambiente fluvial o parálico. En otros lugares de la cuenca se reconocen las formaciones Barco y Los Cuervos, no obstante, en la parte occidental de Los Llanos se encuentran restringidas, y no se diferencian en el Campo Castilla.

1.3.2.5 Formación Carbonera. Unidad compuesta por intercalaciones de areniscas y pelitas, dividida operacionalmente en ocho miembros informales-operacionales por Ecopetrol S.A. Estos intervalos difieren de la división de la formación para la zona de Casanare de la Cuenca utilizada en otros campos por las empresas operadoras, debido a que en el Campo Castilla predomina la litología arenosa, dificultando su subdivisión en intervalos similares a los clásicos C8 a C1. El rango de tiempo máximo para la depositación de la formación comprende entre el Eoceno Tardío y el Mioceno Temprano¹³.

- **Unidad “Lutita E4”:** Depositado en un ambiente marino muy somero; posee un espesor que varía considerablemente a lo largo de la cuenca, y es de 500 ft para la zona del Campo. Equivaldría a la Unidad C8 y está compuesto por niveles de lutita con intercalaciones de limolita y arcilita que disminuyen hacia el tope.

- **Unidad T1:** Equivaldría a la Unidad C7, compuesta por niveles de limolita separados por arcilita y arenisca con trazas carbonosas. De tipo regresivo, pasan de un ambiente marino somero a transicional, con espesor promedio de 200 ft.

- **Unidad “Lutita E3”:** Definida por la presencia de lutita conjuntamente con limolita, arcilita y en menor cantidad arenisca, las que aparecen hacia la tope de la unidad. Tiene un espesor promedio de 600 ft, depositado en un ambiente marino. Equivaldría a la Unidad C6 de otras zonas¹⁴.

- **Unidad C2:** Comprendería las Unidades C4 y C5 de otras nomenclaturas, con un espesor promedio de 1300 ft. Podría corresponder a un momento de “alto nivel”, en relación con la Lutita E3 infrayacente. Compuesta por niveles de limolita y arcilita, intercalados con arenisca ligeramente calcárea y lutita. Suele contener glauconita¹⁵.

- **Unidad “Areniscas de Carbonera”:** No necesariamente corresponde a la Unidad C4 de otras nomenclaturas, está más relacionada con la C3 ya que de la primera no siempre son evidentes las características litológicas. Tiene un espesor promedio

¹³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op. cit., p. 49.

¹⁴ PÉREZ, Victor. The Apiay Block Llanos Orientales Basin. En: II Bolivarian Symposium Oil Exploration in Subandean Basins. Part II. Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. 1985. p. 221.

¹⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op. cit., p. 51.

de 300 ft de niveles de arenisca junto con arcilita y limolita. La arenisca aumenta hacia el tope. Se la ha interpretado como de carácter transgresivo, con respecto a la unidad infrayacente.

- **Unidad C1:** Espesor aproximado de 700 ft para el Campo, caracterizada por niveles de arcilita en conjunto con limolita y arenisca hacia el tope. Equivalente a la Unidad C3 de otras nomenclaturas, se la ha interpretado de carácter regresivo, cuenta con la presencia de carbón y minerales accesorios como siderita.

- **Unidad Lutita E:** Compuesto por niveles de arcilita intercalado con limolita y lutita hacia el tope. Corresponde a la Unidad C2 de otras nomenclaturas, y se la ha interpretado como de carácter transgresivo con respecto a la unidad infrayacente. Suele presentarse en el Campo con un espesor de 250 ft.

- **Unidad Areniscas Superiores:** En otras nomenclaturas se conoce C1, compuesta por alternancia de niveles de areniscas poco consolidadas y arcilita con capas de limolita delgadas. En la base se caracteriza por la presencia de limolita. Por el contrario, el tope es marcado por arenisca, e infrayace a la Formación Guayabo. El espesor de 950 ft se considera de carácter regresivo, asociado a un sistema de bajo nivel regional.

1.3.2.6 Formación Guayabo. Presente desde superficie y con espesor promedio para la zona de 1150 ft. La sección inferior está constituida por arcilita con intercalaciones de arenisca y limolita¹⁶, mientras la superior lo está por gravas gruesas a finas intercaladas con depósitos de llanuras de inundación. Su rango máximo de edad comprende desde el Mioceno Tardío hasta el Cuaternario. De acuerdo con este rango, es posible que con este nombre se incluyan varias unidades formacionales equivalentes en otras áreas. En algunas áreas del piedemonte, se diferencian unas lutitas gruesas subyacentes, depositadas durante el Mioceno Medio llamadas “Formación León”, sin embargo, en la zona del Campo Castilla este intervalo no se llega a incluir de forma operacional¹⁷. Una posible explicación puede ser que bien se incluyen en la Formación Guayabo los equivalentes laterales más arenosos y someros de la Formación León, o bien ésta fue erosionada antes de la preservación de las capas de la Formación Guayabo.

1.3.3 Geología Estructural. En la cuenca se han reconocido cinco provincias estructurales¹⁸, el Campo hace parte de la del Meta. El Campo Castilla posee una estructura anticlinal amplia asociada a un alto del basamento; localizado al sudeste del cinturón de pliegues de los Andes. El anticlinal es cortado por fallas normales en

¹⁶ SÁNCHEZ, N., *et al.* Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera of Colombia using geochemistry and timing of thrusting and deformation. *En:* AAPG Bulletin. Agosto, 2015. vol. 99, no. 8, p. 1542.

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, diciembre 2012, p. 52.

¹⁸ REYES, Juan, *et al.* Objetivos estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo. Trabajo 10. p. 22.

la dirección del rumbo en la cresta y limitado por una falla de alto ángulo en la parte oriental¹⁹. La estructura está limitada por una falla inversa. La estructura se encuentra elongada en dirección norte 40 este.

1.3.4 Geología del Petróleo. El estudio de la geología del petróleo se basa en tres procesos necesarios para el entrapamiento de hidrocarburos; la generación, la migración y la acumulación. Todos estos procesos ocurrieron en rocas específicas, descritas a continuación.

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca madre de la cuenca es la Formación Gachetá o Unidad K1 Inferior. Son lutitas con kerógenos tipo II y III, carbono orgánico total (TOC) moderado a excelente entre 0.59 % y más de 3 %, la reflectancia de la vitrinita indica que definitivamente tuvo una etapa en la ventana del petróleo durante la orogenia de los Andes en el Mioceno. En la Cuenca, tiene un espesor entre 150 y 600 ft. Fue depositada en el Cenomaniano- Turoniano temprano, es decir en el periodo Cretácico, enmarcados en un aumento global del nivel del mar en conjunción con “condiciones anóxicas de resurgencia”²⁰.

1.3.4.2 Roca Reservorio. En la cuenca hay yacimientos en numerosas formaciones con areniscas; sin embargo, los más productores son aquellos en las Unidades K2, K1 Superior, T2 y T1. El objetivo de perforación en el Campo Castilla suele ser K1 Inferior en primera instancia, con las Unidades K2, K1 superior y T2 como secundarios.

1.3.4.3 Migración. Hubo dos eventos mayores de migración²¹, el primero durante la subsidencia y transgresión marina entre el Eoceno Tardío y el Oligoceno. El segundo comenzó con el aumento general del nivel del mar en el Mioceno²². El último continúa en la actualidad.

1.3.4.4 Roca Sello. Las intercalaciones de lutita de la Unidad K1, así como también los intervalos de lutita de la Formación Carbonera sirven como sellos locales²³. El sello regional era considerado como la Formación León, no obstante, la Unidad Lutita E4 por su extensión local, se reconoce como el mejor sello en el Campo Castilla.

¹⁹ CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca De Los Llanos Orientales. Tesis Magister en Ciencias-Geofísica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2016. p. 34.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op. cit., p. 179.

²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op. cit., p. 180.

²² VAYSSAIRE, A., *et al.* Regional study and petroleum system modeling of the Eastern Llanos Basin. En: Conferencia y exhibición internacional AAPG (8-11, septiembre 2013: Cartagena, Colombia). Memorias. p. 4.

²³ GARCÍA, Diego; SANTOS, Eugenio dos y PENTEADO, Henrique. Controls on petroleum composition in the Llanos Basin, Colombia: Implications for exploration. En: AAPG Bulletin. Agosto, 2015. Vol. 99, no. 8. p. 1506.

1.3.4.5 Trampa. Las estructuras productoras de la cuenca suelen ser bloques de fallas normales, con vergencia al este. Además, hay trampas estructurales perforadas hacia el este de la cuenca con reservas considerables²⁴.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Castilla fue descubierto por la empresa Chevron y explotado en compañía de la empresa Ecopetrol en 1975 bajo un contrato de asociación. Hasta el año 2000 se habían producido 94 millones de barriles de crudo cuyo porcentaje de recobro estaba cercano al 4 % de las reservas estimadas hoy²⁵.

Cuando el contrato de asociación llegó a su fin, el 1 de agosto del 2000 la producción diaria estaba cercana a los 20.000 barriles de crudo por día y se comercializaban para la producción de energía y asfalto. A partir de ese momento Ecopetrol asumió la operación completa del Campo, el cual contaba con dos estaciones de producción para el manejo de 13.400 y 53.000 barriles diarios respectivamente²⁶.

A partir de la operación completa del Campo Castilla por parte de Ecopetrol, la empresa tomó como acción estratégica el transporte del crudo por oleoductos y carrotanques, y decidió la construcción del oleoducto que uniría la estación de Castilla 2 con la estación de bombeo en Apiay. En solo tres años de operación duplicó la producción del Campo, de los 18.000 barriles en el año 2000 a 32.000 barriles en el 2003²⁷.

En el año 2010 el Campo Castilla superó la producción de 100.000 barriles diarios debido a un trabajo de sísmica y ampliación de las facilidades. Aumentaron las expectativas del Campo teniendo un incremento mayor al 500% en comparación con el año 2000, superando su propio récord y consolidándose como el campo que mayor aporte hacía a la producción de Ecopetrol²⁸.

Las formaciones explotadas han sido Une y Gachetá, aunque también se probó de manera exitosa la Formación Mirador como productora de crudo pesado, la cual no ha sido explotada pues se tiene como reserva una vez se agote el crudo de las formaciones que están actualmente en producción²⁹.

²⁴ MORETTI Isabelle, *et al.* Petroleum System Variations in The Llanos Basin Colombia. 2009. p. 2.

²⁵ ECOPETROL S.A. Carta petrolera noviembre 2003 – enero 2004, op, cit.

²⁶ EL TIEMPO. El crudo de Castilla está maduro. {En línea} Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-831019>.

²⁷ ECOPETROL S.A. Carta petrolera noviembre 2003 – enero 2004, op, cit.

²⁸ PORTAFOLIO. Producción petrolera de Campo Castilla, en el Meta, alcanzó récord de 100.000 barriles por día. {En línea} Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/produccion-petrolera-campo-castilla-meta-alcanzo-record-100-000-barriles-dia-359278>.

²⁹ ANH. Cuenca llanos orientales estudio integrado – crudos pesados {En línea} Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>.

Para el año 2016 el Campo Castilla representaba alrededor del 12% de la producción del país y el 21% de la producción de Ecopetrol, único campo que a pesar de la crisis petrolera ha mejorado su producción³⁰.

Según el último informe de Producción Fiscalizada de Crudo 2017, entregado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, la producción del Campo Castilla para marzo de 2017 fue de 72.863 barriles promedio por día calendario³¹.

1.4.1 Método de producción. El mecanismo de producción del Campo Castilla es empuje por agua, se encuentra soportado por un acuífero regional. Este ayuda al mantenimiento de la presión estática y una alta temperatura en fondo; características favorables debido a que el crudo que se produce es aceite negro subsaturado de 13.5° API.

1.4.2 Tiempo de producción. Se iniciaron actividades de extracción en el Campo Castilla en 1975 por la compañía Chevron. En el año 2000 Ecopetrol tomó de manera directa la operación del Campo debido a la finalización del Contrato de Asociación, actividad que no ha dejado de desempeñar; por lo tanto, el Campo Castilla cuenta actualmente con 42 años de producción ininterrumpida.

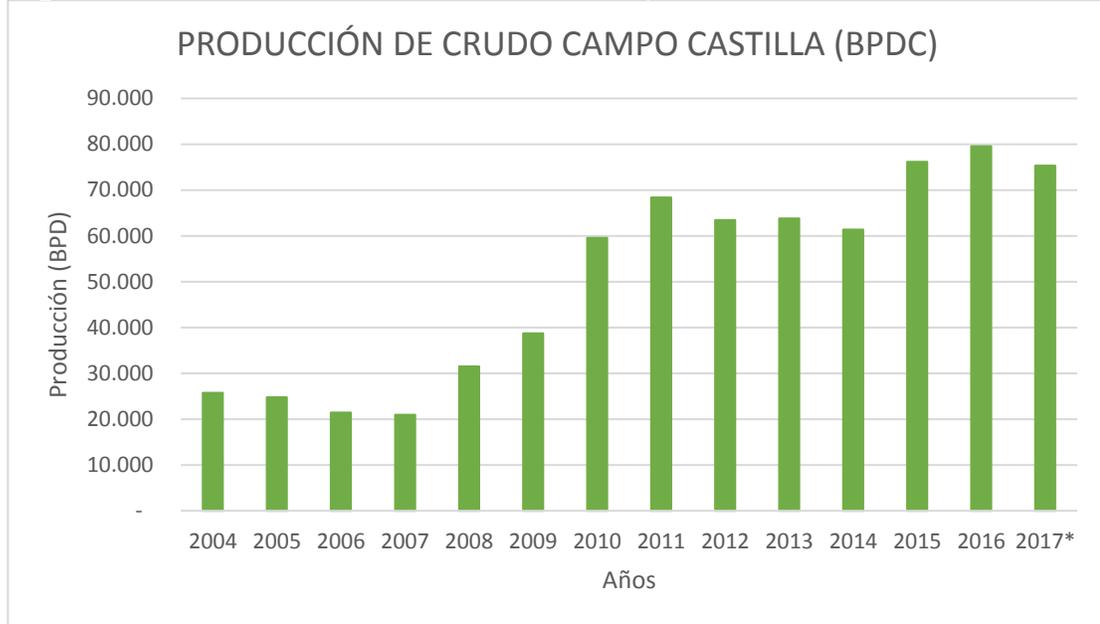
1.4.3 Número de pozos. El Campo Castilla cuenta con más de 500 pozos perforados, de los cuales 362 son pozos productores.

1.4.4 Producción acumulada. La curva histórica de producción, que se aprecia en la **Figura 3**, muestra la producción de crudo en barriles promedio por día calendario del Campo Castilla desde el año 2004 al año 2017 según el último Informe Estadístico Petrolero presentado por la Asociación Colombiana de Petróleo ACP en marzo del 2017. Muestra una tendencia de crecimiento desde el 2004 hasta la fecha.

³⁰ PORTAFOLIO. Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado. {En línea} Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497>

³¹ ANH. Producción fiscalizada de crudo 2017 {En línea} Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>.

Figura 3. Producción histórica de crudo Campo Castilla



Fuente. ACP. Informe Estadístico Petrolero IEP 2017 {En línea} Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La principal unidad productora del Campo Castilla corresponde a la Unidad K2³². Esta unidad está compuesta por cuerpos de arenisca de grano grueso a medio intercalados con delgadas capas de lutitas, depositadas en un ambiente de llanura costera. Esta unidad tiene una porosidad promedio de 20%, permeabilidad en un rango entre 450 md y 2200 md, y un espesor neto de arena entre 0 ft y 350 ft. El petróleo original en sitio para esta unidad en el Campo Castilla fue estimado en 1900 MMBls. La segunda unidad objetivo es K1. Esta unidad está compuesta por delgadas capas de arenisca de grano medio intercaladas con lodolitas. Debido a esta intercalación la Unidad K1 carece de continuidad lateral y sus propiedades petrofísicas no son tan buenas como las de la Unidad K2.

³² FLOREZ, *et al.* First Multilateral Well –TAML Level 4 in Colombia, Castilla Field. 2008, p.2.

2. MARCO TEÓRICO

En el marco de teórico del trabajo se describe la teoría base para el desarrollo de la investigación, para la sustentación de análisis e interpretación de resultados. En este capítulo se da una definición geomecánica de parámetros para tener en cuenta a lo largo del desarrollo del trabajo, entre otras variables pertinentes para la investigación.

2.1 DEFINICIÓN DE GEOMECÁNICA

La geomecánica se puede definir etimológicamente como la mecánica de la Tierra, a partir del prefijo geo- antepuesto a la palabra mecánica. A su vez, esta última tiene como acepción una parte de la física que trata del equilibrio y del movimiento de los cuerpos sometidos a cualquier fuerza. Así, se puede definir a la geomecánica como el estudio del equilibrio y movimiento de la Tierra como efecto de algunas fuerzas.

La geomecánica estudia la interacción de las rocas, los esfuerzos, las presiones y las temperaturas, para resolver problemas en campos de petróleo, tales como la inestabilidad del pozo.

2.1.1 Geomecánica en perforación. A pesar de que sus inicios fueron para la ingeniería civil y de minería, tiene numerosas aplicaciones a la industria de los hidrocarburos. Entre sus aplicaciones durante la fase de exploración y evaluación están la predicción de la presión de poro, volumen de hidrocarburo, potencial de sello de fallas, durante el desarrollo se encuentran diagnosticar problemas y evaluar la perforación, calcular propiedades de las formaciones y esfuerzos en sitio, optimizar la trayectoria de los pozos, y asegurar la estabilidad de ellos.

2.1.2 Momentos de la aplicación de geomecánica en perforación. El estudio de la geomecánica en perforación de pozos petroleros puede considerarse en dos momentos³³, antes de la operación y durante ella. Antes de la perforación se consideran todas las actividades llevadas a cabo para predecir las condiciones que se encontrarán durante la operación, y así reducir y mitigar los posibles eventos que puedan suceder. Para esto se tiene en cuenta la información de la perforación de pozos similares en zonas cercanas, información geológica del área de estudio, análisis de registros de pozo, datos de laboratorio, el modelo geomecánico si lo hay, con el fin de seleccionar la mejor trayectoria, de definir las profundidades de asentamiento de los revestimientos y de calcular una ventana operacional del fluido de perforación. Todas estas acciones son medidas preventivas del riesgo de los incidentes que puedan ocurrir.

³³ ÁNGEL ÁLVAREZ, John Byron. Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, 2012. p. 55.

El hecho de disponer de información antes de la planeación es una ventaja puesto que no se incurre en gastos adicionales al proyecto, además de que se cuenta con mayor tiempo para realizar el análisis. No obstante, existen situaciones en las cuales las condiciones que suceden durante la operación no son las calculadas durante la planeación, y no se tienen planes de acción de contingencia para los eventos específicos. Por ejemplo, en los casos en que no se han perforado muchos pozos en la zona o no tuvieron problemas específicos no se tendrá en cuenta esa posibilidad en la planeación.

Utilizando la información generada de manera convencional durante la perforación, y con datos adicionales solicitados para este fin, se puede realizar un seguimiento a las condiciones encontradas y en caso de discrepar con respecto a la planeación realizar las correcciones necesarias para evitar o mitigar eventos. Dentro de la información recopilada se utilizan las herramientas de registros de pozo durante la perforación (LWD). También, se encuentra la recopilada por herramientas de mediciones tanto de la sarta como de la perforación durante la operación (MWD). Utilizar la información compilada durante la perforación permite reaccionar o incluso prevenir problemas que puedan ocurrir en el pozo. Esto se traduce en disminución de tiempos no planeados y sus costos asociados.

2.2 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS

A continuación, se presentan los parámetros geomecánicos para el seguimiento de la estabilidad mecánica del pozo, se encuentran los tipos de esfuerzos en el pozo y en la formación.

2.2.1 Esfuerzo. El esfuerzo o la intensidad de la distribución de fuerzas internas se define como la relación entre una fuerza que actúa sobre un área dada³⁴. Se reconocen tres tipos de esfuerzos principales: los esfuerzos de tensión son aquellos que tienden a estirar o alargar el material, esfuerzos de compresión que tienden a reducir las dimensiones del material, y los esfuerzos de cizalla, que actúan en dirección oblicua a la dirección del esfuerzo principal.

2.2.1.1 Esfuerzo Tensor. En un cuerpo dado sometido a un sistema de fuerzas es posible definir tres planos en los que solo actúan esfuerzos de manera perpendicular a ellos. De esta forma el tensor de esfuerzos se simplifica a solo tres esfuerzos principales normales a los planos, y así se elimina la necesidad de trabajar con esfuerzos de cizalla. Se identifican los esfuerzos orientados en tres direcciones ortogonales para una descripción completa del estado de los esfuerzos en un punto dado.

2.2.1.2 Esfuerzo Deviatórico. Las distorsiones a los esfuerzos uniformes de compresión y extensión son expresadas por el esfuerzo desviador, que se obtiene de los componentes del esfuerzo normal del esfuerzo tensor.

³⁴ FJAER, Erling. HOLT, Rune. HORSRUD, Per. Petroleum related rock mechanics. 2a Edición. Amsterdam, Holanda, 2008. p.3.

Se definen en términos generales cuatro parámetros que describen el estado de esfuerzos *in situ* a determinada profundidad:

- **Esfuerzo Vertical:** El esfuerzo vertical corresponde al peso de sobrecarga, actúa en dirección vertical.
- **Esfuerzo horizontal máximo:** actúa sobre el plano horizontal.
- **Esfuerzo horizontal mínimo:** actúa sobre el plano horizontal a 90° del esfuerzo horizontal máximo.
- **Orientación de esfuerzos:** Normalmente se toma el azimut del esfuerzo horizontal máximo.

Cuando un pozo es perforado, los esfuerzos originales de la roca se redistribuyen debido a la presión ejercida por el fluido de perforación, los esfuerzos después de la perforación son:

- **Esfuerzo radial:** actúan en todas las direcciones perpendiculares a la pared del pozo, es debido a la presión ejercida por el fluido de perforación.
- **Esfuerzo axial:** Actúa en paralelo al eje del pozo
- **Esfuerzo tangencial:** Actúa alrededor de todo el pozo

2.2.1.3 Determinación de los esfuerzos *in situ*. Es imposible medir el esfuerzo tensor directamente, sin embargo, algunos componentes pueden ser estimados observando los procesos de deformación asociados con los esfuerzos³⁵. Se hace basado en un análisis de ruptura del pozo, se utiliza la localización de las fracturas hidráulicas inducidas por perforación, y se pueden determinar mediante registros de pozo.

2.2.2 Deformación. La deformación de un sólido es definida como la compresión o extensión de un material debido a los esfuerzos, puede expresarse como una relación entre el cambio de longitud respecto a la longitud inicial.

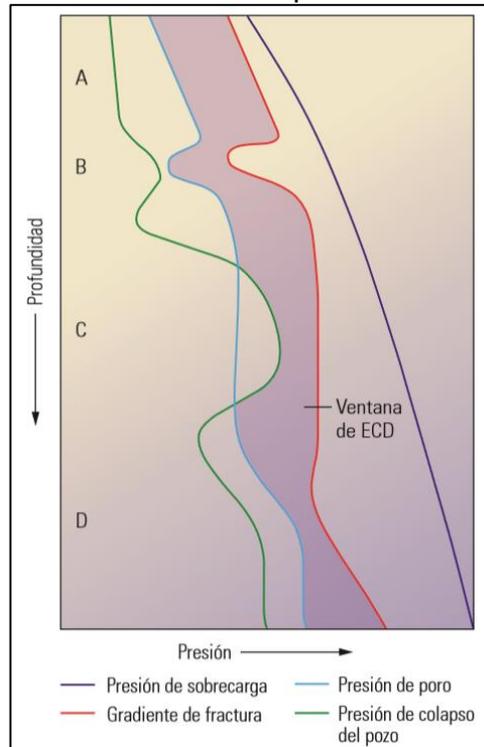
2.3 ESTABILIDAD DEL POZO DURANTE LA PERFORACIÓN

Un pozo estable durante la perforación se puede considerar como aquel en que la densidad del fluido de perforación ejerce una presión estática o dinámica sobre la formación de tal forma que se encuentre dentro de los límites de la ventana operacional. Es decir, que intente reestablecer la presión y esfuerzos que existían en la roca antes de la perforación. Al mantener la densidad del fluido de perforación dentro de los límites se evitan problemas relacionados con la falla mecánica de las formaciones alrededor del pozo.

³⁵ NAUROY, Jean-Francois. Geomechanics applied to the petroleum industry. Paris, Francia: Ediciones Technip, 2011. p. 52.

2.3.1 Ventana operacional del fluido de perforación. Se podría definir la ventana como el rango de densidades equivalentes o presiones que debe tener el fluido de perforación, para evitar problemas operacionales. En la **Figura 4** se observa un ejemplo de una ventana operacional del fluido de perforación. A una profundidad dada la ventana operacional es la diferencia entre la máxima densidad equivalente antes de fracturar hidráulicamente la formación y la mínima para evitar influjos o el colapso del pozo.

Figura 4. Ventana operacional del fluido de perforación.



Fuente: COOK, *et.al.* Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. p. 29

2.3.2 Densidad equivalente. Debido a que hay continuidad hidráulica en los pozos desde el fondo hasta superficie, es posible relacionar la presión ejercida por el fluido con el gradiente lineal necesario para lograr dicha presión. Asimismo, ya que, en condiciones estáticas, por ser una presión hidráulica, es debido a la gravedad, la profundidad vertical verdadera y la densidad del fluido, es posible relacionarla con la última. En condiciones dinámicas, es posible determinar la presión requerida para que fluya el fluido calculando las pérdidas por fricción en el anular, y estas pérdidas, a su vez, convertirlas a una densidad equivalente de circulación.

2.3.3 Presión de Fractura. La ventana operacional del fluido de perforación tiene como límite superior la presión de fractura, como se puede observar en la **Figura 4**, la línea roja conocida también como el esfuerzo de tensión. Si la presión ejercida

por el fluido de perforación la supera ocurrirán pérdidas de circulación debido al fracturamiento hidráulico de la formación al superar el esfuerzo principal mínimo.

2.3.4 Presión de Poro. Existen dos límites inferiores de la ventana como se observa en la **Figura 4**: las líneas azul y verde, que representan la presión de poro y la presión de colapso respectivamente, y en ningún momento se debe ejercer una presión menor a ellos. Cuando la estabilidad del pozo no es una prioridad el límite inferior es la presión de poro, si la presión ejercida por el fluido de perforación no la supera ocurre un movimiento de fluidos desde la formación hacia el pozo. Cuando la presión es equivalente a la ejercida por una columna hidrostática de agua desde superficie se denomina una presión normal. En algunos casos, la presión de poro puede ser menor a la hidrostática (subnormal), y en otros casos mayor que ella o anormal.

2.3.5 Presión de Colapso. Cuando se considera la estabilidad el límite es la presión de colapso, también llamada el esfuerzo de cizalla. Es la presión necesaria para estabilizar la pared del pozo previniendo la producción de derrumbes y cortes excesivos. Cuando la densidad equivalente del fluido de perforación es menor a la presión de colapso se incrementa el tamaño del pozo por falla mecánica de la roca.

2.4 INESTABILIDAD

La inestabilidad del pozo durante la perforación causa problemas en todas las partes del mundo, muchos perforadores se refieren a estos como hueco apretado o incidentes de pega de tubería. Usualmente, son ocasionados por la combinación de muchos factores cuya causa principal de atascamiento es el colapso mecánico del pozo combinado con una falta de limpieza en el hoyo³⁶

2.4.1 Consecuencias. Las consecuencias prácticas de la inestabilidad en pozos se suelen relacionar con el colapso de la pared del pozo en primera medida, o pérdidas del fluido de perforación por fracturas a la formación³⁷. El primer problema puede conllevar a pegas de tubería, pesca de herramientas, desviaciones de pozo y operaciones de rimado. El segundo, en los peores casos, es el precursor de reventones.

2.4.1.1 Colapso de la pared del pozo. El colapso de la pared del pozo se presenta cuando la formación cerca del pozo falla mecánicamente, por falla de cizallamiento y algunas veces por falla de tracción³⁸.

• **Pega por empaquetamiento.** Se denomina “pega de tubería” cuando la sarta no puede ser rotada o sacada del pozo. Las pegas por empaquetamiento ocurren

³⁶ FJAER, Op. cit. p. 309.

³⁷ AADNOY, Bernt S. and ONG, Seehong. Introduction to special issue on Borehole Stability. En: Journal of petroleum science and engineering. vol. 38, no. 3, p. 79-82.

³⁸ FJAER, Op. cit. p.311.

cuando hay un movimiento de la pared del pozo por encima de la broca como resultado de una deformación elástica, consecuencia de que la presión ejercida en las paredes del pozo por el fluido de perforación no es la misma que las presiones originales del subsuelo³⁹. Adicionalmente en regiones donde existe una alta actividad tectónica las formaciones se siguen deformando, lo que hace más difícil el mantenimiento del diámetro del pozo y la estabilidad de las paredes.

- **Operaciones de pesca de tubería.** Las operaciones de pesca consisten en la remoción de cualquier objeto caído o atascado en un pozo, lo cual se conoce como pescado, que interfiere con su correcta operación. Pueden ser clasificados de dos maneras: en hueco abierto, cuando no hay tubería de revestimiento en el área donde está el pescado, o en hueco entubado, cuando el pescado se encuentra dentro de la tubería de revestimiento⁴⁰.

- **Desviaciones de pozo.** Son operaciones que se realizan para desviar la trayectoria original del pozo cuando existen obstrucciones de cualquier herramienta que no se pudo recuperar mediante operaciones de pesca. Cualquiera que sea la obstrucción puede ser debido a problemas operacionales o debido a las propiedades de las formaciones atravesadas⁴¹.

- **Operaciones de rimado.** Son operaciones que ensanchan una determinada sección del pozo. Su objetivo es mantener el diámetro original del pozo, para corregir puntos apretados del pozo que no fueron perforadas con el diámetro de broca adecuado o que quedaron más angostas por el desgaste de la misma. También, se realizan debido a formaciones plásticas que fluyen hacia el interior del pozo, modificando su diámetro⁴².

2.4.1.2 Pérdidas de circulación. Se presentan cuando hay una reducción o ausencia del fluido de perforación, las cuales dependiendo del caudal perdido pueden clasificarse en: filtraciones, pérdida de circulación parcial y pérdida de circulación total⁴³.

Los incidentes de pérdidas de fluido de perforación hacia la formación frecuentemente son consecuencia del método utilizado para perforar un pozo, es decir, si se realiza “sobre-balance” cuando la presión del fluido de perforación es

³⁹ DUNBAR, M. E.; WARREN, T. M. and KADASTER, A. G. Bit Sticking Caused by Borehole Deformation. En: SPE drilling engineering. Dec. vol. 1, no. 6, p. 417-425.

⁴⁰ GOODWIN, Mark O. Fishing. En: EVENT. Sep 22. vol. 44, no. 2, p. 7.

⁴¹ FERNANDEZ, Marcos. ROMERO, Jorge. Curso básico de perforación direccional, p.6.

⁴² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. {En línea} Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/ream.aspx>.

⁴³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. {En línea} Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost_circulation.aspx.

mayor que la presión de poro o “bajo-balance” cuando la presión de dicho fluido es menor que la presión de la formación⁴⁴.

Reventón. Un reventón es un flujo no controlado de fluidos provenientes de las formaciones hacia el pozo, el cual puede ser una mezcla de agua, petróleo y gas. La densidad del fluido de perforación contribuye al mantenimiento de la presión en el pozo; si es insuficiente, pueden ocurrir inlfujos de fluidos hacia el pozo debido a un golpe de presión por la diferencia entre la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y la presión de poro, que de no ser controlados pueden ocasionar un reventón⁴⁵.

2.4.2 Factores que afectan la estabilidad. De forma general, los factores que pueden afectar la estabilidad de un pozo se pueden clasificar de acuerdo con su naturaleza mecánica o fisicoquímica⁴⁶, como se describen a continuación. Además, se mencionan algunas consideraciones de tipo geológico concernientes a la estabilidad de un pozo.

2.4.2.1 Mecánicos. Algunos factores que la afectan son los esfuerzos *in situ*, las propiedades mecánicas de la roca, las variaciones de presión de poro, la densidad del fluido de perforación, la desviación y trayectoria del pozo, efectos térmicos y anisotropía.

- **Esfuerzos *in situ*.** En áreas donde los esfuerzos principales horizontales difieren entre sí considerablemente la dirección del pozo requiere de particular atención para prevenir la inestabilidad del pozo en caso de geometrías inclinadas. La magnitud de los esfuerzos *in situ* son parámetros básicos en el estudio de estabilidad⁴⁷ al ser utilizados por los criterios de falla comúnmente utilizados. Es de particular importancia la confiabilidad de estos parámetros puesto que algunos límites de la ventana operacional del fluido de perforación son afectados por ellos.

- **Propiedades mecánicas de la roca.** Las propiedades tanto de resistencia como de elasticidad de la roca influyen en la estabilidad del pozo en cuanto a que determinan la respuesta a los cambios en los esfuerzos que suceden por las operaciones de perforación. En la práctica se suelen calcular los parámetros de forma indirecta a través de correlaciones con registros de pozo por cuestiones de tiempo y dinero, sin embargo, las mediciones directas en laboratorio, más costosas, son más acertadas⁴⁸.

⁴⁴ COOK, et.al. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. En: NATURE. Oct 11. vol. 347, p. 597.

⁴⁵ *Ibíd.*, p. 597.

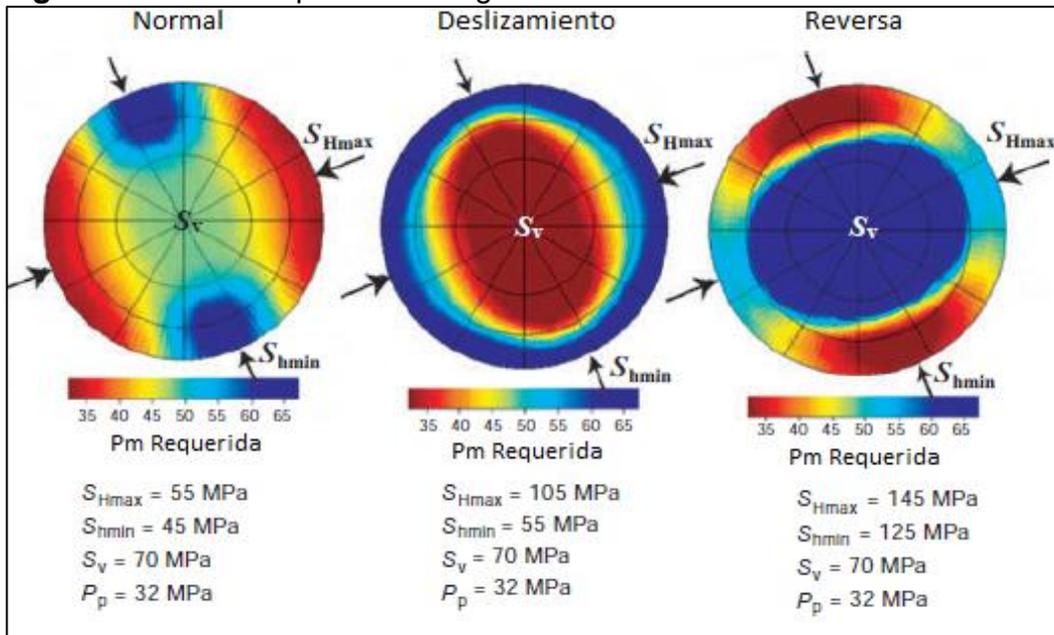
⁴⁶ ZEYNALI, Mohammad Ebrahim. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb.vol. 82-83, p. 120-124.

⁴⁷ AADNOY, Bernt and HANSEN, Ann. Bounds on In-Situ Stress Magnitudes Improve Wellbore Stability Analyses. En: SPE JOURNAL. Jun.vol. 10, no. 2, 2005, p. 115-120.

⁴⁸ ZEYNALI, op, cit.

• **Trayectoria del pozo.** La magnitud de la concentración de esfuerzos alrededor de un pozo depende de su ubicación. Por eso se debe tener en cuenta tanto la magnitud y dirección de los esfuerzos *in situ*, así como la trayectoria del pozo. Para cada azimut e inclinación del pozo existe una ventana operacional, establecida en presiones de colapso y de fractura. En la industria, es convencional utilizar diagramas de contornos, en donde el perímetro representa el azimut del pozo mientras el radio indica la inclinación, y representan el régimen de fallas en el que se encuentra, como muestra la **Figura 5**.

Figura 5. Esfuerzos para cada régimen de fallas.



Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. GB: Cambridge University Press, 2007. p. 241. Modificado por autores.

La **Figura 5** son estereografías en donde se representa la tendencia a generar fracturas inducidas a causa de la presión ejercida por el fluido de perforación. Son un ejemplo de la magnitud y dirección de los esfuerzos *in situ* en ambientes de fallas normal, de deslizamiento y reversas. El esfuerzo vertical, mínimo y máximo horizontal, y la presión de poro hidrostática corresponden a una profundidad de 10,500 m. La escala de colores indica la magnitud de la presión, que ejerce el fluido de perforación sobre las paredes del pozo, requerida para inducir fallas mecánicas en la pared del pozo. Las tonalidades rojas indican que las fracturas inducidas durante la perforación se esperan a densidades del fluido de perforación cercanas a la presión de poro equivalente. Las tonalidades azules indican densidades del fluido de perforación extremadamente altas para iniciar las fracturas.

En el régimen de fallas normal y de deslizamiento la densidad requerida en los tonos azules más oscuros produce un efecto mayor al esfuerzo mínimo, por lo que, de aumentar la densidad en tal magnitud, ocurrirían primero pérdidas de circulación.

En los regímenes de fallas normales y reversas las fracturas inducidas pueden ocurrir con densidades que producen un efecto similar a la presión de poro en pozos altamente desviados, mientras que en el ambiente de fallas de deslizamiento ocurriría en pozos verticales. En el régimen de fallas normal se podrían esperar fracturas en pozos horizontales perforados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

- **Efectos térmicos.** Se ha reconocido que las variaciones de temperatura pueden afectar considerablemente la estabilidad del pozo. La circulación del fluido de perforación en el pozo tiende a reducir la temperatura en fondo debido a que, por el gradiente geotérmico, existe una mayor en el fondo que en superficie después de cierta profundidad. Dicha disminución local de temperatura en el fondo del pozo relaja los esfuerzos compresivos alrededor de él, estableciendo una estabilidad temporal que se puede remover al aumentar la temperatura, por ejemplo, al detener la circulación⁴⁹, dando tiempo a que se alcance el equilibrio térmico. De este modo, existen dispositivos de disminución de temperatura⁵⁰ que pueden reducir la inestabilidad efectivamente.

- **Anisotropía.** Las litologías pelíticas suelen ser susceptibles a la anisotropía debido a la alineación natural de las arcillas y por tanto sus propiedades mecánicas⁵¹, tales como la resistencia, dureza y permeabilidad, varían con la dirección. Así, tiene relevancia la dirección y el ángulo de la perforación puesto que la zona de perforación segura en la ventana del fluido de perforación cambia, usualmente disminuye y se hace más relevante el mantener un control estricto a la densidad efectiva del fluido.

2.4.2.2 Químicos. Se relacionan con formaciones pelíticas, se deben a las interacciones químicas y físicas entre los componentes del fluido de perforación base agua y la formación, que influyen las propiedades mecánicas de la roca. En estos casos tiene particular importancia el tiempo de interacción entre el fluido de perforación y el pozo⁵².

Las interacciones entre el fluido de perforación y las litologías pelíticas afectan directamente la presión de poro, por lo que se desarrolla la inestabilidad. Esto sucede por el intercambio de agua y solutos entre el pozo y la formación. Para que ocurran dichos influjos es necesario que trascorra un tiempo, dependiente de las propiedades de la roca y de los efectos hidrostáticos y osmóticos en ella, por eso es un factor importante a tener en cuenta para el análisis de estabilidad de pozo. Las propiedades de las pelitas más importantes a tener en cuenta son el coeficiente de difusión efectiva, que mide la velocidad con que solutos y agua pueden migrar a

⁴⁹ NAUROY. Op. cit. p. 11.

⁵⁰ MAURY, V. M. and SAUZAY, J-M. Borehole Instability: Case Histories, Rock Mechanics Approach, and Results. Mar 15, 1987.

⁵¹ FJAER. Op. cit., p. 327.

⁵² ZEYNALI. Op. cit.

la formación, un coeficiente de medida de la permeabilidad hidráulica, y uno relacionado con la presión osmótica.

Existen tres fuerzas reconocidas que actúan en la transferencia de agua y solutos entre el pozo y las pelitas. La primera se relaciona con el diferencial de presión hidráulico existente entre el pozo, que ejerce el fluido de perforación, y la presión de poro de la formación. El segundo se conoce como presión osmótica, relacionado con la actividad del agua de los fluidos de perforación y la del agua dentro de las pelitas, que causa el movimiento de agua desde una solución diluida, con alta actividad, hacia una más concentrada de menor actividad. La actividad del agua es una función con una relación inversamente proporcional a la concentración de solutos, y se relaciona con la presión de vapor. Esta fuerza también se reconoce con el nombre de ósmosis química.

Finalmente, existe una fuerza de difusión osmótica que se presenta cuando los fluidos de perforación base agua forman una membrana semipermeable en la interface con las formaciones pelíticas, a través de la cual solutos se pueden transferir en conjunto con el agua, desde una solución de alta concentración a una de baja concentración. Así, tiene relevancia el tipo de solutos a los cuales es permeable dicha membrana, o selectividad, pues pueden desestabilizar la formación. En oposición a estos sistemas, cuando son base aceite la membrana formada es permeable al paso de moléculas de agua mas no de iones y otras moléculas. El balance de las dos fuerzas osmóticas junto a la hidráulica determina el movimiento neto tanto de agua como de solutos⁵³, y por tanto la estabilidad del pozo.

De acuerdo a algunas simulaciones, se pueden reconocer dos modos de falla⁵⁴. El primero es el convencional, también utilizado durante el análisis de estabilidad mecánico, sucede en la pared del pozo. En este caso los efectos hidrostáticos son los dominantes, así que se relaciona con una densidad de fluido de perforación baja. El segundo sucede dentro de la formación, soportado con observaciones tanto de laboratorio como de campo, y puede relacionarse con los planos de fisilidad de las lutitas. Sucede cuando la actividad del fluido de perforación es mayor que la del agua de la formación, debido a que hay un incremento en la presión de poro a alguna distancia de la pared del pozo.

2.4.2.3 Geológicos. En primer lugar, se puede realizar una distinción de la importancia geológica en la estabilidad de un pozo de acuerdo con el tipo de roca. Existen numerosos tipos de rocas, sin embargo, para tener en cuenta durante el análisis de la estabilidad de los pozos se pueden diferenciar los siguientes⁵⁵.

⁵³ SIMPSON, J. P. and DEARING, H. L. Diffusion Osmosis-An Unrecognized Cause of Shale Instability. Feb 23, 2000.

⁵⁴ YU, Mengjiao; CHENEVERT, Martin E. and SHARMA, Mukul M. Chemical-mechanical wellbore instability model for shales: accounting for solute diffusion. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. vol. 38, no. 3, p. 131-143.

⁵⁵ NAUROY. Op. cit. p.92.

- **Lutitas.** Una lutita es una roca de grano fino con tamaño de limo (menos de 0.0625 mm) y arcilla (entre 0.004mm y 0.0625mm) que es "blanda" y físil. Algunas son altamente compresibles y por su composición de minerales arcillosos, algunos pueden absorber agua en su estructura. Durante las perforaciones es la litología más frecuente, tres de cuatro veces, y representa los puntos más importantes de problemas de estabilidad.

- **Areniscas.** Las areniscas son rocas detríticas con granos de tamaño arena, entre 0.0625 mm y 2 mm. No se reconocen operacionalmente como formaciones problemáticas durante la perforación, a excepción de cuando la formación no está consolidada o lo está pobremente. En ese caso la roca está sujeta a la erosión hidráulica por el fluido y mecánica por el contacto con la sarta. También, puede acarrear problemas de pega diferencial por la diferencia de presiones cuando el revoque es grueso.

Además de los tipos de roca, existen situaciones en las que las características de las formaciones son tales que las asunciones realizadas para la determinación de parámetros geomecánicos, cálculos de modelos geomecánicos, y planeación de pozos no son válidas⁵⁶. Sucede cuando la calidad de la sísmica es baja por las características acústicas de las rocas, el régimen tectónico de las áreas varía entre los pozos, por una variabilidad litológica que no es confiable para la predicción de la presión de poro, entre otras. Algunas de las consideraciones a tener en cuenta son:

- **Zonas sobrepresurizadas.** Las zonas de presión anormal pueden ocurrir porque la tasa de litificación es mayor que la de expulsión de fluidos, hay cargas tectónicas que actúan en el desarrollo de la presión de poro, y la generación de fluido dentro de los poros por procesos químicos o de expansión, y térmicos. En regiones con presión de poro anormal disminuye la zona segura de la ventana operacional del fluido de perforación. Esto hace que sea más complicado de perforar la zona debido a que la densidad del fluido de perforación debe ser mayor para que no haya influjos, pero no lo suficiente para producir fracturas hidráulicas.

- **Intercalaciones de carbón.** Los mantos de carbón tienen características desfavorables en cuanto a la estabilidad. Entre ellas está la baja resistencia tensora y modulo elástico, sensibilidad a la presión, y la presencia de fracturas naturales. La presencia de dichas fracturas hace que los bloques de carbón sean discontinuos y no lineales.

- **Formaciones fracturadas.** Las rocas frágiles, tales como carbonatos, pueden estar fracturadas naturalmente, como resultado del proceso de perforación, o una mezcla entre ambas. En estos casos el fluido de perforación entra a las fracturas y aumenta la presión en ellas. A causa de ello se pueden desprender bloques de las formaciones hacia el pozo, colapsando. En algunos casos, si se perfora

⁵⁶ ALMEIDA, J. C., *et al.* Well of the Future: A New Approach to Real-Time Wellbore Stability Monitoring in the Colombian Foothills, 2015. p.1-3.

sobrebalance, la presión dentro de las fracturas puede disminuir el esfuerzo normal permitiendo que los esfuerzos de cizalla desplacen el eje del pozo, con las consecuentes pegas o rupturas de tubería.

- **Alta actividad tectónica.** Debido a que la distribución de esfuerzos difiere para zonas calmadas y zonas tectónicamente activas, se puede presentar inestabilidad. Usualmente se presenta ensanchamiento del pozo por la generación de recortes y derrumbes. Suelen presentarse en regímenes de fallas por desplazamiento, donde el esfuerzo horizontal máximo es mucho mayor que el vertical, y este a su vez mucho mayor que el horizontal mínimo.

2.5 METODOLOGÍA

El diccionario de la Real Academia Española⁵⁷ define una metodología como el "conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica...", y se entiende un método como un modo de actuar. En términos investigativos se entiende un método como los comportamientos e instrumentos utilizados para llevar a cabo un fin, e incluye a las técnicas para realizarlos.

Una metodología entonces es una forma sistemática de resolver un problema. Es decir que incluye los pasos a seguir para solucionar el problema, así como la lógica de utilizarlos. Puede considerarse como una recopilación de métodos, la selección de aquellos relevantes, qué indican, qué significa y porqué sucede el resultado, con el fin de encontrar la mejor solución a un problema dado. Para esto, tiene que tener en cuenta las asunciones de las técnicas y métodos para que, teniendo en cuenta criterios seleccionados, elegir la aplicabilidad a la solución de la dificultad.

En algunos casos las metodologías se componen de los pasos para solucionar un problema específico de manera manual. En otras, el conjunto de pasos se publica en forma de programa computacional para facilidad del seguimiento, que se logra escribiendo la selección de métodos, en forma de algoritmo en algún lenguaje de programación, teniendo en cuenta criterios establecidos.

2.6 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

Las distribuciones de probabilidad indican los posibles resultados gráficos de un experimento. Es importante entender el concepto de variable aleatoria para el entendimiento de las distribuciones de probabilidad, según Walpone "una variable aleatoria es una función que asocia un número real con cada elemento del espacio muestral"⁵⁸. A continuación, se muestran las distribuciones de probabilidad.

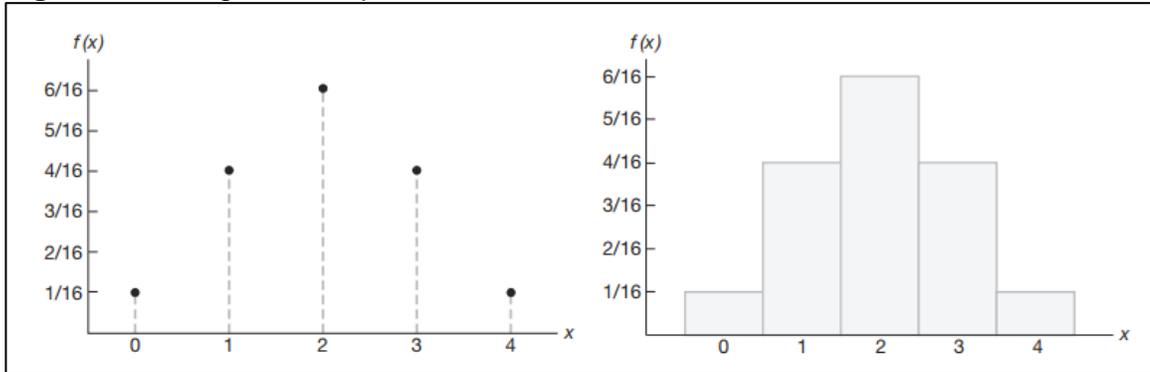
2.6.1 Distribuciones discretas de probabilidad. Una variable aleatoria toma valores con una probabilidad determinada, para graficar dichas variables con su probabilidad, a menudo en lugar de colocar puntos para cada dato, se construyen

⁵⁷ DICCIONARIO DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Ediciones Real Academia Española, Madrid, 2014.

⁵⁸ WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 81.

rectángulos que se centran en determinados valores, como se puede observar en la **Figura 6** a estos gráficos de los denomina histogramas de probabilidad.

Figura 6. Histograma de probabilidad.

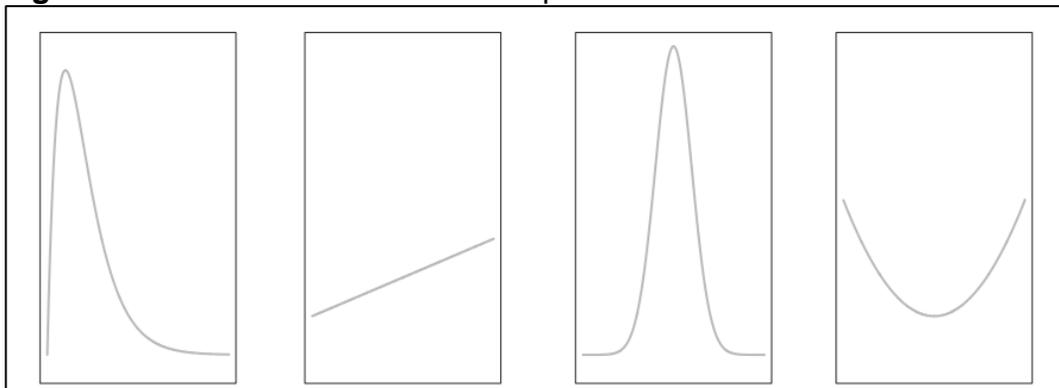


Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p.87.

Las distribuciones de probabilidad discretas modelan el comportamiento de una variable aleatoria de forma gráfica como en un histograma o en forma de tabla o función, este tipo de distribuciones se emplean para predecir la probabilidad de variables discretas, las cuales son variables que tienen valores contables.

2.6.2 Distribuciones continuas de probabilidad. Las distribuciones continuas de probabilidad se presentan con variables continuas, es decir variables que registran en un intervalo continuo de datos, se pueden representar de forma gráfica en histogramas o en forma de función. Estas distribuciones son las que mayores aplicaciones prácticas tienen para el análisis de datos estadísticos. En la **Figura 7** se observan las distribuciones de probabilidad continuas que se encuentran con mayor frecuencia durante el análisis de datos estadísticos y que serán explicadas a lo largo de este capítulo.

Figura 7. Distribuciones continuas de probabilidad.



Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p.88.

2.6.2.1 Distribución Normal. Es la distribución de probabilidad más usada para el análisis y confiabilidad de los datos, también se le conoce como distribución Gaussiana⁵⁹, la cual se puede apreciar en la **Ecuación 1**, donde t es la variable, μ la media y σ la desviación estándar.

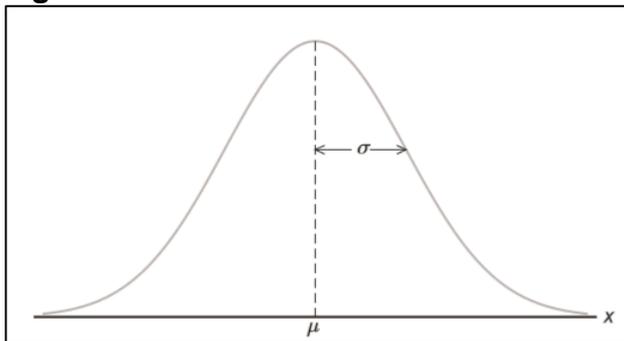
Ecuación 1. Distribución Normal.

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 155.

En la **Figura 8** se puede apreciar la curva de Distribución Normal. Es una campana simétrica con la misma media, mediana y moda; entiéndase por media el promedio aritmético de los datos, mediana la medida del valor central de los datos y moda el valor que se repite con mayor frecuencia. En la figura también se puede observar σ , que corresponde a la desviación estándar la cual es la distancia entre la media y el punto de inflexión, punto donde la curva cambia su tendencia creciente a decreciente.

Figura 8. Curva de Distribución Normal.



Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 173

2.6.2.2 Distribución Logarítmica Normal. Es comúnmente utilizada en sistemas mecánicos de falla, esfuerzos y fatiga, entre otras aplicaciones y al igual que la distribución multimodal intenta modelar ese tipo de comportamientos, donde componentes idénticos están sujetos a idénticas condiciones. Tiene similitudes con la distribución normal pues una variable aleatoria tiene esta distribución cuando el logaritmo de la variable aleatoria tiene una distribución normal⁶⁰. La función de probabilidad lognormal o logarítmica normal se observa en la **Ecuación 2**, donde t'

⁵⁹ WALPOLE. Op. cit. p. 172-173.

⁶⁰ RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 187.

representa el Logaritmo natural de la variable t , μ' es la media de los logaritmos naturales y σ' la desviación estándar de los valores de t'

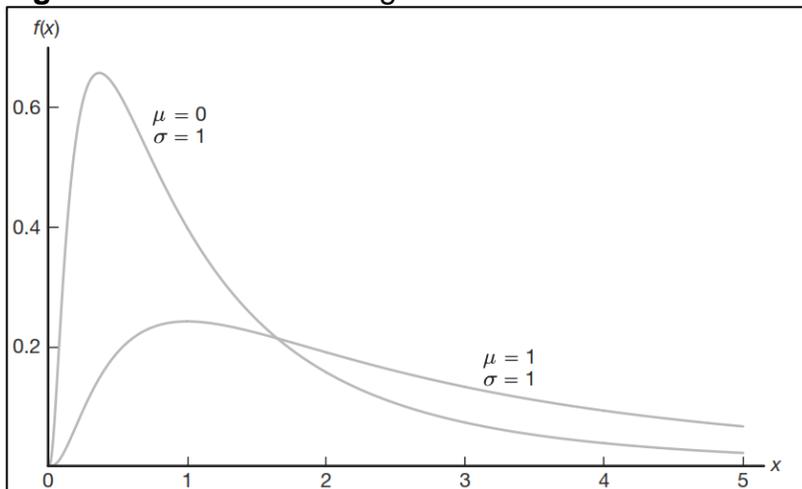
Ecuación 2. Función de probabilidad de la Distribución Lognormal.

$$f(t') = \frac{1}{\sigma' \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t' - \mu'}{\sigma'} \right)^2}$$

Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 187

En la **Figura 9** se aprecia un ejemplo de las gráficas de la Distribución Logarítmica Normal, cuyos ejes están en coordenadas cartesianas. Se observa que, aunque varíe μ la media de los datos y σ la desviación estándar permanezca constante, el área bajo la curva será uno, cuando el eje de las abscisas esté en coordenadas logarítmicas la curva de distribución se verá como la **Figura 8** una distribución de probabilidad normal.

Figura 9. Distribuciones logarítmicas normales.



Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 202

2.6.2.3 Distribución multimodal. También conocida como Distribución de Weibull, se utiliza para predecir el comportamiento de componentes idénticos bajo idénticas condiciones pero que fallaran en diferentes e impredecibles momentos⁶¹. En la **Ecuación 3** se observa el parámetro de forma β , también conocido como la pendiente, el cual es la media de la distribución y debe ser mayor que cero, X la variable aleatoria y el parámetro α es un número de eventos específicos definido por la investigación, el cual también debe ser mayor que cero.

⁶¹ WALPOLE, Op. cit. p. 203.

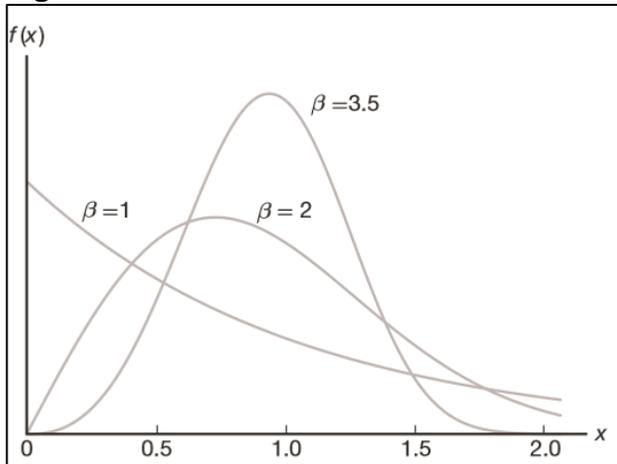
Ecuación 3. Función de Distribución de Weibull acumulativa.

$$F(x) = 1 - e^{-\alpha x^\beta}, \quad \text{para } x \geq 0,$$

Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 204

En la **Figura 10** se ilustran las curvas representativas para la Distribución de Weibull, las cuales muestran variaciones en el parámetro β para un valor constante del parámetro α igual a uno, se observa que las curvas cambian considerablemente con la modificación del parámetro β y que cuando este parámetro toma un valor igual a uno su distribución adopta la forma de la distribución exponencial.

Figura 10. Distribuciones de Weibull.



Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 204

2.6.2.4 Distribución Gamma. La Distribución Gamma no es utilizada con mucha frecuencia, pero tiene la capacidad de modelar los datos con los mismos atributos de las Distribuciones de Weibull o Logarítmica Normal, aunque requiere de muestras de datos más grandes y matemáticamente es compleja⁶².

Ecuación 4. Distribución Gamma.

$$f(x; \alpha, \beta) = \begin{cases} \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}, & x > 0, \\ 0, & \text{en otro caso,} \end{cases}$$

Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 195

⁶² RELIASOFT CORPORATION. Op. cit. p. 225.

En la **Ecuación 4** se observa la función que caracteriza a la Distribución Gamma, donde X es la variable aleatoria la cual debe ser mayor que cero, el parámetro de forma β , que representa la media de la distribución de los datos, este valor debe ser mayor que cero, el parámetro α que es un número de eventos específicos para cada investigación, el cual también debe ser mayor que cero y $\Gamma(\alpha)$ que representa la función gamma ampliamente estudiada en el área de las matemáticas. Ella está definida mediante la integral de la **Ecuación 5** y cuyas variables son las mismas que para la función de la Distribución Gamma.

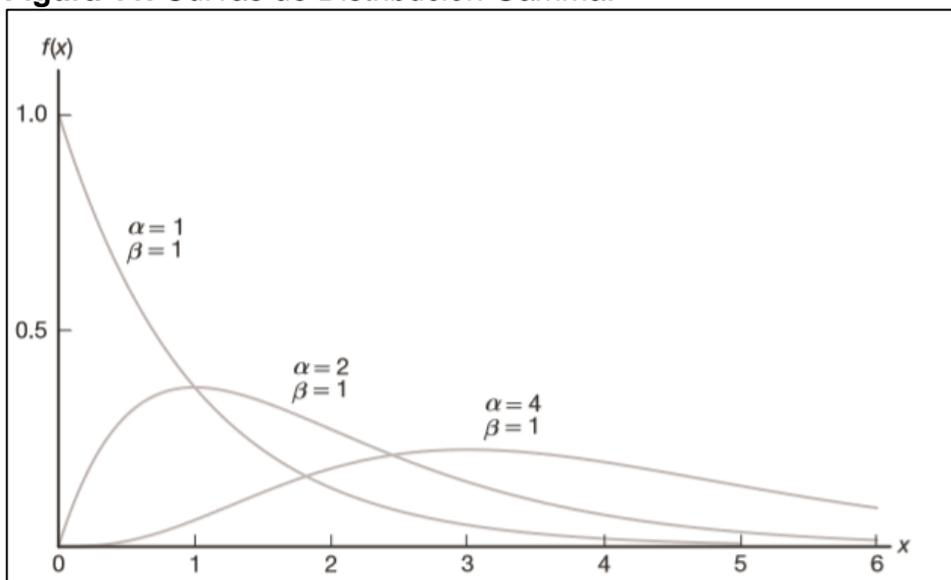
Ecuación 5. Función gamma.

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx, \text{ para } \alpha > 0.$$

Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 194

En la **Figura 11** se aprecian las diferentes curvas con Distribución Gamma que se pueden obtener mediante la manipulación del parámetro β . La Distribución Gamma tiene un caso especial, la distribución exponencial, la cual se obtiene cuando el parámetro α igual a cero.

Figura 11. Curvas de Distribución Gamma.



Fuente: WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012., p. 195

2.6.2.5 Distribución Logística. La curva de la Distribución Logística tiene forma de campana, muy similar a la Distribución Normal, es ampliamente utilizada en modelos de crecimiento y cuando se realizan regresiones logísticas, donde se

predice el comportamiento de una variable en función de las variables independientes y se modela una función logística de varias variables⁶³.

En la **Ecuación 6** se observa una expresión estandarizada de la función de probabilidad de la Distribución Logística dependiente de la Función Zeta, donde σ es un parámetro de escala que solo puede tomar valores mayores a cero, μ el parámetro de localización y t la variable que puede tomar valores negativos o positivos al igual que el parámetro de localización.

Ecuación 6. Expresión estandarizada de la Distribución Logística.

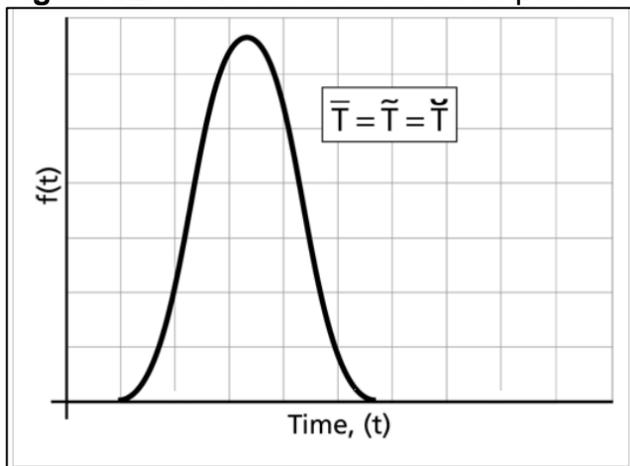
$$f(t) = \frac{e^z}{\sigma(1+e^z)^2}$$

$$z = \frac{t-\mu}{\sigma}$$

Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 237

La curva de Distribución de probabilidad Logística se observa en la **Figura 12**. Uno de los problemas que presenta esta distribución es que su límite hacia la izquierda se extiende hacia la parte negativa hasta el infinito, lo cual da como resultado tiempos negativos, para evitar este inconveniente se debe contar con una media relativamente alta y un parámetro de ubicación relativamente pequeño⁶⁴.

Figura 12. Curva de distribución de probabilidad logística.



Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 237

⁶³ RELIASOFT CORPORATION. Op. cit. p. 237.

⁶⁴ Ibid., p. 237.

2.6.2.6 Distribución Loglogística. La Distribución Logarítmica Logística es muy similar a la Distribución Logística, pues una variable posee una Distribución Loglogística cuando el logaritmo de la variable tiene una Distribución Logística⁶⁵.

La función que define el comportamiento de la Distribución Loglogística se observa en la **Ecuación 7**, donde σ es un parámetro de forma que puede tomar valores desde cero hasta infinito, μ un parámetro de escala, t la variable que puede tomar cualquier valor positivo y z está definido en términos de σ , μ y t' donde este último es el logaritmo natural de la variable t .

Ecuación 7. Función de probabilidad Loglogística.

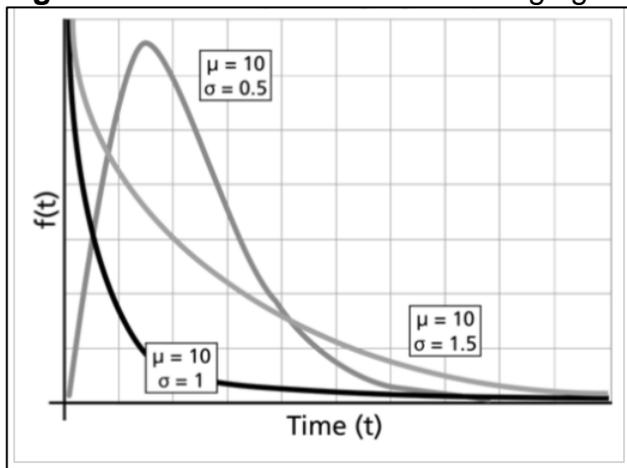
$$f(t) = \frac{e^z}{\sigma t(1 + e^z)^2}$$

$$z = \frac{t' - \mu}{\sigma}$$

Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 246

En la **Figura 13** se observa la curva de Distribución Loglogística, en la cual se muestran diferentes curvas manteniendo constante μ el parámetro de escala y dando valores diferentes al σ el parámetro de forma. Las curvas de distribución son parecidas a la Distribución Logarítmica Normal y a la Distribución de Weibull, que se mostraron anteriormente.

Figura 13. Curvas de Distribución Loglogística.



Fuente: RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. p. 248

⁶⁵ RELIASOFT CORPORATION. Op. cit. p. 246.

2.7 ANÁLISIS MULTIVARIADO

Es un método estadístico que explora variables independientes, aquellas que son manipulables con el fin de producir un efecto, y dependientes, aquellas variables medibles que reflejan el efecto de la manipulación, en búsqueda de la interrelación entre los grupos de datos. Se denomina multivariado cuando se registra más de una respuesta o atributo por variable, o cuando se obtienen muestras de datos de varios grupos de individuos o poblaciones de objetos. Las técnicas se clasifican en función del número de variables dependientes que se vayan a considerar para el análisis, sin importar el número de variables independientes manipuladas, por lo que existen técnicas univariadas que consideran una variable dependiente, bivariadas consideran dos variables, y multivariadas, consideran más de dos variables dependientes⁶⁶.

El análisis multivariado es ampliamente utilizado en distintos campos del conocimiento, tales como mercadeo, psicología, geología, arqueología, medicina, biología, ingenierías, entre otros⁶⁷.

2.7.1 Técnicas de análisis descriptivo. Las técnicas de análisis descriptivo se emplean en contextos no experimentales y permiten realizar una adecuada reducción de los datos teniendo en cuenta los objetivos planteados⁶⁸. Por ejemplo, durante un proceso de recolección de información donde resultan muchas variables se hace difícil su interpretación y la determinación de cuáles de estas son realmente relevantes para el problema y su solución, utilizar estas técnicas permiten la selección de un menor número de variables con mayor relevancia para el problema, facilitando su interpretación. A continuación, se definen las técnicas descriptivas a utilizar para el desarrollo del trabajo.

2.7.1.1 Análisis de componentes principales. Utilizar esta técnica de reducción de datos provee información de qué tan independientes son entre sí las variables de estudio. Se logra mediante combinaciones lineales de las variables. Tiene como objetivo determinar componentes principales que retengan la mayor variabilidad entre los datos y eliminar las variables que poco contribuyan al problema en estudio. Las nuevas variables determinadas deben poseer características como independencia y no correlación⁶⁹.

El proceso del análisis de componentes principales es similar a realizar una regresión lineal del componente principal con respecto a las variables originales. En la **Ecuación 8** se observa la determinación de un componente principal, donde Y_1 es el primer componente principal que posee la mayor cantidad de la varianza total,

⁶⁶ CATENA, Andrés. RAMOS, Manuel. TRUJILLO, Humberto. Análisis multivariado: un manual para investigadores. Madrid, España, 2003, p. 20-21.

⁶⁷ DÍAZ, Luis. MORALES, Mario. Estadística multivariada: inferencia y método. 2ª Edición. Bogotá, Colombia, 2012, p. 2-3.

⁶⁸ CATENA. Op. cit., p. 26.

⁶⁹ DÍAZ. Op. cit., p. 265-266.

Y_{1p} son ponderaciones que maximizan la razón de la varianza y X son las variables originales. Para Y_2 , que es la segunda componente principal, se realiza de manera similar una combinación lineal de las variables observadas, pero ésta no tiene correlación con la primera componente y reúne la máxima varianza remanente de la variación contenida en la primera componente⁷⁰.

Ecuación 8 Determinación de componentes principales.

$$Y_1 = \gamma_{11}X_1 + \gamma_{12}X_2 + \dots + \gamma_{1p}X_p,$$

Fuente: DÍAZ, Luis. Estadística multivariada: inferencia y método., p. 296

2.7.1.2 Análisis factorial. También conocido como análisis de factores comunes y únicos, es una técnica de reducción de datos que hace énfasis en explicar la correlación entre un grupo de datos y un grupo de variables, donde se define cada variable mediante una combinación lineal de factores comunes y un único factor para cada variable. Un factor puede entenderse como una variable independiente, o un grupo de variables ubicadas en un espacio referenciado por coordenadas, que no son observables, también conocidas como variables latentes. El objetivo de esta técnica es encontrar los factores comunes con más información de las variables originales, para reducir las relaciones observadas y predecir o explicar tales observaciones⁷¹.

Ecuación 9. Modelo factorial.

$$X = \mu + \Lambda f + U$$

Fuente: DÍAZ, Luis. Estadística multivariada: inferencia y método.

El análisis factorial va encaminado a establecer si las covarianzas o correlaciones observadas en un grupo de datos o variables se pueden explicar en un número pequeño de variables no observables o latentes. Se basa en el modelo que se puede observar en la **Ecuación 9**. Se considera X como un vector cuya medida es μ , Λ es una matriz de constantes de tamaño $(p \times k)$, f un vector columna de k componentes y U un vector aleatorio con distribución independiente de f ⁷².

2.7.2 Correlación. Es una medida del grado de asociación existente entre variables. Las correlaciones son utilizadas para encontrar la ecuación más adecuada que logre predecir una variable en función de otras de forma estadística. La relación existente entre las variables puede ser de tipo lineal, logarítmica, polinómica, entre otras. Cuando la relación es de tipo lineal, se realiza una regresión

⁷⁰ DÍAZ. Op. cit., p. 279.

⁷¹ Ibid., p.17.

⁷² Ibid., p. 354-355.

lineal, la línea que conecta los valores de las variables tiene la ecuación de una línea recta⁷³.

2.7.2.1 Coeficiente de determinación R^2 . Es un criterio empleado para la selección del modelo o correlación que asocie de manera más acertada las variables de estudio; es el porcentaje de variabilidad de la variable dependiente que ha sido explicada por la correlación⁷⁴. El coeficiente de determinación fluctúa entre cero y uno, cuanto más cerca de uno esté, mayor será el ajuste de la correlación respecto a la variable que se está intentando predecir.

Ecuación 10. Coeficiente de determinación.

$$R^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - \bar{Y})^2}{\sum_{t=1}^T (Y_t - \bar{Y})^2}$$

Fuente: SPIEGEL, Murray. Teoría y problemas de probabilidad y estadística. p. 264

Se emplea el coeficiente de determinación debido a que éste refleja la forma de la curva de regresión sin importar si es lineal o no, y mide qué tan bien se ajusta la curva dada por la correlación a los datos muestrales. Se calcula mediante la expresión de la **Ecuación 10**: el numerador es el cálculo de variación o varianza explicada por la correlación, donde \hat{Y}_t es la estimación de la variable dependiente y \bar{Y} el promedio, mientras el denominador es el cálculo de la varianza total⁷⁵.

⁷³ KENNEY, J. F. and KEEPING, E. S., Mathematics of Statistics, Pt. 2, 3ed. Princeton, NJ: Van Nostrand, 1954., p. 253-255.

⁷⁴ STATGRAPHICS CENTURIÓN, XVI. Manual del usuario. Stat Point Technologies, Inc. 2010, p.208- 210.

⁷⁵ SPIEGEL, Murray R.; SCHILLER, John J.; SRINIVASAN, R. Teoría y problemas de probabilidad y estadística. 2003, p. 264.

3. DISEÑO METODOLÓGICO

A continuación, se describe el proceso de recolección de la información de los pozos de estudio, se presenta el objeto de la investigación, la población, muestra y la recolección de los datos.

3.1 TIPOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación en que se clasifica el trabajo es de tipo científica aplicada según la definición de Colciencias⁷⁶. Se utilizó conocimiento y tecnologías recientes existentes como respuesta a un problema identificado.

Es una primera aproximación para incorporar nuevas tecnologías de automatización en la rama de la geomecánica aplicada a la perforación de pozos de hidrocarburos. El resultado esperado, debido a que es una metodología, se espera tenga aplicabilidad en el campo.

3.2 OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN

El objeto es determinar las variables más idóneas para realizarles seguimiento durante la perforación asegurando la estabilidad mecánica de un pozo en el Campo Castilla. Para ello, se parte de la información generada y reportada de manera convencional durante la perforación, y se mide la repuesta a través del costo total diario.

La estabilidad de pozo puede que se vea reflejada de manera más directa en otras variables, tales como la diferencia entre el diámetro real del pozo y el tamaño de la broca o ensanchador, y el volumen de recortes generados por encima del volumen teórico de roca perforado, que en el costo total diario. Sin embargo, se elige la última como variable de respuesta puesto que el fin último de la industria, en general, es la generación de ganancias económicas.

Adicionalmente, el costo tiene dos ventajas sobre variables más directas de estabilidad. La primera se relaciona con que es una variable que incluye los efectos de todas las demás variables. La segunda, es que aquellos efectos se ven reflejados en la escala adecuada. Esto quiere decir que desde el punto de vista de estabilidad una variable específica puede presentar un valor por fuera del rango específico de seguridad de dicha variable en gran magnitud, y sin embargo el efecto que genera puede que no sea tan considerable en el costo, hasta el punto de ser insignificante. Lo contrario también puede ser verdadero, que a pesar de que el valor de la variable no esté muy desviado del ideal el efecto que genera se traduce en un aumento de costos significativo.

⁷⁶ COLCIENCIAS. Tipología de proyectos calificados como de carácter científico, tecnológico e innovación. Versión 4, 2016. p. 16.

3.3 POBLACIÓN

La investigación se centra en los pozos del Campo Castilla, ubicado en la Cuenca Llanos de Colombia. Se tiene en cuenta un estudio previo de causas-raíz realizado para el Campo en el cual se seleccionaron 16 pozos que tuvieron la mayor cantidad de problemas operacionales⁷⁷.

3.4 MUESTRA

El tamaño de la muestra es de ocho pozos, dentro de los cuales algunos presentaron incidentes de inestabilidad de pozos y otros fueron exitosos en este aspecto. Esto se realiza con el fin de tener una mejor representatividad de los individuos de toda la población. Así, es posible realizar comparaciones entre ambos tipos de pozos para determinar las diferencias y proponer estrategias para evitar problemas de estabilidad en pozos futuros.

Cuadro 1. Características de los pozos de estudio.

Pozo	A	B	C	D	E	F	G	H
Perfil direccional	Tipo "J"	Tipo "J"	Tipo "J"	Tipo "J"	Tipo "J"	Tipo "S"	Tipo "J"	Tipo "J"
Tipo	Inyector	Inyector	Inyector	Productor	Productor	Productor	Productor	Productor
Secciones	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"	17 1/2"
	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"
	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	6 3/4 x 9"	8 1/2"
					ST1 8 1/2"		ST1 6"	8 1/2 x 9"
				ST1 6"				
Unidad objetivo	K2	K2	K2	K1	K1	K1	K1	K1
MD	11500 ft	10500 ft	11000 ft	10428 ft	10671 ft	10014 ft	9199 ft	9286 ft
TVD	8938 ft	9086 ft	9054 ft	7101,6 ft	6060,4 ft	7122 ft	6984 ft	6866 ft
Duración	36 días	51 días	39 días	62 días	99 días	61 días	89 días	67 días
Sobrecosto	8,50%	43,53%		67,82%	152,23%	27,09%	141,05%	125,22%
Desviación	No	Si	Si	No	Si	No	Si	Si
Problemas operacionales		Pega de tubería geométrica por alta tortuosidad y escalonamiento o arenisca-limolitas	Inestabilidad de la formación	Múltiples intentos de empaquetamiento	Derrumbes y pega de tubería por empaquetamiento	Pérdida de fluido por perforación-	Tortuosidad de intercalaciones limolita-lutita	Pega de tubería por empaquetamiento

⁷⁷ DUARTE, Paula y PRADA, M. Angélica. Propuesta de una metodología de análisis de causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá. Fundación Universidad de América, 2016. p. 60.

Los ocho pozos de estudio se seleccionaron revisando el plan de perforación de cada uno, el informe final de los fluidos de perforación y los reportes diarios de perforación, para los cuales se evaluaron tres principales características: incidentes, duración, y el sobrecosto de los mismos. En el **Cuadro 1** se observa la recopilación de las características de los pozos de estudio, donde se encuentra el perfil direccional, el tipo de pozo, las secciones que se perforaron, la formación objetivo, la profundidad medida y la vertical verdadera, la duración en días de cada uno de los pozos, su sobrecosto, si se realizaron desviaciones y los problemas operacionales presentados. A continuación, se presenta una descripción de los mayores problemas operacionales para cada pozo. Los eventos del Pozo H se analizan como caso de estudio posteriormente.

Durante las operaciones de ensanchamiento a 9" de la sección 8½" del Pozo B, en la Unidad K2, se observó un incremento de la presión por lo que se trabajó sarta con éxito y se recuperaron los parámetros de operación normales. Posteriormente, se presentó una pega de tubería, se intentó sacar la sarta y se observó pérdida de la rotación, se realizaron trabajos de martilleo durante seis horas hacia abajo, sin éxito alguno, se empezó a trabajar sarta hacia arriba aumentando el arrastre, actividad que tampoco tuvo éxito. Se decidió bombear una píldora Black Magic, dejada en remojo por 10 horas, se bombeó una píldora ácida para diluir la formación limolítica y se continuó trabajando la sarta sin éxito. Cesaron las actividades de perforación alrededor de cinco días debido a las actividades relacionadas con la solución del incidente de pega, las cuales no tuvieron éxito; al sexto día se decidió determinar la zona de empaquetamiento y punto óptimo para la desconexión. Se realizó una desviación del pozo desde 8775 ft de profundidad, punto determinado anteriormente y se concluyó que la pega de tubería fue del tipo geométrica debido a la alta tortuosidad de la trayectoria del pozo y al escalonamiento de rocas friables y rocas duras.

Durante la perforación de la Unidad C2 en la sección de 12¼" del Pozo C se observó una pega de la sarta de tubería durante un viaje de acondicionamiento, la cual se intentó liberar aplicando torque y martillando hacia abajo. También, se aumentó el caudal y no se obtuvieron retornos. Estas actividades se repitieron por 48 horas sin éxito alguno. Se decidió bombear una píldora lubricante con material abrasivo y otra viscoso-pesada, se trabajó la sarta sin éxito; se bombeó una píldora Black Magic y se liberó la sarta. Al sacar la tubería se evidenciaron restricciones en el pozo con torque y presión erráticos, por lo que volvió a quedar atrapada. Se bombearon píldoras abrasivas, píldoras con lubricante químico y mecánico, y se siguió trabajando la sarta por cinco días más, actividades que no tuvieron éxito. El tope del pescado se ubicó en la Unidad Areniscas de Carbonera, donde se bombeó un tapón de cemento. Una vez fraguado, se realizaron las actividades pertinentes para la perforación de la desviación de pozo desde 4450 ft de profundidad. Se determinó la causa de la pega por inestabilidad de la formación.

Durante los viajes para sacar tubería en la tercera sección del Pozo D se presentaron dificultades debido a altos torques e intentos de empaquetamiento. Se

decidió aumentar la densidad del fluido de perforación en 0.2 ppg y circular píldoras pesadas con material LCM, pero se siguieron evidenciando disminuciones de 100 psi en la presión mientras se circulaba. La razón de las disminuciones fueron dos *wash outs* de tubería. Se intentó bajar un BHA de registros, pero por su rigidez no fue posible pasar del tope de la Unidad K1 Inferior. Se concluyó que la unidad suprayacente estaba lavada (ensanchada) y por tanto se presentaron dificultades de intentos de empaquetamiento y altos torques. Fue necesario realizar múltiples viajes de acondicionamiento junto a bombear píldoras pesadas con material LCM antes de asentar el colgador. La perforación de esta sección tomó 38 días sin tener en cuenta los días del cese de actividades del personal del taladro.

Cuando se estaba perforando la tercera sección del Pozo E, cesaron las operaciones por un periodo de 20 días debido a un paro de la comunidad. Por tal razón, el pozo quedó en contacto con el fluido de perforación por ese tiempo de forma estática. Al retomar las operaciones se realizó un viaje de acondicionamiento que presentó múltiples intentos de empaquetamiento. Posteriormente, al bajar el BHA direccional se presentaron varios puntos apretados y un evento de empaquetamiento con aumento de presión, pérdida de circulación y de rotación. A pesar de trabajar la sarta activando martillo hacia arriba y hacia abajo fue necesario realizar un *back off*. Las operaciones de pesca fueron exitosas, pero se decidió incrementar la densidad del fluido de perforación en 0.2 ppg para intentar controlar los derrumbes. Se siguieron presentando múltiples restricciones durante los viajes de tubería, así que se decidió colocar un tapón de cemento en la Unidad T2 y realizar una desviación del pozo. Durante la perforación de la desviación desde una profundidad de 7622 ft, se siguieron presentando intentos de empaquetamiento y derrumbes de la formación, provocados por las actividades de liberación de sarta anteriores. Se terminó de perforar el pozo exitosamente después de elevar la densidad del fluido de perforación en 0.7 ppg.

Durante la perforación y completamiento de la tercera sección del Pozo F se presentaron pérdidas de circulación dinámicas y estáticas de 6 a 10 bbl/hr. Se presentaron en la Unidad K1 Inferior y, en respuesta al seguimiento del árbol de decisiones para pérdidas de la empresa, se adicionó material LCM al fluido de perforación de forma horaria, en conjunto con píldoras de limpieza. Las pérdidas se mantuvieron en ese rango durante más de 12 días, hasta el completamiento del pozo.

En la tercera sección del Pozo G, durante la perforación de la Unidad K1 Inferior se presentaron múltiples aumentos de presión e intentos de empaquetamiento con pérdida de la rotación, los cuales se solucionaron con viajes de acondicionamiento, trabajo de sarta, bombeo de píldoras pesadas y aumentos progresivos de caudal del fluido de perforación. Estos incidentes fueron repetitivos a lo largo de la perforación de esta unidad litoestratigráfica. Se decidió realizar una desviación de pozo como solución a una pega de tubería que no pudo ser solucionada. Las causas identificadas fueron la alta tortuosidad del pozo junto a las intercalaciones limolita y

lutita. Además, la desviación se realizó con la intención de encontrar un intervalo de mayor espesor de la arena de interés.

3.5 RECOLECCIÓN DE DATOS

De manera general, durante la perforación de un pozo se reporta una gran cantidad de información de acuerdo con las operaciones que se realizan. Los reportes se generan por las empresas encargadas del completamiento, de las brocas, de sólidos, del ensanchador, de calidad, del fluido de perforación, de la que efectúan el trabajo direccional del pozo, reportes ejecutivos de la compañía operadora y de la propietaria del taladro. Adicionalmente, la unidad de geología, o *mud logging*, reporta la mayor parte de la información de la perforación⁷⁸. Sin embargo, las empresas contratadas para la perforación de los pozos en la muestra no fueron constantes, así que la cantidad, tipo y presentación de los datos recolectados varía entre los pozos.

A continuación, se presenta a manera de resumen los diferentes tipos de documentos con la información utilizada en el desarrollo del trabajo, junto con el área encargada del reporte.

3.5.1 Reporte diario de perforación. Es un reporte en el que se registran las actividades principales que se realizan en la locación del taladro con periodicidad diaria. Usualmente es escrito por el personal designado de la compañía operadora, es decir el *Company Man* o el asistente de *Company Man*. Además de todo el encabezado de identificación, contiene información de seguridad y salud, del pozo y sus secciones, de profundidad y parámetros operacionales promedio, del estado y costos, resumen de la operación, del fluido de perforación y productos utilizados, información del trabajo direccional, muestras de gas, personal en la locación y finalmente una sección de comentarios.

3.5.2 Registro de desviación del pozo o *survey*. Generado por la empresa encargada del trabajo direccional, es una recopilación de los datos asociados con la trayectoria que posee el pozo. Usualmente incluye un encabezado identificador del pozo y de referencias utilizadas, la profundidad de perforación medida, la inclinación y azimut del pozo, la profundidad vertical verdadera, el cambio angular de la perforación o *dog leg severity*, junto a otros parámetros.

3.5.3 Reporte diario de fluido de perforación. Lo escribe el ingeniero de fluidos de perforación. Contiene un resumen de las actividades de la perforación, pero su enfoque está en las propiedades y el tratamiento realizado al fluido de perforación. Incluye una discriminación del equipo de control de sólidos, un desglose de los volúmenes y productos utilizados en el fluido.

⁷⁸ ÁNGEL ÁLVAREZ, John Byron. Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, 2012. p. 58.

3.5.4 Reportes de la Unidad de Geología. La dependencia de la Unidad de Geología puede generar distintos tipos de reportes y registros, de acuerdo con las actividades y sucesos durante la perforación. Los principales datos obtenidos son la descripción detallada de la litología encontrada durante la perforación, en forma porcentual e interpretada. Admite los parámetros operacionales, cromatografía y cantidad de gases presentes, cantidad y forma de los recortes y derrumbes, información de la ventana del fluido de perforación y algunas actividades y comentarios de la perforación correspondientes a una profundidad. Utilizando lo anterior, determina los toques de las formaciones perforadas. La información puede estar dividida en distintos tipos de archivos.

3.5.5 Informe final de fluidos de perforación. Lo realiza el ingeniero encargado de los fluidos de perforación, es un resumen de actividades, propiedades, volúmenes y costos de los fluidos de perforación, en forma tabular y gráfica, para cada sección y el pozo completo. Puede incluir el estado mecánico final del pozo y la litología interpretada según las formaciones perforadas. Adicionalmente, si la empresa encargada del completamiento es la misma de los fluidos de perforación en el informe se puede encontrar la información relacionada. Termina con conclusiones, recomendaciones y lecciones aprendidas para cada sección.

3.5.6 Informe final de perforación. Contiene una introducción de información general con los datos de identificación del pozo, una breve reseña del campo, estado mecánico final, personal de servicio y sistema de programación. Es escrito por el Ingeniero de Perforación. Posteriormente se encuentra la información geológica, donde se reporta las secciones perforadas, actividades realizadas y manifestación de hidrocarburos, junto a una descripción de las unidades litoestratigráficas. Es escrito por el ingeniero de perforación. En seguida se relatan las actividades y se presentan los resúmenes de mediciones y cálculos de ingeniería, para finalizar con los registros de la unidad de geología.

3.6 HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA

Luego de la recopilación de la información anteriormente mencionada, se extrajeron algunas propiedades de las diferentes áreas para utilizarse como variables durante el desarrollo del trabajo, descritas a continuación. En el **Cuadro 2** se nombran las propiedades de los fluidos de perforación utilizadas en el desarrollo del trabajo. En el **Cuadro 3** se enuncian las mediciones direccionales más relevantes desde el punto de vista de estabilidad mecánica de un pozo, por tanto, fueron las variables incluidas durante la realización del trabajo.

Cuadro 2. Propiedades de los fluidos.

Propiedades del fluido			
Densidad	Densidad del fluido de perforación	Pm	Punto final de la fenolftaleína del lodo
Viscosidad	Viscosidad embudo	Pf	Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado de lodo
Vp	Viscosidad plástica	Mf	Punto final de la alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del lodo
PC	Punto cedente	Cl-	Iones Cl- disueltos en el filtrado de lodo
10" segundos	Resistencia de gel	Dureza total	Iones de Ca ⁺⁺ y Mg ⁺⁺ disueltos en el filtrado de lodo
10' minutos	Resistencia de gel	MBT	Prueba de azul de metileno
30' minutos	Resistencia de gel	Arena	Cantidad de arena
Filtrado API		Sol. Corregidos	Contenido de sólidos
pH	Concentración iónica de hidrógeno	LGS	Porcentaje de solidos de baja gravedad específica
n	Índice de flujo del fluido	Oil	Contenido de aceite
k	Índice de consistencia del fluido	Agua	Contenido de agua
Pérdidas en superficie		Pérdidas en subsuelo	

Cuadro 3. Propiedades direccionales.

Propiedades direccionales	
MD	Profundidad medida
TVD	Profundidad vertical verdadera
Inclinación	Angulo con respecto a la vertical
Azimuth	Dirección con respecto al norte
DLS	<i>Dog leg severity</i>

En el **Cuadro 4** se observan otras variables analizadas que no entran en las clasificaciones anteriores. Ellas son referentes a los costos durante las actividades de perforación, como el costo diario total de la perforación y el costo diario del fluido de perforación, junto a otros parámetros de la perforación como la tasa promedio de perforación y las horas perforadas diariamente.

Cuadro 4. Otras variables analizadas.

Otras
Temperatura de la línea de flujo
Horas perforadas diariamente
Tasa de penetración promedio
Costo diario total de la perforación
Costo diario fluido de perforación

Por último, en el **Cuadro 5** se observan los eventos o problemas operacionales que presentaron los pozos de estudio y que se emplean para el desarrollo del proyecto. Se clasificaron del 1 al 10 para facilitar el análisis de los mismos y su posterior tabulación, no cumplen con ningún orden jerárquico. Los de tipo 6 al 8 son

problemas operacionales mientras los demás se pueden considerar como indicadores. Todos se reportan de forma similar y por tanto se analizan en conjunto.

Cuadro 5. Eventos.

Eventos	
Tipo	
1	Restricción
2	Apoyo
3	Torque errático
4	Arrastre
5	Pérdida de circulación
6	Empaquetamiento
7	Pega diferencial
8	Pega de tubería
9	Intento de pega de tubería
10	Intento de empaquetamiento

3.6.1 Variables del fluido de perforación. En este apartado se describen teóricamente cada una de las propiedades del fluido de perforación o medidas a él (temperatura de la línea de flujo) utilizadas para el análisis estadístico, se realiza una reseña del procedimiento para medirlas en laboratorio o para calcularlas, y por último, se indica en el informe o reporte en se registran los valores.

3.6.1.1 Temperatura de la línea de flujo. La temperatura es una magnitud física relacionada con las nociones de calor y frío. Se utilizan diferentes sensores para su medición tales como los termómetros bimetálicos, termómetros cilíndricos o de bulbo. Un instrumento ampliamente utilizado en la medición de la temperatura es el detector térmico resistente, o RTD por sus siglas en inglés, y las termocuplas, los cuales tienen una alta sensibilidad a cambios de temperatura y registran continuamente estas variaciones. La temperatura de la línea de flujo se reporta en el informe final de fluidos de perforación en el cual se registran de tres a cuatro medidas diariamente. Las unidades de campo utilizadas para la medición de la temperatura de la línea de flujo son los grados Fahrenheit (°F) y algunas veces también los grados Celsius (°C).

3.6.1.2 Densidad del fluido de perforación. Es la relación entre la masa y el volumen de una sustancia, que en los fluidos de perforación generalmente es agua. La medición de esta variable es muy común, pues un buen control de la densidad del fluido de perforación ayuda a evitar problemas operaciones, cuando se está dentro de los rangos establecidas por la ventana operacional del fluido de perforación. El instrumento utilizado para su medición es la balanza de lodo, que cuenta con un brazo graduado que tiene un vaso en una de sus puntas y un contrapeso en el otro extremo. Cuenta también con un caballero, que es un carrete que permite balancear el peso y un nivel de burbuja. En el vaso se deposita el fluido de perforación y se mueve el caballero hasta que la burbuja de aire se encuentre en el centro. La densidad del fluido de perforación se reporta en el reporte diario de

perforación y en el informe final de fluidos de perforación. Se registran en promedio tres medidas por día. Las unidades de campo empleadas para la medición de la densidad son libras por galón (ppg- "*pounds per gallon*").

3.6.1.3 Viscosidad de embudo. Se usa como un indicador de la consistencia del fluido de perforación⁷⁹; las unidades de campo empleadas para la viscosidad de embudo son los segundos por cada cuarto de fluido (s/qt). El instrumento utilizado para la medición es un Viscosímetro de Marsh, por el cual se hace pasar un cuarto de fluido de perforación y se mide el tiempo que este tarda en pasar a través del embudo. La viscosidad de embudo se registra en el informe final de fluidos de perforación, entre una y cuatro veces por día.

3.6.1.4 Viscosidad plástica. La viscosidad es la resistencia que ejerce un fluido a fluir; se reporta en campo en unidades de centiPoise (cP) y se mide utilizando un viscosímetro rotativo, conocido como Viscosímetro de Fann. Con él se miden las tasas de corte a 600 y 300 rpm, y a partir de ellas se calcula la viscosidad. Se introduce el fluido de perforación en el viscosímetro y se ajusta la velocidad a 600 rpm, cuando se mantiene constante la velocidad se registra la lectura, y se repite el procedimiento a 300 rpm. La diferencia entre las dos lecturas se reporta como la viscosidad plástica⁸⁰. Esta medición se registra en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.5 Punto cedente. Propiedad que indica la capacidad que tiene el fluido de perforación para acarrear sólidos. Las unidades de campo son libras por cada 100 pies cuadrados (lb/100 ft²) y se determina utilizando el Viscosímetro de Fann. El procedimiento es el mismo descrito anteriormente y para calcular su valor se toma la tasa de corte registrada a 300 rpm y se le resta la viscosidad plástica en centiPoise⁸¹. Esta propiedad es registrada en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.6 Resistencia de gel. Las unidades de campo utilizadas para esta propiedad son libras por cada 100 pies cuadrados (lb/100ft²). Es una propiedad que se determina con un Viscosímetro de Fann, mencionado en la viscosidad plástica y el punto cedente. El procedimiento para calcular la resistencia de gel inicia agitando la muestra dentro del recipiente del viscosímetro a una velocidad de 600 rpm aproximadamente por 15 segundos, se apaga el motor, se esperan 10 segundos y se registra la indicación obtenida a esa velocidad como la resistencia de gel a 10s; se repite el procedimiento para tiempos de espera de 10 minutos y 30 minutos, para registrar esas resistencias de gel a 10 minutos y 30 minutos respectivamente⁸². Se

⁷⁹ DARLEY, Henry CH; GRAY, George Robert. Composition and properties of drilling and completion fluids. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 1988., p. 96.

⁸⁰ ENERGY API, Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas: Instituto Americano del Petróleo, 2014., p. 36.

⁸¹ Ibid. p. 36.

⁸² ENERGY API. Op. cit. p. 36.

realizan de tres a cuatro mediciones por día y se registran en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.7 Filtrado API. Para determinar esta propiedad se utiliza un filtro prensa API donde se coloca una muestra de fluido de perforación a presión de 100 psi durante un tiempo de 30 minutos y se coloca un papel filtro en la base donde se encuentra la muestra. Debajo del recipiente se ubica una probeta para recoger el fluido filtrado y se registran los mililitros acumulados durante un tiempo de 30 minutos⁸³ (mL/30min). El filtrado API es registrado en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.8 Concentración iónica de hidrógeno (pH). El pH es una medida de la concentración de iones de hidrógeno (H^+). Estos iones están en equilibrio con la concentración de los iones de hidroxilo (OH^-), por lo tanto, cuando se mide la concentración de iones de hidrogeno, también se está midiendo la concentración de iones hidroxilo⁸⁴.

El control adecuado del pH es un factor importante, puesto que de éste depende la solubilidad de diferentes componentes, la eficiencia de los aditivos y el control de la corrosión. Se determina utilizando un método colorimétrico, empleando papel tornasol con un refuerzo de plástico que se sumerge en el fluido de perforación y se compara con una escala de colores determinada. Otro método empleado para la medición de pH es usando un pH-metro, el cual cuenta con un electrodo de vidrio que se sumerge en el fluido de perforación y un monitor indica la lectura de pH⁸⁵. La medición se registra en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación, se realizan varias mediciones por día para la verificación de este parámetro dentro de rangos específicos.

3.6.1.9 Punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación (Pm). Es una propiedad medida para determinar la alcalinidad del fluido de perforación. Las unidades en las que se registra son mililitros (mL) de ácido sulfúrico o nítrico 0,02N requeridos por mililitro de fluido de perforación. El procedimiento consiste en tomar 1 mL de fluido de perforación, diluir en 25 mL de agua y añadir 5 gotas de fenolftaleína, titular con ácido 0,02N hasta que el color rosa desaparezca⁸⁶. Se titulan las bases disueltas y no disueltas, y las sales presentes en el fluido de perforación, tales como el cemento, la soda caustica, el hidróxido de potasio, entre otros. Esta propiedad se registra en el informe diario de perforación y también en el informe final de fluidos de perforación; se toman de tres a cuatro datos de esta propiedad por día.

3.6.1.10 Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación (Pf). Esta propiedad se mide para determinar la alcalinidad del filtrado del fluido de

⁸³ Ibid., p. 37.

⁸⁴ ANNIS, Max and SMITH, Martin. Drilling Fluids Technology. Estados Unidos: Exxon Company 1996., p. 91.

⁸⁵ ENERGY API. Op. cit, p. 45.

⁸⁶ Ibid., p. 87.

perforación. Se reporta como la cantidad de mililitros (mL) de ácido sulfúrico 0,02N necesarios para reducir el pH a 8.3 de un mililitro (1 mL) de filtrado, titulado con indicador de fenolftaleína. El punto final de la titulación se manifiesta como un cambio de color de la solución; La alcalinidad de Pf mide las contribuciones combinadas de las alcalinidades de hidroxilo y carbonato⁸⁷. Esta propiedad se reporta en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.11 Punto final de la alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del fluido de perforación (Mf). También se le conoce como alcalinidad total, esta propiedad mide la cantidad de ácido sulfúrico 0,02N necesarios para reducir el pH del filtrado del fluido de perforación a 4.3 utilizando como solución indicadora el naranja de metilo. Esta propiedad tiene en cuenta la presencia de iones de carbonato, iones bicarbonato y iones hidroxilo. Algunas medidas de Mf se ven afectadas por la presencia de ácidos orgánicos o iones cromato en algunos filtrados de fluido de perforación⁸⁸. Esta propiedad se registra en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación, de tres a cuatro medidas por día.

3.6.1.12 Concentración de iones cloruro disueltos en el filtrado del fluido de perforación (Cl⁻). La determinación de la concentración de cloruros es importante para conocer la salinidad del filtrado, pues afecta el comportamiento de los sólidos arcillosos: por ejemplo, el grado de hidratación de la bentonita se reduce con un aumento en la salinidad, manifestándose en una disminución de la viscosidad plástica y una mayor pérdida de fluido de perforación⁸⁹.

La concentración de cloruros disueltos en una muestra de filtrado del fluido de perforación se determina titulándola con una solución estándar de nitrato de plata, usando como indicador cromato de potasio. Se mide en unidades de miligramos (mg) de ion cloruro por cada 1000 centímetros cúbicos (cm³) de filtrado del fluido de perforación⁹⁰, reportando en el informe diario de perforación y en el informe final de fluidos de perforación, en unidades de miligramos cada litro (mg/l).

3.6.1.13 Dureza total del filtrado del fluido de perforación. La dureza total se mide en función de la concentración de iones de calcio e iones de magnesio presentes en el fluido de perforación. Ellos tienen un efecto relevante en el comportamiento de las arcillas, pues reemplazan los iones de sodio y reducen el grado de hidratación, promoviendo la floculación de las arcillas. Esto incrementa las mediciones del punto cedente, la resistencia de gel y la pérdida de fluido de perforación⁹¹.

⁸⁷ ANNIS, Op. cit. p. 94.

⁸⁸ Ibid., p. 95-96.

⁸⁹ Ibid., p. 100-101.

⁹⁰ DARLEY. Op. cit. p. 129-130.

⁹¹ ANNIS. Op. cit. p. 97.

Se determina diluyendo un mililitro (1 mL) de filtrado del fluido de perforación en 20 mililitros (20 mL) de agua destilada, se añade 1 mL de solución amortiguadora fuerte (NH₄OH), seis gotas de calmagita y la solución se tornará roja si contiene calcio y/o magnesio. Se titula la solución con versenato estándar hasta obtener una solución azul, se registran el cociente entre los mililitros de versenato multiplicados por 400 y los mililitros de muestra tomada, en unidades de miligramos cada litro (mg/l)⁹². Se reporta en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.14 Prueba de azul de metileno. MBT, por sus siglas en inglés: *Methylene Blue Test*, es una prueba que mide la capacidad de intercambio de cationes de los sólidos arcillosos. Con esto se quiere explicar la capacidad de las arcillas para transportar cationes intercambiables, siendo un indicador de las propiedades reológicas y de filtración de una suspensión de arcillas⁹³.

El procedimiento que se emplea para determinar esta propiedad consiste en tomar 2 mL de fluido de perforación y diluirlos en 10 mL de agua en un Erlenmeyer, luego se añaden 15 mL de peróxido de hidrógeno con 0.5 mL de ácido sulfúrico 5 N y se mezclan bien antes de calentar la solución. Se hierve la mezcla por 10 minutos y se diluye en agua hasta obtener 50 mL, posteriormente se añade al Erlenmeyer la solución de azul de metileno en adiciones de 0.5 mL cada una, se agita la mezcla y se extrae una gota de fluido para colocarla sobre el papel filtro. Se repite el procedimiento hasta que en la gota sobre el papel se forme un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos y se reporta la cantidad en volumen de azul de metileno gastado⁹⁴.

Se encuentra en el informe final de fluidos de perforación. La prueba MBT se registra en ppm (partes por millón), para lo cual se dividen los mL de azul de metileno entre los mL totales de la solución y se multiplica este valor por 10 a la sexta potencia.

3.6.1.15 Cantidad de arena. La cantidad de arena considera todos aquellos sólidos abrasivos insolubles presentes en el fluido de perforación y que han sido retenidos por una malla 200⁹⁵. Para la determinación del contenido de arena se utiliza una malla 200 con un diámetro de abertura de 74 micrones de 2 ½" de diámetro, un embudo de tamaño ajustable a la malla y un tubo medidor de vidrio que en la parte inferior esta graduado de 0 a 20% para leer directamente el porcentaje de arena. El procedimiento consiste en llenar el tubo medidor de vidrio con fluido de perforación y agua hasta las marcas respectivamente indicadas y agitar, luego se vierte todo el contenido del tubo en la malla y se lava la arena retenida hasta que el agua salga clara, después se coloca el embudo en la parte superior de la malla y se lava depositando la arena retenida en el tubo de vidrio, se deja asentar por un

⁹² ENERGY API. Op. cit. p. 52-53.

⁹³ ANNIS. Op. cit. p. 76.

⁹⁴ ENERGY API, Op. cit. p. 44.

⁹⁵ Ibid., p. 765.

determinado tiempo y se lee el porcentaje del contenido de arena⁹⁶ (% Arena). Se reporta en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.16 Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica. Se consideran Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) aquellos sólidos del fluido de perforación con una gravedad específica en el rango de 2.3 a 2.8, tales como lo son los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los aditivos del fluido de perforación. En las operaciones convencionales se emplean para obtener densidades del fluido de perforación de máximo 10 lb/gal⁹⁷. Con la **Ecuación 11** se puede determinar el porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad específica (%LGS), en la cual ρ_{Lodo} es la densidad o fluido de perforación, determinada mediante el uso de una balanza de lodo, como se explicó anteriormente, ρ_{agua} es la densidad del agua y ρ_{LGS} la densidad de los sólidos de baja gravedad específica, valor que para efectos de cálculos se toma como 21.7 lb/gal⁹⁸. Esta propiedad se reporta en el Informe final de fluidos de perforación, se realizan de tres a cuatro mediciones por día.

Ecuación 11. Porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad específica.

$$\%V_{\text{LGS}} = 100\% \frac{(\rho_{\text{Lodo}} - \rho_{\text{Agua}})}{(\rho_{\text{LGS}} - \rho_{\text{Agua}})}$$

Fuente: ENERGY API, Manual de fluidos de perforación., p. 302

3.6.1.17 Contenido de agua. El contenido de agua se determina utilizando una retorta de fluido de perforación, la cual cuenta con un sistema de calentamiento, un condensador y un contenedor. El contenedor se llena con fluido de perforación, se coloca una tapa con un orificio en el centro que permite la salida de fluido en exceso, se llena la celda inferior de este recipiente con virutas de acero y se roscan las partes. Se introduce dentro de la retorta y se coloca una probeta en la salida del condensador para recolectar los fluidos condensados, se cierra la retorta y se calienta por 15 minutos o hasta que termine la destilación, a una temperatura aproximada de 500°C; luego se deja enfriar la retorta y se lee de la probeta el valor de sólidos, agua y aceite⁹⁹. Se reportan estos volúmenes en porcentaje del contenido de agua (% Agua) en el informe final de fluidos de perforación.

3.6.1.18 Contenido de aceite. El contenido de aceite se reporta como porcentaje de volumen de aceite contenido en el fluido de perforación. Se determina del procedimiento anteriormente descrito para el contenido de agua, en el cual se lee el contenido de aceite restante en la probeta luego de la condensación y se reporta en porcentaje de aceite (% aceite) en el informe final de fluidos de perforación.

⁹⁶ API. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice For Field Testing Water-Based Drilling Fluids, American Petroleum Institute, 2014., p. 22.

⁹⁷ ENERGY API. Op. cit. p. 247.

⁹⁸ Ibid, p. 302.

⁹⁹Ibid, p. 42.

3.6.1.19 Contenido de sólidos. El contenido de sólidos en el fluido de perforación es un parámetro que afecta las propiedades reológicas y de filtración, reduciendo la tasa con la que se penetra, causando la pérdida de circulación y de presión, también aumentan los costos del fluido de perforación por su tratamiento y mantenimiento de las propiedades¹⁰⁰.

El “contenido de sólidos” se reporta en porcentaje (%sólidos) en el Informe final de fluidos de perforación, valor medido de la cantidad de sólidos resultantes en la probeta del procedimiento de retorta descrito en el contenido de agua. Este contenido de sólidos tiene en cuenta tanto los aditivos adicionados inicialmente para la densificación del fluido de perforación, como los sólidos aportados por la formación. Así, cualquier cambio en este valor se puede relacionar con el aporte de material que hace la formación, debido a que el contenido inicial de aditivos no será modificado. Los métodos empleados para el control y separación de sólidos son: la sedimentación, hidrociclones, centrifugas rotativas y la zaranda¹⁰¹, los cuales están diseñados para remover los sólidos contaminantes del fluido de perforación,

3.6.1.20 Índice de flujo del fluido (n). El índice de flujo del fluido de perforación, también conocido como índice de comportamiento del fluido, está definido por la ley de potencia que se puede observar en la **Ecuación 12**. Es una relación numérica entre el esfuerzo tangencial o tasa de corte τ en pascales (Pa) y la viscosidad aparente γ en (Pa*s), donde K es el índice de consistencia en (Pa*s⁻ⁿ) y n el índice de comportamiento de flujo¹⁰².

Ecuación 12. Ley de potencia.

$$\tau = K (\gamma)^n$$

Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001, p. 244.

El índice de flujo del fluido es adimensional y se reporta en el informe final de fluidos de perforación, su valor indica el tipo de fluido con el cual se está tratando, es decir, cuando n=1 el comportamiento del fluido se considera newtoniano, cuando el valor de n es menor a 1 el fluido se considera no newtoniano y la viscosidad disminuirá con un aumento de la tasa de corte. Experimentalmente se puede determinar con la **Ecuación 13** conociendo la indicación arrojada por el Viscosímetro de Fann a 600 rpm θ 600 y a 300 rpm θ 300.

¹⁰⁰ ANNIS, Op. cit. p. 104-105.

¹⁰¹ ENERGY API, Op. cit., p. 248.

¹⁰² LASHERAS, A. Determinación de las propiedades reológicas de soluciones acuosas de caboximetilcelulosa (CMC), por mediciones experimentales en viscosímetro rotacional AR – G2, 2009., p.21.

Ecuación 13. Índice de flujo del fluido.

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$$

Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001, p. 244.

3.6.1.21 Índice de consistencia del fluido (K). Indica la consistencia del fluido de forma que un valor alto de este índice sucede por la alta viscosidad del fluido. Se relaciona con la concentración de sólidos de forma directamente proporcional. Se reporta en el Informe final de fluidos de perforación en unidades de libra fuerza sobre 100 pies cuadrados (lbf/100ft²).

Se puede calcular utilizando la expresión de la **Ecuación 14**, conociendo n, el índice de flujo del fluido y θ_{300} , la indicación arrojada por el Viscosímetro de Fann a 300 rpm. Este índice es una medida del grosor del fluido de perforación, se define como la tensión de corte a una velocidad de cizalladura dada, un aumento de este valor indica un incremento en la eficiencia de limpieza del fluido de perforación¹⁰³.

Ecuación 14. Índice de consistencia del fluido.

$$K = \frac{\theta_{300}}{(511)^n}$$

Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001, p. 244.

3.6.2 Análisis del comportamiento direccional. A continuación, se describen las propiedades direccionales empleadas en el análisis estadístico, se da una pequeña explicación de cuál instrumento las determina en pozo o cómo se pueden calcular y se indica en qué informe son reportados los valores.

3.6.2.1 Inclinación. La inclinación de un pozo se define como la desviación angular que forma el pozo con respecto a la vertical, se expresa en grados. Para la determinación en campo de inclinación y azimut del pozo se utilizan giroscopios convencionales alineados con el norte verdadero desde la superficie, o giroscopios que trabajan con la velocidad giroscópica y detectan el norte verdadero de manera automática. El giroscopio tiene acelerómetros en su interior, los cuales giran y detectan estas propiedades¹⁰⁴. La inclinación se registra en el reporte de desviación de pozo o *survey*.

3.6.2.2 Azimut. Es la dirección del pozo medida en el sentido de las manecillas del reloj, generalmente desde el norte magnético de la tierra, posteriormente corregida

¹⁰³ RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001, p. 245.

¹⁰⁴ SKONBERG, Eric R.; MUINDI, Tennyson M. (ed.). Pipeline Design for Installation by Horizontal Directional Drilling. American Society of Civil Engineers, 2014., p. 66.

con respecto al Norte Geográfico, basándose en información geodésica de la deriva anual del Polo Norte del Norte Magnético y se registra en grados. También, se puede registrar por cuadrantes, es decir, desde el norte hacia el este o hacia el oeste, o desde el sur hacia el este o hacia el oeste. Se determina con los giroscopios descritos en la inclinación y se registra en el reporte de desviación de pozo o *survey*.

3.6.2.3 Cambio angular de la perforación (DLS). El cambio angular de la perforación, o *dog leg severity*, mide el cambio de dirección e inclinación del pozo entre una medida de desviación y otra. Se calcula con los datos de inclinación y azimut, y se reporta en grados cada 100 pies ($^{\circ}/100$ ft) en el reporte de desviación de pozo o *survey*.

3.6.3 Eventos. A continuación, se describen cada uno de los eventos tomados para el análisis, son indicadores o problemas ocurridos durante la perforación, reportados en el informe diario de perforación.

3.6.3.1 Restricción. Limitación impuesta por la formación al normal viaje de la tubería debido a derrumbes, chatarra en el hoyo, hinchamiento de formaciones, entre otras. Esta limitación se presenta durante los viajes de tubería sacando del pozo o entrando al pozo.

3.6.3.2 Apoyo. Se registra un apoyo de la sarta de perforación cuando ésta entra en contacto con zonas de la formación que sostienen la sarta, por lo que en superficie se registra un peso menor al determinado inicialmente.

3.6.3.3 Torque errático. El torque es la aplicación de una fuerza por distancia que impulsa el equipo rotativo¹⁰⁵, el cual debe tener la capacidad de rotar la broca y la tubería a una velocidad deseada a las condiciones de pozo esperadas. El torque errático se presenta cuando se registran valores anormales debido a diferentes condiciones en el pozo, tales como mala limpieza, formaciones inestables que presentan excesivos recortes, ausencia de un revoque de filtrado en la pared del pozo o cuando se reduce la flotabilidad de la sarta, entre otras.

3.6.3.4 Arrastre. Fricción que se presenta entre la tubería de perforación y la formación debido al movimiento normal de la sarta, por contacto con recortes de perforación o zonas donde la formación tiene un diámetro diferente al de la broca.

3.6.3.5 Pérdidas de circulación. Se consideran pérdidas de circulación cuando el fluido de perforación, que se bombea hacia el pozo a través de la tubería de perforación, no regresa a superficie. Esta condición resulta generalmente de la pérdida de fluidos en estratos porosos, fracturados o cavernosos¹⁰⁶, por superar el esfuerzo principal mínimo a través de la presión ejercida por la densidad equivalente del fluido de perforación.

¹⁰⁵ ADITC, The Drilling Manual, 5 ed. Australia: CRC Press, 2015., p. 219.

¹⁰⁶ ASTM, Manual on drilling, sampling, and analysis of coal., p. 50.

3.6.3.6 Empaquetamiento. Se considera como una de las causas de pega de tubería y se relaciona con la estabilidad de las paredes de la formación. Durante la perforación la cantidad de sólidos en el pozo aumenta, los cuales deben ser retirados a tiempo para evitar situaciones de empaquetamiento. Este consiste en la acumulación excesiva de esos recortes sobre alguna parte de la tubería de perforación que generan un atascamiento cuando se quiere rotar o sacar la sarta¹⁰⁷. Una adecuada limpieza del pozo es un factor muy importante para la prevención de este tipo de eventos.

3.6.3.7 Pega diferencial. Es un mecanismo de pega de tubería en el cual la presión que ejerce la columna de fluido de perforación excede a la presión de los fluidos de formación. Si la tubería entra en contacto con el revoque formado alrededor de la formación quedaría sujeta a una presión más baja, así que si la diferencia de presión es muy alta y el área en la que actúa es muy grande la tubería puede quedar aprisionada.

3.6.3.8 Pega de tubería. Se conoce como “pega de tubería” a las condiciones que suceden en el pozo cuando la sarta de perforación no se puede mover o rotar. Existen diferentes mecanismos de pega de tubería: pega de tubería por empaquetamiento debido a la acumulación excesiva de recortes, pega geométrica causada por la geometría del hueco, pega diferencial producida por una presión diferencial muy alta entre el fluido de perforación y la formación son las principales.

3.6.3.9 Intento de pega de tubería. Se considera intento de pega de tubería cuando mediante el trabajo de la sarta se logra dar movimiento y rotación a la tubería de perforación después de estar pegada o aprisionada. Los trabajos para la liberación de la sarta varían dependiendo del tipo de pega. La liberación de pega diferencial consiste en circular y aplicar torque al máximo permitido, luego martillar hacia abajo con máxima carga de viaje¹⁰⁸. Para la pega geométrica, se debe martillar en la dirección opuesta al movimiento de la sarta que se estaba realizando, es decir si se estaba moviendo hacia arriba se debe aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje, si se estaba moviendo hacia abajo se debe martillar hacia arriba y no aplicar torque.

3.6.3.10 Intento de empaquetamiento¹⁰⁹. A la primera señal de que la tubería se está tratando de empacar se debe reducir la velocidad de la bomba a la mitad o apagarlas, para aliviar la presión ejercida por debajo de la zona que presenta empaquetamiento. Se debe continuar circulando fluido de perforación, cuando se recupere la circulación se aumenta el trabajo de las bombas para realizar una limpieza adecuada de estos recortes. Si no se recupera circulación, se debe aumentar la presión y aplicar torque. Se considera intento de empaquetamiento

¹⁰⁷ PRIDE COLOMBIA, Eventos no programados, Colombia., p.5.

¹⁰⁸ Ibid., p.23.

¹⁰⁹ Ibid., p.24.

cuando los trabajos de liberación de la tubería pegada por empaquetamiento resultan exitosos.

3.6.4 Secciones de perforación. Los pozos del Campo Castilla fueron perforados en tres secciones de pozo, cuyo número indica el tamaño de la broca empleada. El tamaño es aproximadamente el diámetro del hueco y son las secciones de 17 ½", 12 ¼" y 8 ½". En la perforación de los pozos existe una sección cero (0) donde se utiliza el tubo conductor, sin embargo, su longitud es tan reducida en comparación a la longitud total del hueco que no se tiene en cuenta para los análisis.

3.6.4.1 Primera sección: 17 ½". Esta es la sección de superficie que fue perforada con broca de diámetro externo de 17 ½" pulgadas. Abarca desde superficie hasta más o menos la base o para algunos pozos un poco antes de llegar a la base, de la Formación Guayabo. Atraviesa la zona de conglomerados superiores y es la sección de pozo en la cual se sienta el revestimiento.

3.6.4.2 Segunda sección: 12 ¼". Esta sección es perforada con broca de diámetro externo 12 ¼" pulgadas. Empieza desde la sección anterior atravesando las unidades del Periodo Terciario, donde se encuentra la Unidad Carbonera con sus unidades: Areniscas Superiores de Carbonera, Lutita E, C1, Areniscas de Carbonera, C2, Lutita E3, T1 y Lutita E4. Termina en la Unidad T2.

3.6.4.3 Tercera sección: 8 ½". La última sección de perforación es atravesada con broca de 8 ½" pulgadas. Perfora parte de la Unidad T2 y unidades del periodo cretácico, como lo son K1 Superior, K1 Inferior y, en los casos de pozos para inyección de agua, la Unidad K2. Para ciertos pozos en esta sección se baja *liner* de 7" pulgadas.

3.7 INTERPRETACIÓN DE DATOS

Según Pašić¹¹⁰ existen indicadores directos e indirectos de la inestabilidad de los pozos. Un excesivo volumen de derrumbes y recortes en superficie, que el diámetro del pozo sea diferente que el de la broca con que se perforó (más grande o más pequeño), que sea necesario llenar el pozo con fluido de perforación durante los viajes y una de cemento en exceso del volumen de roca perforado calculado son síntomas directos de la inestabilidad de los pozos. Hacen parte de los indicadores indirectos altos torques y arrastres, restricciones durante los viajes, pegadas de tubería y cambios angulares de la perforación excesivos, entre otros.

Al revisar los indicadores de la inestabilidad mencionados, principalmente los directos, se puede concluir que la cantidad de sólidos en el sistema hidráulico de la perforación es el factor común entre la mayoría de ellos. El volumen excesivo de cemento necesario puede ser una consecuencia de un diámetro de pozo mayor que el de la broca, al igual que la necesidad de llenar el pozo después de los viajes. Si el tamaño del pozo es mayor que el de la broca el volumen adicional de roca

¹¹⁰ PAŠIĆ, Boeivoje, *et al.* Wellbore Instability: Causes and Consequences. En: Rudarsko-geološko-naftni zbornik. 2007. vol. 19, p. 92.

obligatoriamente tiene que caer en el pozo para que el fluido de perforación lo arrastre hacia la superficie. Esos recortes y derrumbes deben entonces reflejarse en los sólidos medidos en el fluido de perforación.

La descripción de cada variable se realiza con el fin de verificar si las mediciones provienen de algún tipo de distribución de datos. En caso de poder modelarse con alguna distribución, se pueden calcular las distribuciones de probabilidad para la variable. De esta forma, para establecer los límites aceptados de las variables elegidas se puede realizar eligiendo una probabilidad desde un principio. En caso de no ajustarse a las distribuciones, los límites se elegirían de forma empírica con base en las conclusiones, recomendaciones y lecciones aprendidas de las perforaciones de los pozos.

El hecho de ser posible modelar la distribución de una variable asegura que las correlaciones que se puedan realizar tendrán un mayor coeficiente de determinación. Esto responde a que la relación entre variables para la regresión es más lineal, la media aritmética es un buen índice de la mayoría de los datos.

El análisis de componentes principales determina un menor número de componentes que mantienen la variabilidad de los datos originales. Cada componente se calcula a partir de combinaciones lineales de las variables originales, así que si se determinan los factores que más ayudan a la discriminación de los costos se pueden elegir las variables que más influyen en dichos factores, que, de forma transitiva, serán las que permiten realizar la discriminación.

De forma similar, con el análisis factorial se extrae un menor número de factores que variables originales, pero manteniendo la mayor variabilidad posible. A través de las cargas factoriales y las varianzas de los factores es posible seleccionar las variables más importantes. También, si con los factores se logra una discriminación de la variable de respuesta se podrán sugerir aquellas más relevantes para la metodología de seguimiento.

La utilidad de las correlaciones desarrolladas para el cálculo del costo de la perforación de los pozos radica en que permiten visualizar las variables más influyentes en la variable de respuesta. Se tienen en cuenta los aportes de cada variable al cálculo empírico del costo en relación con la cantidad y tipos de eventos presentados. Se desarrollan correlaciones de costo diario para toda la perforación de los pozos y para las unidades litoestratigráficas críticas para la estabilidad mecánica, con el objeto de poder comparar los resultados y tener mayores criterios durante la selección de las variables a seguir durante la perforación.

3.8 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN

En la **Figura 14** se pueden observar las diferentes etapas para la realización del trabajo. Están organizadas de acuerdo con el orden de realización del trabajo.

Figura 14. Etapas de la investigación.



Las etapas mostradas en el diagrama siguen un orden lógico que tienen como fin analizar la inestabilidad para plantear la metodología de seguimiento utilizando la información disponible, mencionada anteriormente. Debido a la presentación (por ejemplo, la frecuencia de muestreo) de la información, no es posible realizar una correlación directa entre los datos direccionales y los del fluido de perforación. Con ello en mente, para tener en cuenta ambos tipos de datos en la selección de las variables que más influyeron en los costos de las perforaciones, se decide utilizar a las unidades litoestratigráficas para realizar la correlación, es decir comparar las variables en un mismo tipo de roca. Así, con la descripción del comportamiento de las variables y el análisis del componente direccional de los pozos se seleccionan las unidades litoestratigráficas críticas a evaluar y posteriormente, se realizan los análisis multivariados para identificar las variables a utilizar en la metodología, es decir, aquellas más influyentes en los costos.

Adicionalmente, se analiza un caso de estudio para confirmar los resultados de los procedimientos mencionados anteriormente. Con ello se pretende también ratificar la inestabilidad como causa de los problemas operacionales. No se analizan más casos debido a las limitaciones en la información pertinente disponible: el pozo elegido es el más completo en cuanto a información geomecánica de los de la muestra.

4. SELECCIÓN DE LAS UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS Y VARIABLES CRÍTICAS

Teniendo en cuenta las etapas planteadas para el desarrollo del trabajo se realiza una descripción de las variables tanto del comportamiento con respecto a la profundidad, así como la distribución de frecuencias de las mismas. Se realiza para las variables medidas o calculadas para el fluido de perforación y para las variables principales del componente direccional de los pozos. Posteriormente, a través de la descripción por profundidad y costo de los eventos reportados, junto a las variables anteriores, se seleccionan las unidades litoestratigráficas más críticas desde el punto de vista de la estabilidad mecánica de los pozos. Para finalizar, utilizando técnicas de análisis descriptivo y correlaciones que permiten el cálculo del costo diario de la perforación, desarrolladas para los datos disponibles, se seleccionan las variables críticas a seguir durante la perforación de los pozos.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES

Antes de realizar los análisis específicos de los eventos operacionales que tuvieron como causa la inestabilidad mecánica del pozo se lleva a cabo una descripción de las variables analizadas. Se efectúa la descripción del comportamiento de cada variable correspondiente a la profundidad vertical verdadera y se indaga acerca de si los datos provienen de alguna distribución específica.

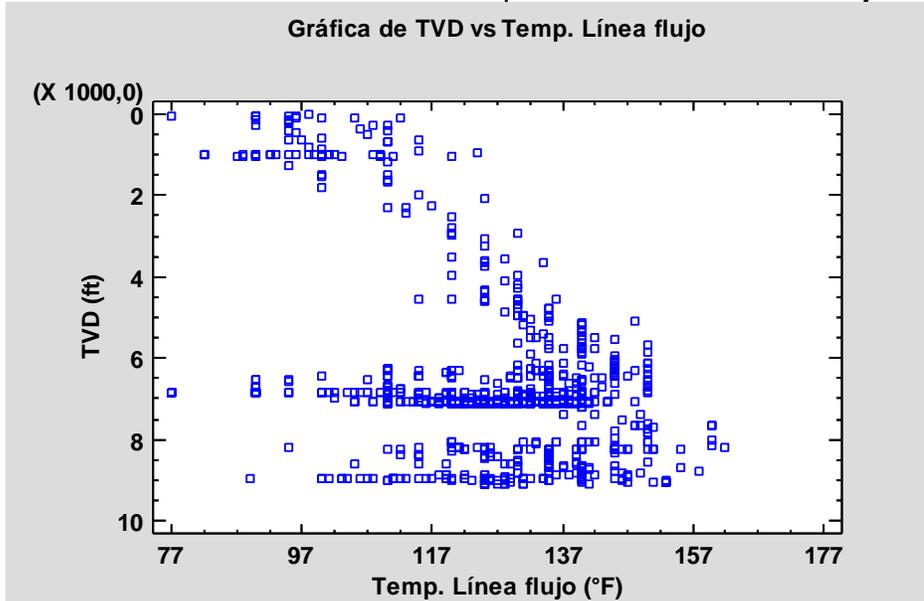
4.1.1 Variables del fluido de perforación. A continuación, se describen las variables del fluido de perforación tenidas en cuenta para la selección de las más relevantes o que se relacionan con la inestabilidad mecánica de pozo.

4.1.1.1 Temperatura de la línea de flujo. En el **Gráfico 1** se muestra la variación de la temperatura de la línea de flujo contra la profundidad vertical verdadera. En ella se puede observar una tendencia creciente desde superficie hasta el fondo, aunque a las profundidades de aproximadamente 7000 ft y 8500 ft existen mediciones de la temperatura mucho menores, que no siguen la tendencia de la variable. En primer lugar, las dos profundidades mencionadas no quieren decir que todos los pozos tuvieran ese comportamiento extraño, o que en el rango entre ellas la temperatura haya mantenido la tendencia preferencial. La razón para que sean dos es debido a que los pozos alcanzaron profundidades diferentes, y por tanto las secciones de los pozos no tienen correspondencia en profundidad.

En segundo lugar, aquellas disminuciones de temperatura que se observan tienen explicación en que esa es la profundidad final de los pozos. Por este motivo, el fluido de perforación no tiene una alta tasa de circulación hacia el pozo, así que tiene más tiempo de contacto para entrar en equilibrio térmico con el ambiente, una temperatura menor que la del fondo de los pozos. Otra prueba de ello, es que aproximadamente a 1000 ft y a 4500 ft existe un comportamiento similar, aunque no

tan notorio, correspondientes a las profundidades en que se terminan las dos secciones más superficiales de los pozos.

Gráfico 1. Gráfica de TVD vs. Temperatura de la línea de flujo.

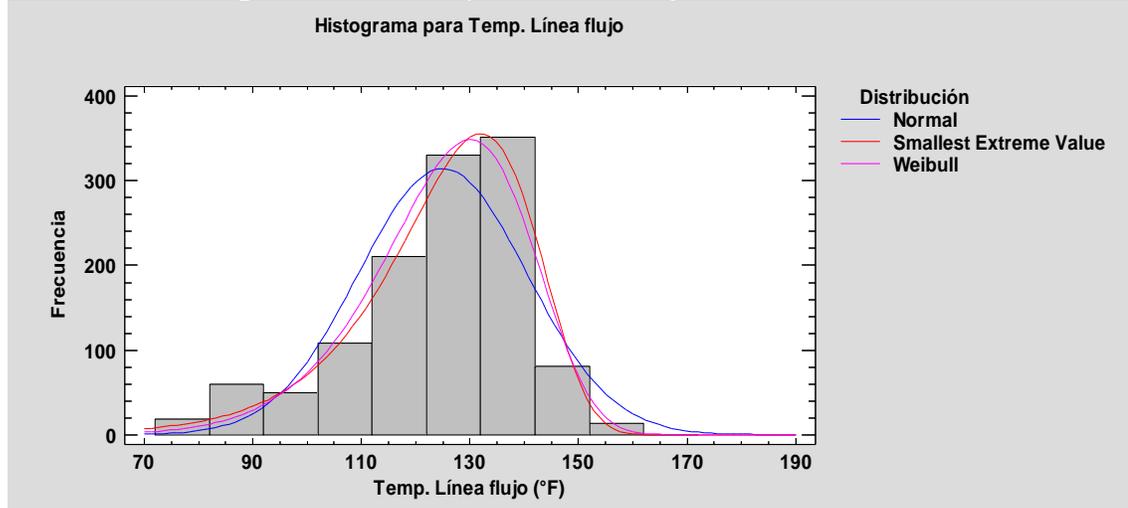


En las mayores profundidades hay una mayor densidad de datos debido a los problemas que sucedieron durante la perforación de los pozos. En algunos pozos hubo detenciones de las operaciones por parte de la comunidad. Durante los paros, las operaciones de perforación cesaban, y por tanto la temperatura de la línea de flujo podía llegar al equilibrio térmico con el ambiente en superficie, y dichas mediciones se reportaron a la profundidad del pozo perforada hasta el momento, aumentando la cantidad de mediciones a esas profundidades. Algo similar sucedía cuando ocurrían problemas operacionales y las mediciones se reportaban a la mayor profundidad alcanzada.

Utilizando el **Gráfico 1**, se puede distinguir que la medición de menor magnitud corresponde a una profundidad bastante alta. Sin embargo, al revisar específicamente el valor en los datos, es una medición en el último día de operaciones de perforación de un pozo, cuando se realizó el cambio del fluido de perforación a salmuera para realizar las operaciones de completamiento, por eso el valor anómalo.

En el **Gráfico 2** se observa el histograma de distribución de los datos de temperatura de la línea de flujo. Se comparan dos tipos de distribuciones sugeridas por el programa computacional utilizado con un criterio de probabilidad interno, además de la normal, para verificar si la variable proviene de alguna de ellas. La temperatura de la línea de flujo no se puede modelar con ninguna de ellas, aunque la más cercana es la del valor extremo más pequeño (*Smallest Extreme Value*).

Gráfico 2. Histograma de la temperatura de flujo.

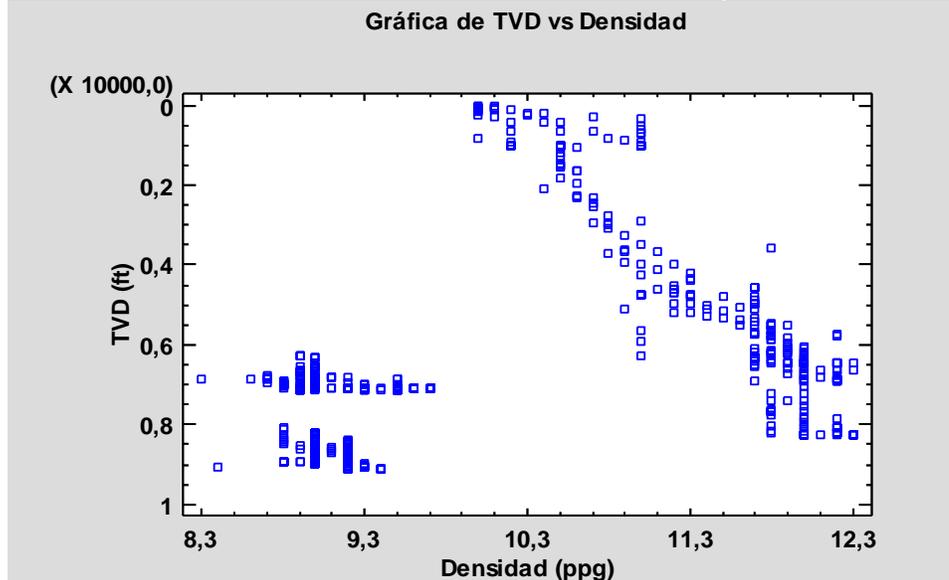


En total se analizaron 1223 datos. El valor mínimo fue de 77°F, aproximadamente la temperatura ambiente, mientras el valor máximo fue de 162°F, es decir, un rango de 85°F°. No se planea ningún rango ideal para esta variable previo a la perforación de los pozos.

4.1.1.2 Densidad del fluido de perforación. El **Gráfico 3** muestra la gráfica de densidad del fluido de perforación para la profundidad vertical verdadera. Se puede observar que a mayor profundidad la densidad aumenta, a excepción de los intervalos alrededor de 7000 ft y 9000 ft. En ellos se ve un cambio en la tendencia, se reduce a menos de 9.7 ppg y es casi constante. Sucede algo similar al **Gráfico 1**, aparentemente hay un intervalo en que la densidad aumenta y luego vuelve a disminuir. Este no es el caso, puesto que, de serlo, existirían datos intermedios desde 9.7 ppg hasta 12 ppg y no los hay. El cambio de tendencia y de magnitudes se debe al paso de perforar la sección de rocas del terciario a las del cretácico. Las densidades medidas en los pozos están dentro de los rangos propuestos en la planeación. Los menores valores, correspondientes a densidades de agua, justamente representan los últimos días de operaciones de perforación, en que se cambia del fluido de perforación a salmuera para realizar los trabajos de completamiento del pozo.

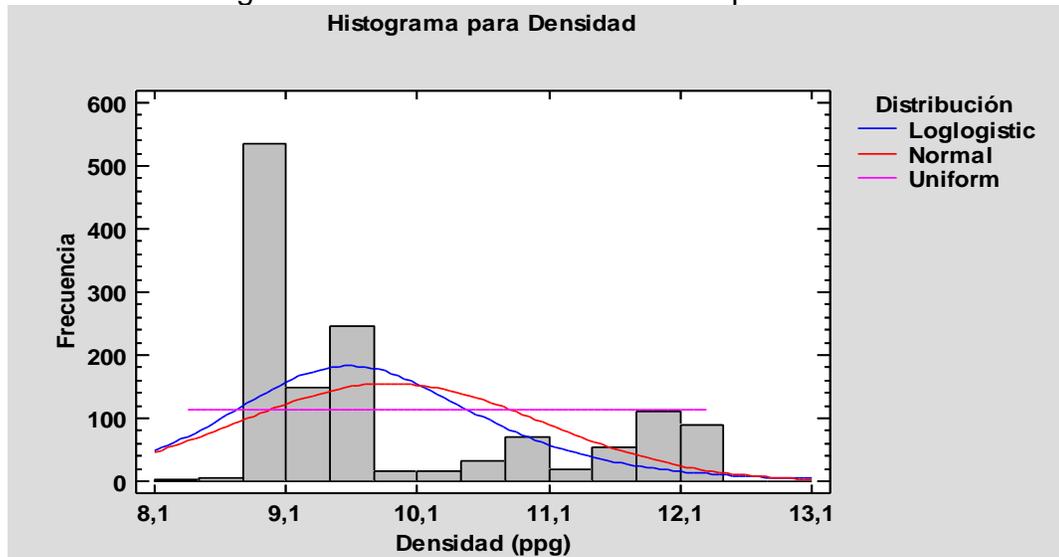
El histograma de frecuencia para la esta variable se observa en el **Gráfico 4**. Ninguna distribución de los datos se ajusta al comportamiento de la densidad. Presenta un comportamiento multimodal, pero la que mayor frecuencia tiene es de 8.9 ppg, con amplia diferencia frente a las demás. Esto indica que la mayor cantidad de mediciones se realizaron para la sección del cretácico, siendo un posible indicativo de que allí es donde más tiempo duraron las perforaciones de los pozos por los problemas operacionales o paros de la comunidad ocurridos.

Gráfico 3. Gráfica TVD vs. Densidad del fluido de perforación.



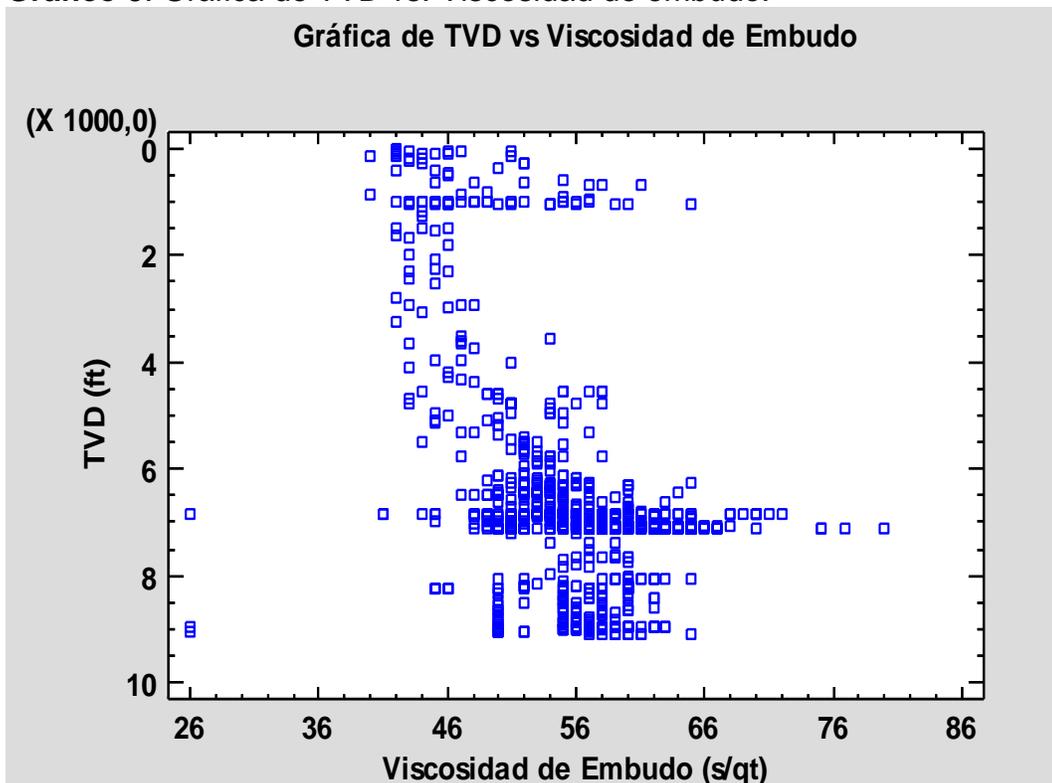
Para los 1352 datos de la densidad del fluido de perforación reportados la diferencia entre el valor máximo y el mínimo fue de 4 ppg. El valor mínimo fue de 8.3 ppg, para la tercera sección, y el valor máximo de 12.3 ppg al finalizar la segunda sección de algunos pozos. Los límites establecidos desde la planeación están entre 8.8 ppg a 12.2 ppg. Esto quiere decir que ninguno de los dos se respetó. El límite superior, que se sobrepasó por 0.1 ppg, puede ser aceptable, sin embargo, la diferencia entre el valor menor medido y el límite inferior planeado es de 0.5 ppg, lo que puede significar salir de una ventana de perforación.

Gráfico 4. Histograma de la densidad del fluido de perforación.



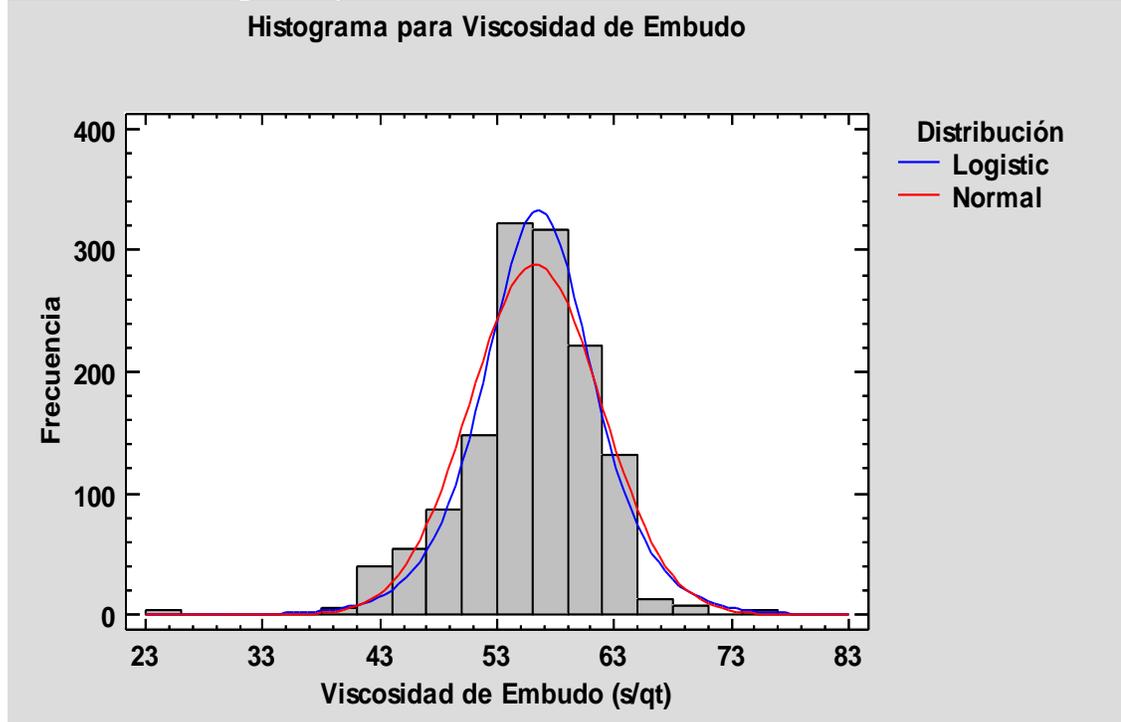
4.1.1.3 Viscosidad de embudo. En el **Gráfico 5** se observa la gráfica de profundidad verdadera contra la viscosidad de embudo. Desde superficie y hasta los 4000 ft de profundidad la variable se puede considerar de comportamiento constante. A partir de allí, se aprecia una tendencia en crecimiento a medida que aumenta la profundidad alcanzada en los pozos. En las profundidades de 7000 ft y 9000 ft aproximadamente, se observa un cambio en la tendencia de los datos tomados por las mismas razones explicadas con anterioridad. Los menores valores corresponden a mediciones a las salmueras al final de los trabajos de perforación. En las profundidades de terminación de las secciones 1 y 3 de los pozos se pueden observar aumentos considerables de las mediciones, pueden estar relacionados bien con los trabajos de cementación, o bien con el aumento de contenido de sólidos en el fluido de perforación.

Gráfico 5. Gráfica de TVD vs. Viscosidad de embudo.



El histograma para la viscosidad de embudo se puede apreciar en el **Gráfico 6**. La distribución de los datos que más se asemeja al comportamiento presentado es la distribución logística, sin embargo, no lo hace de manera satisfactoria pues el histograma tiene asimetría negativa.

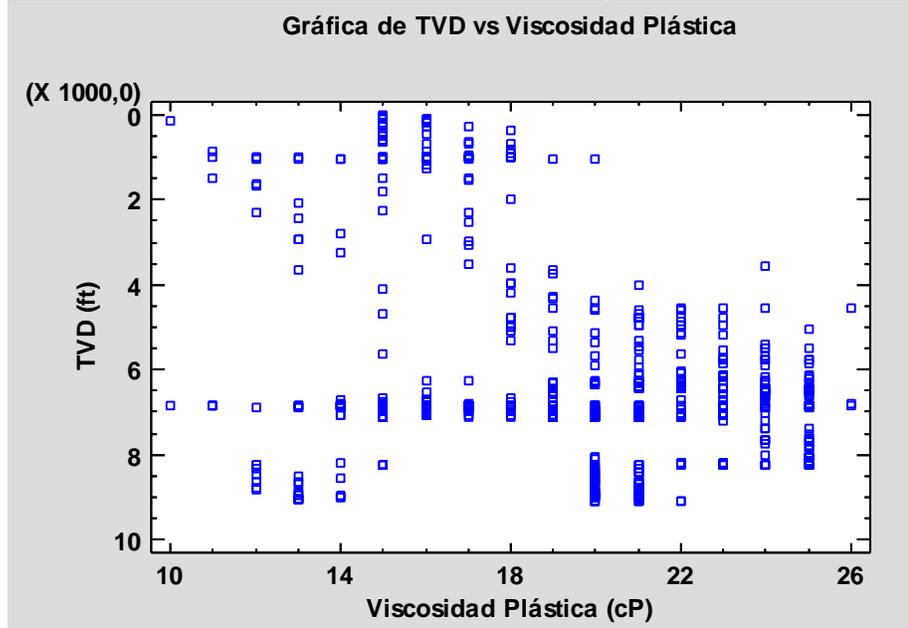
Gráfico 6. Histograma para viscosidad de embudo



También se tuvieron en cuenta 1352 casos, entre 26 y 80 s/qt. En términos de rango, los 54 s/qt observados se encuentran fuera del planeado de 45 s/qt, entre 40 y 85 s/qt. En este caso, el límite inferior fue el irrespetado. No obstante, como se mencionó anteriormente el valor de 26 s/qt corresponde a las salmueras utilizadas, así que los valores del fluido de perforación empleado se encuentran dentro del rango.

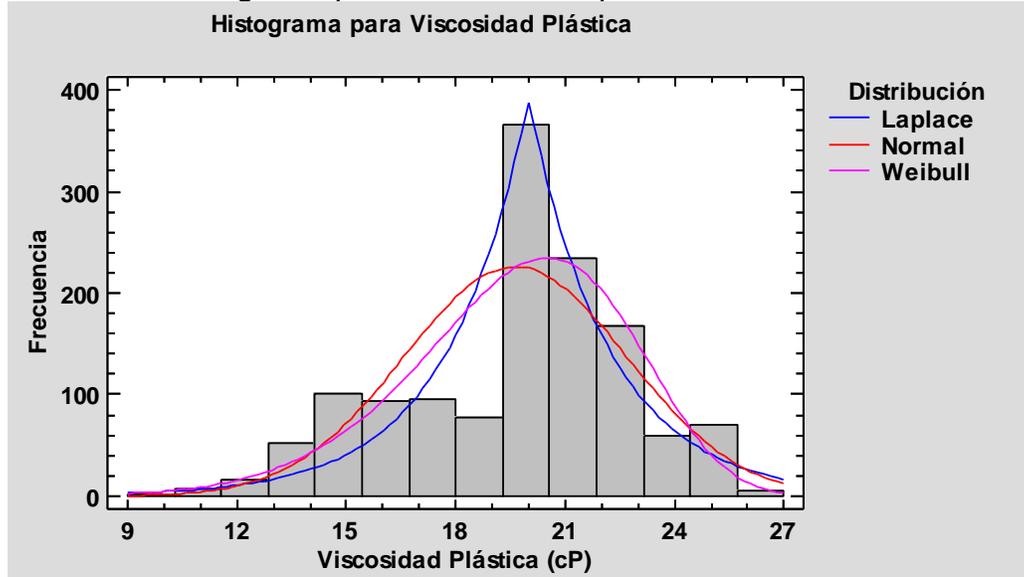
4.1.1.4 Viscosidad plástica. En el **Gráfico 7** se grafica la viscosidad plástica contra la profundidad vertical verdadera. La primera sección de los pozos tiene un rango de 5 cP y es aproximadamente constante excepto en la profundidad final, donde el rango se amplía considerablemente. Posiblemente suceda por la acumulación de sólidos en el fluido de perforación, por el cambio de tipo de fluido acordes con el cambio de sección, o por los trabajos de cementación. En la segunda y tercera sección, la viscosidad plástica tiene una tendencia incremental en relación con la profundidad, debido al contenido de sólidos en el fluido de perforación. En la profundidad final de los pozos la viscosidad adquiere su mayor rango de mediciones, tanto por la influencia de los cambios de fluidos de perforación a salmueras como por las detenciones de las operaciones de perforación.

Gráfico 7. Gráfica de TVD vs. Viscosidad plástica.



En el **Gráfico 8** se representa el histograma de la viscosidad plástica. El valor que más se repite es la viscosidad de 20 cP, con ocurrencia desde las profundidades en que ocurre la mayor cantidad de problemas operacionales. Ninguna distribución modela con satisfacción el comportamiento de los datos, aunque la que más se aproxima es la de Laplace.

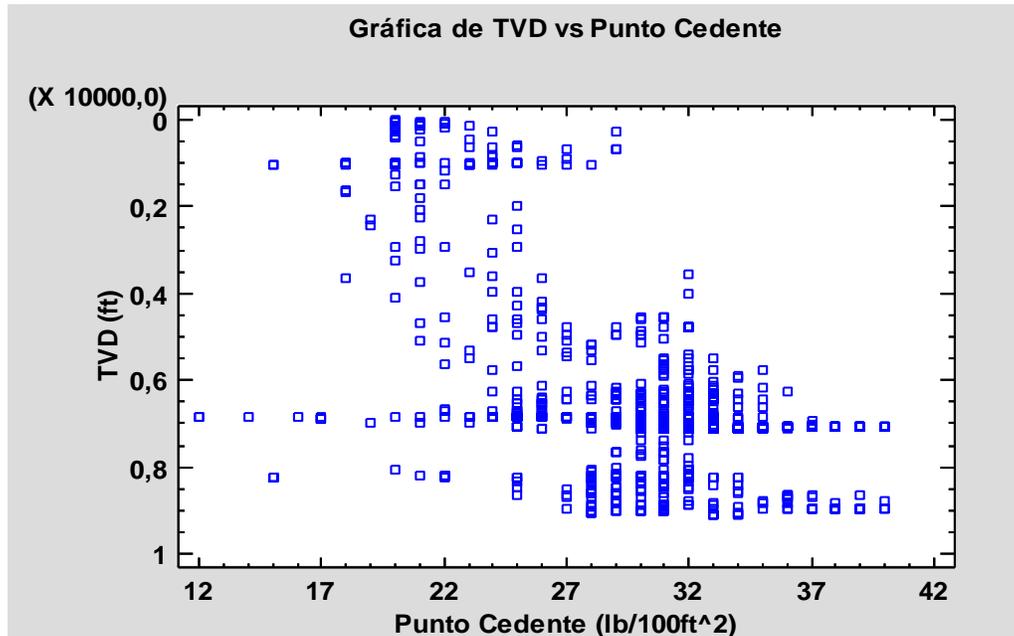
Gráfico 8. Histograma para la viscosidad plástica



Para esta variable se tuvieron en cuenta 1348 casos, donde el valor mínimo fue de 10 cP y el máximo de 26 cP. El valor mínimo planeado fue de 10 cP, con un rango de 20 cP. Por tal motivo, la variable se mantuvo de acuerdo con la planeación.

4.1.1.5 Punto cedente. En el **Gráfico 9** se puede apreciar la gráfica de los valores calculados del punto cedente correspondientes a la profundidad vertical verdadera. A medida que aumenta la profundidad se observa la tendencia creciente del punto cedente. Incluso, se puede detallar que en los cambios de sección el valor del punto cedente disminuye, conforme al cambio de fluido de perforación. Los valores correspondientes a profundidades de 4500 ft y punto cedente de 30 lb/100ft² encuentran explicación en que desde esa profundidad se realizaron las desviaciones en algunos pozos. Por esta razón, al no haber un cambio del fluido de perforación se encuentran puntos cedentes elevados, influenciados por los contaminantes que aporta las actividades de perforación, a no tan altas profundidades.

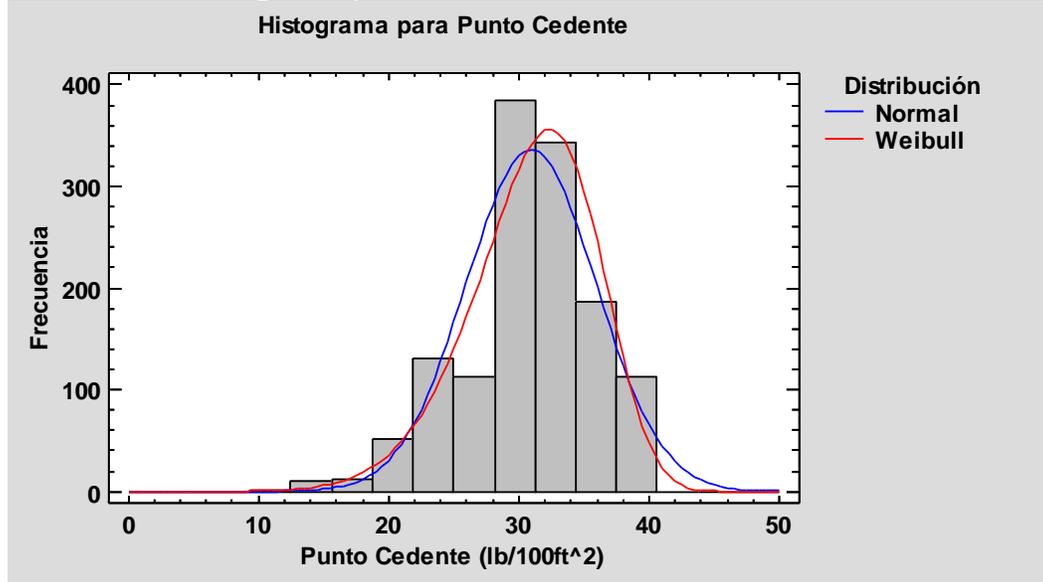
Gráfico 9. Gráfica de TVD vs. Punto cedente.



La curva de distribución de los datos que más se asemeja al comportamiento del punto cedente es la distribución de Weibull o multimodal, tal como se puede ver en el **Gráfico 10**. Sin embargo, el modelamiento de la variable no es válido utilizando los tipos de distribución comparados. La moda de la variable es de 30 lb/100ft², debido a las desviaciones mencionadas con anterioridad.

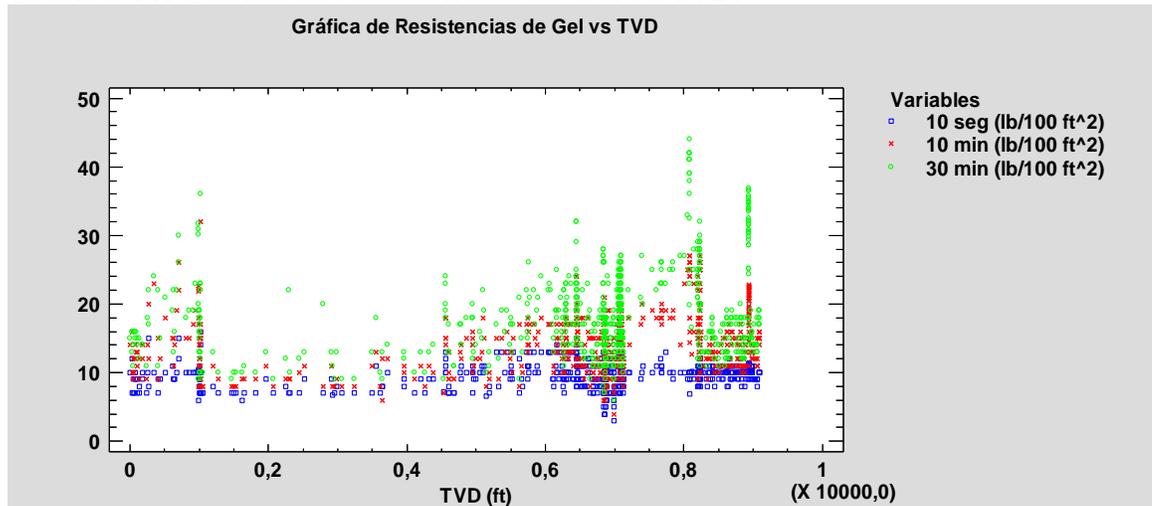
El rango planeado para la variable fue de entre 16 y 40 lb/100ft². El calculado durante las operaciones estuvo entre 12 y 40 lb/100ft² para los 1348 casos. El valor inferior observado es inferior al límite, sin embargo, corresponde a las mediciones en las salmueras.

Gráfico 10. Histograma para el Punto cedente.



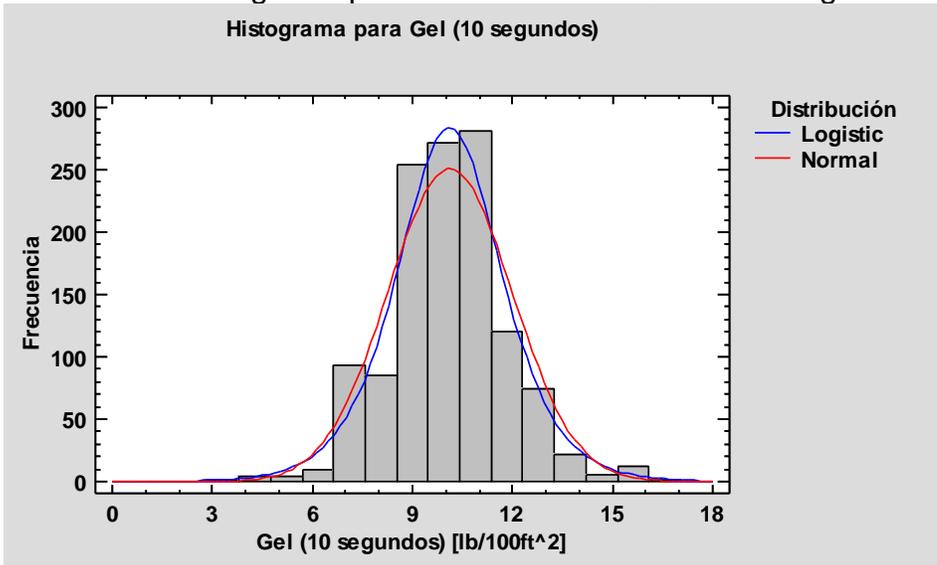
4.1.1.6 Resistencias de gel. La presentación de los datos de la resistencia de gel para 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos es diferente a la de las demás para entender el comportamiento de las tres a la vez. En el **Gráfico 11** se puede observar que en general, hacia el final de cada sección del pozo las resistencias aumentan, debido al contenido de contaminantes como sólidos de baja gravedad y salinidad encontrada en las formaciones. Al finalizar la perforación de algunos pozos se reportaron datos de la salmuera utilizada previo al completamiento del pozo, por eso los valores anormalmente bajos. Por el contrario, los valores anormalmente altos superaron el límite establecido de 35 lb/1000ft² en algunos casos, posiblemente por los contaminantes mencionados.

Gráfico 11. Gráfica de Resistencias de Gel vs TVD.



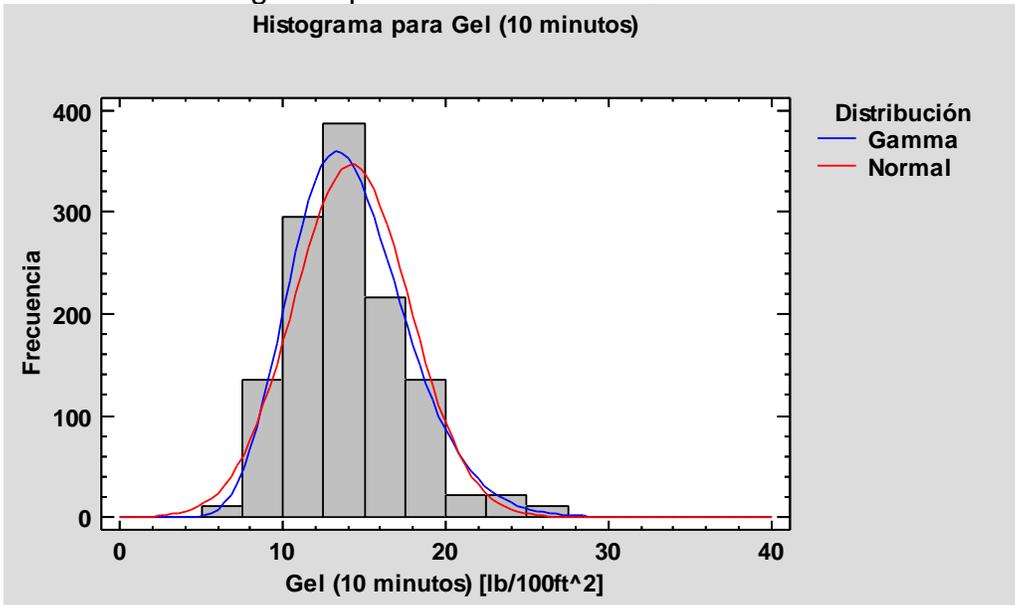
En el **Gráfico 12** se puede observar el histograma para la resistencia de gel con menor tiempo. La distribución se asemeja a una logística, pero no lo hace a cabalidad. La moda es cercana a las 10 lb/100ft². El rango está entre 3 y 17 unidades para los 1240 casos.

Gráfico 12. Histograma para Resistencia de Gel de 10 segundos.



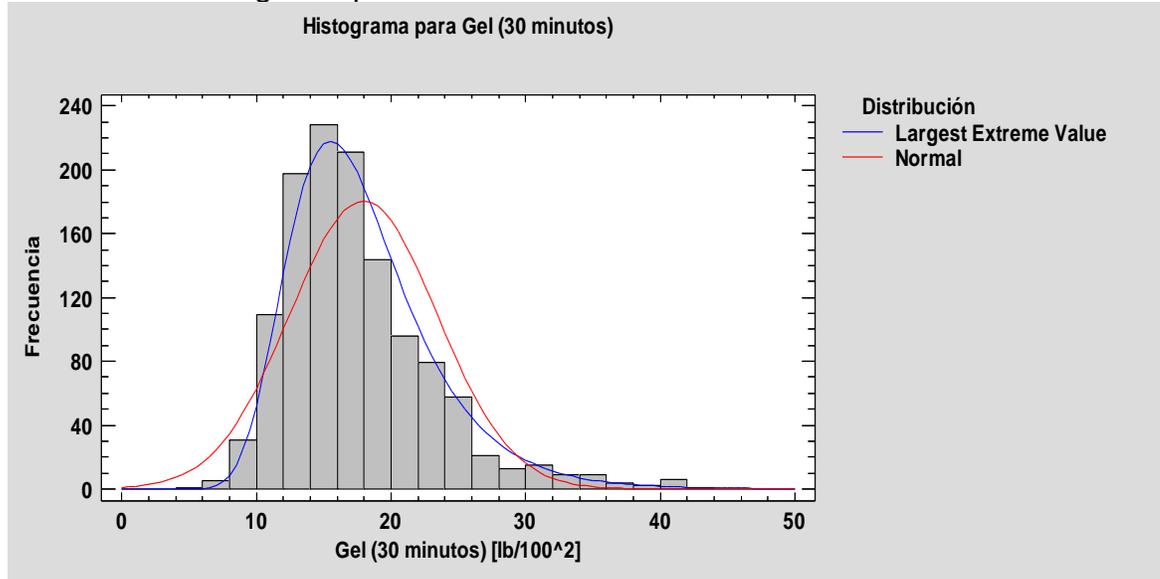
En el caso de los 10 minutos de espera para la resistencia de gel el histograma que muestra el **Gráfico 13** indica que la distribución más cercana a modelar el comportamiento de los datos es la Gamma. Los 1240 casos tuvieron medidas entre 4 y 32 lb/100ft².

Gráfico 13. Histograma para Resistencia de Gel de 10 minutos.



Para la última medida de la resistencia de gel la distribución que más se asemeja a los datos es la de valor extremo más grande (*Largest Extreme Value*). En el **Gráfico 14** se puede observar la distribución. La misma cantidad de casos que en los anteriores estuvieron entre 6 y 44 lb/100ft². La forma de los histogramas comprueba la existencia de valores por fuera de los rangos establecidos, es una cantidad considerable así que no son valores atípicos por errores sino pueden estar relacionados con otros sucesos.

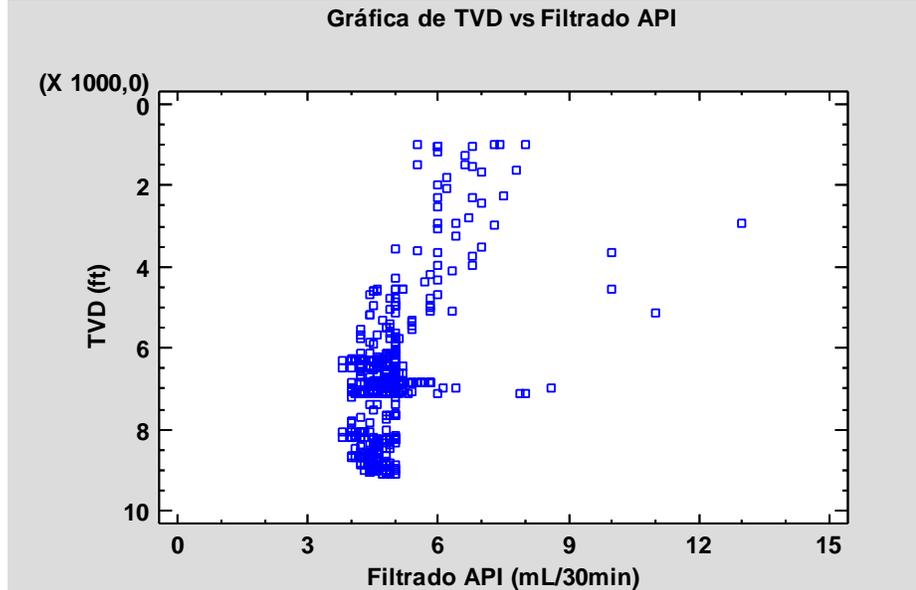
Gráfico 14. Histograma para Resistencia de Gel de 30 minutos.



Filtrado API. En la gráfica de la profundidad vertical verdadera con respecto al filtrado API, que se muestra en el **Gráfico 15**, se observa una tendencia decreciente de la variable: a medida que aumenta la profundidad disminuye el valor medido. Cabe resaltar que no se reportan mediciones en la primera sección debido a su corta duración y relativa facilidad de perforar. A medida que se profundizan los pozos se ejerce un mayor control sobre el filtrado para prevenir daños a la formación y reducir la inestabilidad de formaciones reactivas. Los valores extremos mayores sucedieron todos en un día para un pozo. Existe la posibilidad que sucedieran problemas en el muestreo o en las mediciones de ese día, o incluso errores en el reporte. Al ser solo cuatro medidas sobre el total de datos y no conocer con certeza si fueron errores o valores reales no es necesario depurarlos.

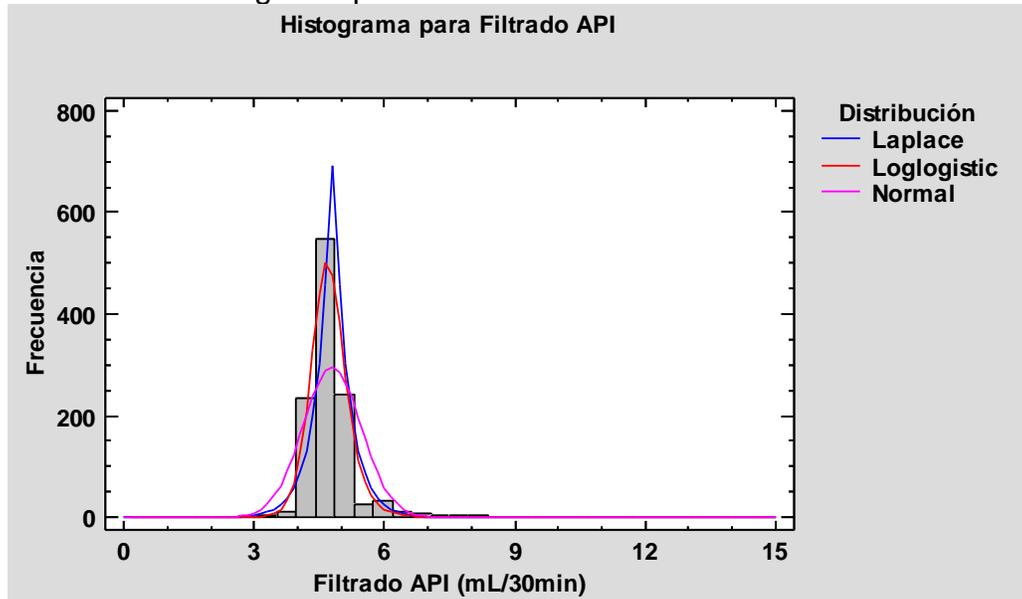
En el **Gráfico 16** se puede observar el histograma de frecuencias que representa la distribución de los datos del filtrado API. La distribución que más se asemeja al comportamiento real de los datos es la distribución loglogística, mas no logra modelar la variable.

Gráfico 15. Gráfica de TVD vs. Filtrado API.



Los 1133 casos estuvieron dentro del rango entre 3.2 y 13 mL/30min, alejados de límite planeado de máximo 8 mL/30min. Los valores atípicos ocurren en la segunda sección.

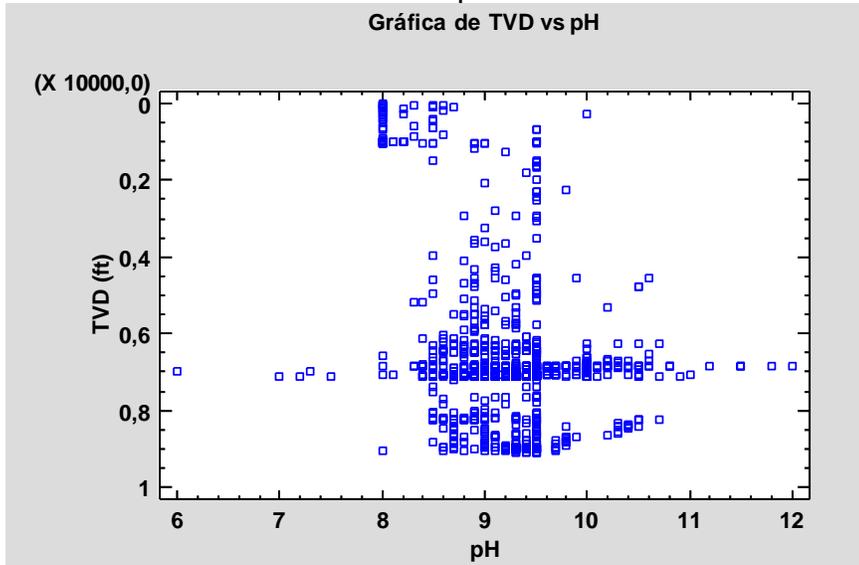
Gráfico 16. Histograma para el Filtrado API.



4.1.1.7 Concentración iónica de hidrógeno (pH). Como se puede observar en el **Gráfico 17**, donde se grafica el pH en función de la profundidad vertical verdadera, la tendencia de la variable es casi constante para las secciones 2 y 3, manteniéndose en el rango de valores de 8.4 a 10. La concentración de hidronios

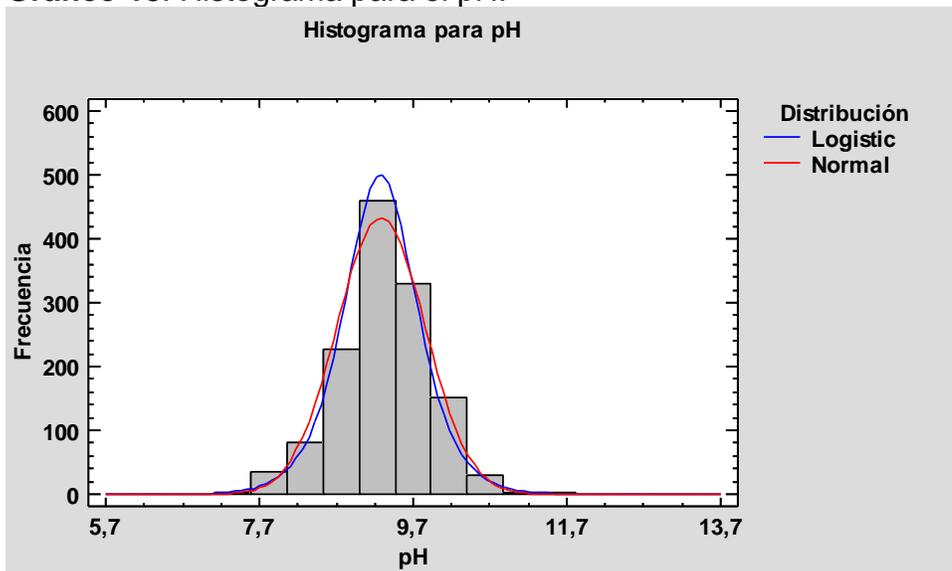
se planteó desde la planeación que estuviese entre 8 y 10. En la primera sección tuvo un comportamiento estable, pero con valores cercanos a 8. Los valores anómalos inferiores a 8 se midieron el día siguiente al cese de actividades por paro de la comunidad. Los valores superiores a 11 ocurrieron en los últimos días de la perforación de uno de los pozos. Es muy probable que tengan relación directa con los trabajos de cementación que se realizan en esos días.

Gráfico 17. Gráfica de TVD vs. pH.



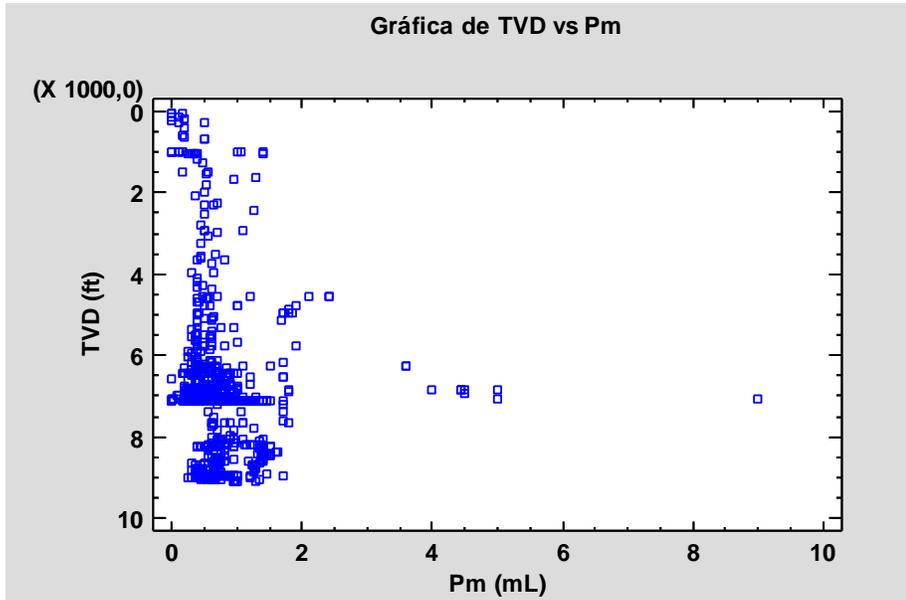
El histograma que se muestra en el **Gráfico 18** indica que la distribución que más se asemeja a los datos de pH es la logística. A pesar de las apariencias, ninguna de las distribuciones representa a cabalidad el comportamiento de la variable.

Gráfico 18. Histograma para el pH.



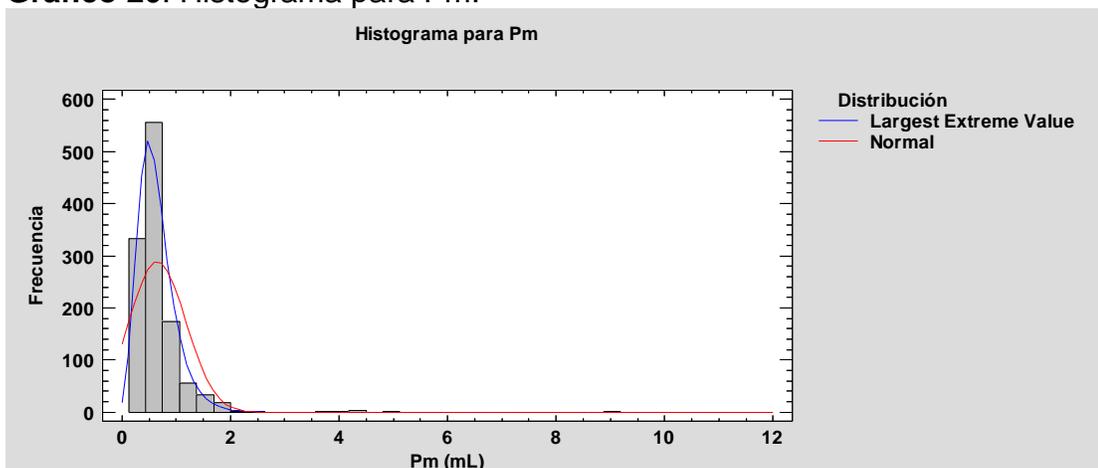
4.1.1.8 Punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación (Pm). En el **Gráfico 19** se aprecia que el punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación presenta un comportamiento constante con respecto a la profundidad. En la primera sección los valores son menores que en las otras dos, por una diferencia de aproximadamente 0.5 mL. Los valores más altos corresponden a aquellos valores elevados de pH, explicados anteriormente.

Gráfico 19. Gráfica de TVD vs. Pm.



En el **Gráfico 20** se representa el histograma del punto final de la fenolftaleína para el fluido de perforación. Ninguna distribución representa apropiadamente el comportamiento de la variable, pero la más cercana es la del valor extremo más grande (*Largest Extreme Value*).

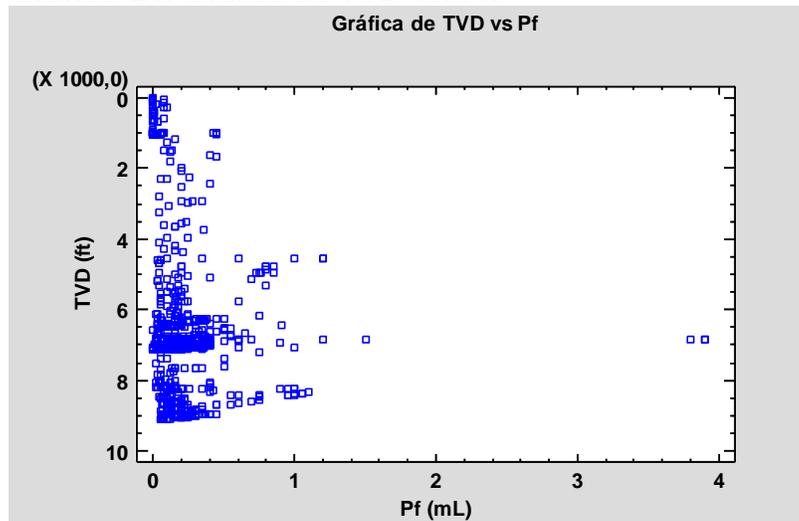
Gráfico 20. Histograma para Pm.



4.1.1.9 Punto final de la fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación (Pf).

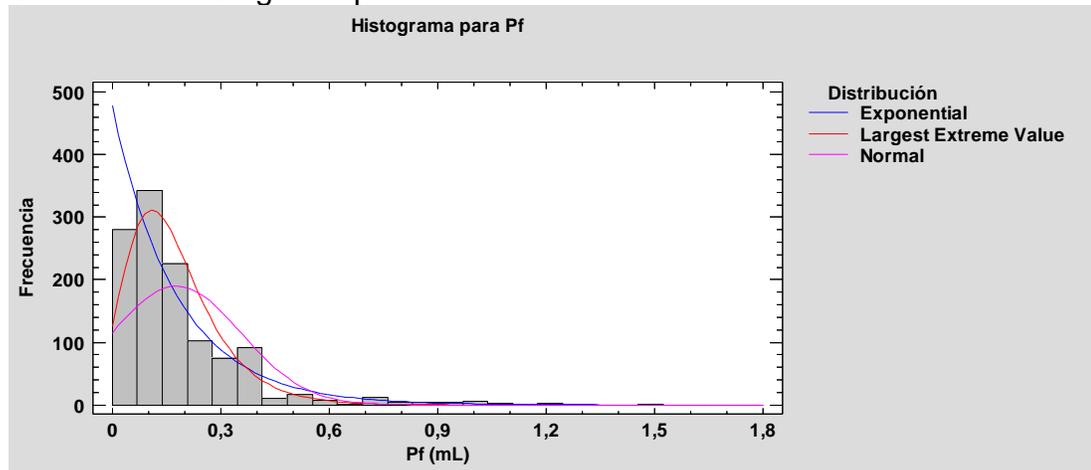
El comportamiento del punto final de la titulación con fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación es muy similar al del punto final para el fluido de perforación, tal como es de esperar, pero presenta una mayor variación al finalizar las secciones. Puede ser resultado tanto de las operaciones de cementación como de las acciones remediales por dicha contaminación. En el **Gráfico 21** se puede observar la tendencia mencionada. Los valores altos suceden por las mismas razones que los del pH.

Gráfico 21. Gráfica de TVD vs. Pf.



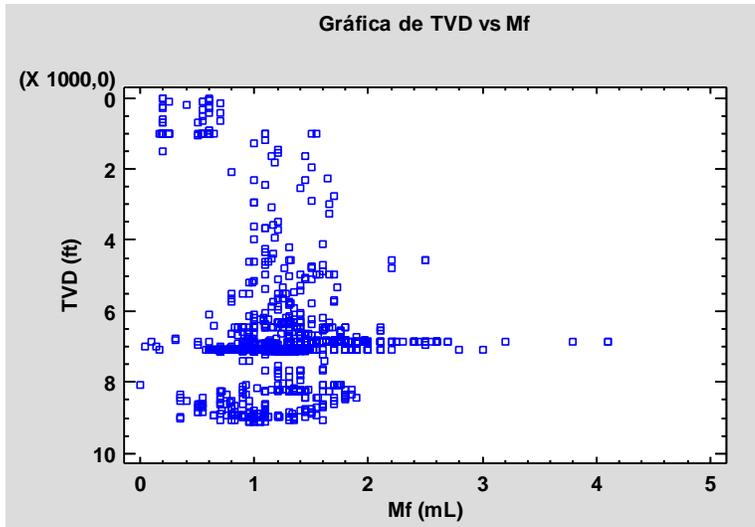
El **Gráfico 22** muestra el histograma para la variable. En este caso ninguna distribución logra modelar el comportamiento. Se puede ver de forma clara que el análisis se ve influenciado por los valores anómalos, empero aun si se eliminaran el comportamiento no podría ser modelado. La distribución del valor extremo más grande (*Largest Extreme Value*) es la que más se asemeja.

Gráfico 22. Histograma para Pf.



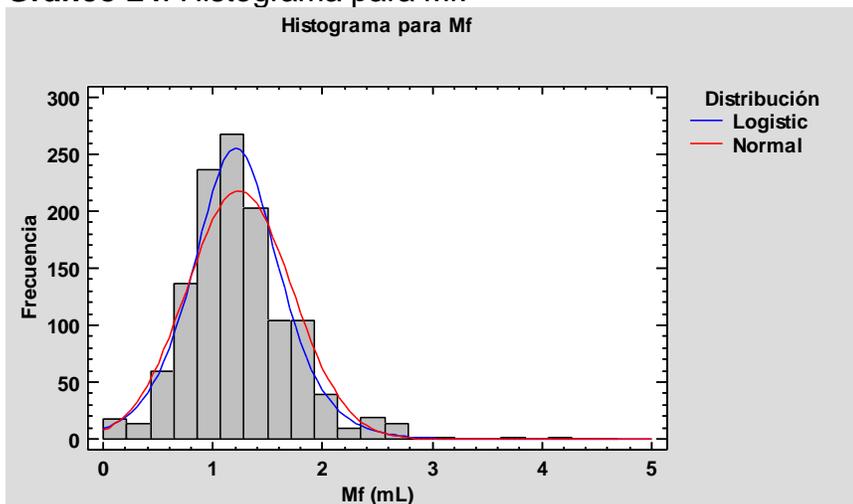
4.1.1.10 Punto final de la alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del fluido de perforación (Mf). En el **Gráfico 23**, que muestra una gráfica de los valores del punto final del naranja de metilo contra la profundidad, es mucho más notoria la diferencia entre los valores medidos en la primera sección y los de las secciones restantes. En cada sección el comportamiento es aproximadamente constante, con excepción de las profundidades finales de cada una de ellas, por los motivos mencionados para el pH.

Gráfico 23. Gráfica de TVD vs. Mf.



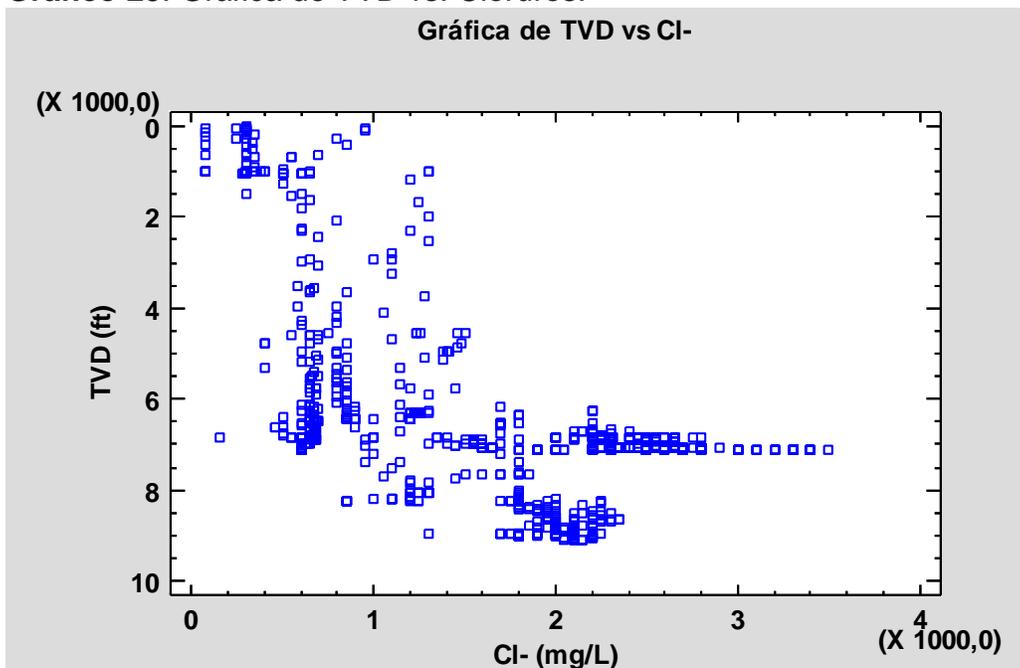
El histograma que representa la variabilidad del punto final de la titulación con naranja de metilo del filtrado del fluido de perforación indica que no hay una distribución que se acomode a los datos, como muestra el **Gráfico 24**. La moda está en el rango entre 1 y 1.2 mL, con una frecuencia mucho mayor que la de los demás intervalos, afectando la distribución.

Gráfico 24. Histograma para Mf.



4.1.1.11 Concentración de cloruros en el filtrado del fluido de perforación. Según el **Gráfico 25**, que muestra la variación del ion cloruro para las profundidades verdaderas de los pozos, en la primera sección el comportamiento fue en su mayoría constante. Sin embargo, la tendencia inversamente proporcional entre la concentración de cloruros y la profundidad que se puede observar corresponde a los datos de un pozo específico. Puede ser posible que, al reutilizar los fluidos de perforación en los pozos, el almacenamiento o tratamiento del fluido utilizado no fuera el adecuado y presentara contaminación.

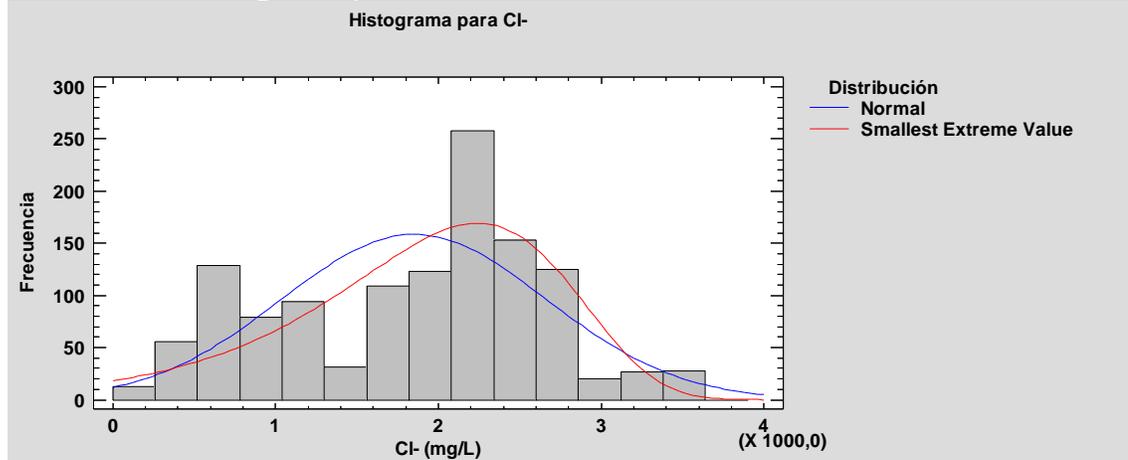
Gráfico 25. Gráfica de TVD vs. Cloruros.



En las otras dos secciones el comportamiento es bastante estable, constante, a excepción del final de las profundidades finales del pozo. Esto puede suceder por dos motivos: ocurrieron influjos de agua de las formaciones hacia el pozo que elevan la concentración en la sección de rocas del cretácico, o las mediciones corresponden a salmueras preparadas para el cambio de operaciones de perforación a completamiento. Por los valores tan elevados, es más probable la primera razón.

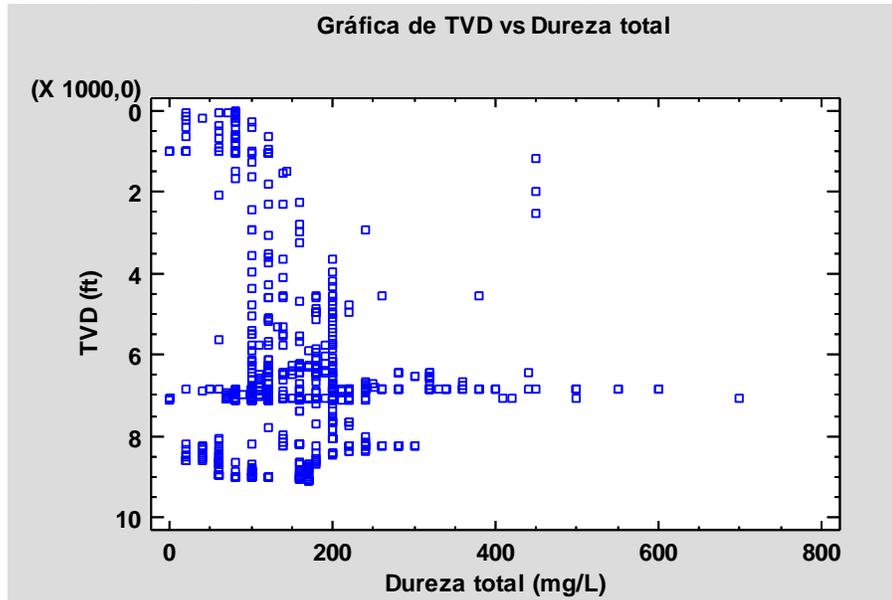
El histograma que se muestra en el **Gráfico 26** indica que no hay ninguna distribución que logre modelar los datos, no están cerca. El gran número de modas que se podrían obtener prueba que existe una alta variabilidad en los datos, aunque es posible hacer una distinción de tres correspondientes a las secciones de los pozos.

Gráfico 26. Histograma para el contenido de Cloruros.



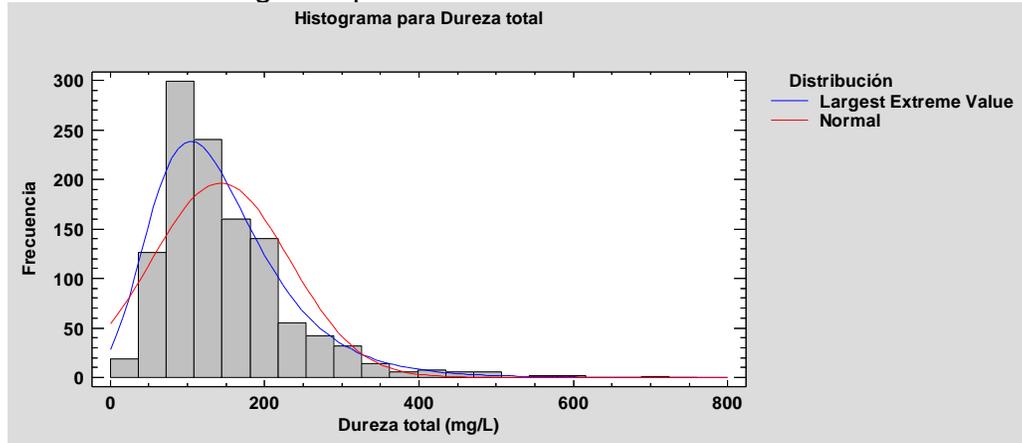
4.1.1.12 Dureza total del filtrado del fluido de perforación. La dureza total del fluido tiene una tendencia creciente en la primera sección, como se puede observar en el **Gráfico 27**. Posteriormente, la tendencia cambia para estabilizarse en un rango de hasta 2000 mg/L. Los valores elevados que toma la variable en aproximadamente 2000 ft suceden posteriores al cambio de sección, y con él, el cambio de fluido. Pueden ser consecuencia del reciclaje del fluido de perforación, ya que corresponden a las primeras medidas realizadas al fluido de perforación de la fase. Aquellos valores elevados en el final de la perforación pueden haber sucedido debido a influjos de agua de la formación hacia los pozos en la sección de rocas del cretácico o a la contaminación por yeso, ya sea por su presencia en alguna unidad litológica perforada o por sobretratamiento a la contaminación de bicarbonatos por la oxidación de polímeros del fluido de perforación.

Gráfico 27. Gráfica de TVD vs. Dureza total.



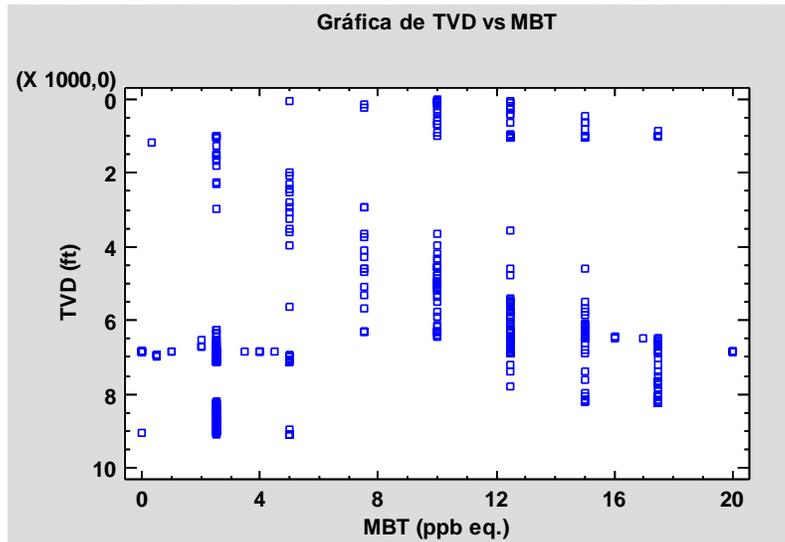
El histograma para la dureza total, representado en el **Gráfico 28**, puede indicar un comportamiento bimodal, que no es representado en ninguna distribución de los datos. El primer valor sucede, de manera repetitiva, en las secciones uno y dos, mientras el segundo ocurre principalmente en las desviaciones de los pozos. Las mediciones estuvieron dentro del rango planeado.

Gráfico 28. Histograma para dureza total.



4.1.1.13 Prueba de azul de metileno. Los resultados de la prueba de azul de metileno son de los que la tendencia es más clara y evidente, representados en el **Gráfico 29**. La primera sección tiene un comportamiento casi horizontal, señal de que los resultados de la prueba indican una alta respuesta a sólidos reactivos, como las arcillas. La razón no necesariamente se encuentra que dicho intervalo sea muy arcilloso, sino más bien que es la sección en que menos esfuerzo se destina en inhibir las arcillas, posiblemente porque no representen un riesgo operativo a estas profundidades.

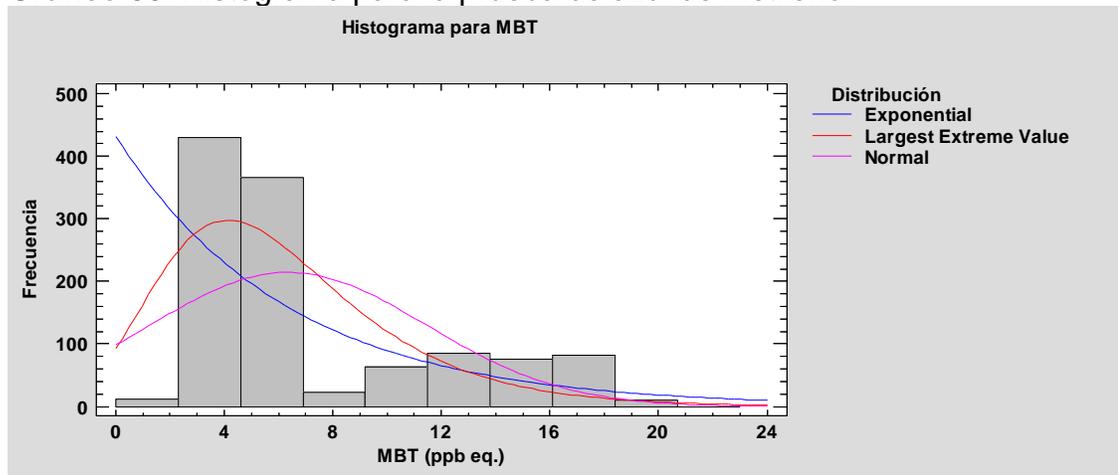
Gráfico 29. Gráfica de TVD vs. Prueba de azul de metileno.



En la segunda sección la tendencia tiene una pendiente menor, por el control que se realiza al fluido de perforación. La tercera sección muestra un comportamiento casi constante, indicativo de que la inhibición es bastante efectiva y no se presentan problemas por hinchamiento de arcillas. La dispersión lateral de los datos en las profundidades finales de los pozos puede suceder por el tiempo de contacto entre el fluido de perforación y las unidades de pelitas, consecuente con los problemas operacionales y cese de actividades por paro de la comunidad.

El **Gráfico 30** representa el histograma para los resultados de la prueba de azul de metileno. No hay ninguna distribución que represente los valores. Las frecuencias más altas corresponden a valores relativamente bajos de resultado de la prueba, señalando que los sólidos reactivos posiblemente tengan poca relación con los problemas operacionales que sucedieron.

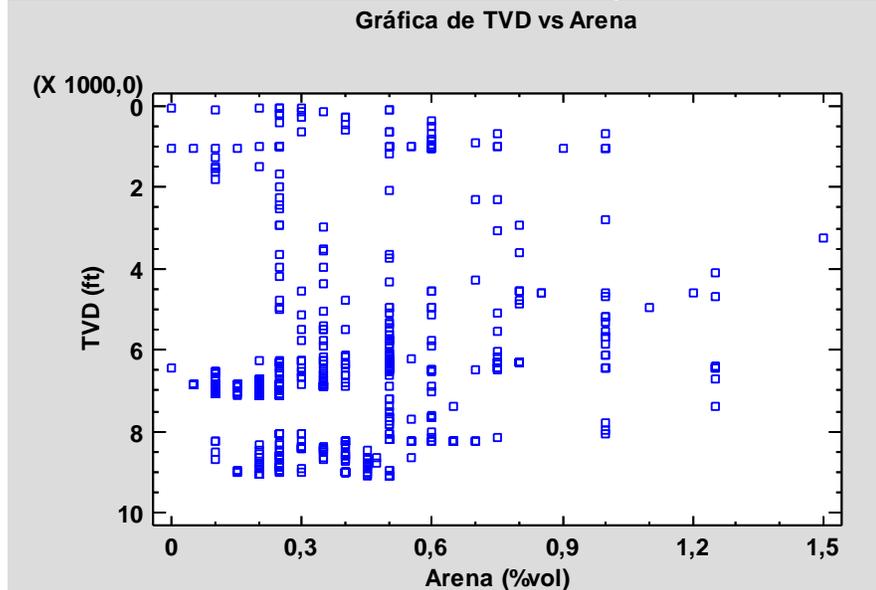
Gráfico 30. Histograma para la prueba de azul de metileno.



El valor máximo admitido desde la planeación era de 17.5 ppb equivalentes. Al final de la perforación de uno de los pozos se superó, pero está relacionado con las detenciones de las operaciones, así que no hubo suficiente circulación del fluido de perforación y se recargó de sólidos reactivos.

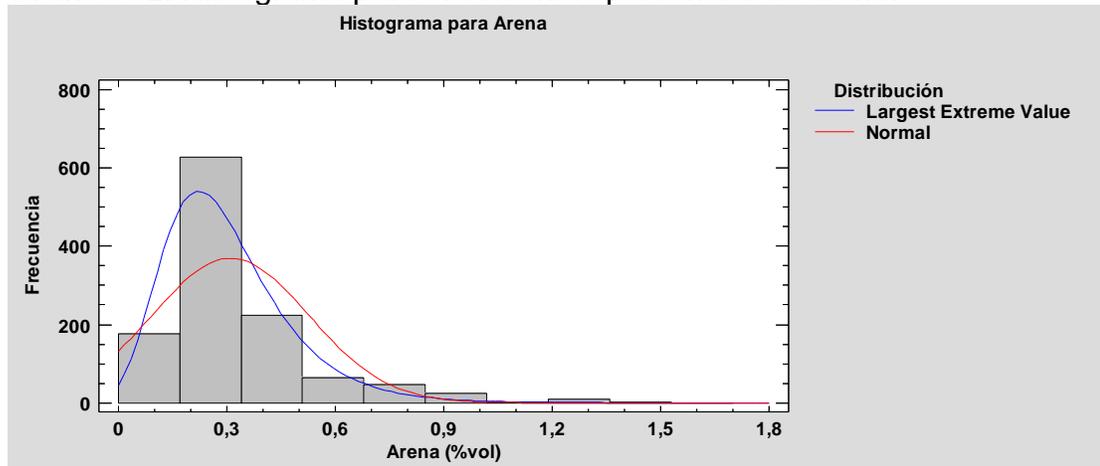
4.1.1.14 Contenido porcentual de arena. En la gráfica del porcentaje de arena en el fluido de perforación con respecto a la profundidad vertical verdadera, representada en el **Gráfico 31**, aparentemente no hay ninguna tendencia clara para todos los pozos. Si se revisa uno por uno no se logra mayor claridad, excepto en la tercera sección. De forma general, el contenido aumenta conforme avanza la perforación debido a los recortes generados por el proceso de perforar. En la sección de rocas del cretácico la tendencia es mucho más marcada, el porcentaje de arenas aumenta con la perforación. Esto indica que la cantidad de arena acarreada por el fluido de perforación tiene un gradiente mayor en esta sección, debido a los ensanchamientos no previstos de las unidades litológicas, que pueden llevar a escalonamientos y sus consecuentes problemas operacionales.

Gráfico 31. Gráfica de TVD vs. Contenido porcentual de arena.



El histograma para el porcentaje de arenas está representado en el **Gráfico 32**. En él no se puede observar el modelamiento de los datos por alguna distribución. Sin embargo, en general los porcentajes son relativamente bajos así que los controles realizados al fluido de perforación fueron efectivos.

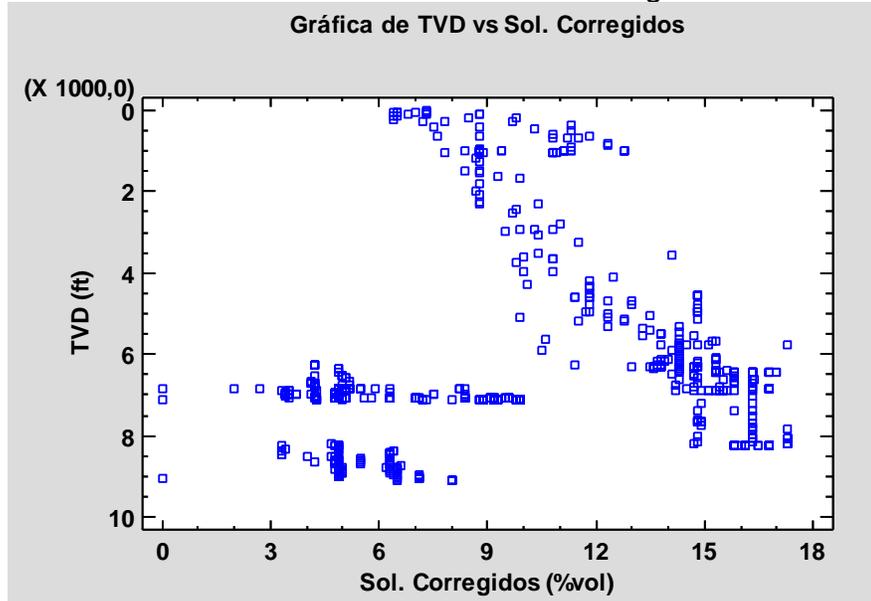
Gráfico 32. Histograma para el contenido porcentual de arena.



4.1.1.15 Contenido de sólidos. El porcentaje de sólidos corregidos tiene un comportamiento muy similar al que presenta la variable de densidad del fluido de perforación, como lo indica el **Gráfico 33**. Presenta una tendencia incremental con la profundidad para las dos primeras secciones, mientras la tercera tiende a ser constante. Las mediciones de 0 % corresponden a los cambios de fluido de perforación a salmuera. La dispersión de datos en la tercera sección corresponde a

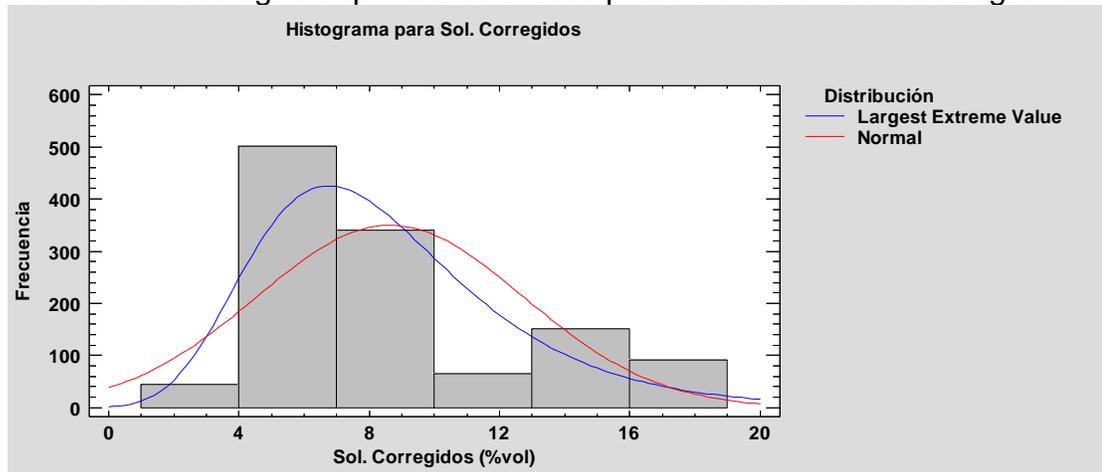
los días finales de la perforación. La razón puede ser la misma que la del porcentaje de arena.

Gráfico 33. Gráfica de TVD vs. Sólidos corregidos.



El **Gráfico 34** muestra el histograma para los sólidos corregidos en el fluido de perforación. Los mayores porcentajes ocurren en la sección más larga, como sería de esperarse. No obstante, la moda es de 5 % que sucede en la sección de rocas del cretácico. Esto permite señalar que los mayores tiempos de perforación, posiblemente por problemas operacionales, ocurren en dicha sección.

Gráfico 34. Histograma para el contenido porcentual de sólidos corregidos.

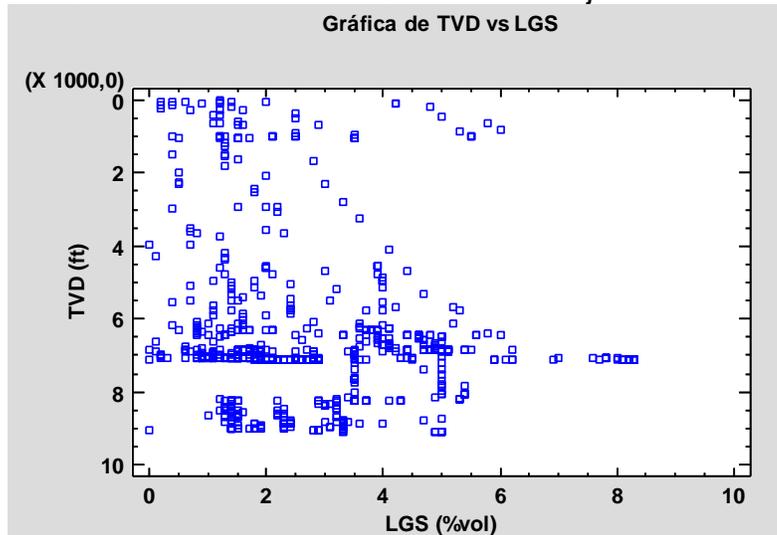


Los sólidos no debieron haber superado del 16%, sin embargo, una cantidad significativa de casos lo hizo. Estos pueden ser la causa del aumento de la densidad del fluido a las profundidades correspondientes al finalizar la segunda sección. Una

sobrecarga de sólidos en el anular se determinó como la causa de algunas pegas de tubería por empaquetamiento en los pozos analizados.

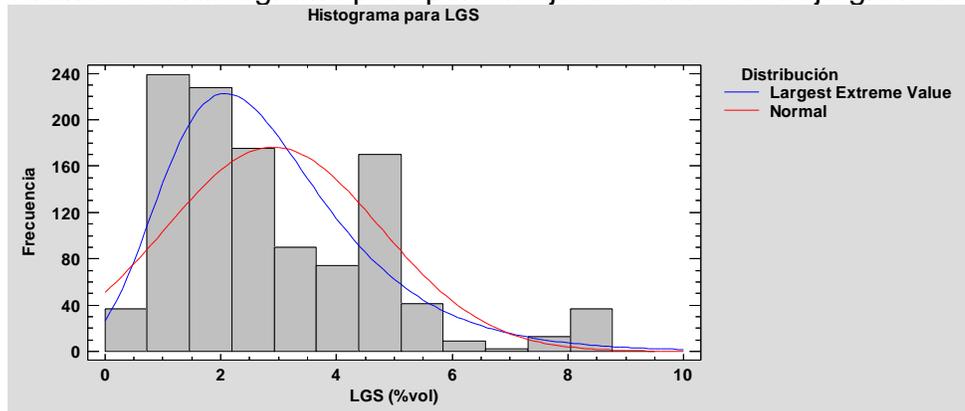
4.1.1.16 Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica. En el **Gráfico 35** se grafican los valores del porcentaje de sólidos de baja gravedad específica para la profundidad vertical verdadera del pozo. La tendencia para todos los datos es de crecimiento con respecto a la profundidad. Las variaciones horizontales suceden con los pozos, es decir que la variable en cada pozo tiene una relación directamente proporcional con la profundidad, pero los valores específicos varían entre los pozos. Existe la posibilidad de que esto suceda de acuerdo con la dirección de la perforación.

Gráfico 35. Gráfica de TVD vs. Porcentaje de sólidos de baja gravedad específica.



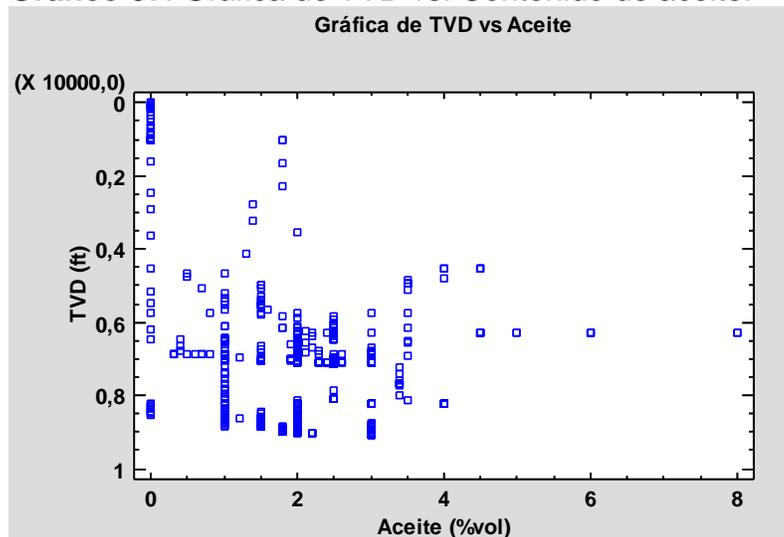
Tal como con las variables anteriores, el histograma para la variable en el **Gráfico 36** muestra que ninguna distribución modela los datos. Además, las modas son relativamente bajas, pero concuerdan con los aumentos de densidad, prueba MBT, viscosidad plástica, punto cedente y porcentaje de sólidos.

Gráfico 36. Histograma para porcentaje de sólidos de baja gravedad específica.



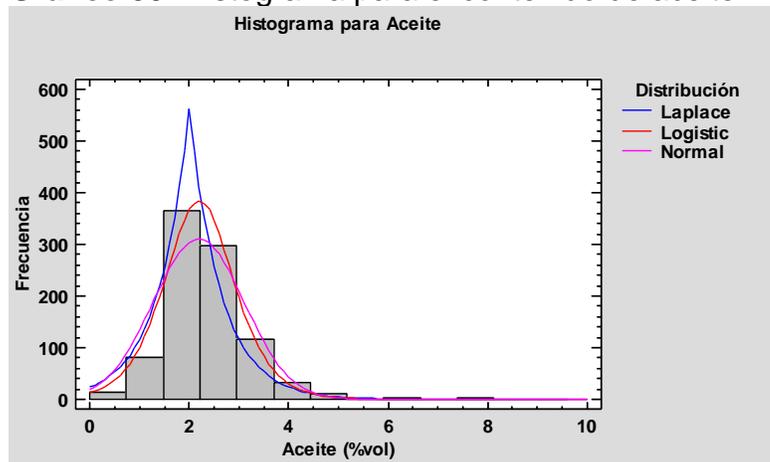
4.1.1.17 Contenido de aceite. El contenido de aceite, graficado contra la profundidad en el **Gráfico 37**, muestra que en algunos pozos fue de 0 % mientras otros tienen mayor contenido, aunque menor a 10 %. Se pueden observar dos tendencias: en algunos el contenido sigue una tendencia incremental con la profundidad, mientras en otros es relativamente constante. La primera tendencia pudo suceder como solución a los posibles problemas operacionales que ocurrieron. También puede ser en respuesta al manchamiento de hidrocarburos en el fluido de perforación por su presencia en las unidades litoestratigráficas. En los demás pudo ocurrir la misma contaminación, pero se ejerció un mejor control al fluido.

Gráfico 37. Gráfica de TVD vs. Contenido de aceite.



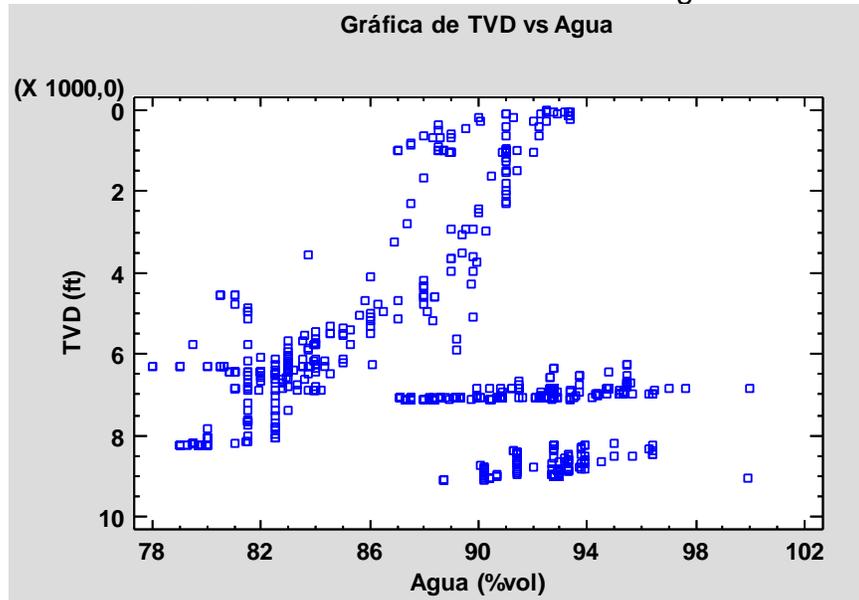
El **Gráfico 38** muestra el histograma para el porcentaje de aceite en el fluido de perforación. Ninguna distribución de los datos los modela satisfactoriamente, pero la que más se acerca es la logística.

Gráfico 38. Histograma para el contenido de aceite.



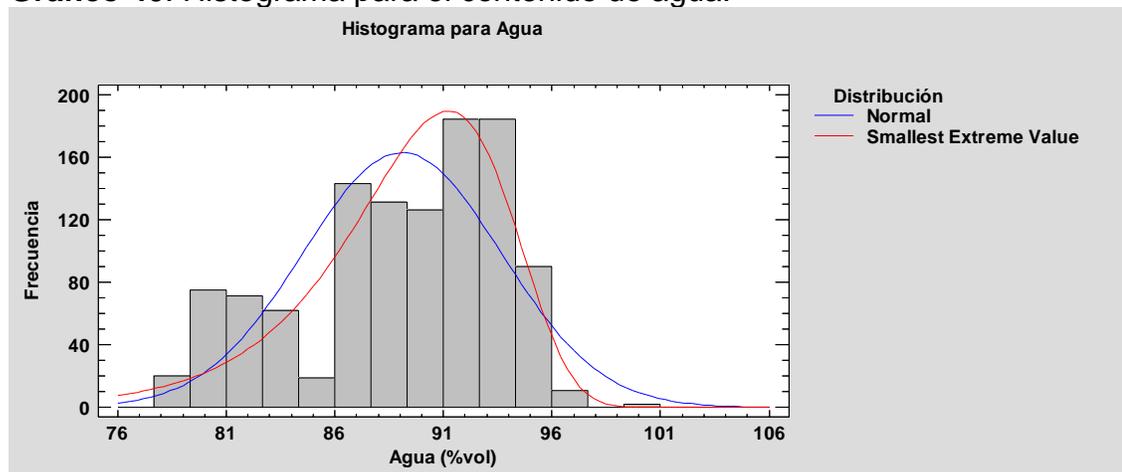
4.1.1.18 Contenido de agua. La representación gráfica del contenido de agua contra la profundidad vertical verdadera corresponde al **Gráfico 39**. La variable sigue una tendencia similar pero inversa a la de la densidad y contenido de sólidos corregidos del fluido de perforación. Las razones se encuentran en dichas variables puesto que, al ser una relación porcentual, si el contenido de una sustancia, los sólidos, aumenta, el porcentaje de las demás sustancias, agua, debe obligatoriamente disminuir.

Gráfico 39. Gráfica de TVD vs. Contenido de agua.



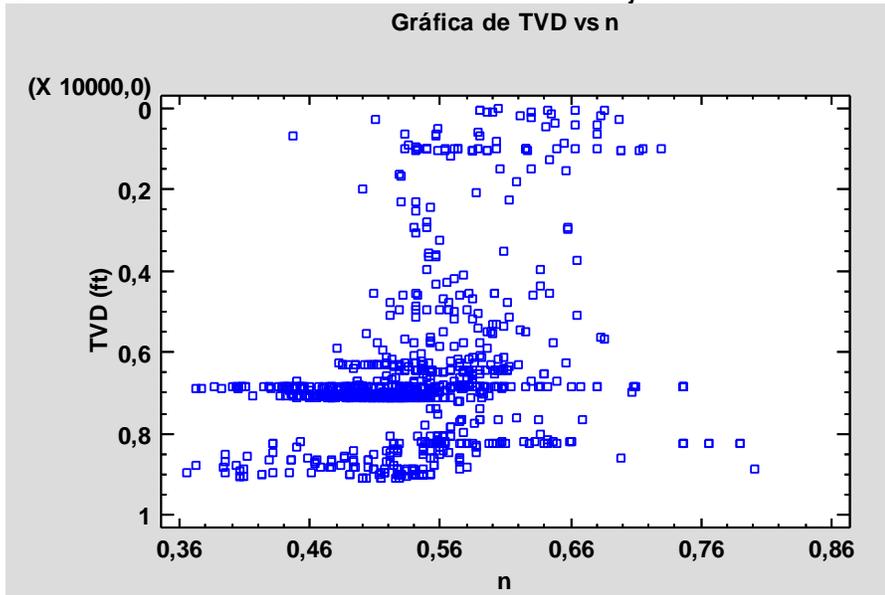
La distribución que más se acerca a modelar el comportamiento del porcentaje de agua en el fluido de perforación es la del menor valor extremo, como se puede observar en el **Gráfico 40**. La mayor frecuencia ocurre en la tercera sección de los pozos.

Gráfico 40. Histograma para el contenido de agua.



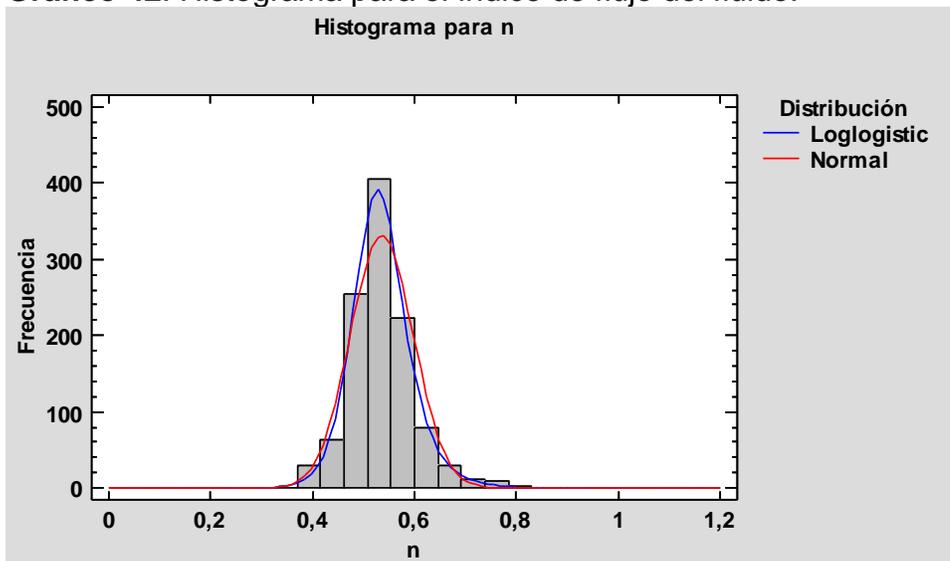
4.1.1.19 Índice de flujo del fluido. El índice de flujo del fluido comparado con la profundidad vertical verdadera, tal como muestra el **Gráfico 41**, tiene dos comportamientos preferenciales: en la primera y tercera sección disminuye con la profundidad, mientras en la segunda sección aumenta.

Gráfico 41. Gráfica de TVD vs. Índice de flujo del fluido.



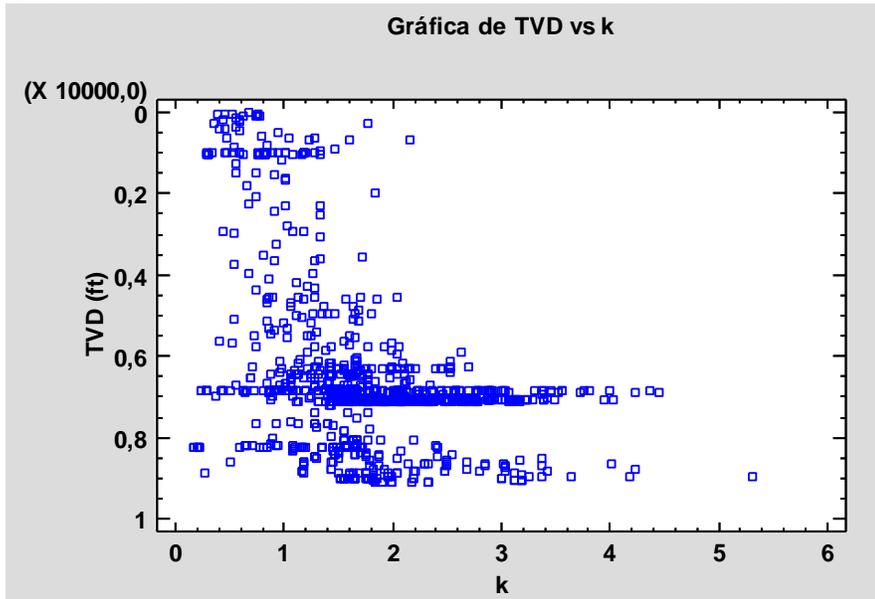
El histograma para el índice de flujo, en el **Gráfico 42**, indica que los datos no provienen de una distribución normal sino más bien provendrían de una distribución loglogística. Con esta distribución, en caso de ser necesario, podría seleccionarse un rango aceptado de acuerdo con las probabilidades calculadas.

Gráfico 42. Histograma para el Índice de flujo del fluido.



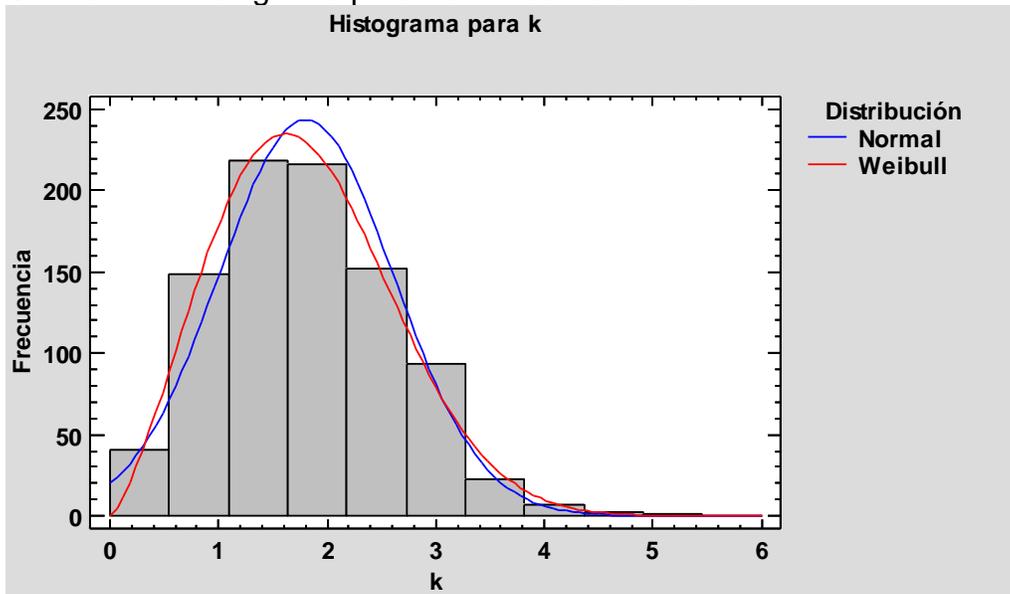
4.1.1.20 Índice de consistencia del fluido. La gráfica del índice de consistencia del fluido, en el **Gráfico 43**, tiene una tendencia incremental con la profundidad. Tal como muestran otras variables, la mayor cantidad de datos y variabilidad ocurren en la sección de rocas del cretácico.

Gráfico 43. Gráfica de TVD vs. Índice de consistencia del fluido.



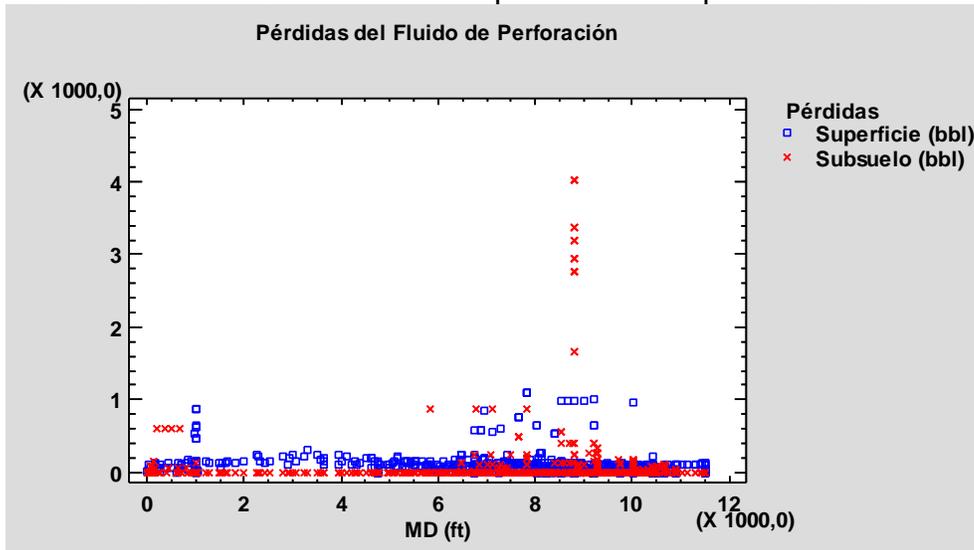
La variable por poco se podría modelar por una distribución multimodal de Weibull, como se indica en el **Gráfico 44**, mas no termina de explicar el comportamiento.

Gráfico 44. Histograma para del índice de consistencia del fluido.



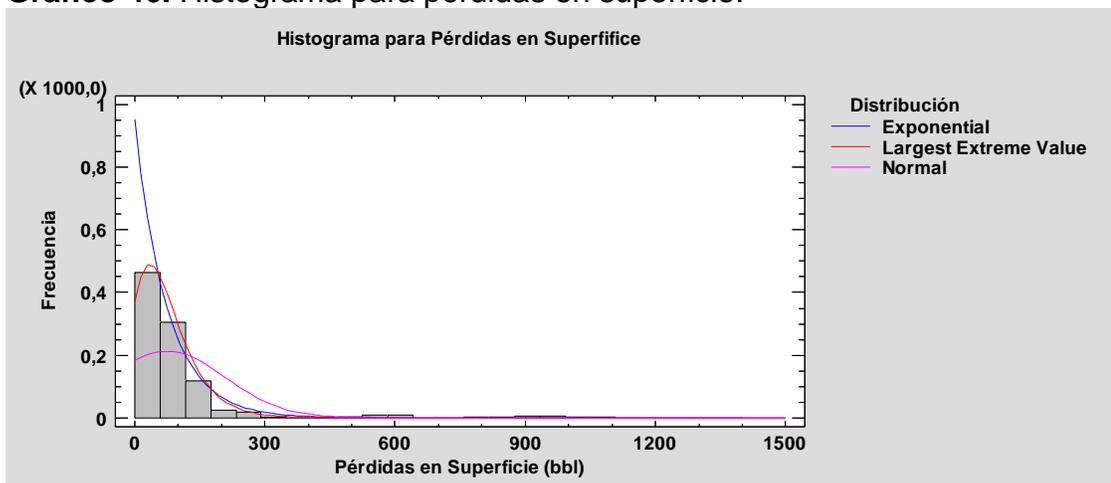
4.1.1.21 Pérdidas del fluido de perforación. Como actividades del trabajo de los ingenieros de fluidos de perforación se encuentra caracterizar y reportar todas las pérdidas del fluido durante la operación. De manera convencional se dividen las pérdidas según si ocurren en el pozo, o en subsuelo, o si ocurren en la superficie. En el **Gráfico 45** se pueden observar las pérdidas en ambos lugares de ocurrencia.

Gráfico 45. Pérdidas del fluido de perforación vs profundidad.



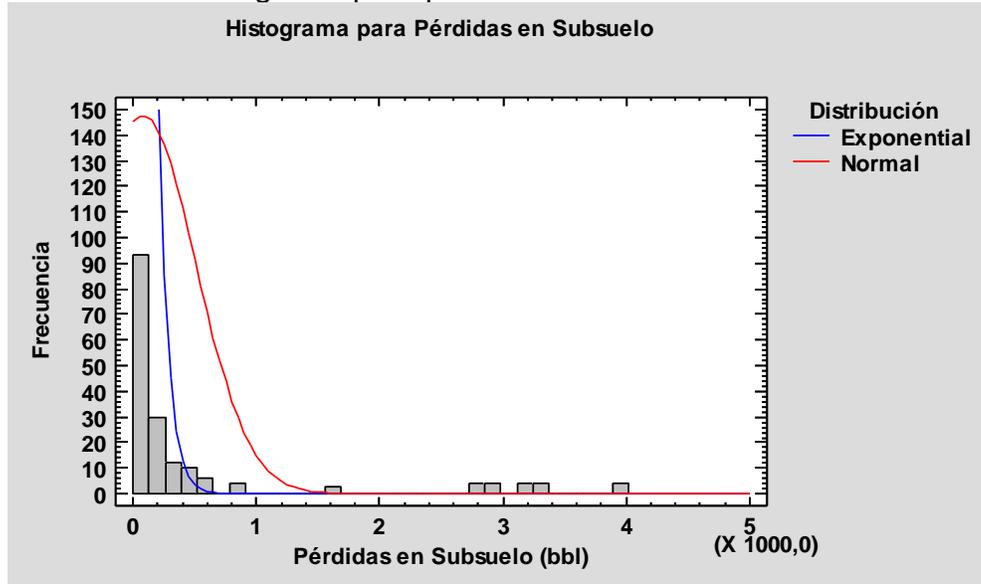
En la mayoría de los casos todas las pérdidas son inferiores a 500 barriles al día. Los valores mayores a este límite ocurren principalmente en la segunda y tercera sección de los pozos, aunque al finalizar la primera también se reportaron pérdidas considerables. Las mayores pérdidas ocurrieron en la tercera sección, donde se reportaron mayores a 1000 barriles de fluido. De resaltar está que para toda la profundidad perforada se reportan más pérdidas de superficie que de subsuelo, algunas alcanzando valores superiores a los 500 barriles.

Gráfico 46. Histograma para pérdidas en superficie.



En el **Gráfico 46** y en el **Gráfico 47** se presentan los histogramas para las pérdidas en los dos lugares. Para ambos casos ninguna distribución se asemeja a los comportamientos de los datos. La más cercana es la exponencial, aunque en vez de modelar los datos tiene su utilidad en mostrar que las altas pérdidas de fluido son esporádicas.

Gráfico 47. Histograma para pérdidas en subsuelo.



Se diferencia entonces la proporción de pérdidas de acuerdo con el lugar de ocurrencia. En el **Cuadro 6** se presentan los porcentajes de las pérdidas de superficie y de subsuelo con respecto al total para los pozos con información disponible. En casi todos los pozos las pérdidas de superficie fueron superiores al 70% del total, solo en el Pozo H fueron mayores en subsuelo que en superficie. Existe la posibilidad de que por facilidad de los ingenieros se reporten pérdidas en superficie cuando en realidad son en subsuelo. Sin embargo, de no ser así, puede ser recomendable examinar a fondo lo que se reporta como pérdidas de superficie, para determinar posibles estrategias de control. La información necesaria para hacerlo no se encuentra disponible.

Cuadro 6. Proporción de pérdidas en subsuelo y superficie.

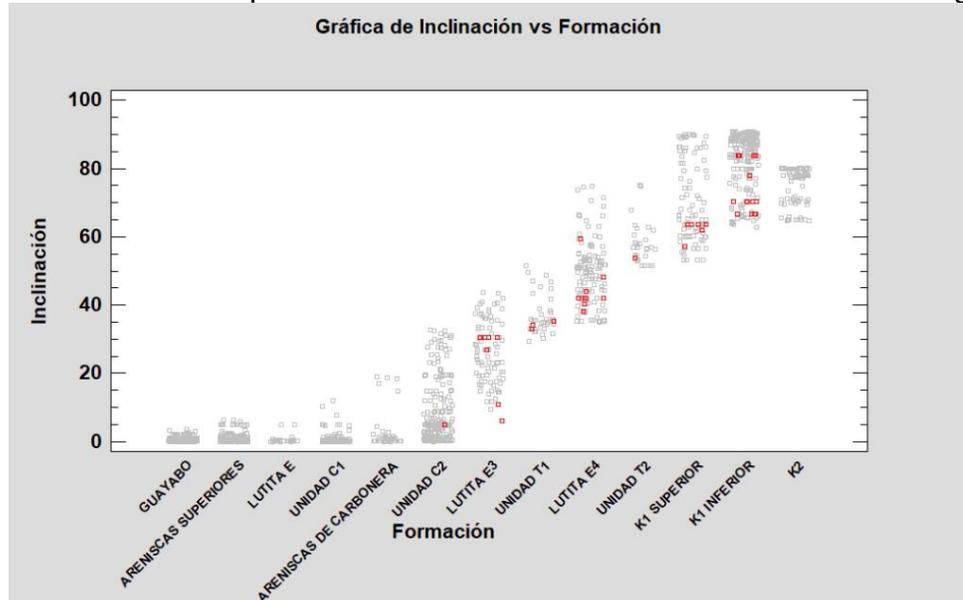
Pozo\Total Pérdidas	Subsuelo	Superficie
A	16,4%	83,6%
B	17,2%	82,8%
D	11,6%	88,4%
E	28,1%	71,9%
F	28,0%	72,0%
G	7,6%	92,4%
H	81,1%	18,9%

4.1.2 Análisis del comportamiento direccional. Todos los pozos tuvieron su componente direccional planeado. A continuación, se analizan tres variables disponibles en todos los pozos del desarrollo de los trabajos direccionales.

4.1.2.1 Inclinación. El **Gráfico 48** es una representación gráfica de la inclinación alcanzada para las diferentes unidades litoestratigráficas perforadas por los pozos. En ella, los puntos resaltados son aquellos para los que el cambio angular de la perforación es mayor que 4°/100 ft. Este valor se establece como límite aceptable de acuerdo con las recomendaciones realizadas por Ecopetrol (Modelo geomecánico Pozo H, 2015). Cuando la desviación del pozo supera el límite planteado comúnmente se relaciona con que pueden ocurrir problemas operacionales como cambios súbitos en ángulo, los cuales pueden causar pliegues en la dirección de los pozos, desviándose de la trayectoria planeada. También puede ocurrir problemas con el tipo de BHA bajado, pues de ser muy rígido no se adaptará en secciones desviadas, generando fricción con la formación y posibles atascamientos¹¹¹.

Se puede observar que el punto de inicio del trabajo direccional tiende a estar en la Unidad Areniscas de Carbonera, y que de allí en adelante tiene una tendencia incremental. Los puntos resaltados comienzan a aparecer en cantidades considerables a partir de la Unidad Lutita E3, una de las recomendadas por parte de ingenieros de Ecopetrol (Bogotá, observación inédita, 2017) para su análisis de estabilidad.

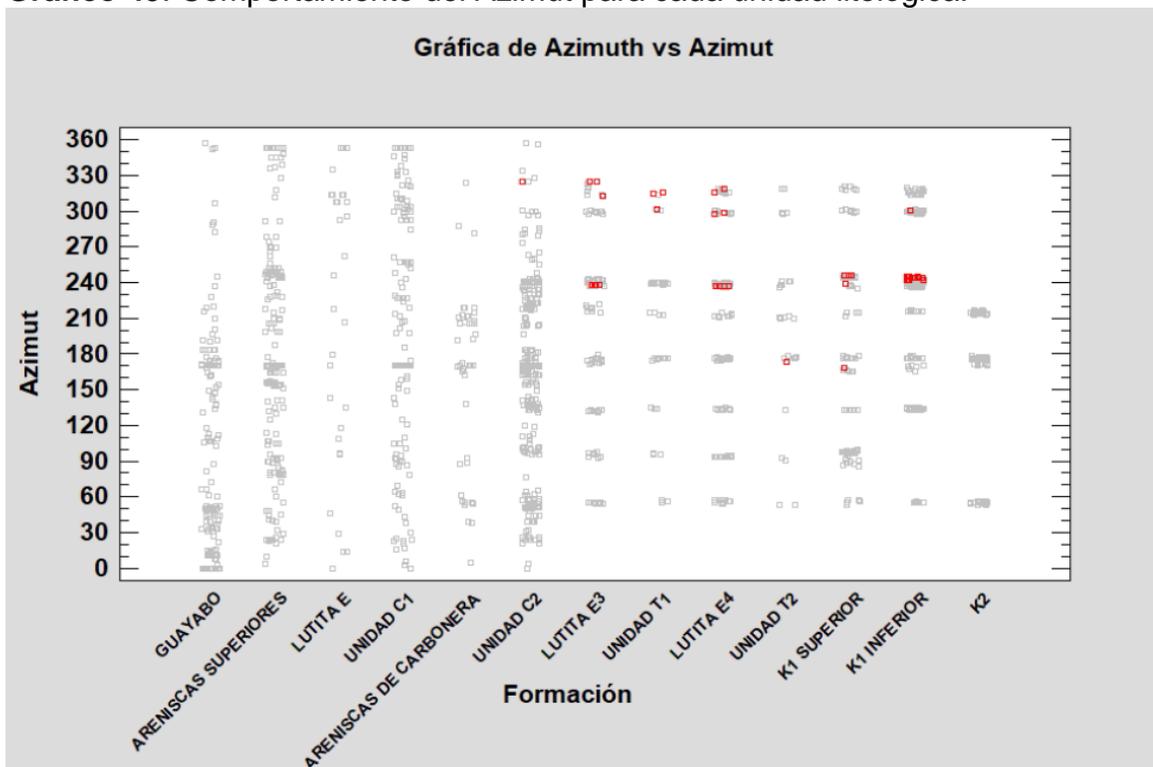
Gráfico 48. Comportamiento de la inclinación en cada unidad litológica.



¹¹¹ ANGEL ALVAREZ, J. B. Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de Pozos petroleros. Universidad Nacional de Colombia. 2012., p. 41-43.

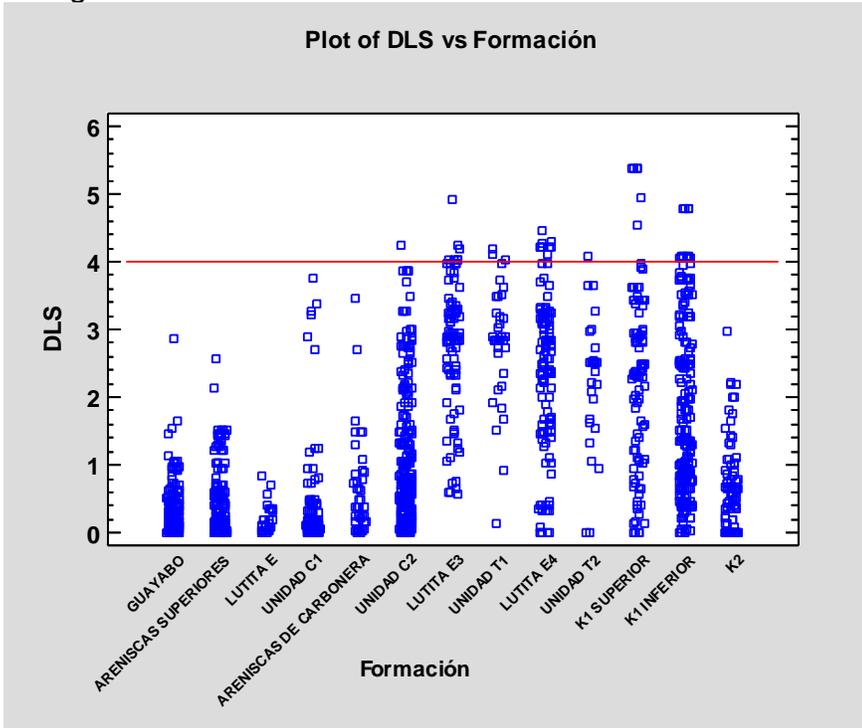
4.1.2.2 Azimut. La dirección de los pozos varía de forma considerable para las primeras dos secciones, pero es evidente que en la tercera sección no hay mayores cambios, y se pueden incluso diferenciar las distintas direcciones de cada pozo. En el **Gráfico 49** se pueden observar las tendencias. De nuevo los puntos resaltados indican aquellos en que el cambio angular de la perforación es mayor que 4°/100 ft. Se evidencia que, si los puntos en que se superó el límite aceptable presentan la mayor cantidad de problemas, los incidentes durante la perforación fueron en su mayoría para los pozos cuyo azimut rondaba los 300°.

Gráfico 49. Comportamiento del Azimut para cada unidad litológica.



4.1.2.3 Cambio angular de la perforación (DLS). El cambio angular de la perforación, o *dog leg severity*, se presenta para cada unidad perforada en el **Gráfico 50**. En ella se puede apreciar que en las primeras secciones se mantuvo bastante controlado, como es de esperar. La variación de los datos en las formaciones posteriores se relaciona con que la tasa de construcción de ángulo para una sección usualmente no se alcanza de manera uniforme sino en algunos momentos se construye y en otros se mantiene, tanto por errores humanos como por dificultades operacionales. La línea horizontal roja está localizada en el límite aceptado, y confirma los resultados observados en las otras variables direccionales analizadas.

Gráfico 50. Comportamiento del cambio angular de la perforación por unidades litológicas.

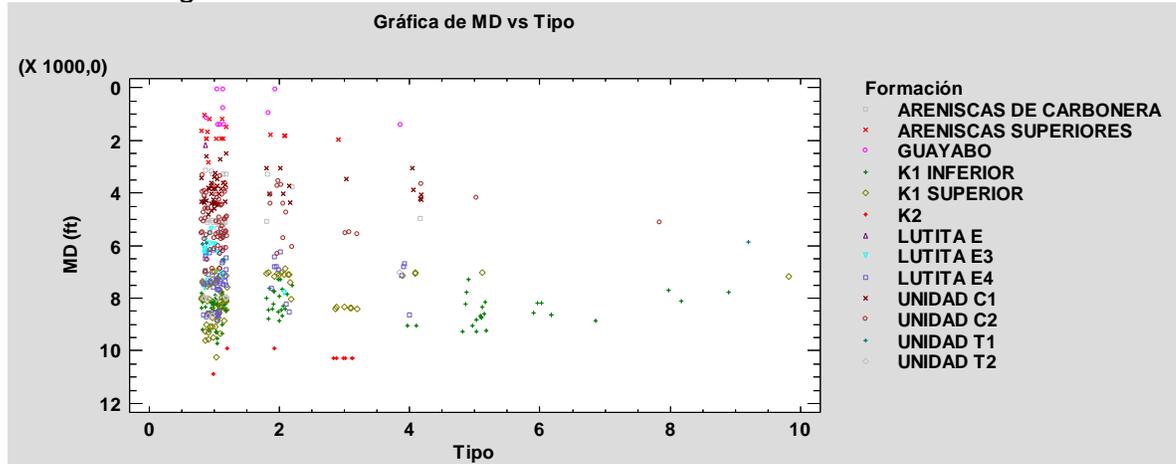


4.1.3 Análisis de eventos sucedidos durante la perforación. De acuerdo con el **Gráfico 51**, en el que están los puntos según las unidades litológicas las profundidades a las que se reportaron los diferentes tipos de eventos operacionales de todos los pozos analizados, el incidente que más se presenta es el de restricción durante los viajes de tubería. Este tipo de evento se reporta durante todo el intervalo perforado. Los demás eventos reportados son más escasos y partir del evento tipo 3 se reportan cuando se ha alcanzado una alta profundidad: mayor que 4000 ft, correspondiente con el final de la sección 2 y toda la sección 3 de los pozos.

Específicamente, la Unidad K1 Inferior es en la que se reporta mayor cantidad y tipos de eventos por la dispersión y densidad de datos. Le sigue en cantidad de eventos reportados la Unidad K1 Superior, aunque no con tanta variedad de tipos.

Por sugerencia de asesores de Ecopetrol (Bogotá, observación inédita, 2017), se tiene como unidades críticas desde el punto de vista de estabilidad mecánica a la Lutita E3 y la Lutita E4. Sin embargo, dentro de la muestra analizada en estas dos no se reportó una gran cantidad de eventos, y la mayoría de ellos fueron de los tipos de restricciones y apoyos, es decir, solo algunas anomalías durante los viajes. No es de dudar que estas unidades puedan ser la causa de potenciales problemas operacionales en otros pozos, pero las medidas preventivas y correctivas que se realizaron como prácticas operacionales durante la perforación de los pozos de la muestra fueron efectivas.

Gráfico 51. Profundidad de ocurrencia de eventos operacionales según el tipo y unidad litológica.



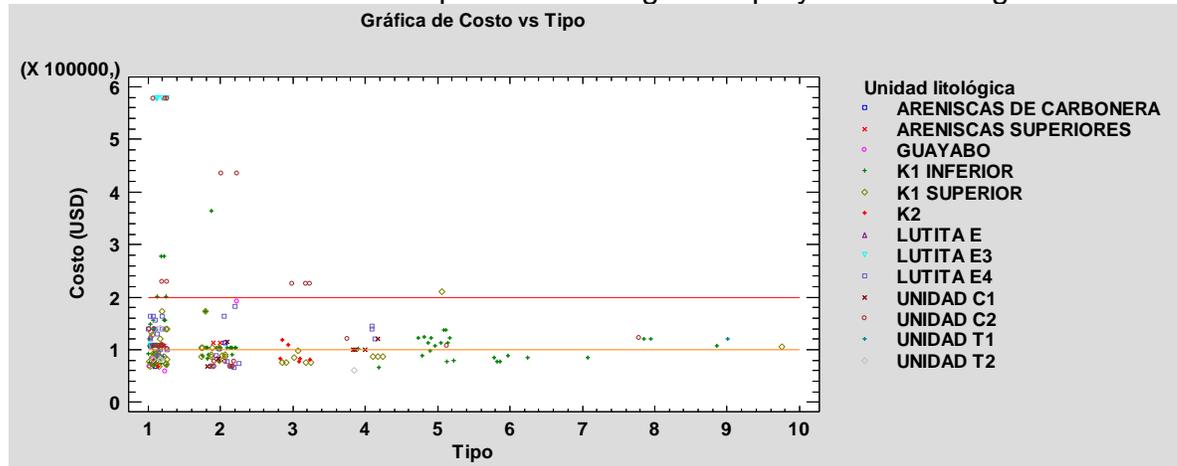
4.1.4 Comparación con los costos diarios. No todos los eventos operacionales son considerados como problemas. Para ver la repercusión de los incidentes se revisa su efecto en el costo, pues es la variable de respuesta, en el **Gráfico 52**. La línea horizontal naranja indica un costo diario de 100,000 USD, elegido como el límite aceptable diario. La línea horizontal roja indica un costo diario de 200,000 USD, a partir de los cuales los eventos se consideran como grandes problemas operacionales. En él, se observa que la mayoría de los puntos están por debajo de la línea roja, pero hay algunos que alcanzan la marca de los 600,000 USD, número muy elevado teniendo en cuenta que fue en un solo día.

Además de los diversos factores que aumentan el costo total diario cuando se presenta un evento de cualquier naturaleza, incluyendo la inestabilidad, se tiene que tener en cuenta que, si las acciones para dar solución al incidente se extienden por un periodo de tiempo mayor al día en que sucede, el costo total de la perforación tendría una tendencia similar. Por tanto, en la selección de las unidades litoestratigráficas críticas se plantearon los dos límites en costos, y se tiene en consideración la cantidad de casos y la diferencia con ellos.

Los puntos correspondientes a la Unidad K1 Inferior, a pesar de ser tantos, no se traducen en altos costos diarios, se logran controlar de manera efectiva operacional y económicamente. De forma similar, la Unidad K1 Superior no generó un aumento de costos tan significativo, están la mayoría por debajo de la línea roja. Al revisar los puntos con mayores costos asociados se encuentra que pertenecen casi por completo a reportes en la Unidad Lutita E3. Puede que no sucedan tantos eventos por problemas en esta unidad, empero definitivamente los que si lo hacen se ven reflejados en un aumento considerable de los costos diarios. Los puntos de la Unidad Lutita E4 no superan la línea roja, aunque si están todos entre ambas líneas. Esto quiere decir que a pesar de no ser tantos eventos reportados en esta unidad todos ellos elevan los costos en baja medida.

Las demás unidades litológicas no generan una gran cantidad de eventos y los costos asociados no son altos, están dentro de los límites planteados. La Unidad C2 fue la que mayores costos en el grupo de unidades de baja criticidad, posiblemente relacionados con los puntos donde se superó el cambio angular de perforación. Este es otro indicativo que el límite propuesto de 4°/100 ft es válido para la prevención de problemas operacionales. Asimismo, los problemas operacionales suceden cuando comienzan la sección direccional de los pozos.

Gráfico 52. Costo diario de la perforación según el tipo y unidad litológica.



4.2 SELECCIÓN DE UNIDADES OPERACIONALES CRÍTICAS PARA LA ESTABILIDAD

De acuerdo con los análisis anteriores se seleccionan como unidades críticas la Lutita E3, K1 Inferior, K1 Superior y Lutita E4. La Lutita E3 se plantea como crítica puesto que los problemas operacionales en ella son los que se traducen en mayores costos diarios. La Unidad K1 Inferior es en la que se reporta el mayor número de eventos que, aunque por separado no eleven los costos diarios en gran medida, si se juntan los sobrecostos diarios si darían como resultado un aumento significativo. En la Unidad K1 Superior se reportan una cantidad considerable de eventos que se tradujeron en costos por encima del límite aceptable planteado, además que los reportes en la unidad infrayacente posiblemente sean causa de problemas en esta unidad. Finalmente, la Unidad Lutita E4 es considerada como problemática desde el punto de vista de inestabilidad, y tanto la cantidad eventos como los costos que generaron corroboran que es necesario tenerla en cuenta.

4.3 SELECCIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS

La determinación las variables más importantes a seguir durante la perforación se realiza de acuerdo con correlaciones empíricas que modelen con cierto grado de exactitud los casos, con los resultados de las técnicas de reducción de datos del análisis factorial y análisis de componentes principales, y con el examen de los

problemas operativos de un pozo. Infortunadamente, no hay información suficiente para estudiar más casos con pertinencia al área de trabajo.

4.3.1 Correlaciones. Se desarrollan correlaciones que permiten predecir el costo diario de la perforación en dólares (USD) como combinaciones lineales de las otras variables de trabajo, es decir, una regresión. La descripción de las variables involucradas está en páginas anteriores, mientras que sus unidades y abreviaturas utilizadas se encuentran en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Abreviaturas y unidades de las variables en las correlaciones.

Abreviatura	Variable	Unidades
Temp. Línea flujo	Temperatura de la línea de flujo	°F
	Viscosidad de embudo	s/qt
	Densidad	ppg
MD	Profundidad medida	ft
VP	Viscosidad plástica	cP
PC	Punto cedente	lb/100ft ²
10seg	Resistencia de gel a los 10 segundos	lb/100ft ²
10min	Resistencia de gel a los 10 minutos	lb/100ft ²
30min	Resistencia de gel a los 30 minutos	lb/100ft ²
	Filtrado API	mL/30min
pH	Concentración iónica de hidrógeno	
Pm	Punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación	mL
Pf	Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado del fluido de perforación	mL
Mf	Alcalinidad del naranja de metilo en el filtrado del fluido de perforación	mL
Cl-	Concentración de iones cloruro	mg/L
	Dureza total	mg/L
%Agua	Contenido de agua	%
%Aceite	Contenido de aceite	%
%Arena	Contenido de arena	%
Sol. Corregidos	Sólidos corregidos	%
n	Índice de flujo del fluido	
K	Índice de consistencia del fluido	lb/100ft ²
Horas diarias de perf.	Horas diarias de perforación	Horas
	Pérdidas de superficie	Bbl
	Pérdidas de subsuelo	Bbl
Av. ROP	ROP promedio	ft/hora
	Costo diario fluido	\$USD
LGS	Sólidos de baja gravedad específica	%

Para obtener un coeficiente de determinación que indique un alto grado de asociación lineal entre las variables de la regresión es necesario realizar transformaciones no lineales a las variables que no se ajusten a las distribuciones de datos. Realizarlo tiene la ventaja que el orden de los valores es preservado pero la distancia entre los valores se modifica¹¹², acercando los valores atípicos al grueso de los datos. Los datos tendrán una mayor simetría y los métodos estadísticos que utilizan la media aritmética usarán un buen índice de la mayoría de los datos. La importancia estadística de las variables puede indicar relaciones de causa o consecuencia con el costo, así que se intenta dilucidar las razones en cada caso.

4.3.1.1 Todo el intervalo de perforación. La correlación que permite calcular el costo diario de la perforación a partir de las variables del fluido de perforación para cualquier profundidad perforada está en la **Ecuación 15**. El coeficiente de determinación (R^2) de esta correlación es de 72,4787% corregido por los grados de libertad de la muestra, para 46 observaciones. En ella se pueden observar las transformaciones realizadas: potencias de cuadrado, recíprocos y logaritmos.

El coeficiente de determinación es lo suficientemente alto para ser aceptable, es decir que el modelo explica ese porcentaje de variabilidad en los datos utilizados. No se debe usar para calcular el costo de cualquier otro por fuera de los analizados. Todas las correlaciones desarrolladas no tienen el objetivo de utilizarse para calcular el costo, es entendible que sería una tarea muy ambiciosa hacerlo con el tamaño de la muestra trabajada. El objetivo es encontrar las variables que más incidencia tuvieron en los costos de los pozos, desarrollados de forma diaria.

Ecuación 15. Correlación del costo diario para toda la perforación.

$$\begin{aligned}
 & \text{Costo diario total [USD]} \\
 & = -762761 + 127525 * \log(\text{Temp. Línea flujo}) + 5,01541E6 \\
 & * \frac{1}{\text{Viscosidad de embudo}} - 46,0003 * PC^2 - 1,11874E6 * \frac{1}{10\text{seg}} \\
 & + 795478 * \frac{1}{10\text{min}} - 959943 * \frac{1}{30\text{min}} + 763340 * \frac{1}{\text{Filtrado API}} \\
 & - 8550,65 * \frac{1}{Pm} + 45,8099 * \frac{1}{Pf} + 2157,5 * Mf + 63,2438 * \frac{Cl^-}{2} \\
 & + 513420 * n + 40795,1 * k - 60866,2 \\
 & * \log(\text{Horas diarias de perf.}) - 9348,99 \\
 & * \log(\text{Pérdidas de superficie}) + 647050 * \frac{1}{\text{Pérdidas de subsuelo}} \\
 & - 34076,6 * \frac{1}{Av. ROP} - 4,53964E8 * \frac{1}{\text{Costo diario fluido}} + 5362,03 \\
 & * \frac{1}{LGS}
 \end{aligned}$$

¹¹² PEREA, Manuel. Tema 7. Transformaciones [Diapositivas]. 2003. 15 diapositivas.

Para determinar cuáles son aquellas variables que más incidencia tienen en el cálculo del costo se revisa el efecto sobre el componente para todo el rango de la variable. Para toda la profundidad perforada las variables elegidas son la resistencia de gel, las pérdidas del fluido de perforación en superficie, la temperatura de la línea de flujo, la viscosidad de embudo y el filtrado API. En menor relación se encuentra el punto cedente y la tasa de perforación promedio.

La resistencia de gel es el parámetro que mayor influencia tiene en el cálculo del costo diario, y puede deberse a dos motivos. El primero, sucede con las detenciones convencionales de la perforación y circulación del fluido, usualmente durante los viajes de tubería. El segundo tiene relación con las detenciones prolongadas no planeadas. Es un indicativo de que los tiempos no planeados, por ejemplo, por paros de la comunidad, son un factor que aumentan y controlan los costos. A través de la propiedad no se puede cuantificar ni discriminar los tiempos perdidos, pero si es un indicativo de la importancia que adquieren durante la perforación.

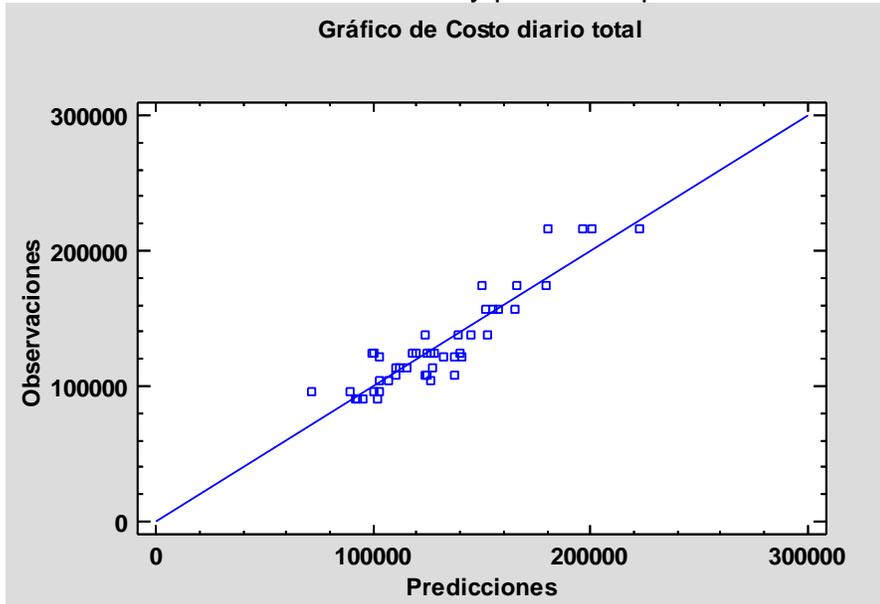
El punto cedente puede relacionarse también con los viajes de tubería o puede señalar la presencia de contaminantes en el fluido. En el segundo caso, puede ser señal de que los eventos problemáticos durante la perforación, que alteran esta variable, son la causa de los sobrecostos. Las pérdidas del fluido de perforación en superficie es un factor que controla los costos puesto que son volúmenes que es necesario reemplazar. Las pérdidas son considerables en algunos casos, pero pueden ser ilusiones ya que al realizar el cambio de sistema de fluido de perforación se reporta como perdido el fluido anterior. La temperatura de la línea se ve afectada por distintos factores, sin embargo, puede ser un indicativo de que en los momentos cuando se perfora con mayor tasa volumétrica de fluido (galonaje) los costos aumentan. Puede indicar el requerimiento energético de las bombas o por el contrario utilizarse como medida correctiva de los problemas operacionales que suceden. Infortunadamente, la información necesaria para corroborar esta hipótesis no se encuentra disponible en la información provista.

La tasa promedio de perforación se relaciona tanto con las características litológicas de la roca como con las prácticas operacionales. En el caso de la litología es de esperar que en las unidades críticas se repita como parámetro controlador. En el caso de los humanos pueden ser problemas específicos durante la perforación o provenientes desde la planeación. Con la comparación entre la tasa instantánea y la ocurrencia de los problemas operacionales se podría dilucidar la verdadera causa, sin embargo, no se cuenta con los datos necesarios para realizarlo.

El filtrado API no necesariamente se relaciona como una causa del aumento de los costos sino como un indicador de dónde suceden los mayores costos. Tal como se mencionó anteriormente, hacia el final de la perforación de rocas del Cretácico, la sección dos del pozo, es donde el costo diario de la perforación alcanzó los mayores niveles. Desde la Lutita E3 hasta el final de la sección se sabe que la presión de

poro es anormal¹¹³, y la salinidad se relaciona con zonas sobrepresurizadas¹¹⁴. Así, como la salinidad afecta el filtrado API es posible que su relación con los costos se deba al aporte iónico en la zona donde ocurrieron los costos más altos.

Gráfico 53. Valores observados y predichos por la correlación para todo el pozo.



En el **Gráfico 53** se plotean, en dólares americanos, valores observados, es decir, aquellos costos reportados en los informes, contra los costos que predice la correlación desarrollada. La mayor parte de los puntos está por encima del límite propuesto de US\$100,000 confirmando que, de forma general, sucedieron problemas que aumentaron los costos de los pozos. También, todos los puntos siguen una tendencia cercana a la línea de ajuste oblicua azul, confirmando junto con el coeficiente de determinación que la correlación es válida para el conjunto de datos utilizado.

4.3.1.2 Unidad Lutita E3. Se realizan posteriormente correlaciones para calcular el costo diario en las unidades litográficas seleccionadas con anterioridad. En la **Ecuación 16** se presenta la correlación que permite calcular el costo diario de la perforación mientras se está en la Unidad Lutita E3, con un coeficiente de determinación del 98,6949 % corregido por los grados de libertad de la muestra.

El número de variables es mucho menor a comparación de la correlación para todo el intervalo de perforación puesto que el número de casos disponibles es muy bajo: apenas 23. Esta también es la explicación del alto coeficiente de determinación. Las

¹¹³ LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017. p. 18.

¹¹⁴ SOLANO, Yully P., *et al.* A modified approach to predict pore pressure using the D Exponent Method: an example from the Carbonera Formation, Colombia. En: Ciencia, Tecnología y Futuro. vol. 3 no. 3, p. 106.

variables que mayor efecto tienen son la viscosidad plástica por un amplio margen, luego el costo diario del fluido de perforación, la cantidad de iones de cloruro y las pérdidas de fluido de perforación en el subsuelo.

Ecuación 16. Correlación del costo diario para la Unidad Lutita E3.

Costo diario total [USD]

$$\begin{aligned}
 &= 221818 + 3,78018 * MD - 3,83133E6 * \frac{1}{\text{Viscosidad de embudo}} \\
 &+ 1631,69 * Vp + 574632 * \frac{1}{30min} - 3926,41 * \frac{1}{Pm} - 212,175 * \frac{1}{Pf} \\
 &+ 156,262 * \frac{Cl^-}{2} + - 46,4021 * \text{Pérdidas de subsuelo} - 33218,9 \\
 &* \log(Av.ROP) - 1,64196E9 * \frac{1}{\text{Costo diario fluido}}
 \end{aligned}$$

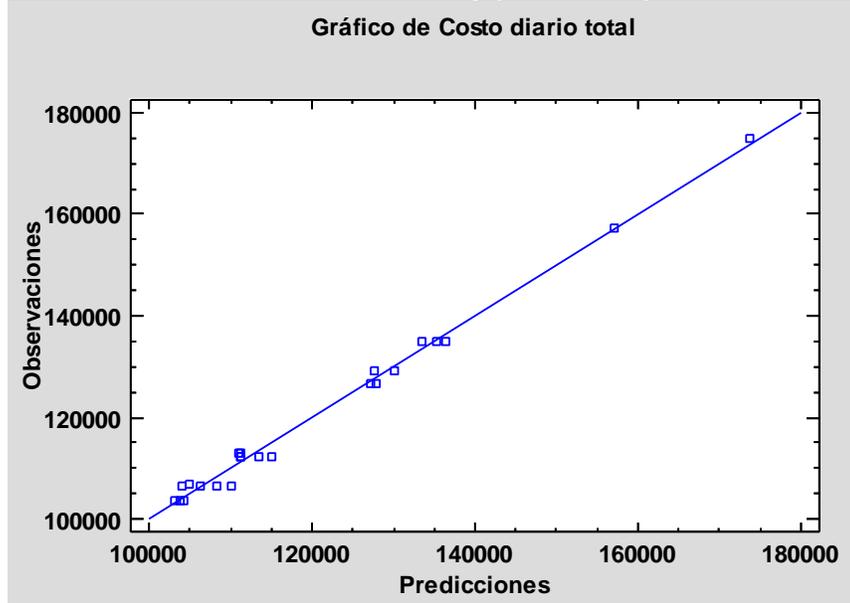
La viscosidad plástica, al tener tanta correlación positiva con el costo diario, puede indicar que para las profundidades de la unidad existe un control estricto, de forma operacional, de las propiedades reológicas del fluido de perforación. Por otra parte, es posible que la adición de sólidos no sea generada por las prácticas de perforación sino por la carga de recortes en el anular. En el primer caso, la adición de los productos es una de las causas principales del aumento de los costos. Las razones para controlar la reología pueden provenir de lecciones aprendidas de las perforaciones de otros pozos aledaños. El hecho de que el costo diario del fluido de perforación tenga alta importancia ayuda a validar esta hipótesis.

En caso de ser la segunda opción, que los sólidos provengan de la roca perforada, puede indicar una relación implícita con la densidad del fluido de perforación y con la presión de poro de la unidad. El aumento de la salinidad de los fluidos de perforación base agua puede ser un indicativo de una zona sobrepresurizada¹¹⁵. Por estudios de estabilidad en la zona¹¹⁶ es conocido que tanto la Lutita E3 como la Lutita E4 tienen una presión de poro anormal. En zonas como esta es conocido que la ventana operacional del fluido de perforación se reduce. Si los sólidos que modifican la viscosidad plástica también aumentan la densidad del fluido de perforación entonces es probable que la presión de fractura se sobrepase y por tanto sucedan pérdidas de fluido hacia la formación, tal como lo indica la importancia de la variable pérdidas de fluido en el subsuelo. Al encontrar una explicación para ambas hipótesis en los pozos puede suceder cualquiera de las dos por separado, o una conjunción de ambas.

¹¹⁵ SOLANO, Yully P., *et al.* A modified approach to predict pore pressure using the D Exponent Method: an example from the Carbonera Formation, Colombia. En: Ciencia, Tecnología y Futuro. vol. 3 no. 3, p. 106.

¹¹⁶ LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017. p. 18.

Gráfico 54. Valores observados y predichos por la correlación para la Lutita E3.



Esta correlación tiene un ajuste mucho mejor que la anterior, como se puede observar en el **Gráfico 54**. Las predicciones de costo en dólares, representadas en los puntos azules, están muy cercanas a la línea azul de ajuste de la correlación, confirmando su validez para los análisis realizados.

4.3.1.3 Unidad Lutita E4. En la **Ecuación 17** se describe la correlación que modela los costos diarios de perforación de la muestra de pozos cuando se encuentra en la profundidad correspondiente a la Unidad Lutita E4. El coeficiente de determinación corregido por los grados de libertad es de 96,4058%.

Ecuación 17. Correlación del costo diario para la Unidad Lutita E4.

Costo diario total [USD]

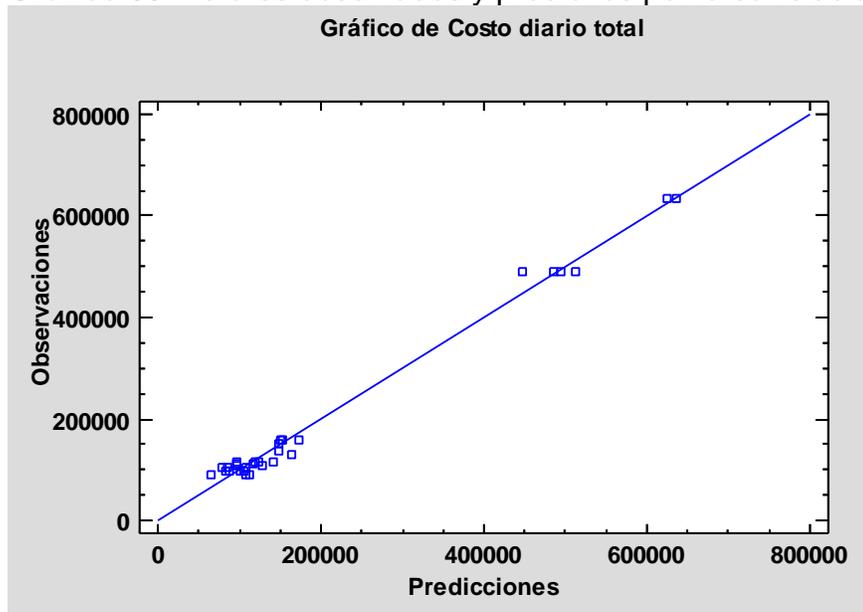
$$\begin{aligned}
 &= -1,16738E7 + 673,163 * MD + 1,05645E6 * Densidad \\
 &- 1,71985E8 * \frac{1}{Viscosidad\ de\ embudo} + 68919,7 * Vp - 2015,36 \\
 &* PC^2 - 2,0751E7 * \frac{1}{10seg} + 3,13603E7 * \frac{1}{10min} - 1,36514E7 \\
 &* \frac{1}{30min} + 3,3002E7 * \frac{1}{Filtrado\ API} + 409380 * pH + 240142 * \frac{1}{Pm} \\
 &- 8019,55 * \frac{Cl^-}{2} + 4260,69 * Dureza\ total - 257322 * MBT \\
 &+ 751311 * Arena - 171265 * Sol.\ Corregidos - 866213 * Aceite \\
 &- 182283 * \log(Pérdidas\ de\ superficie) - 2609,88 \\
 &* Pérdidas\ de\ subsuelo - 1,39918E6 * \log(Av.\ ROP)
 \end{aligned}$$

Para esta correlación el número de casos disponibles fue aproximadamente un 30% mayor al de la Unidad Lutita E3, pero aun así es pequeño. Por esta razón el

coeficiente de determinación es alto. En cuanto a las variables, la dureza total tiene la misma influencia que el punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación, le sigue la viscosidad plástica, y luego con efectos similares se encuentran la densidad, la viscosidad de embudo, el pH y el porcentaje de sólidos.

La dureza relacionada con la salinidad de la formación, así como la viscosidad plástica tienen una explicación equivalente a la de la Lutita E3. En este caso la densidad y la viscosidad de embudo se ven influenciadas por el porcentaje de sólidos, también señalado como importante. El punto final de la fenolftaleína del fluido de perforación se relaciona con el pH y ambas variables se ven afectadas por la salinidad del agua de formación, así que el desarrollo de la explicación de la importancia es el mismo anterior. Como complemento, al verse también afectados por las acciones remediales que se realizan durante la operación, las adiciones de productos químicos al fluido de perforación pueden elevar considerablemente los costos.

Gráfico 55. Valores observados y predichos por la correlación para la Lutita E4.



Para la correlación desarrollada para esta unidad litoestratigráfica sucede, similar a la de la Lutita E3, que la cercanía entre el costo en dólares reportado vs. el predicho a la línea de ajuste es muy alta. Así, es válida para la selección de variables críticas como se puede visualizar en el **Gráfico 55**.

4.3.1.4 Unidad K1 Superior. Con un coeficiente de determinación corregido por grados de libertad de la muestra del 86,7957%, la **Ecuación 18** describe la correlación desarrollada para el cálculo del costo diario de la perforación durante la Unidad K1 Superior. Solo se muestra la regresión con mayor coeficiente de determinación, pero se realizó una segunda con un menor número de variables. El

número de casos es mucho mayor que para las unidades más jóvenes, un 320% del total de observaciones utilizadas en la Unidad Lutita E3.

Las variables más influyentes en el costo de perforación son el punto cedente del fluido de perforación, el porcentaje de sólidos en volumen, las pérdidas del fluido en superficie, y la resistencia de gel. Al revisar la segunda correlación con menor número de variables y coeficiente de determinación, las variables adicionales con influencia en el modelo son la viscosidad plástica y la densidad del fluido de perforación.

Ecuación 18. Correlación del costo diario para la Unidad K1 Superior.

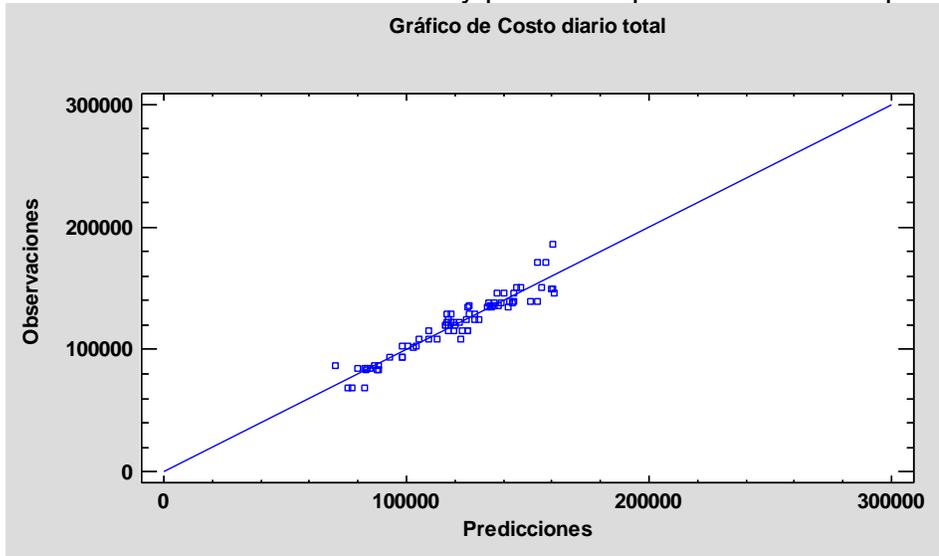
$$\begin{aligned}
 & \text{Costo diario total [USD]} \\
 & = 276393 + 7,13384 * MD - 462559 * Densidad - 3,38083E6 \\
 & \quad * \frac{1}{\text{Viscosidad de embudo}} + 3676,38 * Vp - 49,4366 * PC^2 - 236694 \\
 & \quad * \frac{1}{10\text{seg}} - 214615 * \frac{1}{10\text{min}} - 146598 * \frac{1}{\text{Filtrado API}} + 456,95 * \frac{1}{Pf} \\
 & \quad + 12,4439 * \frac{Cl^-}{2} - 4747,76 * MBT - 75705,1 * Arena + 104347 \\
 & \quad * \text{Sol. Corregidos} + 37000,6 * Aceite + 37463,0 * Agua - 214729 \\
 & \quad * n - 10221,3 * k + 6920,82 * \log(\text{Horas diarias de perf.}) \\
 & \quad + 9588,95 * \log(\text{Pérdidas de superficie}) - 426,215 \\
 & \quad * \text{Pérdidas de subsuelo} + 18850,7 * \log(\text{Av. ROP}) - 3,9281E7 \\
 & \quad * \frac{1}{\text{Costo diario fluido}}
 \end{aligned}$$

Para esta unidad, al no tener una presión de poro anormal, los indicadores de la salinidad no toman tanta importancia. En vez de ellos, lo relacionado con la ventana del fluido de perforación es lo que mayor influencia tiene sobre los costos. El punto cedente se relaciona con la capacidad de acarreo del fluido de perforación y puede aumentar con polímeros adicionales o contaminantes adquiridos. El hecho de aumentar de forma intencional se debe a que se espera una mayor cantidad de recortes y derrumbes durante la perforación de la unidad. Ese aumento incrementa los costos. Sin embargo, es justificado puesto que le sigue en importancia justamente el principal parámetro que intenta controlar: el porcentaje de sólidos. Así que la razón que ambas sean las principales variables significa que hay un balance entre los recortes que sobrecargan el fluido de perforación y la capacidad del fluido de acarrear esos sólidos para evacuarlos lo más pronto posible del sistema hidráulico.

Las pérdidas del fluido en superficie ocurren por distintos motivos, pero uno de ellos puede ser la humectación de los recortes. Si se genera una gran cantidad de derrumbes consecuentemente la pérdida de fluido asociada a ellos aumentará. Tanto la densidad como la viscosidad plástica están relacionadas con los sólidos en el fluido de perforación. Finalmente, la resistencia de gel puede tener mayor relación

con el costo. Este parámetro es de gran importancia durante los viajes de tubería pues es determinante en los fenómenos de suabeo y surgencia. Si los geles aumentan con el tiempo, es decir progresivos, va a ser más complicado mantener la densidad en el rango establecido, por eso se puede salir de la ventana segura del fluido de perforación y así generar mayor cantidad de derrumbes o pérdidas del fluido. Así que es posible que esta variable tenga prioridad sobre las anteriores.

Gráfico 56 Valores observados y predichos por la correlación para K1 Superior.



En el **Gráfico 56** se puede verificar la validez de la correlación propuesta para el grupo de datos analizados. Se observa que la mayor parte de los puntos, que representan los costos en dólares observados con respecto a los predichos por la correlación, está en las inmediaciones de la línea azul de ajuste, confirmando la viabilidad del uso de la regresión en la selección de las variables. Los casos relativamente alejados de la línea son los que hacen que el coeficiente de determinación sea menor, pero en todo caso no están lo suficientemente alejados para considerarse casos atípicos, así que se incluyen dentro del análisis.

4.3.1.5 Unidad K1 Inferior. El número de casos utilizados para desarrollar esta correlación es mayor que cualquiera de los anteriores: 95. La **Ecuación 19** indica la regresión realizada para esta unidad. El coeficiente de determinación es de 66,1572%. Cabe resaltar que para esta ecuación la equivalencia es con el logaritmo del costo diario total; esta transformación mejora en este caso la determinación.

Los coeficientes de las variables en esta ecuación son mucho menores en magnitud que los de las demás correlaciones debido a la transformación del logaritmo. Aun así, las variables que más aportan al ajuste del modelo son el porcentaje de sólidos y aceite en el fluido de perforación, las pérdidas del fluido en superficie, la viscosidad de embudo, indicadores de alcalinidad e iones cloruro, junto a la resistencia de gel.

Ecuación 19. Correlación del costo diario para la Unidad K1 Inferior.

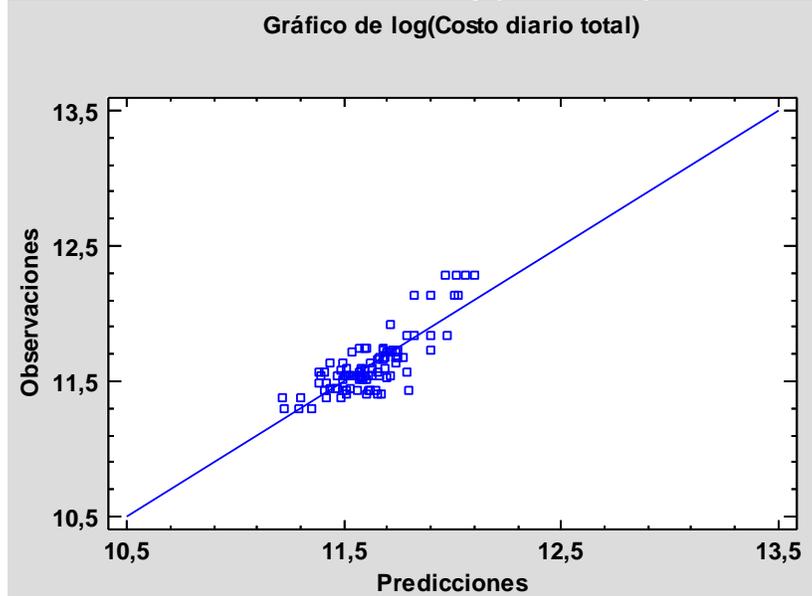
$$\begin{aligned} & \log(\text{Costo diario total [USD]}) \\ &= -60,2107 - 0,0000896962 * MD - 66,5786 \\ & * \frac{1}{\text{Viscosidad de embudo}} - 0,0159342 * Vp - 0,000327797 * PC^2 \\ & - 3,21971 * \frac{1}{10\text{seg}} - 1,51331 * \frac{1}{\text{Filtrado API}} - 0,301474 * pH \\ & - 0,182242 * \frac{1}{Pm} + 0,145725 * Mf + 0,000380254 * \frac{Cl^-}{2} \\ & - 0,000417661 * Dureza total - 0,634891 * Arena + 0,811916 \\ & * Sol. Corregidos + 0,774868 * Aceite + 0,786696 * Agua \\ & - 0,0815671 * k + 0,0896511 * \log(\text{Horas diarias de perf.}) \\ & - 0,182604 * \log(\text{Pérdidas de superficie}) + 0,000351677 \\ & * \text{Pérdidas de subsuelo} - 244,914 * \frac{1}{\text{Costo diario fluido}} \end{aligned}$$

De nuevo en el porcentaje de sólidos recalca la mayor relación con el costo de la perforación. En este caso la explicación se encuentra en que esta es la unidad donde mayor cantidad de eventos se presentaron. La cantidad de detritos en el pozo genera restricciones y empaquetamientos, que explican el aumento de costos. El aceite puede provenir de dos fuentes, de la formación en forma de influjos desde la formación o como adición en superficie. El primer caso no es tan probable debido a que la presión de poro de esta unidad no es muy alta por la producción del yacimiento, así que el flujo de fluidos se daría en el sentido contrario. La segunda, por el contrario, se realiza en algunos casos como acción remedial de las pegas de tubería, así que es una hipótesis con mayor validez. La elevación de los costos sucede tanto por la adición del aceite como por los problemas que intenta solucionar (pegas de tubería).

Las pérdidas de fluido en superficie pueden ser consecuencia del fluido descartado como humectación de los sólidos. La viscosidad de embudo se relaciona con la explicación de los sólidos mientras que la resistencia de gel lo hace con los viajes de tubería, como se indicó con anterioridad.

Para el caso de la correlación desarrollada para la Unidad K1 Inferior existe mayor dispersión de los puntos azules como se puede observar en el **Gráfico 57**. Sin embargo, en este caso los puntos representan el logaritmo del costo diario total, así que dicha dispersión es una cuestión óptica por la escala del gráfico. No existen casos atípicos puesto que los puntos más alejados están en las inmediaciones de la línea de ajuste a distancias similares. El ajuste, aunque menor, se puede considerar válido.

Gráfico 57. Valores observados y predichos por la correlación para K1 Inferior.

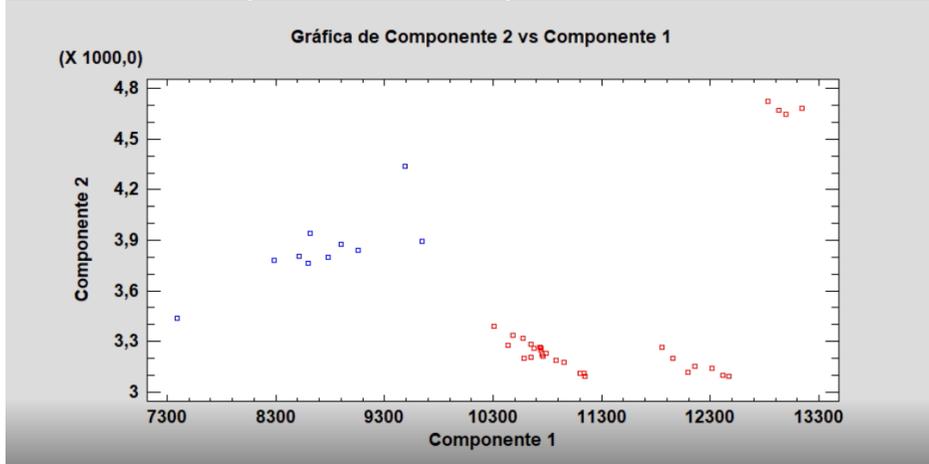


4.3.2 Análisis de componentes principales. Con el fin de contrastar y corroborar la importancia de las variables según el análisis estadístico de las correlaciones para el costo total diario, se lleva a cabo un análisis de componentes principales. Se extrajeron nueve componentes que representan el 99,9999% de la variabilidad de los datos originales a través de combinaciones lineales de 32 variables.

Se realizaron pruebas para determinar los componentes que permitieran discriminar el costo diario total mayor que \$100,000 USD y \$150,000 USD. Se concluyó que los componentes 1, 3,4 y 7 permiten discriminar en pequeña medida los costos. Ya que la densidad es la variable con mayor relación al análisis de estabilidad también se buscaron los componentes que permitieran su discriminación. Los componentes 1 y 2 permiten la diferenciación a la perfección entre la perforación de rocas del Cretácico y del Terciario.

Una vez seleccionados los componentes relacionados, se determina para cada uno de ellos las variables más influyentes. Para el componente 1 son la profundidad, el contenido iónico de cloruros y el punto cedente. Para el componente 2 son de nuevo la profundidad, el contenido de cloruros y el punto cedente. Los cloruros, la profundidad, el punto cedente y la dureza total lo son para el componente 3. Para el componente 4, serian el punto cedente, la dureza y los cloruros. Y finalmente, para el componente 7 está fuertemente relacionado con el punto final de la titulación con fenolftaleína para el fluido de perforación y con los resultados de la prueba de azul de metileno.

Gráfico 58. Componente 2 vs Componente 1.



Que los componentes 1 y 2 discriminen a la perfección la densidad, como se puede observar en el **Gráfico 58**, donde los puntos resaltados en rojos son aquellos con densidad menor a 9,7 ppg, explica que esta variable es controlada en su mayoría por los operadores ya que depende de la profundidad. El punto cedente, como se puede afectar por contaminantes, es posible que ayude a la discriminación porque en el aporte de sólidos desde la formación en la sección del cretácico. Los cloruros, relacionados con la salinidad, tienen un cambio notorio entre las secciones dos y tres de los pozos.

El componente 3 y el componente 4 tienen variables con similar explicación, y desde el análisis de los costos se reconoce que en el terciario es donde mayores costos ocurrieron, por eso permite la discriminación. El componente 7 agrega una nueva variable al análisis: la prueba de azul de metileno. Al medir esta prueba la cantidad de sólidos reactivos en el sistema hidráulico puede indicar que hay una relación tácita con el costo diario, como si en la Lutita E3 uno de los contaminantes en el fluido es la cantidad de arcillas. El punto final de la titulación con fenolftaleína es otra prueba de esta hipótesis puesto que es un indicativo de las especies iónicas en el fluido de perforación.

4.3.3 Análisis factorial. Siguiendo con la selección de las variables más influyentes en los costos se realizó un análisis factorial para obtener un pequeño número de factores que mantuvieran la mayor variabilidad de las 29 variables utilizadas. Se extrajeron seis factores que cuentan para el 90.1 % de la variabilidad original. Utilizando estos factores se revisó cuáles podían discriminar tanto los costos como la densidad.

Se utilizó una variable menos que el total de variables disponibles para realizar la discriminación en respuesta al coeficiente de correlación entre ellas. Para las variables de agua y sólidos la correlación es mayor que 0,95 en magnitud, así que sólo se utiliza una de ellas para el análisis. Como son porcentajes de la misma prueba es entendible que tengan una relación inversamente proporcional. Ambas

dependen tanto de las acciones que realizan las personas como de contaminantes encontrados durante la perforación. Al ser rutinaria la adición de sólidos al fluido de perforación, por los mismos recortes generados, que los influjos de agua en operaciones sobrebalance, se incluye la primera en vez de la segunda.

Cabe aclarar que desde un principio no se tiene certeza sobre el número de factores subyacentes existentes en la estructura interna de los datos. Por tanto, el análisis factorial es del tipo exploratorio, donde se utilizó un criterio estadístico para la extracción de los factores mencionados.

En el **Cuadro 8** se muestran los valores característicos (eigenvalores) para cada factor. El criterio de selección utilizado fue el de la raíz latente¹¹⁷, según el cual si el eigenvalor es mayor que 1 se garantiza la varianza de al menos una variable individual. En verde están sombreados los factores extraídos. Los porcentajes de la varianza para cada factor indican que los primeros tres se tienen un valor considerable, empero para encontrar una discriminación de las variables de respuesta se prueban los seis factores.

Cuadro 8. Valores característicos y porcentajes de varianza para cada factor.

Número de Factor	Eigenvalor	Porcentaje de Varianza	Porcentaje Acumulativo
1	8,36551	34,386	34,386
2	4,6932	19,291	53,677
3	3,62473	14,899	68,577
4	2,40441	9,883	78,46
5	1,60956	6,616	85,076
6	1,22727	5,045	90,121
7	0,770645	3,168	93,289
8	0,593361	2,439	95,728
9	0,533352	2,192	97,92
10	0,184634	0,759	98,679
11	0,132766	0,546	99,225
12	0,0903589	0,371	99,596
13	0,0557074	0,229	99,825

¹¹⁷ ZAMORA, Salvador; MONROY, Lucía y CHÁVEZ, César. Análisis factorial: una técnica para evaluar la dimensionalidad de las pruebas. México, D.F.: Centro Nacional de Evaluación para la Educación Nacional, A.C. p. 21.

Cuadro 8. (Continuación)

Número de Factor	Eigenvalor	Porcentaje de Varianza	Porcentaje Acumulativo
14	0,034388	0,141	99,966
15	0,00820397	0,034	100

Para examinar los factores se revisa primero que ellos expliquen aceptablemente a las variables incluidas en el análisis. Con tal fin se construye el **Cuadro 9**. Se utiliza el criterio de si una comunalidad es menor a 0.5 no se explica de forma satisfactoria la variable¹¹⁸ y por tanto no se considera en la interpretación final de los factores. La única variable que cumple esta condición es la viscosidad de embudo.

Fue necesario realizar una rotación de factores ortogonal de tipo *varimax* para simplificar la estructura de las cargas factoriales y ayudar a una interpretación de factores más comprensibles. Se eligió este método pues tiende a resultar más robusto y lograr una separación más clara de factores que otros métodos de rotación ortogonal¹¹⁹. El objetivo se cumplió puesto que de 28 variables originales el máximo número significativo en los factores fue de seis, para el factor 1, y en los demás se redujo a tres y dos variables. Además, ninguna variable se repite como significativa en los factores.

Cuadro 9. Comunalidades de las variables.

Variable	Comunalidad
MD	0,99
TVD	0,70
Temp. Línea flujo	0,51
Viscosidad de Embudo	0,34
Viscosidad Plástica	0,95
Punto Cedente	0,54
10 segundos	0,66
10 minutos	0,79
30 minutos	0,88
Filtrado API	0,60
pH	0,71
Pm	0,56
Pf	0,85
Mf	0,86

¹¹⁸ HAIR, J., *et al.* Análisis multivariante. 5 ed. Madrid: Prentice Hall Iberia, 1999. p. 101.

¹¹⁹ HAIR, J., *Op. cit.*, p. 98.

Cuadro 9. (Continuación)

Variable	Comunalidad
Cloruros	0,97
Dureza Total	0,93
MBT	0,93
Arena	0,76
Sol. Corregidos	1,00
LGS	0,59
Aceite	0,78
n	0,82
k	0,74
Horas Diarias de Perforación	0,73
Pérdidas de Superficie	0,80
Pérdidas de Subsuelo	0,70
ROP Promedio	0,77
Costo diario fluido	0,78

En primer lugar, se analizan los factores para intentar darles nombre como variables latentes no explícitas. En el **Cuadro 10** se presentan, para cada factor, las variables cuya carga factorial supera 0,7. El costo diario del fluido en el factor 5 tiene una carga de 0,65 pero se toma en cuenta para utilizar por lo menos dos variables por factor. Están ordenadas desde la más significativa en la parte superior a la menos significativa, dentro del criterio elegido, en la parte inferior.

Cuadro 10. Variables más significativas en los factores.

Factor	1	2	3	4	5	6
Variable	Viscosidad Plástica	10 minutos	ROP Promedio	Dureza Total	Pérdidas de Subsuelo	MD
	Mf					
	pH	30 minutos	Pérdidas de Superficie	Aceite	Costo diario fluido	TVD
	Pf					
	Sol. Corregidos	10 segundos	Pérdidas de Superficie	Aceite	Costo diario fluido	TVD
Cloruros						

Para el factor 1 la viscosidad plástica se relaciona con los sólidos en que el segundo afecta al primero. Al ser una consecuencia una de la otra, la causa, que son los sólidos, es la más influyente en el factor. Las demás variables se relacionan con

pruebas químicas al fluido de perforación, y como la salinidad puede relacionarse con las unidades con presiones anormales es posible que el factor entonces se encuentre relacionado con dichas unidades al finalizar la segunda sección de los pozos. Podría llamarse el factor de algunos contaminantes. Al factor 2 lo afectan claramente las tres mediciones de la resistencia de gel, por tanto, se puede denominar el factor de los geles.

El factor 3 se ve influenciado por variables que dependen de las acciones de los operarios. La tasa de perforación tiene un componente de los perforadores y otro de las litologías encontradas. Sin embargo, las pérdidas del fluido de perforación en superficie son controlables en mayor medida, por ejemplo, las pérdidas por las conexiones de tubería se podrían reducir si la tasa de perforación no fuese tan alta, por lo tanto, el factor se podría llamar el de las decisiones humanas.

El factor 4 es aparentemente el menos comprensible de todos. Es complicado encontrar una relación directa entre la dureza total del fluido y su contenido de aceite. Que en la mayor variabilidad de los datos aparezcan ambas variables indica que pueden tener relación con el desarrollo de las perforaciones. La dureza se podría de nuevo relacionar con salinidad de las unidades. El aceite puede tener dos orígenes: agregado en superficie o influjos desde la formación. La segunda procedencia no es tan probable si se tiene en cuenta que el campo ha producido por muchos años así que la presión debe haber caído considerablemente. Solo si la densidad fuese muy baja habría influjos. La primera, por el contrario, podría ser explicada como píldoras o aditivos lubricantes en los trabajos remediación de pegas de tubería. Como se tienen en cuenta casos de todas las profundidades es complicado especificar una sección crítica, pero el factor podría considerarse como de influjos y soluciones de problemas.

Las pérdidas de circulación inevitablemente aumentan los costos del fluido tanto por las acciones para remediarlas, como para la reposición de los fluidos. Aun así, que aparezca como variable más significativa las pérdidas del fluido en subsuelo puede indicar que es un factor muy influyente en los costos, por lo menos en los del fluido. El factor 5 se relaciona con ambas variables, como el factor de influencia en los costos del fluido de perforación. El factor 6 tiene una interpretación como la profundidad de la perforación.

Ecuación 20. Peso ponderado de las variables.

Peso Ponderado

$$= \frac{\text{Carga de la Variable en el Factor } i * \text{Varianza del Factor } i}{\sum_{i=1}^{i=n} \text{Carga de la Variable en el Factor } i * \text{Varianza del Factor } i}$$

Para revisar la importancia de las variables según todo el análisis factorial, una vez seleccionadas aquellas que cumplen el criterio de la carga de factor mencionado con anterioridad se realiza el cálculo de su peso ponderado. Con la **Ecuación 20** se completó el **Cuadro 11** para las variables seleccionadas en los factores extraídos.

Cuadro 11. Variables más importantes según su peso ponderado.

Variable	Peso Ponderado
Viscosidad Plástica	0,115934
Mf	0,107943
pH	0,105842
Pf	0,098794
Sol. Corregidos	0,095860
Cloruros	0,094300
10 minutos	0,060067
30 minutos	0,058581
10 segundos	0,052644
ROP Promedio	0,040425
Pérdidas de Subsuelo	0,040373
Dureza Total	0,030731
Aceite	0,030244
Pérdidas de Superficie	0,020507
Costo diario fluido	0,016351
MD	0,015770
TVD	0,015636

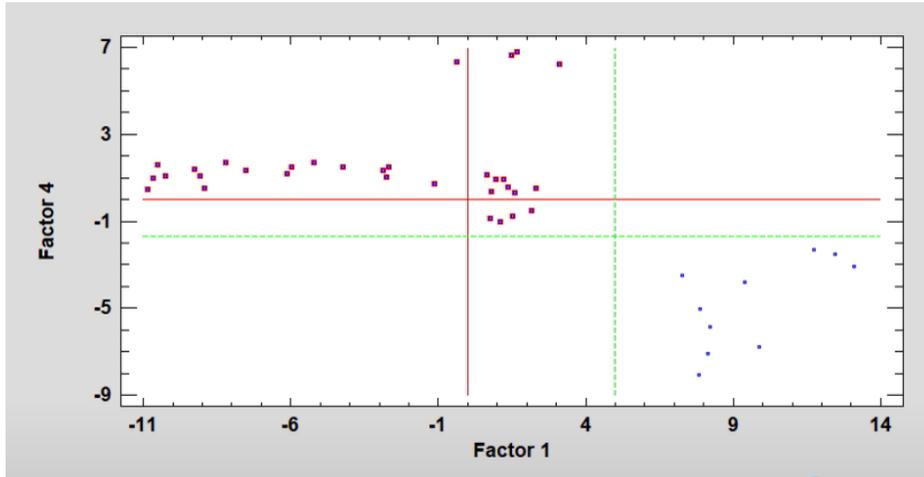
Aquellas variables cuyo peso ponderado es mayor que 5% del total son las consideradas como de mayor influencia en la estructura de factores. En el **Cuadro 11** se encuentran ordenadas de forma descendente y se somborean en rojo los pesos que no alcanzan el criterio propuesto. Como las variables no se repiten como significativas en los factores debido a la rotación, las más importantes de los dos primeros factores, los que mayor varianza recogen, son las que más influyen en el análisis factorial.

En cuanto a la discriminación de la variable de densidad del fluido de perforación los factores 1 y 4 lo hacen a la perfección, como se puede observar en el **Gráfico 59**. En él, los puntos sombreados en rojo son aquellos en que la densidad corresponde a la perforación de rocas del Cretácico. Las líneas de color verde indican límites para cada factor que pueden discriminar a la densidad: 5 para el factor 1 y -1,7 para el factor 4. El factor 1 puede tener su relación con la densidad a través de los sólidos en el fluido de perforación. El factor 4 puede indicar que la relación entre los contaminantes y la densidad sea más directa de lo que podría aparentar.

El factor 1 es el que controla la separación de poblaciones mientras el factor 4 controla la sub-población de valores más positivos en el eje vertical. Por tanto, las variables que más controlan la separación entre puntos rojos y azules son las predominantes en el factor 1, listadas con anterioridad. La separación en sub-poblaciones por el factor 4 indica que las variables dominantes de este factor,

mencionadas anteriormente, pueden servir como discriminadores de la densidad, a pesar de que la relación no sea aparentemente tan directa. Bien puede señalar que durante la perforación de la tercera sección de los pozos se agrega aceite al fluido para mitigar y solucionar pegas de tubería, o bien durante las operaciones pueden ocurrir influjos desde la formación hacia el pozo.

Gráfico 59. Factor 4 vs. Factor 1.

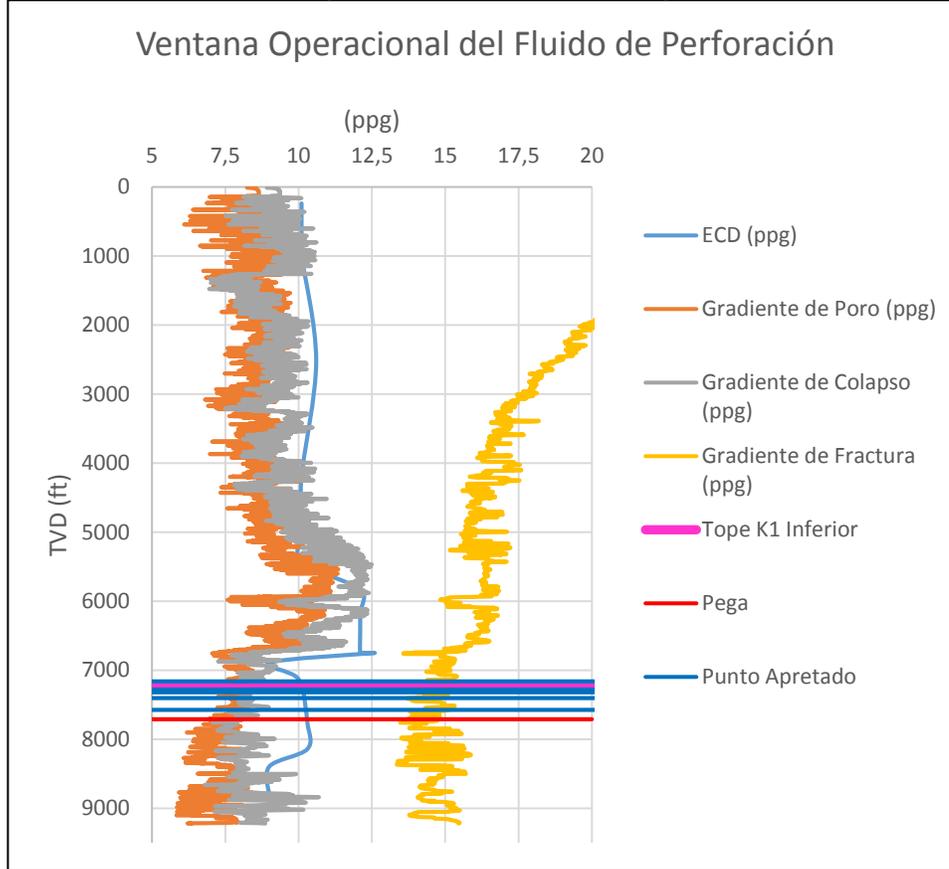


En el caso de los costos, el factor 5 delimita el límite de US\$200,000 bastante bien, mas ninguno de los otros factores ayuda en la discriminación. El más cercano es el factor 3. El factor 5 indica que a pesar de que el costo del fluido no supera el 50% del costo total diario de la perforación si es un factor muy influyente, o por lo menos es útil para la discriminación de los sobrecostos. El factor 3, aunque no ofrezca una distinción de costos tan directa, puede revelar que las pérdidas en superficie tienen alta incidencia en los costos, o también, las decisiones tomadas de modificar las tasas de perforación pueden llegar a reflejarse en los costos diarios. La litología podría afectar en la tasa, pero de ser así, en las unidades litoestratigráficas críticas debería aparecer como variable significativa, y no sucede así en las correlaciones desarrolladas.

4.4 CASO DE ESTUDIO

Para confirmar los desarrollos para la selección de variables y unidades críticas a seguir durante la perforación se analiza la información de la estabilidad de la perforación del Pozo H. Este fue uno de los que más problemas presentó, incluyendo pérdidas severas y totales del fluido de perforación, pega por empaquetamiento y, como acción remedial, una desviación. Se utiliza entonces la información disponible para presentar la ventana operacional del fluido de perforación, en el **Gráfico 60**, y a partir de ella analizar lo sucedido durante la operación.

Gráfico 60. Ventana operacional del fluido de perforación del Pozo H.



Fuente: LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017. p. 18.

En la ventana operacional para el Pozo H, presentada en el **Gráfico 60**, se puede observar el comportamiento del gradiente de poro, colapso y fractura. Adicionalmente, en vez de graficar la densidad del fluido de perforación, se presenta la densidad equivalente de circulación puesto que ella tiene en cuenta la presión ejercida por el fluido cuando está estático y cuando está en movimiento. La línea horizontal de color violeta indica la profundidad donde se encontró el tope de la Unidad K1 Inferior. El cambio entre la sección dos y tres del pozo ocurre cuando disminuye abruptamente la densidad equivalente de circulación, a los 6800 ft aproximadamente. Las líneas azules horizontales antes y después del tope de la unidad indican profundidades en las que se reportaron puntos apretados durante los viajes de tubería. La línea horizontal roja fue la profundidad en la cual ocurrió una pega de tubería por empaquetamiento.

En primer lugar, solo con observar la tendencia de la curva de la presión de fractura se puede dudar acerca de su validez, si se observa de base a tope no tiene sentido el aumento a partir de los 5000 ft. Para resaltar está que una vez disminuye la densidad del fluido de perforación entre las rocas del Terciario y el Cretácico, como

se planeó, hay un aumento de la ECD sin ninguna razón aparente. Los límites inferiores, es decir, la presión de poro y colapso, son relativamente constantes para el intervalo atípico, entre 7000 ft y 8500 ft así que no hay motivos para que aumente la densidad equivalente.

Si se revisan entonces los puntos apretados, comienzan durante la perforación de la Unidad K1 Superior y siguen en la Unidad K1 Inferior, muy cerca del tope. Conforme avanzó la perforación los puntos apretados se hicieron más esporádicos, pero hubo siempre un aumento constante de la densidad equivalente hasta que a 7711 ft sucedió la pega de tubería, que tuvo como acción remedial la desviación del pozo.

Una posible explicación a los puntos apretados es que el revoque depositado sobre las paredes del hueco es muy grueso, lo que disminuye el diámetro efectivo del pozo. La medición más cercana a las características del revoque es el filtrado API, puesto que un revoque efectivo se relaciona con que la cantidad de fluido que ingresa a la formación es baja. En los resultados de la correlación para las unidades K1 Superior y K1 Inferior no se identificó como influyente dicho parámetro, y en la revisión específica para el pozo no hubo ninguna tendencia anormal. Por estos motivos, esta hipótesis no se considera en los análisis posteriores.

Una posible razón para el aumento de la densidad equivalente puede ser el aporte de detritos de la Unidad K1 Superior. El aumento sucede durante la operación de perforación y como la densidad del fluido solo se reporta tres veces al día en la información disponible no se evidencia el cambio en los valores reportados. Sin embargo, las mediciones en campo tienen una periodicidad más corta, y como la densidad equivalente de circulación se calcula con todas las mediciones disponibles es posible que ellas si reflejen el aumento por el aporte de sólidos. Para confirmarlo sería necesaria la información tanto del volumen de recortes producidos como de la morfología de ellos, para determinar el mecanismo de generación de los derrumbes, y de la densidad del fluido de perforación a la entrada al pozo como a la salida.

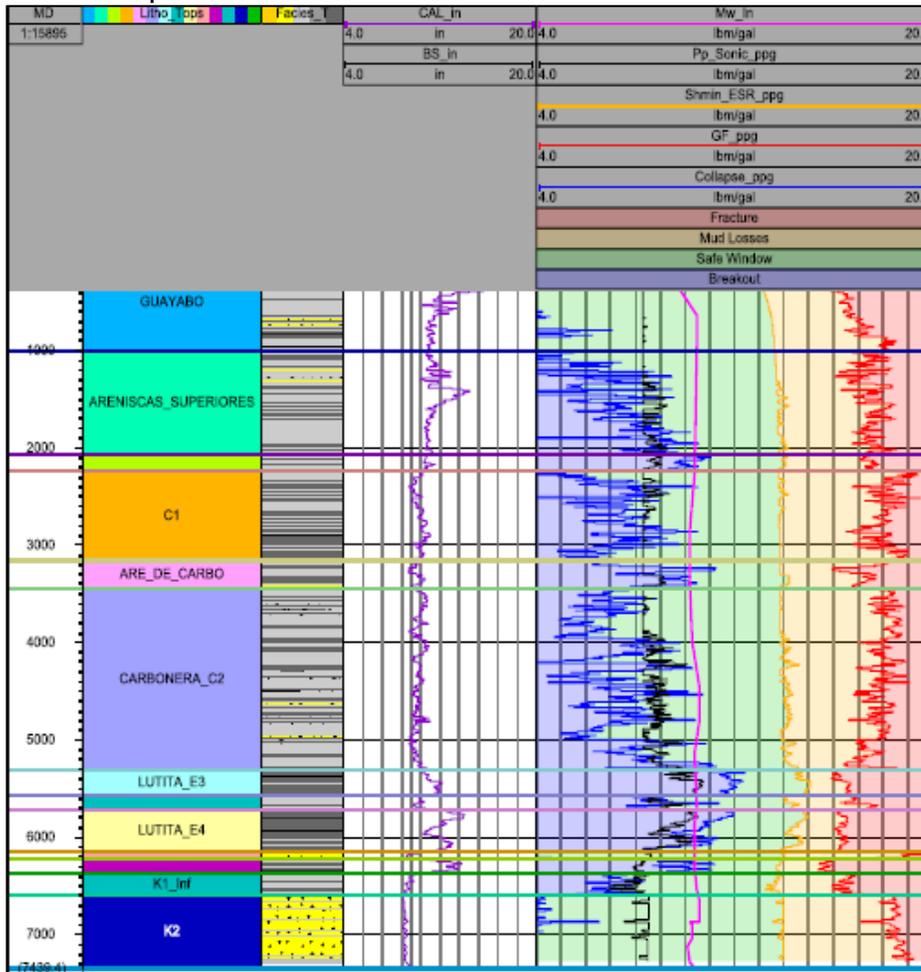
Si en efecto la cantidad de recortes es lo que aumentó la densidad equivalente de circulación es entonces posible que esos mismos derrumbes sean la causa de los puntos apretados, que sean intentos de empaquetamiento no identificados. La pega de tubería por empaquetamiento apoya esta hipótesis.

Otra posible explicación para que los puntos apretados sucedan en las inmediaciones del tope de la Unidad K1 Inferior es que aun si los recortes se remueven del fluido de perforación de manera eficiente se generan un escalonamiento entre estas dos unidades del cretácico. Para las profundidades de estas unidades los pozos tienen inclinaciones entre 60° y 90°, así que durante un viaje de ingreso o salida de tubería al pozo es entendible que la sarta se recueste sobre la pared del pozo y ocurran los problemas operativos mencionados. Con registros de pozo se puede confirmar esta hipótesis y plantear posibles estrategias de mitigación y solución al problema, sin embargo, está fuera del alcance de este trabajo.

Una posible causa de la generación de derrumbes en la Unidad K1 Superior, que genera los problemas en K1 Inferior, puede ser que, por la resistencia de gel durante los viajes de tubería, la densidad equivalente aumente y se supere el esfuerzo mínimo, lo que aumenta las pérdidas del fluido en el subsuelo y puede reactivar en algunos casos fracturas presentes en la roca. Otra posibilidad es que, por haber un cambio entre unidades litoestratigráficas de poco competente a competente, puedan ocurrir vibraciones en la sarta que aumenten el contacto de la tubería con la formación y se generen los derrumbes.

Aunado a lo anterior, es posible que las razones para la generación de derrumbes se encuentren en la densidad del fluido de perforación, porque en vez de superar el límite superior se supere el inferior: la presión de colapso. En la **Figura 15** se presenta una ventana operacional del fluido de perforación para un pozo diferente a los de estudio, pero que tiene el registro cáliber tipo para el campo.

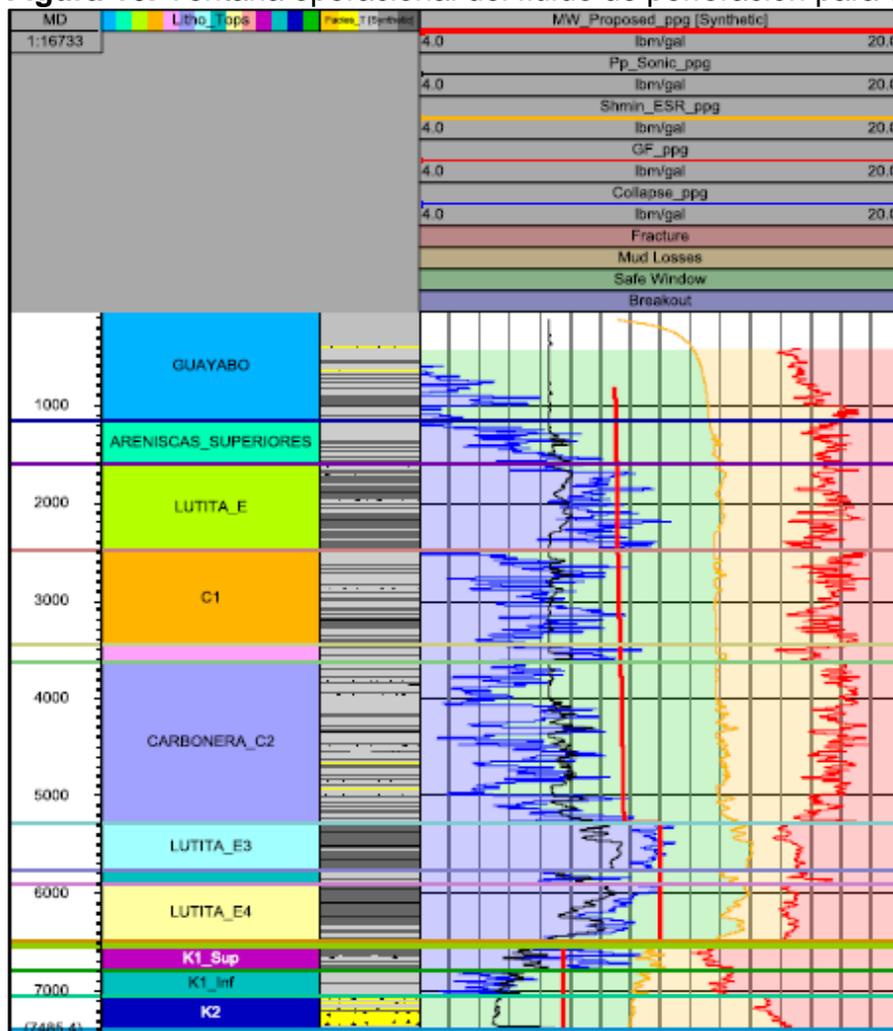
Figura 15. Cáliber y ventana operacional del fluido de perforación para un Pozo Z en el Campo Castilla.



Fuente: LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017. p. 18.

Del registro de cáliper se resalta que en la Lutita E3, la Lutita E4 y la Unidad K1 Superior el tamaño del hueco es mayor al de la broca que los perforó, indicando derrumbes (*wash-outs*). Al revisar la ventana operacional se encuentra que desde la planeación no se está teniendo en cuenta la presión de colapso. En las tres unidades la densidad del fluido de perforación es inferior al gradiente de colapso, lo que explica el aporte de sólidos al fluido, y por tanto los escalonamientos presentes. El comportamiento del esfuerzo principal menor, en la curva amarilla, es casi constante y no tiene en cuenta las variaciones de la presión de poro, como es de esperar. Esto señala que era un parámetro sobre el cual no se tenía una elevada confianza.

Figura 16. Ventana operacional del fluido de perforación para un Pozo X.



Fuente: LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017. p. 18.

En la planeación de un Pozo X posterior al Z, el comportamiento del esfuerzo principal menor tiene más sentido físico, como se puede observar en la **Figura 16**.

Hay una clara disminución del esfuerzo siguiendo la tendencia de la presión de poro. Además de ello, se evidencia que hay profundidades en las cuales el gradiente de colapso es igual al esfuerzo principal menor, por lo tanto, no hay rango de seguridad durante la perforación. La densidad del fluido tiene que ser menor que el gradiente de colapso según la planeación, así que se tienen que considerar prácticas adicionales para mitigar y controlar los efectos y problemas que causan los derrumbes de las formaciones.

Este caso confirma los resultados de los análisis estadísticos: el componente geomecánico de los pozos puede tener gran incidencia sobre las operaciones de perforación al ser una de las causas de los problemas operacionales presentados. Por esta razón, la metodología planteada se va a centrar en el seguimiento de variables que incidan directamente o sirvan de indicadores de problemas relacionados con la estabilidad mecánica del pozo debido a la ventana operacional del fluido de perforación.

En cuanto a la sección de unidades litoestratigráficas críticas, se ratifican las Unidades K1 Inferior y K1 Superior como las más importantes a seguir desde el punto de vista de la ventana operacional del fluido de perforación. Las unidades más recientes, la Unidad Lutita E3 y Lutita E4, también reciben un tratamiento similar, aunque para estos casos desde la planeación se plantea que la densidad del fluido de perforación sea inferior al gradiente de colapso, es decir, que haya generación de derrumbes. Por ello, durante la perforación de las unidades seleccionadas, se debe tener estricto control sobre la densidad del fluido para permanecer dentro del rango seguro de la ventana operacional, y sobre el control de sólidos, que es el factor principal que afecta a la densidad. Los sólidos también pueden ocasionar problemas de pegas por empaquetamiento.

Dentro de las variables críticas a seguir, además de las mencionadas anteriormente, está la resistencia de gel del fluido. Como este parámetro tiene su principal efecto durante los viajes de tubería, la variable a seguir es la densidad equivalente de circulación, o la presión que ejerce el fluido en el fondo del pozo, pero se debe asegurar que la resistencia de gel esté dentro de los límites planteados para ayudar a controlar la densidad. El seguimiento de los parámetros de punto cedente, la viscosidad de embudo, la viscosidad plástica y el índice de consistencia del fluido de perforación tiene su importancia en servir de indicadores del aumento de la concentración de sólidos en el fluido, además de sus funciones habituales. Todos los parámetros mencionados son señalados tanto por las correlaciones, el análisis de componentes principales y/o el análisis factorial.

Los costos elevados que se presentaron durante la perforación de los pozos de la muestra en algunos casos se deben a problemas operacionales desencadenados por la salida del rango seguro de la ventana operacional del fluido de perforación. El caso de estudio indica que los problemas en su mayoría se pueden tipificar como de tipo geomecánico. Así que si se realiza el seguimiento y monitoreo a las variables planteadas se puede ayudar a garantizar que los costos no se elevarán debido a problemas operacionales causados por la inestabilidad mecánica del pozo.

5. PLANTEAMIENTO PARA EL SEGUIMIENTO DE VARIABLES

En el presente capítulo se describe el comportamiento de algunas variables con respecto a los rangos establecidos en la planeación de los pozos con el fin de intentar establecer unos rangos óptimos de operación. También, se realiza una descripción de la metodología para el seguimiento de las variables escogidas como críticas durante la operación, de acuerdo con la sección que se esté perforando.

La metodología planteada se reconoce como de seguimiento, puesto tiene la intención de proveer al equipo de trabajo e información acerca del desempeño de las operaciones para ayudar en la toma de decisiones. Así, es posible decidir si es necesario tomar acciones correctivas o si seguir con los parámetros de perforación y del fluido en los valores utilizados hasta el momento.

Es necesario realizar la distinción de que, a pesar de que la información utilizada para seleccionar las unidades litoestratigráficas y variables críticas provenga de reportes con periodicidad diaria, durante las operaciones de perforación muchos de los parámetros tienen disponibilidad inmediata, o con frecuencia de reportaje mayor que un día. Por esta razón, se hizo énfasis en aquellas variables cuyas mediciones estén más próximas a los operadores, así cumplen la función de alertar en caso de presentarse indicios de que se está generando una complicación en el pozo. Si se mitigan dichos eventos es posible que los costos no se eleven sobre el límite permitido.

Al provenir las variables de reportes convencionales se asegura que no se incurre en costos agregados, por lo menos no en adquisición de información adicional. Las limitaciones son que la información sugerida no necesariamente permita realizar una discriminación directa pero sí se puede utilizar para dar indicios de los problemas y sus costos asociados.

5.1 RANGOS OPERATIVOS DE LAS VARIABLES

Para intentar proponer un rango de seguridad de las variables se comparan en primer lugar los intervalos planteados para la perforación de los pozos en la muestra. De esta forma se puede identificar si existe una relación de causalidad entre el seguimiento a los parámetros y los problemas operacionales presentados.

El **Cuadro 12** indica los rangos en que las mediciones de las variables se encontraron o no dentro de los límites planteados para los pozos en que se tenía la información disponible. Los porcentajes sombreados en rojo indican en qué proporción se sobrepasaron los límites de la planeación de aquellas variables. Los porcentajes de cero sombreados en verde indican que la variable se mantuvo dentro del rango durante la operación para ese pozo. Los guiones sombreados de amarillo indican que no se encontró intervalo alguno en los programas de perforación.

Con un vistazo inicial se observa que todos los pozos superaron los límites de los cambios angulares de la perforación en más del 10% del límite propuesto. Como se describió anteriormente, solo esta variable puede desencadenar problemas

operacionales. El contenido de sólidos es la variable cuyos límites planteados se sobrepasaron en mayor medida para la mayoría de los pozos, a excepción de en el Pozo G. Lo anterior ayuda a confirmar la criticidad de realizar un seguimiento a dicha variable para evaluar las causas que generan los aumentos y sus posibles soluciones.

Cuadro 12. Comportamiento de variables según la planeación.

Variable\Pozo	C	D	E	F	G	H
DLS	14%	48%	61%	11%	97%	69%
Densidad	1%	0%	7%	0%	6%	0%
Viscosidad Plástica	1%	0%	0%	0%	2%	0%
Punto Cedente	2%	38%	67%	-	-	0%
Resistencia de Gel	-	-	-	-	50%	-
Filtrado API	20%	60%	72%	0%	0%	-
Contenido de Sólidos	110%	110%	105%	-	14%	113%
pH	12%	0%	16%	0%	0%	26%
MBT	0%	14%	0%	0%	0%	0%
-	No se encuentran rangos planeados					
0%	Está dentro del rango planeado					
%	Porcentaje fuera del rango planeado					

Para el análisis de las variables en conjunto se puede recordar el **Cuadro 1** donde se presentan los problemas presentados y los sobrecostos incurridos en los pozos. Los Pozos E y G, que son los de mayores sobrecostos, tienen en común que en ambos no se respetaron los límites ni de la densidad ni el contenido de sólidos. Sin embargo, si se compara con el Pozo H, cuya descripción de los problemas se presentó anteriormente, el sobrecosto presentado fue significativo pero la densidad dentro de los rangos y el porcentaje fuera del rango del contenido de sólidos varía considerablemente en el Pozo G.

De forma análoga, los Pozos D y F, los de menores sobrecostos, tienen en común que la densidad, la viscosidad plástica y el pH estuvieron entre los límites. Se podría esperar entonces que las perforaciones tuviesen características similares. Sin embargo, los problemas que se presentaron en ambos pozos son de naturalezas distintas: uno tuvo intentos de empaquetamiento mientras en el otro fueron pérdidas de circulación. La única razón para explicar los sobrecostos menores es que en ninguno fue necesario realizar desviaciones de pozo.

Aplicar un enfoque de agrupar los pozos por los problemas específicos, por ejemplo, encontrar las semejanzas entre los Pozos D, E y H relacionados con empaquetamientos, dificulta aún más el encontrar relaciones que permitan

establecer rangos. El contenido de sólidos es la variable repetitiva para el caso planteado, empero por la misma definición del problema era de esperar que el parámetro fuese un indicador y la causa a la vez. Además, si esa fuese la variable única que permite discriminar los problemas como el tipo empaquetamiento, no debería de salir de los rangos en otros pozos. El Pozo G muestra cómo la variable se salió del rango, pero los problemas no se identificaron como empaquetamiento sino como tortuosidad del pozo.

Intentar proponer límites absolutos a las variables de respuesta en la escala de un campo petrolero es una tarea en extremo ambiciosa desde un principio. El tamaño de la muestra del trabajo, así como la cantidad y calidad de la información disponible ofrecen limitantes adicionales para el establecimiento de los rangos. Es posible esclarecer las razones puntuales para cada caso, pero se perderían las ventajas del análisis estadístico a los pozos en conjunto, en especial una posible aplicabilidad universal a la población.

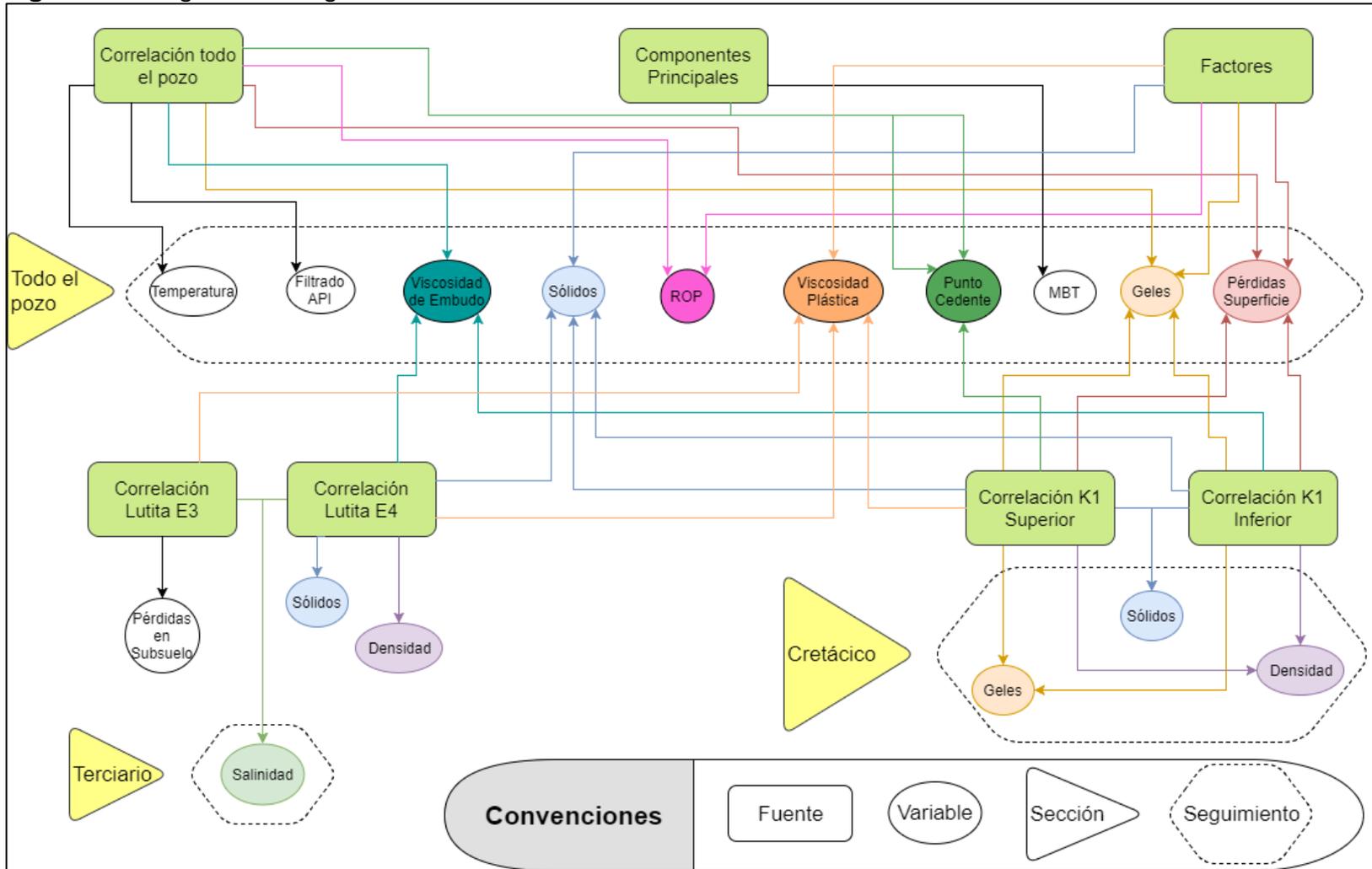
Por lo tanto, si de forma general no es posible encontrar relaciones o causas aplicables para el grueso de los casos, por ejemplo, una discriminación clara entre los tipos de problemas operacionales, tampoco lo es plantear límites a variables para toda la población. Cada individuo, o pozo, tiene sus propias particularidades enmarcadas en la heterogeneidad de las características litológicas, mecánicas y químicas de las rocas perforadas que fuerza a preparar cada uno por separado. El análisis en conjunto de los pozos permite dilucidar tanto problemas como causas generales y sus correspondientes explicaciones, utilizando tendencias y en general información descriptiva y cualitativa. Sin embargo, no sería responsable proponer límites cuantitativos generales sin tener en cuenta las especificidades de cada individuo.

5.2 METODOLOGÍA

La metodología de seguimiento de variables se plantea de forma diferenciada para la sección a perforar. Para cada una de ellas se menciona el punto de monitoreo, el equipo o instrumento utilizado para la medición, la frecuencia de muestreo actual y el área o dependencia encargada de la medida. Como se mencionó anteriormente, se deben establecer límites específicos de los parámetros para cada pozo a perforar y por tanto no es recomendable proponer rangos. Finalmente, para cada variable propuesta para seguimiento se desarrollan las consideraciones a tener en cuenta durante las operaciones de perforación.

Para establecer una organización de las variables a seguir se utilizaron los resultados de las correlaciones desarrollados, del análisis de componentes principales y del análisis factorial. En la **Figura 17** se presenta un diagrama donde se muestra el proceso realizado. Se tienen siete fuentes de variables: las correlaciones, los componentes principales y factores extraídos. Las variables en común se indican con las líneas de colores. Los triángulos señalan la sección del pozo en donde se propone el seguimiento, y las variables escogidas se agrupan en los hexágonos.

Figura 17. Diagrama de organización de variables.



5.2.1 Durante toda la perforación. A continuación, se observan las variables a seguir durante toda la perforación, sin olvidar que son indicadores indirectos de la inestabilidad mecánica del pozo. Se determinaron mediante el análisis estadístico realizado en los capítulos anteriores.

5.2.1.1 Resistencia de Gel. La resistencia de gel se considera debido a la influencia de esta variable en la densidad equivalente de circulación. Si el valor de los geles es alto, y además son progresivos, conforme pasa el tiempo la resistencia a fluir será muy alta. Esto puede tener complicaciones al momento de efectuar viajes de tubería. Es necesario mantener este parámetro dentro de los límites establecidos para evitar causar presiones de suabeo y surgencia elevadas, que pueden causar inlfujos o colapso de la formación y pérdidas del fluido de circulación, respectivamente.

El punto de monitoreo que se le realiza a esta variable es a nivel de laboratorio, para lo cual se toma una muestra del fluido de perforación y mediante un Viscosímetro de Fann se realiza su mediación a 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos, la periodicidad de esta variable es de tres mediciones por día o algunas veces hasta cuatro, el área de Lodos es la encargada de realizar estas mediciones.

5.2.1.2 Pérdidas del fluido de perforación en superficie. Las pérdidas del fluido de perforación son uno de los problemas que aumentan los costos. Es inevitable la merma de los fluidos de perforación a nivel de superficie por la evaporación, conexiones de tubería, en el equipo de control de sólidos y como humectación de los recortes. Así que la práctica recomendada es reducir al máximo el fluido perdido por ejemplo asegurando la eficiencia del equipo de control de sólidos para reducir la humectación de los recortes, además de evitar los derrames.

El punto de control de esta variable es a nivel de tanques por el área encargada que es lodos, se realizan cálculos con los volúmenes de fluido de perforación y se determina el volumen de fluido de perforación perdido.

5.2.1.3 Temperatura de línea de flujo. La temperatura media en la línea de flujo del fluido de perforación tiene algunas dificultades en su interpretación¹²⁰ debido a que es influenciada por factores como tasa de circulación, tasa de perforación, tiempo del fluido estático en el pozo, adiciones de fluido nuevo, y más. Sin embargo, se plantea el seguimiento debido a su característica de indicador cualitativo. Si se logra extraer la tendencia real de la temperatura del fondo del pozo un aumento en el gradiente geotérmico puede ser indicativo del tope de una zona sobrepresurizada.

La temperatura se monitorea en la entrada del tanque de succión o a la salida del pozo en la línea de flujo, se realizan estas utilizando termómetros que se encuentran en las líneas y en los tanques, se realiza con una periodicidad de tres mediciones por día.

¹²⁰ RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001. p. 36.

5.2.1.4 Contenido de sólidos. Este es el seguimiento más importante que se debe realizar durante la perforación de los pozos. De particular atención está la medición directa de este parámetro, es decir, el resultado de la prueba de retorta, puesto que es un indicador directo de la cantidad de sólidos y de la eficiencia del sistema de control de sólidos. También, la medición del volumen de recortes en el fluido puede ser muy importante para evitar la acumulación de recortes en el anular y posibles empaquetamientos que generen.

Las siguientes variables se proponen, además de por sus funciones convencionales que desempeñan en el fluido, por dar indicios del contenido de sólidos. Para identificar que en el fluido de perforación está cambiando la concentración de los sólidos se deben monitorear su tendencia, en especial si se salen de los rangos planeados por los programas de perforación.

- **Punto cedente.** El punto cedente se monitorea en laboratorio mediante una prueba física usando el Viscosímetro de Fann a una muestra de fluido de perforación, se realizan tres mediciones diarias y el área de lodos es la encargada de su monitoreo.
- **Viscosidad plástica.** La viscosidad plástica se determina en laboratorio empleando un Viscosímetro de Fann, se realizan en promedio tres mediciones diarias a muestras del fluido de perforación, el área encargada es lodos.
- **Viscosidad de embudo.** La viscosidad de embudo se monitorea en laboratorio empleando un Embudo de Marsh, se le realizan tres mediciones diarias al fluido de perforación, el área de lodos es la encargada de estas mediciones.

5.2.1.5 Filtrado API. El filtrado API se considera por dos razones. La primera es que es un indicador de zonas sobrepresurizadas, y desde el análisis geomecánico del campo es conocido que hay una sección que cumple estas características. La segunda se relaciona con la indicación del espesor y calidad del revoque que se deposita sobre las paredes del pozo. Un filtrado controlado asegura que la disminución del diámetro del pozo por el revoque no sea significativa. Así, se mitiga una posible causa de los puntos apretados y restricciones además de tener una alerta de la zona con presiones de poro anormales.

Esta variable se monitorea en laboratorio por el área de lodos, se realizan tres mediciones por día a tres diferentes muestras de fluido de perforación, el equipo de medición empleado es un filtro prensa.

5.2.1.6 Prueba de azul de metileno. Con los resultados de la prueba MBT es posible identificar la naturaleza de sólidos en el fluido de perforación. Un valor alto es indicativo que en el sistema activo del fluido de perforación hay sólidos reactivos, que modifican las propiedades del fluido y pueden indicar posibles problemas en el hueco. Es un parámetro importante por monitorear en caso de detención de las operaciones, puesto que la efectividad de la inhibición química en el fluido disminuye con el tiempo y es posible que ocurra desestabilización de unidades pelíticas.

La prueba de azul de metileno es una prueba química realizada en laboratorio por el área de lodos, se realizan tres mediciones diarias a tres muestras de fluido de perforación.

5.2.1.7 Tasa de perforación. La tasa de perforación es una variable por considerar debido a los indicios que puede otorgar. El cambio de la tasa de perforación es un indicador de zonas sobrepresurizadas. La tasa de perforación depende de las revoluciones por minuto de la sarta (RPM), del peso sobre la broca, de las características de la litología perforada, entre otros factores. El ingeniero ADT encargado de los datos es quien monitorea esta variable, se determina utilizando un sensor colocado en el malacate que permite calcular las variaciones de la tasa de perforación en tiempo real.

5.2.2 Sección de 12 ¼”. Se debe realizar un seguimiento especial a las variables que se mencionan a continuación, siendo indicadores indirectos de la inestabilidad de pozo para esta sección.

5.2.2.1 Salinidad. Con el término de pruebas de salinidad se hace referencia a las pruebas de concentración iónica de cloruros y a la dureza total del fluido de perforación. Los aumentos de estos parámetros pueden indicar la entrada a la zona con sobrepresión.

La salinidad se mide mediante pruebas de laboratorio que se le realiza en promedio diariamente a tres muestras de fluido de perforación, el área encargada de estas mediciones es lodos.

5.2.2.2 Lutita E3

- **Pérdidas del fluido de perforación en el subsuelo.** Para esta unidad se identificó que tanto los costos diarios del fluido de perforación como las pérdidas en el subsuelo afectan considerablemente los costos totales. La primera variable no está propuesta para seguir puesto que al ser un cálculo diario no cumple la función de alertar sobre posibles problemas. La segunda variable puede deberse a que el gradiente mínimo en sitio esté sobreestimado y se eleve la densidad equivalente del fluido sobrepasando el límite superior de la ventana de perforación. Si es el caso, es recomendable establecer estrategias para la mitigación de las pérdidas de circulación mientras se calcula una curva de la ventana más confiable.

Las pérdidas del fluido de perforación en el subsuelo tienen su punto de monitoreo en tanques, a los cuales se les realizan tanto mediciones manuales, como mediciones controladas digitalmente con la ayuda de instrumentos de control de nivel, por lo que los cambios en esta variable pueden determinarse en tiempo real, el área encargada de realizar estas mediciones es el área de lodos.

5.2.2.3 Lutita E4

- **Densidad.** Como la zona de esta unidad litoestratigráfica tiene una presión de poro anormal puede suceder que la densidad del fluido de perforación no sea lo

suficientemente alta y puedan ocurrir influjos. Para prevenirlos, es necesario monitorear este parámetro constantemente al perforar la unidad.

La densidad del fluido de perforación se mide empleando una balanza de lodos, se realizan en promedio tres mediciones diarias, algunas veces se reporta de forma continua en tiempo y profundidad, pero estos valores no son mediciones que se le realicen a muestras del fluido de perforación sino son interpolaciones realizadas con las mediciones de laboratorio, el área de lodos es la encargada de estas mediciones.

- **Sólidos.** El contenido de sólidos puede tener implicaciones tanto en la densidad, como en otras propiedades del fluido de perforación, y si son derrumbes pueden llegar a generar empaquetamientos. Una buena práctica operacional es monitorear la variable frecuentemente para comprobar la eficiencia del equipo de control de sólidos. Las mediciones del contenido de sólidos se realizan en laboratorio por el área encargada que es lodos, se realizan tres mediciones diarias a muestras del fluido de perforación empleando un instrumento de laboratorio llamado retorta. También se realizan mediciones del contenido de recortes de perforación, las cuales se determinan con la ayuda de un recipiente para la recolección de estas en el área de control de sólidos.

5.2.3 Sección de 8 ½”. A continuación, se hace énfasis en las variables a seguir durante la perforación de esta sección, ya mencionadas anteriormente, pero se explica la relevancia que adquieren en este intervalo de perforación.

5.2.3.1 Densidad. El seguimiento de esta variable es necesario durante toda la perforación, pero específicamente en esta sección es crítico debido al pequeño margen seguro de la ventana del fluido de perforación. Es imprescindible monitorear estrictamente la densidad en este intervalo para evitar colapsos de la formación o pérdidas de circulación. Como se mencionó anteriormente a esta variable se le hace un seguimiento en laboratorio empleando una balanza de lodos, con una periodicidad de tres por día.

5.2.3.2 Sólidos. De forma análoga a la densidad, se recalca el seguimiento a esta variable por la importancia que adquiere. El contenido de sólidos en un fluido puede ser la causa de empaquetamientos en el pozo. Si no se retiran efectivamente del fluido puede llegar a afectar la densidad, viscosidad y otros parámetros. La afectación a dichas variables puede desembocar en pérdidas de circulación, un problema identificado en el campo. Se determina a nivel de laboratorio empleando una retorta y en el área de control de sólidos, empleando un recipiente para la recolección de los recortes.

5.2.3.3 Resistencia de Gel. Similar a las anteriores, se repite la variable para resaltar su significación durante la perforación de la tercera sección de los pozos. Las consideraciones en este caso están en el mismo ámbito de las demás, se deben controlar los geles para que, durante las maniobras de viajes de tubería, la presión ejercida por el fluido de perforación se mantenga dentro de la zona segura de la

ventana del fluido de perforación. El seguimiento que se le realiza a esta variable es a nivel de laboratorio por el área encargada de lodos, se determina con una periodicidad de tres por día empleando un Viscosímetro de Fann.

En el **Cuadro 13** se presenta un resumen de las variables a monitorear para las secciones descritas anteriormente. Incluye los puntos de monitoreo, equipo utilizado para la medición, frecuencia de muestreo y área encargada de la medida.

Cuadro 13. Variables de seguimiento para el Campo Castilla.

Sección	Variable	Punto de monitoreo	Equipo para la medición	Frecuencia de muestreo actual	Área encargada	
Toda la perforación	Resistencia de gel	Muestra	Viscosímetro Fann	3 por día	Lodos	
	Pérdidas superficie	Tanques	Cálculo	2 por día	Lodos	
	Temperatura	Tanque de succión o línea de flujo	Termómetro	3 por día	Lodos	
	Sólidos	Punto cedente	Muestra	Viscosímetro Fann	3 por día	Lodos
		Viscosidad embudo	Muestra	Embudo Marsh	3 por día	Lodos
		Viscosidad plástica	Muestra	Viscosímetro Fann	3 por día	Lodos
	Filtrado API	Muestra	Filtro prensa	3 por día	Lodos	
	ROP	Malacate	Cálculo	Tiempo real	ADT	
MBT	Muestra	Prueba de laboratorio	3 por día	Lodos		
Terciario	Salinidad	Muestra	Prueba de laboratorio	3 por día	Lodos	
Lutita E3	Pérdidas subsuelo	Tanques	Cálculo	Tiempo real	Lodos	
Lutita E4	Densidad	Muestra	Balanza de lodo	3 por día	Lodos	
	Sólidos	Muestra/Línea	Retorta	3 por día/hora a hora	Lodos	
Cretácico	Densidad	Muestra	Balanza de lodo	3 por día	Lodos	
	Sólidos	Muestra/Línea	Retorta	3 por día/hora a hora	Lodos	
	Gel	Muestra	Viscosímetro Fann	3 por día	Lodos	

6. CONCLUSIONES

- Para la perforación de los pozos no se tuvo en cuenta la dirección del esfuerzo horizontal máximo en la zona (310° de azimut aproximadamente), lo que generó problemas operacionales por inestabilidad y ocasionó dificultades en el trabajo direccional presentando cambios angulares de la perforación mayores que 4°/100ft.
- La ventana operacional del fluido de perforación para el Pozo H no logra explicar los eventos de inestabilidad presentados durante la perforación. El gradiente de fractura difiere en 2 ppg aproximadamente con respecto al que establece el modelo geomecánico del 2017 para el campo en la sección de 8½" de los pozos.
- El análisis estadístico multivariado de los parámetros del fluido de perforación corroboró que los intervalos a los cuales se les deben realizar un especial seguimiento son: Lutita E3, Lutita E4, K1 Superior y K1 Inferior, por la cantidad de eventos reportados en cada una de ellas y por los costos que representaron.
- A partir de los resultados obtenidos, se proponen como principales variables indirectas de seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación de un pozo a la resistencia de gel (influencia en la densidad equivalente de circulación durante los viajes de tubería), las pérdidas de fluido de perforación en superficie y en el subsuelo (los costos que representaron), temperatura, punto cedente, viscosidad de embudo, viscosidad plástica, y filtrado API (son indicadores de: variaciones en el contenido de sólidos, posibles cambios de densidad del fluido de perforación y posibles empaquetamientos).
- Se proponen como principales indirectas de seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación de un pozo a los resultados de MBT y salinidad del fluido de perforación (señal de la naturaleza de los sólidos), y a la ROP (es influenciada por las características de la roca perforada, además de su relación con la tasa de generación de recortes).
- En la Unidad K1 Inferior el número de restricciones y apoyos de la sarta durante los viajes de tubería y problemas de pérdida de circulación junto a empaquetamientos, no representaron costos diarios mayores que US\$150,000 pero la suma de todos ellos si eleva los costos de la perforación. Sin embargo, del análisis del caso de estudio se propone que los problemas ocurren o por la unidad suprayacente, K1 Superior, o por el contraste entre ambas unidades, de una poco competente a una competente.
- Las variables del fluido de perforación críticas a seguir al perforar las Unidades K1 Inferior y K1 Superior son: la densidad del fluido de perforación para asegurar la permanencia en el rango seguro de la ventana operacional del fluido de perforación, la resistencia de gel durante los viajes de tubería y la cantidad de sólidos en el sistema hidráulico.

- En la Unidad Lutita E3 no se reporta un alto número de eventos, pero si es donde los costos diarios alcanzaron valores mayores a US\$500,000, específicamente restricciones durante los viajes de tubería. En la Unidad Lutita E4 se reportó un mayor número de eventos, incluyendo también apoyos de tubería y arrastres. Los costos fueron inferiores a los US\$200,000.
- Debido a la condición de presión de poro anormal en las Unidades Lutita E3 y E4, la salinidad puede ser un gran indicador al perforarlas. La cantidad de sólidos en el sistema hidráulico, por su influencia en la densidad, también se proponen para seguir durante su perforación.
- En todos los pozos con información disponible sobre la planeación las variables que más se salieron de los límites fueron la cantidad de sólidos y el cambio angular de la perforación. El límite propuesto para la primera se salió del rango en más del 100% para todos excepto uno (14%), mientras el límite para el cambio angular de la perforación se sobrepasó entre el 11% y el 97%.
- El comportamiento de cada pozo fue diferente: no existe un patrón visible entre los parámetros que salen de los rangos propuestos en la planeación y los problemas presentados en cada uno de ellos. Por lo tanto, es demasiado ambicioso el planteamiento de rangos óptimos de operación para cada una de las variables de forma general cuando en vez, como buena práctica, se debería analizar y diseñar cada pozo específicamente.

7. RECOMENDACIONES

- Contrastar los resultados de este trabajo realizando un análisis multivariado a una muestra de mayor tamaño y con datos de indicadores directos del problema de la inestabilidad mecánica, tales como el cáliper y la geometría de los derrumbes (*cavings*).
- Estudiar la dirección de los esfuerzos de la zona en una escala menor que la actual: para el campo, y de ser posible para cada unidad litoestratigráfica, con el fin de incluirla durante la planeación de futuros pozos.
- Elaborar los modelos de fases minerales presentes en las unidades litoestratigráficas, principalmente en Lutita E3 y E4, para descartar la posibilidad de que se trate de inestabilidad por intercambio químico, haciendo que el tiempo de contacto con el fluido de perforación por los paros y detenciones de la operación sea de gran importancia.
- Relacionar los parámetros direccionales con su impacto en los costos de la perforación para incluirlos en la metodología. Incluir la inclinación del pozo y buzamiento de la formación para evaluar la influencia de las características litológicas en el desarrollo de la perforación.
- Determinar el ángulo de la circunferencia del pozo en el cual se presentan *breakouts* en las unidades litoestratigráficas críticas para confirmar que la inestabilidad es la causa de los problemas operacionales.
- Hacer pruebas de energía mecánica podría ayudar para la optimización de la perforación, además de facilitar el análisis de las vibraciones de la sarta (una de las posibles causas de los derrumbes en los pozos).
- Revisar la limpieza de los pozos para confirmar que el contenido de sólidos sea la causa de los problemas presentados durante la perforación. Para ello, realizar simulaciones hidráulicas de los sistemas de fluido de perforación y de torque y arrastre.
- Evaluar el uso de un sistema automatizado de monitoreo del volumen de recortes generados durante la perforación, como el ECOMAC, ya que podría dar mejores indicios tanto de la limpieza como de la estabilidad durante la perforación del pozo.
- Analizar la posibilidad de implementar la tecnología de presión controlada (MPD) debido a que la ventana operacional del fluido de perforación es reducida en la sección de 8½”.

BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, Bernt and HANSEN, Ann. Bounds on In-Situ Stress Magnitudes Improve Wellbore Stability Analyses. En: SPE JOURNAL. Jun. vol. 10, no. 2, p. 115-120

AADNOY, Bernt S. and ONG, Seehong. Introduction to special issue on Borehole Stability. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. vol. 38, no. 3, p. 79-82

ACP. Informe estadístico petrolero (IEP) y de taladros 2017. {En línea} Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

ADITC, The Drilling Manual, 5 ed. Australia: CRC Press, 2015.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales. En: LA RAZÓN. La Paz. Jun 4, 2012.

ALCALDÍA DE CASTILLA LA NUEVA – META. Información general {En línea}. Disponible en: http://www.castillalanueva-meta.gov.co/informacion_general.shtml#economia

ALEJANO, R., *et al.* Rock Engineering and Rock Mechanics: Structures in and on Rock Masses. London: CRC Press, 2014.

ALMEIDA, J. C., *et al.* Well of the Future: A New Approach to Real-Time Wellbore Stability Monitoring in the Colombian Foothills. En: Society of Petroleum Engineers, 2015.

ANGARITA J. A. y LEGUIZAMON A. M. Arquitectura estratigráfica de la Unidad K2 mediante integración de información de afloramientos y pozos en los Campos Castilla y Chichimene. En: 3ª Convención Técnica de la ACGGP. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Sogamoso.

ÁNGEL ÁLVAREZ, John Byron. Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, 2012. 136 p.

ANH. Cuenca llanos orientales estudio integrado – crudos pesados {En línea} Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

ANH. Producción fiscalizada de crudo 2017 {En línea} Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

ANNIS, Max and SMITH, Martin. Drilling Fluids Technology. Estados Unidos: Exxon Company 1996.

API. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice For Field Testing Water-Based Drilling Fluids, American Petroleum Institute, 2014.

ASTM, Manual on drilling, sampling, and analysis of coal.

BORIVOJE Pašić; Nediljka Gaurina Međimurec and Davorin Matanović. Wellbore Instability: Causes And Consequences. En: Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik. Dec 1. vol. 19, no. 1, p. 87-98

BRADFORD, I. D. R., *et al.* When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation of Real-Time Wellbore Stability Control. Feb 23, 2000.

CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca De Los Llanos Orientales. Tesis Magister en Ciencias-Geofísica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias, 2016. 112 p.

CATENA, Andrés. RAMOS, Manuel. TRUJILLO, Humberto. Análisis multivariado: un manual para investigadores. Madrid, España, 2003.

CHEN, X.; TAN, C. P. and HABERFIELD, C. M. Guidelines for efficient wellbore stability analysis. En: INTERNATIONAL JOURNAL OF ROCK MECHANICS AND MINING SCIENCES. Apr. vol. 34, no. 3-4. 50 p

COLCIENCIAS. Tipología de proyectos calificados como de carácter científico, tecnológico e innovación. Versión 4, 2016. 65 p.

COOK, Jhon, *et al.* Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación.

COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1. vol. 79, no. 10, p. 1421

DARLEY, Henry CH; GRAY, George Robert. Composition and properties of drilling and completion fluids. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 1988.

DICCIONARIO DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Ediciones Real Academia Española, Madrid, 2014.

DÍAZ, Luis. MORALES, Mario. Estadística multivariada: inferencia y método. 2ª Edición. Bogotá, Colombia, 2012.

DUARTE, Paula y PRADA, M. Angélica. Propuesta de una metodología de análisis de causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá. Fundación Universidad de América, 2016.143 p.

DUNBAR, M. E.; WARREN, T. M. and KADASTER, A. G. Bit Sticking Caused by Borehole Deformation. En: SPE DRILLING ENGINEERING. Dec. vol. 1, no. 6, p. 417-425

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera noviembre 2003 – enero 2004 {En línea}. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. {En línea} Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

EL TIEMPO. El crudo de Castilla está maduro. {En línea} Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-831019>

ENERGY API, Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas: Instituto Americano del Petróleo, 2014.,

FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. ed. Amsterdam. En: Elsevier, 2008.

FLOREZ, *et al.* First Multilateral Well –TAML Level 4 in Colombia, Castilla Field. 2008.

GARCÍA, Diego; SANTOS, Eugenio dos y PENTEADO, Henrique. Controls on petroleum composition in the Llanos Basin, Colombia: Implications for exploration. En: AAPG Bulletin. Agosto, 2015. Vol. 99, no. 8, p. 1503-1535.

GOODWIN, Mark O. Fishing. En: EVENT. Sep 22. vol. 44, no. 2, p. 7

HAIR, J., *et al.* Análisis multivariante. 5 ed. Madrid: Prentice Hall Iberia, 1999. 834 p.

HARDING, T. P. and LOWELL, J. D. Structural styles, their plate-tectonic habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces. En: AAPG BULLETIN. Jul 1. vol. 63, no. 7, p. 1016

III SIMPOSIO BOLIVARIANO Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas Caracas and 13 al 16 de Marzo de 1988.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido forma y estructura. NTC 561. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

JONES, John and BARREE, Robert. Mechanical Stability Analysis from Drilling Data Alone. Oct 6, 1996.

KENNEY, J. F. and KEEPING, E. S., Mathematics of Statistics, Pt. 2, 3ed. Princeton, NJ: Van Nostrand, 1954.

KLUTH C. F., *et al.* Different Structural Styles and Histories of the Colombian Foreland: Castilla and Chichimene Oil Field Areas, East - Central Colombia.

KOTHARI, C. R. Research Methodology: Methods and Techniques. 2nd ed. Daryaganj: New Age International, 2004.

LASHERAS, A. Determinación de las propiedades reológicas de soluciones acuosas de caboximetilcelulosa (CMC), por mediciones experimentales en viscosímetro rotacional AR – G2, 2009.

LOZA, Jaime A., MATEUS, Darwin y ILLIDGE, Erick. Modelo geomecánico de estabilidad CASTILLA W, X, Y. Piedecuesta: Ecopetrol S.A, 2017.30 p.

MAURY, V. M. and SAUZAY, J-M. Borehole Instability: Case Histories, Rock Mechanics Approach, and Results. Mar 15, 1987.

MITCHELL, Robert F. and LAKE, Larry W. Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006.

MOHIUDDIN, M. A., *et al.* A New Diagnostic Approach to Identify the Causes of Borehole Instability Problems in an Offshore Arabian Field. Mar 17, 2001.

MORETTI Isabelle, *et al.* Petroleum System Variations In The Llanos Basin Colombia. 2009.

NAUROY Jean-Francois. Geomechanics applied to the petroleum industry. FR: Editions Technip, 2011.

PABÓN E.G. and MÉNDEZ Y.O. Análisis De La Geomecánica Aplicada A La Estabilidad De Pozos De Los Campos Cusiana Y Cupiagua Mediante Analogías Con Yacimientos Sensibles A Esfuerzos. 2004.

PAŠIĆ, Boeivoje, *et al.* Wellbore Instability: Causes and Consequences. En: Rudarsko-geološko-naftni zbornik. 2007. vol. 19, p. 87-98.

PEREA, Manuel. Tema 7. Transformaciones [Diapositivas]. 2003. 15 diapositivas.

PÉREZ, Victor. The Apiay Block Llanos Orientales Basin. En: II Bolivarian Symposium Oil Exploration in Subandean Basins. Part II. Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. 1985. p. 215-229.

PORTAFOLIO. Ecopetrol perforará 80 pozos en lo que resta del año {En línea}. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-perforara-80-pozos-en-lo-que-resta-del-2016-499632>

PORTAFOLIO. Producción petrolera de Campo Castilla, en el Meta, alcanzó récord de 100.000 barriles por día. {En línea} Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/produccion-petrolera-campo-castilla-meta-alcanzo-record-100-000-barriles-dia-359278>

PORTAFOLIO. Castilla, el único gran campo donde la producción de crudo ha mejorado. {En línea} Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/unico-campo-colombia-produccion-crudo-mejorado-495497>

PRATSCH, J. -C. The Location Of Major Oil- And Gasfields: Examples From The Andean Foreland. En: Journal Of Petroleum Geology. Jul. vol. 17, no. 3, p. 327-338

RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001. 640 p.

RELIASOFT CORPORATION. Life Data Analysis Reference. Tucson, Arizona: 2015. 426 p.

REYES, Juan, *et al.* Objetivos estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo. Trabajo 10.

SÁNCHEZ, N., *et al.* Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera of Colombia using geochemistry and timing of thrusting and deformation. En: AAPG Bulletin. Agosto, 2015. vol. 99, no. 8,

SCHLUMBERGER LIMITED. Oilfield glossary. 2017.

SIMPSON, J. P. and DEARING, H. L. Diffusion Osmosis-An Unrecognized Cause of Shale Instability. Feb 23, 2000.

SIMPSON, Robert W. Quantifying Anderson's fault types. En: JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH: SOLID EARTH. Aug 10. vol. 102, no. B8, p. 17909-17919.

SKONBERG, Eric R.; MUINDI, Tennyson M. (ed.). Pipeline Design for Installation by Horizontal Directional Drilling. American Society of Civil Engineers, 2014.

SOLANO, Yully P., *et al.* A modified approach to predict pore pressure using the D Exponent Method: an example from the Carbonera Formation, Colombia. En: Ciencia, Tecnología y Futuro. vol. 3 no. 3.

SPIEGEL, Murray R.; SCHILLER, John J.; SRINIVASAN, R. Teoría y problemas de probabilidad y estadística, 2003.

STATGRAPHICS CENTURIÓN, XVI. Manual del usuario. Stat Point Technologies, Inc. 2010.

TARBUCK, Edward J. and LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra. 6. Ed. Madrid: Prentice Hall, 2001.

TWISS, Robert J. and MOORES, Eldridge M. Structural geology. 2. ed., 1. New York: Freeman, 2007.

VAYSSAIRE, A., *et al.* Regional study and petroleum system modeling of the Eastern Llanos Basin. En: Conferencia y exhibición internacional AAPG (8-11, septiembre 2013: Cartagena, Colombia). Memorias. 9 p.

WALPOLE, Ronald. *et al.* Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9ª Edición. Naucalpan de Juárez, México. 2012.

YU, Mengjiao; CHENEVERT, Martin E. and SHARMA, Mukul M. Chemical-mechanical wellbore instability model for shales: accounting for solute diffusion. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. vol. 38, no. 3, p. 131-143

ZAMORA, Salvador; MONROY, Lucía y CHÁVEZ, César. Análisis factorial: una técnica para evaluar la dimensionalidad de las pruebas. México, D.F.: Centro Nacional de Evaluación para la Educación Nacional, A.C. 104 p.

ZEYNALI, Mohammad Ebrahim. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb. vol. 82-83, p. 120-124

ZHU Xiaohua Liu Weiji Jiang Jun. Research regarding coal-bed wellbore stability based on a discrete element model. En: 石油科学 : 英文版. vol. 11, no. 4, p. 526-531

ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. GB: Cambridge University Press, 2007.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros Paola Katherine Jelen Salinas y Gian Carlo Lucich Rojas en calidad de titulares de la obra Diseño de una metodología para el seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación de un pozo en el Campo Castilla, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 19 días del mes de febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Paola Katherine	Jejen Salinas
Documento de identificación No.	Firma
1.018.481.651	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Gian Carlo	Lucich Rojas
Documento de identificación No.	Firma
1.020.799.584	