

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE COMPATIBILIDAD DE
SECUESTRANTES DE H₂S EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y
COMPLETAMIENTO EN OPERACIONES DEL CAMPO JAZMÍN MEDIANTE
PRUEBAS DE LABORATORIO.**

**CESAR AUGUSTO ARDILA ZIPA
CRISTIAN DAVID BARRERA GONZÁLEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ. D.C.
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE COMPATIBILIDAD DE
SECUESTRANTES DE H₂S EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y
COMPLETAMIENTO EN OPERACIONES DEL CAMPO JAZMÍN MEDIANTE
PRUEBAS DE LABORATORIO.**

**CESAR AUGUSTO ARDILA ZIPA
CRISTIAN DAVID BARRERA GONZÁLEZ**

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

**Director
ROGER STEVEN FRANCO
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

WALTER TOBÓN VELÉZ

RAFAEL JHOVANNY SIADO

ALEJANDRO CONTRERAS

Bogotá, D. C. Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

Gracias le doy a la vida y gracias le doy al señor, gracias le doy a mi padre por esta ocasión, y a mi mamita quien es la que me fortaleció, gracias a Juancho por ser mi padrino, gracias a Pablo por brindarme esta oportunidad, gracias a Roger por colaborarme en la ejecución, Gracias a Javier por guiarme por este proceso y gracias a todos los que de una u otra manera forjaron en todo este camino, los conocimientos para ser el profesional que seré.

Cesar Augusto Ardila Zipa

Doy gracias a Dios por todas las bendiciones recibidas, a mis padres Oscar Barrera y Olga Lucia González, a mi abuelita, a mis hermanos y a mi tío por el apoyo incondicional que me manifestaron a lo largo de mi formación académica, a Julieth Oliveros por ser una compañía importante en esta etapa de mi vida.

Al Ing. Roger Franco por compartir sus conocimientos y guiar con dedicación el proceso de la elaboración del trabajo de grado. Al Ing. Javier Bautista, por su paciencia, dedicación, esfuerzo y conocimientos otorgados durante las pruebas de laboratorio.

Por último, doy gracias a todas esas personas que me ayudaron a lo largo de la carrera, a todos los profesores y compañeros que no sólo compartieron conmigo los espacios académicos sino que me brindaron su amistad.

Cristian David Barrera González

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente documento expresan agradecimientos a todas aquellas personas e instituciones que hicieron posible el desarrollo de este trabajo de grado.

Agradecemos a la empresa Halliburton Latín América S.A por acogernos en sus instalaciones y brindarnos su apoyo durante estos meses, especialmente a nuestro director de trabajo de grado, el Ingeniero Roger Franco, que por sus conocimientos, su orientación, su dedicación y el apoyo manifestado durante este periodo académico nos permitieron desarrollar con éxito el trabajo de grado.

A la universidad de América por el apoyo técnico, metodológico y financiero que brindo durante este tiempo, especialmente al Ing. Alejandro Contreras por el seguimiento y dedicación que aportó al presente trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	33
OBJETIVOS	34
1. GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMÍN	35
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	35
1.2 LOCALIZACIÓN	36
1.3 MARCO GEOLÓGICO	38
1.3.1 Columna Estratigráfica	38
1.3.2 Estratigrafía	38
1.3.2.1 Formación Girón	38
1.3.2.2 Formación Arcabuco- Los Santos	38
1.3.2.3 Formación Cumbre	38
1.3.2.4 Formación Rosablanca	39
1.3.2.5 Formación Paja	41
1.3.2.6 Formación Tablazo	41
1.3.2.7 Formación Simiti	41
1.3.2.8 Formación La Luna	41
1.3.2.9 Formación Umir	42
1.3.2.10 Formación Lisma	42
1.3.2.11 Grupo Chorro	42
1.3.2.12 Formación La Paz	43
1.3.2.13 Formación Esmeraldas	43
1.3.2.14 Grupo Chuspas	43
1.3.2.15 Formación Mugrosa	43
1.3.2.16 Formación Colorado	44
1.3.2.17 Formación La Cira	44
1.3.2.18 Grupo Real	45
1.3.2.19 Formación La Mesa	46
1.3.3 Geología Estructural del campo	46
1.3.4 Geología del Petróleo	47
1.3.4.1 Roca generadora	47
1.3.4.2 Roca reservorio	48
1.3.4.3 Roca sello	49
1.3.4.4 Trampa	49
1.3.4.5 Migración	49

1.3.4.6 Sincronismo	49
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	50
1.4.1 Método de Producción	51
1.4.2 Tiempo de Producción	51
1.4.3 Numero de pozos	51
1.4.4 Grafica de Producción	51
1.4.5 Características del yacimiento	52
1.5 Aquatermólisis	52
1.6 Estimulación Cíclica de Vapor (CSS)	54
1.6.1 Propiedades del crudo en Campo Jazmín	55
1.6.2 Gas de anulares	56
1.6.3 Vapor de estimulación	57
2. ÁCIDO SULFHÍDRICO (H ₂ S)	58
2.1 PROPIEDADES DEL ÁCIDO SULFHÍDRICO	58
2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SULFURO DE HIDRÓGENO	58
2.2.1 Peligros del H ₂ S	59
2.2.2 Corrosión	59
2.3 MATERIALES Y SISTEMAS	60
2.4 FORMAS DE DETECCIÓN DEL SULFURO DE HIDRÓGENO (H ₂ S) EN CAMPO	60
2.4.1 Medidores cuantitativos de sulfuro de hidrógeno	61
2.4.1.1 Bomba Dräger	61
2.4.1.2 ¿Qué es un tubo Dräger?	62
2.4.2 Método de tren de gases de Garrett	66
2.4.2.1 Uso del tren de Gas de Garrett	67
2.4.2.2 Detección del sulfuro de hidrógeno	67
2.5 COMPORTAMIENTO DEL H ₂ S EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN	68
2.6 EFECTO DEL pH	68
2.7 SECUESTRANTES QUÍMICOS PARA SULFUROS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	70
2.7.1 Secuestrantes de H ₂ S a base de Zinc	71
2.7.2 Secuestrante de H ₂ S a base de hierro	71
2.7.3 Secuestrantes de H ₂ S a base de aminas	72
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	73
3.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS BASE AGUA	73
3.2 LODOS BASE AGUA (WBM)	75
3.3 CLASIFICACIÓN FLUIDOS BASE AGUA PARA PERFORACIÓN	76
3.3.1 Sistema no disperso	76
3.3.2 Sistema disperso	78
3.3.3 Sistema tratado con calcio	79

3.3.4 Sistema con polímeros	80
3.4 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	82
3.4.1 Clasificación de Fluidos de Completamiento y Rehabilitación	82
3.4.2 Sistemas de Salmueras	84
3.4.3 Cloruro de Sodio (NaCl)	84
3.4.4 Cloruro de Calcio (CaCl ₂)	85
3.4.5 Formiato de Sodio (NaCOOH)	86
3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	87
3.5.1 Densidad	87
3.5.1.1 Procedimiento	88
3.5.2 Método alternativo para medir la densidad	89
3.5.2.1 Procedimiento	90
3.5.3 Reología	90
3.5.4 Viscosidad	90
3.5.4.1 Procedimiento Embudo Marsh	91
3.5.5 Viscosidad plástica	92
3.5.5.1 Procedimiento	93
3.5.6 Esfuerzo de gel	94
3.5.6.1 Procedimiento	95
3.5.7 Filtrado API	95
3.5.7.1 Procedimiento	96
3.5.8 pH (Potencial de Hidrógeno)	97
3.5.8.1 Procedimiento	97
3.5.9 Contenido de arena	99
3.5.9.1 Procedimiento	99
3.5.10 Retorta (Contenido de líquidos o sólidos)	100
3.5.10.1 Procedimiento	101
3.5.11 Capacidad de Azul de Metileno (MBT)	102
3.5.11.1 Procedimiento	103
3.5.12 Pruebas Químicas	104
3.5.12.1 Dureza	105
3.5.12.1.1 Procedimiento para calcios	105
3.5.12.1.2 Procedimiento para cloruros	106
3.5.12.2 Pf (Alcalinidad del filtrado)	106
3.5.12.2.1 Procedimiento Pf	108
3.5.12.2.2 Procedimiento Mf	109
3.5.12.3 Pm (Alcalinidad del lodo)	109
3.5.12.3.1 Procedimiento	109
4. MATRIZ DE PRUEBAS DE LABORATORIO	111
4.1 MATRIZ DE PRUEBAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	113
4.2 MATRIZ DE PRUEBAS DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	113

5. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS	116
5.1 Fluidos de perforación	116
5.1.1 Formulaci3n para el lodo de inicio	116
5.1.2 Preparaci3n del lodo de inicio	117
5.1.3 Formulaci3n lodo base amina	117
5.1.3.1 Preparaci3n del lodo base amina	117
5.1.4 Formulaci3n lodo base silicato	118
5.1.4.1 Preparaci3n del lodo base silicato	118
5.1.5 Formulaci3n lodo polim3rico	119
5.1.5.1 Preparaci3n lodo polim3rico	119
5.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	120
5.2.1 Formulaci3n formiato de sodio	120
5.2.1.1 Preparaci3n del formiato de sodio	120
5.2.2 Formulaci3n cloruro de sodio	120
5.2.2.1 Preparaci3n del cloruro de sodio	121
5.2.3 Formulaci3n cloruro de calcio	121
5.2.3.1 Preparaci3n para el cloruro de calcio	121
6. ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD DE LOS SECUESTRANTES DE H ₂ S EN LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACI3N Y COMPLETAMIENTO	122
6.1 LODO DE PERFORACI3N - 1	122
6.1.1 Spud mud (LP-1)	122
6.1.2 Sin Secuestrante	123
6.2 SECUESTRANTE A	124
6.3 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE A	125
6.3.1 Lodo de perforaci3n 1 – secuestrante A	125
6.3.1.1 Densidad	125
6.3.1.2 pH	125
6.3.1.3 Reología	126
6.3.1.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	127
6.3.1.5 Pruebas químicas	128
6.4 SECUESTRANTE B	128
6.5 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B	129
6.5.1 Densidad	130
6.5.2 pH	130
6.5.3 Reología	130
6.5.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	132
6.5.5 Pruebas químicas	132
6.6 SECUESTRANTE C	132
6.7 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C	133
6.7.1 Densidad	134
6.7.2 pH	134
6.7.3 Reología	135

6.7.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	136
6.7.5 Pruebas químicas	136
6.8 SECUESTRANTE D	136
6.9 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D	138
6.9.1 Densidad	138
6.9.2 pH	138
6.9.3 Reología	139
6.9.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	141
6.9.5 Pruebas químicas	141
6.10 LODO DE PERFORACIÓN – 2	141
6.10.1 Lodo base silicato (LP-2)	141
6.10.2 Sin secuestrante	142
6.11 LODO DE PERFORACIÓN 2 – SECUESTRANTE A	142
6.11.1 Densidad	144
6.11.2 pH	144
6.11.3 Reología	145
6.11.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	147
6.11.5 Pruebas químicas	147
6.12 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B	147
6.12.1 Densidad	148
6.12.2 pH	149
6.12.3 Reología	149
6.12.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	151
6.12.5 Pruebas químicas	151
6.13 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C	151
6.13.1 Densidad	152
6.13.2 pH	153
6.13.3 Reología	154
6.13.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	155
6.13.5 Pruebas químicas	155
6.14 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D	155
6.14.1 Densidad	157
6.14.2 pH	157
6.14.3 Reología	158
6.14.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	160
6.14.5 Pruebas químicas	160
6.15 FLUIDO DE PERFORACIÓN – 3	160
6.15.1 Lodo base amina (LP-3)	160
6.15.2 Sin secuestrante	161
6.16 LODO DE PERFORACIÓN 3 – SECUESTRANTE A	162
6.16.1 Densidad	163
6.16.2 pH	163
6.16.3 Reología	164
6.16.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	166
6.16.5 Pruebas químicas	166

6.17 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B	166
6.17.1 Densidad	168
6.17.2 pH	168
6.17.3 Reología	169
6.17.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	170
6.17.5 Pruebas químicas	171
6.18 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C	171
6.18.1 Densidad	173
6.18.2 pH	173
6.18.3 Reología	174
6.18.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	175
6.18.5 Pruebas químicas	176
6.19 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D	176
6.19.1 Densidad	178
6.19.2 pH	178
6.19.3 Reología	179
6.19.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	180
6.19.5 Pruebas químicas	181
6.20 FLUIDO DE PERFORACIÓN – 4	181
6.20.1 Lodo polimérico (LP-4)	181
6.20.2 Sin secuestrante	182
6.21 LODO DE PERFORACIÓN 4 – SECUESTRANTE A	183
6.21.1 Densidad	184
6.21.2 pH	184
6.21.3 Reología	185
6.21.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	186
6.21.5 Pruebas químicas	186
6.22 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B	187
6.22.1 Densidad	188
6.22.2 pH	188
6.22.3 Reología	189
6.22.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	190
6.22.5 Pruebas químicas	190
6.23 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C	191
6.23.1 Densidad	192
6.23.2 pH	192
6.23.3 Reología	193
6.23.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	195
6.23.5 Pruebas químicas	195
6.24 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D	195
6.24.1 Densidad	197
6.24.2 pH	197
6.24.3 Reología	198
6.24.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake)	199
6.24.5 Pruebas químicas	199

6.25 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	200
6.25.1 Análisis del formiato de sodio (FC-1)	200
6.25.2 Análisis del cloruro de sodio (FC-2)	203
6.25.3 Análisis del cloruro de calcio (FC-3)	204
6.26 TABLA RESUMEN	207
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	209
7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	209
7.1.1 Lodo de perforación actual sin secuestrante de H ₂ S	210
7.1.2 Lodos de perforación propuestos	213
7.1.3 Lodo de perforación con base amina como secuestrante	213
7.1.4 Lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S	216
7.1.5 Lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S	217
7.1.6 Lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S	218
7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	220
7.2.1 Valor presente de egresos	220
7.2.2 Valor presente de egresos para el lodo de perforación sin secuestrantes de H ₂ S	221
7.2.3 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H ₂ S	222
7.2.4 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S	223
7.2.5 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S	224
7.2.6 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S	225
7.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	226
8. CONCLUSIONES	228
9. RECOMENDACIONES	230
BIBLIOGRAFÍA	231
ANEXOS	233

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica del Campo Jazmín.	37
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	40
Figura 3. Columna estratigráfica del Campo Jazmín.	45
Figura 4. Corte estructural de la parte Sur del Valle Medio del Magdalena.	47
Figura 5. Rocas generadoras (TOC, Ro y tipos de kerógeno) reservorio y sello.	48
Figura 6. Sincronismo del Valle Medio del Magdalena.	50
Figura 7. Estimulación cíclica de vapor.	54
Figura 8. Tubo de Dräger con escala en ppm.	62
Figura 9. Tubo Dräger para medición de monóxido de carbono.	62
Figura 10. Mecanismo de bomba.	63
Figura 11. Bomba recolectora y tubo de Dräger.	63
Figura 12. Esquema de clasificación de uso de los tubos de Dräger.	64
Figura 13. Monitor personal electrónico Dräger para H ₂ S.	65
Figura 14. Monitor personal electrónico Dräger para H ₂ S.	65
Figura 15. Kit de tren de gas de Garrett.	66
Figura 16. Tren de gas de Garrett.	67
Figura 17. Clasificación de los sistemas de los fluidos de perforación.	76
Figura 18. Clasificación fluidos de completamiento y rehabilitación.	83
Figura 19. Presentación del cloruro de sodio.	85
Figura 20. Presentación del cloruro de calcio.	86
Figura 21. Presentación del formiato de sodio.	87
Figura 22. Balanza de lodo.	88
Figura 23. Balanza de lodo presurizada.	89
Figura 24. Viscosímetro rotacional y embudo Marsh.	91
Figura 25. Filtro prensa API.	96
Figura 26. pH Metro y papel indicador.	97
Figura 27. Juego de determinación de arena.	99
Figura 28. Retorta.	101
Figura 29. Kit para la prueba de MBT.	103
Figura 30. Pasos 2 y 3 de la prueba de azul de metileno.	104
Figura 31. Concepto gráfico del Pf y el Mf.	107
Figura 32. Procedimiento para la determinación del Pf.	108
Figura 33. Procedimiento para la determinación del Mf.	109
Figura 34. Procedimiento para la determinación del Pm.	110
Figura 35. Lodo de inicio (Spud Mud).	123

Figura 36. Lodo de perforación Base Silicato.	142
Figura 37. Fluido de perforación Base Amina.	161
Figura 38. Lodo polimérico.	182
Figura 39. Formiato de sodio con los secuestrantes.	201
Figura 40. Precipitados de carbonato de zinc.	202
Figura 41. Precipitados óxido de zinc.	202
Figura 42. Cloruro de Sodio con los secuestrantes.	203
Figura 43. Precipitados carbonato de zinc (2) y óxido de zinc (4).	204
Figura 44. Cloruro de Calcio con los secuestrantes.	205
Figura 45. Precipitados del Cloruro de Zinc.	206
Figura 46. Precipitados óxido de Zinc.	207
Figura 47. Flujo de efectivo para el lodo de perforación sin secuestrantes de H ₂ S.	222
Figura 48. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H ₂ S.	223
Figura 49. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S.	224
Figura 50. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S.	225
Figura 51. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S.	226

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Contrato de Asociación Nare.	35
Tabla 2. Historial de producción 2004-2015. Campo Jazmín en BOPD.	51
Tabla 3. Características del crudo en Campo Jazmín.	55
Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad.	56
Tabla 5. Composición del gas de anulares.	56
Tabla 6. Características del sistema de inyección.	57
Tabla 7. Concentraciones en porcentaje y en PPM vs los efectos causados por el H ₂ S.	59
Tabla 8. Propiedades básicas para un lodo no disperso.	77
Tabla 9. Formulación de un lodo no disperso.	77
Tabla 10. Propiedades básicas para un lodo no disperso.	79
Tabla 11. Formulación de un lodo disperso.	79
Tabla 12. Propiedades básicas para un lodo tratado con calcio.	80
Tabla 13. Formulación de un lodo tratado con calcio.	80
Tabla 14. Propiedades básicas para un lodo polimérico.	81
Tabla 15. Formulación para un lodo polimérico.	81
Tabla 16. Posicionamiento de la perilla y el interruptor a diferentes velocidades.	93
Tabla 17. Tabla de precisión de líquido para el receptor.	101
Tabla 18. Correlación entre el pH y el Pf.	107
Tabla 19. Relación del Pf y el Mf para conocer el contaminante del fluido.	108
Tabla 20. Fluidos de perforación utilizados en el proyecto.	111
Tabla 21. Fluidos de completamiento utilizados en el proyecto.	111
Tabla 22. Tipos de secuestrantes utilizados en el proyecto.	112
Tabla 23. Matriz de pruebas de laboratorio para fluidos de completamiento.	114
Tabla 24. Matriz de pruebas de laboratorio para fluidos de perforación.	115
Tabla 25. Formulación para un lodo de inicio.	116
Tabla 26. Formulación para un lodo base amina.	117
Tabla 27. Formulación para un lodo base silicato.	118
Tabla 28. Formulación del lodo polimérico.	119
Tabla 29. Formulación del formiato de sodio.	120
Tabla 30. Formulación del cloruro de sodio.	121
Tabla 31. Formulación para el cloruro de calcio.	121
Tabla 32. Propiedades del fluido de perforación LP-1.	123
Tabla 33. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.	124
Tabla 34. Propiedades del fluido de perforación LP-1	

con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.	124
Tabla 35. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.	125
Tabla 36. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.	128
Tabla 37. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.	129
Tabla 38. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.	129
Tabla 39. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.	132
Tabla 40. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.	133
Tabla 41. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.	133
Tabla 42. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.	137
Tabla 43. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.	137
Tabla 44. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.	138
Tabla 45. Propiedades del lodo de perforación LP-2.	142
Tabla 46. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.	143
Tabla 47. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.	143
Tabla 48. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.	144
Tabla 49. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.	147
Tabla 50. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.	148
Tabla 51. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.	148
Tabla 52. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.	151
Tabla 53. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.	152
Tabla 54. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.	155
Tabla 55. Propiedades del fluido de perforación LP-2	

con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.	156
Tabla 56. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.	156
Tabla 57. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.	157
Tabla 58. Propiedades del fluido de perforación LP-3.	161
Tabla 59. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.	162
Tabla 60. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.	162
Tabla 61. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.	163
Tabla 62. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.	167
Tabla 63. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.	167
Tabla 64. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.	168
Tabla 65. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.	172
Tabla 66. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.	172
Tabla 67. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.	173
Tabla 68. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.	177
Tabla 69. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.	177
Tabla 70. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.	178
Tabla 71. Propiedades del fluido de perforación LP-4.	182
Tabla 72. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.	183
Tabla 73. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.	183
Tabla 74. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.	184
Tabla 75. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.	187
Tabla 76. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.	187

Tabla 77. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.	188
Tabla 78. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.	191
Tabla 79. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.	191
Tabla 80. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.	192
Tabla 81. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.	196
Tabla 82. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.	196
Tabla 83. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.	197
Tabla 84. Resultados obtenidos para el Formiato de sodio.	200
Tabla 85. Resultados obtenidos para el Cloruro de Sodio.	203
Tabla 86. Resultados obtenidos para el Cloruro de Calcio.	205
Tabla 87. Tabla Resumen Referencia rápida de compatibilidad de los secuestrantes en fluidos de perforación.	208
Tabla 88. Campaña de perforación del Campo Jazmín a lo largo de un año.	210
Tabla 89. Inversión requerida para la preparación del lodo spud mud.	210
Tabla 90. Inversión requerida para la preparación del lodo base amina.	211
Tabla 91. Inversión requerida para la preparación del lodo base silicato.	211
Tabla 92. Inversión requerida para la preparación del lodo de completamiento con formiato de sodio.	211
Tabla 93. Costos de inversión de servicios profesionales y alquiler de equipo de perforación.	212
Tabla 94. Inversión para la implementación del lodo de perforación sin secuestrantes de H ₂ S.	212
Tabla 95. Campaña para perforar 36 pozos sin utilizar secuestrantes de H ₂ S en el lodo de perforación.	213
Tabla 96. Campaña para perforar 72 pozos sin utilizar secuestrantes de H ₂ S en el lodo de perforación.	213
Tabla 97. Inversión del aditivo base amina para cada lodo empleado en el pozo.	215
Tabla 98. Inversión para la implementación del lodo de perforación con base amina como secuestrante de H ₂ S.	215
Tabla 99. Campaña de perforación utilizando base amina como secuestrante de H ₂ S.	216
Tabla 100. Inversión del aditivo carbonato de zinc para cada lodo empleado en el pozo.	216
Tabla 101. Inversión para la implementación del lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S.	217

Tabla 102. Campaña de perforación utilizando carbonato de calcio como secuestrante de H ₂ S.	217
Tabla 103. Inversión del aditivo quelato de hierro para cada lodo empleado en el pozo.	218
Tabla 104. Inversión para la implementación del lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S.	218
Tabla 105. Campaña de perforación utilizando quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S.	218
Tabla 106. Inversión del aditivo óxido de zinc para cada lodo empleado en el pozo.	219
Tabla 107. Inversión para la implementación del lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S.	219
Tabla 108. Campaña de perforación utilizando óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S.	220
Tabla 109. Tabla comparativa de secuestrantes.	227

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Reacción para la Aquatermólisis de los asfáltenos.	53
Ecuación 2. Diagrama de equilibrio para el H ₂ S en solución acuosa.	68
Ecuación 3. Reacción del óxido de zinc con el H ₂ S.	71
Ecuación 4. Reacciones entre los óxidos de hierro y el H ₂ S.	72
Ecuación 5. Presión hidrostática.	87
Ecuación 6. Densidad del lodo.	87
Ecuación 7. Viscosidad plástica.	94
Ecuación 8. Punto cedente.	94
Ecuación 9. Viscosidad aparente.	94
Ecuación 10. Capacidad de azul de metileno (MNC) para sistema inglés.	104
Ecuación 11. Capacidad de azul de metileno (MNC) para sistema métrico.	104
Ecuación 12. Cantidad de calcios (ppm).	105
Ecuación 13. Cantidad de cloruros para lodos base agua (ppm).	106
Ecuación 14. Cantidad de cloruros para lodos base aceite (ppm).	106
Ecuación 15. Gravedad específica del líquido.	214
Ecuación 16. Densidad.	214
Ecuación 17. Valor presente de egresos.	220
Ecuación 18. Conversión de la tasa de interés de oportunidad.	221

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción por año Campo Jazmín.	52
Gráfica 2. pH vs proporciones relativas de sulfuros disueltos.	69
Gráfica 3. Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y MBT para lodos base agua.	78
Gráfica 4. Rango de densidades para salmueras claras.	84
Gráfica 5. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después de la prueba de rolado.	126
Gráfica 6. Reología de LP-1 con secuestrante A antes de rolar.	127
Gráfica 7. Reología de LP-1 con secuestrante A después de rolar.	127
Gráfica 8. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.	130
Gráfica 9. Reología de LP-1 con secuestrante B antes de rolar.	131
Gráfica 10. Reología de LP-1 con secuestrante B después de rolar.	131
Gráfica 11. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.	134
Gráfica 12. Reología de LP-1 con secuestrante C. antes de rolar.	135
Gráfica 13. Reología de LP-1 con secuestrante C. después de rolar.	135
Gráfica 14. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.	139
Gráfica 15. Reología de LP-1 con secuestrante D antes de rolar.	140
Gráfica 16. Reología de LP-1 con secuestrante D después de rolar.	140
Gráfica 17. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después de rolar.	145
Gráfica 18. Reología de LP-2 con secuestrante A antes de rolar.	146
Gráfica 19. Reología de LP-2 con secuestrante A después de rolar.	146
Gráfica 20. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.	149
Gráfica 21. Reología de LP-2 con secuestrante B. antes de rolar.	150
Gráfica 22. Reología de LP-2 con secuestrante B después de rolar.	150
Gráfica 23. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C antes y después de rolar.	153
Gráfica 24. Reología de LP-2 con secuestrante C antes de rolar.	154
Gráfica 25. Reología de LP-2 con secuestrante C después de rolar.	154
Gráfica 26. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.	158
Gráfica 27. Reología de LP-2 con secuestrante D. antes de rolar.	159

Gráfica 28. Reología de LP-2 con secuestrante D. después de rolar.	159
Gráfica 29. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después de rolar.	163
Gráfica 30. Reología de LP-3 con secuestrante A antes de rolar.	164
Gráfica 31. Reología de LP-3 con secuestrante A después de rolar.	165
Gráfica 32. Filtrado API para LP-3, secuestrante A.	166
Gráfica 33. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después.	168
Gráfica 34. Reología de LP-3 con secuestrante B antes de rolar.	169
Gráfica 35. Reología de LP-3 con secuestrante B después de rolar.	170
Gráfica 36. Filtrado API para LP-3, secuestrante B, antes y después de rolado.	171
Gráfica 37. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.	173
Gráfica 38. Reología de LP-3 con secuestrante C antes de rolar.	174
Gráfica 39. Reología de LP-3 con secuestrante C después de rolar.	175
Gráfica 40. Filtrado API para LP-3, secuestrante C antes y después de rolado.	176
Gráfica 41. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.	178
Gráfica 42. Reología de LP-3 con secuestrante D antes de rolar.	179
Gráfica 43. Reología de LP-3 con secuestrante D. después de rolar.	180
Gráfica 44. Filtrado API LP-3, secuestrante D antes y después de rolado.	181
Gráfica 45. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después.	184
Gráfica 46. Reología de LP-4 con secuestrante A antes de rolar.	185
Gráfica 47. Reología de LP-4 con secuestrante A después de rolar.	186
Gráfica 48. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.	188
Gráfica 49. Reología de LP-4 con secuestrante B. antes de rolar.	189
Gráfica 50. Reología de LP-4 con secuestrante B. después de rolar.	190
Gráfica 51. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.	193
Gráfica 52. Reología de LP-4 con secuestrante C. antes de rolar.	194
Gráfica 53. Reología de LP-4 con secuestrante C. después de rolar.	194
Gráfica 54. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.	197
Gráfica 55. Reología de LP-4 con secuestrante D. antes de rolar.	198
Gráfica 56. Reología de LP-4 con secuestrante D. después de rolar.	199

LISTA DE CÁLCULOS

	pág.
Cálculo 1. Valor presente de egresos para el lodo de perforación sin secuestrante de H ₂ S.	221
Cálculo 2. Resultado obtenido en cada periodo evaluado para el lodo de perforación sin secuestrante de H ₂ S.	221
Cálculo 3. Valor presente de egreso para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H ₂ S.	222
Cálculo 4. Resultado obtenido en cada periodo evaluado para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H ₂ S.	222
Cálculo 5. Valor presente de egreso para el lodo de perforación con base carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S.	223
Cálculo 6. Resultado obtenido en cada periodo evaluado para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H ₂ S.	223
Cálculo 7. Valor presente de egreso para el lodo de perforación con base quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S.	224
Cálculo 8. Resultado obtenido en cada periodo evaluado para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H ₂ S.	224
Cálculo 9. Valor presente de egreso para el lodo de perforación con base óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S.	225
Cálculo 10. Resultado obtenido en cada periodo evaluado para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H ₂ S.	225

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Matriz lodo de perforación spud mud (LP-1)	235
Anexo B. Matriz lodo de perforación base amina (LP-2)	237
Anexo C. Matriz lodo de perforación base silicato (LP-3)	239
Anexo D. Matriz lodo de perforación base polimérico (LP-4)	241
Anexo E. Matriz de fluido de completamiento formiato de sodio (FC-1)	242
Anexo F. Matriz de fluido de completamiento cloruro de sodio (FC-2)	243
Anexo G. Matriz de fluido de completamiento cloruro de calcio (FC-3)	244
Anexo H. Ficha técnica de seguridad del secuestrante base amina	245
Anexo I. Ficha técnica de seguridad del secuestrante carbonato de zinc	246
Anexo J. Ficha técnica de seguridad del secuestrante quelato de hierro	247
Anexo K. Ficha técnica de seguridad del secuestrante óxido de zinc	248

ABREVIATURAS

%:	Porcentaje.
°:	Grados.
ρ	Rho; Densidad.
°C	Grados Celsius (Unidades de temperatura.
°API:	Grados API.
API:	American Petroleum Institute, Instituto Americano de Petróleo.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
Bbl:	Barril.
BHA:	Bottom Hole Assembly
BOPD:	Barrels Oil Per Day; Barriles Petróleo Por Día.
Btu:	British Thermal Unit; Unidades térmicas británicas.
cc:	Centímetro Cúbico
cm:	Centímetro
cP	Centipoise
CO₂:	Dióxido de Carbono.
CSSTK:	CentiStokes.
°F:	Fahrenheit
Fe:	Hierro.
Ft:	Foot; Pie
Ft²:	Square Feet; Pies cuadrados.
Ft³:	Cubic Feet; Pies cúbicos
gal:	Galones.
Gr/Grs:	Gramos.
H₂S:	Ácido Sulfhídrico; Sulfuro de Hidrogeno.
Hr.	Hora.
Lb:	Libra.
Lpb:	Libras Por Barril.
Lpg:	Libras por Galón.
LKCU:	Late Cretaceous Cenozoic Unconformity; Disconformidad Tardío Cenozoico Cretácico.
MBT:	Prueba Azul De Metileno.
mD:	Mili Darcys.
min:	Minuto
ml:	Mililitro.
MMBLS:	Millones de barriles.
MSCFD:	Thousand Standard Cubic Feet per Day; Miles de Pies Cúbicos por Día

mm:	Milímetro.
N:	Normalidad, química
NE:	Noreste.
NW:	Noroeste.
PC:	Punto Cedente
Pm:	Alcalinidad del lodo
Pf:	Alcalinidad del filtrado del lodo
ppg:	Pound Per Gallon, Libra por Galón.
pH:	Potencial de Hidrogeno.
ppm:	Partes Por Millón.
psi:	Pound Square Inch, Pulgada Libra Cuadrada.
ROP:	Rate of Penetration. Rata de penetración.
RPM:	Revolutions per minute, Revoluciones por minuto.
S²:	Molécula biatómica de Azufre.
SE:	Sureste.
SSCC:	Sulfide Stress Corrosion Cracking; Ruptura por esfuerzos de corrosión por sulfuro.
SSU:	Saybolt Second Universal.
SW:	Suroeste.
TIO:	Tasa Interés de Oportunidad.
TOC:	Total Organic Carbon; Carbono Orgánico Total.
USD	United State Dollar; Unidad de Dólar de Los Estados Unidos.
VP:	Viscosidad Plástica.
Vap:	Viscosidad Aparente.
VPE:	Valor Presente de Egresos.
VMM:	Valle Medio del Magdalena.
YP:	Yield Point. Punto cedente.
YS:	Yield Strenght. Esfuerzo de Corte.
WBM:	Water Base Mud; Lodo Base Agua.

GLOSARIO

ABIGARRADO: sedimento o roca que presenta colores vivos y variados.

AMBIENTE NERITICO: tipo de ambiente existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental, sustenta la presencia de organismos marinos fosilizados.

CAPA: estrato distinto establecido dentro de un miembro o una formación.

CONCRECION: es la acumulación de sustancias transportadas en disolución por el agua que posteriormente se endurecen y se quedan en el seno de la roca, existen concreciones calcáreas constituidas por la calcita o el aragonito, las cuales son dos formas cristalinas que puede adoptar el carbonato de calcio.

ESTRATIGRAFÍA: del latín *stratum* y del griego *graphia*, es etimológicamente la ciencia que trata de la descripción de las rocas estratificadas; la estratigrafía trata no solo de la sucesión y relaciones cronológicas originales de los estratos, sino también de su forma, distribución, composición litológica, contenido fósil, propiedades geoquímicas y geofísicas, es decir todas las características, propiedades y atributos de las rocas como estratos, de la interpretación de su ambiente de formación o modo de origen y de su historia geológica.

ESTUARIO: tramo de un río de gran anchura y caudal que ha sido invadido por el mar debido a la influencia de las mareas y al hundimiento de las riberas.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y química apropiadas utilizadas en las operaciones de perforación.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía.

GRUPO: dos o más formaciones.

GASTERÓPODOS Y LAMELIBRANQUIOS: macro organismos formadores de calizas, entre los cuales se encuentran las comúnmente llamadas conchas de mar.

MIEMBRO: Unidad litológica establecida dentro de una formación.

NIVEL MARGOSO: la marga es un tipo de roca sedimentaria compuesta por calcita y arcillolita. El nivel margoso comprende una capa que contiene una mezcla de calcita y arcillolita.

NIVEL LUMAQUELICO: se denomina lumaquela a toda roca sedimentaria, normalmente de matriz caliza, que contiene una proporción importante de restos de conchas de moluscos o esqueletos de otros animales fosilizados. El nivel

lumaquelico comprende una capa de rocas sedimentarias que guardan en su interior restos de seres vivos descompuestos y fosilizados.

POLIMÍCTICO: clasificación que se aplica a los lagos que tienen la característica que las aguas se mezclan vertical y completamente muchas veces al año. Los periodos de mezcla se suceden a lo largo del año, y no se alcanza nunca una estratificación completa del mismo, ni en verano, ni en invierno.

SEPTARIAS: se denomina septaria a una masa compacta dura de roca sedimentaria formada por la precipitación de cemento mineral y calcita.

TIXOTRÓPICO: capacidad intrínseca de algunos fluidos no newtonianos y pseudoplásticos que oponen resistencia al flujo en estado estático y al someterlo a un esfuerzo de cizalla disminuye su viscosidad.

RESUMEN

El proyecto de investigación tiene como finalidad la evaluación técnico-financiera de la compatibilidad de secuestrantes de H₂S en diferentes sistemas de fluidos de perforación y completamiento en el Campo Jazmín ubicado en Puerto Boyacá, departamento de Boyacá, Cuenca del Valle Medio Del Magdalena (VMM), mediante pruebas de laboratorio y así conocer cuál aditivo (secuestrante) funciona mejor con los sistemas de fluidos de perforación y completamiento sin afectar las propiedades iniciales de los mismos.

En el trabajo se utilizaron cuatro (4) sistemas de fluidos de perforación base agua y tres (3) fluidos de completamiento, propuestos por la compañía prestadora de servicios Halliburton Latín América S.A. Entre los fluidos de perforación se encuentran Lodo de inicio (Spud Mud) o (LP-1), Base amina (LP-2), Base Silicato (LP-3) y un fluido polimérico (LP-4); y entre los fluidos de completamiento se tiene: Formiato de sodio (FC-1), Cloruro de Sodio (FC-2) y Cloruro de Calcio (FC-3).

Se utilizaron cuatro (4) tipos de secuestrantes de sulfuro de hidrógeno (H₂S) en el proyecto de investigaciones aprobadas por la compañía Halliburton Latín América S.A en la neutralización del H₂S. Se realizaron pruebas del laboratorio físicas y químicas, en cada sistema de fluido, con cada secuestrante para conocer la reacción y el comportamiento que generará la adición del secuestrante en los sistemas de fluidos. Se realizaron pruebas de laboratorio como: Densidad, pH, pruebas de reología, geles, filtrado API, dureza, cloruros y alcalinidad. Estas pruebas permitirán evaluar la compatibilidad de forma cuantitativa y cualitativa entre las propiedades de los sistemas de lodos y/o fluido de completamiento, antes de ser agregado el secuestrante y después de ser agregado este aditivo; indicado en el capítulo de análisis de compatibilidad los resultados encontrados en el proyecto.

Como parte final del trabajo se evaluará financieramente, el costo que generará cada secuestrante con los sistemas de lodos y paralelamente, que pasará (análisis financiero) en caso de no estar preparado ante una intrusión de H₂S con estos secuestrantes.

PALABRAS CLAVE:

- Fluidos de perforación.
- Fluidos de completamiento.
- Perforación.
- Campo Jazmín.
- Sulfuro de hidrogeno (H₂S).
- Aquatermólisis.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo de investigación, se evaluó la compatibilidad de los secuestrantes de (H₂S) con los fluidos de perforación y completamiento utilizados por Halliburton Latín América S.A en las operaciones del Campo Jazmín, ubicado en el municipio de Puerto Boyacá en el Departamento de Boyacá.

La compatibilidad de los secuestrantes fue evaluada por medio de pruebas de laboratorio teniendo como referencia las pruebas API 13-b1 y 13 J para los fluidos de perforación y completamiento.

Se utilizaron los secuestrantes como, base amina, carbonato de zinc, quelato de hierro y óxido de zinc, con la intención de establecer una medida de prevención en campos y operaciones donde se presume la presencia del ácido sulfhídrico (H₂S). Dicha medida de prevención puede ahorrar costos en la vida útil de los equipos y en la prevención de accidentes que pongan en riesgo la vida humana.

Los influjos de sulfuro de hidrógeno (H₂S) constituyen un problema grave en las operaciones de perforación, completamiento y producción de un pozo petrolero, debido a que este gas tóxico puede generar un impacto en la salud de las personas que se encuentran realizando este tipo de operaciones. El H₂S no solo afecta la salud del personal sino que también compromete los equipos que almacenan y transportan el gas, ocasionando daños severos por corrosión. Por esta razón, es importante detectar oportuna y eficazmente la presencia de ambientes tóxicos por medio de sensores utilizados en campo para medir las concentraciones y la presencia del gas (H₂S) tanto en el pozo como en las facilidades de producción.

En vista que el fluido de perforación y completamiento es la primera instancia que atraviesa el influjo de (H₂S), es preciso realizar el control y monitoreo de las propiedades físicas y químicas del fluido, para conocer de manera rápida si el fluido es afectado y posteriormente, tener la capacidad de reaccionar ante este problema. Por esta razón, se utiliza el secuestrante de manera preventiva en campos donde se tenga certeza de la presencia del (H₂S), con el fin de evitar posibles afectaciones a la salud del personal involucrado en las operaciones, sobre costos, pérdidas de tuberías, equipos y fluido contaminado.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente la compatibilidad de secuestrantes de H₂S en diferentes sistemas de fluidos de perforación y completamiento en operaciones del campo Jazmín mediante pruebas de laboratorio.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo Jazmín, de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).
- Describir las características, propiedades y formas de detección del sulfuro de hidrogeno (H₂S) en campo, tanto cualitativa como cuantitativamente.
- Describir las generalidades de los fluidos de perforación base agua (WBM) y completamiento que se utilizarán en la evaluación de la compatibilidad de los secuestrantes de H₂S.
- Realizar una matriz de pruebas de laboratorio para la formulación de diferentes sistemas de fluidos de perforación (WBM), completamiento y concentraciones de secuestrantes de H₂S.
- Formular diferentes sistemas de fluidos de perforación (WBM) y completamiento con pruebas de laboratorio según el diseño de las concentraciones de secuestrantes de H₂S, simulando condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura), y cambios en el pH a nivel del laboratorio.
- Analizar la compatibilidad de los secuestrantes de H₂S en los diferentes sistemas de fluidos de perforación (WBM) y completamiento utilizados en el proyecto.
- Evaluar financieramente la utilización de estos secuestrantes ante condiciones adversas de intrusión de H₂S en fluidos de perforación y completamiento mediante Valor Presente Egrosos (VPE).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMÍN

Este capítulo describe la historia, localización y características geológicas entre las cuales se encuentran las formaciones, la geología estructural, geología del petróleo, y también se incluye la columna estratigráfica del campo e historial de producción del Campo Jazmín.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Según el estudio realizado por FUNAMBIENTE¹, el 3 de Septiembre de 1980, se firmó un contrato de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos, llamado el Contrato de Asociación NARE, **Tabla 1**, entre las compañías Ecopetrol y Texas Petroleum Company, con un porcentaje de participación del 50% cada una. Las áreas que fueron declaradas como comerciales fueron: Nare Sur, El 21 de diciembre de 1984; Jazmín (Nare norte), el 25 de Marzo de 1987; Chicalá, El 20 de Diciembre de 1988 y Moriche, el 13 de Febrero de 1989.

El Contrato de Asociación Nare, comprende una extensión de 1700 acres (688 hectáreas), donde se almacenan aproximadamente 464 millones de barriles de petróleo (MMBLS), de los cuales 92.8 MMBLS son recuperables. El Contrato de Asociación Nare está integrado por los Bloques A y B, los cuales comprenden los siguientes campos:

Tabla 1. Contrato de Asociación Nare²

BLOQUE	CAMPO	AREA (Acres)	AREA (Hreas)
A	Chicalá	830	336
	Moriche	1085	439
B	Nare norte (Jazmín)	1700	688
	Underriver	630	255
	Nare Sur	660	267

Fuente. FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmin- Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril 1998.

Uno de los campos de mayor relevancia en esta región del Valle Medio del Magdalena es el Campo Jazmín, descubierto en 1986 por la Texas Petroleum Company, quien adquirió estos predios mucho antes de firmar el Contrato de Asociación Nare. Su desarrollo se vió aplazado durante 12 años debido a restricciones que se presentaron para el recibo de crudos pesados en la refinería

¹ FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmin- Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril 1998.

² FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmin- Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril 1998.

cercana de Barrancabermeja y a la poca demanda para el consumo interno en el país.

Hacia el año 1999, comienza la etapa de desarrollo bajo la operación de Omimex, compañía que compró los derechos a la Texas Petroleum Company, al igual que los campos Teca y Nare, quienes tenían 3 pozos tipo A-3 es decir pozos exploratorios: Jazmín-1, Cedro-1 y Roble-1; en noviembre de 1999, se aprobó el plan de desarrollo para el Campo Jazmín, dentro del Contrato de Asociación Nare, con reservas estimadas de 20 MMBLS, con una gravedad API de 12° (grados) y con un porcentaje de 1,5 en peso de azufre.

En el año 2000, comienza la campaña de perforación, contemplada en el plan de desarrollo: perforar 103 pozos ubicados en 11 plataformas (clusters), desde donde se perforaron direccionalmente entre 8 y 11 pozos por cada cluster.

La producción de hidrocarburos del Campo Jazmín comienza en Julio del año 2002 con un buen resultado gracias a la inyección de vapor debido a que el crudo que se extrae es muy pesado.

En Septiembre del año 2004, la producción alcanzó los 11.600 barriles de petróleo por día (bopd) promedio en el Campo Jazmín.

La Compañía Mansarovar Energy de Colombia Ltd. informó que a partir del 11 de Diciembre de 2006, la razón social de Omimex de Colombia Ltd., sucursal de sociedad extranjera, cambio por el de Mansarovar Energy Colombia Ltd.

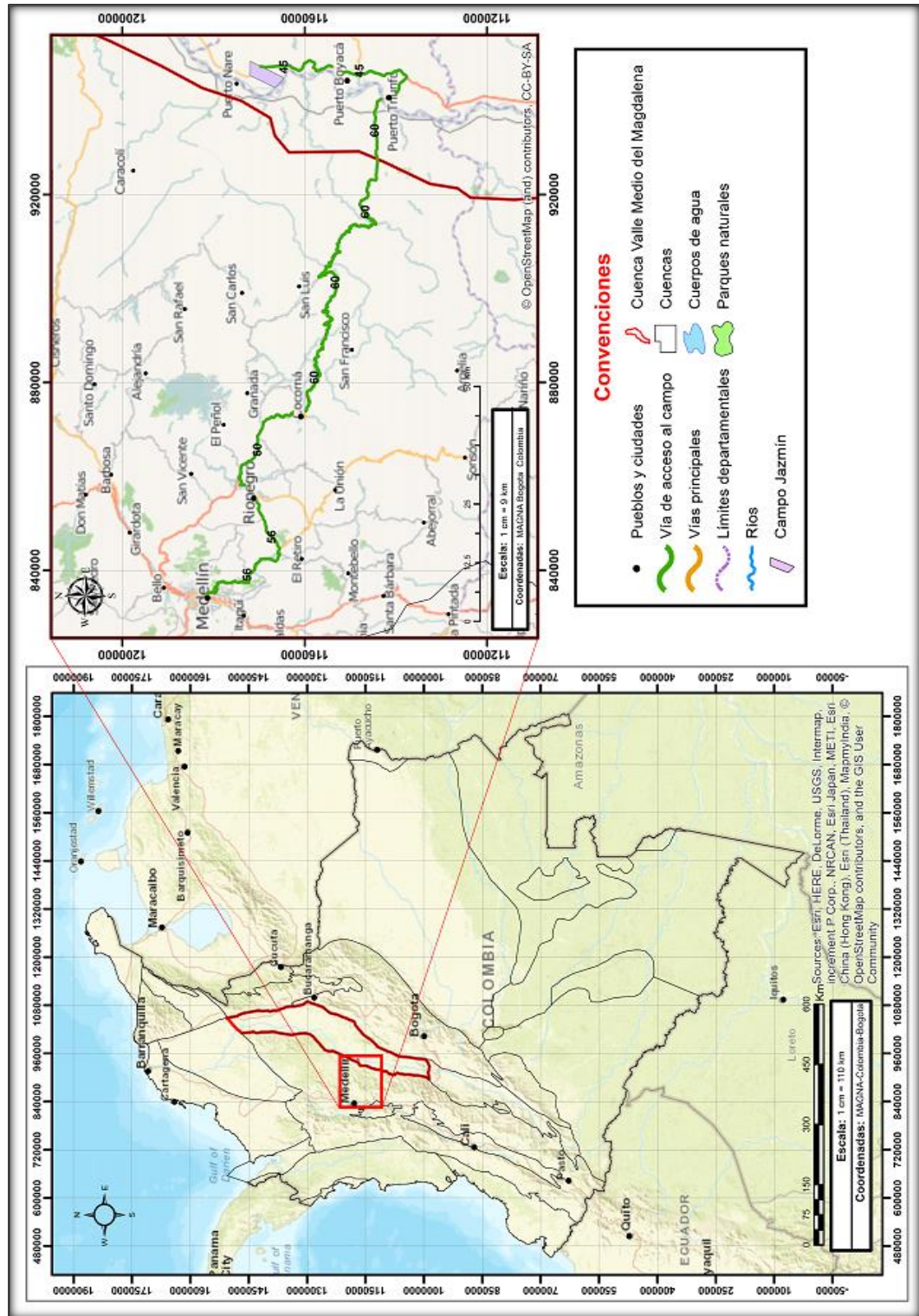
El campo de forma Individual aporta el 65% de la producción diaria que se obtiene de los cuatro campos operados por Mansarovar (Jazmín, Teca, Nare y Velásquez), que en total asciende a unos 16.500 bopd.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Jazmín, se encuentra localizado aproximadamente a 25.0 Km hacia el norte del Municipio de Puerto Boyacá, Departamento de Boyacá, sobre la margen derecha del Río Magdalena, en un área enmarcada entre las coordenadas 1.166.000 a 1.169.000 m N y 943.000 a 945.500 m E, y limitada al occidente por el Río Magdalena y al oriente por la troncal del Magdalena Medio. Abarca una extensión aproximada de 1700 acres.

La ruta de acceso desde la ciudad de Medellín, se toma la Av. Regional y Cl. 44/ Av. San Juan hacia la Autopista Regional unos 1.4 km, luego se toma la Autopista Medellín – Bogotá /Carretera 60, hasta llegar a la rotonda de Puerto Libre – Puerto Boyacá, allí en esta rotonda, tomar la segunda salida en dirección Santa Marta/Valledupar /carretera 45, continuar por la Carretera 45 hacia Puerto Boyacá- Puerto Nare hasta llegar a Campo Jazmín. En la **Figura 1.** se puede apreciar la ruta de acceso desde Medellín.

Figura 1. Localización geográfica del Campo Jazmín



Fuente: ESRI.com, ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> >

1.3 MARCO GEOLÓGICO

El marco geológico abarca la columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena y la descripción de las formaciones geológicas, la geología estructural del campo, la geología del petróleo y en última instancia el historial de producción.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2.** representa la Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se encuentra localizado el campo de interés. A continuación se describen, de la más antigua a la más reciente, las diferentes unidades estratigráficas (formaciones) encontradas en la cuenca. La secuencia inicia en el Jurásico hasta el Cuaternario.

1.3.2 Estratigrafía. Se hace una descripción (edad, espesor, características litológicas, contactos supra e infrayacentes y ambientes de deposición) de cada uno de los grupos y formaciones presentes en esta cuenca. Las formaciones de interés para el Campo Jazmín corresponden al Grupo Chorro.

1.3.2.1 Formación Girón. (Jurásico). Está constituido por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de Edad Pre-Cretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad comprende entre el Eoceno y el Reciente Oligoceno; el espesor promedio de esta sección en el área del campo es de pies. “El contacto suprayacente es gradacional con la Formación Arcabuco-Los Santos”³.

1.3.2.2 Formación Arcabuco – Los Santos (Jurásico) Según el autor JULIVERT⁴, esta formación está compuesta por areniscas en gruesos bancos con algunas capas de arcillolita pizarrosa, tiene espesores entre 300 a 2.600 pies, cuenta con un ambiente de deposición continental y tiene contacto discordante con La Formación Girón infrayacente.

1.3.2.3 Formación Cumbre (Cretácico inferior). Ward: “Data de una edad Cretácico inferior, Está constituida por areniscas color gris oliva, cuarzosas, de grano fino, con cemento silíceo; limolitas y arcillolitas blancas y negras y limolitas rojas. Tienen un espesor promedio de 450 pies. El depósito se asume en un ambiente de dominio marino marginal sobre una llanura costera aluvial. El contacto

³ WARD. Geología de los Cuadrángulos H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona, Departamento de Santander, citado por ROYERO y CLAVIJO. Boletín Geológico U.S. Geological Survey e INGEOMINAS. 1973, p. 23.

⁴ JULIVERT, M. Precambrien, Paléozoïque, Mézoïque, et intrusions d’age mésozoïque – tertiaire., et Al., primera parte. 1968. p. 125

infrayacente se da con la Formación Arcabuco-Los Santos de forma Gradual o Transicional”⁵.

1.3.2.4 Formación Rosablanca (Cretáceo Inferior – Hauteriviano a Barremiano) Según JULIVERT⁶, el área, Los Santos (Santander) consta de los siguientes niveles de base a tope: un nivel inferior de calizas y dolomitas grises, una intercalación de caliza marrón, nivel margoso inferior, nivel de shales con intercalación de calizas, una intercalación de caliza, un nivel margoso superior, un nivel arenoso, y al tope un nivel lumaquélico. Esta formación tiene un espesor de 1.400 pies en el Rio Sogamoso. “Con un ambiente de deposición marino somero y se encuentra infrayacida concordante por la Formación Cumbre”⁷ e infrayaciendo a la Formación Paja en contacto concordante”.⁸

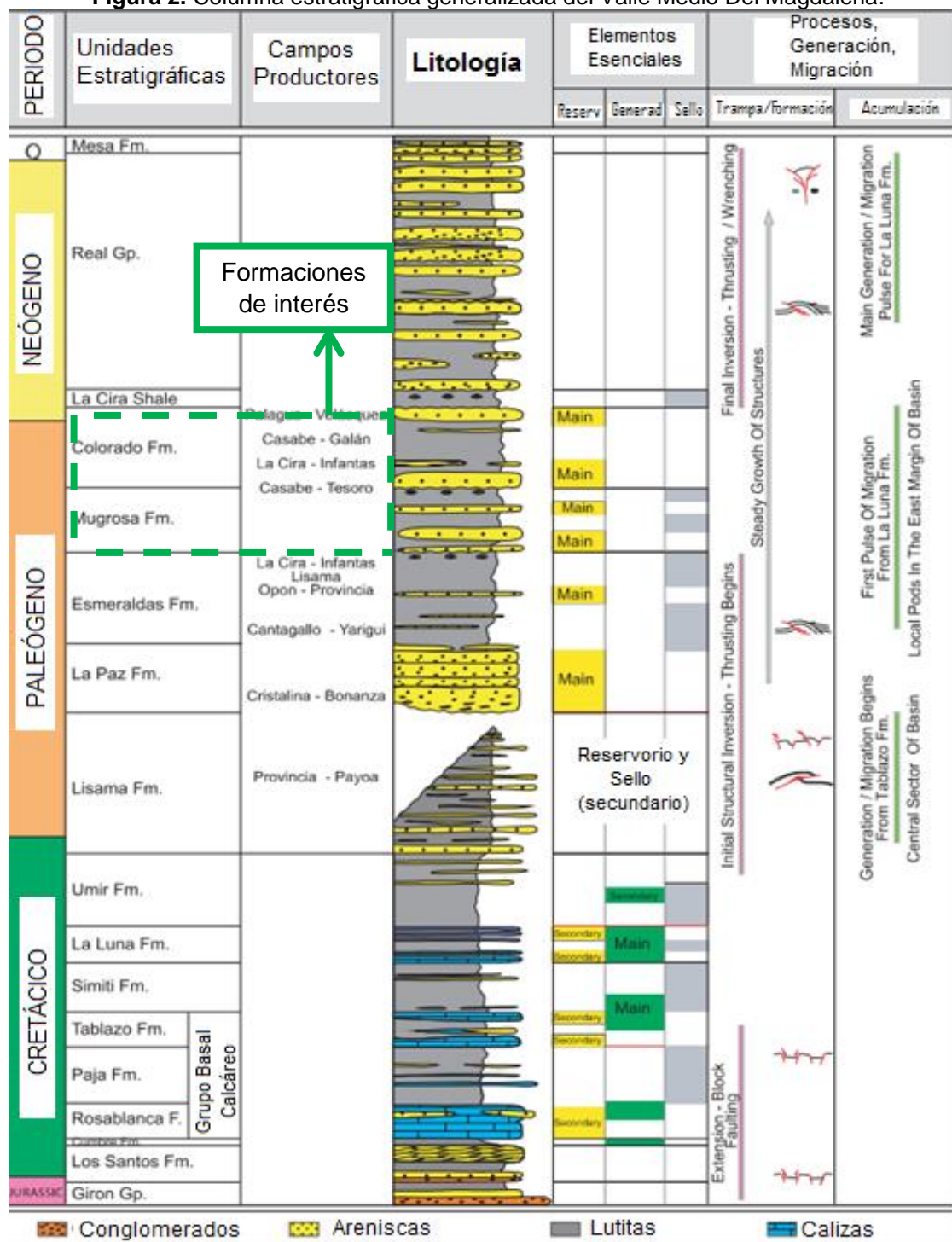
⁵ WARD, et al., Op., Cit., p.25.

⁶ Ibíd., p. 419

⁷ GALVIS y RUBIANO. Redefinición estratigráfica de la Formación Arcabuco, con base en el análisis facial 1985, citado por ROYERO y CLAVIJO. Proyecto Cretácico INGEOMINAS. 1985, p 26.

⁸ PADILLA, J., G. Cuencas sedimentarias campos petrolíferos y de gas en Colombia. 1984, p. 146

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio Del Magdalena.



Fuente: ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mapa de cuencas (en línea). http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf. Modificada por autores. Fecha de consulta, 20 de Abril del 2016.

1.3.2.5 Formación Paja (Cretáceo Inf. – Barremiano a Aptiano) Según el léxico utilizado por el autor JULIVERT⁹, esta formación comprende una sucesión de shales negros, levemente calcáreos y micáceos. Los 820 a 980 pies inferiores de esta formación contienen concreciones de caliza de hasta 1 pie, septarias y vetas de calcita. Esta formación tiene un espesor que varía desde los 410 a los 2.050 pies, presenta un ambiente de deposición marino de aguas tranquilas hacia el continente. Su nombre se deriva de la Quebrada La Paja, afluente del Río Sogamoso. Se encuentra en contacto infrayacente concordante con la Formación Tablazo, y suprayacente concordante con la Formación Rosablanca.

1.3.2.6 Formación Tablazo. (Cretáceo Inferior – Aptiano – a Albiano) Según el autor JULIVERT¹⁰ es una sucesión de calizas duras, azuladas, fosilíferas y margas, compactadas en la parte inferior, margas oscuras calcáreas, que cambian hacia arriba en calizas grises azulosas de grano grueso. Es común encontrar algunos horizontes lutíticos y también piritosos. El espesor neto es de 500 pies, aunque en otras partes se encuentran espesores de 1.060 pies, el ambiente de deposición es marino somero. Esta formación es concordante y gradual con la Formación La Paja y en el límite superior es concordante con la Formación Simiti.

1.3.2.7 Formación Simiti. (Cretáceo Inferior – Albiano) De acuerdo al léxico de JULIVERT¹¹ esta formación consiste en shales grises o negros, localmente calcáreos, en el techo se encuentran concreciones – calcáreas, fosilíferas, que contienen crudos livianos. Su espesor varía entre 820 a 2.130 pies, fue depositado en un ambiente nerítico de aguas intermedias a profundas con un contacto concordante y relativamente neto con la Formación Tablazo e infrayace en contacto con la Formación La Luna de forma concordante.

1.3.2.8 Formación La Luna (Cretáceo Superior – Turoniano a Santoniano?) De acuerdo a JULIVERT¹² para la región del Valle Medio del Magdalena, la Formación La Luna se subdivide en los siguientes Miembros: Salada, Pujamana y Galembo. El Miembro Salada de edad Turoniano, consta de lutitas oscuras margosas; concreciones calcáreas que al romperse, presentan olor a petróleo, tiene un espesor de 160 pies, en un ambiente lumínico según la litología. Sigue el Miembro Pujamana de edad Turoniano Superior a Coniaciano Inferior, consta de lutitas finamente estratificadas, algunas veces calcáreas y tiene un espesor de 750 pies. Por último el Miembro Galembo se le asigna una edad Coniaciano – Santoniano por la presencia de bastantes amonitas de esta edad; Está constituido por calizas oscuras separadas por lutitas y liditas negras, y algunos niveles comunes de fosfatos. Tiene un espesor entre los 590 a 890 pies, con un ambiente de deposición marino de

⁹ JULIVERT., et al., Op., Cit., p. 363-364

¹⁰ Ibid., p. 445

¹¹ Ibid., p. 437

¹² Ibid., p. 302-303

aguas consideradas poco profundas. Se encuentra infrayaciendo concordantemente a la Formación Simiti.

1.3.2.9 Formación Umir. (Campaniano – Maestrichtiano) De acuerdo a JULIVERT¹³ la Formación Umir se constituye en la parte inferior de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con láminas carbonáceas y micáceas; definida por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. La parte superior consta de lutita blanda gris oscura, en capas delgadas con laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, arenisca de grano fino y limonita. El espesor aproximado es de 3.280 pies. “el ambiente de deposición es nerítico. Entre la Formación La Luna y Umir es posible una ligera discordancia”¹⁴ y “con la Formación Lisama el contacto superior es de forma concordante”¹⁵.

1.3.2.10 Formación Lisama. (Terciario – Paleoceno) Según el autor JULIVERT¹⁶ esta formación está constituida de shales abigarrados de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas grises, de grano medio a fino que hacia la parte superior de la formación se hace más grueso, en ambiente regresivo. Se determina un espesor de 4.020 pies. Esta formación se depositó bajo condiciones lagunares deltaicos con una transición entre el ambiente marino del Cretáceo y el no marino del Terciario. La Formación Lisama presenta un contacto infrayacente normal y transicional con la Formación Umir, en este límite aparece las primeras areniscas desarrolladas. “El contacto superior con el Miembro Toro de la Formación La Paz está determinado por una discordancia regional marcada”.¹⁷

1.3.2.11 Grupo Chorro. “Las formaciones que constituyen este grupo son La Paz y Esmeraldas. La Formación La Paz es de edad Eoceno Tardío reposa regionalmente en discordancia angular sobre sedimentos Cretáceos, por un evento de levantamiento de la Cordillera Central durante el Eoceno Medio. “Operacionalmente, las formaciones La Paz y Esmeraldas corresponden a la Zona D, e incluyen al nivel guía basal llamado “Toro Shale” o “Shale Alterado”, constituido de secuencias granocrecientes de areniscas finas a medias de tipo fluvial deltaico”¹⁸.

¹³ JULIVERT. et al., Op., Cit., p. 458.

¹⁴ PADILLA., et al., Op., Cit., p. 147.

¹⁵ ETAYO y RODRIGUEZ. El limite jurásico-Cretácico en Colombia, citado por ROYERO y CLAVIJO. Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS. Bogotá. 1985, p 30.

¹⁶ JULIVERT, M. Precambrien, Paléozoique, Mézoique, et intrusions d'age mésozoique – tertiaire., et Al., primera parte. 1974. p. 325.

¹⁷ PADILLA., et al., Op., Cit., p. 147

¹⁸ MORALES L, G. General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia, citado por ROYER y CLAVIJO. Journal of South America Earth Sciences. California, EE.UU. 1958, p 30.

1.3.2.12 Formación la Paz (Terciario – Paleoceno a Eoceno medio) Según el léxico de JULIVERT¹⁹ La Formación La Paz se compone de areniscas grises masivas conglomeráticas con estratificación cruzada e interposiciones de grandes capas de arcilla gris. Se presenta un paquete de arcillolitas duras de color crema a rosado en la parte inferior con un espesor aproximado de 100 pies al que se conoce como Miembro Toro. Se estima un espesor de formación de 32 pies y se depositó en un ambiente fluvial trenzado a meandriforme. La base de esta formación reposa discordantemente sobre la Formación Lisama y el límite superior es concordante y transicional con La Formación Esmeraldas.

1.3.2.13 Formación Esmeraldas (Eoceno Medio Superior) De acuerdo al léxico de JULIVERT²⁰ esta consta de intercalaciones de areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas, micáceas, de grano fino y de color gris, que se alternan con shales gris-oscuros que localmente pueden presentarse moteados de rojo, púrpura y marrón. Tiene un espesor variable de 570 a 4.260 pies. Se depositó en ambiente fluvial a estuario con influencia mareal. Está en contacto discordante angular con la suprayacente Formación Mugrosa y discordante erosiva con la infrayacente Formación La Paz.

1.3.2.14 Grupo Chuspas. Hace referencia a las rocas que yacen sobre el horizonte fosilífero Los Corros (definición que la Compañía Tropical Oil Company dio para el Grupo Chorro, exceptuando “Toro Shale”), y aquellas que infrayacen a los sedimentos clásticos del Grupo Real, según Wheeler²¹ define: Las formaciones Mugrosa y Colorado conforman al Grupo Chuspas según la definición observada en la **Figura 3**.

1.3.2.15 Formación Mugrosa. (Eoceno superior a Oligoceno) La Formación Mugrosa comprende la base del Grupo Chuspas, la cual se interpreta e incluye en la columna estratigráfica del Campo Jazmín, **Figura 3**. Según el léxico de JULIVERT²² la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, con intercalaciones de shales de color azul o gris. La parte intermedia de la formación contiene intercalaciones de shales masivos moteados y areniscas de grano fino. En la parte superior de la formación se encuentran areniscas con cantos que se intercalan con shales moteados en algunas ocasiones. Esta formación tiene un espesor de 2.300 pies aproximadamente, en algunas partes se encuentran espesores de 1.640 pies como en el Campo Llanito. Su ambiente de deposición fue en corrientes meandriformes de llanuras aluviales. En la parte superior es concordante con la base del Grupo Chuspas y en la parte inferior es discordante entre La Formación Esmeraldas.

¹⁹ JULIVERT. et al., Op., Cit., p. 304.

²⁰ Ibid., p. 197

²¹ GARCIA, C. Metamorfismo y metalogénia asociada del Macizo de Santander, Cordillera Oriental, Colombia, citado por ROYERO y CLAVIJO. COLCIENCIAS-UIS. Bucaramanga 1980, p 33.

²² JULIVERT., et al., Op., Cit., p. 372.

1.3.2.16 Formación Colorado. (Oligoceno – Mioceno Inferior) De acuerdo al léxico de JULIVERT²³ La Formación Colorado hace ya parte del Grupo Chuspas y consta de intercalaciones de arcillolitas de color gris claro, purpuras y moteadas de rojo; y areniscas con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 328 pies de arcillolitas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco redondeadas. Esta formación tiene un espesor de 3.940 pies y puede llegar a los 8.200 pies hacia el oriente, al pie de la Cordillera Oriental. Su ambiente de deposición es valle fluvial con amplios canales principales y con desarrollo de facies asociados. “..Concordante reposa sobre la Formación Mugrosa y de manera discordante con la Formación Real. Al límite superior La Formación Colorado infrayace al Grupo Real”.²⁴

1.3.2.17 Formación La Cira. (Oligoceno – Mioceno Inferior) Según el léxico de JULIVERT²⁵ esta formación está compuesta de arcillolitas azulosas intercaladas con areniscas. Tiene varios horizontes de gasterópodos y lamelibranquios en capas margosas o en calizas impuras. Tiene un espesor entre 650 y 985 pies.²⁶ “El ambiente de deposición corresponde a ríos de corriente entrelazados, con un contacto suprayacente, el cual es de forma concordante con el Grupo Real y el contacto infrayacente es discordante con la Formación Colorado”.²⁷

²³ Ibid., p. 141

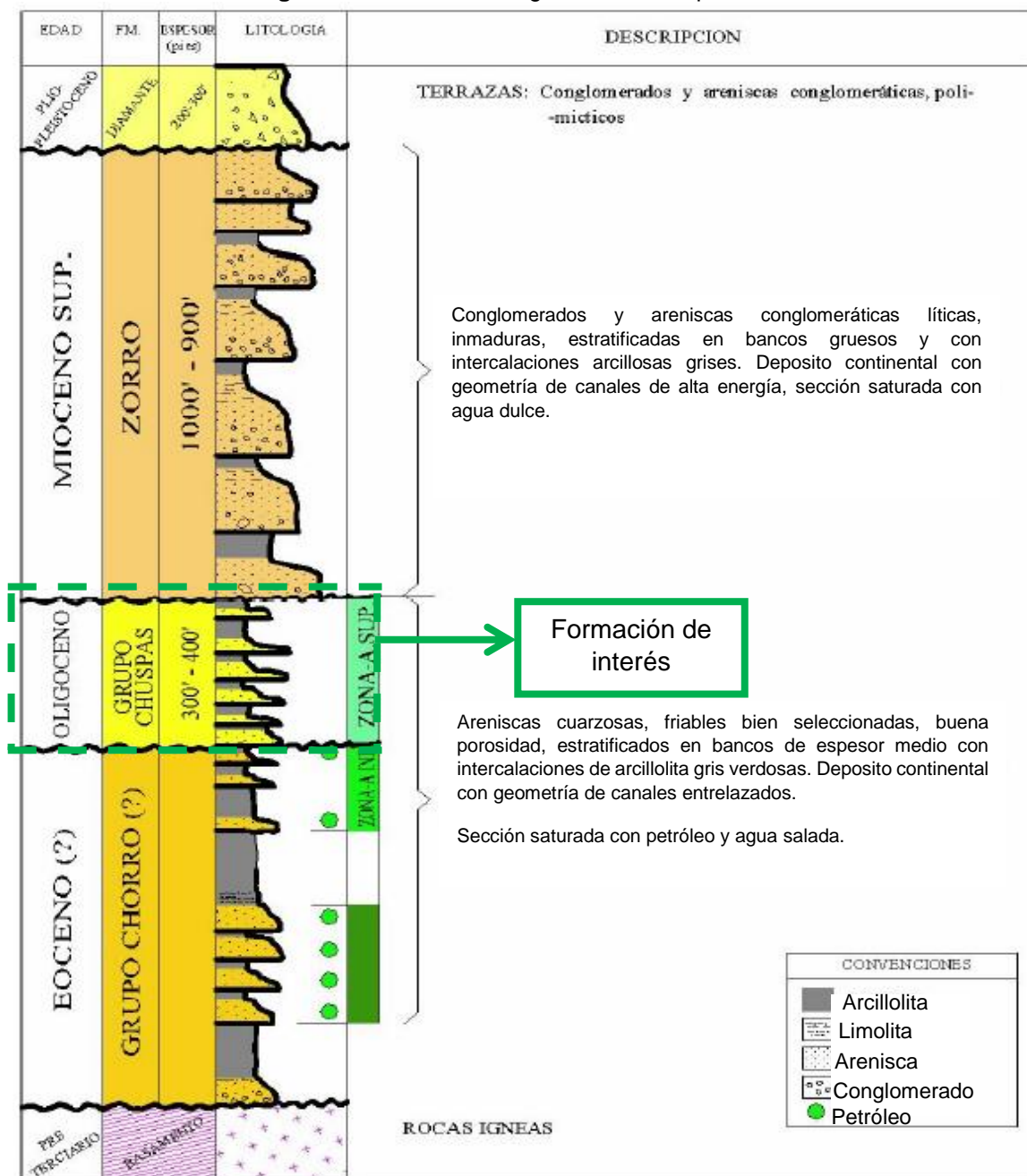
²⁴ PADILLA., et al., Op., Cit., p. 149

²⁵ JULIVERT., et al., Op., Cit., p. 141

²⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA., Geología de las planchas 169 –Puerto Boyacá- memoria explicativa., 1994. P. 20.

²⁷ BAUTISTA Y BENJUMEA. Op. Cit, p. 40.

Figura 3. Columna estratigráfica del Campo Jazmín



Fuente. Modificada por autores, Omimex de Colombia Ltd.

1.3.2.18 Grupo Real. (Mioceno) De acuerdo al léxico de JULIVERT²⁸, el Grupo Real está conformado y subdividido en cinco formaciones que de base a techo son: Formación Lluvia, compuesta por conglomerados polimícticos; Formación Chontorales, areniscas conglomeráticas y arcillolitas; Formación Hiel, está

²⁸ JULIVERT., et al., Op., Cit., p. 413

compuesta por arcillolitas grises y rojizas con areniscas; Formación Bagre, compuesta por areniscas conglomeráticas. Algunos estratos contienen numerosos troncos de árboles silicificados, mantos de lignito; Las areniscas en el tope superior tienen presencia de material volcánico. El espesor de este grupo es muy variable; en la parte del Río Opón, El Grupo Real tiene un espesor de 12.800 pies; dentro de la Concesión de Mares, el espesor varía desde 12.800 hasta 1.640 pies en el anticlinal de La Cira. La deposición es por ríos de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales. Reposa discordantemente sobre la Formación Colorado y la Formación La Cira.

1.3.2.19 Formación La Mesa. (Cuaternario – Mioceno a Plioceno) De acuerdo al léxico de JULIVERT²⁹ en la parte superior de esta formación suprayace un limo rojo que puede alcanzar hasta tres pies de espesor. Por encima de este limo se encuentran un gran número de bloques que llegan a tener más de tres pies de diámetro y que se extienden por toda la superficie. Tiene un espesor aproximado de 300 a 1.300 pies. Su ambiente de deposición fueron corrientes fluviales y abanicos aluviales. La Formación La Mesa infrayace inconforme con el Grupo Real.³⁰

1.3.3 Geología Estructural. Geológicamente el Campo Jazmín se halla en un sector de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el que la estructura general es un monoclinal, con rumbo SW-NE y buzamiento máximo de 8° hacia el este, para los sedimentos del terciario. El estilo tectónico característico del área está relacionado a dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenece la Falla de Velásquez – Palagua y otro de dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Los dos sistemas mencionados son de carácter transtensivo, por lo cual generan fallas de apariencia normal que presenta el bloque hundido hacia la cuenca.

La interferencia de estos dos sistemas de fallamiento, dio lugar al desarrollo de cierres estructurales de grandes fallas, que a su vez permitieron la acumulación de gran parte de hidrocarburos; tales como los hallados en los campos de Velásquez, Palagua y Moriche, asociados a la Falla de Velásquez y en los campos Jazmín, Teca y Nare, asociados a la Falla de Cocorná.

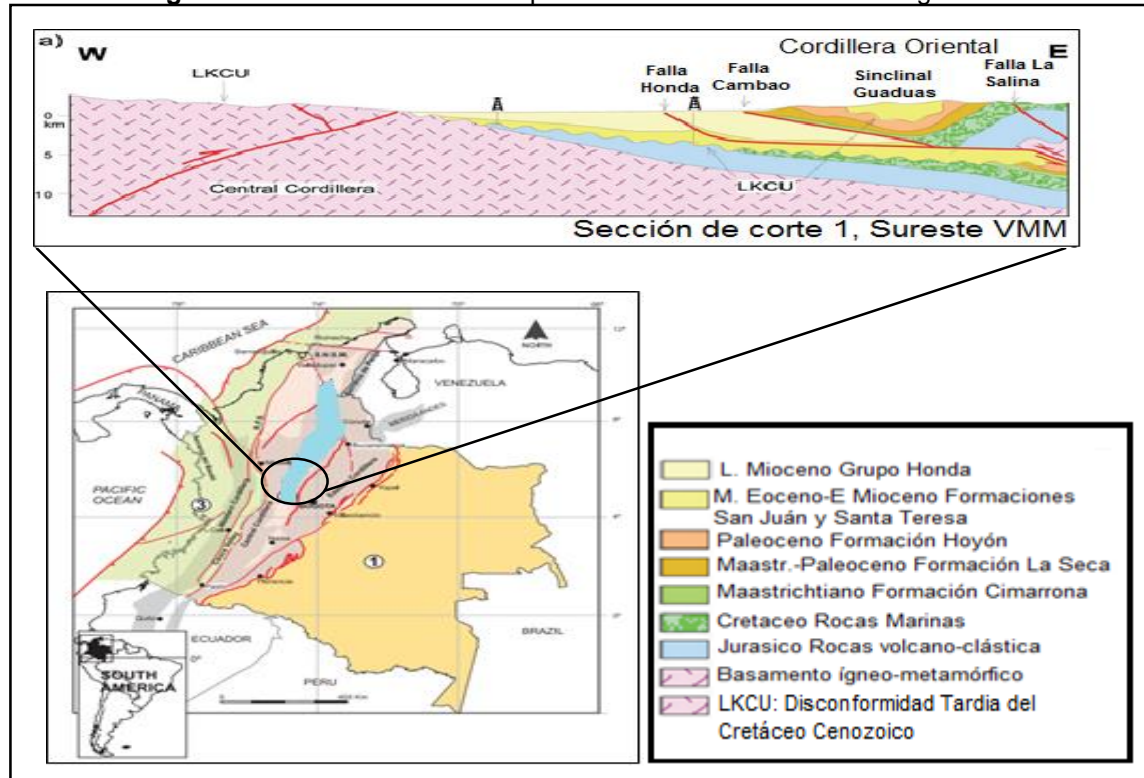
Esta cuenca constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes diferentes. Al occidente se tiene un borde pasivo, que se caracteriza por una geometría monoclinal con notables truncamientos de las formaciones cretácicas, que desaparecen en dirección a la Cordillera Central bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos terciarios, con interrupciones causadas por flexuras y fallas; hacia la Cordillera Oriental se presenta un complicado margen

²⁹ JULIVERT., et al., Op., Cit., p. 205.

³⁰ BAUTISTA BENJUMEA., Op. Cit., p. 41

compresional. En la **Figura 4**. Se podrá detallar el corte estructural asociado a esta cuenca, se podrá ver la depresión tectónica con la geometría monoclinal.

Figura 4. Corte estructural de la parte Sur del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_11_MIDDLE-MAGDALENA_BASIN.pdf. Modificado por los autores. Fecha de consulta (23 de Abril del 2016).

1.3.4 Geología del Petróleo. Según el departamento de Geología de Mansarovar³¹ el Campo Jazmín es un entrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y corresponde a una extensión que abarca los campos Nare, Underriver y Teca asociados a la misma falla. El Campo Jazmín es un campo superficial de 1.200 a 2.500 pies de profundidad (**Figura 3**, columna estratigráfica del campo); los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido se encuentra entre 11.5 y 12° API.

1.3.4.1 Roca Generadora. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hiper-salinos, pertenecientes a la

³¹ Fuente de la información: Mansarovar Energy Colombia Ltd. (Departamento de Geología - Bogotá).

Formación La Luna, cuyo depósito tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Esta formación tiene valores promedio de carbono orgánico total (TOC) actual entre 1 y 6% y un kerógeno tipo II como se observa en la **Figura 5**. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la Cuenca, hacia el este del área de estudio. Las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo se pueden considerar también rocas generadoras de hidrocarburos aunque con un limitado potencial.³²

Figura 5. Rocas generadoras (TOC, Ro y tipos de kerógeno) reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora	Fm. La Luna Fm. Simití Fm. Tablazo	TOC: 1,0 – 6,0% (Bueno a excelente) Kerógeno Tipo II Ro: 1,1 a 1,2% (Roca fuente madura)
Roca Reservorio	Fm. Colorado Fm. Mugrosa Fm. Esmeraldas Fm. La Paz	Areniscas Porosidad: 15 – 20% Permeabilidad: 20 a 600 mD
	Fm. La Luna Fm. Tablazo Fm. Rosablanca	Calizas fracturadas
Roca Sello	Fm. Colorado (1) Fm. Esmeraldas (1) Fm. Umir (2) Fm. Simití (2)	(1) Sellos de reservorios cenozoicos (2) Sellos de reservorios cretácicos

Fuente: ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf).

Modificada por autores.
Fecha de consulta, 20 de Abril del 2016.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados (braided streams), de edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los grupos Chorro y Chuspas, con promedio de porosidades de 15% al 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1.200 md., y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies como se observa en la **Figura 5**.³³

³² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, [HTTP://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM.pdf). p. 1

³³ Ibid. p. 1

Históricamente toda la producción de hidrocarburos en esta cuenca proviene de yacimientos del Terciario (Formación La Cira, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama) y ocasionalmente de carbonatos del período Cretáceo; La tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca, debido a factores como la profundidad y patrones estructurales, se da desde el Este hacia el Oeste.³⁴

1.3.4.3 Roca Sello. Las rocas de cubrimiento más importantes se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, son rocas sello; dentro de este grupo se tiene la base de la Formación la Paz (El Toro *Shale*), niveles intra-arcillosos de la Formación Lisama, horizonte fosilífero de "Los Coros" de la Formación Esmeraldas, intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, horizonte fosilífero "La Cira" de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la cuenca) y el intra Grupo Real.³⁵

1.3.4.4 Trampa. El Campo Jazmín presenta un entrampamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná de carácter transtensivo con poco desplazamiento y corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. Fallas normales e inversas actúan como sello lateral cuando ponen en contacto rocas reservorio con rocas sello.³⁶

1.3.4.5 Migración. Según Mansarovar³⁷ La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración que es apropiado para el transporte de hidrocarburos de los cuales se han identificado tres tipos: 1. Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2. Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3. Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.3.4.6 Sincronismo. La **Figura 6.**, muestra los eventos geológicos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos que ocurrieron sincrónicamente en relación con el tiempo geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Hacia el periodo Cretácico ocurrieron una sucesión de eventos que tomaron lugar en el Grupo Calcáreo Basal que está conformada por las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo. En donde, se depositó la roca generadora desde el Barremiano hasta el Albiense, posteriormente la roca reservorio se formó desde la edad del Barremiano hasta el Aptiense y parte del Albiano; luego la roca sello (Formación

³⁴ Fuente de la información: Mansarovar Energy Colombia Ltd. (Departamento de Geología - Bogotá)

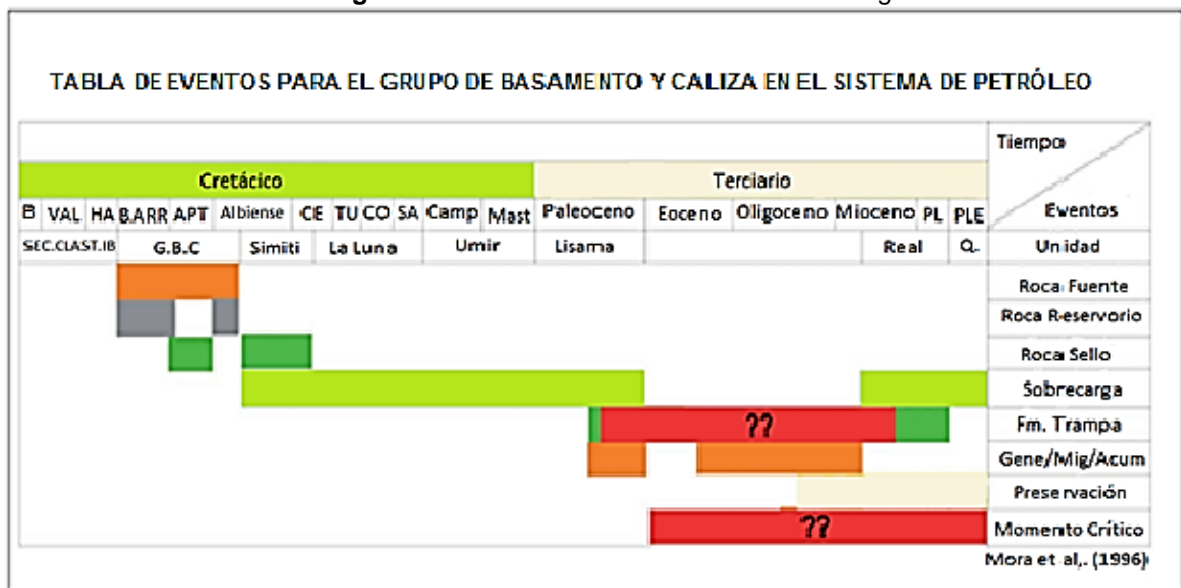
³⁵ Fuente de la información: Mansarovar Energy Colombia Ltd. (Departamento de Geología - Bogotá)

³⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, [HTTP://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tecnicos/VMM.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tecnicos/VMM.pdf). p. 1

³⁷ Ibid. p. 1

Simiti), se originó en el Aptiense y parte del Albiense y en la edad Cenomaniense. Todo esto ocurrió hace aproximadamente 125 millones de años. Después, se depositaron las formaciones Simiti, La Luna, Umir y Lisama generando un proceso de sobrecarga, el cual ocurrió en dos momentos, el primer momento desde la edad Albiense hasta el Paleoceno aproximadamente entre 125 millones de años y 56 millones de años. A continuación se dio la formación de la trampa, de donde existe un periodo de tiempo que no se tiene información, por esta razón la **Figura 6.** tiene dos signos de interrogación, aun así se estima que este proceso aconteció entre parte del Paleoceno hasta el Pleistoceno, hecho que ocurrió hace aproximadamente unos 61,6 millones de años. Luego, se dieron los procesos de generación, migración y acumulación del hidrocarburo, los cuales sucedieron en dos momentos, durante parte del Paleoceno hace aproximadamente 52,9 millones de años y el segundo momento a mitad del Eoceno hasta parte del Mioceno hace aproximadamente 41,3 millones de años hasta hace unos 15,97 millones de años. El momento crítico se dio en el periodo de tiempo comprendido entre el Eoceno hasta el Pleistoceno hace aproximadamente unos 56 millones de años, pero como se observa en la **Figura 6.** No se posee información clara de este suceso.

Figura 6. Sincronismo del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Luis Fernando Sarmiento. ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. "Petroleum geology of Colombia". Vol.11. p 96. Modificado por los autores.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo Jazmín fue descubierto en el año de 1986 por la Compañía Texas Petroleum Company (TEXACO). Luego de 12 años, comenzó su desarrollo gracias a la recepción de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja. Comprendió el Contrato de Asociación Nare con reservas estimadas de 20 millones de barriles

de crudo de 11.5 a 12 grados API. Al principio comenzaron con alrededor de 103 pozos, hacia el año de 2000 y posteriormente en el año 2002 comienza su producción. A continuación se explicara el método de producción, el número de pozos actuales y una gráfica de producción acumulada y características del yacimiento.

1.4.1 Método de Producción. Inicialmente los pozos del Campo Jazmín presentaron un mecanismo primario de gas en solución con expansión térmica y como mecanismo secundario segregación gravitacional, acuífero activo y/o empuje por capa de gas, sin embargo, debido a su baja gravedad API (10°-12°), fue necesario hacer una estimulación a los pozos con una inyección de vapor lo cual generó un aumento de la temperatura del yacimiento y a su vez una disminución de la viscosidad. Actualmente el Campo Jazmín produce por medio de la estimulación cíclica de vapor la cual será explicada más adelante en este capítulo.

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo Jazmín comenzó a producir desde el año 2002, es decir que hoy en día lleva 14 años produciendo. A continuación se muestra la **Tabla 2.** con el historial de producción desde el año 2004 hasta el año 2015.

Tabla 2. Historial de producción 2004-2015. Campo Jazmín en BOPD

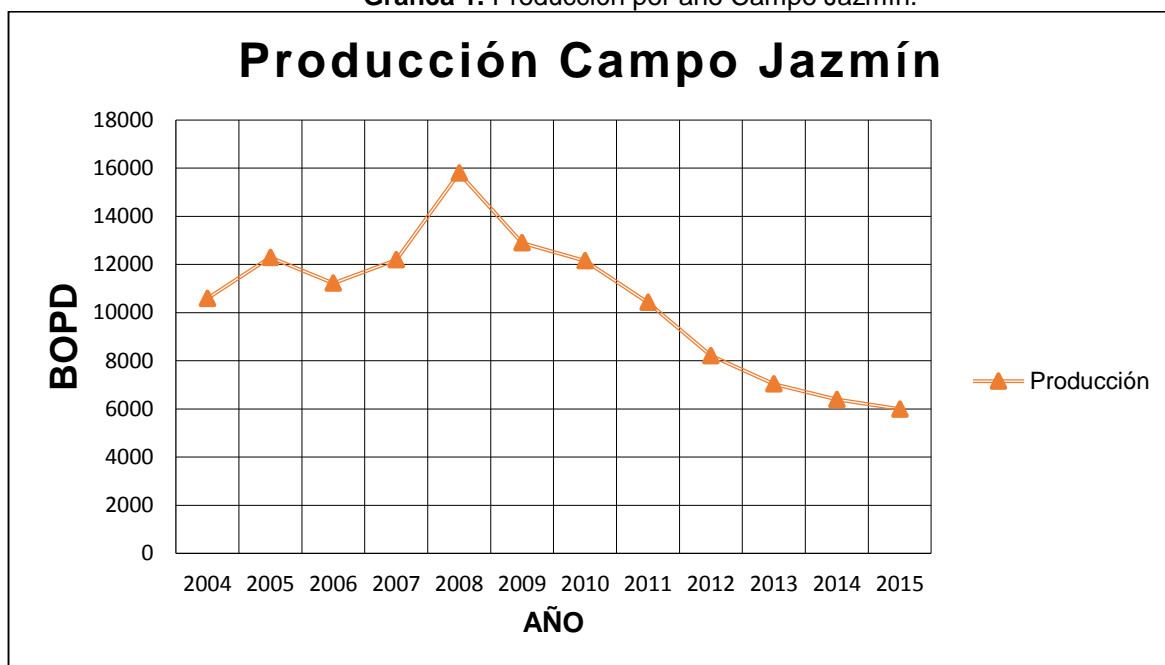
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producción	10.593	12.295	11.225	12.189	15.796	12.895	12.152	10.422	8.215	7.036	6.388	5.992

Fuente. ACP. Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petroleo>, Fecha de publicación año 2015.

1.4.3 Número de pozos. El Campo Jazmín actualmente tiene 321 pozos que se encuentran en producción y 67 abandonados, para un total de 396 pozos perforados.

1.4.4 Grafica de producción. En la **Gráfica 1.** Se muestra el historial de producción de petróleo del Campo Jazmín desde el año 2004 hasta el año 2015. Hacia el año 2008 se implementó la inyección de vapor, teniendo así la mayor producción del Campo Jazmín, la cual tuvo una producción estimada de 16.000 barriles de petróleo al día, a partir del año siguiente (2009) comenzó la declinación progresiva del campo hasta llegar a una producción de 5.992 Bopd en el año 2015.

Gráfica 1. Producción por año Campo Jazmín.



Fuente. Autores, ACP. Producción Campo Jazmín, Bogotá, 2015. Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petroleo>, año 2015.

1.4.5 Características del yacimiento. El yacimiento que comprende al Campo Jazmín tiene un espesor total de 1050 pies de profundidad en donde se ha detectado en las perforaciones presencia de H_2S debido a la descomposición de la materia orgánica que contiene azufre dentro de las perforaciones y al efecto de Aquatermólisis³⁸ presente en las operaciones de producción.

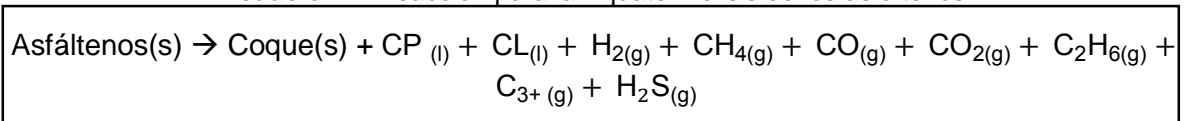
1.5 AQUATERMÓLISIS

Se define aquatermólisis al grupo de reacciones químicas que ocurren entre el vapor a alta temperatura y al menos algunos componentes de la mezcla de los hidrocarburos pesados (Clark, P. y Hyne, J. 1984). Estas reacciones afectan la viscosidad de los crudos pesados y fluidos presentes en el reservorio; una vez generadas estas alteraciones, inician una serie de reacciones consecutivas que resultan en la generación de “productos” que pueden reducir la viscosidad. Estos productos pueden ser desde monóxidos de carbono hasta desulfuraciones que producen así mismo componentes ácidos como el sulfuro de hidrogeno H_2S . Esto es debido a que a temperaturas mayores de $200^{\circ}C$, se suministra una cantidad de energía que es capaz de estimular la ruptura de ciertos enlaces, como lo es el enlace C-S (Sánchez, K. 2009).

³⁸ HALLIBURTON LATÍNAMERICA S.A. Tomado de reporte del programa de fluidos de perforación para el Campo Jazmin. Junio 25 de 2015. p. 6.

Es por esto, que el estudio detallado de este proceso ayuda a comprender mejor como se formó el petróleo, por medio de la descomposición de materia orgánica, que está sometida a un proceso de alta temperatura y alta presión en un medio acuoso. Por ejemplo, el agua a una temperatura de 300°C y bajo condiciones de presión alta, aumenta la solubilidad de los compuestos químicos orgánicos como los asfáltenos, haciendo que algunos compuestos no polares puedan reaccionar, generando productos como el ácido sulfhídrico. Según Belgrave y col.³⁹, plantearon un modelo de reacción (**Ecuación 1.**) para la termólisis de los asfáltenos en medios acuosos, teniendo en cuenta los componentes líquidos, sólidos y gaseosos de los asfáltenos, en donde CP es Crudo pesado y CL es Crudo Liviano:

Ecuación 1. Reacción para la Aquatermólisis de los asfáltenos



Fuente. Using Geochemistry to Address H₂S Production Risk due to Steam Injection in Oil Sands”. BARROUX, Claire. LAMOREUX-VAR, Violaine. Publicado Junio del 2013.

Es por esto que los compuestos azufrados pueden estar presentes en algunos fluidos o compuestos extraídos del petróleo. Como el caso del gas natural, de compuestos presentes en el crudo como los tioles, mercaptanos, sulfuros y polisulfuros o el mismo azufre presente en petróleo. Se ha demostrado que también el sulfuro de hidrogeno, viene presente en el vapor utilizado para la estimulación cíclica de vapor (CSS).

En este proceso de la aquatermólisis, se puede realizar una reacción en cadena que está dada por la unión de los compuestos reactivos producidos en las reacciones de la aquatermólisis, conocido como la polimerización acida, que ocasionan el aumento en el peso molecular y la viscosidad. Estos no son las únicas reacciones que pueden generarse durante este proceso, también, existen otras reacciones que estimulan la producción de compuestos de menor peso molecular, ocasionando una disminución en la viscosidad del petróleo. Esto se da por medio de la descarboxilación, que produce monóxido y dióxido de carbono (CO y CO₂ respectivamente). Adicionalmente, se genera hidrogeno, que provoca reacciones de hidrogenación y desulfuración (Sánchez, K. 2009).

Estas desulfuraciones, son las que generan el ácido sulfhídrico en el crudo y como se comentaba anteriormente, a mayores temperaturas ciertos componentes se solubilizaban o reaccionaban para romper ciertos enlaces como el enlace C-S.

Para el caso del Campo Jazmín, la Estimulación Cíclica de Vapor (CSS), ayuda a que ocurra este fenómeno dentro del yacimiento que, en ocasiones según los estudios⁴⁰, demuestran que el agua utilizada como el agua de formación y las aguas

³⁹ BARROUX, Claire. LAMOREUX-VAR, Violaine. “Using Geochemistry to Address H₂S Production Risk due to Steam Injection in Oil Sands”. Publicado Junio del 2013.

⁴⁰ DR. IR. BESSEMS, Eugene. “The prevention of H₂S produced by sulphate reducing bacteria during oil production”. Alemania Occidental, publicado en 1979.

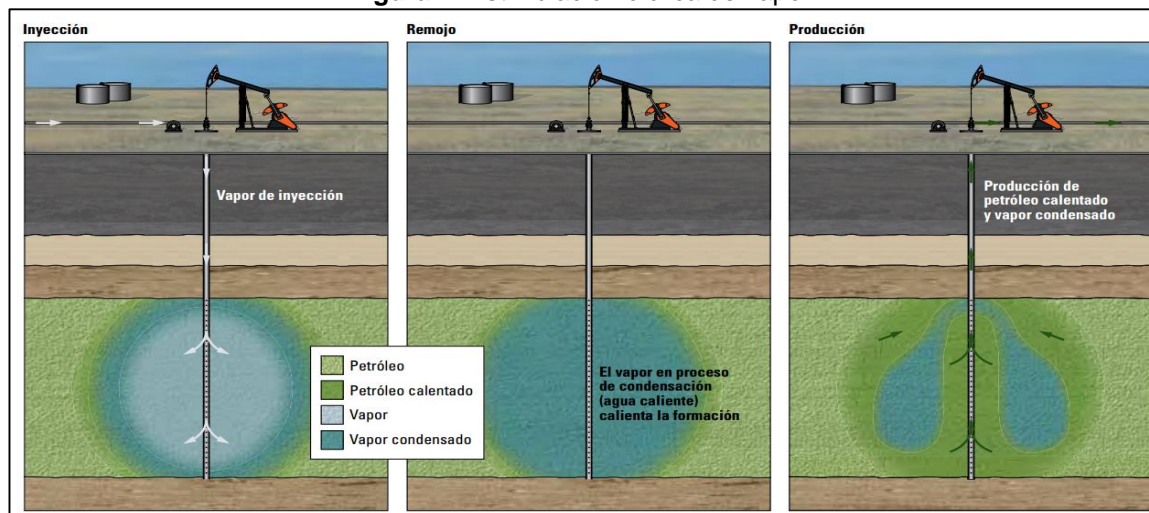
residuales, así como el vapor de agua, utilizadas en la inyección, tienen presentes unos microorganismos anaerobios llamados bacterias sulfato reductoras, las cuales utilizan el sulfato u otros compuestos del azufre como agente oxidante para producir el ácido sulfhídrico.

Utilizan el dióxido de carbono y el hidrogeno, como alimento para crecer y reproducirse, no necesariamente necesitan del oxígeno para sobrevivir en ambientes extremos, por ello se pueden encontrar en el yacimiento, donde en algunos casos no hay presencia de oxígeno y existe gran cantidad de sulfuros. Dependiendo del gas utilizado para la estimulación cíclica de vapor, las bacterias sulfato reductoras pueden utilizar los componentes livianos del gas, como el etanol, como fuente de carbono y energía para reducir el sulfato a sulfuro, provocando un aumento en la concentración de sulfuro causando que se forme el sulfuro de hidrogeno en su forma no disociada (H₂S).

1.6 ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CSS)

Según SCHULMBERGER⁴¹ el método consistente en un solo pozo que se aplica en etapas como se observa en la **Figura 7**. Primero, se inyecta vapor. Luego, durante el periodo de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y se separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. El proceso se realiza mientras sea viable y económicamente posible. Cabe resaltar, que con este método, se facilita la implementación de un pozo inyector, según el arreglo de pozo que se requiera en la operación.

Figura 7. Estimulación cíclica de vapor.



Fuente. SCHLUMBERGER. "Oilfield Review" Volumen 22. No.4. Recuperación asistida de petróleo, Operaciones en el Ártico y Lutitas petrolíferas. p. 25. Fecha de consulta 3 de Mayo del 2016.

⁴¹ SCHLUMBERGER. Tomado de "Oilfield Review" Volumen 22. No.4. Recuperación asistida de petróleo, Operaciones en el Ártico y Lutitas petrolíferas. p. 25. Fecha de consulta 3 de Mayo del 2016.

Para el Campo Jazmín se tienen los siguientes datos, con respecto a las propiedades del crudo, la viscosidad del crudo con o sin calentamiento, vapores anulares y presiones de inyección de vapor. Estos datos fueron suministrados por Mansarovar Energy De Colombia Ltd.

1.6.1 Propiedades del crudo en Campo Jazmín. Las características del crudo para el Campo Jazmín son las observadas en la **Tabla 3**:

Tabla 3. Características del crudo en Campo Jazmín.

Característica	Unidad	Valor
Azufre	% m	1.657
Agua y sedimento	% vol	56
Agua por destilación	% vol	41.3
Agua por Karl-Fisher	% m	0.907
Factor de Caracterización	N/A	11.53
Peso molecular	g/mol	488
Punto de inflamación	°C	54
Punto de fluidez	°C	21
Sal en crudo	Lb/1000 Bls	92
Insolubles en n-C7	% m	2.47
Residuo carbón micro	% m	9.07
Porcentaje de ceras	% m	3.45
Calor de combustión bruto	MJ/kg	42.462
Calor de combustión neto	MJ/kg	40.58
Constante grav/visc, VGC	N/A	0.9
Saturados	% m	26.8
Aromáticos	% m	43.5
Resinas	% m	27.2
Asfáltenos	% m	2.5

Fuente: Mansarovar Energy De Colombia LTD.

Temperaturas del crudo:

- Temperatura del crudo recién estimulado: 240°F a 250°F
- Temperatura del crudo en etapa caliente: 100°F a 220°F
- Temperatura del pozo en etapa fría: 85°F a 90°F

Para la viscosidad del crudo, se realizó una extrapolación de los datos obtenidos en la **Tabla 4**. Calculando la viscosidad a una temperatura de 250°F, momento en el cual el pozo se encuentra recién estimulado, obteniendo así, un valor de 46.23 cP. De la misma forma, se realizó una interpolación de estos datos y se encontró que la viscosidad a la temperatura de 90°F (temperatura del pozo frío) corresponde a 42308 cP.

Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	CSTK	SSU
86	52888	53584.6	243809.9
95	29083	29466.1	134070.6
104	17906	18141.8	82545.4
113	9000	9118.5	41489.4
122	5412	5483.3	24948.9
131	3341	3385	15401.8
140	2245	2274.6	10349.3
149	1557	1577.5	7177.7
158	1092	1106.4	5034
167	731	740.6	3369.9
176	490	496.5	2258.9
185	328	332.3	1512.1
194	220	222.9	1014.2

Fuente: Mansarovar Energy De Colombia LTD.

A continuación se registran los datos de presión obtenidos en cabezal de pozo y la presión máxima a la cual se puede trabajar.

- Presión máxima de descarga cabezal de pozo: 250 psig.
- Presión mínima cabezal de recibo MTB (crudo de producción): 65 a 100 psig.
- Presión máxima de descarga cabezal de pozo (Crudo de prueba): 400 psig.
- Presión mínima cabezal de recibo MTB (crudo de prueba): 65 psig.
- Presión máxima de operación: 150 psi.

1.6.2 Gas de anulares. La composición del gas de anulares en el campo Jazmín es la siguiente como se muestra en la **Tabla 5**:

Tabla 5. Composición del gas de anulares.

COMPONENTE	% MOLAR
<i>Metano</i>	98.909
<i>Etano</i>	0.095
<i>Propano</i>	0.006
<i>Iso-Butano</i>	0.003
<i>N-Butano</i>	0.006
<i>Iso-Pentano</i>	0.001
<i>Hexano</i>	0.001
<i>Nonano</i>	0.010
<i>Docecano</i>	0.007
<i>Tridecano</i>	0.002

Fuente: Mansarovar Energy De Colombia LTD.

Tabla 5. (Continuación) Composición del gas de anulares.

COMPONENTE	% MOLAR
<i>Nitrógeno</i>	0.321
<i>CO₂</i>	0.995
<i>H₂S</i>	0.015
<i>Agua</i>	0.419

Fuente: Mansarovar Energy De Colombia LTD.

1.6.3 Vapor de estimulación. Se tienen en cuenta las siguientes condiciones para realizar la operación de manera óptima y el sistema de inyección de vapor.

- Temperatura: 570°F
- Presión: Presión máxima 1100 psig (en promedio las formaciones requieren una presión que oscile entre 600 y 800 psig).
- Calidad del vapor: 80%
- Caudal de vapor de estimulación: Es producido por un generador fijo. 55050 lb/h (50MBtu/h) y 275525 lb/h (25Mbtu/h).

En la **Tabla 6.** se observan las características del sistema de inyección utilizado en Campo Jazmín.

Tabla 6. Características del sistema de inyección.

SISTEMA DE INYECCIÓN		
Calidad del vapor en Cabeza de pozo	%	74
Presión de Inyección	Psi	1000 a 11000
Temperatura del Vapor	°F	530
Tasa de Inyección	MM BTU/pie	30 a 40

Fuente: Mansarovar Energy De Colombia LTD.

2. ÁCIDO SULFHÍDRICO (H₂S)

Este capítulo explica las características, propiedades y efectos que ocasiona el gas tóxico ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H₂S) en las operaciones en campo. Además, las diferentes formas de detección utilizadas y las formas en que se controla el flujo de este gas por medio de secuestrantes de diversa naturaleza, así como, el efecto que tiene sobre el pH.

2.1 PROPIEDADES DEL ÁCIDO SULFHÍDRICO

Según el Manual de Procedimientos de BAROID⁴², el H₂S es un gas tóxico, corrosivo, incoloro, inflamable, con un olor similar al del “huevo podrido” y extremadamente peligroso. Además, es un producto químico irritante y asfixiante que está presente en las operaciones de explotación de hidrocarburos (petróleo y gas). El ácido sulfhídrico existe naturalmente en muchas formaciones. Se produce principalmente por la descomposición de materia orgánica que contiene azufre. Las fuentes de ácido sulfhídrico en las operaciones de perforación y completamiento son:

- Formación.
- Degradación térmica de los aditivos del lodo.
- Degradación bacteriana de los aditivos del lodo.

Es importante monitorear la concentración del H₂S si este es sospechado. Los sulfuros deben ser monitoreados utilizando un tren de Garrett y reportado diariamente en el reporte diario de lodo.

Indicadores de H₂S incluyen:

- Solución de detección de sulfuro de hierro.
- Análisis del gas.
- Olor a huevo podrido.
- Observación de corrosión.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SULFURO DE HIDRÓGENO

El H₂S es un gas soluble en agua, que permite que se disuelva rápidamente en la humedad de los ojos y las vías respiratorias, lo que lleva a la muerte o la discapacidad. El olor característico del H₂S es el olor a “huevo podrido”. Sin embargo, es importante entender que pequeñas concentraciones de gas H₂S

⁴² BAROID FLUIDS HANDBOOK, Programa de pozo-condiciones de perforación. BAROID. Houston, USA. Abril de 1999. p. 70-75.

relativamente bajas afectan los nervios del olfato, eliminando este sentido como herramienta de detección. La gravedad específica del gas es mayor que la del aire (1,19); por lo tanto, el gas tiende a acumularse en las áreas bajas tales como las subestructuras de los equipos, sótanos, tanques de lodo y cerca de las facilidades y tanques de tratamiento de este compuesto. Esto es particularmente peligroso cuando se compara con el metano que es combustible en el rango entre 5% y 15%. El H₂S tiene una temperatura de auto-ignición de 500°F comparada con 1,000°F para el metano. El H₂S quema con una llama azul produciendo dióxido de azufre, otro gas tóxico. H₂S es soluble en agua, produciendo un ácido débil.

Las concentraciones de H₂S en el aire se miden en partes por millón (ppm) o miligramos por kilogramo (mg/kg). En el agua, las concentraciones se miden en miligramos por litro (mg/l).

2.2.1 Peligros del H₂S. El grado de toxicidad del H₂S depende principalmente de la contaminación del H₂S tal como se muestra en la **Tabla 7**:

Tabla 7. Concentraciones en porcentaje y en PPM vs los efectos causados por el H₂S.

Concentración %	PPM	Efectos
0.001	10, 1/1000 de 1%	Puede oler; seguro por 8 horas.
0.01	100, 1/100 de 1%	Mata el olfato en 3 a 15 minutos; puede quemar los ojos y la garganta.
0.02	200, 2/100 de 1%	Mata el olfato rápidamente, pican los ojos y la garganta.
0.05	500, 5/100 de 1%	Pérdida del balance; dificultades respiratorias en 30 a 45 minutos.
0.07	700, 7/100 de 1%	Pérdida de la conciencia en menos de 15 minutos la muerte ocurrirá si no es rescatado rápidamente, inmediata resucitación artificial es requerida.
0.1	1,000, 1/10 de 1%	Daño cerebral permanente. Si no es rescatado, muerte inmediatamente.

Fuente: BAROID FLUIDS HANDBOOK, Programa de pozo-condiciones de perforación. BAROID. Houston, USA. Abril de 1999. p. 72

Pequeñas cantidades de H₂S en el fluido de perforación pueden causar floculación debido a una rápida reducción del pH.

2.2.2 Corrosión. La corrosión es el deterioro progresivo de un material (generalmente un metal) causada por una reacción con el ambiente que lo rodea. Existen cuatro componentes que deben estar presentes para que el proceso de la corrosión ocurra. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son: 1. Un ánodo, 2. Un cátodo, 3. Un electrolito y 4. Un medio conductivo. Esto exactamente ocurre con una tubería de perforación y/o producción, al igual que en algunos casos

a las entradas de los equipos o en las facilidades de producción, la corrosión puede ocurrir de manera muy semejante a la de una batería. Cuando la tubería se encuentra dentro de un medio conductor (fluido de perforación) puede presentar corrosión. Para mitigar completamente la corrosión, el fluido de perforación debería ser totalmente no conductor es decir no debería funcionar como componente necesario para la corrosión (medio conductor), o debería la tubería estar completamente aislada por una capa o un revestimiento protector (inhibidor de corrosión) o fácilmente debería cambiarse la metalurgia a una aleación más resistente para el caso particular de la corrosión presente en el medio.

El H_2S , puede causar corrosión severa. Esta se manifiesta por las picaduras y el “sulfide stress corrosión cracking” (SSCC - ruptura por esfuerzos de corrosión por sulfuro) que resulta en la rotura por fragilidad de los aceros de alta resistencia al fisurarse bajo la acción combinada del esfuerzo de tensión, presentando una falla catastrófica de alguna tubería o unión. La observación cercana va a mostrar las picaduras como forma de ataque en la superficie del metal, debido a la acumulación a nivel microestructural en los defectos del acero. Los factores que influyen el SSCC incluyen concentración de H_2S , pH, temperatura. Por ejemplo con la disminución del pH, la velocidad de corrosión del acero tiende a aumentar, debido a la presión parcial ejercida por el H_2S , en su forma covalente (más adelante se explicara en detalle el efecto del pH). También se tiene entendido que al aumentar la temperatura, la resistencia al SSCC también aumenta, es decir que el material tiende a soportar más la acumulación de agente corrosivo en la estructura.

Las picaduras por H_2S también se desarrollan en los bordes redondeados y en los fondos redondeados de los tanques de lodo. Estas picaduras concentran los esfuerzos, aumentando las fallas a los esfuerzos por corrosión.

El gas H_2S es soluble en agua si el pH está por encima de 11. Después que el pH es reducido, el H_2S sale de la solución.

2.3 MATERIALES Y SISTEMAS

La soda cáustica y la cal pueden ser utilizadas para aumentar el pH. Los secuestrantes basados en zinc, deben ser utilizados para tratar H_2S tanto en fluidos base agua como aceite. Algunos productos contienen carbonato de zinc, por tanto, la cal puede ser agregada para evitar un problema potencial de carbonatos. Otros secuestrantes de zinc incluyen quelatos de zinc y esponja de hierro.

2.4 FORMAS DE DETECCIÓN DEL SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S) EN CAMPO

Normalmente, en campo hay varias formas de detección del ácido sulfhídrico empleadas por los operadores y compañías de servicios en dichas localidades, y

más ahora que se conocen los peligros inminentes de pequeñas exposiciones a este gas. Se describirán las formas de detección tanto cualitativa como cuantitativa haciendo un repaso de las técnicas desde las más antiguas a las más modernas utilizadas para controlar y cuantificar la cantidad de sulfuro de hidrógeno presente en una locación.

La primera forma y más usual, es el olfato de las personas, que pueden evidenciar la presencia de H₂S en concentraciones bajas por el olor característico a “huevos podridos”. No obstante, es muy peligroso solo fiarse de este mecanismo para detectar la presencia de sulfuro de hidrógeno en el ambiente, debido a que muchas veces las altas concentraciones, aproximadamente 120 partes por millón (ppm), producen daños al sentido del olfato al punto de destruirlo, razón por la cual, es difícil detectarlo. La exposición por más de 10 minutos al H₂S en altas concentraciones incide en la pérdida de la conciencia.

En el pasado y a través de la experiencia se utilizaba un método artesanal para detectar la presencia de H₂S, este consistía en poner un “ave plumífera” alrededor de la tubería o tanque como “sensor”, donde se sospechaba que había presencia de sulfuro de hidrógeno; la muerte del animal, evidenciaba que el gas estaba presente en altas concentraciones por su grado de toxicidad.

Según la experiencia se ha visto que estos sensores cualitativos de detección de sulfuro de hidrógeno (H₂S) no son fiables al 100 %, es por ello, que se diseñaron sensores modernos para la detección de gases tóxicos de manera eficaz y oportuna. Estos detectores son personales y portables e incluso dan valores de la cantidad en ppm de los gases que se registran.

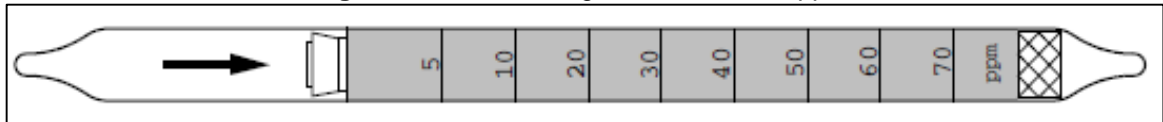
2.4.1 Medidores cuantitativos de sulfuro de hidrógeno. Existen diferentes tipos de medidores que cuantifican la concentración presente en el área de trabajo, a la salida del pozo, en los tanques de lodo, las facilidades de producción, tanques de almacenamiento y otros equipos por donde el ácido sulfhídrico puede estar presente. A continuación se explicaran estos dispositivos, que son usados en campo.

2.4.1.1 Bomba Dräger. (Figura 10-11) Hoy en día, los tubos Dräger detectores constituyen una técnica de medición clásica de análisis de gases; La bomba Dräger, es el detector preferido de H₂S para análisis de sulfuros. De igual forma se utiliza un papel de acetato de plomo en el tren de gases de Garrett para determinar la presencia de H₂S⁴³. Ningún componente conocido del lodo o contaminante causa el mismo cambio de color en el tubo Dräger como lo causa el H₂S. Existen dos tubos diferentes Dräger, para concentraciones tanto altas como bajas de H₂S.

⁴³ DRAGER SAFETY AG & CO KGAA. Manual de Tubos Dräger/CMS. 14ª edición, Madrid, 2006. p. 8-40.

2.4.1.2 ¿Qué es un tubo Dräger? En una definición simple, es un recipiente de vidrio que contiene una mezcla química que reacciona con la sustancia (gas) medida y cambia de color en respuesta a la presencia del gas a medir.

Figura 8. Tubo de Dräger con escala en ppm.

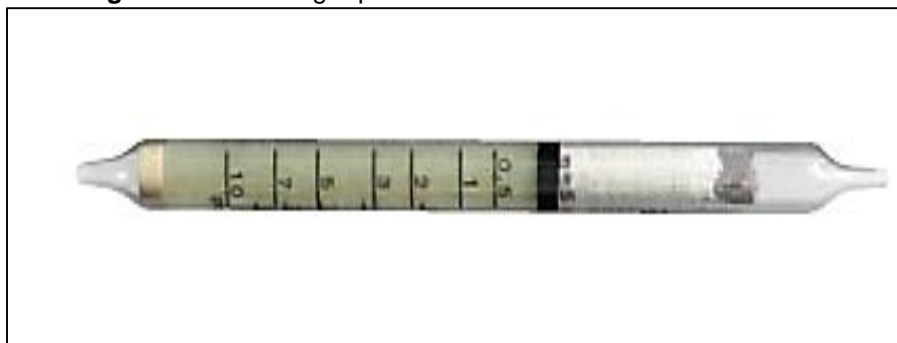


Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14ª edición, Madrid, 2006. p. 32

Los tubos Dräger tienen una escala graduada como se muestra en la **Figura 8.** donde en respuesta al cambio de color que ocurre a lo largo del tubo, se observa una indicación directa de la concentración de la sustancia analizada. Los tubos Dräger son prácticos debido a que el resultado se muestra en ppm (partes por millón) o en porcentaje en volumen, de acuerdo al tipo de tubo. En la **Figura 8.** se aprecia un tubo típico Dräger en su escala usual, pero también se pueden encontrar tubos con diferentes escalas. El tiempo de vida útil de los tubos de Dräger no deben superar los dos años de almacenamiento. Es importante tener en cuenta el manejo y la aplicación de la técnica para romper los dos extremos del tubo que están fundidos e iniciar el proceso de medición.

La primera patente de tubo detector apareció en EEUU en 1919⁴⁴, A.B Lamb y C.R. Hoover, impregnaron piedra pómez con una mezcla de pentóxido de yodo y ácido sulfúrico. Este experimento, fue colocado en un tubo de vidrio, el cual se convirtió en el primer sensor químico para detectar el monóxido de carbono **Figura 9.** Este primer tubo detector se usó solamente para la detección cualitativa de la presencia de monóxido de carbono. En la actualidad, los tubos Dräger ofrecen resultados cuantitativos con un alto grado de precisión y selectividad. Durante más de 60 años, Dräger ha expandido su línea de productos a más de 200 tubos Dräger, capaces de medir más de 350 gases y vapores diferentes.

Figura 9. Tubo Dräger para medición de monóxido de carbono.

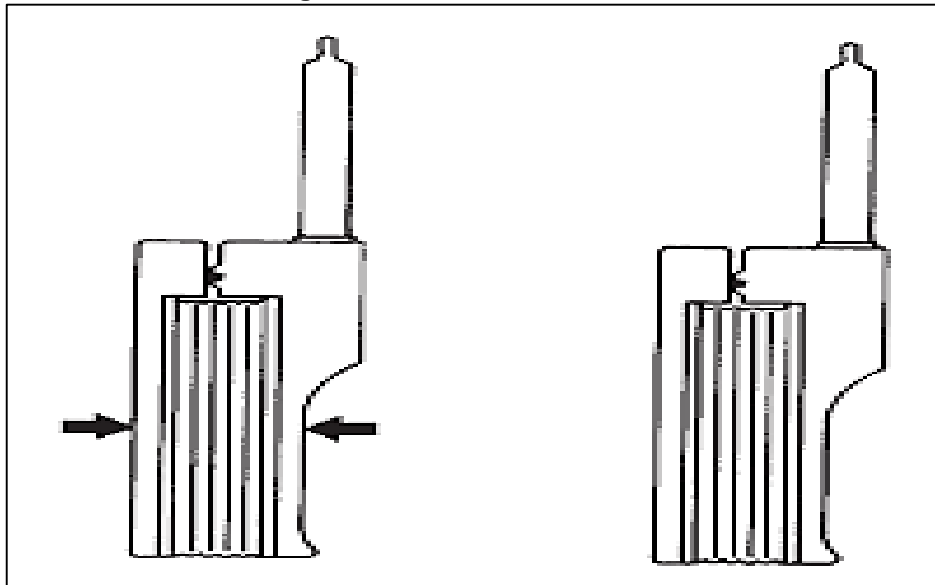


Fuente: Manual de tubos Dräger /CMS, 14ª edición, Madrid, 2006. p. 32.

⁴⁴ DRAGER SAFETY AG & CO KGAA. Manual de Tubos Dräger/CMS. 14ª edición, Madrid, 2006. p. 8

Estos tubos de medición Dräger, utilizan bombas recolectoras como muestra la **Figura 10-11** están diseñadas y calibradas como una sola unidad. También es posible el uso de estos tubos de Dräger para el método tren de gases de Garrett.

Figura 10. Mecanismo de bomba.



Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14ª edición, Madrid, 2006. p 34.

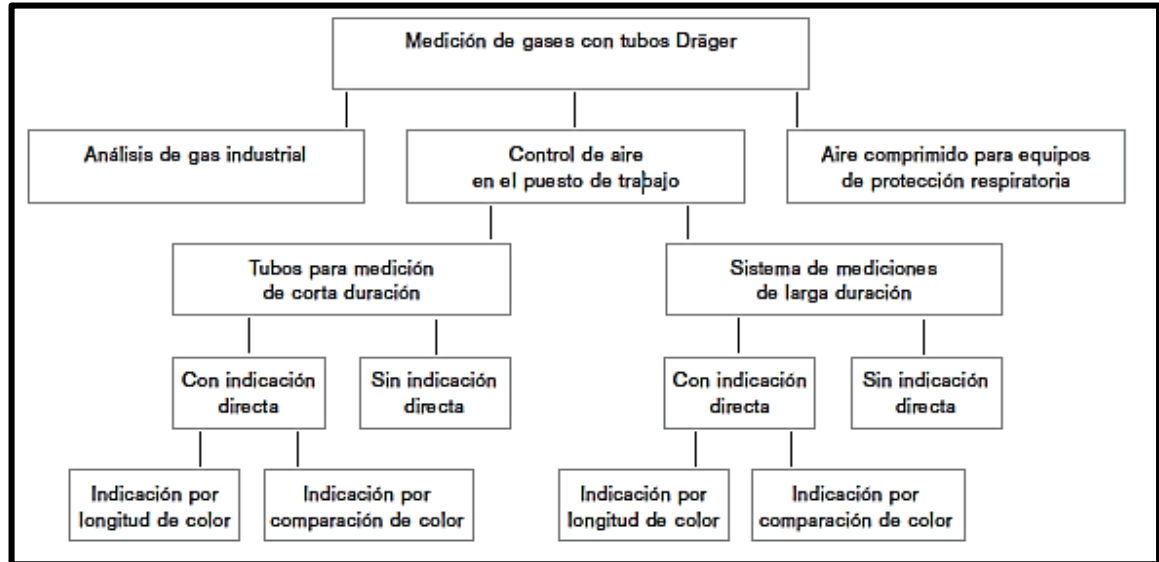
Figura 11. Bomba recolectora y tubo de Dräger.



Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14ª edición, Madrid, 2006. p 30

Los tubos Dräger se pueden clasificar usando el siguiente esquema (**Figura 12**):

Figura 12. Esquema de clasificación de uso de los tubos de Dräger.



Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14ª edición, Madrid, 2006. p 21.

Existen dos tipos de tubos Dräger, uno para mediciones de corta duración y el otro para mediciones de larga duración. Los tubos para mediciones de corta duración están diseñados para hacer controles en un sitio determinado y durante un espacio de tiempo relativamente corto, estas mediciones pueden durar entre 10 segundos y 15 minutos, dependiendo del tubo Dräger utilizado. Este tipo de tubos Dräger comúnmente se utiliza para la comprobación de la existencia de fugas en tuberías y presencia en otro punto donde no se tenga certeza de la presencia del gas en cuestión, entre otras aplicaciones pueden estar: medición de contaminantes en el área de respiración de los trabajadores, investigación en recintos cerrados antes de ingresar en ellos, entre otros.

Los tubos para mediciones de larga duración ofrecen mediciones integradas que representan la concentración promedio durante el periodo de muestreo, por ejemplo este tipo de tubos se utiliza para hacer mediciones que duran entre 1 y 8 horas. Este tipo de tubo Dräger, por lo general se encuentra en los monitores personales o monitores en las áreas dadas para determinar la concentración promedio y/o ponderada en un tiempo determinado.

Otra referencia Dräger es electrónica, y no utiliza una bomba que hace atravesar el aire dentro del tubo. La medición es al igual directa, solo que es mostrada digitalmente, como se muestran en las **Figuras 13-14**.

Figura 13. Monitor personal electrónico Dräger para H₂S.



Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14^a edición, Madrid, 2006

Figura 14. Monitor personal electrónico Dräger para H₂S.

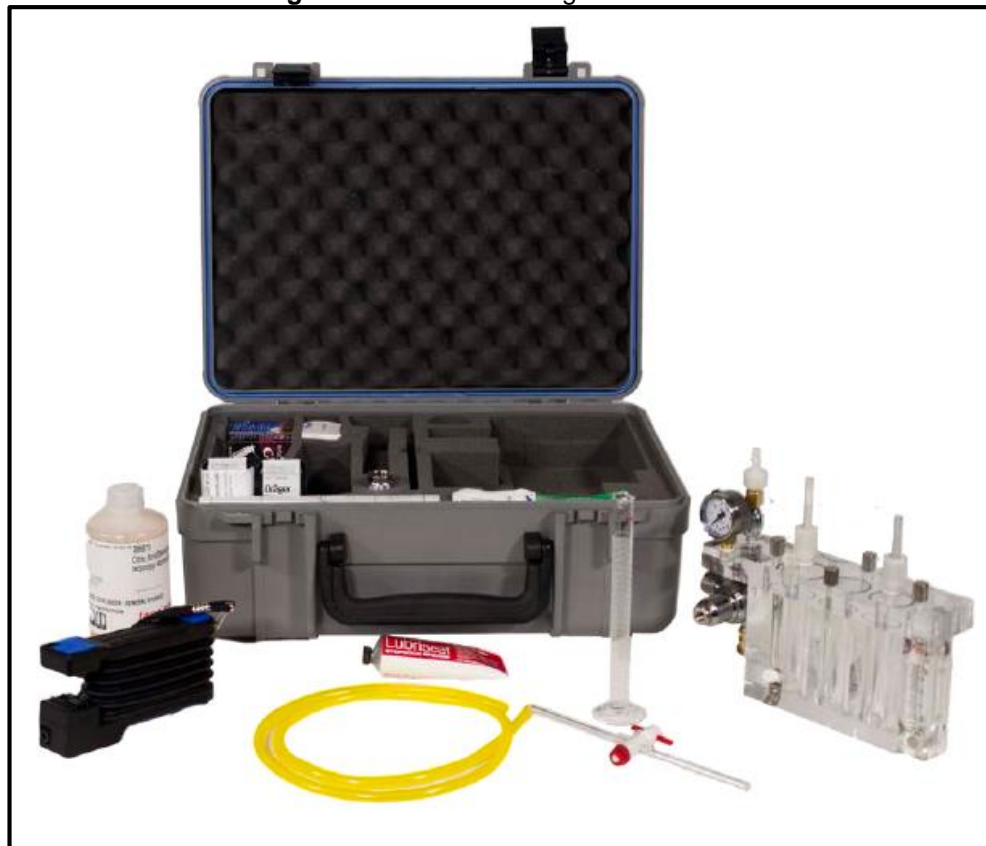


Fuente: Manual de tubos de Dräger /CMS, 14^a edición, Madrid, 2006

2.4.2 Método de tren de gases de Garrett. “Durante las operaciones de perforación y completamiento, varios gases del subsuelo se van incorporando al sistema de fluidos de perforación mientras se está perforando. El sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) por ejemplo, son gases indeseables que pueden ser detectados y medidos cuantitativamente utilizando este método, este se refiere al tren de gas de Garrett⁴⁵, el cual es utilizado para monitorear la concentración de H_2S en los sistemas. El tren de Garrett separa el gas del líquido, previniendo la contaminación del gas por la fase líquida. Los resultados de un análisis del tren de gas de Garrett revelan si la concentración de sulfuro en el fluido de perforación está aumentando o disminuyendo en el momento.

El kit del tren de gas de Garrett **Figura 15**. Contiene equipos y reactivos para la medición de la concentración de sulfuros solubles y carbonatos solubles en fluidos de perforación a nivel de laboratorio. Este kit se compone del aparato del tren de gas, tubos de Dräger, cartuchos de gas, los reactivos y un regulador de presión.

Figura 15. Kit de tren de gas de Garrett.



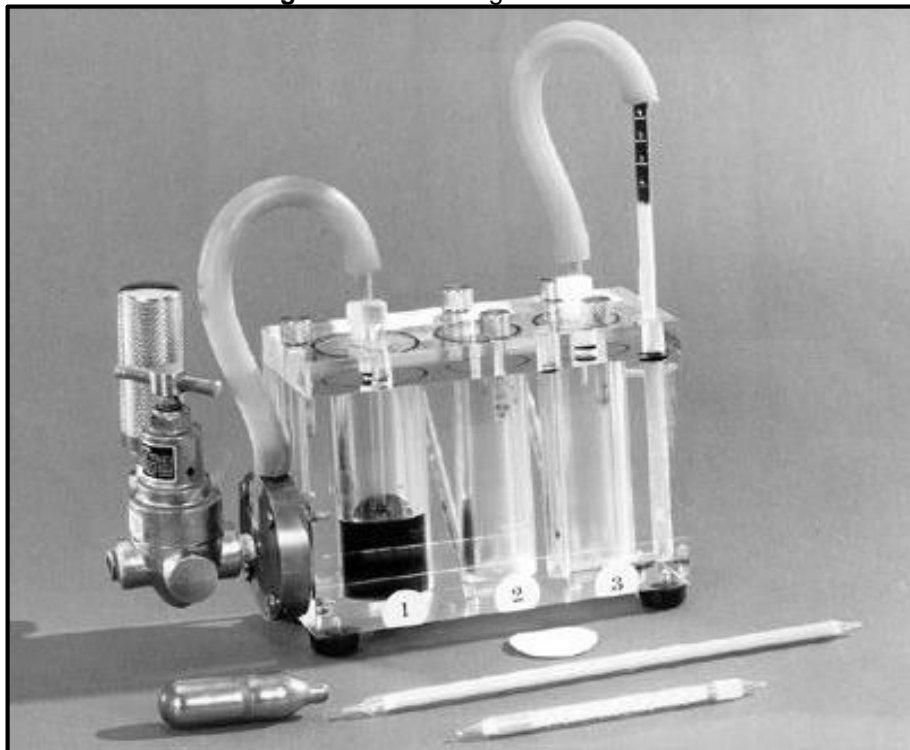
Fuente: Manual de instrucción “Garrett gas train” Manual N° 209962, Revisión E, Fann Instrument Company, 2014

⁴⁵ Tomado del manual de instrucción “Garrett gas train” Manual N° 209962, Revisión E, Fann Instrument Company, 2014

2.4.2.1 Uso del Tren de Gas Garrett. El Tren de Gas Garrett (GGT) proporciona un método sensible y fiable para medir la concentración de sulfuro libre y soluble en el lodo circulante. Independientemente del fluido que se está probando, la característica básica es la misma; en cada caso, el objetivo es medir los H_2S disueltos libres y el sulfuro que se encuentra atado en forma soluble pero iónica debido a un pH alto o neutralizado con cal.

El tren de gas de Garrett tiene tres cámaras como se observa en la **Figura 16**. La muestra se añade en la primera cámara, en la cual se mezcla con un ácido (ácido sulfúrico) que libera el H_2S . Un gas portador inerte lleva el sulfuro de hidrógeno que se libera de la cámara. Esta corriente de gas pasa a través de un tubo de Dräger que se encuentra en la tercera cámara. El tubo de Dräger contiene un reactivo químico (un material sólido) que reacciona con el gas y cambia de color.

Figura 16. Tren de gas de Garrett.



Fuente: SCHLUMBERGER, Glossary. Disponible en:
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/garrett_gas_train.aspx

2.4.2.2 Detección del sulfuro de Hidrógeno. El tubo de Dräger es el detector de H_2S preferido para el análisis cuantitativo de sulfuro. El tubo de Dräger responde al H_2S oscureciendo progresivamente el color del tubo a lo largo de su longitud debido a la reacción del H_2S con el reactivo. Los sulfuros totales solubles incluyen iones bisulfito (S^{2-}) y sulfuro (HS^-).

Existen dos tipos de tubos de Dräger que se utilizan para abarcar adecuadamente el rango de concentración de sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación: Un tipo de tubo de Dräger de bajo rango es el H₂S 100/a, es de color blanco hasta que el H₂S cambia el color a color marrón-negro. Un tubo de Dräger de alto rango es el H₂S 0,2%/A, es de color azul pálido hasta que el H₂S convierte el color a negro azabache. Estos cambios de color características de una reacción con H₂S.

2.5 COMPORTAMIENTO DE H₂S EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN

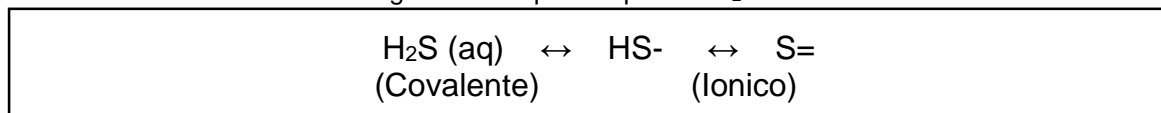
La perforación de pozos amargos ha sido reconocida como una de las principales preocupaciones desde el inicio de la extracción de petróleo y gas. El H₂S en el sistema de lodo puede causar grandes riesgos a nivel general en operaciones de perforación desde corrosión de tuberías, floculación de lodo hasta riesgos a la vida humana, estas causas a su vez tendrán una larga lista de consecuencias para dichas operaciones que la industria petrolera no tolerará.

Cuando el H₂S entra al fluido de perforación y/o completamiento, en una operación de perforación bajo-balance, se puede detectar de manera rápida gracias al monitoreo del pH, el cual se verá fuertemente influenciado ya que disminuirá de manera drástica, esto a su vez podrá generar una floculación del lodo, ya que perderá sus propiedades iniciales.

2.6 EFECTO DEL PH

Normalmente, la precaución más común utilizada para controlar el influjo de H₂S en el sistema de lodo, es alcalinizar el fluido de perforación, es decir ejecutar el lodo con un pH alto, no obstante se asegura que puede ser peligroso también⁴⁶. La explicación de esta precaución tomada es bastante simple, el H₂S en solución acuosa puede existir en dos formas, iónico y covalente, como se muestra en el siguiente diagrama de equilibrio (**Ecuación 2**):

Ecuación 2. Diagrama de equilibrio para el H₂S en solución acuosa.



Fuente. DRAGER SAFETY AG & CO KGAA. Manual de Tubos Dräger/CMS. 14ª edición, Madrid, 2006. p. 35.

La forma covalente es volátil y ejerce una presión parcial significativa sobre la solución, pero el sulfuro en forma iónica no es volátil y se mantiene en solución. Las proporciones relativas de los sulfuros en la forma iónica o covalente son una función del pH; cuanto mayor sea el pH mayor será la proporción existente en estado iónico.

⁴⁶ WENDT, R.: "Control of Hydrogen Sulphide by Alkalinity May Be Dangerous to Your Health" Pet. Eng. Intl.: Mayo 1979

Esta relación entre el pH y las proporciones relativas de los sulfuros se explican mejor en la **Grafica 2**.

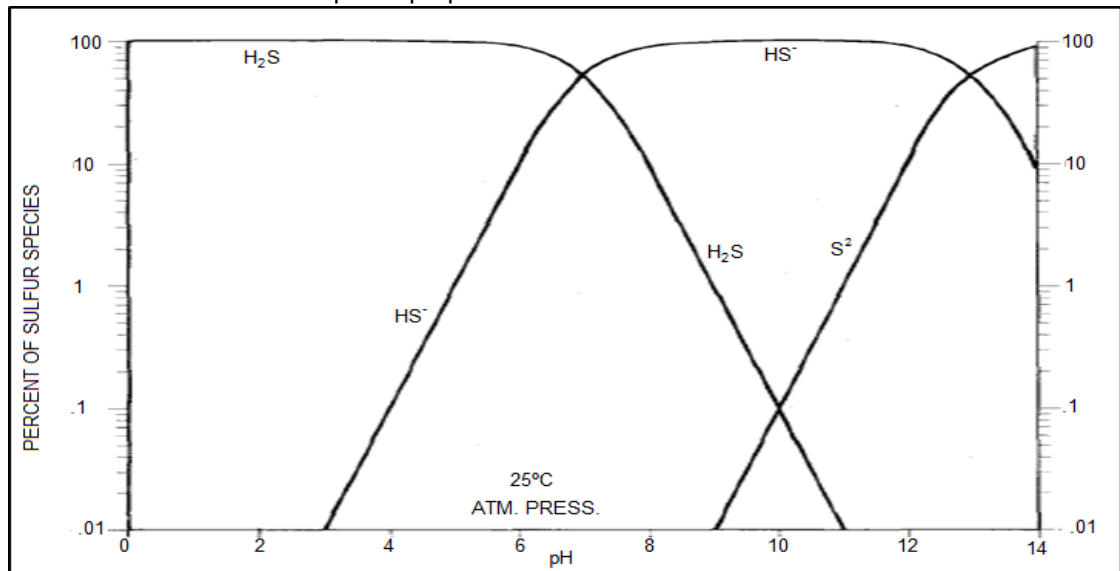
Wendt⁴⁷ estimó, como primera aproximación, que a 50°C, si la concentración de sulfuro en una solución era menos de 5.000 ppm y si el pH de la solución fue al menos 12, entonces se tendrá una presión parcial de H₂S < 20ppm en la fase de vapor. Esta concentración fue considerada por Wendt como “segura” para un entorno de trabajo pero esta solo puede mantenerse si la concentración en solución permanece por debajo de 5.000 ppm (lo cual resulta complicado debido a que por lo general más concentración de H₂S se irá incluyendo en el lodo). Además con una disminución del pH, la concentración de sulfuro disuelto tolerable correspondiente a la presión parcial “segura” de 20 ppm disminuirá notablemente, es decir pasaría de estado iónico a estado covalente aumentando la presión parcial, lo cual ya no sería “segura”. Por ejemplo, la máxima concentración de sulfuro disuelto a la disminución de los valores de pH sería como lo siguiente:

pH 11 – Concentración de sulfuro disuelto de 500 ppm.

pH 10 – Concentración de sulfuro disuelto de 50 ppm.

Por debajo de pH 10 a concentraciones incluso muy bajas de sulfuro disuelto pueden dar lugar a presiones parciales peligrosas de H₂S.

Gráfica 2. pH vs proporciones relativas de sulfuros disueltos.



Fuente: R. L. GARRETT., R. K. CLARK., L. L. CARNEY., C. K. GRANTHAM SR., “Chemical Scavengers for Sulfides in Water-Base Drilling Fluids”. Junio 1979, p. 2

⁴⁷ Ibid., p. 1

Según DAVIDSON⁴⁸, los reglamentos modernos a la exposición de H₂S son algo más estrictos. Normativas Europeas citan 5 ppm como el límite máximo de exposición a largo plazo y 10 ppm como límite máximo de exposición a corto plazo (15 minutos- exposición). El mantenimiento de un objetivo de 5 ppm, obviamente sería difícil, pero Wendt dice que únicamente con un pH alto no se puede impedir la liberación de algunos sulfuros de hidrogeno en la fase de vapor por lo cual para lograr la liberación completa de H₂S será necesario recurrir a los secuestrantes que inmovilizaran completamente el H₂S.

2.7 SECUESTRANTES QUÍMICOS PARA SULFUROS EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

El término “secuestrante de sulfuro” se refiere a cualquier producto químico de lodo (por lo general un aditivo comercial) que pueda reaccionar con una o más especies de sulfuro presentes en los fluidos y las pueda convertir en una forma más inerte; la eficacia se basa en la consecución de una reacción química irreversible y completa entre el secuestrante y una o más clases de sulfuros presentes en el fluido. Debido a que existe un equilibrio mutuo entre los tres compuestos en solución, la eliminación irreversible y completa de estos, sirve para eliminar cualquier tipo de sulfuro disuelto. Una reacción química incompleta entre una especie y el secuestrante, no eliminaría todos los sulfuros presentes en fluido.

“La palabra “fiabilidad” es la palabra clave que describe un secuestrante a la hora de agregarlo en el sistema de fluidos. La eliminación de sulfuro de forma rápida y completa, y la capacidad de funcionar en un amplio rango de condiciones del fluido son la esencia del término “fiabilidad” de un secuestrante”⁴⁹.

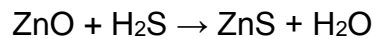
En la industria petrolera se tiene la certeza que solo se comercializan dos tipos de secuestrantes de H₂S para la industria de perforación en la extracción de hidrocarburos, actualmente: 1. Productos químicos a base de Zinc, 2. Productos químicos a base de Hierro. También son conocidos los secuestrantes a base de amina. Los compuestos de cobre, aunque también se han utilizado en el pasado, no se consideran como secuestrantes satisfactorios de H₂S debido a la corrosión que se puede generar en tuberías de perforación y/o producción causada por la reacción de los iones de cobre con el hierro.

⁴⁸ DAVIDSON, E., MCMILLAN, N. D., MORRISON, A., HALLIBURTON en: “Versatile Hydrogen Sulphide Scavenger Facilitates Improved Safety when Dealing with Sour Wells”, Houston-Texas. Abril 2012.

⁴⁹ R. L. GARRETT., R. K. CLARK., L. L. CARNEY., C. K. GRANTHAM SR., “Chemical Scavengers for Sulfides in Water-Base Drilling Fluids”. Junio 1979, p. 3

2.7.1 Secuestrantes de H₂S a base de Zinc. Existen dos tipos de eliminadores (secuestrantes) de H₂S a base de Zinc en la industria de perforación de hidrocarburos: el primero es un compuesto inorgánico ligeramente soluble en agua, el carbonato de Zinc básico más común y segundo es un óxido de zinc orgánico medianamente soluble en agua. Para las aplicaciones del lodo de perforación sobre un amplio rango de pH, los aditivos a base de zinc proporcionan una compactación efectiva, por su rápida e irreversible reacción frente a una intrusión de H₂S en el fluido a tratar, esta reacción instantánea con los sulfuros forma ZnS sólidos que no afectaran al fluido y serán más fáciles de manejar. Si se utilizan óxidos de zinc para reaccionar con el sulfuro de hidrogeno, se obtiene sulfuro de zinc según la siguiente reacción observada en la **Ecuación 3**:

Ecuación 3. Reacción del Óxido de zinc con el H₂S.



Fuente. DAVIDSON, SPE, HALL J., HALLIBURTON en: "An Environmentally Friendly, High Effective Hydrogen Sulphide Scavenger for Drilling Fluids", Denver-Colorado. Octubre 2003. p. 4.

A un pH por encima de 11, el carbonato de zinc puede contribuir a las propiedades reológicas y de filtración del lodo al igual que el óxido de zinc, sin embargo un problema adyacente muestra que debido a su variable solubilidad puede precipitarse y crear un problema a la hora de entrar en la formación de interés, puesto que puede generar un daño de formación severo.

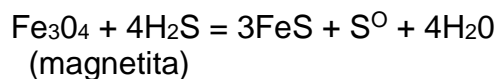
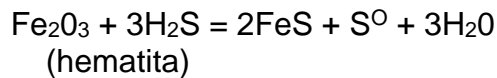
2.7.2 Secuestrantes de H₂S a base de hierro. Los compuestos de hierro se comercializan activamente como secuestrantes de H₂S debido a su gran eficiencia a la hora de eliminar los sulfuros solubles en los fluidos, no obstante el producto químico a base de hierro que se comercializa actualmente como eliminador de H₂S en fluidos de perforación y/o completamiento son óxidos de hierro y quelatos de hierro.

Otro secuestrante nuevo en el mercado es el gluconato de hierro el cual ha sido identificado como un muy rápido y eficiente secuestrante de ácido sulfhídrico, soluble en agua y más ambientalmente amigable que los óxidos de hierro comercializados activamente; se tiene entendido que el problema con este secuestrante es que presenta grandes cambios en las propiedades iniciales de los fluidos de perforación que se van a utilizar.

El óxido de hierro tiene una gran ventaja ya que es ambientalmente más amigable en comparación con los secuestrantes a base de zinc, pero a un alto pH tiene una baja rapidez de reacción.⁵⁰

Los óxidos de hierro se pueden encontrar en dos formas (hematita, Fe₂O₃, o magnetita, Fe₃O₄). Las reacciones de los óxidos de hierro con el H₂S son más complejas debido a los diferentes estados de oxidación del hierro sin embargo de acuerdo a las dos formas, ocurren las siguientes reacciones mostradas en la **Ecuación 4:**

Ecuación 4. Reacciones entre los óxidos de hierro y el H₂S.



Fuente. DAVIDSON, SPE, HALL J., HALLIBURTON en: "An Environmentally Friendly, High Effective Hydrogen Sulphide Scavenger for Drilling Fluids", Denver-Colorado. Octubre 2003.p 7.

Aunque estas reacciones muestran el H₂S como reactivo (sugieren condiciones acidas); también pueden ocurrir estas reacciones en un ambiente alcalino pero a una velocidad mucho menor.

2.7.3 Secuestrantes de H₂S a base de aminos. Estos compuestos se denominan secuestrante, al convertir el H₂S en componentes sulfurados más fáciles y seguros de disponer. Contienen como fase activa aminos no regenerables, nitritos, triazinas y otros componentes. La monoetanolamina (MEA) es una amina primaria, de color claro, y una de las más reactivas dentro del grupo de las etanolaminas. Se usa normalmente en procesos de eliminación de H₂S, pero tiene problemas de corrosión y con la formación de espumas.

⁵⁰ DAVIDSON, SPE, HALL J., HALLIBURTON en: "An Environmentally Friendly, High Effective Hydrogen Sulphide Scavenger for Drilling Fluids", Denver-Colorado. Octubre 2003. p. 5.

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

En este capítulo, se explican las propiedades de un fluido base agua (WBM), su clasificación y su definición acorde a los fluidos utilizados en las pruebas de laboratorio. Para los fluidos de perforación se utilizaron, según la clasificación, sistema no disperso, sistema disperso, sistemas tratados con calcio y lodo polimérico, para los fluidos de completamiento, solo se manejaron el formiato de sodio, el cloruro de sodio y el cloruro de calcio.

3.1 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS BASE AGUA

Según SCHLUMBERGER⁵¹, los sistemas de fluidos o lodos son de vital importancia en las operaciones de perforación, debido a que estos se encargan de brindarle tanto al pozo como a la operación una mayor estabilidad por medio de las diferentes propiedades que poseen los sistemas de fluidos. Estos sistemas son escogidos dependiendo de las funciones que van a desempeñar a medida que se avanza en la operación. Por esta razón, aumenta su complejidad, por ejemplo en la primera sección de perforación la función principal del sistema de fluido es mantener el hoyo limpio y poseer una buena reología con el fin de arrastrar los ripios de la perforación llevándolos a la superficie. En la zona de yacimiento la función principal del fluido es minimizar el daño de la formación y aumentar la eficiencia de la perforación (ROP). Además, el método de selección de los sistemas de fluidos depende de las características específicas de cada pozo y la rentabilidad de los sistemas para la operación, con esto se debe tener en cuenta los siguientes criterios de selección del sistema de fluidos:

Aplicación

- Intervalo superficial.
- Intervalo intermedio.
- Intervalo productivo.
- Método de completación.
- Tipo de producción.

Geología

- Tipo de lutita.
- Tipo de arena.
- Permeabilidad.
- Otros tipos de formación.

⁵¹ SCHLUMBERGER. Tomado de "Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO" Dallas, Texas.p.10.1

Agua de preparación

- Tipo de agua.
- Concentración de cloruro.
- Concentración de dureza.

Problemas potenciales

- Problemas relacionados con la lutita.
- Embotamiento de la broca/Conjunto de BHA.
- Tubería pegada.
- Perdida de circulación.
- Arenas agotadas.

Plataforma/equipo de perforación

- Locación remota.
- Capacidad limitada en la superficie.
- Capacidades de mezcla.
- Bombas de lodo.
- Equipo de control de sólidos.

Contaminación

- Sólidos.
- Cemento.
- Sal.
- Anhidrita/yesso.
- Gases ácidos (CO₂, H₂S).

Datos de perforación

- Profundidad del agua.
- Tamaño del pozo.
- Ángulo del pozo.
- Torque/Arrastre.
- Velocidad de perforación.
- Peso de lodo.
- Temperatura máxima.

Estos parámetros son fundamentales a la hora de consolidar y proponer un sistema de fluidos para la perforación y completamiento de un pozo para sistemas base agua. Para otros sistemas (base aceite y aireados) se requieren diferentes criterios dependiendo del tipo de sistema que se utilice.

3.2 LODOS BASE AGUA (WBM)

Estos lodos están compuestos de una fase continua (agua) y sólidos en suspensión como arcillas y otros sólidos inertes o reactivos. En este tipo de lodo el fluido más utilizado es el agua dulce, por ser de fácil acceso, barata y el mejor fluido para evaluar la formación. Así mismo ocurre con las operaciones Offshore, que utilizan agua marina para el proceso.

De acuerdo al manual de Datalog Wellsite Operations Manual⁵² los sólidos reactivos son arcillas comerciales que incorporan arcillas hidratables y shales de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Estos sólidos pueden ser enriquecidos añadiéndoles arcillas, mejorados a través de tratamientos químicos o dañados por contaminación.

Los sólidos inertes son químicamente inactivos, los cuales están suspendidos en la fase agua. Estos incluyen sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arenisca) y sólidos para controlar la densidad del lodo como barita y galena.

Algunos lodos base agua pueden ser clasificados como lodos inhibidos. Se le añaden productos químicos para evitar que shales sensibles se hinchen en reacción al filtrado, lo cual a la vez perjudica la permeabilidad de una zona productiva con excesivos depósitos de arcilla. También se usan para arcillas que se derrumben, en hueco estrecho y en situación de pega de tubería. La sal es un inhibidor de lodo que puede ser usado efectivamente para reducir la reactividad de los shales. Estos lodos son particularmente efectivos en evitar problemas de perforación asociados a shales hinchables.

Ventajas:

- Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce (La perforación incrementa con la pérdida de agua y con la disminución de densidad y viscosidad)
- Menos caro que los lodos base aceite.

Desventajas:

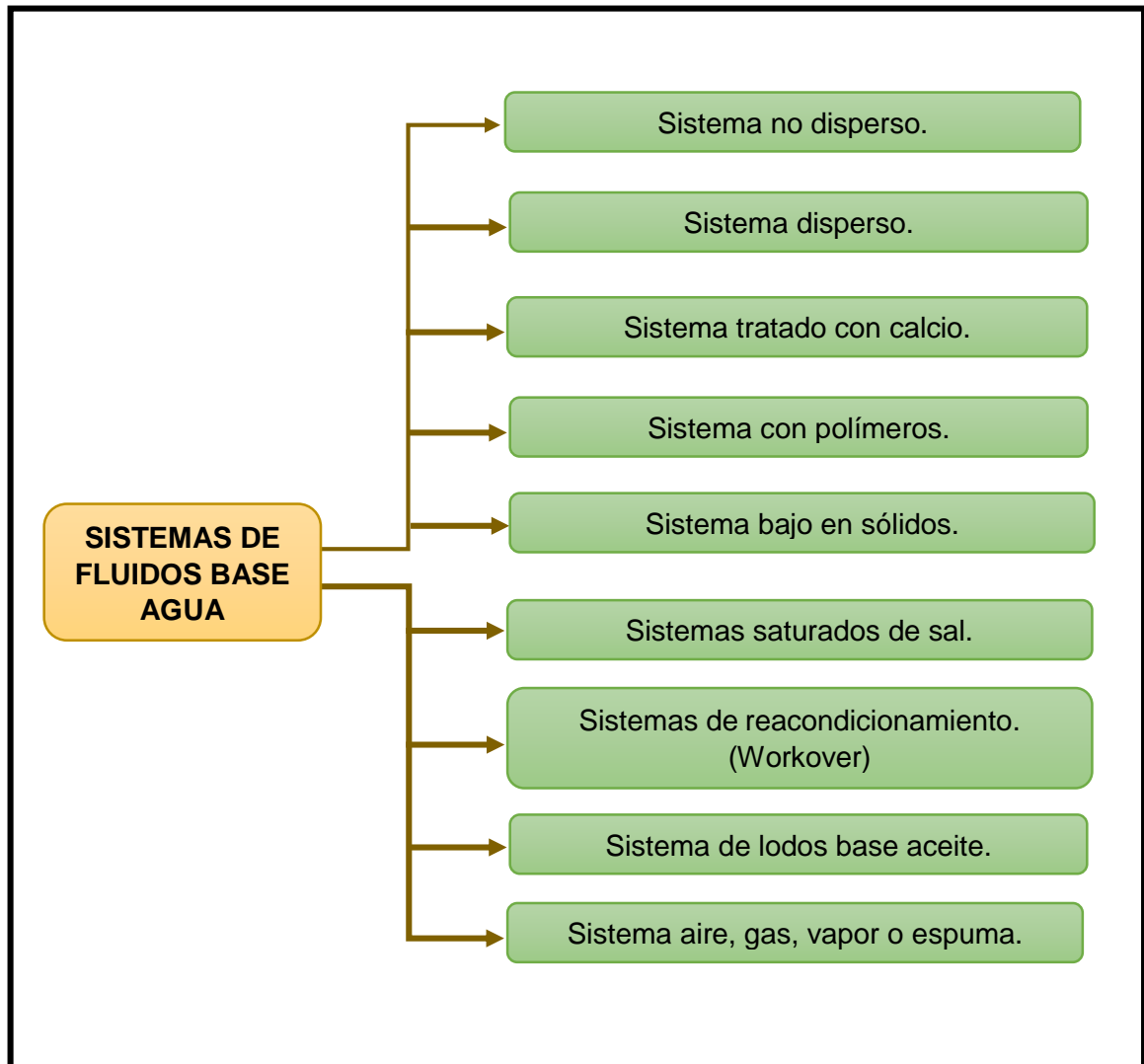
- Daño potencial a la formación.
- Sujeto a la contaminación.
- Afectado adversamente por las altas temperaturas.

⁵² HAWKER, DAVID. VOGT, KAREN y ROBINSON ALLAN. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3.0, Alberta, Canadá. Marzo 2001, p. 60

3.3 CLASIFICACIÓN FLUIDOS BASE AGUA PARA PERFORACIÓN.

La clasificación de los fluidos de perforación son los siguientes, los de base agua son los primeros siete sistemas y los dos últimos son base aceite y aireados. Los que se utilizaron en esta investigación fueron los sistemas no dispersos, dispersos, tratados con calcio y con polímeros como se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Clasificación de los sistemas de los fluidos de perforación.



3.3.1 Sistema no disperso. Son lodos de inicio o lodos de arranque empleados para pozos someros o en perforaciones superiores del pozo (Superior, conductor). El sistema se caracteriza por ser ligeramente tratado, teniendo como función principal remover los rípidos de perforación y aumentar la velocidad de penetración (ROP). Normalmente, estos lodos poseen una densidad entre 8 y 10 Lb/gal, porque

al avanzar la perforación al sistema, se le van incorporando sólidos de la formación que causan aumento en la viscosidad del lodo. En la **Tabla 8.** se puede observar las propiedades básicas de un lodo de inicio o no disperso, con su respectiva formulación registrada en la **Tabla 9.**

Una ventaja del sistema radica en el bajo grado de complejidad y en el factor económico siendo muy barato para implementar.

Tabla 8. Propiedades básicas para un lodo no disperso.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,5 a 10
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 a 55
Viscosidad plástica (cP)	5 a 9
Punto cedente (lbs/100ft ²)	12 a 25
Esfuerzo de gel inicial (lbs/100ft ²)	5 a 10
Esfuerzo de gel a 10 min (lbs/100ft ²)	10 a 20
pH	8,5 a 10,5
Pm (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,1 a 1,5
Pf (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,1 a 1,0
Calcio (mg/L)	40 a 240
Cloruros (mg/L) (agua dulce)	0 a 5.000
Filtrado (cm ³ / 30min)	Según se requiera.
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 a 10
MBT (Lb/bbl)	Ver gráfica 1

Fuente: Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. p. 10.2

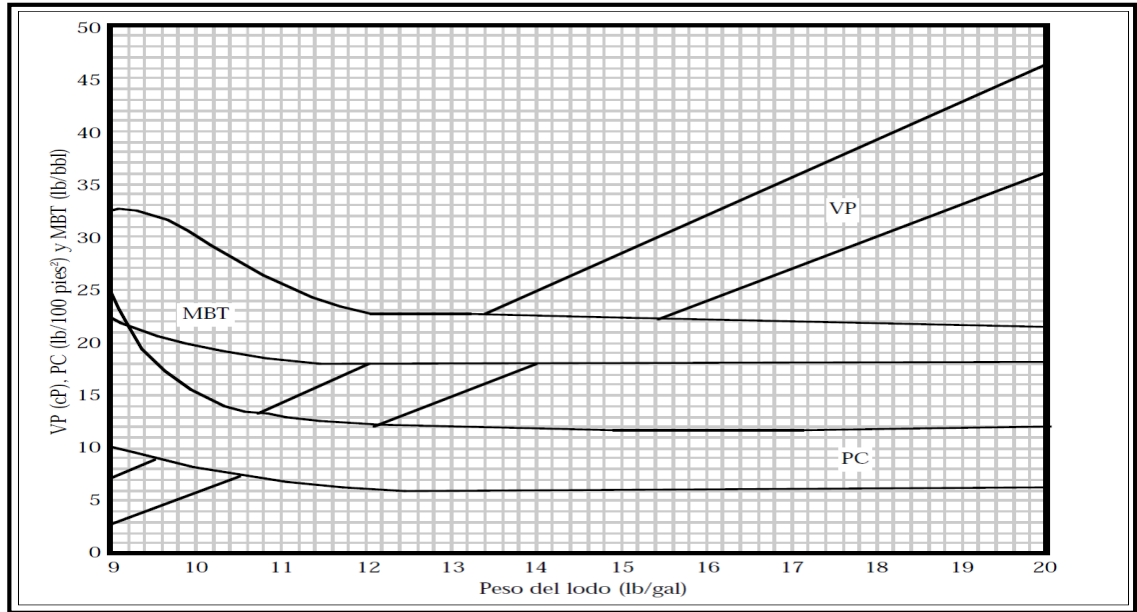
Tabla 9. Formulación de un lodo no disperso.

Elemento	Concentración (lpb)
Bentonita	10
Extendedor de bentonita	0,03
Estabilizador de pH	0,5
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

En la **Gráfica 3.** se pueden observar los valores de viscosidad plástica, punto cedente y el resultado para la prueba de azul de metileno, teniendo en cuenta el peso del lodo. Estos representan valores aproximados, que resultan de realizar las pruebas al lodo antes de iniciar la perforación.

Gráfica 3. Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y MBT para lodos base agua.



Fuente: Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. p. 10.3

3.3.2 Sistema disperso. “A grandes profundidades o donde las condiciones del pozo pueden ser problemáticas, se usan con frecuencia los lodos dispersos con lignosulfonatos u otros productos, los cuales son efectivos defloculantes y reductores de filtrado. También se adicionan otros materiales tales como lignitos solubles y químicos especializados con el fin de ajustar o mantener las propiedades específicas del lodo”⁵³. Este tipo de lodo necesita de un medio alcalino que permita la solubilización del lignosulfonato, que sirva como tratamiento a las arcillas y evita su hinchamiento. Al sistema se le incorpora soda cáustica o cal, con el fin de alcalinizar el sistema. En algunos casos, se utilizan materiales densificantes, como la barita para aumentar el peso del lodo y poder así mantener la presión hidrostática del pozo. En la **Tabla 10**. Se puede observar las propiedades básicas de este tipo de lodo, utilizado en los sistemas de perforación base agua, junto con la formulación del lodo mostrada en la **Tabla 11**.

⁵³ ECOPETROL. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. Bogotá D.C. 1994. p. 85

Tabla 10. Propiedades básicas para un lodo no disperso.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 a 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	±(3,5xpeso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 3
Punto cedente (lbs/100ft ²)	Ver la Gráfica 3
Esfuerzo de gel inicial (lbs/100ft ²)	2 a 8
Esfuerzo de gel a 10 min (lbs/100ft ²)	2 a 14
pH	9,5 a 11,5
Pm (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	2,0 a 5,0
Pf (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,5 a 1,5
Calcio (mg/L)	40 a 240
Cloruros (mg/L) (agua dulce)	0 a 20.000
Filtrado (cm ³ / 30min)	Según se requiera.
Sólidos de baja gravedad específica (%)	5 a 7
MBT (Lb/bbl)	Ver gráfica 3

Fuente: Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. p. 10.5

Tabla 11. Formulación de un lodo disperso.

Elemento	Concentración (lpb)
Goma xantica	0,75
Controlador de filtrado	1,5
Base silicato	1,5
Floculante polimérico	0,3
Material densificante (1)	15
Material densificante (2)	15
Lubricante	3
Inhibidor de arcilla	3,5
Estabilizador de pH	0,5
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

3.3.3 Sistema tratado con calcio. “Los cationes divalentes tales como el calcio y el magnesio, cuando se adicionan al lodo, inhiben el hinchamiento de formaciones de arcillas y lutitas; por esto los lodos con altos niveles de calcio soluble se utilizan para controlar el deslizamiento de las lutitas, la ampliación del hueco o prevenir daños en la formación. La cal hidratada, el yeso (sulfato de calcio) y el cloruro de calcio generalmente son utilizados como ingredientes en estos sistemas de calcio. El sistema de yeso usualmente tiene un pH de 9,5 hasta 10,5 y una concentración excesiva de yeso de 2 a 4 libras por barril (600 a 1200 mg/l de calcio); los sistemas de cal tienen ya sea una concentración en exceso de cal de 1 a 2 libras por barril y

un pH de 11,5 hasta 12 para un sistema que se clasifica como bajo de cal, o una concentración de exceso de cal que va desde los 5 hasta las 15 libras por barril para un sistema que se clasifica como de contenido alto de cal. Se agregan productos especializados para controlar las propiedades individuales del lodo⁵⁴.

En la **Tabla 12**. Se aprecian las propiedades típicas de un lodo tratado con calcio y su respectiva formulación en la **Tabla 13**.

Tabla 12. Propiedades básicas para un lodo tratado con calcio.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 a 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	±(3,5xpeso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 3
Punto cedente (lbs/100ft ²)	Ver la Gráfica 3
Esfuerzo de gel inicial (lbs/100ft ²)	1 a 5
Esfuerzo de gel a 10 min (lbs/100ft ²)	1 a 10
pH	9,5 a 10,5
Pm (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,5 a 2,5
Pf (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,2 a 1,6
Calcio (mg/L)	600 a 1200
Cloruros (mg/L) (agua dulce)	0 a 20.000
Filtrado (cm ³ / 30min)	Según se requiera.
Sólidos de baja gravedad específica (%)	4,5 a 7
MBT (Lb/bbl)	Ver gráfica 3

Fuente: Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. p. 10.5

Tabla 13. Formulación de un lodo tratado con calcio.

Elemento	Concentración (lpb)
Goma xantica	2
Celulosa polianiónica de alto peso molecular	1,5
Celulosa polianiónica de bajo peso molecular	2
Inhibidor de arcillas	3,5
Estabilizador de pH	0,5
Material densificante	15
Peso lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

3.3.4 Sistema con polímeros. Los lodos que incorporan químicos de cadena larga y alto peso molecular, efectivos en la floculación, para incrementar la viscosidad,

⁵⁴ ECOPEPETROL. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. 1994. p. 86

reducir la pérdida de filtrado y estabilización de la formación. Varios tipos de polímeros están disponibles para este fin, incluyendo los extendedores de bentonita, cuya propiedad es la de dar solubilidades acidas más altas que la bentonita⁵⁵, y de esta manera reducir la cantidad de arcilla que se necesita para mantener la viscosidad. Los biopolímeros y los polímeros de unión cruzada también se usan y dan propiedades adecuadas tipo corte-adelgazamiento, cuando se usan en concentraciones bajas. En la **Tabla 14**, se puede observar las propiedades típicas de un lodo polimérico y su respectiva formulación, como se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 14. Propiedades básicas para un lodo polimérico.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,8 a 13,5
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 a 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Gráfica 3
Punto cedente (lbs/100ft ²)	Ver la Gráfica 3
Esfuerzo de gel inicial (lbs/100ft ²)	2 a 25
Esfuerzo de gel a 10 min (lbs/100ft ²)	5 a 50
pH	>11
Pm (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	1,0 a 3,0
Pf (cm ³ 0.02 N H ₂ SO ₄)	0,8 a 2,5
Calcio (mg/L)	<100
Cloruros (mg/L) (agua dulce)	60 a 120.000
Filtrado (cm ³ / 30min)	Según se requiera.
Sólidos de baja gravedad específica (%)	<5
MBT (Lb/bbl)	<15

Fuente: Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. p. 10.27

Tabla 15. Formulación para un lodo polimérico.

Elemento	Concentración (lpb)
Goma xantica	0,75
Controlador de filtrado	1,5
Floculante polimérico	0,3
Material densificante (1)	15
Material densificante (2)	15
Lubricante	3
Inhibidor de arcilla	3,5
Estabilizador de pH	0,5
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

⁵⁵ ECOPEPETROL. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. 1994. p. 86

3.4 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y REHABILITACIÓN

Este tipo de fluidos son utilizados en las operaciones de completamiento y rehabilitación del pozo, por esta razón, son diferentes a los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, ya que estos fluidos buscan la afinidad con el yacimiento, para evitar futuros problemas en la formación productora y el yacimiento. La función principal es la de minimizar el daño de formación y evitar el taponamiento de los poros en la zona productora. Además, de ayudar a controlar la columna hidrostática por medio de la densidad suministrada al fluido, mientras son realizadas las operaciones de completamiento o rehabilitación; como se indicaba, estos fluidos buscan la afinidad del yacimiento, porque la intrusión de un fluido química y/o físicamente diferente a los del yacimiento, ocasiona a futuro daños graves en el yacimiento que pueden afectar el desempeño de la zona productora y complicar las operaciones de completamiento o rehabilitación.

Los fluidos de completamiento se emplean una vez se ha terminado de perforar y comienza la etapa de completamiento, donde se asienta la tubería para aislar el pozo de la formación, ocasionando que los fluidos pasen por la zona productora, mientras que los fluidos de rehabilitación son utilizados para reacondicionar el pozo, alargando y mejorando la vida económica del pozo, después de que ha iniciado su etapa de producción.

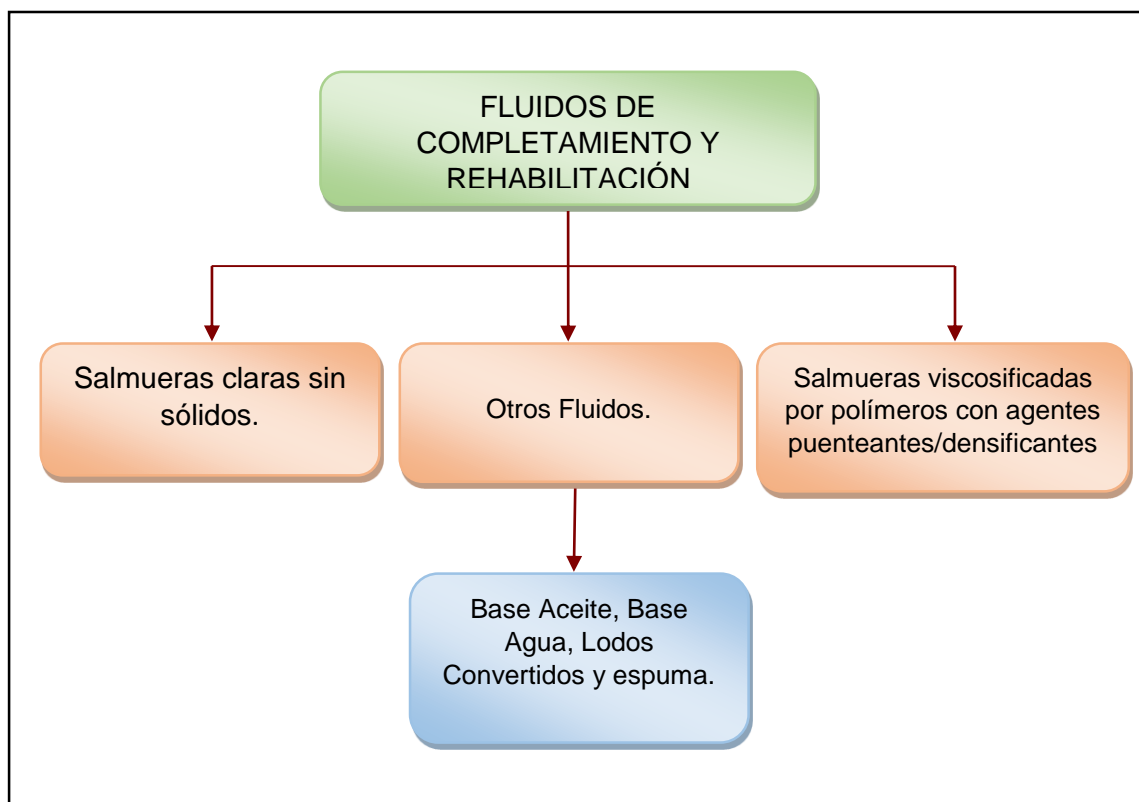
La función que cumplen los fluidos de completamiento y rehabilitación son los siguientes⁵⁶:

- Controlar las presiones subsuperficiales.
- Minimizar el daño de formación.
- Mantener la estabilidad del pozo.
- Controlar el filtrado hacia la formación.
- Transportar los sólidos.
- Mantener propiedades estables del fluido.

3.4.1 Clasificación de Fluidos de Completamiento y Rehabilitación. Los fluidos de completamiento y rehabilitación están clasificados de la siguiente manera como se observa en la **Figura 18**:

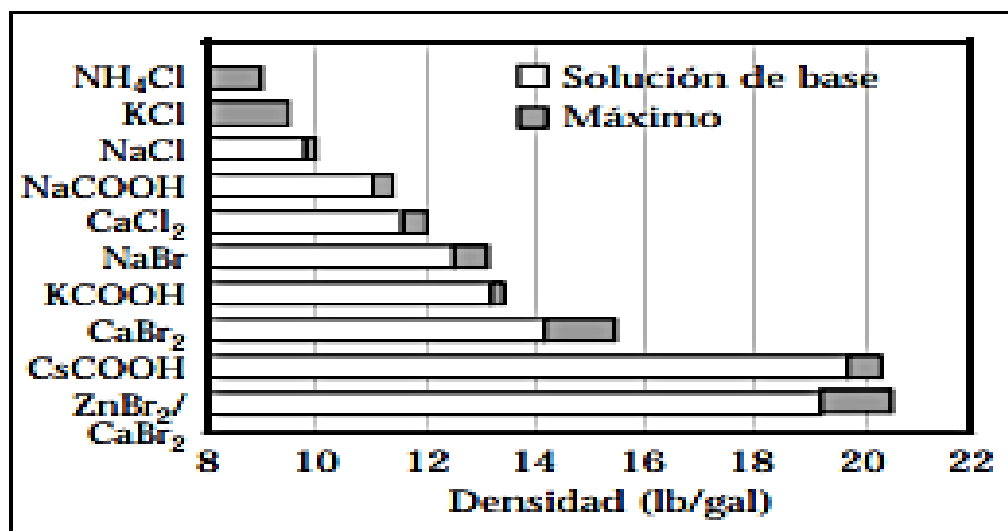
⁵⁶ SCHLUMBERGER. Tomado de Manual de Perforación MI SWACO. Dallas, Texas. p. 21B.1

Figura 18. Clasificación fluidos de completamiento y rehabilitación.



El criterio para seleccionar el tipo de fluido a utilizar en la operación de completamiento o rehabilitación, depende de la densidad, debido a las condiciones de presión y temperatura. La salmuera puede expandirse disminuyendo su densidad causando una disminución en la presión hidrostática. Para ello, la densidad de la salmuera debe ser corregida para la temperatura estándar de 70°F, que son utilizados para reportar los valores medidos. A continuación se puede observar en la **Gráfica 4.** las diferentes salmueras claras su respectiva densidad.

Gráfica 4. Rango de densidades para salmueras claras.



Fuente: Tomado de Manual de Perforación MI SWACO. Dallas, Texas. p. 21B.1

3.4.2 Sistemas de Salmueras. Los diferentes tipos de sistemas de salmueras utilizadas en las operaciones de completamiento y rehabilitación, según el Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO, son los siguientes:

- Cloruro de Amonio (NH₄Cl).
- Cloruro de Sodio (NaCl).
- Cloruro de Potasio (KCl).
- Cloruro de Calcio (CaCl₂).
- Bromuro de Sodio (NaBr).
- Bromuro de Zinc (ZnBr₂/CaBr₂).
- Bromuro de Calcio (CaBr₂).
- Formiato de Sodio (NaCOOH).
- Formiato de Potasio (KCOOH).
- Formiato de Cesio (CsCOOH).

3.4.3 Cloruro de Sodio (NaCl). (Figura 19). Comúnmente llamado sal de cocina, es muy barato y fácil de conseguir en el mundo. Normalmente este producto químico, puede llegar a tener una densidad de hasta 10 lb/gal (1,20 SG).

Este tipo de salmuera sirve para aumentar la “densidad, aumentar la inhibición de lutitas reduciendo la actividad del agua, reducir la disolución de sal durante la perforación de secciones de sal de halita, reducir el punto de congelación de los fluidos base agua y reducir el potencial de formación de hidratos de gas”⁵⁷.

⁵⁷ SCHLUMBERGER. Tomado de Manual de Perforación MI SWACO, p. 21B. 11

Figura 19. Presentación del cloruro de sodio.



Fuente: Tomado de http://www.barmexinc.com/cloruro_de_sodio.html, Fecha de consulta 18 de Abril del 2016.

3.4.4 Cloruro de Calcio (CaCl_2). (Figura 20). Esta salmuera puede ser empleada para preparar fluidos o sistemas que alcancen una densidad de 11,8 Lb/gal (1,41 SG) y se puede mezclar con salmueras de mayor peso para operaciones en donde se requiere tener una alta densidad. Es de suma importancia que el aditivo sólido, sea cloruro de calcio anhidro (94 a 97% de granos o 95% de polvo⁵⁸), porque es recomendable que el producto presente un alto grado de pureza y que no presente contaminantes como el hierro u otros metales pesados.

El Cloruro de Calcio posee una característica particular, que otros productos no poseen porque al momento de adicionar este producto seco en agua fresca, tiende a producir calor y da una sensación de que el agua se esté calentando por si sola. Por esta razón, el cálculo para la densidad se debe realizar antes de agregar el cloruro de calcio, debido al aumento de la temperatura que afecta directamente a la salmuera disminuyendo su densidad una vez se ha mezclado y adicionado el cloruro de calcio. Como consecuencia del incremento de la temperatura se aumenta la solubilidad de la sal, provocando una disminución de la densidad.

Esta salmuera puede causar corrosión en las tuberías y equipos, debido a que son ligeramente alcalinas, por lo cual es recomendable utilizar inhibidores de corrosión de forma preventiva.

⁵⁸ SCHLUMBERGER. Tomado Según Manual de Perforación MI SWACO, p. 21b. 11

Figuras 20. Presentación del cloruro de calcio.



Fuente: Tomado de http://www.barmexinc.com/cloruro_de_calcio.html,
Fecha de consulta 16 de Abril del 2016.

3.4.5 Formiato de Sodio (NaCOOH). (Figura 21). Esta salmuera ha tenido una mayor aceptación, con respecto a los fluidos a base de Cloruros y Bromuros, por tener mejores características y propiedades de HSE (Health, Security and Enviroment), lo que la convierte en una alternativa para reducir el impacto ambiental que es generado por otro tipos de salmueras. El formiato de sodio puede ser una alternativa a las salmueras a base de cloruros y poseen una densidad de hasta 11 Lb/gal (1,32 SG), que en ocasiones son utilizados como base para algunos fluidos de perforación.

Además, el formiato de sodio brinda una mayor estabilidad térmica a los polímeros naturales como los viscosificantes.

Figura 21. Presentación del formiato de sodio.



Fuente: Tomado de <http://tenor-chem.es/2-5-sodium-formate/162381>, Fecha de consulta 16 de Abril del 2016.

3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Es importante conocer las diferentes propiedades que poseen los sistemas de fluidos, porque son los parámetros que se van a controlar en las operaciones de perforación y completamiento. Con estas propiedades que a continuación se describirán, podemos conocer los contaminantes presentes en el sistema, aumentar el rendimiento de la velocidad de penetración, el control de los fluidos de la formación, la estabilidad del pozo entre otras.

3.5.1 Densidad. Es una propiedad relevante porque permite que el lodo soporte las presiones ejercidas por la formación a través del pozo. Es clave tener un control periódico de esta propiedad en campo, pues se puede evitar y controlar el influjo de fluidos no deseados dentro del pozo y/o la zona de interés. Adicionalmente, el control apropiado del peso o de la densidad del lodo, genera una óptima tasa de perforación y evita las pérdidas de circulación para lodos con baja densidad, mientras que los lodos de alta densidad son utilizados para controlar patadas y colapso del pozo en las zonas donde la formación presenta problemas. La densidad esta expresada por la letra ρ =masa sobre el volumen del lodo y se puede hallar de la siguiente manera en las **Ecuaciones 5 y 6**:

Ecuación 5. Presión hidrostática

$$Ph = h_{\text{Prof.}} \cdot \rho_{\text{Densidad lodo}} \cdot \nabla_{\text{Grad.}}$$

Fuente. SCHLUMBERGER. Tomado Según Manual de Perforación MI SWACO, p. 21b. 11

Ecuación.6 Densidad del lodo

$$\rho_{\text{Densidad lodo}} = \frac{Ph}{h_{\text{Prof.}} \cdot \nabla_{\text{Grad.}}}$$

Fuente. SCHLUMBERGER. Tomado Según Manual de Perforación MI SWACO, p. 21b. 11

Para el sistema de Unidades Internacionales (SI):

P_h = Presión hidrostática (Kpa)

h = Profundidad del pozo (m)

ρ = Densidad del lodo (kg/m^3)

$\nabla_{\text{Grad.}} = 0,00981$

Para el sistema de Unidades Inglesas:

P_h = Presión hidrostática (psi)

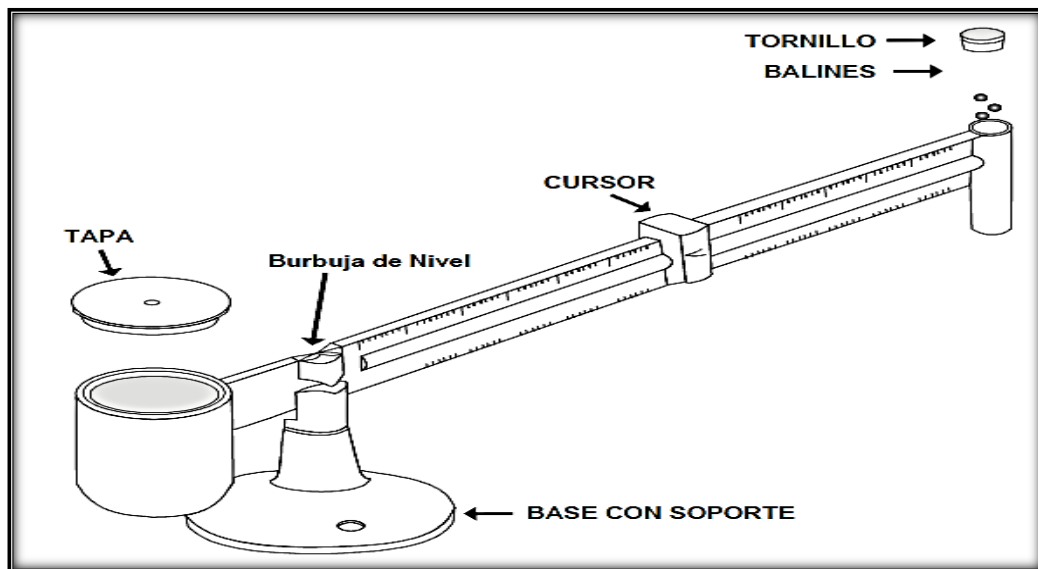
h = Profundidad del pozo (ft)

ρ = Densidad del lodo (lb/Gal)

$\nabla_{\text{Grad.}} = 0,052$

La densidad del lodo es medida por medio de una balanza, como se observa en la **Figura 22.**, teniendo en cuenta que la muestra de lodo no presente al medir, burbujas de aire, ni sólidos diferentes a los que componen la muestra de lodo ni tampoco otros fluidos diferentes a los que se van a pesar.

Figura 22. Balanza de lodo.



Fuente: Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Sección 2 p. 2

3.5.1.1 Procedimiento. Como recomendación se debe tener en cuenta que la balanza de lodo este limpia y puesta sobre una superficie plana.

1. Se mide y registra la temperatura del fluido de perforación.
2. Se procede a verter el lodo en la copa de tal forma que se llene. Después, se toma la tapa y se coloca sobre la copa, cerciorarse de que quede bien asentada la tapa y que por el orificio situado en la tapa se riegue un poco de fluido.
3. Una vez esto pase, se procede a limpiar los excesos de fluido que se hayan desbordado de la copa.
4. En este punto el brazo graduado se sitúa sobre el pivót o la base con soporte para que se balancee moviendo el cursor de tal manera que la burbuja de nivel quede en la mitad de la línea central o la nivelación sea correcta.
5. Proceder a registrar el valor de la densidad del fluido al valor más cercano de 0,01 g/ml o 10 kg/m³ (0,1 lb/gal o 0,5 lb/ft³) teniendo como referencia la densidad de agua que es 1 g/ml o 8,33 lb/gal.

3.5.2 Método alternativo para medir la densidad. Este método alternativo brinda mediciones con mayor exactitud en sus valores, debido al principio con el cual trabaja, removiendo las burbujas de gas o aire que quedan atrapadas en el fluido y que a su vez trabaja como lo hace la balanza convencional de lodo, exceptuando que esta balanza es presurizada. Observando la **Figura 23**, la balanza se compone de un vaso con volumen fijo en la cual se vierte el lodo, tiene una tapa a rosca sellada con una válvula en la tapa que permite conectar una bomba manual pequeña de tipo pistón utilizada para presurizar el contenido del vaso. También posee una barra graduada con unas contrapesas en el otro extremo.

Figura 23. Balanza de lodo presurizada.



Fuente: Tomada de los Laboratorios Halliburton Latín América S.A

3.5.2.1 Procedimiento. Normalmente esta balanza se utiliza para fluidos que poseen mayor viscosidad que la del agua, como por ejemplo, fluidos con polímeros o goma xántica. Los pasos a seguir para medir la densidad son:

1. Se mide y registra la temperatura del fluido de perforación.
2. Se vierte el fluido dentro del vaso de la balanza presurizada, llenándolo hasta aproximadamente unos 6,5 mm por debajo del borde del vaso.
3. Se coloca la tapa en el recipiente con la válvula de retención fijado en la posición hacia abajo (abierto). Empujando la tapa hacia abajo en la boca de la copa hasta que la superficie de contacto entre el faldón exterior de la tapa y el borde superior de la taza se realice. Cualquier exceso de fluido de perforación será expulsado a través de la válvula de retención. Cuando la tapa se ha colocado en la copa, se debe tirar de la válvula de retención hasta la posición cerrada, enjuagar la copa con agua, y enroscar la tapa roscada en la copa.
4. El émbolo de presurización es similar al funcionamiento de una jeringa. Llenar el émbolo sumergiendo su extremo en el fluido de perforación con el vástago del pistón completamente dentro. A continuación, halar el vástago del pistón hacia arriba, llenando así el cilindro con fluido de perforación. Este volumen debe ser expulsado con la acción del émbolo y volver a llenar con muestra fresca de fluido de perforación para asegurar que este volumen no se diluya y quede contenido con el fluido que está dentro de la copa.
5. Una vez la bomba manual no deja inyectar más fluido, se procede a retirar la bomba de manera lenta y al mismo tiempo presionando el vástago de tal manera que la válvula de la tapa quede en posición de cerrado y se eleve por encima de la tapa. Cuando ocurra esto, se ajusta el brazo de la balanza en el pivót que tiene el estuche de la balanza.
6. Se registra la densidad del fluido.

3.5.3 Reología. Está asociada con la capacidad de “limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución”⁵⁹.

3.5.4 Viscosidad. Esta propiedad permite saber la resistencia que realiza el fluido, generado por el movimiento. Esto es debido a que las moléculas internas del líquido se atraen y causan una resistencia al momento de ser atraídas, cuando aumenta la resistencia de las moléculas, se dice que el fluido posee una alta viscosidad, mientras que si disminuye esta resistencia el fluido posee una baja viscosidad. Para la perforación, se necesita un fluido que tenga la capacidad de levantar los recortes

⁵⁹ HAWKER DAVID; VOGT KAREN; ROBINSON ALLAN. Datalog Wellsite operations manual. Version 3.0 issued Marzo del 2005.p. 63

a superficie y mantenga limpio el pozo, para esto es necesario un fluido con la suficiente capacidad de realizar esta función.

Cabe resaltar que fluidos con menores viscosidades, permiten darle a la operación una mayor velocidad de perforación lo que indica tener un menor peso del lodo y menores densidades equivalentes de circulación, generado por el aumento de la presión en fondo a causa de las pérdidas de fricción.

Esta propiedad puede ser medida en campo, por medio de un aparato llamado embudo de Marsh, con el cual se puede medir la viscosidad de embudo haciendo pasar $\frac{1}{4}$ de Galón del lodo a través del embudo Marsh y registrando el tiempo en segundos que se demora el fluido en pasar por un orificio calibrado, de esta manera se mide la viscosidad. Existe otra manera para medir la viscosidad, pero esta se utiliza más en pruebas de laboratorio, por medio de viscosímetros rotacionales que buscan medir los esfuerzos de corte aplicados a diferentes velocidades. A continuación muestra un embudo Marsh (Izquierda) y un viscosímetro rotacional (Derecha) en la **Figura 24**.

3.5.4.1 Procedimiento Embudo Marsh. El embudo Marsh tiene un diámetro de seis pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de dos pulgadas de largo, con un diámetro interior de $\frac{3}{16}$ de pulgada, esta acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de $\frac{1}{16}$ de pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a $\frac{3}{4}$ de pulgada debajo de la parte superior del embudo⁶⁰. La viscosidad del embudo Marsh se expresa en seg/ $\frac{1}{4}$ de galón.

Figura 24. Viscosímetro rotacional (Izq.) y embudo Marsh (Der.)



Fuente: Tomada de Laboratorios Halliburton Latín América S.A.







⁶⁰ SCHLUMBERGER. Tomado de Manual de Fluidos de Perforación MI SWACO. Dallas, Texas.p. 3.4

1. Mantener el embudo en posición vertical, tapando el orificio inferior con el dedo haciendo pasar la muestra de lodo a través de la malla hasta que alcance la parte inferior, aproximadamente 1.500 ml.
2. Tener a mano un cronómetro, retirar el dedo del orificio y esperar a que toda la muestra de lodo llene el vaso receptor hasta la medida de 1-qt de galón (946 ml). Una vez llegue a la medida registrar el tiempo que se demoró la muestra de lodo y volver a tapar el orificio del embudo con el dedo.
3. Ajustar la lectura del tiempo al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh.
4. Registrar la temperatura de la muestra de lodo.

3.5.5 Viscosidad plástica. Depende del porcentaje de sólidos que estén presentes en el fluido, como también el tamaño y la forma de estos; para ello, es importante tener un buen control de sólidos por medio de los equipos de control de sólidos, con el fin de mejorar las propiedades reológicas y poder alcanzar altas velocidades de penetración. Esta viscosidad resulta de la interacción mecánica entre sólidos, sólidos-líquidos y líquidos-líquidos. Como se puede observar en la **Figura 24.** (Izquierda), el medidor de viscosidad directa es el viscosímetro rotacional, con ella se mide la viscosidad plástica del fluido, el punto cedente y la fuerza del gel.

Con la viscosidad plástica, se infiere que a menores valores se pueden tener altas velocidades de penetración o ROPs y valores altos indican que el fluido está muy viscoso y posee un exceso de sólidos coloidales. Este equipo funciona por medio de un motor eléctrico que hace rotar una camisa o cilindro concéntrico a diferentes RPM o revoluciones por minuto. El equipo en sí mismo, posee dos cilindros concéntricos, uno siendo la manga del rotor y el otro llamado bob o cilindro interno. La manga del rotor es llevada a una velocidad rotacional constante, que produce al fluido un torque en el cilindro interno, en donde, un muelle de torsión evita el movimiento del bob y un dial que está unido al bob indica el desplazamiento del bob. Para ello, el equipo cuenta con unas RPMs que se emplean para calcular la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel que se miden a través de las lecturas de $\theta 600$, $\theta 300$, $\theta 200$, $\theta 100$, $\theta 6$ y $\theta 3$. En la **Tabla 16.** se observan las velocidades de alta y de baja velocidad y cómo funcionan con respecto al movimiento de la perilla y el interruptor para ajustar la velocidad requerida.

Tabla 16. Posicionamiento de la perilla y el interruptor a diferentes velocidades.

Viscosímetro de Lectura Directa / Procedimiento			
Lectura@	Posición		Ilustración
	Perilla	Interruptor	
600 RPM	BAJA	ALTA	
300 RPM	BAJA	BAJA	
200 RPM	ALTA	ALTA	
100 RPM	ALTA	BAJA	
6 RPM	MEDIA	ALTA	
3 RPM	MEDIA	BAJA	

Fuente: Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. p. 42

3.5.5.1 Procedimiento viscosidad plástica. Los pasos para registrar la viscosidad plástica son:

1. Conectar el viscosímetro a una fuente de poder, junto con la termo copa.
2. Verter la muestra de fluido en la termo copa, con el objetivo de nivelar la superficie del lodo con la línea trazada del manguito del rotor.
3. Para un lodo base agua calentar la muestra a 120°F (49°C) y para un lodo base aceite a 150°F (65°C). Se deja agitando la muestra a una velocidad de 600 RPM, hasta que la temperatura se estabilice.
4. Con la temperatura estabilizada, posicionar el interruptor en alta con la perilla baja para ver la lectura de 600, esperar que el cuadrante indique un valor constante y se pueda leer la lectura. Luego cambiar la velocidad mientras el motor se encuentre en marcha para cada cambio de velocidad.
5. Posicionar el interruptor en baja con la perilla baja para ver la lectura de 300, esperar que el cuadrante indique un valor constante y leer la lectura.
6. A partir de ambas lecturas hallar la viscosidad plástica y el punto cedente de la muestra de fluido de la siguiente manera como se observa en las **Ecuaciones 7** y **8**.

Ecuación 7. Viscosidad plástica.

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente. Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas, Texas. p. 3.7

En donde:

VP= Viscosidad plástica (cP=centipoise)

$\theta 600$ = Lectura de $\theta 600$

$\theta 300$ = Lectura de $\theta 300$

Ecuación 8. Punto cedente.

$$Pc = VP - \theta 300$$

Fuente. Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas, Texas. p. 3.7

En donde:

Pc= Punto cedente (lb/100ft²)

Con estos valores también se puede obtener la viscosidad aparente, como se observa en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Viscosidad aparente.

$$Vap = \theta 600 / 2$$

Fuente. Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas, Texas. p. 3.8

En donde:

Vap= Viscosidad aparente (cP)

3.5.6 Esfuerzo de gel. Por medio de esta propiedad se mide la resistencia del fluido al dejarlo en reposo para ver cómo se comporta la viscosidad al volverlo a revolucionar, esto se llama **romper geles**, para ello se hace una prueba de “Gel inicial” y “Gel final”. Esto simula las paradas que se realizan en la perforación, demostrando que un gel inicial después de 10 segundos se va a comportar diferente al dejar el lodo en reposo después de 10 minutos. En el viscosímetro esta lectura se puede apreciar como la máxima deflexión del dial una vez se ha puesto la velocidad del rotor a $\theta 3$ RPM. Debido a que el lodo si es dejado por mucho tiempo

en reposo, va a gelificarse y por ende aumentará su viscosidad. Si esto llega a pasar y la lectura observada después de 10 minutos es el doble a la de 10 segundos, se corre la prueba de 30 minutos en reposo.

3.5.6.1 Procedimiento. Esta prueba se puede realizar después de haber registrado las lecturas de $\theta 600$, $\theta 300$, $\theta 200$, $\theta 100$, $\theta 6$ y $\theta 3$.

1. Se comienza agitando la muestra a $\theta 600$ RPM durante 10 segundos.
2. Se apaga el rotor colocando el interruptor en la mitad y esperar a que el rotor se detenga. Mientras tanto se eleva la perilla a la posición neutral.
3. Trascorrido los 10 segundos, ubicar el interruptor en la posición de baja haciendo que el rotor se mueva en la velocidad de $\theta 300$ para registrar a máxima deflexión en $\text{lb}/100\text{ft}^2$. Esta es la lectura de “Gel inicial”.
4. Para la lectura de “Gel final”, repetir los pasos 1, 2 y 3, sólo que esta vez no se esperan 10 segundos después de dejar en la mitad el interruptor, si no se debe esperar 10 minutos. De esta manera se obtiene la lectura de “Gel final”.

Nota: Teniendo en cuenta la condición para realizar la lectura de 30 minutos, se realizan los mismos pasos, solo cambia el tiempo de espera cuando se pone en neutro el interruptor.

3.5.7 Filtrado API. El filtrado API es el equivalente a la cantidad de líquido que pierde el fluido o el lodo a través de un medio permeable como las paredes de la formación, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Si existe mucha pérdida de fluido, puede causar una deshidratación del fluido ocasionando problemas en el hueco como pega de tubería, derrumbes de la formación, bloqueo de los poros de la zona productora entre otros. Estos problemas resultan de la afinidad de los productos químicos y de la formación, por eso se deben seleccionar adecuadamente los aditivos de controlador de filtrado para que no ocurran estos problemas.

La prueba se realiza a temperatura ambiente, a una presión de 100 psi y se debe dejar a estas condiciones durante media hora, en donde se precipitará la cantidad de filtrado o líquido en una probeta, determinando así la cantidad de filtrado. Al terminar la prueba, aparte de medir el filtrado, se mide el espesor del cake o revoque, el objetivo del cake es brindarle una protección a la formación para evitar derrumbes esperando que el cake sea lo más uniformemente posible a lo largo del hueco. El cake esta expresado por treintaidosavos de pulgada y el filtrado como cantidad de mililitros perdidos en 30 minutos. En la **Figura 25**, se puede observar un filtro prensa de filtrado API de baja temperatura y baja presión que son utilizadas para sistemas de fluido base agua. Para los sistemas de fluido base aceite se utilizan los filtrados de HT-HP (alta temperatura y alta presión).

Figura 25. Filtro prensa API



Fuente Tomada de Laboratorios Halliburton Latín América S.A.

3.5.7.1 Procedimiento. La filtro prensa API está compuesta por una tapa base, empaadura de caucho, malla de 60 mesh, hoja de papel filtro, empaadura de caucho, celda, la prensa, probeta de 10 centímetros cúbicos (cc), cronómetro y fuente de presión para comprimir el fluido.

1. Primero se realiza el ensamblaje completo de la filtro prensa, tomando la tapa base, acomodándole una empaadura de caucho, la malla de 60 mesh, el papel filtro y por último la empaadura de caucho, todo esto en el mismo orden. Luego ensamblar la celda con la tapa base de tal forma que quede asentada en la última empaadura de caucho y quede herméticamente cerrado. Se monta la celda en la prensa.
2. Una vez se tiene el montaje, se procede a verter la muestra de lodo adentro de la celda hasta $\frac{1}{4}$ de pulgada de la junta de la celda y se coloca la tapa donde está la válvula de alivio con la manguera conectada a la fuente de presión. Se atornilla la tapa con el tornillo de la prensa y se presuriza a 100 psi durante 30 minutos.
3. Pasado los 30 minutos, se registra la cantidad de filtrado en ml.
4. Se desmonta la celda, se desecha el lodo, con mucho cuidado recuperando el papel filtro y lavando el revoque para limpiar el exceso de lodo que pueda haber. Medir el espesor del revoque con una regla y registrar la medida treintaidosavo de pulgada.

3.5.8 pH (Potencial de Hidrógeno). En las operaciones de campo, el pH sirve como agente controlador para indicar de una manera cualitativa, si el fluido de perforación está sufriendo cambios por la presencia de contaminantes, o si los aditivos no se están solubilizando apropiadamente o si están presentes en el fluido agentes corrosivos causados por ácidos o sulfuros. Normalmente, “un lodo puede trabajar en un rango específico de pH, por ejemplo cuando el pH varia de 7,5 a 9, 5, el fluido es de bajo pH y cuando varia de 9,5 a 11,5 es de pH alto”, esto según lo indica el Manual de Fluidos de Perforación PDVSA Cied. Existen dos formas de registrar el pH de un lodo base agua dulce, usando tiras de papel indicador o de colores y el otro por un equipo llamado pH metro. Ambos miden la cantidad de iones hidroxilo presentes en el fluido solo que uno lo hace por un método colorimétrico y el otro de manera más exacta, usando un electrodo de vidrio como se puede observar en la **Figura 26.** (Izquierda).

Figura 26. pH Metro (Izquierda) y papel indicador (Derecha)



Fuente: Tomada de Laboratorios Halliburton Latín América S.A.

3.5.8.1 Procedimiento. Según el manual de perforación de MI SWACO⁶¹, es recomendable realizar la calibración y verificación del pH metro antes de efectuar cualquier tipo de medición, por medio de las soluciones estabilizadoras, como se puede observar en la **Figura 26.** parte izquierda, están 3 tipos de soluciones estabilizadoras, una de pH 10 (Azul), otra de pH 7 (Amarilla) y la última de pH 4 (Rojo). Esto se ejecutá colocando el electrodo, primero en la solución estabilizadora de pH 7, luego en la de pH 10 y por último en la de pH 4, se verifican los valores obtenidos y se registra la temperatura de las tres soluciones estabilizadoras, de esta forma y según el equipo, se remonta a las tablas de calibración del proveedor de valores de pH a diferentes temperaturas para cada solución. Esto con el fin de verificar el calibrado del equipo, introduciendo el electrodo en estas soluciones

⁶¹ Tomado de Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas, Texas. p. 3.9

comprobando que el pH sea el correspondiente para cada solución amortiguadora. En el caso del papel indicador, se toman las mediciones del pH dependiendo de la marca y el patrón de colores que utilizan para designar los valores de pH.

El pH metro está compuesto por un medidor electrónico que va conectado al electrodo, el cual utiliza un frasco con solución amortiguadora de pH 7 para guardar y proteger el electrodo. Como se indica anteriormente, deben estar las soluciones amortiguadoras de pH 4, 7 y 10.

El papel indicador viene con una carta de colores, que al momento de ser utilizado para tomar el pH y al entrar en contacto con la muestra del fluido, éste cambiará su tonalidad; de acuerdo con el color que se aprecie, se procederá a revisar su respectivo valor en la carta de colores. Usualmente, estos patrones de colores varían con la marca del papel indicador, pero todos vienen con sus respectivos valores de pH y se encuentran en la caja donde viene el papel indicador. A continuación se indicará el procedimiento para el pH metro en primera instancia y luego el del papel indicador.

1. Destapar la caja contenedora del pH metro y proceder a retirar el electrodo del frasco almacenador y encender el medidor eléctrico o aparato.
2. Verificar que el equipo este calibrado.
3. Proceder a sumergir el electrodo en la muestra de fluido que se le va a registrar el pH. Esperar de 30 a 60 segundos que se estabilice la lectura del pH.
4. Registrar el pH.
5. Se retira el electrodo de la muestra de fluido y se limpia con agua desionizada para remover el fluido adherido al electrodo y el tubo del electrodo.

Recomendación: Limpiar muy bien el electrodo con abundante agua desionizada y un trapo limpio para evitar la contaminación del frasco almacenador con la solución estabilizadora de pH 7.

6. Se apaga el medidor eléctrico, se guarda el electrodo en el frasco almacenador y se cierra la tapa de la caja contenedora del equipo.

Para el papel indicador,

1. Se debe sacar un papel indicador limpio de la caja.
2. Proceder a sumergir el papel de tal manera que todos los colores queden por debajo de la superficie del lodo y esperar aproximadamente 30 segundos para que el pH se estabilice.
3. Retirar el papel y enjuagar el papel indicador con agua des ionizada, evitando pasar un trapo para limpiar el papel indicador.
4. Comparar los colores obtenidos con el patrón de colores que viene en la caja del papel indicador.
5. Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.

3.5.9 Contenido de arena. El objetivo de esta prueba consiste en medir el porcentaje de arena que está siendo incorporada al sistema después de retornar del pozo. Por medio de esta prueba se puede saber si las mallas están conteniendo la mayor cantidad posible de sólidos y arena que son removidos del pozo. El equipo que se utiliza es un juego de determinación de arena, el cual es de uso fácil y práctico. Usualmente en campo, un porcentaje aceptado de contenido de arena del 20%, a porcentaje mayores se indica que existe un problema con el sistema de remoción de sólidos o posiblemente la formación está soltando demasiada arena y esto puede causar un problema grave de arenamiento del pozo.

3.5.9.1 Procedimiento. “El juego de determinación de arena está compuesto por un tubo medidor (Zanahoria) que esta graduada en porcentaje para determinar la cantidad de arena presente, un embudo con una malla que viene en otro tubo ajustable al embudo, una malla de 74 micrones o malla de 200 y un diámetro de dos y media pulgadas”⁶² como se muestra en la **Figura 27**.

Figura 27. Juego de determinación de arena.



Fuente: Tomado de Manual de Perforación MI SWACO. Dallas, Texas. p. 3.11

1. “Llenar de lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca señalada. Añadir agua hasta la siguiente marca. Tapar la boca del tubo con el pulgar y agitar energéticamente.
2. Verter la mezcla sobre la malla, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre la malla. Repetir hasta que el agua de lavado este clara.
3. Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio. Usando un chorro fino de agua

⁶² Tomado de Manual de Perforación MI SWACO. Dallas, Texas. p. 3.11

pulverizada, enjuagar la malla para arrastrar la arena dentro del tubo. Esperar que la arena se asiente. Usando las graduaciones del tubo, leer el volumen de arena”.

3.5.10 Retorta (Contenido de Líquidos o Sólidos). Esta prueba tiene como objetivo medir la cantidad de sólidos y líquidos contenidos en el fluido de perforación. La retorta posee un horno, que ayuda a calentar el fluido, generando la evaporación de todos los componentes líquidos del lodo. Estos vapores atraviesan un condensador y vienen a condensarse en una probeta graduada en porcentaje, para facilitar la medida del volumen del agua, el petróleo y el líquido. Se puede identificar de igual manera la cantidad de sólidos disueltos y suspendidos, restando el volumen del líquido con el 100%, representado como la medida máxima de la probeta graduada.

Las retortas están disponibles para muestras de lodo de 10, 20 o 50 ml y se compone de un montaje de la retorta, el cual incluye una copa y una tapa construida con acero inoxidable de 303 o equivalente. La copa debe venir graduada, dependiendo de la cantidad de volumen de muestra para 10, 20 y 50 ml. También debe venir un condensador capaz de enfriar los vapores del agua y del aceite; una camisa de calefacción con una potencia nominal de 350 W y por último un controlador de temperatura capaz de limitar la temperatura por debajo de $500^{\circ}\text{C} \pm 40^{\circ}\text{C}$ ($930^{\circ}\text{F} \pm 70^{\circ}\text{C}$). Para el receptor del vapor de los fluidos, o la probeta graduada es necesario que sea graduada en mililitros para usarlo como porcentaje, que sea transparente, la precisión sea acorde a la mostrada en la **Tabla 17**. con un grado de calibración de 20°C (68°C) y por último una esponja fina de alambre de acero, limpia.

A continuación en la **Figura 28**. se observa una retorta utilizada en campo y en laboratorio.

Figura 28. Retorta



Fuente Tomada del Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas, Texas. p. 3.12

Tabla 17. Tabla de precisión de líquido para el recipiente.

		Total volume			
		10 ml	20 ml	50 ml	50 ml tapered
Precision	(0 % to 100 %)	±0,05 ml	±0,10 ml	±0,25 ml	—
	(0 % to 100 %)	0,10 ml	0,10 ml	0,50 ml	—
Frequency of graduation marks	(0 % to 5 %)	—	—	—	0,05 ml
	(5 % to 100 %)	—	—	—	0,25 ml

Fuente: Tomado de Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids, API Recommended Practice 13B-1

3.5.10.1 Procedimiento. Los siguientes son los pasos para realizar la prueba de retorta⁶³:

1. Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.

⁶³ Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas Texas. p. 3.12

2. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10, 20 y 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
3. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas del acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
4. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que esta calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
5. Conectar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.
6. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
7. Leer el porcentaje de agua, de petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución amortizada ayudaran a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
8. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje en la retorta.
9. Hacer circular un producto limpiador a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener integro el calibre de los orificios.

3.5.11 Capacidad de Azul de Metileno (MBT). Esta prueba permite medir la concentración total de solidos arcillosos que contiene la muestra de lodo. El equipo utilizado para realizar la prueba es el siguiente:

- Jeringa de 3 ml, bureta de 10 ml.
- Micropipeta de 0,5 ml.
- Matraz Erlenmeyer de 250 ml con tapón de caucho.
- Bureta o pipeta de 10 ml.
- Cilindro graduado de 50 ml.
- Varilla de agitación.
- Placa calentadora.
- Papel filtro: 11 cm de diámetro, Whatman N°1 o equivalente.

Los reactivos a usar son:

- Solución de Azul de Metileno: 1ml = 0,01 ml equivalentes 3,74 g de Azul de Metileno de calidad USP ($C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3H_2O$) por litro.
- Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.

- Solución de ácido sulfúrico 5 N.

En la **Figura 29.** se muestra un kit para realizar la prueba de MBT, con los equipos y reactivos ya descritos.

Figura 29. Kit para la prueba de MBT.



Fuente Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied p 63.

3.5.11.1 Procedimiento. Los pasos para hallar la capacidad de azul de metileno y las ecuaciones (**Ecuaciones 10-11**) son⁶⁴:

1. Añadir 2 ml de lodo (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10 ml de reactivo) a 10 ml de agua en el matraz Erlenmeyer. Añadir 15 ml de peróxido de hidrogeno de 3% y 0,5 ml de la solución de ácido sulfúrico 5 N, y mezclar revolviéndolo antes de calentar. Hervir a fuego lento durante 10 minutos. Diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50 ml.
2. Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5 ml de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocar sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.
3. Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, el punto final de la valoración ha sido alcanzado. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.
4. Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado.

⁶⁴ Manual de Perforación de MI SWACO, Dallas Texas. Febrero 14 del 2001. p. 3.14

Con la **Ecuación 10** se puede hallar la capacidad de azul de metileno (MBC) del lodo Según el sistema inglés.

Ecuación 10. Capacidad de azul de metileno (MNC) para sistema inglés

$$\text{MBC (lb/bbl)} = (\text{cm}^3 \text{ de azul de metileno/cm}^3 \text{ de lodo}) \times 5$$

Fuente. Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. p 64

Para el sistema métrico se utiliza la **Ecuación 11**,

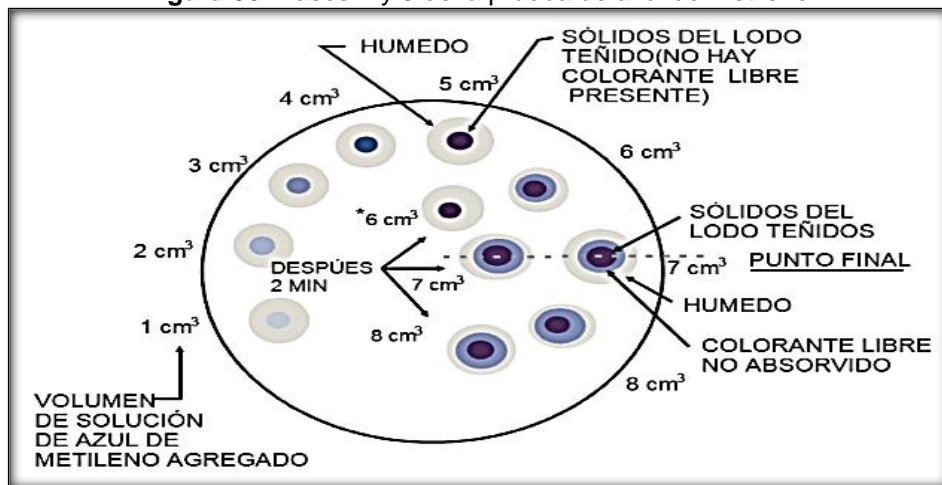
Ecuación 11. Capacidad de azul de metileno (MNC) para sistema métrico.

$$\text{MBC (kg/m}^3\text{)} = (\text{cm}^3 \text{ de azul de metileno/ cm}^3 \text{ de lodo}) \times 14$$

Fuente. Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. p 64

A continuación se puede identificar en la **Figura 30** los pasos 2 y 3 del procedimiento de la prueba de azul de metileno.

Figura 30. Pasos 2 y 3 de la prueba de azul de metileno.



Fuente: Tomado de Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. p 64.

3.5.12 Pruebas Químicas. Las pruebas químicas son realizadas al lodo y al filtrado del lodo, así como también al agua de preparación y mantenimiento del fluido, con el fin de encontrar contaminantes o sales disueltas que pueden afectar

el desempeño del lodo y generar problemas a la misma operación. Estos contaminantes pueden ser el calcio, magnesio, cloruros, carbonatos, bicarbonato entre otros.

Las principales pruebas químicas que se le realizan a los lodos son,

- Pm (Alcalinidad del lodo)
- Pf (Alcalinidad del filtrado)
- Mf (Alcalinidad del filtrado)
- Dureza

3.5.12.1 Dureza. Esta prueba química permite conocer la cantidad de calcio y cloruros presentes dentro del fluido en ppm. Es fundamental realizar previamente la prueba de filtrado API antes de aplicar la prueba de dureza.

El calcio es un contaminante que afecta las propiedades del lodo y disminuye el rendimiento de las arcillas presentes en el lodo, que son utilizadas para brindarle peso al lodo. Por esto, es importante tratar el calcio para evitar este tipo de problemas y se puede tratar por medio de la adición de carbonato de sodio para que se pueda precipitar el calcio como un sólido inerte. A continuación se explicará el procedimiento realizado para la determinación de calcios, utilizando los siguientes materiales y reactivos, como lo son la solución Buffer, indicador de dureza, solución de versenato, pipeta de 5 cm³ y 10 cm³ y agua destilada.

3.5.12.1.1 Procedimiento para calcios. Los pasos a seguir son⁶⁵:

1. Agregar 25 cm³ de agua destilada.
2. Agregar 40 gotas (2 cm³) de amortiguador de dureza Hardness Buffer.
3. Agregar de 2 a 6 gotas de indicador de dureza. Si se desarrolló un color vino tinto, indica que hay iones de calcio y de magnesio en el agua. En caso de ser cierto agregar gota a gota solución de versenato hasta obtener un color azul.
4. Agregar 1 cm³ de filtrado. Si este contiene calcio se obtendrá un color vino tinto. Si esto es cierto, agregar gota a gota y en agitación continúa solución de versenato (400 mg/lit) hasta obtener un color azul. Cuando el filtrado se encuentra encubierto (oscuro), el cambio da un color de gris pizarra.
5. Registrar la cantidad de calcio como el número de cm³ versenato gastado.

Ecuación 12. Cantidad de calcios (ppm).

$$\text{Ca}^{++} (\text{ppm}) = \text{Versenato (gastado)} \times 400$$

Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p.54

⁶⁵ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p.54

3.5.12.1.2 Procedimiento para cloruros. Según PDVSA⁶⁶ los cloruros afectan de manera significativa la reología de los lodos base agua, generando así un problema de floculación en el lodo. Por esta razón, es necesario controlar y monitorear la concentración de cloruros presentes en el lodo, cuando retorna del pozo. Esta prueba utiliza los siguientes materiales: Cromato de potasio, nitrato de plata, Ácido sulfúrico, agua destilada y dos pipetas, una de 1 cm³ y la otra de 10 cm³.

1. Colocar 1 cm³ de filtrado en un recipiente.
2. Agregar 2 a 3 gotas de fenolftaleína.
3. Si un color rosado aparece, titular con ácido sulfúrico (0,02 N) hasta que el color desaparezca.
4. Añadir 25 cm³ de agua destilada.
5. Agregar 5 a 10 gotas de Cromato de potasio.
6. Titular con nitrato de plata hasta que el color amarillo cambie a rojo ladrillo y permanezca por 30 segundos.

Registrar la cantidad de cloruro por el número de cm³ de nitrato de plata, gastados.

Nota: La agitación debe ser continua. Dependiendo de la concentración seleccionada de lodo o el tipo de fluido, (base agua o base aceite) se usa la **Ecuación 13.** o la **Ecuación 14.** para conocer la cantidad de cloruros.

Ecuación 13. Cantidad cloruros para lodos base agua (ppm)

$$Cl \text{ (ppm)} = \text{cm}^3 \text{ nitrato de plata (gastados)} \times 1000$$

Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p. 56

Ecuación 14. Cantidad de cloruros para lodos base aceite.

$$Cl \text{ (ppm)} = \text{cm}^3 \text{ nitrato de plata (gastados)} \times 10000$$

Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p. 56

3.5.12.2 Pf (Alcalinidad del filtrado). Esta prueba está asociada a la alcalinidad del fluido, para conocer de manera cualitativa (**Tabla 18**). que iones de OH⁻, CO₃ y HCO₃⁻ están presentes en el filtrado. Se puede definir la alcalinidad “como la concentración de iones solubles en el agua que pueden neutralizar el ácido”⁶⁷. Estos iones (OH⁻, CO₃ y HCO₃⁻) son utilizados para determinar el tipo de contaminante presente en el hoyo y la cantidad aproximada presente dentro del lodo, la cual afecta la estabilidad del pozo.

Esta situación se puede monitorear en campo por medio del pH, el cual indica que tan ácido o básico se encuentra el lodo. La alcalinidad permite identificar que ion o iones son los causantes de la acidez o la basicidad del fluido. Existe una correlación

⁶⁶ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p. 55

⁶⁷ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. p. 56

entre el pH y el Pf que se muestra a continuación en la **Tabla 18.**, que permite hacer un cálculo aproximado del Pf.

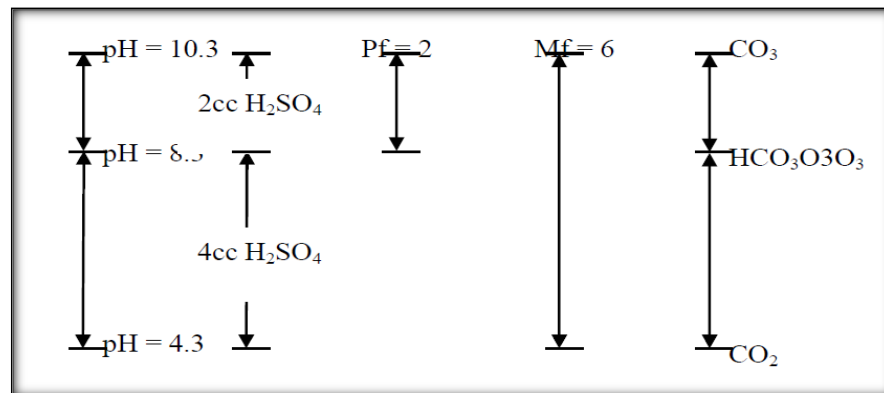
Tabla 18. Correlación entre el pH y el Pf.

Ph	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
Pf	Trazas	0.10	0.25	0.30	0.50	0.70	0.80	1.00	3.00	5.00	7.00

Fuente: Manual de fluidos de perforación PDVSA cied p 74.

El Pf y el Mf van de la mano y son utilizados para conocer el tipo de contaminante presente en el fluido, por esto en la prueba son usados unos indicadores. Para el Pf el indicador es la fenolftaleína y se define como los cm^3 de ácido sulfúrico N/50 que se requieren por cm^3 de filtrado, para llevar el pH del fluido a 8.3. Mientras que para el Mf el indicador es el anaranjado de metilo y se define como los cm^3 de ácido sulfúrico N/50 que se requieren por filtrado, para llevar el pH del fluido a 4.3. A continuación se puede observar en la **Figura 31.** El concepto de Pf y Mf.

Figura 31. Concepto gráfico del Pf y el Mf.



Fuente: Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Tema 1, p. 9

Esto se puede explicar cómo la cantidad de ácido sulfúrico utilizada para determinar el Pf, que se requiere para convertir los carbonatos (CO_3) a bicarbonatos (HCO_3), y la empleada para titular del Pf al Mf, es la necesaria para convertir los bicarbonatos (HCO_3) a dióxido de carbono (CO_2).

En la **Tabla 19** se puede observar la relación entre el Pf y el Mf y el ion presente que está originando la alcalinidad.

Tabla 19. Relación del Pf y el Mf para conocer el contaminante del fluido.

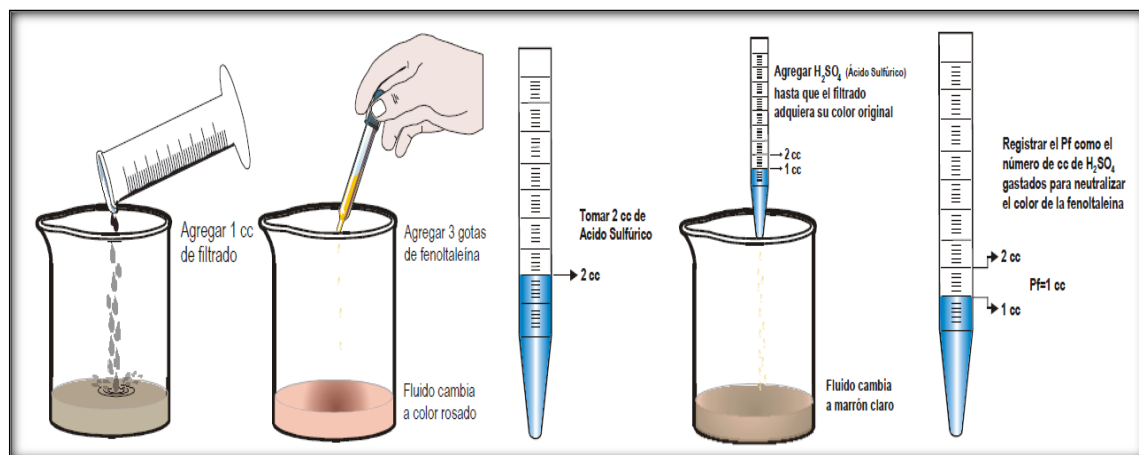
Alcalinidad	Ion	EPM	ppm
Pf = 0	HCO_3^-	20 Mf	1220 Mf
2 Pf < Mf	HCO_3^- ,	20 (Mf - 2Pf)	1220 (Mf - 2 Pf)
	$\text{CO}_3^{=}$	4 Pf	1200 Pf
2 Pf = Mf	$\text{CO}_3^{=}$	40 Pf	1200 Pf
2 pf > Mf	$\text{CO}_3^{=}$,	40 (Mf - Pf)	1200 (Mf - Pf)
	OH	20 (2Pf - Mf)	340 (2Pf - Mf)
Pf = Mf	OH ⁻	20 Pf	340 Pf

Fuente: Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Tema 1, p. 9

3.5.12.2.1 Procedimiento Pf. El procedimiento para determinar el Pf lo muestra la **Figura 32.** de la siguiente manera⁶⁸:

1. Colocar 1 cm³ de filtrado en un recipiente.
2. Agregar 2 o 3 gotas de fenolftaleína, hasta obtener un color rosado.
3. Agregar ácido sulfúrico (0.02N), hasta que el filtrado adquiera su color original.
4. Registrar el Pf como el número de cm³ de ácido sulfúrico gastados para neutralizar el color de la fenolftaleína.

Figura 32. Procedimiento para la determinación del Pf.



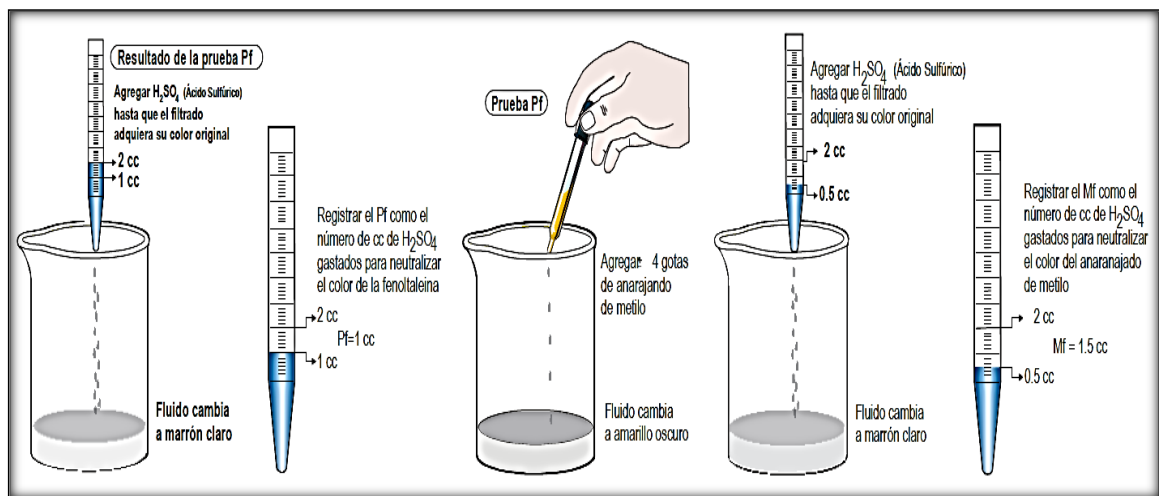
Fuente: Manual de fluidos de perforación PDVSA cied p 60.

⁶⁸ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera Versión, Agosto de 2002.p, 57

3.5.12.2 Procedimiento Mf. Los pasos para hallar el Mf son (Figura 33)⁶⁹:

1. Agregar la muestra que ha sido titulada al punto final del Pf más o menos 4 gotas de anaranjado de metilo, hasta obtener un color amarillo oscuro.
2. Agregar ácido sulfúrico (0-02 N) gota a gota hasta que el color del indicador cambie de amarillo naranja a marrón claro.
3. Registrar el Mf como el total de cm^3 ácido sulfúrico gastados más el que se gastó en lograr el Pf.

Figura 33. Procedimiento para la determinación del Mf.



Fuente: Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. p 61.

3.5.12.3 Pm (Alcalinidad del Iodo). Esta prueba se realiza con el propósito de conocer la cantidad necesaria de cal en lb/bls necesarios para secuestrar los gases ácidos que puedan estar presentes en el fluido de perforación.

Para la prueba se utilizan los siguientes materiales: Una capsula de titulación, fenolftaleína y ácido sulfúrico (0.02 N).

3.5.12.3.1 Procedimiento. Para determinar el Pm se realizan los siguientes pasos⁷⁰:

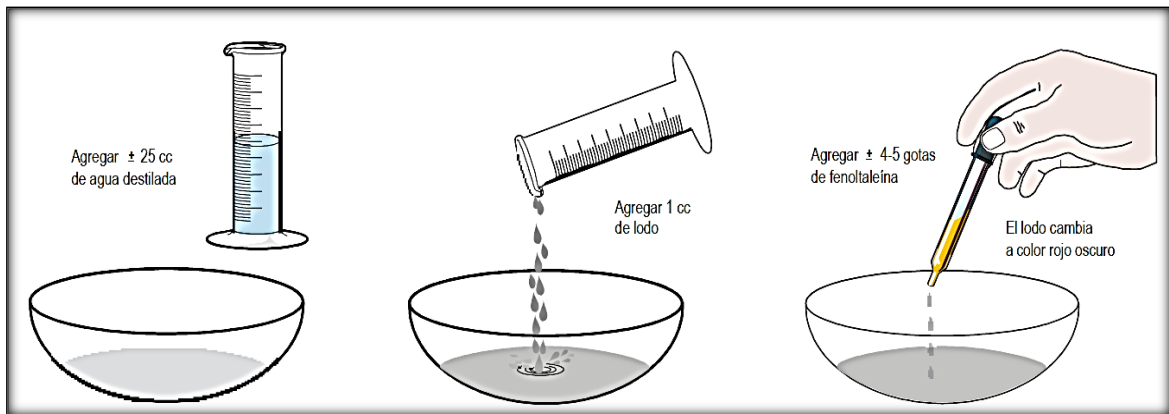
1. Agregar 25 cm^3 de agua destilada.

⁶⁹ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera versión, Agosto de 2002. P, 57

⁷⁰ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA cied. Primera version, Agosto de 2002. p, 58

2. Colocar 1 cm³ de lodo en la capsula de titulaci3n.
3. Agregar de 4 a 5 gotas de fenolftale3na y agitar.
4. Agregar 3cido sulf3rico hasta lograr el color original del lodo.
5. Registrar la alcalinidad del lodo (Pm) como los cm³ de 3cido sulf3rico gastado en neutralizar el color de la fenolftale3na.

Figura 34. Procedimiento para la determinaci3n del Pm.



Fuente: Manual de fluidos de perforaci3n PDVSA cied. p 62.

4. MATRIZ DE PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo, se describe la matriz utilizada para las pruebas de laboratorio, se explicará su distribución, así como las diferentes pruebas que se realizaron con cada fluido de perforación y completamiento usados en la investigación como se observa en las **Tablas 20-21**.

Tabla 20. Fluidos de perforación utilizados en el proyecto.

FLUIDOS DE PERFORACION	TIPO DE FLUIDO
LP-1	SPUD MUD (Lodo de inicio)
LP-2	LODO BASE SILICATO
LP-3	LODO BASE AMINA
LP-4	LODO POLIMERICICO

En la investigación se utilizaron cuatro tipos de fluidos de perforación, como se muestra en la **Tabla 20** y tres tipos de fluidos de completamiento, como se evidencia en la **Tabla 21**; se evaluaron cuatro tipos de secuestrantes propios de Halliburton Latín América S.A con el fin de evaluar la compatibilidad con los fluidos propuestos de acuerdo con los programas de perforación del Campo Jazmín.

Tabla 21. Fluidos de completamiento utilizados en el proyecto.

FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	TIPO DE FLUIDO
FC-1	FORMIATO DE SODIO
FC-2	CLORURO DE SODIO
FC-3	CLORURO DE CALCIO

Los secuestrantes de H₂S son cuatro, entre los que tenemos un secuestrante en estado líquido y los otros tres en estado sólido, como se muestra en la **Tabla 22**. Básicamente estos secuestrantes son a base de Zinc en diferentes porcentajes y estados, quelatos de Hierro, y base amina.

Para los secuestrantes sólidos se utilizaron concentraciones de 0,5 – 1 – 1,5 Lb/bbl (lpb) y para el caso del secuestrante liquido se agregaron 0,5 – 1 – 1,5 mililitros por cada barril (ml/bbl) de acuerdo al planteamiento que se formuló.

Tabla 22. Tipos de secuestrantes utilizados en el proyecto.

SECUESTRANTE DE H ₂ S	TIPO DE SECUESTRANTE
A	BASE AMINA (Liquido)
B	CARBONATO DE ZINC (solido)
C	QUELATO DE HIERRO (solido)
D	OXIDO DE ZINC (solido)

Esta matriz (**Tabla 23-24.**) es generada para cada uno de los sistemas de fluidos de perforación y completamiento usados en el laboratorio. La matriz está dividida en columnas y filas. En las columnas estarán las propiedades básicas de los fluidos que se desarrollaron en el laboratorio; y en las filas se encontrara para los fluidos de perforación:

1. Tipo de fluido al que pertenece la matriz.
2. Tipo de secuestrante que se utilizó.
3. Resultados obtenidos antes y después de la prueba de rolado⁷¹ simulando condiciones de fondo de pozo (100 psi y 200 °F).
4. Concentración de secuestrante que se utilizó en (lpb).

Y para los de completamiento:

1. Tipo de fluido de la matriz.
2. Tipo de secuestrante que se utilizó.

⁷¹ Prueba de rolado: Esta prueba consiste en el almacenamiento de un fluido en una celda presurizada y puesta en un horno de rolado, el cual hace que las celdas giren mientras están sometidas a una temperatura. Tiene como objetivo, simular la circulación del fluido en el pozo según las condiciones del yacimiento. Esta prueba tiene como duración 16 horas a una temperatura y presión constante.

3. Resultados obtenidos después de realizar las pruebas de pH, conductividad y densidad.
4. Concentración de secuestrante que se utilizó en (lpb).

4.1 MATRIZ PRUEBAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las pruebas de laboratorio que se determinaron con cada uno de los fluidos de perforación propuestos en la investigación se basaron en la Norma API 13b-1 de Prácticas recomendadas para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación Base-Agua.

Para realizar el análisis de compatibilidad de los fluidos de perforación con los secuestrantes, se realizaron únicamente las pruebas de Reología, Densidad, Filtrado API, pH y Pruebas químicas (Pf, Mf, Cl^- y Ca^{2+}), pues el lodo formulado, es un lodo limpio, sin presencia de sólidos aportados por la formación, solo aquellos que están presentes en los aditivos, como la bentonita, la cual es una arcilla de grano fino de tipo Montmorillonita o las trazas de impurezas de los aditivos sólidos. Por esta razón, las pruebas de MBT (Azul de Metileno), LGS (Low Gravity Solids), contenido de arena no son relevantes debido a lo que se mencionó anteriormente. En relación con la viscosidad de Embudo Marsh, no fue necesario realizar la prueba, ya que es una medida cualitativa de la viscosidad del lodo y solamente es útil para hacer comparaciones relativas, dándole más importancia a la prueba de reología con el viscosímetro rotacional. La alcalinidad del lodo (Pm) no se realizó, debido a que el fluido no presentaba contaminación por gases tóxicos u otra sustancia que pudiese estar presente en el lodo.

4.2 MATRIZ DE PRUEBAS DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

Para estas pruebas se tuvieron en cuenta el procedimiento y las recomendaciones hechas en la norma API 13J para salmueras, donde se determinó la importancia de realizar las siguientes pruebas a los fluidos de completamiento propuestos. La prueba de pH (potencial de hidrogeno), conductividad y densidad.

También, se propuso realizar una prueba de filtrado API, pero de acuerdo con la experiencia en laboratorio, se determinó hacer una prueba alterna para establecer la solubilidad de los secuestrantes en el fluido de completamiento, por medio de un método cualitativo que indicara la presencia de cristales o precipitados en el fondo de un beaker.

Todas estas pruebas fueron hechas con el fin de evaluar la compatibilidad de los secuestrantes con los fluidos de perforación y completamiento, concentraciones y variaciones a las propiedades iniciales de los sistemas de fluidos mencionados

anteriormente y generar recomendaciones de acuerdo a los resultados de las pruebas.

Es fundamental destacar, que los fluidos de completamiento van a estar en contacto con la zona productora razón por la cual no debe presentar precipitados porque ocasionarían obstrucción en los poros o presentar una incompatibilidad con la formación generando problemas futuros en la etapa de completamiento y/o producción.

Se decidió de no ejecutar la prueba de rolado con los fluidos de completamiento, debido a que en el pozo, permanecen de manera estática y no están siendo circulados a través del pozo de manera constante. Estos son utilizados para mantener la presión hidrostática y evitar patadas de pozo, mientras se realizan las operaciones de completamiento o rehabilitación. Así mismo, se propuso utilizar la mayor concentración de secuestrante para evidenciar la solubilidad del secuestrante en el fluido, puesto que si se solubiliza una concentración de 1,5 lpb, se puede inferir que a una concentración menor, se solubilizará de igual forma.

A continuación se pueden detallar las matrices para las pruebas con los fluidos de perforación y los de completamiento. Ver **Tabla 23** y **Tabla 24** respectivamente. Adicional a esto, los resultados obtenidos de las pruebas se pueden detallar en los **Anexos A-D** para los fluidos de perforación y de los **Anexos E-G** para los fluidos de completamiento.

Tabla 23. Matriz de pruebas de laboratorio para fluidos de completamiento.

TIPOS DE FLUIDO					
Fluido de completamiento					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad
		SG	ppg		
SIN SEC.	-				
SECUESTRANTE LIQUIDO 1	1.5				
SECUESTRANTE SOLIDO 2	1.5				
SECUESTRANTE SOLIDO 3	1.5				
SECUESTRANTE SOLIDO 4	1.5				

5. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS

En este capítulo, se formulan los diferentes fluidos de perforación y completamiento, para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, simulando las condiciones de fondo de pozo, para esto se realizó la prueba de rolado a 100 psi y 200°F; teniendo en cuenta la formulación propuesta por Halliburton Latín América S.A se efectuó la preparación de cada lodo propuesto.

Es importante tener en cuenta al momento de preparar un lodo, el orden de adición de los aditivos y el tiempo de agitación de la mezcla. Por ejemplo, los viscosificantes normalmente se encuentran en estado sólido y requieren de buena agitación para que se solubilizan totalmente en el fluido, es por ello, que tanto el material viscosificante como los controladores de filtrado, son añadidos en primera instancia, con el propósito de tener mayor cantidad de agua libre para solubilizarse.

Los aditivos líquidos no tienen un orden de adición específico debido a su composición y poseen una mejor solubilidad con respecto a los aditivos sólidos. Por ello, no necesitan un orden determinado para ser agregados a la mezcla.

Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1 barril de laboratorio es equivalente a 350 cm³.
- 1 lb es igual a 453.6 gr (Producto sólido).
- 1 gr es igual a 1 cm³ o 1 ml.

5.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación fueron escogidos con base a los utilizados en los pozos de Campo Jazmín, para las secciones de 12 ¼ de pulgada (lodo de inicio) y la de 8 ½ de pulgada (lodo yacimiento).

5.1.1 Formulación para el lodo de inicio. La formulación para el lodo de inicio se puede observar en la **Figura 25**.

Tabla 25. Formulación para un lodo de inicio

Elemento	Concentración (lpb)
Bentonita	10
Extendedor de bentonita	0,03
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.S

5.1.2 Preparación del lodo de inicio. La preparación del lodo de inicio en el laboratorio fue la siguiente:

1. Se estableció la cantidad de agua necesaria para preparar 1 barril de lodo (350 cm³).
2. Se agregó en un recipiente de metal (vaso Hamilton) y se procedió a mezclar.
3. Se adicionó la bentonita de manera lenta.
4. Se dejó agitando la mezcla de agua y bentonita durante 30 minutos.
5. Pasados los 30 minutos, se le adicionó el extendedor de bentonita y se dejó agitando por 15 minutos.
6. Por último, se dejó agitando la mezcla por 10 minutos, para homogenizar el lodo.

5.1.3 Formulación del lodo base amina. La **Tabla 26.** muestra la formulación del lodo base amina.

Tabla 26. Formulación para un lodo base amina.

Elemento	Concentración (lpb)
Goma xantica	2
Celulosa polianiónica de alto peso molecular	1,5
Celulosa polianiónica de bajo peso molecular	2
Inhibidor de arcillas	3,5
Estabilizador de pH	0,5
Carbonato de Calcio (Material densificante)	15
Peso lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

5.1.3.1 Preparación del lodo base amina. Para este sistema se añaden tres aditivos sólidos que se encargan de aportarle viscosidad y uno de ellos funciona como controlador de filtrado. Estos aditivos, son los primeros en ser agregados debido a lo ya mencionado anteriormente.

Teniendo en cuenta los dos primeros pasos de la preparación del lodo de inicio, la preparación del lodo base amina en el laboratorio fue la siguiente:

1. Se adicionó la goma xantica, que se dejó agitando por 30 minutos.
2. Se añadió la celulosa de alto peso molecular y al igual que la goma xantica se dejó 30 minutos agitando.
3. Se agregó la celulosa polianiónica de bajo peso molecular y se dejó agitando por 30 minutos.
4. Se agregó el inhibidor de arcillas.
5. Se adicionó el estabilizador de pH.

6. Se adicionó el material densificante, lentamente para evitar la generación de grumos u ojos de pescado, que evitan la solubilización total del material densificante.
7. Por último, se dejó agitando la mezcla durante 30 minutos para homogenizar el lodo.

5.1.4 Formulación del lodo base silicato. En la **Tabla 27**. Se muestran los aditivos utilizados en la formulación de un lodo base silicato.

Tabla 27. Formulación para un lodo base silicato.

Elemento	Concentración (lpb)
Goma xantica	0,75
Controlador de filtrado	1,5
Base silicato	1,5
Floculante polimérico	0,3
Carbonato de Calcio (Material densificante 1)	15
Barita (Material densificante 2)	15
Lubricante	3
Inhibidor de arcilla	3,5
Estabilizador de pH	0,5
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

5.1.4.1 Preparación del lodo base silicato. De igual forma se tuvo en cuenta los dos primeros pasos del procedimiento de la preparación del lodo de inicio y se operó de la siguiente manera para la preparación del lodo base silicato,

1. Se adicionó la goma xantica y se dejó agitando durante 30 minutos.
2. Se agregó el controlador de filtrado y posteriormente se dejó agitando durante 30 minutos.
3. Se agregó la base silicato y se dejó agitando la mezcla durante 30 minutos.
4. Se adicionó el floculante polimérico.
5. Se añadió el material densificante (1) y después el material densificante (2), ambos de manera lenta.
6. Se agregó el lubricante.
7. Se adicionó el inhibidor de arcillas.
8. Por último, se dejó la mezcla agitando durante 30 minutos, de tal forma que se homogeneizará.

5.1.5 Formulación lodo polimérico. La **Tabla 28.** muestra la formulación del lodo polimérico.

Tabla 28. Formulación del lodo polimérico.

Elemento	Concentración (lpb)
Bentonita con extendedor de bentonita	8
Viscosificante	0,8
Controlador de filtrado	9
Estabilizador de pH	Según se requiera, no exceder pH de 12
Glutaraldehido	1
Carbonato de Calcio (Material densificante)	30
Inhibidor de arcillas	3
Lubricante	5
Peso del lodo	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

5.1.5.1 Preparación lodo polimérico. Este lodo tiene la propiedad de ser un fluido tixotrópico, teniendo la capacidad de “desarrollar resistencia de gel con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado”⁷².

A este tipo de lodo, no se le puede agregar ningún producto anionico porque pierde su característica principal de ser un lodo tixotrópico.

Su preparación fue de la siguiente manera:

1. Se adicionó la bentonita con extendedor de bentonita y se dejó agitando durante 30 minutos.
2. Se agregó el viscosificante, dejandó la mezcla agitarse por 30 minutos.
3. Se añadió el controlador de filtrado, posteriormente se dejó agitando por 30 minutos.
4. Se adicionó el estabilizador de pH, utilizando un pH metro para llegar al pH requerido, por medio de la adición del estabilizador de manera lenta y se dejó agitar el lodo por 5 minutos.
5. Se añadió el glutaraldehido.
6. Se le adicionó el material densificante lentamente.
7. Se añadió el inhibidor de arcillas.
8. Se agregó el lubricante.
9. Por último, se dejó la mezcla agitando durante 30 minutos para lograr su homogenización.

⁷² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/thixotropic.aspx>. Fecha de consulta 7 de Mayo del 2016

5.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

A continuación se mostrará la formulación y preparación de los fluidos de completamiento realizados en el laboratorio.

5.2.1 Formulaci3n formiato de sodio. Para esta formulaci3n se utilizaron los aditivos relacionados en la **Tabla 29**.

Tabla 29. Formulaci3n del formiato de sodio.

Elemento	Concentraci3n (lpb)
Formiato de sodio (96% de pureza)	51,2
Agua	0,9365
Glutaraldehido	0,5
Surfactante	0,5% V/V
Peso de la salmuera	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Lat3n Am3rica S.A

5.2.1.1 Preparaci3n del formiato de sodio. Para los fluidos de completamiento es necesario a1adir en primera medida, la base del fluido, que en este caso es el formiato de sodio, realizando este pas3 para todos los dem3s fluidos de completamiento. Con respecto a los dem3s aditivos, estos no tienen mayor relevancia en el orden en el que se van adicionado a la salmuera por lo cual, se debe tener extremo cuidado al agregar aditivos s3lidos, debido a que estos le restaran a la sal, un porcentaje de agua libre, causando una disminuci3n de la densidad y la solubilizaci3n de esta en el fluido. Para ello se deben realizar los c3lculos apropiados, con el fin de evitar este problema.

El proceso de preparaci3n del formiato de sodio es el siguiente:

1. Se adicion3 el formiato de sodio al agua, dejando la mezcla agitando durante 20 minutos.
2. Se agreg3 el glutaraldehido.
3. Se adicion3 el surfactante.
4. Se dej3 la mezcla agitando durante 10 minutos para lograr la homogenizaci3n de la salmuera.

5.2.2 Formulaci3n cloruro de sodio. En la **Tabla 30**. se muestra la formulaci3n que se utiliz3 para el cloruro de sodio.

Tabla 30. Formulación del cloruro de sodio.

Elemento	Concentración (lpb)
Cloruro de sodio (sal de cocina)	41,6
Agua	0,9614
Glutaraldehido	0,5
Surfactante	0,5% V/V
Peso de la salmuera	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

5.2.2.1 Preparación del cloruro de sodio. Los pasos que se siguieron para la preparación fueron:

1. Se le agregó el cloruro de sodio y se dejó agitando por 20 minutos.
2. Se adicionó el glutaraldehido.
3. Se añadió el surfactante.
4. Se dejó que la salmuera se agitara por 10 minutos para lograr una homogenización del fluido.

5.2.3 Formulación para el cloruro de calcio. En la **Tabla 31.** se muestran los elementos utilizados para la formulación.

Tabla 31. Formulación para el cloruro de calcio.

Elemento	Concentración (lpb)
Cloruro de calcio	40,03
Agua	0,971
Glutaraldehido	0,5
Surfactante	0,5% V/V
Peso de la salmuera	9 (ppg)

Fuente: Halliburton Latín América S.A

5.2.3.1 Preparación para el cloruro de calcio. Para la preparación se siguieron estos pasos:

1. Se añadió el cloruro de calcio y posteriormente se deja 20 minutos agitando.
2. Se adicionó el glutaraldehido.
3. Se agregó el surfactante.
4. Se dejó agitar la salmuera por 10 minutos para lograr su homogenización.

6. ANÁLISIS DE LA COMPATIBILIDAD DE LOS SECUESTRANTES DE H₂S EN LOS DIFERENTES SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO.

En este capítulo, se muestran los resultados del análisis de la compatibilidad de los secuestrantes de H₂S en los diferentes sistemas de fluidos expuestos anteriormente, teniendo en cuenta la formulación y la descripción ya establecida tanto para fluidos de perforación como para fluidos de completamiento. Así mismo, se exponen los cambios observados en las propiedades del lodo al agregar los diferentes secuestrantes en los sistemas de fluidos fijados, con el fin de decidir qué tipo de secuestrante mantiene de mejor manera las propiedades del fluido, como la reología, la densidad y el pH. Se presentan recomendaciones, de acuerdo con el análisis, estudio y resultados de las pruebas realizadas en laboratorio con cada tipo de fluido.

Partiendo del análisis de las pruebas se sugiere la cantidad de concentración de secuestrante que evitará la alteración de las propiedades de los fluidos, no obstante, la intrusión de H₂S es un factor clave para la determinación de la concentración necesaria de secuestrante que pueda requerir el lodo para controlar el influjo de H₂S, es decir, que sería necesario la presencia del gas en el lodo para determinar la cantidad de concentración necesaria para controlar el H₂S. En vista que el H₂S es un gas tóxico difícil de manipular en laboratorio fue preciso definir la cantidad de concentración de secuestrante a la cual las propiedades del fluido no se ven afectadas por la adición del secuestrante manteniendo la formulación inicial planteada (Fluido Base).

Inicialmente, se expondrá el análisis de cada uno de los fluidos, primero los de perforación y luego los de completamiento. Como primera instancia se describirá que función cumple el fluido, luego se incluirá una matriz (tabla) de las propiedades iniciales del fluido sin secuestrante (fluido base), sobre las cuales se realizará el análisis de compatibilidad con respecto a las propiedades del fluido con secuestrante en las diferentes concentraciones. Posteriormente, se adjuntarán las tablas respectivas especificando el secuestrante y su concentración en libras por barril (lpb). Finalmente, se presentará el análisis de compatibilidad para cada fluido y secuestrante.

6.1 LODO DE PERFORACIÓN – 1

A continuación se explicará las funciones y la utilidad del lodo de perforación – 1, contemplado en los reportes operacionales del Campo Jazmín.

6.1.1 Spud mud (LP-1). El primer lodo de perforación utilizado en la primera sección del Campo Jazmín fue un Spud mud o lodo de inicio, empleado para iniciar las operaciones de perforación debido a las óptimas características de limpieza que presenta, pues soporta formaciones no consolidadas.

Figura 35. Lodo de inicio (Spud Mud).



6.1.2 Sin secuestrante. Las propiedades iniciales del fluido sin agregar ningún secuestrante se muestran en la **Tabla 32.**

Tabla 32. Propiedades del fluido de perforación LP-1

Sin secuestrante	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	9,76	9
REOLOGÍA	VP (cP)	5	4
	YP (Lb/100 ft ²)	7	5
	YS (Lb/100 ft ²)	2	1
GELES	10"	3	2
	10'	4	3
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	21,6	21,9
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,3	0,26
	Cl- (ppm)	140	130
	Calcios (ppm)	40	30

6.2 SECUESTRANTE A

En la **Tabla 33**, **Tabla 34**, **Tabla 35**, se observarán las propiedades del fluido de perforación -1 con el secuestrante A con una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente. El **secuestrante A** es una formulación a base de aminas y amidas, en estado líquido de color ámbar, que actúa de manera eficaz para la neutralización de H₂S y puede ser utilizado como quelante de hierro.

Tabla 33. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante A 0,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	10,37	9,44
REOLOGÍA	VP (cP)	5	5
	YP (Lb/100 ft ²)	11	8
	YS (Lb/100 ft ²)	1	3
GELES	10"	4	3
	10'	5	4
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	23,6	24
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,34	0,24
	Cl- (ppm)	140	140
	Calcios (ppm)	30	30

Tabla 34. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante A 1,0 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	10,47	9,55
REOLOGÍA	VP (cP)	4	4
	YP (Lb/100 ft ²)	14	6
	YS (Lb/100 ft ²)	3	3
GELES	10"	6	3
	10'	7	5
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,14	0,10
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,34	0,3
	Cl- (ppm)	130	140
	Calcios (ppm)	30	30

Tabla 35. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante A 1,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	10,55	9.76
REOLOGÍA	VP (cP)	5	4
	YP (Lb/100 ft ²)	12	6
	YS (Lb/100 ft ²)	4	1
GELES	10"	4	3
	10'	5	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,28	0,16
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,52	0,36
	Cl ⁻ (ppm)	120	160
	Calcios (ppm)	30	30

6.3 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE A

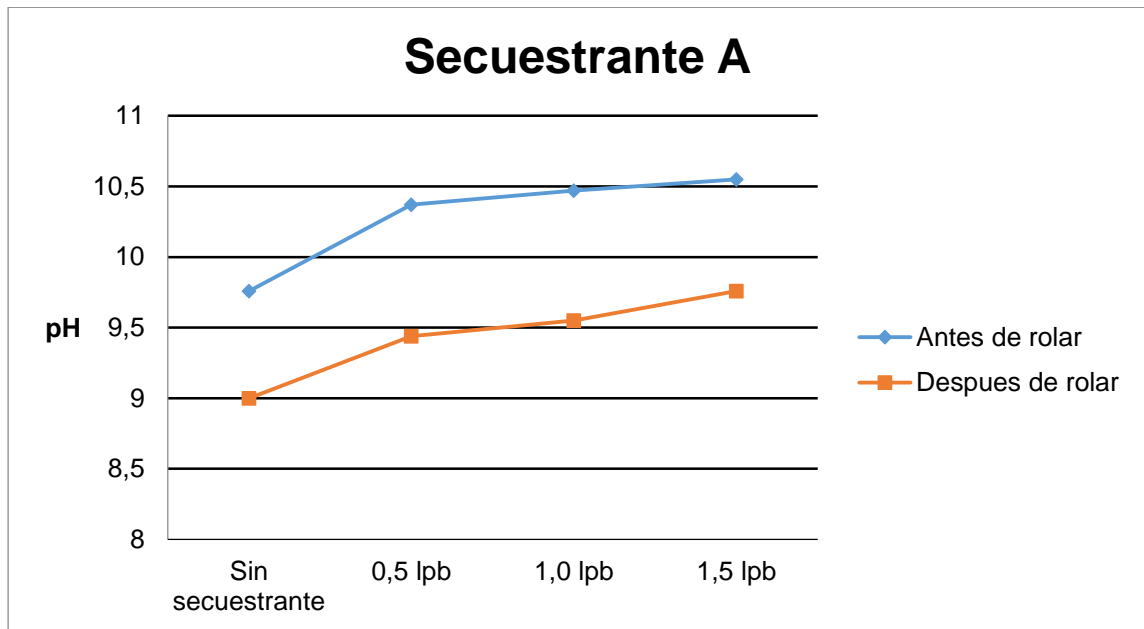
Con el análisis del fluido, se pretende simular en laboratorio las condiciones del fondo de pozo para establecer la compatibilidad del secuestrante con el lodo, observando los cambios que se dan antes y después de realizar la prueba de rolado.

6.3.1 Lodo de perforación 1 – Secuestrante A. Obtenidos los resultados en las pruebas de reología, filtrado API, densidad y pH se realizó un análisis comparativo entre el fluido base y el lodo con secuestrante.

6.3.1.1 Densidad. Se observa que el fluido no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado).

6.3.1.2 pH. En la **Gráfica 5** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante A, antes y después de rolar.

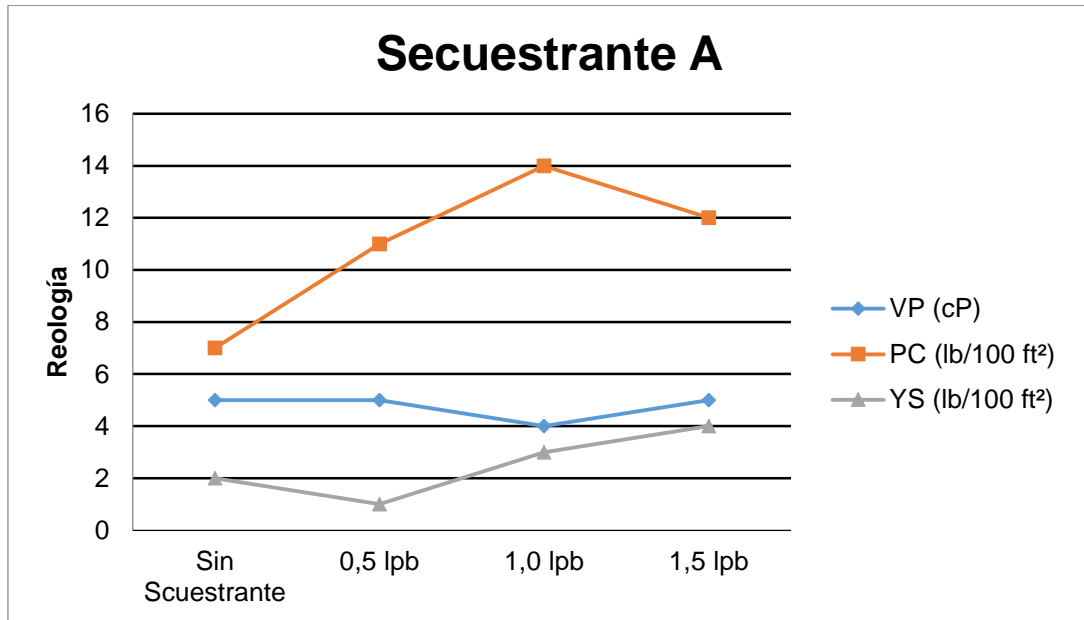
Gráfica 5. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después de la prueba de rolado.



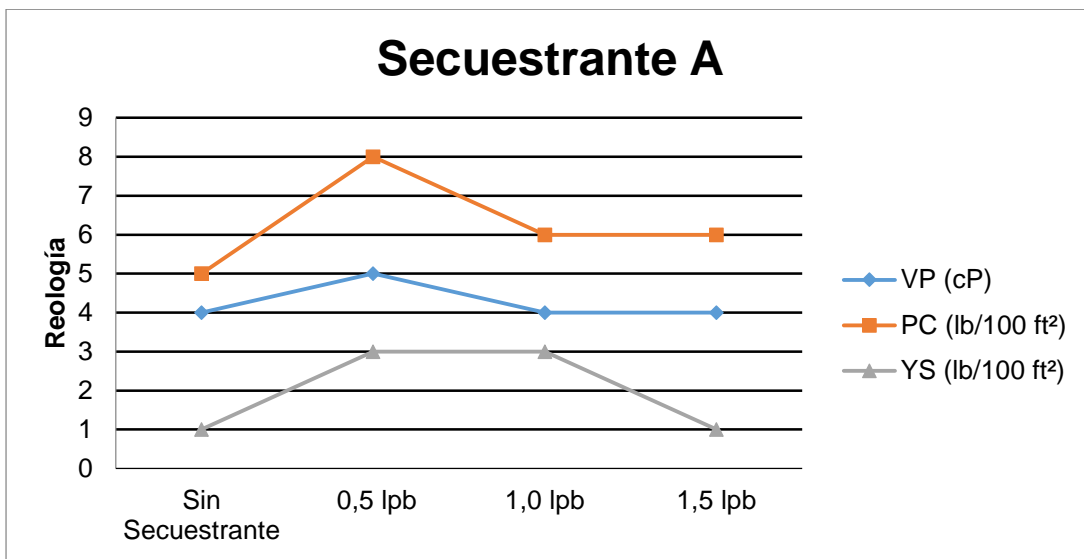
El pH del fluido base indica un lodo alcalino ya que es mayor a 7, luego de agregarle el secuestrante, se evidencia que el pH aumenta a mayor concentración de secuestrante. Esto indica que el secuestrante A funciona como estabilizador de pH; no obstante para este lodo se recomienda una concentración de 0,5 (Lb/bbl) de secuestrante A.

6.3.1.3 Reología. Las **Gráficas 6** y **7** muestran un cambio reológico antes y después de la prueba de rolado generado por el secuestrante A en las diferentes concentraciones.

Gráfica 6. Reología de LP-1 con secuestrante A antes de rolar.



Gráfica 7. Reología de LP-1 con secuestrante A después de rolar.



El secuestrante A presenta una buena compatibilidad con el lodo de perforación porque sus propiedades no se ven afectadas de manera significativa. Esta situación se debe a que este secuestrante es líquido y no aporta viscosidad al fluido.

6.3.1.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake). Normalmente para un lodo de inicio no se tiene en cuenta el filtrado, debido a que en la formulación del fluido no se añade un aditivo que permita controlar el filtrado. Los valores iniciales muestran

un filtrado de aproximadamente 25 ml/30 min, valor que no sería aceptado durante operaciones de perforación. Se evidencia que al agregar el secuestrante la cantidad de filtrado aumenta por encima de los 25 ml/30 min.

6.3.1.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.4 SECUESTRANTE B

En la **Tabla 36**, **Tabla 37** y **Tabla 38**, se verán las propiedades del fluido de perforación -1 con el secuestrante B a una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente. **El secuestrante B** es una formulación de carbonato de zinc, su apariencia es polvo blanco, que según la teoría tiene una menor solubilidad y se podrían evidenciar precipitados. La eliminación del H₂S con este secuestrante ocurre de forma rápida e irreversible al momento de una intrusión de este gas. Ambientalmente no es muy amigable a grandes cantidades.

Tabla 36. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante B 0,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
	Densidad (ppg)	8,5	8,5
pH	9,62	8,52	
REOLOGÍA	VP (cP)	5	5
	YP (Lb/100 ft ²)	12	14
	YS (Lb/100 ft ²)	3	2
GELES	10"	3	5
	10'	4	7
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,2	0,18
	Cl- (ppm)	120	120
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 37. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante B 1,0 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	9,58	8,5
REOLOGÍA	VP (cP)	5	5
	YP (Lb/100 ft ²)	11	18
	YS (Lb/100 ft ²)	3	5
GELES	10"	5	8
	10'	6	10
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,22	0,16
	Cl- (ppm)	120	140
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 38. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante B 1,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	9,5	8,56
REOLOGÍA	VP (cP)	5	5
	YP (Lb/100 ft ²)	15	17
	YS (Lb/100 ft ²)	2	4
GELES	10"	5	5
	10'	6	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,22	0,17
	Cl- (ppm)	160	160
	Calcios (ppm)	20	20

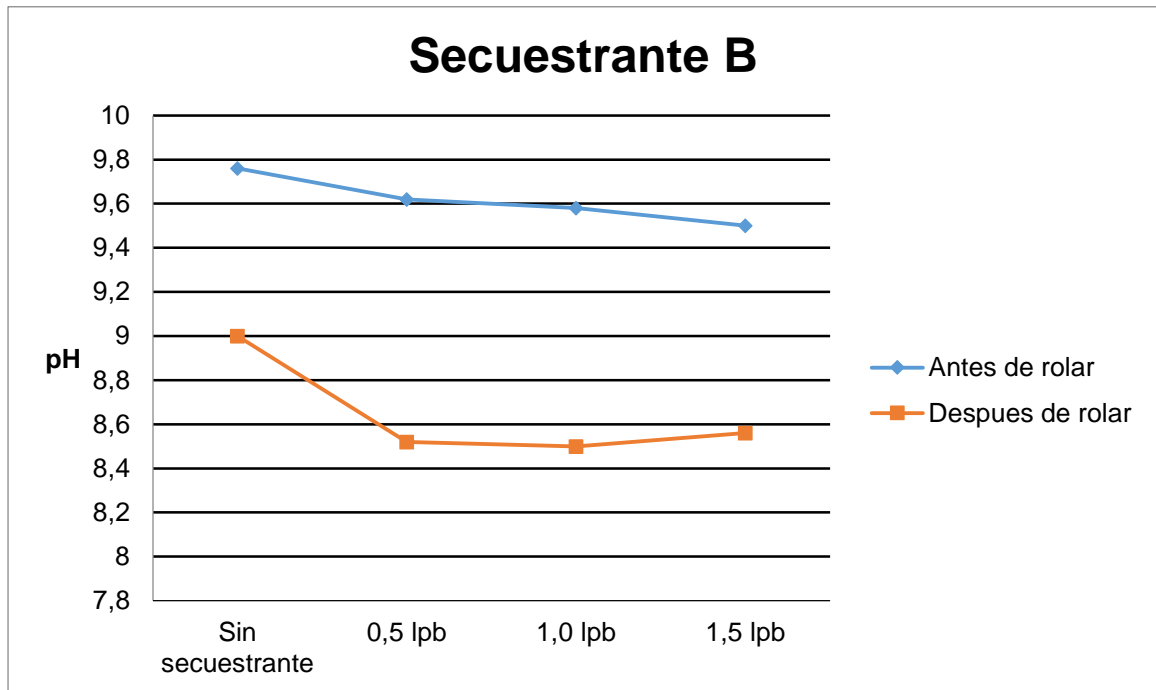
6.5 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B

De acuerdo con las características del secuestrante B, las pruebas de laboratorio mostraron los siguientes resultados para cada concentración.

6.5.1 Densidad. Se observa que el fluido no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado).

6.5.2 pH. En la **Gráfica 8.** se observa el comportamiento del pH con el secuestrante B a diferentes concentraciones, antes y después de rolar.

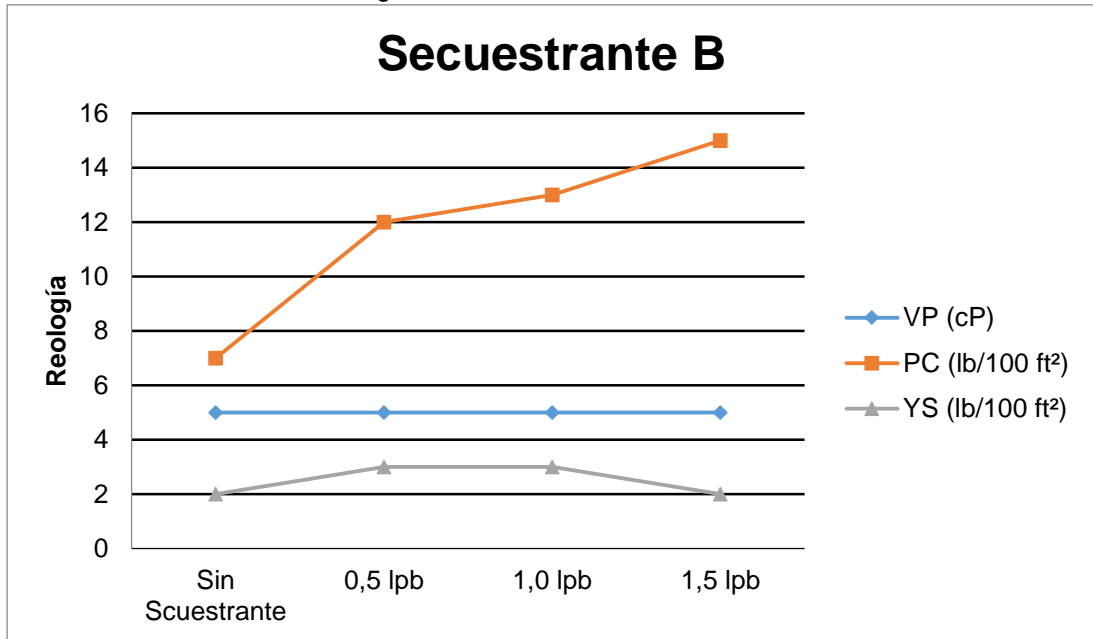
Gráfica 8. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.



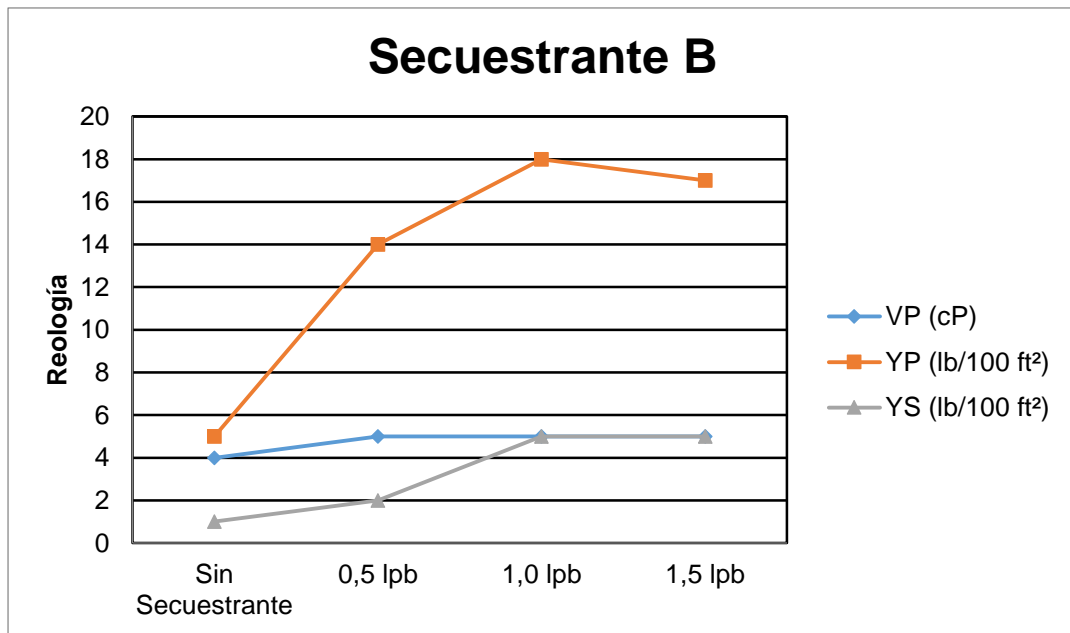
Luego de agregarle el secuestrante, se evidencia que el pH disminuye a mayor concentración de secuestrante en una irrelevante cantidad (Max. 0,5), lo cual permite deducir que es compatible con el fluido de perforación en cualquier concentración que se maneje, no obstante es necesario seguir el monitoreo de esta variable a mayores concentraciones de secuestrante B.

6.5.3 Reología. A continuación la **Gráfica 9** y la **Gráfica 10** muestran el cambio reológico que genera el secuestrante B en las diferentes concentraciones antes y después de realizar la prueba de rolado.

Gráfica 9. Reología de LP-1 con secuestrante B antes de rolar.



Gráfica 10. Reología de LP-1 con secuestrante B después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante B. al ser sólido, no se solubiliza totalmente en el sistema de lodo. Este secuestrante mantiene en total compatibilidad la viscosidad plástica, sin afectarla; pero el punto cedente lo aumenta

significativamente con respecto al fluido base inicial, lo que generara una mayor capacidad de suspender los sólidos en un estado dinámico, pero podrá flocular el lodo en estado estático, lo cual es una condición indeseada en el pozo.

6.5.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake). Para este lodo de inicio, la cantidad relativa de líquido que entra a la formación es significativamente alta, sin embargo este tipo de aditivo (como lo es el secuestrante) no pretende controlar este parámetro y prácticamente no genera ningún cambio, se sigue teniendo un filtrado por encima de los 25 ml/30 min lo cual no es aceptable en proceso de perforación.

6.5.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.6 SECUESTRANTE C

En la **Tabla 39**, **Tabla 40** y **Tabla 41**, se verán las propiedades del fluido de perforación -1 con el secuestrante C a una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente. **El secuestrante C** es una formulación de libre de zinc, un quelato de hierro (iron complex), su apariencia es granular verde, que según la teoría tiene una solubilidad muy alta en medios acuosos y evitara la precipitación de este mismo. La reacción que ocurre con los sulfuros es extremadamente rápida lo cual me genera un carácter de fiabilidad en la operación. Ambientalmente es muy amigable y se desempeña eficientemente en pozos de alta temperatura, con pH alto.

Tabla 39. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante C 0,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
	Densidad (ppg)	8,5	8,5
pH	6,48/10,51	8,6	
REOLOGÍA	VP (cP)	2	1
	YP (Lb/100 ft ²)	6	5
	YS (Lb/100 ft ²)	4	1
GELES	10"	3	2
	10'	4	3
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,32	0,20
	Cl- (ppm)	180	170
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 40. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante C 1,0 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	5,91/9,85	8,58
REOLOGÍA	VP (cP)	1	1
	YP (Lb/100 ft ²)	5	4
	YS (Lb/100 ft ²)	1	1
GELES	10"	2	1
	10'	3	2
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,26	0,18
	Cl- (ppm)	180	160
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 41. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante C 1,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	5,57/9,11	8,61
REOLOGÍA	VP (cP)	1	1
	YP (Lb/100 ft ²)	4	3
	YS (Lb/100 ft ²)	1	1
GELES	10"	1	1
	10'	2	2
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,2	0,17
	Cl- (ppm)	190	170
	Calcios (ppm)	20	20

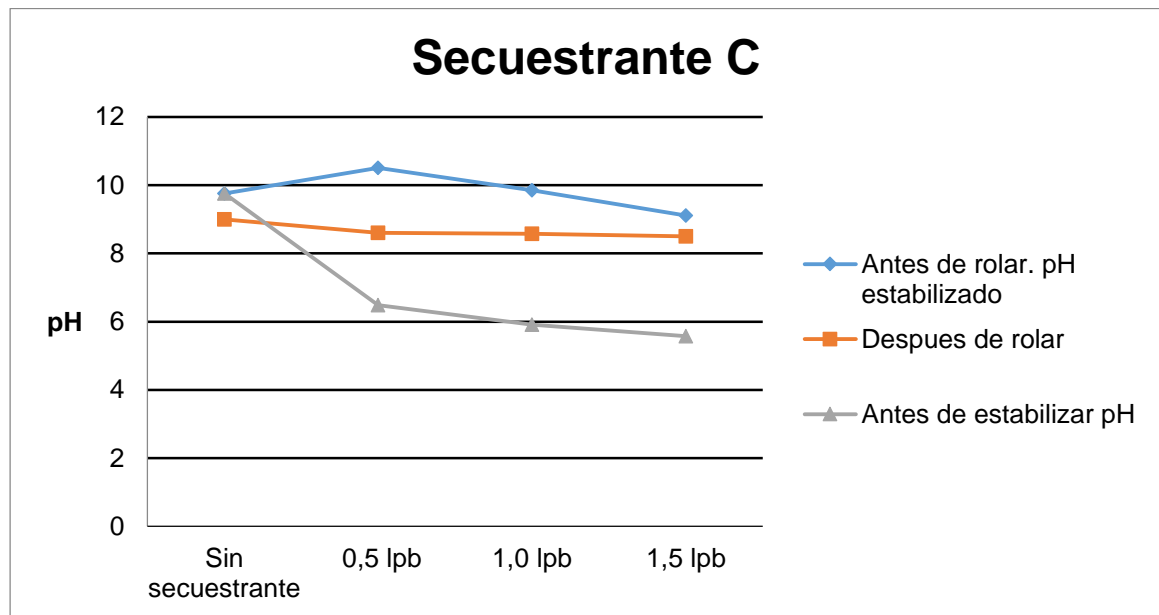
6.7 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C

De acuerdo con las propiedades del secuestrante C, se concluyó el siguiente análisis para la compatibilidad con el lodo de perforación – 1.

6.7.1 Densidad. Se observa que el fluido no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado).

6.7.2 pH. En La **Gráfica 11** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante C. antes y después de rolar. Para este secuestrante en especial, se debió agregar estabilizador de pH, debido a que al agregar el secuestrante disminuyó el pH, es por esto que en las tablas anteriores hay dos valores de pH (antes de rolar).

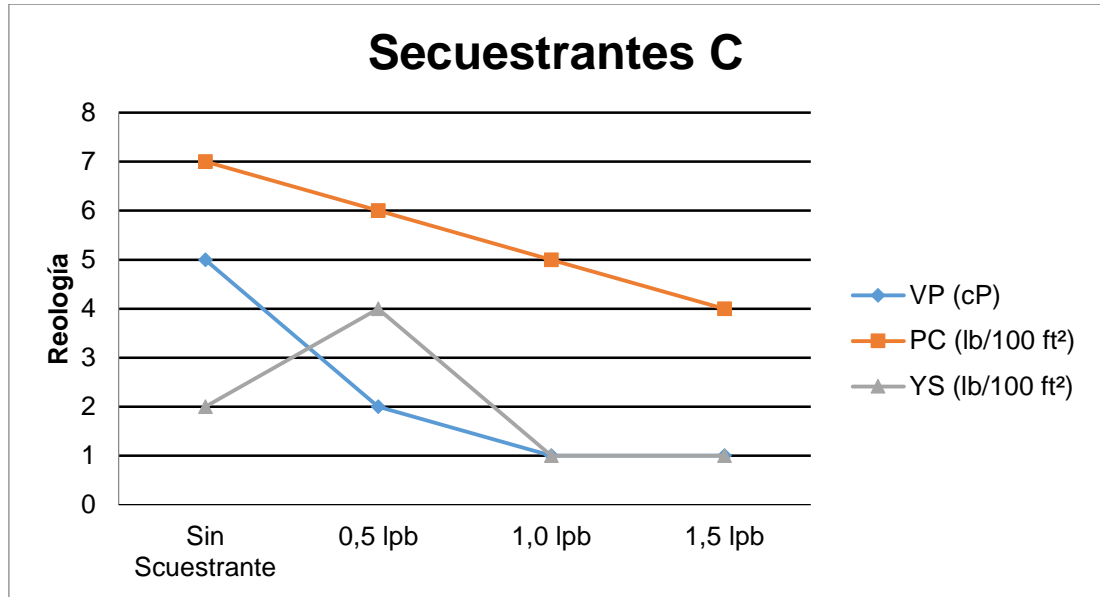
Gráfica 11. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.



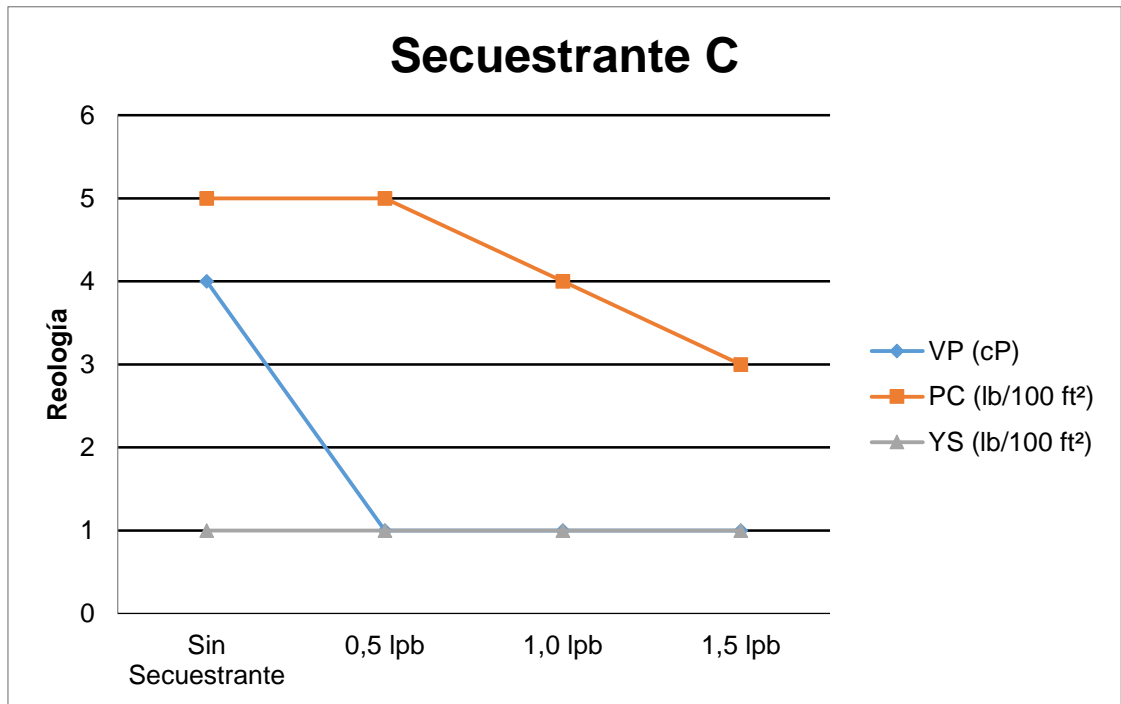
El pH del fluido base indica un lodo alcalino ya que es mayor a 7, luego de agregarle el secuestrante, el pH se redujo de manera drástica, debido a la naturaleza del secuestrante (quelato de hierro) al poseer un pH ácido, que al incorporarse al fluido lo reduce notablemente; por esto fue necesario estabilizar el pH con un aditivo base amina. El fluido base tenía un pH de 9,76 y al agregar el secuestrante se tuvo pH por debajo de 6 disminuyendo a mayor concentración de secuestrante C. El secuestrante C cambió el pH inicial del lodo, indicando que generara un sobre-costos para ajustar el pH.

6.7.3 Reología. Como se observa en las **Gráficas 12 y 13** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante C. en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 12. Reología de LP-1 con secuestrante C. antes de rolar.



Gráfica 13. Reología de LP-1 con secuestrante C. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante C. reduce drásticamente la viscosidad plástica, y el punto cedente; a una concentración de 0,5 Lb/bbl no se evidencia el cambio de manera drástica pero a una concentración mayor el cambio es notable. El secuestrante C es muy amigable con el medio ambiente pero en cuanto a los fluidos, se observa que cambia las propiedades iniciales a una concentración alta de secuestrante, esto implicaría mayor sobre-costo para ajustar las propiedades reológicas después de agregar el secuestrante.

6.7.4 Filtrado API y espesor revoque (cake). Para este lodo de inicio, la cantidad relativa de líquido que entra a la formación es significativamente alta, este aditivo (secuestrante C.) no pretende controlar este parámetro y prácticamente no genera ningún cambio, se sigue teniendo un filtrado por encima de los 25 ml/30 min lo cual no es aceptable en proceso de perforación. También se observa que este secuestrante disminuye el espesor de la retorta formada en la cara de las formaciones pasando de 2/32vos de pulgada a 1/32vo de pulgada esto se debe a la causa en la reducción de las propiedades reológicas del secuestrante sobre el fluido.

6.7.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.8 SECUESTRANTE D

En la **Tabla 42**, **Tabla 43** y **Tabla 44**, se verán las propiedades del fluido de perforación -1 con el secuestrante D a una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente. **El secuestrante D** es un óxido de zinc en una pureza del 96%, su apariencia es un polvo blanco brillante, no es soluble en medios acuosos pero presenta una rápida y completa neutralización de los sulfuros dispersos en el medio acuoso lo cual define al óxido de zinc como un producto fiable a la hora de eliminar el H₂S presente en las operaciones de perforación. Ambientalmente no es muy amigable.

Tabla 42. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante D 0,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5
	pH	9,80	9,08
REOLOGÍA	VP (cP)	6	7
	YP (Lb/100 ft ²)	8	15
	YS (Lb/100 ft ²)	4	2
GELES	10"	4	7
	10'	5	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	3	3
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.1	0.1
	Mf (ml H2SO4 N50)	0.32	0.26
	Cl- (ppm)	160	160
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 43. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante D 1,0 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,5+
	pH	9,92	9,06
REOLOGÍA	VP (cP)	5	4
	YP (Lb/100 ft ²)	12	20
	YS (Lb/100 ft ²)	5	3
GELES	10"	6	10
	10'	7	11
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	3	3
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,3	0,24
	Cl- (ppm)	170	180
	Calcios (ppm)	20	20

Tabla 44. Propiedades del fluido de perforación LP-1 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante D 1,5 (lpb)	LP-1	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	8,6
	pH	9,85	9,18
REOLOGIA	VP (cP)	5	4
	YP (Lb/100 ft ²)	10	21
	YS (Lb/100 ft ²)	1	4
GELES	10"	4	7
	10'	5	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	>25	>25
	Espesor cake (32vos in)	4	4
PRUEBAS QUIMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,1	0,1
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,3	0,23
	Cl- (ppm)	190	190
	Calcios (ppm)	20	20

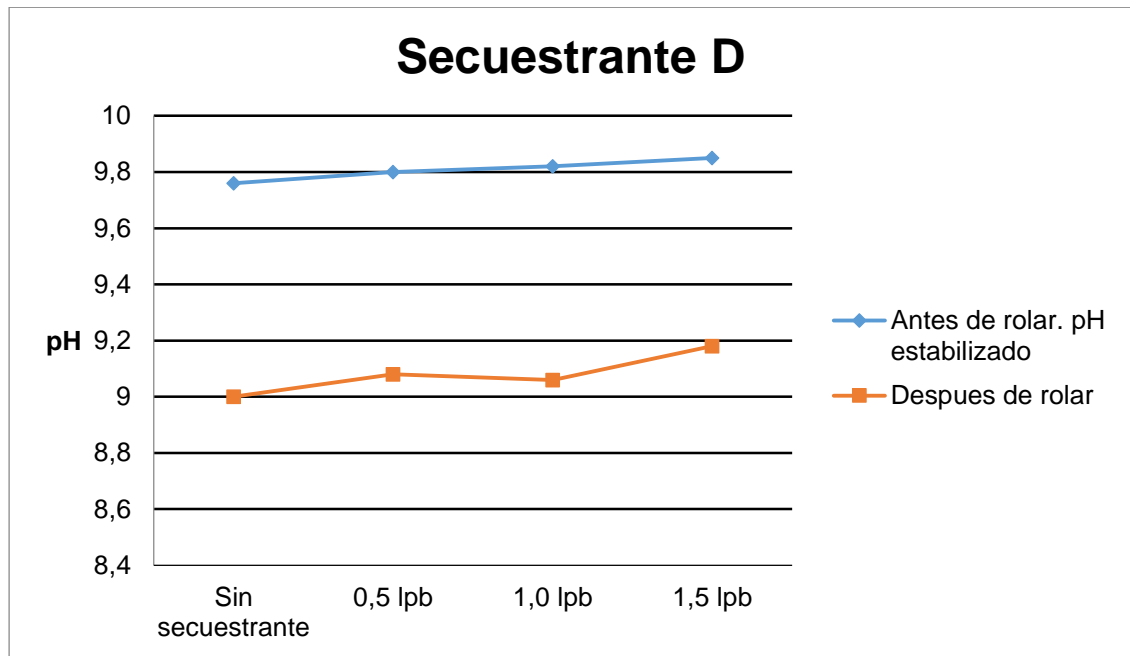
6.9 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D

Los resultados obtenidos para el análisis con el secuestrante D fueron los siguientes para el lodo de perforación – 1.

6.9.1 Densidad. Se observa que el fluido no se altera en ninguna concentración del secuestrante, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante a una concentración de 1,5 Lb/bbl el peso del lodo aumenta en una décima debido a la adición de este secuestrante sólido.

6.9.2 pH. En La **Gráfica 14** se observa el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante D. antes y después de rolar. Este secuestrante en especial, es el mas usado en la industria petrolera, pero es poco amigable con el medio ambiente.

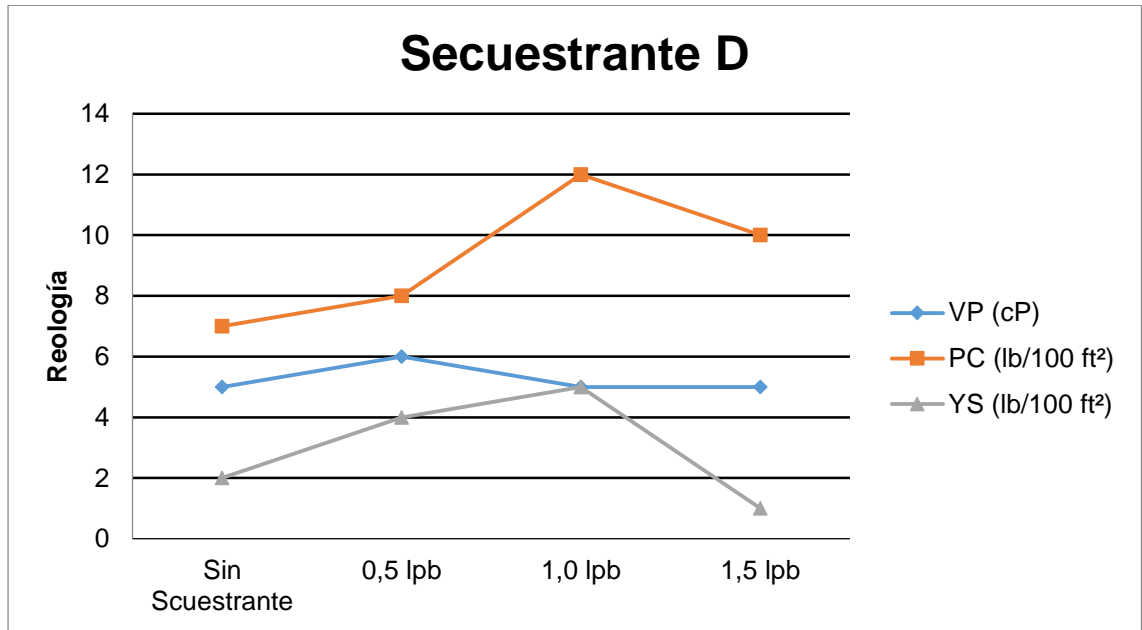
Gráfica 14. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.



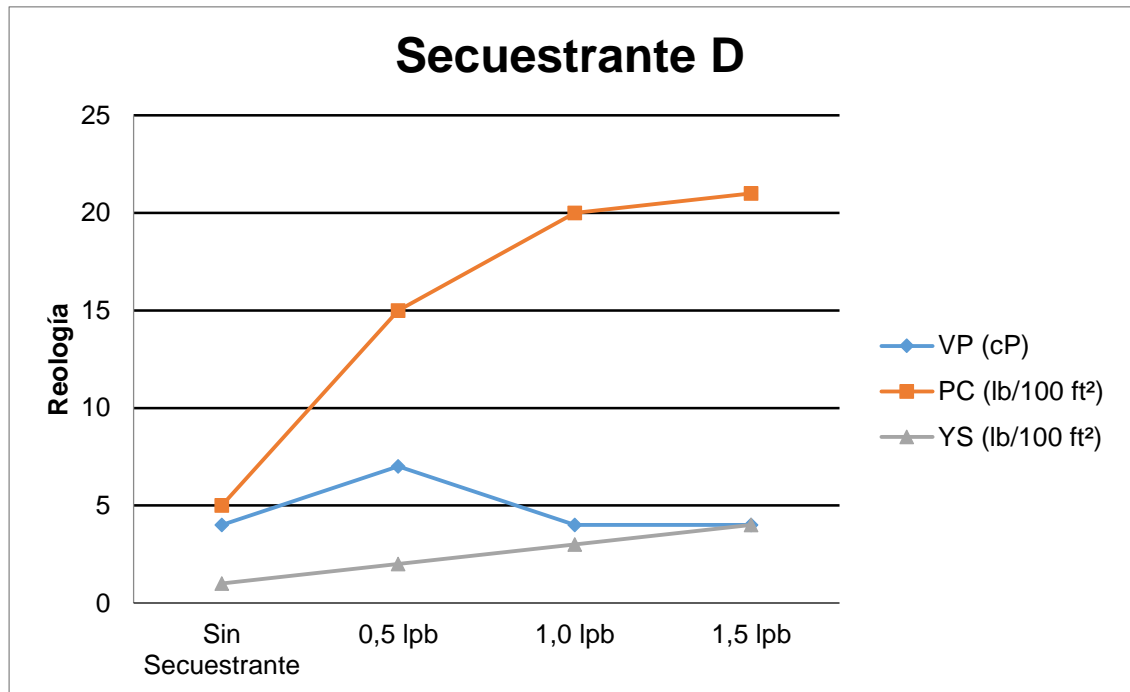
El pH del fluido base indica un lodo alcalino ya que es mayor a 7, luego de agregarle el secuestrante, no se observaron alteraciones en el pH, incluso mantiene el pH y lo estabiliza a grandes concentraciones, siempre y cuando no exista la intrusión de H₂S. Sin embargo (en las operaciones de perforación) es necesario monitorear el comportamiento del pH, ya que a un pH muy elevado puede reaccionar con las arcillas, generando problemas operacionales. La simulación de circulación en el pozo a una temperatura de 200°F y a una presión de 100 psi reduce en una unidad el pH por lo que es necesario monitorear constantemente dicho comportamiento.

6.9.3 Reología: Como se observa en las **Gráficas 15** y **16**, se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante D. en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 15. Reología de LP-1 con secuestrante D antes de rolar.



Gráfica 16. Reología de LP-1 con secuestrante D después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante D aumenta las propiedades reológicas del lodo debido a su estado sólido y a la poca solubilidad del mismo, aumentando la capacidad del fluido en tener sólidos en suspensión es por ello que es necesario

hacer un control riguroso de los sólidos en suspensión sin alterar la concentración de secuestrante dentro del sistema, el objetivo es no llegar a valores muy altos de Punto cedente y causar el floculamiento del lodo.

6.9.4 Filtrado API y espesor del revoque (cake). Para este lodo de inicio, la cantidad relativa de líquido que entra a la formación es significativamente alta, y este aditivo (secuestrante D.) no refleja mayor cambio ya que se sigue teniendo un filtrado >25 ml/30 min. El espesor de la retorta (cake) formado en las paredes de la formación si resulta relevante observar, ya que aumenta de manera considerable de 1/32 avo de pulgada a 4/32 avos pulgada en la concentración más alta de secuestrante D. (1,5 Lb/bbl).

6.9.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.10 FLUIDO DE PERFORACIÓN – 2

A continuación se describen las funciones y características principales de un lodo base silicato, utilizado en el Campo Jazmín, acorde a los informes operacionales otorgados por Halliburton Latín América S.A.

6.10.1 Base silicato (LP-2). El tercer lodo de perforación utilizado fue un lodo polimérico base silicato empleado para perforar las primeras secciones después del spud mud (lodo de inicio), se puede utilizar en pozos poco profundos debido a que esta densificado con barita, y por esta misma razón no suele ser utilizado en perforaciones de la formación de interés. Este fluido es de color rojizo y poco tixotrópico como se puede observar en la **Figura 36**.

Figura 36. Fluido de perforación Base Silicato.



6.10.2 Sin secuestrante. Las propiedades iniciales del fluido sin agregar ningún secuestrante fueron las observadas en la **Tabla 45**.

Tabla 45. Propiedades del fluido de perforación LP-2

Sin Secuestrante	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16Hr.)
		Densidad (ppg)	9,0
	pH	11,32	11,10
REOLOGÍA	VP (cP)	14	11
	YP (Lb/100 ft ²)	22	17
	YS (Lb/100 ft ²)	5	2
GELES	10"	9	3
	10'	11	4
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9	8,8
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,98	0,82
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1,18	1,42
	Cl- (ppm)	1030	1150
	Calcios (ppm)	40	40

6.11 LODO DE PERFORACIÓN 2 - SECUESTRANTE A

En la **Tabla 46**, **Tabla 47**, **Tabla 48**, se verán las propiedades del fluido de perforación - 2 con el secuestrante A, a una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente.

Tabla 46. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante A 0,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.60	11.09
REOLOGÍA	VP (cP)	15	11
	YP (Lb/100 ft ²)	20	18
	YS (Lb/100 ft ²)	5	2
GELES	10"	8	4
	10'	10	5
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.2	8
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.13	0.98
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.53	1.74
	Cl- (ppm)	1160	1200
	Calcios (ppm)	40	40

Tabla 47. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante A 1,0 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.58	11.09
REOLOGÍA	VP (cP)	15	10
	YP (Lb/100 ft ²)	21	20
	YS (Lb/100 ft ²)	5	4
GELES	10"	9	5
	10'	11	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7.4	7.9
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.34	1.06
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.88	1.62
	Cl- (ppm)	1180	1200
	Calcios (ppm)	40	40

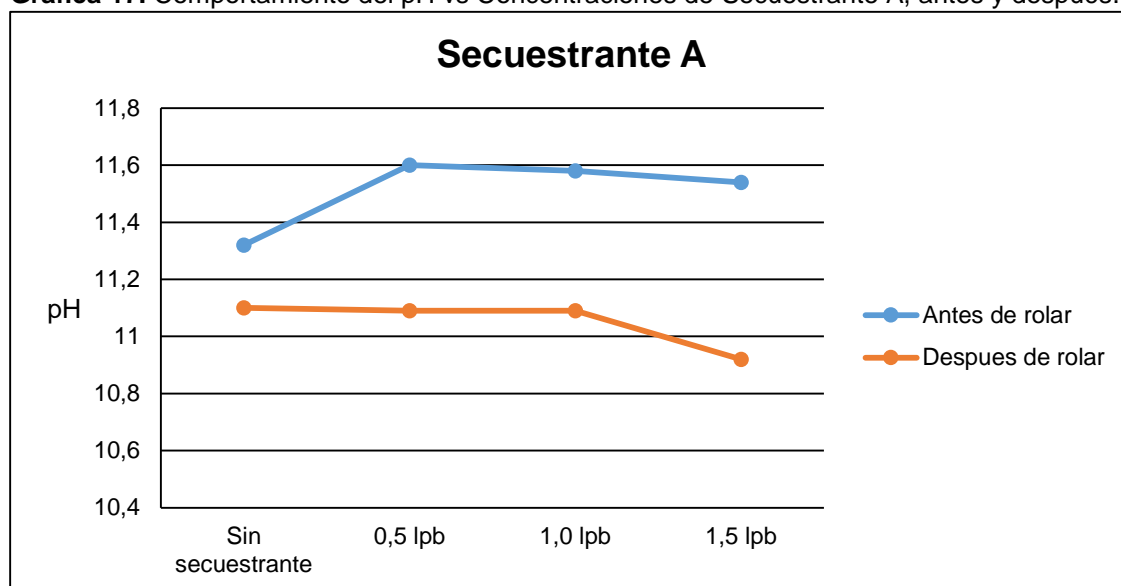
Tabla 48. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante A 1,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.54	10.92
REOLOGÍA	VP (cP)	14	11
	YP (Lb/100 ft ²)	21	17
	YS (Lb/100 ft ²)	4	3
GELES	10"	8	3
	10'	9	5
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7.6	7.8
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.42	1.44
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2.02	2.24
	Cl- (ppm)	1160	1180
	Calcios (ppm)	40	40

6.11.1 Densidad. Se observa que el fluido base silicato no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante A, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante, se evidencia que el fluido después de la prueba de rolado, se deshidrata generando un precipitado de barita, esto a su vez genera una densidad errónea medida del fluido, es por esto que después de rolado se tiene un valor de 8.9+.

6.11.2 pH. En La **Gráfica 17** se puede observar el comportamiento del pH en el fluido polimérico a diferentes concentraciones de secuestrante A. antes y después de rolar.

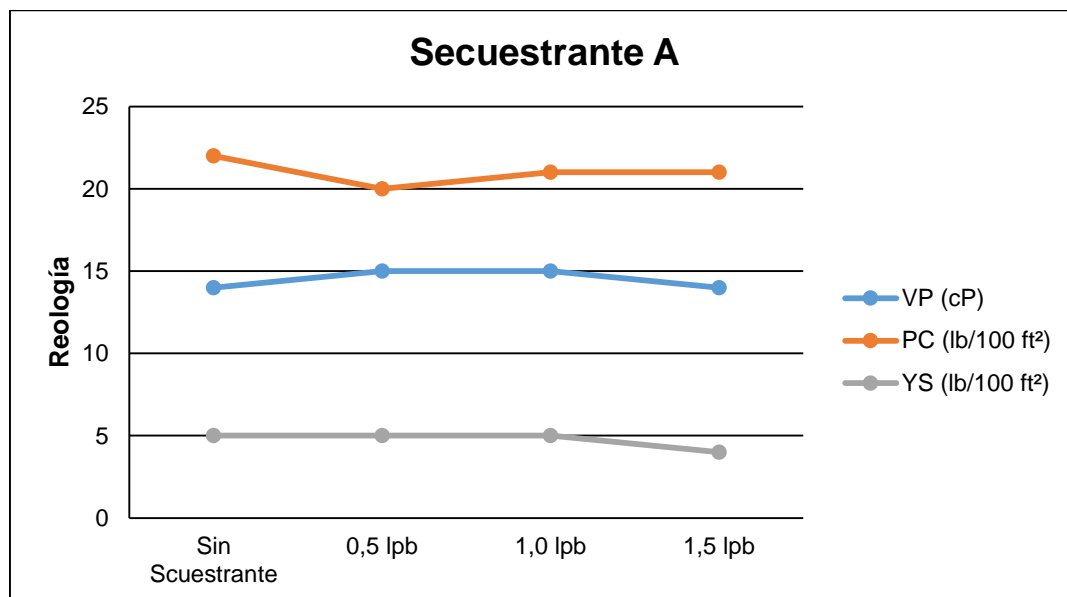
Gráfica 17. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después.



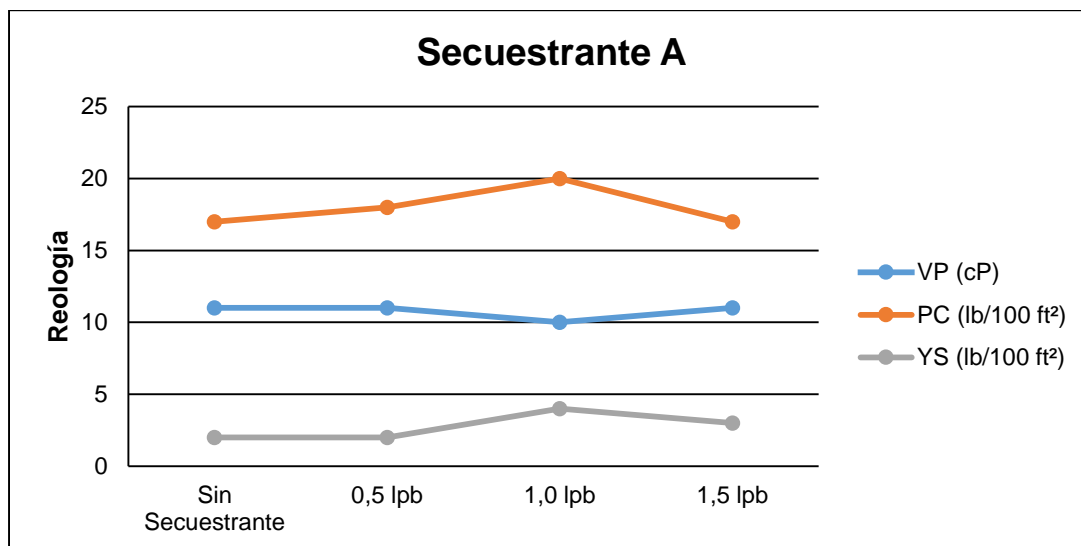
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7 (valor apto y fiable para una posible intrusión de H_2S) debido a la cal hidratada agregada en el sistema. Al agregarle el secuestrante A, se evidenció que el pH aumenta y se estabiliza después de subir la concentración del producto. Después de rolar el pH muestra un comportamiento constante lo cual genera una buena compatibilidad del sistema con el secuestrante, sin embargo es necesario monitorear constantemente este parámetro.

6.16.3 Reología. A continuación como se muestra en las **Gráficas 18 y 19**, se puede observar el cambio reológico que genera el secuestrante A. en las diferentes concentraciones sobre el fluido polimérico (base silicato), antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 18. Reología de LP-2 con secuestrante A antes de rolar.



Gráfica 19. Reología de LP-2 con secuestrante A después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante A. funciona de manera compatible con el fluido polimérico (base silicato) en cualquier concentración. Antes de rolar, se observa un comportamiento constante en las propiedades reológicas y después de rolar no varían en mayor parte, lo cual cumple con el propósito de un aditivo que tiene una función en especial (cumplir la función especial sin modificar otras propiedades intrínsecas del fluido).

Esto se debe a que el estado líquido del secuestrante, tiene una mayor afinidad con el lodo de perforación gracias a que el secuestrante no posee sólidos que puedan aportar viscosidad al fluido.

6.16.4 Filtrado API y revoque (cake). Se observa que el lodo polimérico base silicato tiene un control más definido hacia la cantidad relativa de fluido que entra a la formación gracias al controlador de filtrado que posee. Al agregar el secuestrante A., el filtrado disminuye más, esto posiblemente se puede dar debido a la rapidez con la cual el revoque es generado, lo cual lleva a predecir que el secuestrante A. puede ayudar en el control de filtrado. El espesor del revoque disminuye después de la prueba de rolado debido a la deshidratación del fluido que impide que materiales sólidos generen un espesor relativamente más alto en la pared de la formación.

6.16.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.12 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B

A continuación se observaran en las **Tablas 49, 50 y 51**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 3 con el secuestrante B.

Tabla 49. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante B 0,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.74	10.83
REOLOGÍA	VP (cP)	13	11
	YP (Lb/100 ft ²)	21	18
	YS (Lb/100 ft ²)	4	2
GELES	10"	10	6
	10'	11	7
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9.2	8.9
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.44	0.72
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.52	1.32
	Cl- (ppm)	1260	1150
	Calcios (ppm)	40	40

Tabla 50. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante B 1,0 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.70	10.89
REOLOGÍA	VP (cP)	16	11
	YP (Lb/100 ft ²)	21	18
	YS (Lb/100 ft ²)	5	4
GELES	10"	10	5
	10'	12	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.8	8.9
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.96	0.76
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.54	1.38
	Cl- (ppm)	1180	1200
	Calcios (ppm)	40	40

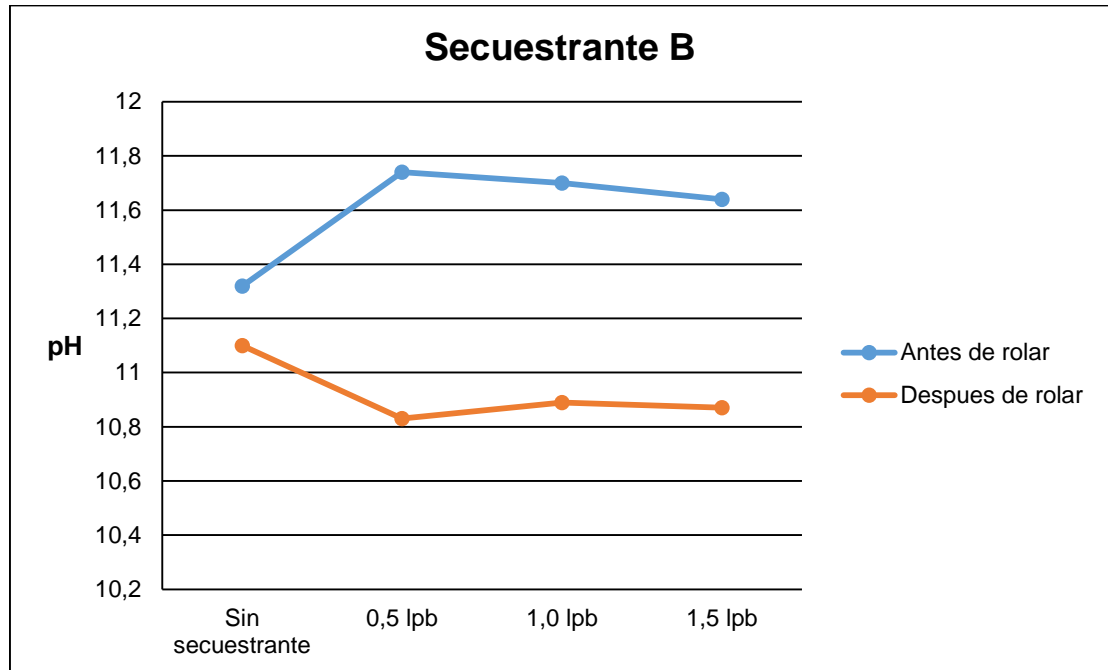
Tabla 51. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante B 1,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.64	10.87
REOLOGÍA	VP (cP)	14	11
	YP (Lb/100 ft ²)	23	18
	YS (Lb/100 ft ²)	7	3
GELES	10"	9	5
	10'	10	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.6	8.8
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.98	0.9
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.58	1.5
	Cl- (ppm)	1130	1160
	Calcios (ppm)	40	40

6.12.1 Densidad. Se observa que el fluido polimérico no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante B, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante, se evidencia que el fluido después de la prueba de rolado, se deshidrata generando un precipitado de barita, esto a su vez genera una densidad errónea medida del fluido es por esto que después de rolado se tiene un valor de 8.9+.

6.12.2 pH. En La **Gráfica 20** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante B. antes y después de rolar.

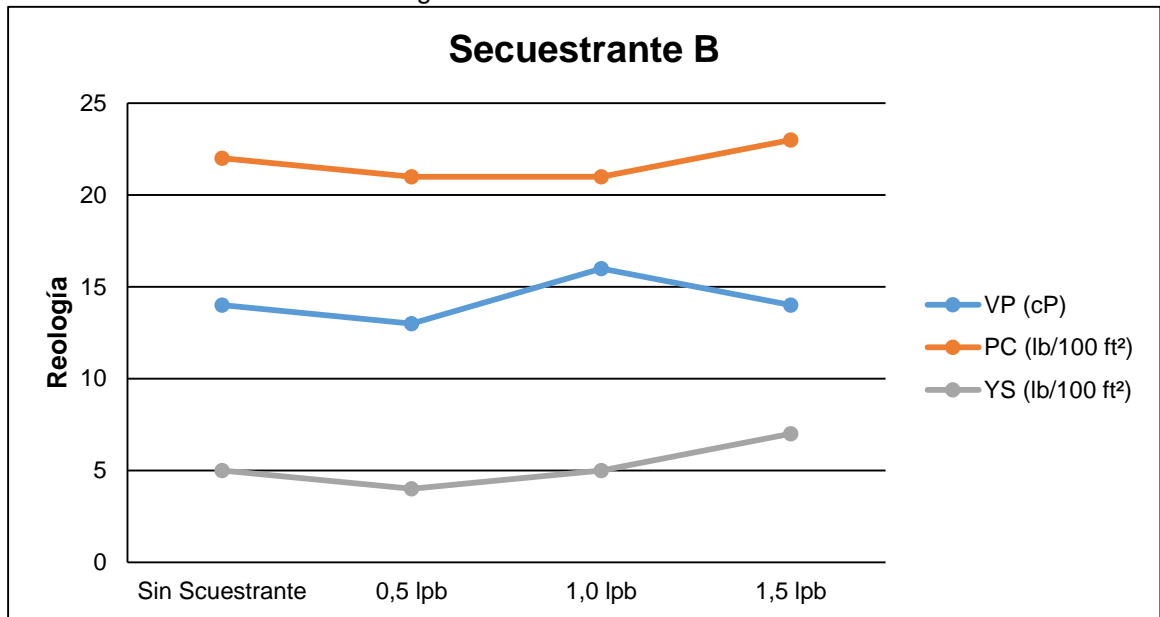
Gráfica 20. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.



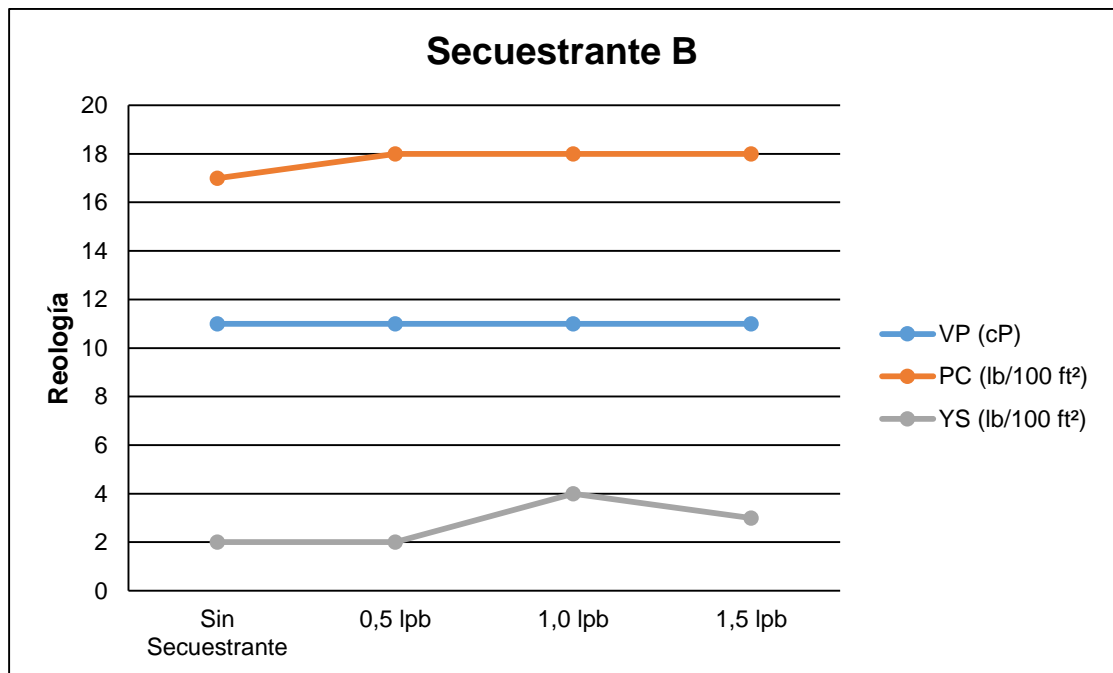
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7 (valor apto y fiable para una posible intrusión de H_2S) debido a la cal hidratada agregada en el sistema. Al agregarle el secuestrante B, se evidencia que el pH aumenta y se estabiliza después de subir la concentración del producto antes de rolar pero después de la prueba de rolado, el pH disminuye como se muestra en la **Gráfica 20**, y se estabiliza a mayor concentración de secuestrante B, lo cual infiere que el secuestrante funciona como estabilizador (sin intrusión de H_2S), sin embargo es necesario monitorear constantemente este parámetro.

6.12.3 Reología. A continuación en las **Gráficas 21** y **22**. se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante B. sobre el fluido base silicato, en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 21. Reología de LP-2 con secuestrante B antes de rolar.



Gráfica 22. Reología de LP-2 con secuestrante B después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante B. al ser sólido, no se solubiliza totalmente en el sistema de lodo, sin embargo este secuestrante mantiene en total compatibilidad la viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo cortante sin

afectarlos, se mantienen las propiedades constantes, lo cual predice una buena compatibilidad del secuestrante sobre el sistema de fluido.

6.12.4 Filtrado API y revoque (cake). Para este lodo polimérico a base de silicatos, se observa que a medida que la concentración de secuestrante sube la cantidad relativa de líquido que entra a la formación comienza a disminuir, lo cual es una característica positiva del secuestrante B, sin embargo este tipo de aditivo no pretende controlar este parámetro y prácticamente genera un cambio mínimo; de los 9 ml/ 30 min iniciales del fluido base, cambia a 8.6 ml/30 min a una concentración de 1.5 Lb/bbl de secuestrante B. El espesor del revoque disminuye después de la prueba de rolado debido a la deshidratación del fluido que impide que materiales sólidos generen un espesor relativamente más alto en la pared de la formación.

6.12.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.13 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C

A continuación se observaran en las **Tablas 52, 53 y 54**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 2 con el secuestrante C.

Tabla 52. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante C 0,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.13	10.86
REOLOGÍA	VP (cP)	11	9
	YP (Lb/100 ft ²)	20	15
	YS (Lb/100 ft ²)	4	1
GELES	10"	7	3
	10'	8	4
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.6	10
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.66	0.58
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.18	1.42
	Cl- (ppm)	1160	1170
	Calcios (ppm)	40	40

Tabla 53. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante C 1,0 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	10.48	10.23
REOLOGÍA	VP (cP)	11	8
	YP (Lb/100 ft ²)	18	15
	YS (Lb/100 ft ²)	4	1
GELES	10"	7	3
	10'	8	4
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.2	17
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0.54	0.42
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.06	1.28
	Cl- (ppm)	1180	1200
	Calcios (ppm)	40	40

Tabla 54. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.

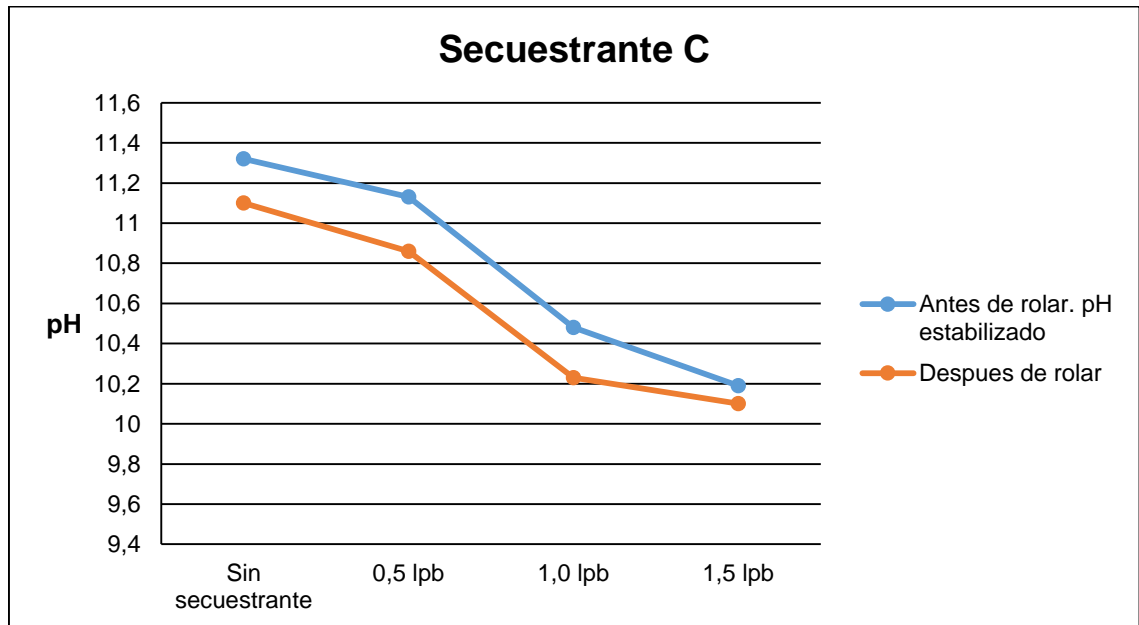
Secuestrante C 1,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	10.1	10.1
REOLOGÍA	VP (cP)	11	8
	YP (Lb/100 ft ²)	17	15
	YS (Lb/100 ft ²)	2	1
GELES	10"	7	4
	10'	8	5
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8	21.4
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0.46	0.22
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0.8	1.42
	Cl- (ppm)	1200	1050
	Calcios (ppm)	40	40

6.13.1 Densidad. Se observa que el fluido polimérico no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante C, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante, se evidencia que el fluido después de la prueba de rolado, se deshidrata generando un precipitado de barita,

esto a su vez genera una densidad errónea medida del fluido es por esto que después de rolado se tiene un valor de 8.9+.

6.13.2 pH. En la **Gráfica 23** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante C. antes y después de rolar. Se esperaban valores bajos de pH al adicionar el secuestrante, ya que este aditivo (quelante de hierro) es de pH ácido; los valores no se vieron afectados en mayor grado, ya que para este sistema se tuvo un estabilizador de pH (cal hidratada) desde la formulación inicial.

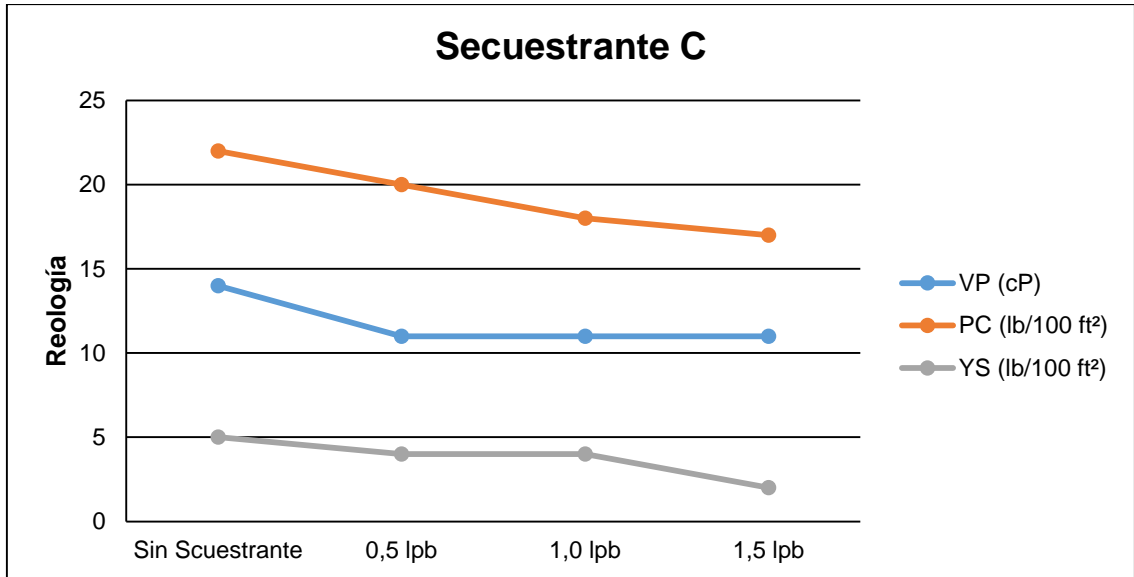
Gráfica 23. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C antes y después de rolar.



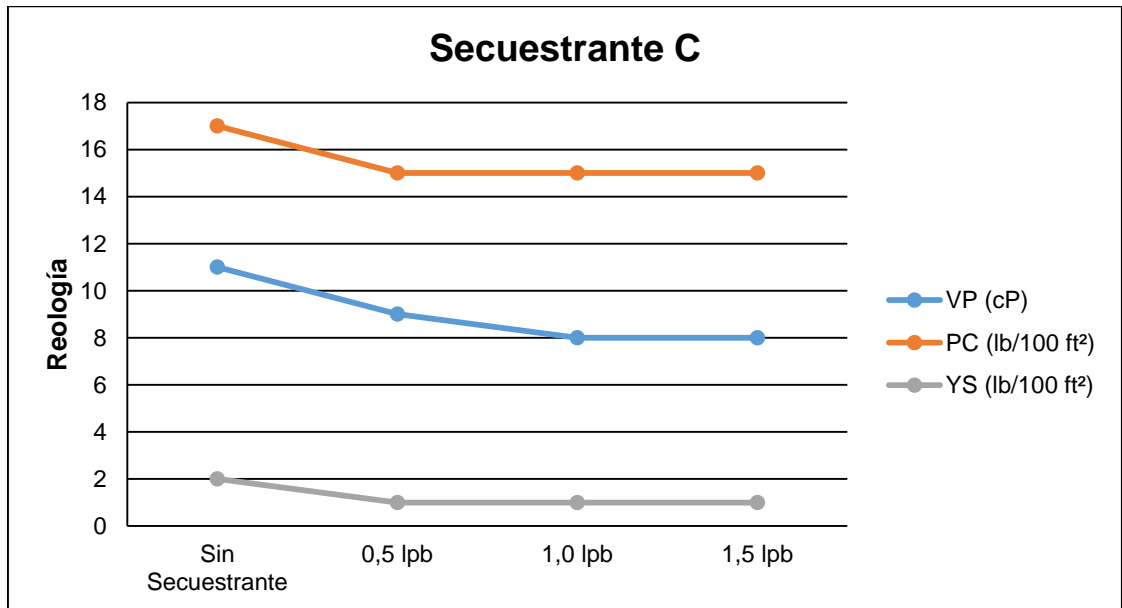
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7 (11.3, valor apto y fiable para una posible intrusión de H₂S). Debido a que este secuestrante es un quelato de hierro de pH ácido, se estimaba que el comportamiento del pH en el sistema de fluido (a mayor concentración de secuestrante) sería mucho mayor la disminución de este parámetro (pH), pero debido a la cal hidratada agregada en el sistema, se generó una estabilización del pH, no dejando que los valores fueran bajos. El secuestrante C baja inmediatamente los valores de pH. Poca compatibilidad.

6.13.3 Reología. Como se observa en las **Gráficas 24** y **25** Se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante C. en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 24. Reología de LP-2 con secuestrante C. antes de rolar.



Gráfica 25. Reología de LP-2 con secuestrante C. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante C. reduce los valores reológicos iniciales del sistema planteado, no obstante mantiene estables el punto cedente y la viscosidad plástica en este tipo de fluido, incluso después de rolado el sistema se comporta más estable, es por esto que lo ideal es tener estabilizado el pH para prevenir el cambio en las propiedades reológicas al adicionar algún producto fuera de la formulación base del fluido.

6.13.4 Filtrado API y espesor del cake. Para este lodo polimérico a base de silicatos, se observa que a medida que la concentración de secuestrante sube la cantidad relativa de líquido que entra a la formación comienza a disminuir pero antes de rolado, después de rolado la cantidad de líquido que entra a la formación es preocupante (valores de 17 ml/30 min a una concentración de 1Lb/bbl – y 21.4 ml/30 min a una concentración de 1.5 Lb/bbl) lo cual es una característica negativa del secuestrante C, sin embargo este tipo de aditivo no pretende controlar este parámetro de filtrado pero es necesario un ajuste en la formulación para no tener este problema, lo cual me generaría nuevos sobre-costos por adición de secuestrante a base de hierro.

6.13.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.14 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D

A continuación se observaran en las **Tablas 55, 56 y 57**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 2 con el secuestrante D.

Tabla 55. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante D 0,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.1
	pH	11.64	11.0
REOLOGÍA	VP (cP)	14	11
	YP (Lb/100 ft ²)	19	17
	YS (Lb/100 ft ²)	5	1
GELES	10"	8	4
	10'	9	5
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9.0	9.4
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.98	0.88
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.36	1.38
	Cl- (ppm)	1170	1650
	Calcios (ppm)	40	40

Tabla 56. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante D 1,0 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.1
	pH	11.67	11.05
REOLOGÍA	VP (cP)	13	11
	YP (Lb/100 ft ²)	19	18
	YS (Lb/100 ft ²)	4	2
GELES	10"	7	3
	10'	8	4
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.8	9.8
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0.9	0.86
	Mf (ml H2SO4 N50)	1.32	1.40
	Cl- (ppm)	1180	1160
	Calcios (ppm)	40	40

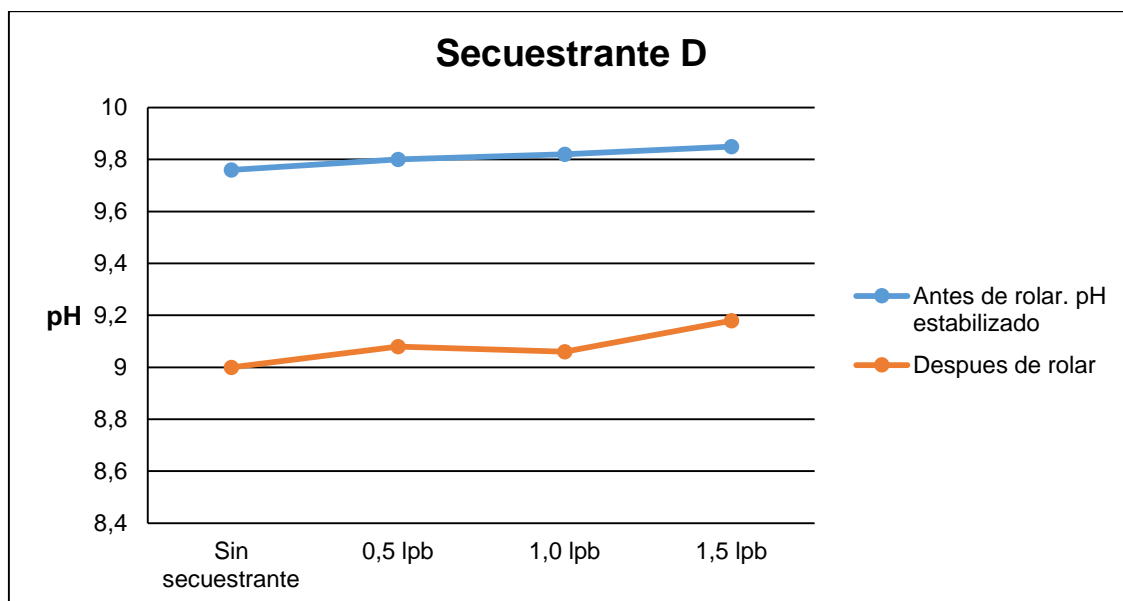
Tabla 57. Propiedades del fluido de perforación LP-2 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante D 1,5 (lpb)	LP-2	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.1
	pH	11.70	11.11
REOLOGÍA	VP (cP)	14	11
	YP (Lb/100 ft ²)	26	19
	YS (Lb/100 ft ²)	7	3
GELES	10"	9	5
	10'	12	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	6.8	10.4
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0.94	0.90
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.30	1.54
	Cl- (ppm)	1210	1170
	Calcios (ppm)	40	40

6.14.1 Densidad. Se observa que el fluido no se altera en ninguna concentración del secuestrante, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante a una concentración de 1.5 Lb/bbl el peso del lodo aumenta en una décima debido a la adición de este secuestrante sólido.

6.14.2 pH. En la **Gráfica 26** se observa el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante D. antes y después de rolar. Este secuestrante en especial, es el típico secuestrante usado en la industria de petróleos, pero es poco amigable con el medio ambiente.

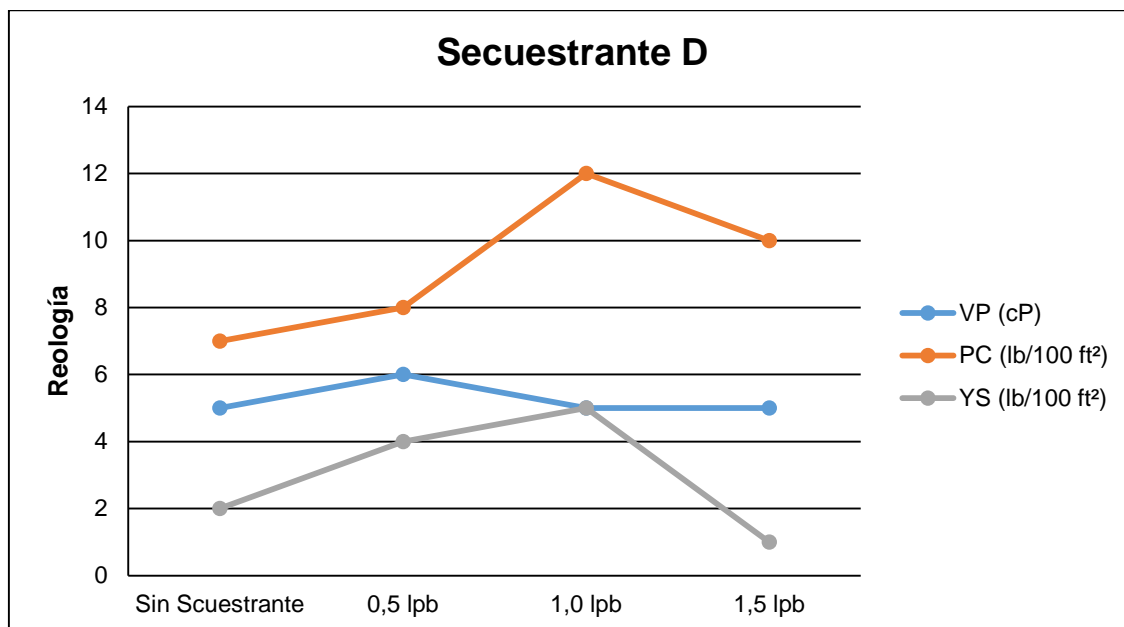
Gráfica 26. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.



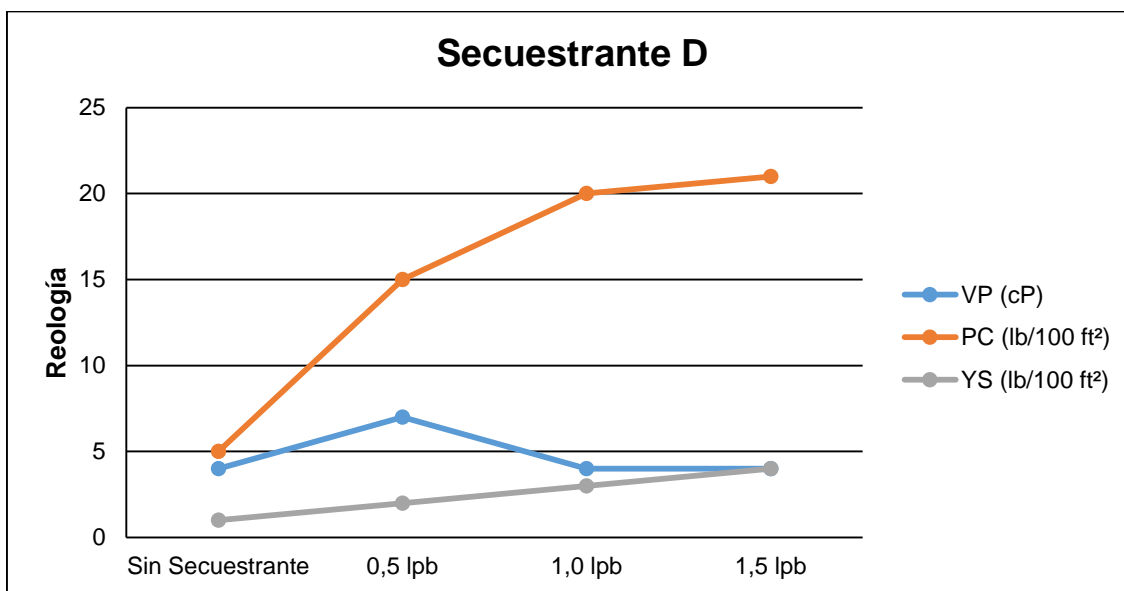
El pH del fluido base indica un lodo alcalino ya que es mayor a 7, luego de agregarle el secuestrante, no se observaron alteraciones en el pH, incluso me mantiene el pH y lo estabiliza a grandes concentraciones, siempre y cuando no exista la intrusión de H_2S . Sin embargo (en las operaciones de perforación) es necesario monitorear el comportamiento del pH, ya que a un pH muy elevado puede reaccionar con las arcillas, generando problemas operacionales. La simulación de circulación en el pozo a una temperatura de $200^{\circ}F$ y a una presión de 100 psi reduce en una unidad el pH por lo que es necesario monitorear constantemente dicho comportamiento.

6.14.3 Reología. Como se observa en las **Gráficas 27** y **28** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante D. en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 27. Reología de LP-2 con secuestrante D. antes de rolar.



Gráfica 28. Reología de LP-2 con secuestrante D. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante D. aumenta las propiedades reológicas del lodo debido a su estado sólido y a la poca solubilidad del mismo, aumenta la capacidad del fluido en tener sólidos en suspensión es por ello que es necesario hacer un control riguroso de los sólidos en suspensión sin alterar la concentración

de secuestrante dentro del sistema, el objetivo es no llegar a valores muy altos de Punto cedente y causar el floculamiento del lodo.

6.14.4 Filtrado API y espesor cake. Para este lodo de inicio, la cantidad relativa de líquido que entra a la formación es significativamente alta, y este aditivo (secuestrante D.) no refleja mayor cambio ya que se sigue teniendo un filtrado >25 ml/30 min. El espesor del revoque (cake) formado en las paredes de la formación si resulta relevante observar, ya que aumenta de manera considerable de 1/32 avo in a 4/32 avos in en la concentración más alta de secuestrante D (1.5 Lb/bbl).

6.14.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.15 LODO DE PERFORACIÓN – 3

A continuación se describirán las funciones y características de este lodo utilizado para las secciones intermedias en el Campo Jazmín, con base a los reportes operacionales contemplados por Halliburton Latín América S.A.

6.15.1 Lodo base amina (LP-3). Este lodo de perforación está diseñado para controlar la pérdida de fluido y la estabilidad de la formación, en secciones profundas o intermedias. Por esta razón, se densifica con carbonato de calcio y no barita o bentonita, para evitar precipitación de estos aditivos y que lleguen a perjudicar la formación. Normalmente este fluido se puede utilizar en un rango de densidades entre 8,5 a 14,5 lb/gal aproximadamente. En la **Figura 37** se puede observar el fluido de perforación – 3.

Figura 37. Lodo de perforación base amina



6.15.2 Sin secuestrante. Las propiedades iniciales del fluido base se pueden observar en la **Tabla 58**.

Tabla 58. Propiedades del lodo de perforación LP-3.

Sin secuestrante	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9,0
	pH	11,51	11,33
REOLOGÍA	VP (cP)	10	9
	YP (Lb/100 ft ²)	23	16
	YS (Lb/100 ft ²)	13	12
GELES	10"	11	15
	10'	8	13
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7,6	8,4
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1,2	1,18
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2,18	2,07
	Cl ⁻ (ppm)	1450	1450
	Calcios (ppm)	40	40

6.16 LODO DE PERFORACIÓN 3 – SECUESTRANTE A

En las **Tablas 59, 60 y 61** se verán las propiedades del fluido de perforación -3 con el secuestrante A con una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril (lpb) respectivamente.

Tabla 59. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante A 0,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	11.4	10.35
REOLOGÍA	VP (cP)	10	7
	YP (Lb/100 ft ²)	29	25
	YS (Lb/100 ft ²)	13	11
GELES	10"	9	8
	10'	13	11
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7.4	8.2
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	1.26	1.24
	Mf (ml H2SO4 N50)	2.42	2.4
	Cl- (ppm)	160	160
	Calcios (ppm)	40	42

Tabla 60. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante A 1,0 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9,0
	pH	11,4	10,35
REOLOGÍA	VP (cP)	11	6
	YP (Lb/100 ft ²)	27	25
	YS (Lb/100 ft ²)	14	13
GELES	10"	10	6
	10'	13	9
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7,5	8,3
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	1,4	1,36
	Mf (ml H2SO4 N50)	2,6	2,4
	Cl- (ppm)	160	160
	Calcios (ppm)	40	40

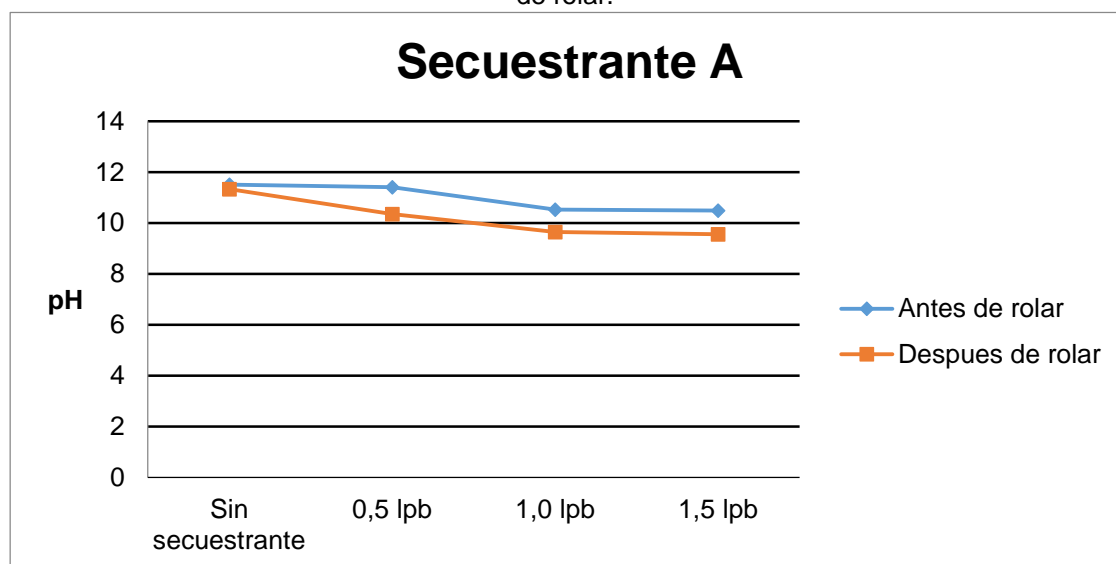
Tabla 61. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante A 1,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9.0
	pH	10.53	9.65
REOLOGÍA	VP (cP)	13	6
	YP (Lb/100 ft ²)	23	24
	YS (Lb/100 ft ²)	14	11
GELES	10"	10	5
	10'	12	9
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.1	9
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1.48	1.42
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2.32	2.3
	Cl- (ppm)	170	160
	Calcios (ppm)	40	40

6.16.1 Densidad. Se observa que el fluido no se ve afectado en gran medida, debido a que después de rolado se puede inferir que el lodo se deshidrata y algunos solidos son precipitados, causando una leve disminución de la densidad.

6.16.2 pH. En la **Gráfica 29** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante A antes y después de rolar.

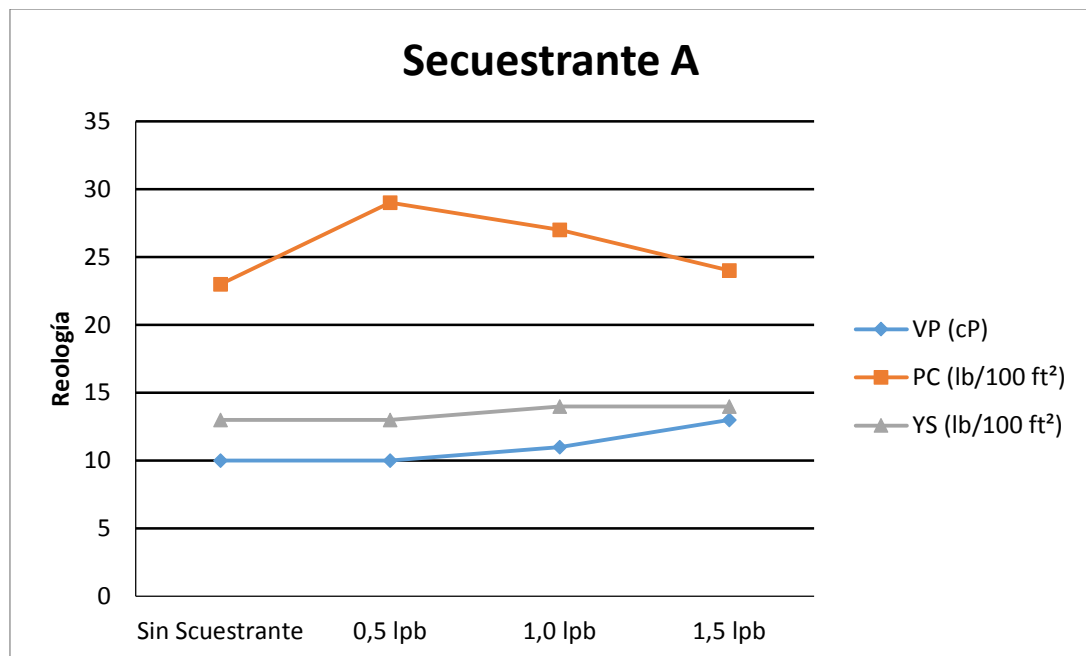
Gráfica 29. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después de rolar.



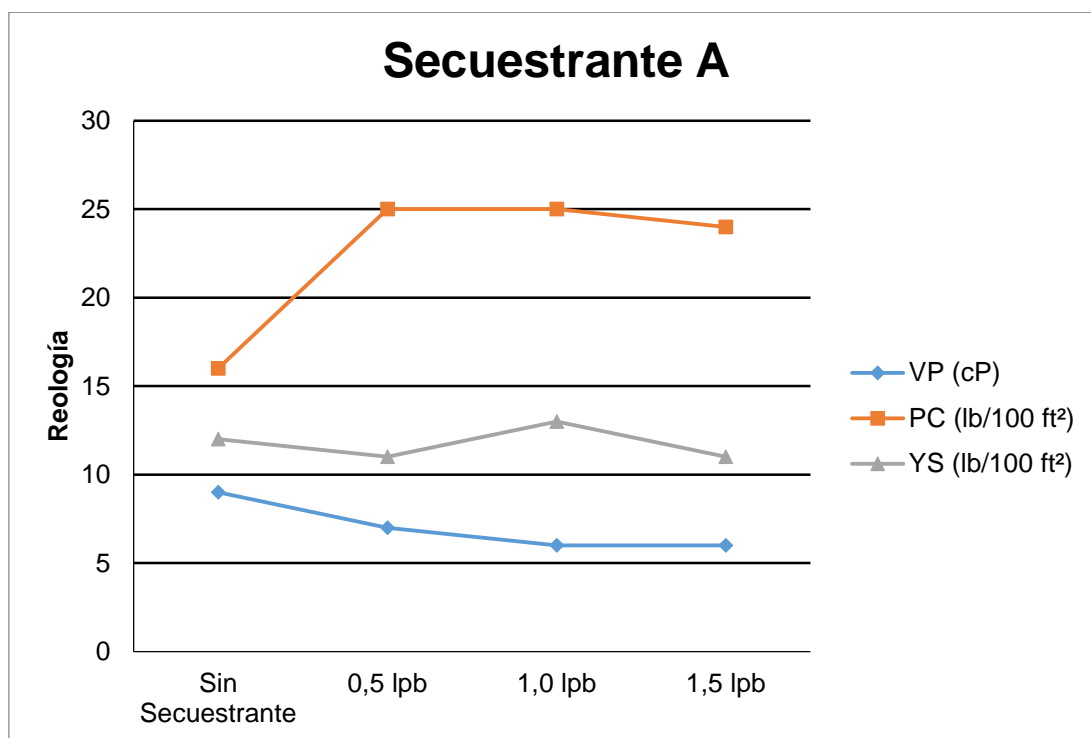
Después de agregarle el secuestrante A al fluido, se evidencia que el pH disminuye a mayor concentración de secuestrante A, por ejemplo el lodo inicialmente posee un pH de 11,51 y al agregar una concentración de 0,5 (Lb/bbl) de secuestrante A, el pH disminuye en 0,1, de igual forma ocurre con la concentración de 1,5 (Lb/bbl), mostrando una mayor variación en el pH con respecto a la concentración de 0,5 (Lb/bbl). Esto indica que el secuestrante A, evita que el pH se estabilice, se recomienda utilizar la menor concentración de 0,5 (Lb/bbl), para evitar la variación del pH.

6.16.3 Reología. A continuación en las **Gráficas 30** y **31** se visualizara el cambio reológico que genera el secuestrante A en las diferentes concentraciones antes de rolar y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 30. Reología de LP-3 con secuestrante A antes de rolar.



Gráfica 31. Reología de LP-3 con secuestrante A después de rolar.



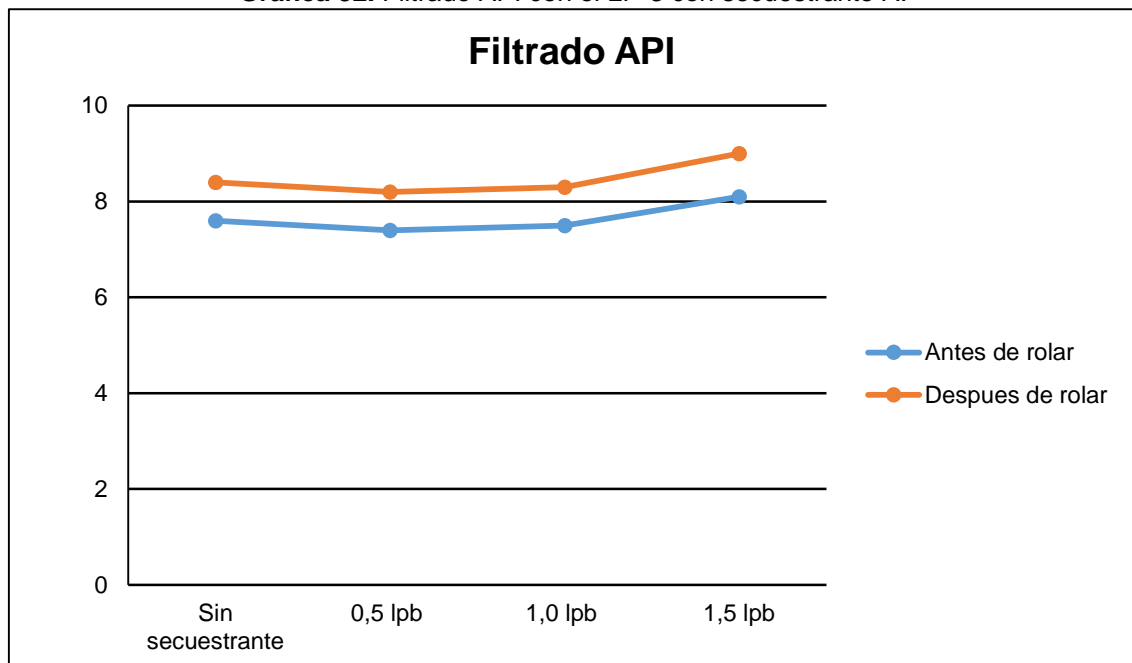
Se puede observar que el secuestrante A. funciona mejor en una concentración de 0.5 (Lb/bbl) debido a que las propiedades reológicas no se ven afectadas de manera significativamente antes y después de rolar.

Después de rolar, el fluido con la concentración de 0,5 (Lb/bbl), mantuvo las propiedades de viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo de corte, teniendo en cuenta los valores semejantes al fluido sin secuestrante, por ejemplo, la viscosidad plástica antes de rolar es igual a la del fluido base (10 cP ambos) y después de rolar se redujo en 3 unidades (7 cP), mientras que las concentraciones de 1,0 y 1,5 (Lb/bbl), disminuyeron en 4 unidades (6 cP) con respecto al valor de VP del fluido base. Esto se debe a que el lodo, después de rolado, somete los aditivos a una degradación térmica, evidenciando que las propiedades reológicas en algunos casos disminuirán, infiriendo así, que al colocar un exceso de secuestrante en el fluido, ayude a la afectación de los aditivos, siendo inhibidos por algunos compuestos del secuestrante A.

6.16.4 Filtrado API y revoque (cake). En este lodo, se pudo observar que el valor del filtrado con respecto al valor obtenido con el fluido base, disminuyó para las concentraciones de 0,5 y 1,0 (lb/bbl), antes de rolar, infiriendo que el secuestrante A, sirva como controlador de filtrado, pero después de rolar, el filtrado aumento a valores por encima de 8 ml/30 min, determinando que el mejor comportamiento se vio con la concentración de 0,5 (Lb/bbl).

Para el caso del cake, se observó una película fina de espesor de 1/32avo de pulgada y no tenía ningún solido precipitado o impureza que no fuera propia del lodo.

Gráfica 32. Filtrado API con el LP-3 con secuestrante A.



6.16.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.17 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B

A continuación se observaran en las **Tablas 62, 63 y 64**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 3 con el secuestrante B.

Tabla 62. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante B 0,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9+
	pH	11,49	10,78
REOLOGÍA	VP (cP)	11	10
	YP (Lb/100 ft ²)	23	21
	YS (Lb/100 ft ²)	12	12
GELES	10"	8	7
	10'	12	9
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8.3	9.7
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,84	0,44
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2,44	1,42
	Cl- (ppm)	1450	1480
	Calcios (ppm)	50	46

Tabla 63. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante B 1,0 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9+
	pH	11,22	10,56
REOLOGÍA	VP (cP)	10	9
	YP (Lb/100 ft ²)	24	21
	YS (Lb/100 ft ²)	15	11
GELES	10"	9	6
	10'	11	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9	10,4
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,7	0,68
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2,5	1,89
	Cl- (ppm)	1450	1460
	Calcios (ppm)	42	45

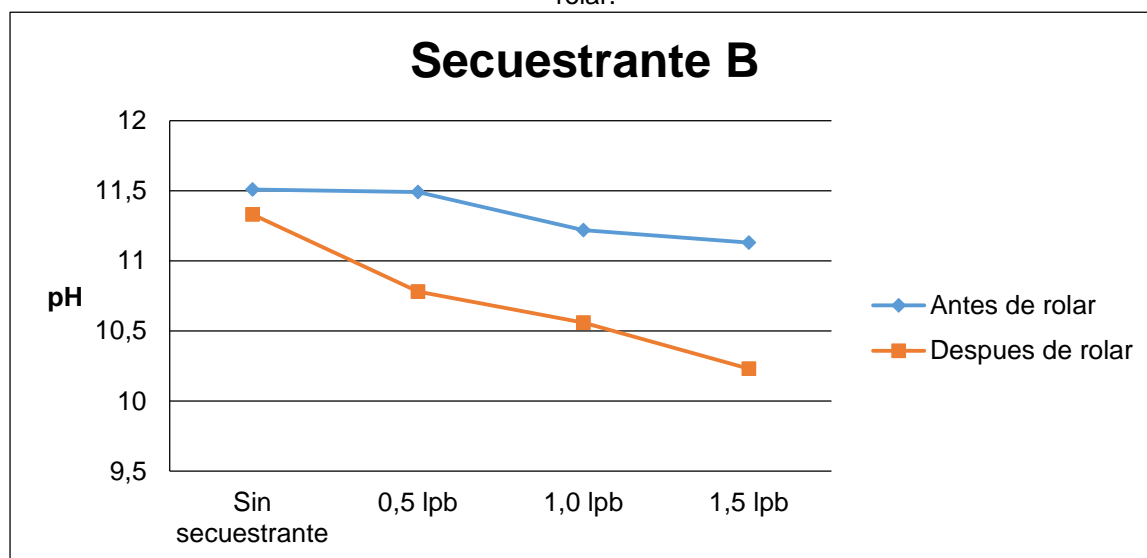
Tabla 64. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante B 1,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9,1
	pH	11,13	10,23
REOLOGIA	VP (cP)	9	8
	YP (Lb/100 ft ²)	30	22
	YS (Lb/100 ft ²)	13	11
GELES	10"	10	10
	10'	14	11
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9,6	11,5
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUIMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,62	0,36
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	2,73	1,94
	Cl- (ppm)	1450	1490
	Calcios (ppm)	38	40

6.17.1 Densidad. Se observa que el fluido se ve afectado por el secuestrante B, de manera significativa, debido a que este secuestrante es a base de carbonato de zinc, por lo cual es necesario considerar el espacio que ocupa en la mezcla, porque a grandes concentraciones, aporta solidos que incrementan el peso del lodo.

6.17.2 pH. En la **Gráfica 33** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante B. antes y después de rolar.

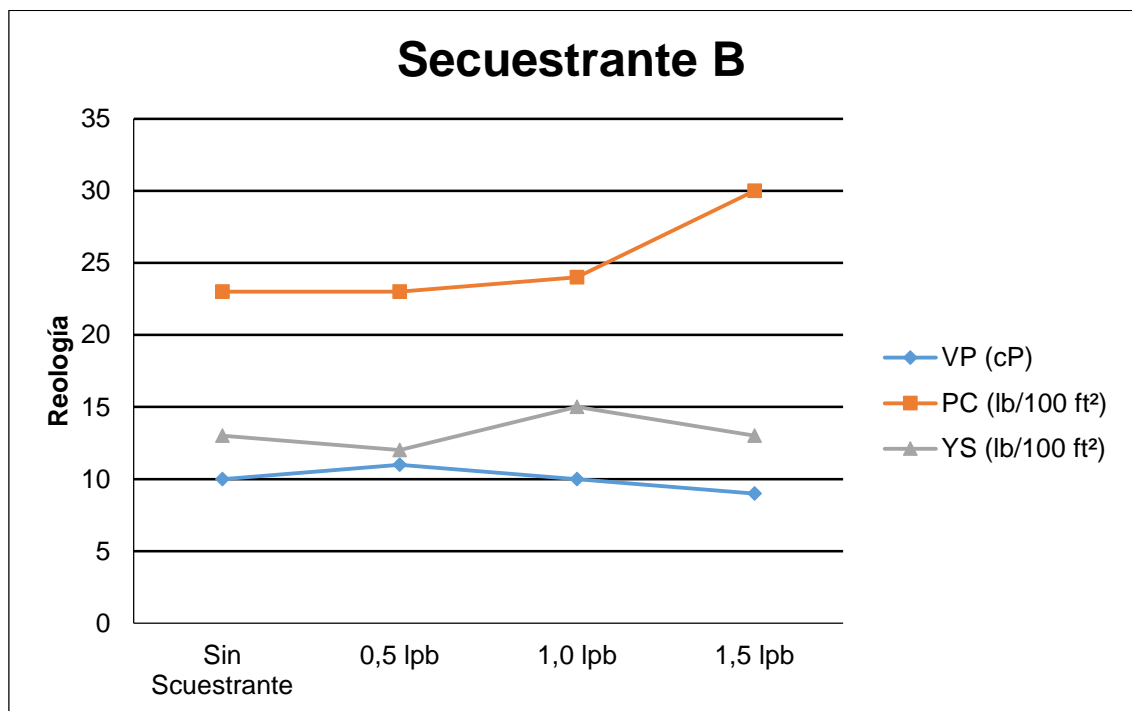
Gráfica 33. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.



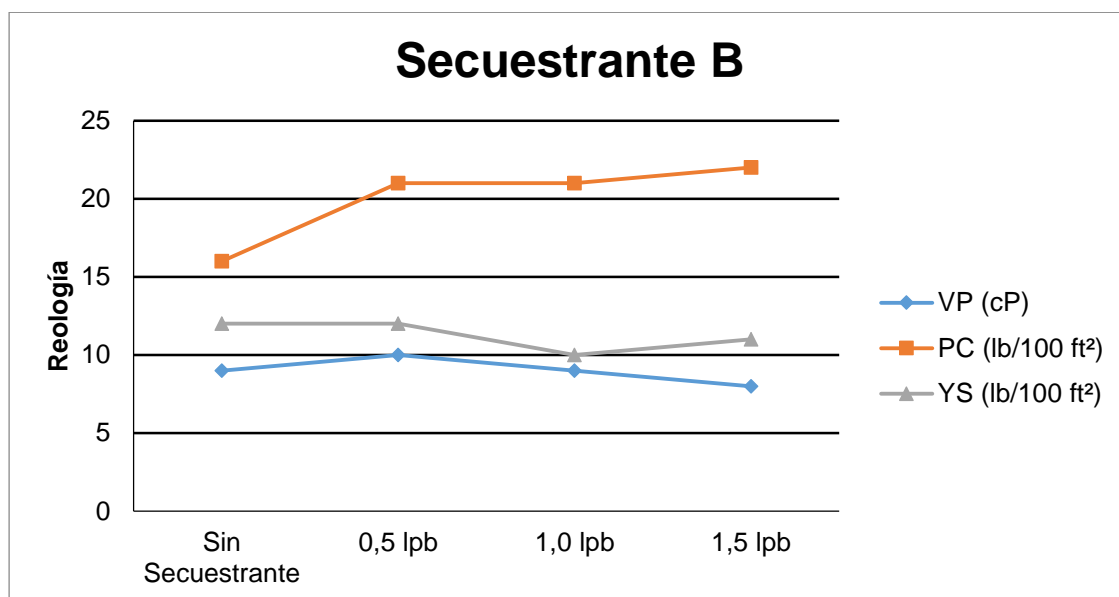
El pH del fluido base indica un lodo alcalino por estar por encima de 7, luego de agregarle el secuestrante, se evidencia que el pH disminuye a mayor concentración de secuestrante B, por ejemplo el lodo inicialmente posee un pH de 11,51 y al agregar una concentración de 0,5 (Lb/bbl) de secuestrante B, el pH disminuye en menor medida, quedando así en un pH de 11,49. En la menor concentración, el pH no se reduce como en las otras concentraciones (1,0 y 1,5 Lb/bbl), tanto antes como después de rolar, mostrando una mayor variación en el pH con respecto a la concentración de 0,5 (Lb/bbl). Esto indica que el secuestrante B, evita que el pH del lodo se estabilice, una vez haya retornado del pozo, o en este caso atraviese un esfuerzo a causa de la temperatura y la presión. Se recomienda utilizar la menor concentración de 0,5 (Lb/bbl), para evitar la variación del pH.

6.17.3 Reología. A continuación en las **Gráficas 34 y 35** podremos visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante B en las diferentes concentraciones antes de rolar y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 34. Reología de LP-3 con secuestrante B. antes de rolar.



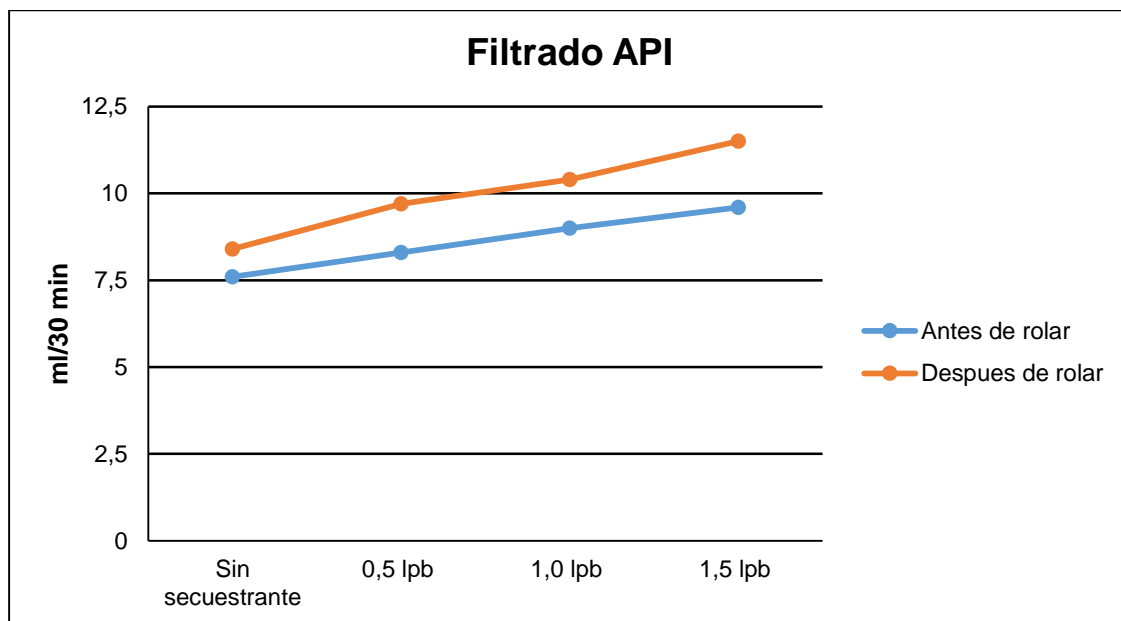
Gráfica 35. Reología de LP-3 con secuestrante B después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante B, afecta las propiedades reológicas del lodo como muestran las tablas 6 y 7. Las propiedades se mantuvieron estables a concentraciones de 0,5 y 1,0 (Lb/bbl), mientras la mayor concentración disminuyó la viscosidad plástica (VP), aumentó el punto cedente (PC) y mantuvo estable el esfuerzo de corte (YS), con respecto al lodo sin secuestrante. Esto, debido al aumento de sólidos que aporta el carbonato de zinc al fluido, deduciendo que una mayor concentración o exceso del secuestrante B, pueda generar problemas futuros con relación a las propiedades reológicas del lodo.

6.17.4 Filtrado API y revoque (cake). En este lodo, se pudo observar que el valor del filtrado con respecto al valor obtenido con el fluido base, aumentó para todas las concentraciones, esto a causa de la no solubilización del carbonato de zinc en el lodo, generando precipitados y partículas sólidas, que evitaban crear un revoque más consolidado por partículas finas, que evitan el paso del agua a través de este. Para el caso del cake, se observó una película fina de espesor de 1/32avo de pulgada con ciertos sólidos de color blanco, referentes al carbonato de zinc, que no se pudieron solubilizar (**Gráfica 36**).

Gráfica 36. Filtrado API para LP-3, secuestrante B, antes y después de rolar.



6.17.5 Pruebas químicas: No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.18 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C

En las siguientes tablas de la **Tabla 65** a la **67** se puede observar el análisis, las pruebas y la afectación que tuvo el lodo base amina al agregar el secuestrante C.

Tabla 65. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante C 0,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	9,91	9,73
REOLOGÍA	VP (cP)	11	8
	YP (Lb/100 ft ²)	23	11
	YS (Lb/100 ft ²)	13	9
GELES	10"	13	4
	10'	15	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7,5	13,2
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,58	0,36
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1,71	1,36
	Cl- (ppm)	1650	1380
	Calcios (ppm)	32	32

Tabla 66. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante C 1,0 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	9,75	9,23
REOLOGÍA	VP (cP)	11	5
	YP (Lb/100 ft ²)	21	14
	YS (Lb/100 ft ²)	12	7
GELES	10"	12	5
	10'	13	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	9	10,4
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,28	0,18
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1,2	1,1
	Cl- (ppm)	1551	1480
	Calcios (ppm)	60	60

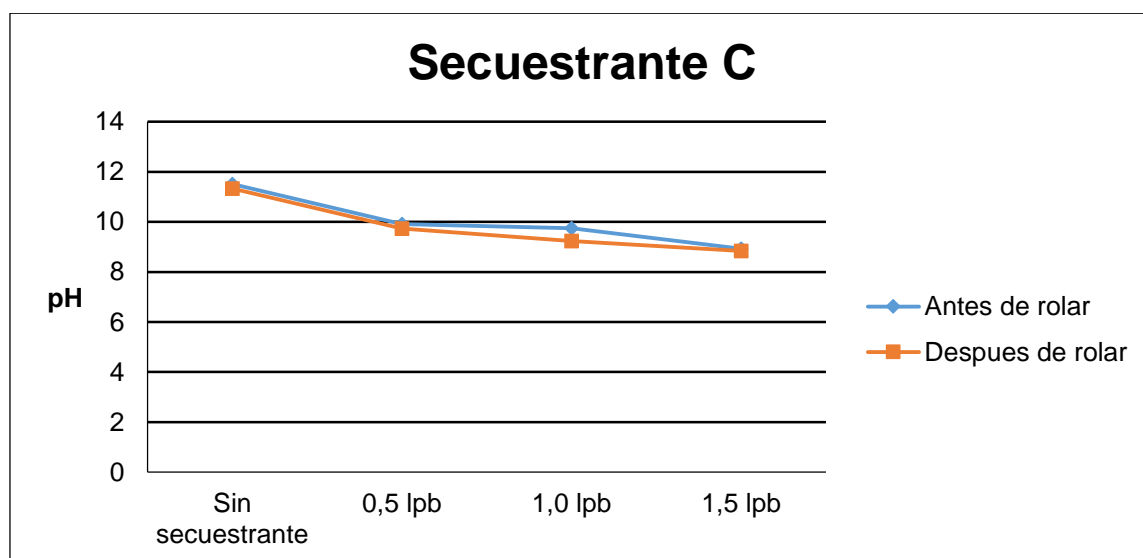
Tabla 67. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante C 1,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	8,93	8,84
REOLOGÍA	VP (cP)	10	4
	YP (Lb/100 ft ²)	22	15
	YS (Lb/100 ft ²)	15	16
GELES	10"	12	10
	10'	15	12
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	7,7	10,9
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,22	0,12
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	1,04	1,02
	Cl- (ppm)	1590	1540
	Calcios (ppm)	40	40

6.18.1 Densidad. Se observa que el fluido no se ve afectado por el secuestrante C, de manera significativa, debido a que este secuestrante se solubiliza completamente dentro del lodo y por ende no muestra ninguna alteración con respecto al peso del lodo.

6.18.2 pH. En la **Grafica 37.** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante C antes y después de rolar.

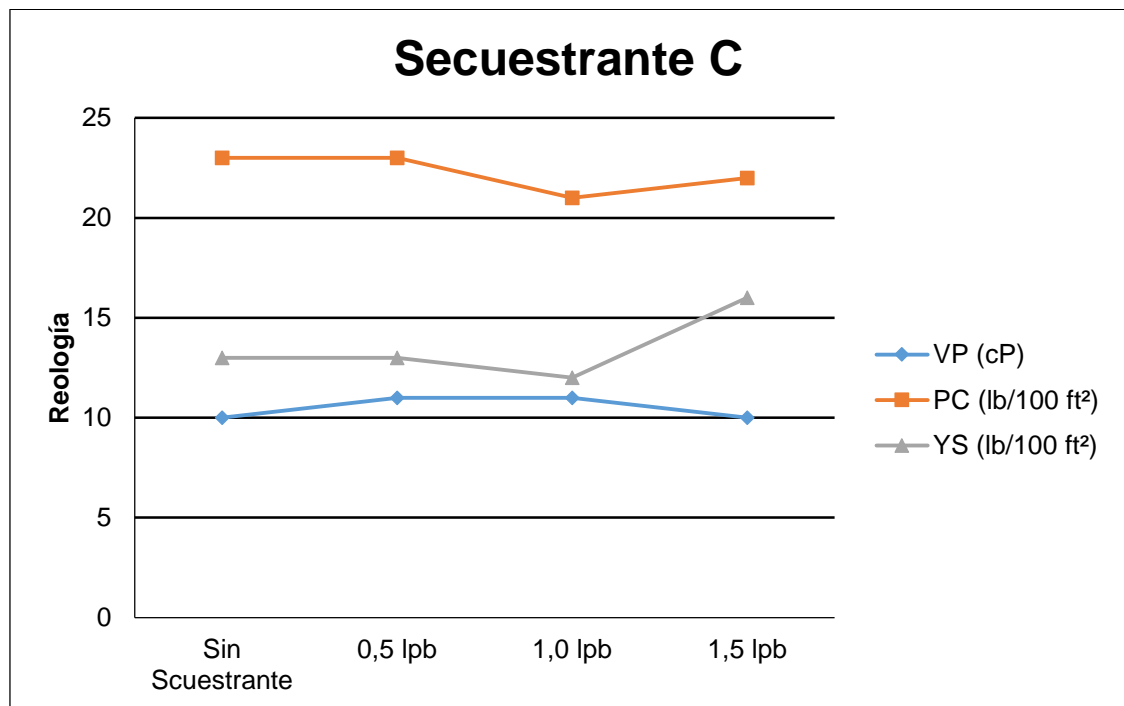
Gráfica 37. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.



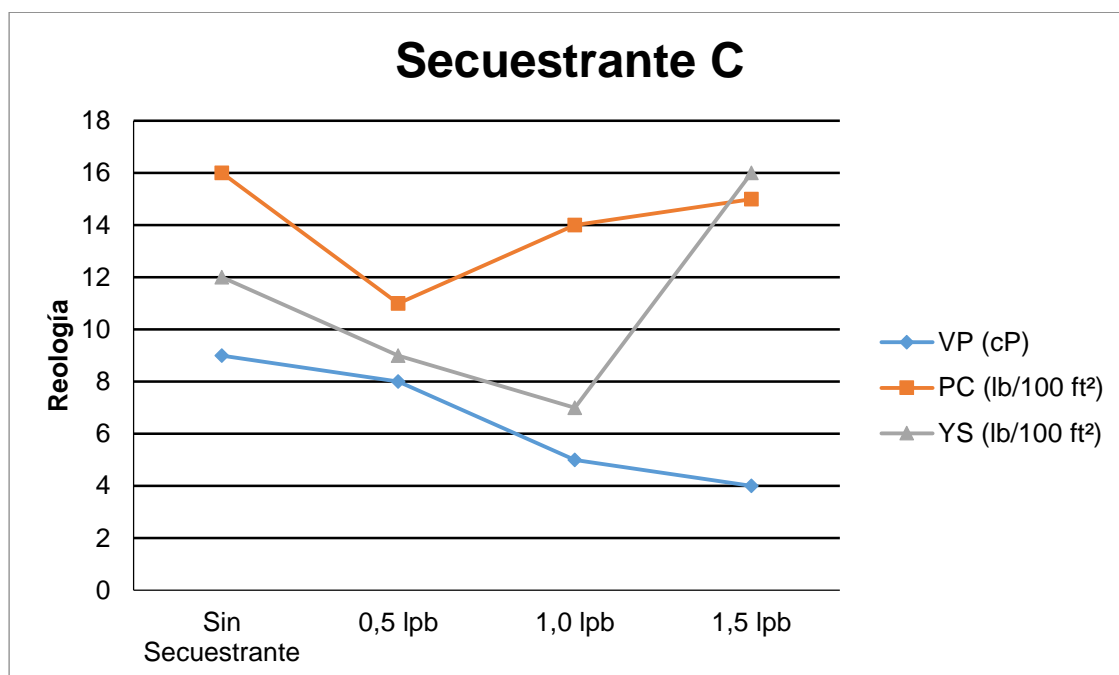
El pH del fluido base indica un lodo alcalino por estar por encima de 7, luego de agregarle el secuestrante, se evidencia que el pH disminuye a mayor concentración de secuestrante C, esto ocurre por la naturaleza del secuestrante C, siendo un quelato ácido, que disminuye el pH del lodo en 2 puntos, con respecto al pH inicial del lodo. Por ello, es preciso realizar una estabilización del pH, una vez agregado el secuestrante C al lodo, con el fin de mantener las propiedades iniciales y evitar que el fluido pierda estas propiedades cuando retorne del pozo.

6.18.3 Reología. A continuación en las **Gráficas 38 y 39** podremos visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante C en las diferentes concentraciones antes de rolar y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 38. Reología de LP-3 con secuestrante C antes de rolar.



Gráfica 39. Reología de LP-3 con secuestrante C después de rolar.

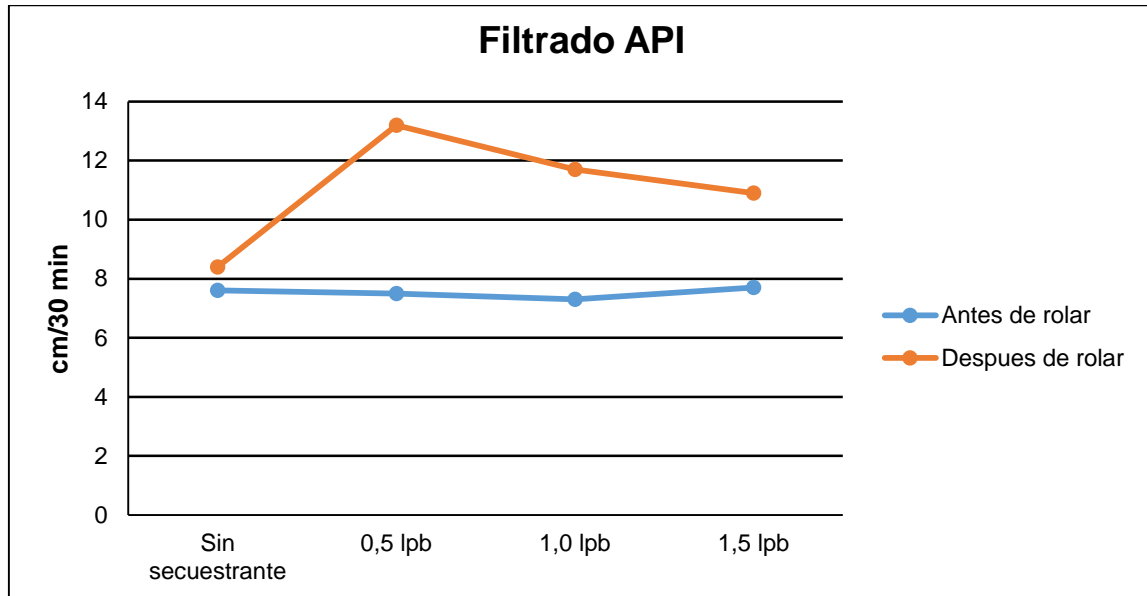


Se puede observar que el secuestrante C, afecta las propiedades reológicas del lodo en mayor medida, después de rolaro, como se observa en las **Gráficas 38 y 39**. Las propiedades se mantuvieron estables antes de rolaro, para todas las concentraciones, pero cuando se alteró el lodo después de la prueba de rolaro, se observó que las propiedades no se mantenían, y como muestra la gráfica 7, la viscosidad plástica (VP), el punto cedente (PC) y el esfuerzo cortante (YS), disminuyeron por debajo de los 8 cP y 16 Lb/100 ft², con respecto al fluido base. Esto se debe, a que el secuestrante C, afecta los aditivos viscosificantes, evitando que cumplan su función, causando en la operación un sobre costo para controlar estas propiedades después de que el lodo retorna del pozo.

6.18.4 Filtrado API y revoque (cake). En este lodo, se pudo observar que no hubo control del filtrado, por lo antes mencionado con la viscosidad, debido a que uno de los aditivos que se usó para la preparación, tenía la función de aportar viscosidad al fluido en menor medida y su principal función era la de controlar el filtrado, por eso, como se ve reflejado que las propiedades reológicas cambian, se puede inferir que el control del filtrado se verá afectado de igual manera. Todo esto evidenciado en la **Gráfica 40**.

Para el caso del cake, se observó una película fina de espesor de 1/32avo de pulgada, que lo único que cambio fue su color a uno verdoso y no se vieron partículas ni solidos precipitados en el cake.

Gráfica 40. Filtrado API para LP-3, secuestrante C antes y después de rolar.



6.13.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.19 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D

En las **Tablas 67, 68 y 69** se podrán observar los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio con el fluido de perforación y el secuestrante D, óxido de zinc.

Tabla 68. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante D 0,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	11,5	10,82
REOLOGÍA	VP (cP)	12	7
	YP (Lb/100 ft ²)	25	25
	YS (Lb/100 ft ²)	14	10
GELES	10"	9	6
	10'	13	7
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8,4	8,9
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	1,28	0,69
	Mf (ml H2SO4 N50)	1,88	1,74
	Cl- (ppm)	1540	1520
	Calcios (ppm)	30	30

Tabla 69. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante D 1,0 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	12,11	10,8
REOLOGÍA	VP (cP)	10	9
	YP (Lb/100 ft ²)	27	27
	YS (Lb/100 ft ²)	14	14
GELES	10"	10	7
	10'	15	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8,4	9,3
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	1,36	2,26
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,6	1,68
	Cl- (ppm)	1560	1530
	Calcios (ppm)	36	32

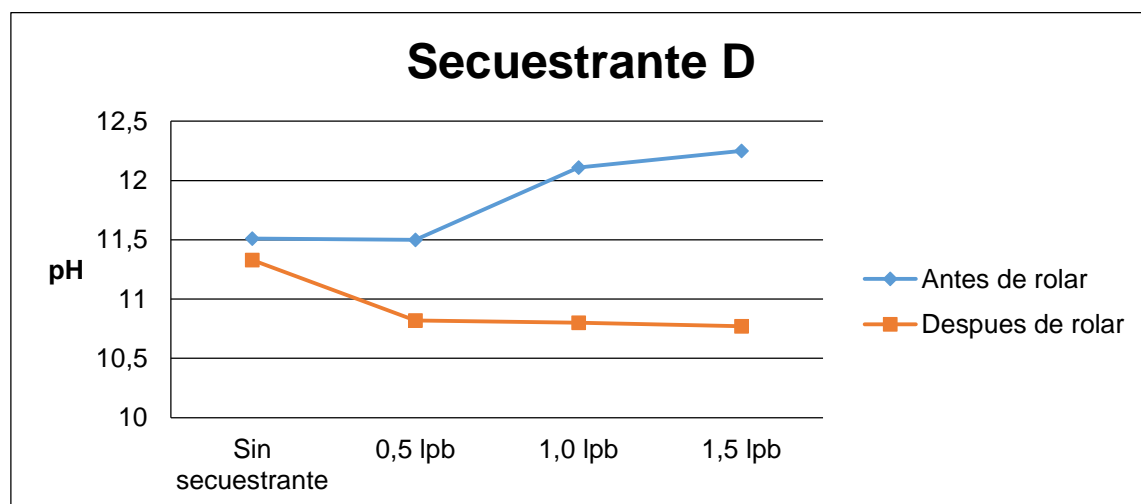
Tabla 70. Propiedades del fluido de perforación LP-3 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante D 1,5 (lpb)	LP-3	ANTES DE ROLADO	DESPUÉS DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (ppg)	9
	pH	12,25	10,77
REOLOGÍA	VP (cP)	8	7
	YP (Lb/100 ft ²)	28	22
	YS (Lb/100 ft ²)	12	9
GELES	10"	9	5
	10'	12	6
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	8,5	9,8
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	1,46	0,58
	Mf (ml H2SO4 N50)	2,58	1,6
	Cl- (ppm)	1570	1540
	Calcios (ppm)	30	36

6.19.1 Densidad. Se observa que el fluido se ve afectado por el secuestrante D, porque después de realizar la prueba de rolado, la densidad aumenta, debido a la solubilización y la incorporación de sólidos del óxido de zinc. Por ello, se debe tener en cuenta al momento de agregar este secuestrante, considerar el peso que le puede aportar al lodo.

6.19.2 pH. En la **Gráfica 41** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante D antes y después de rolar.

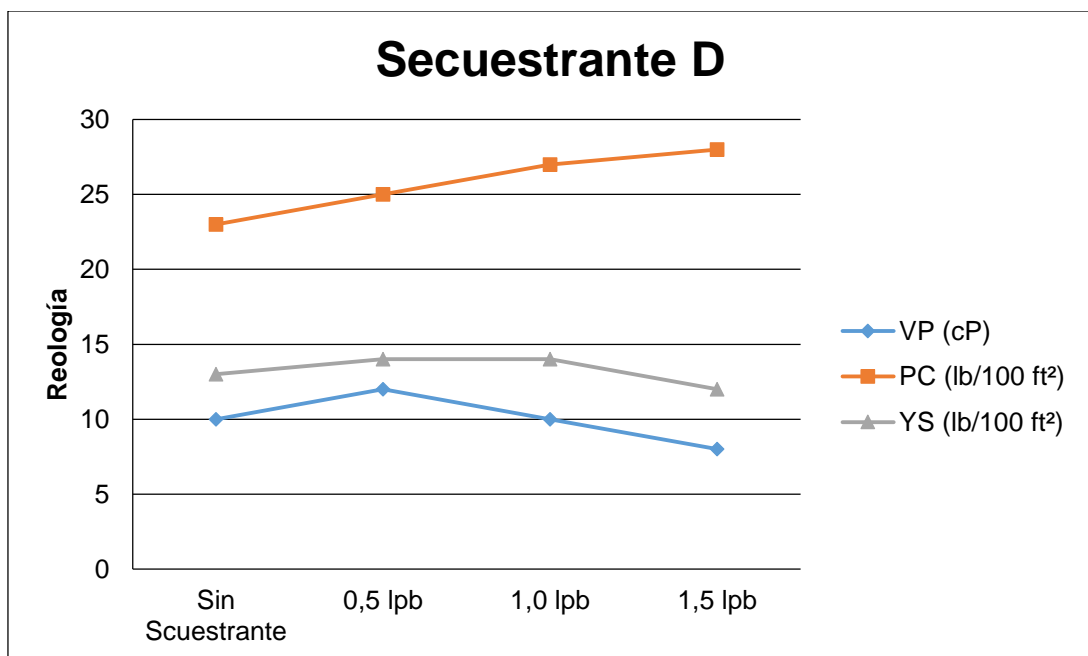
Gráfica 41. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.



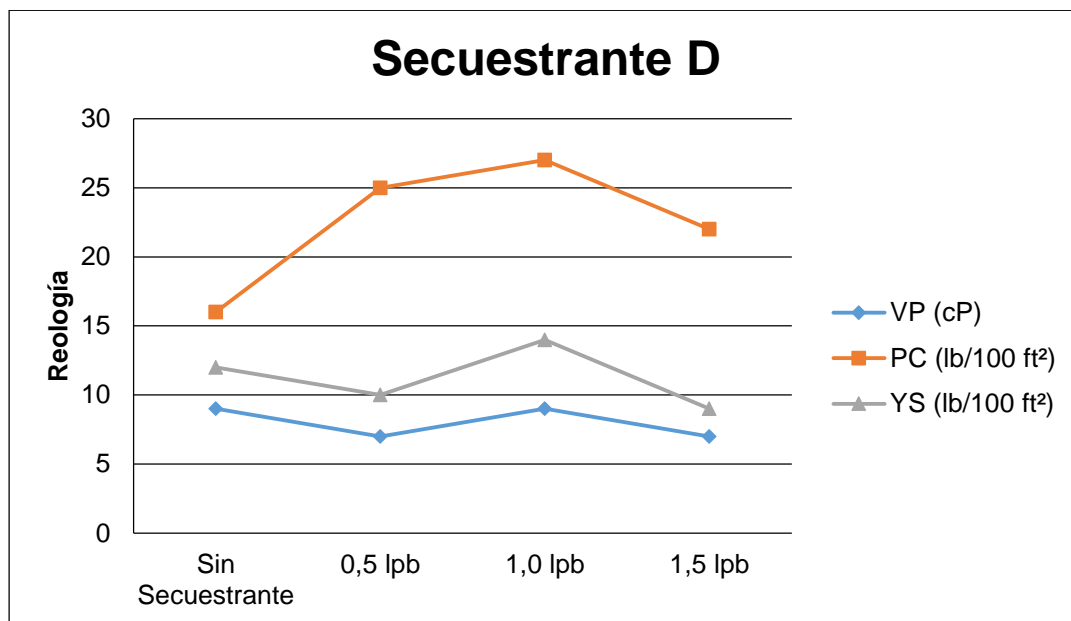
El pH del fluido base indica un lodo alcalino por estar por encima de 7, luego de agregarle el secuestrante, se evidencia que el pH aumento a mayor concentración de secuestrante D, pero después de realizar la prueba de rolado, el pH fue disminuyendo progresivamente a medida iba aumentando la concentración de secuestrante.

6.19.3 Reología. A continuación en las **Gráficas 42 y 43** podremos visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante D en las diferentes concentraciones antes de rolar y después de rolar.

Gráfica 42. Reología de LP-3 con secuestrante D antes de rolar.



Gráfica 43. Reología de LP-3 con secuestrante D después de rolar.

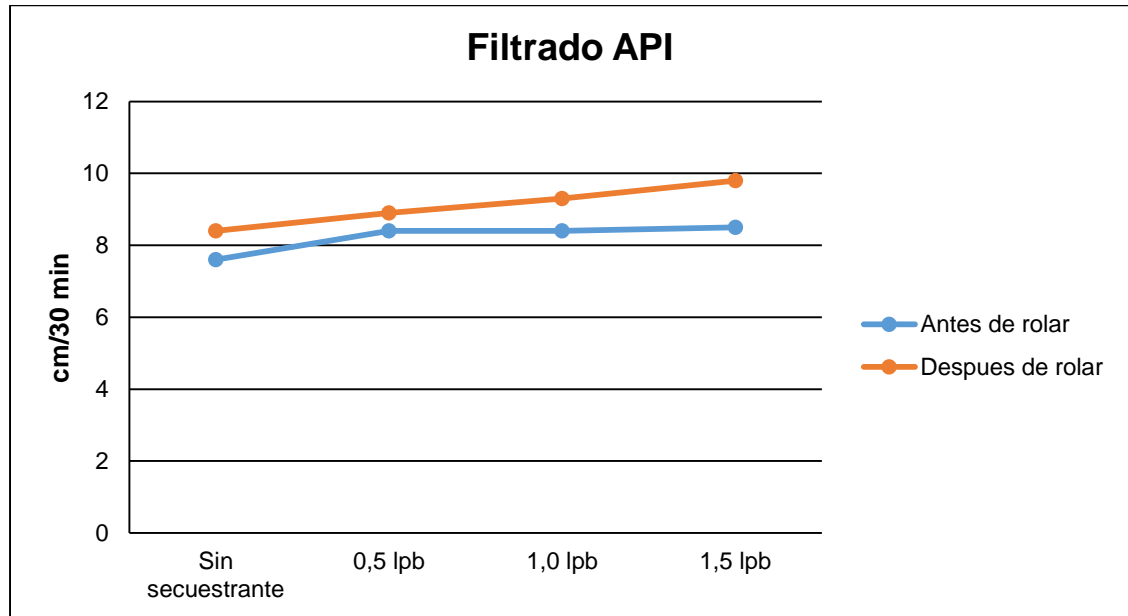


Se puede apreciar que el secuestrante D, afecta las propiedades reológicas del lodo debido a que el óxido de zinc, no se solubiliza fácilmente en medios acuosos, por la cual va existir un mayor porcentaje en la fase continua del lodo (agua) y el óxido de zinc estará presente como sólido en mayor concentración.

6.19.4 Filtrado API y revoque (cake). Se observó en la **Gráfica 44**, que el filtrado fue aumentando a medida que aumentaba la concentración de óxido de zinc, por ende se, asume que el óxido de zinc afecta la capacidad de controlar el filtrado.

En el caso del cake, se observó que a mayores concentraciones, quedaban partículas grandes de óxido de zinc que no se solubilizaban, evitando una uniformidad en el espesor del cake y por esta razón aumentando el espacio por el cual puede atravesar la fase acuosa del lodo el papel filtro incrementando su valor.

Gráfica 44. Filtrado API para LP-3, secuestrante D antes y después de rolar.



6.19.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.20 FLUIDO DE PERFORACION – 4

A continuación se describirá el fluido de perforación 4, diciendo sus propiedades y realizando el respectivo análisis de compatibilidad con los 4 secuestrantes.

6.20.1 Lodo polimérico (LP-4). El cuarto lodo de perforación utilizado, fue un lodo polimérico usado en la sección de yacimiento, debido a que en esta parte, la función principal del lodo es evitar problemas con la formación y el yacimiento, manteniendo los ripios de perforación en suspensión mientras se realizan los viajes de tubería o llega a existir algún atascamiento de la tubería. Por esta razón, este lodo es de tipo tixotrópico, que se ajusta de manera adecuada a este tipo de secciones y no utiliza materiales densificantes que afectan la formación, para este lodo se utiliza el carbonato de calcio. El lodo se puede observar en la **Figura 38**.

Figura 38. Lodo polimérico.



6.20.2 Sin secuestrante. Las propiedades iniciales del fluido sin agregar ningún secuestrante fueron las que se muestran en la **Tabla 71**.

Tabla 71. Propiedades del fluido de perforación LP-4.

Sin Secuestrante	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	11,03	9,31
REOLOGÍA	VP (cP)	33	20
	YP (Lb/100 ft ²)	72	93
	YS (Lb/100 ft ²)	36	52
GELES	10"	36	49
	10'	41	52
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,8	4,8
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,3	0,18
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,68	0,76
	Cl- (ppm)	2.930	2.960
	Calcios (ppm)	60	60

6.21 LODO DE PERFORACIÓN 4 - SECUESTRANTE A

En la **Tabla 72**, **Tabla 73**, **Tabla 74**, se verán las propiedades del fluido de perforación - 4 con el secuestrante A, a una concentración de 0,5 – 1,0 – 1,5 libras por barril respectivamente.

Tabla 72. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 0,5 lpb

Secuestrante A 0,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,8	9,54
REOLOGÍA	VP (cP)	27	21
	YP (Lb/100 ft ²)	70	57
	YS (Lb/100 ft ²)	34	28
GELES	10"	29	25
	10'	33	34
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,4	5
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,28	0,28
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,9	0,96
	Cl- (ppm)	2.860	2.780
	Calcios (ppm)	52	40

Tabla 73. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante A 1,0 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,7	9,86
REOLOGÍA	VP (cP)	27	22
	YP (Lb/100 ft ²)	63	32
	YS (Lb/100 ft ²)	33	13
GELES	10"	27	15
	10'	30	17
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,4	4,6
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,36	0,34
	Mf (ml H2SO4 N50)	1,00	1,04
	Cl- (ppm)	2.970	3.010
	Calcios (ppm)	58	52

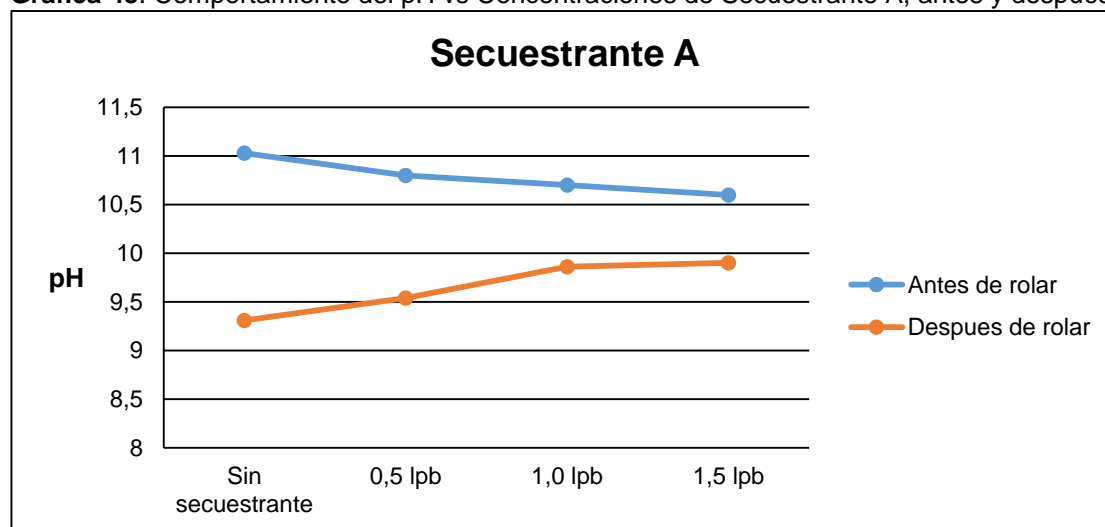
Tabla 74. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante A en concentración de 1,5 lpb

Secuestrante A 1,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,6	9,9
REOLOGÍA	VP (cP)	32	21
	YP (Lb/100 ft ²)	57	33
	YS (Lb/100 ft ²)	32	13
GELES	10"	28	13
	10'	30	18
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,4	4,4
	Espesor cake (32vos in)	2	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,48	0,46
	Mf (ml H2SO4 N50)	1,2	1,16
	Cl- (ppm)	2.730	2.830
	Calcios (ppm)	68	54

6.21.1 Densidad. Se observa que el fluido polimérico no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante A, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado), no obstante, se evidencia que el fluido después de la prueba de rolado, no posee ningún cambio y mantiene su densidad.

6.21.2 pH. En la **Gráfica 45** se puede observar el comportamiento del pH en el fluido polimérico a diferentes concentraciones de secuestrante A. antes y después de rolar.

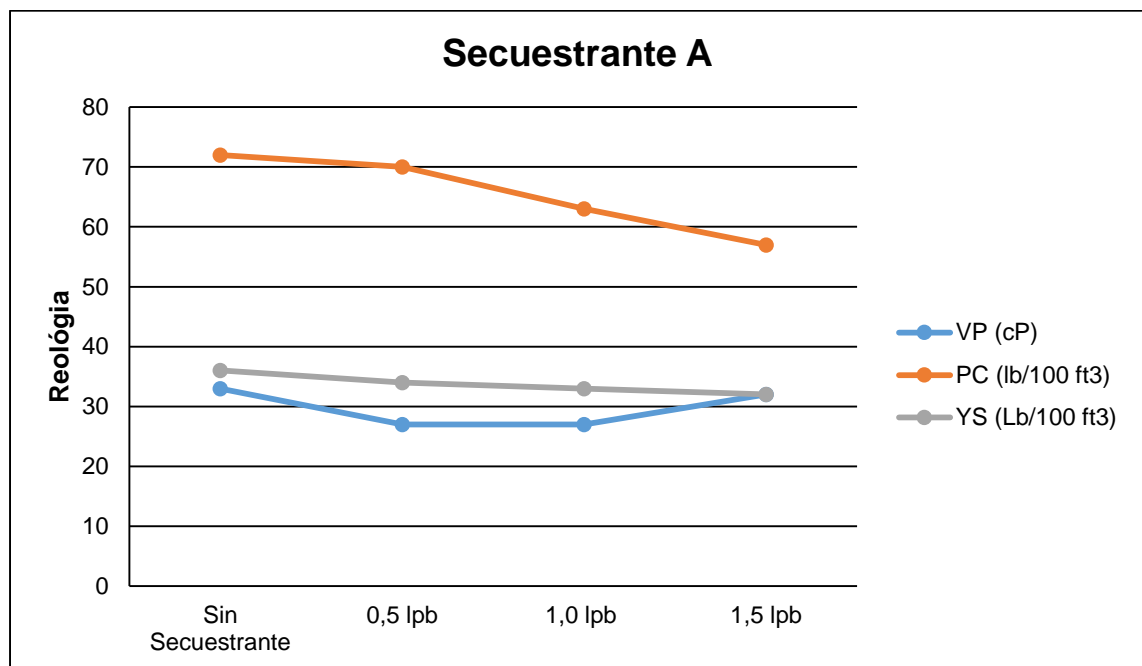
Gráfica 45. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante A, antes y después.



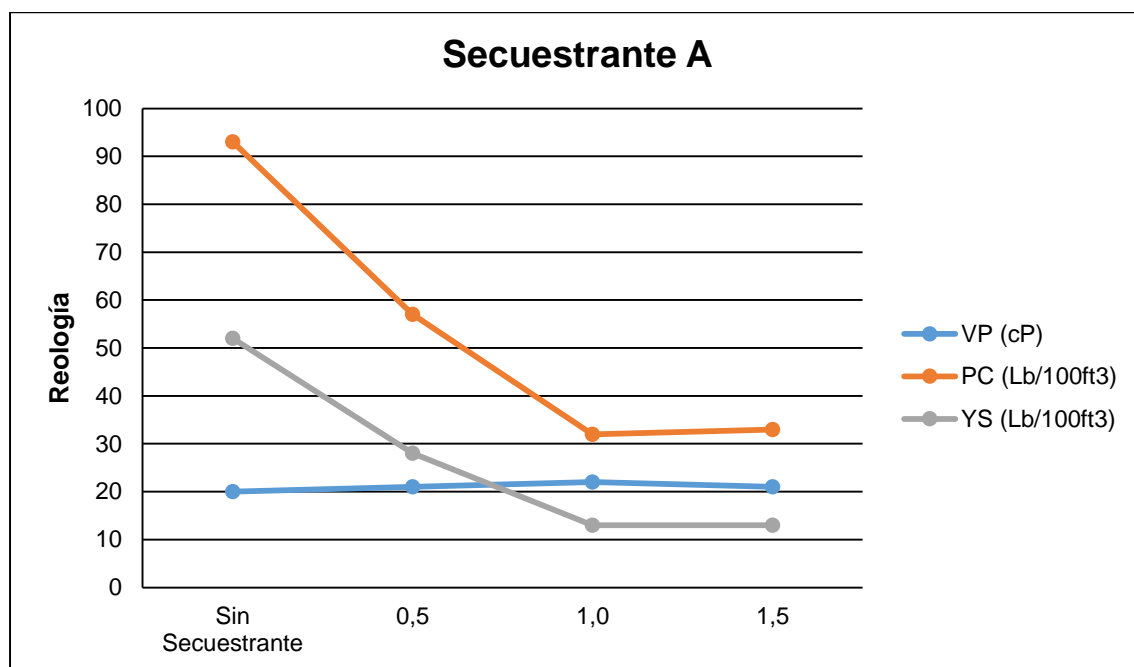
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7 (valor apto y fiable para una posible intrusión de H₂S) debido a la soda caustica agregada en el sistema. Al agregarle el secuestrante A, se evidencia que el pH disminuye tanto antes como después de realizar la prueba de rolado una vez se aumenta la concentración del producto. Después de rolado el pH muestra un comportamiento constante lo cual genera una buena compatibilidad del sistema con el secuestrante, sin embargo es necesario monitorear constantemente este parámetro.

6.21.3 Reología. A continuación como se muestra en las **Gráficas 46 y 47** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante A. en las diferentes concentraciones sobre el fluido polimérico, antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 46. Reología de LP-4 con secuestrante A. antes de rolar.



Gráfica 47. Reología de LP-4 con secuestrante A después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante A. no mantiene as propiedades reológicas del fluido polimérico en cualquier concentración. Antes de rolar, se observa que el punto cedente (PC) y la viscosidad plástica (VP) disminuyen en menor medida, mientras que después de rolar las propiedades se pierden, haciendo que el lodo pierda su tixotropía.

Esto se debe a que el estado líquido del secuestrante, inhibe la función del viscosificante y al ser sometido por un esfuerzo no ayuda a controlar las propiedades.

6.21.4 Filtrado API y revoque (cake). Se observa que lodo polimérico tiene un control más definido hacia la cantidad relativa de fluido que entra a la formación debido al controlador de filtrado que posee. Al agregar el secuestrante A., el filtrado baja un poco más, esto posiblemente se puede dar gracias a la rapidez con la cual el revoque es generado, lo cual lleva a predecir que el secuestrante A. puede ayudar en el control de filtrado. El espesor del revoque disminuye después de la prueba de rolado debido a la deshidratación del fluido que impide que materiales solidos generen un espesor relativamente más alto en la pared de la formación.

6.21.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con

la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.22 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE B

A continuación se observaran en las **Tablas 75, 76 y 77**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 4 con el secuestrante B.

Tabla 75. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante B 0,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,33	9,19
REOLOGÍA	VP (cP)	30	22
	YP (Lb/100 ft ²)	80	71
	YS (Lb/100 ft ²)	40	60
GELES	10"	37	41
	10'	40	54
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,6	7,0
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,2	0,7
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,7	0,92
	Cl- (ppm)	2.950	2.760
	Calcios (ppm)	40	56

Tabla 76. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 1,0 lpb

Secuestrante B 1,0 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,47	9,1
REOLOGÍA	VP (cP)	40	31
	YP (Lb/100 ft ²)	73	53
	YS (Lb/100 ft ²)	40	57
GELES	10"	41	37
	10'	47	39
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,6	7,0
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,3	0,28
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,74	1,06
	Cl- (ppm)	2.710	2.680
	Calcios (ppm)	42	48

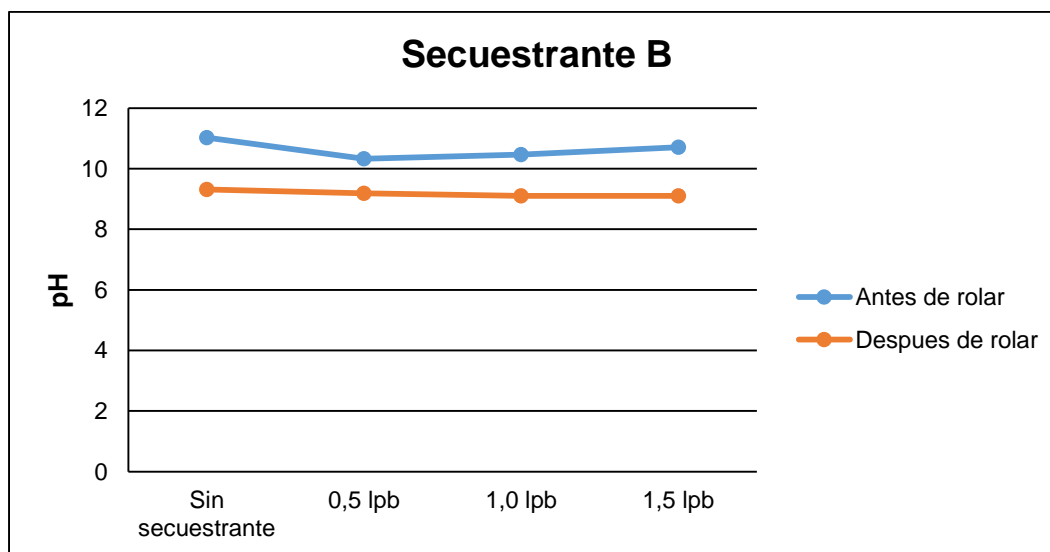
Tabla 77. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante B en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante B 1,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	10,71	9,1
REOLOGÍA	VP (cP)	32	26
	YP (Lb/100 ft ²)	80	71
	YS (Lb/100 ft ²)	42	47
GELES	10"	35	29
	10'	38	37
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,6	6,6
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,34	026
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,78	1,18
	Cl- (ppm)	2.610	2.570
	Calcios (ppm)	44	48

6.22.1 Densidad. Se observa que el fluido polimérico se altera con este secuestrante, aumentando en menor medida la densidad del lodo, debido a los sólidos aportados por el secuestrante.

6.22.2 pH. En la **Gráfica 48** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante B. antes y después de rolar.

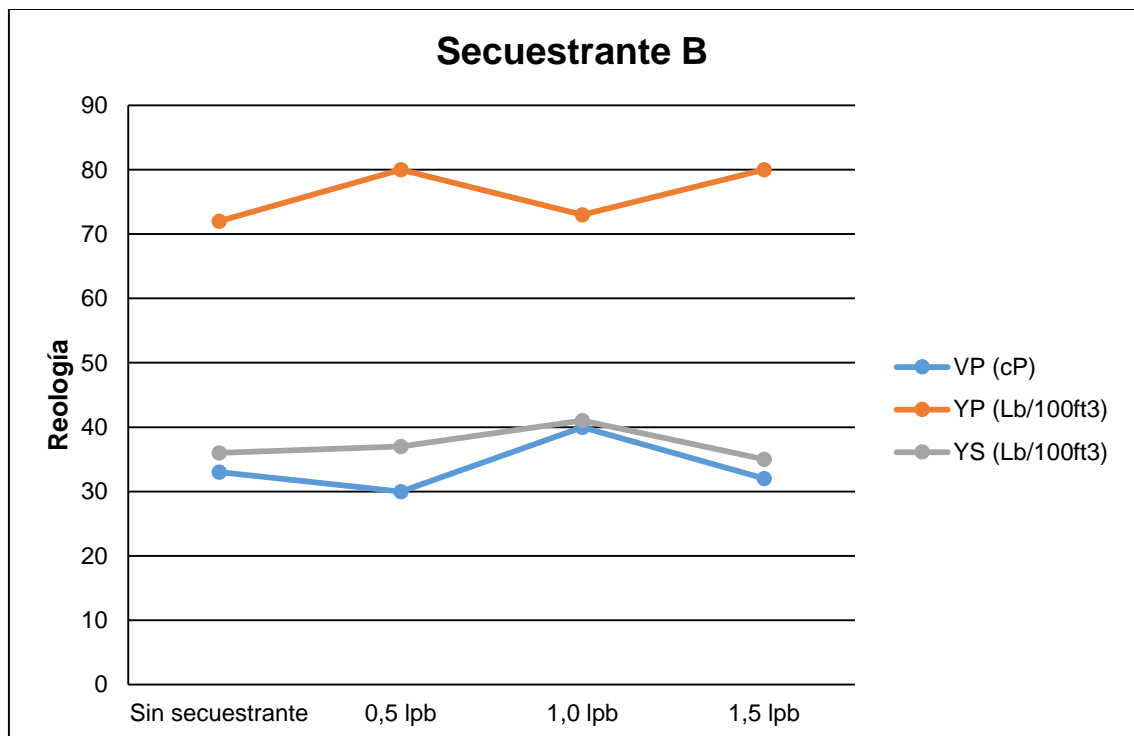
Gráfica 48. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante B, antes y después de rolar.



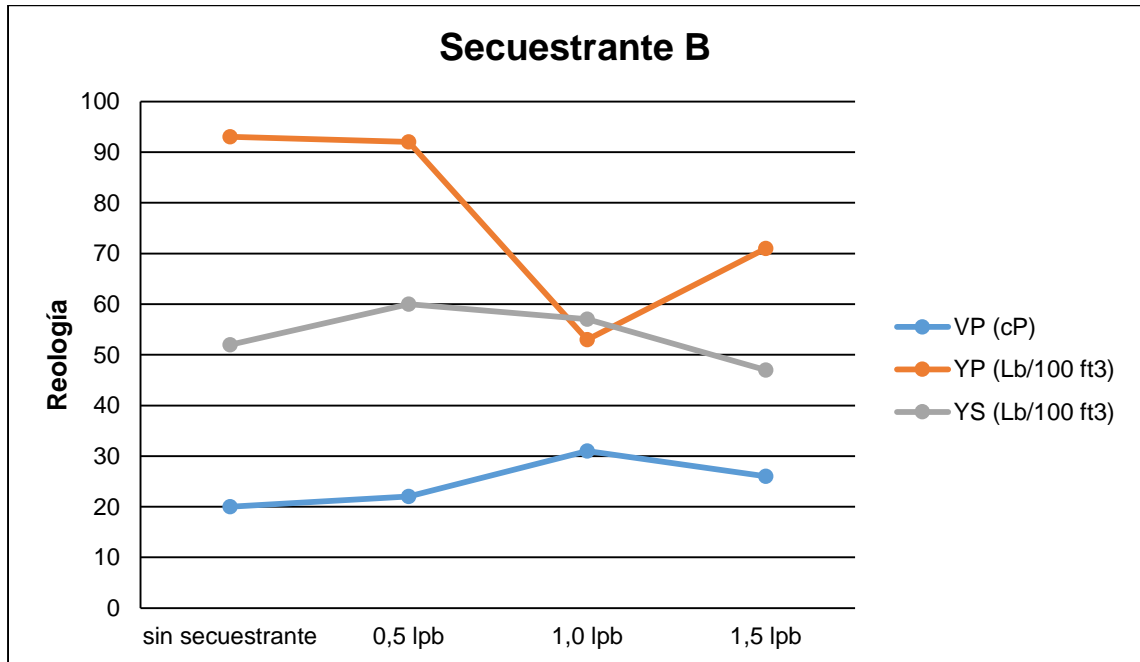
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7 (valor apto y fiable para una posible intrusión de H₂S) se observa que el pH no varía mucho, aunque después de rolar disminuye en cada caso aproximadamente en 1 unidad, esto en parte al uso de la soda caustica, que se consume de manera más rápida a comparación de la cal. Además este secuestrante ayuda a disminuir el pH del sistema. Por esta razón, se debe tener en cuenta el monitoreo de esta propiedad y de ser necesario aplicar cal al sistema con el fin de mantener el pH.

6.22.3 Reología. A continuación las **Gráficas 49 y 50** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante B. sobre el fluido base silicato, en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Grafica 49. Reología de LP-4 con secuestrante B. antes de rolar.



Gráfica 50. Reología de LP-4 con secuestrante B. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante B. al ser sólido, no se solubiliza totalmente en el sistema de lodo, sin embargo este secuestrante mantiene en total compatibilidad la viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzo cortante sin afectarlos, se mantienen las propiedades constantes, lo cual predice una buena compatibilidad del secuestrante sobre el sistema de fluido.

6.22.4 Filtrado API y espesor revoque (cake). Para este lodo polimérico, se observa que a medida que la concentración de secuestrante aumenta la cantidad relativa de líquido que entra a la formación comienza a disminuir, lo cual es una característica positiva del secuestrante B, sin embargo este tipo de aditivo no pretende controlar este parámetro y prácticamente genera un cambio mínimo; de los 9 ml/ 30 min iniciales del fluido base, cambia a 8.6 ml/30 min a una concentración de 1.5 Lb/bbl de secuestrante B. El espesor del revoque disminuye después de la prueba de rolado debido a la deshidratación del fluido que impide que materiales sólidos generen un espesor relativamente más alto en la pared de la formación.

6.22.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.23 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE C

A continuación se observaran en las **Tablas 78, 79 y 80**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 4 con el secuestrante C.

Tabla 78. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 0,5 lpb.

Secuestrante C 0,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
	Densidad (lpg)	9,0	9,0
pH	10,12	8,81	
REOLOGÍA	VP (cP)	35	21
	YP (Lb/100 ft ²)	34	37
	YS (Lb/100 ft ²)	16	16
GELES	10"	19	11
	10'	20	14
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,4	4,5
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,1	0,12
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,62	0,82
	Cl- (ppm)	2.780	2.680
	Calcios (ppm)	44	60

Tabla 79. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 1,0 lpb.

Secuestrante C 1,0 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
	Densidad (lpg)	9	9,0
pH	9,95	8,6	
REOLOGÍA	VP (cP)	30	19
	YP (Lb/100 ft ²)	61	20
	YS (Lb/100 ft ²)	22	8
GELES	10"	25	7
	10'	27	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,3	5,0
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,02	0,04
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,62	0,82
	Cl- (ppm)	2.820	2.680
	Calcios (ppm)	52	62

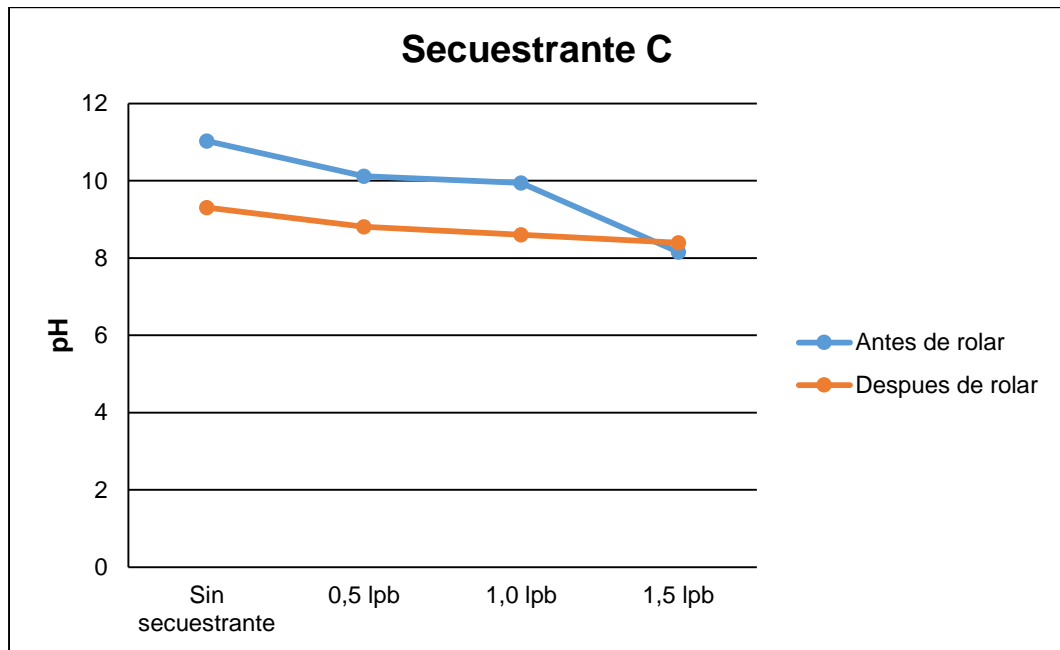
Tabla 80. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante C en concentración de 1,5 lpb.

Secuestrante C 1,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0
	pH	8,16	8,4
REOLOGÍA	VP (cP)	20	15
	YP (Lb/100 ft ²)	32	24
	YS (Lb/100 ft ²)	10	7
GELES	10"	10	7
	10'	11	8
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,6	7,8
	Espesor cake (32vos in)	1	1
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,02	0,04
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,68	0,84
	Cl ⁻ (ppm)	2.860	2.650
	Calcios (ppm)	58	64

6.23.1 Densidad. Se observa que el fluido polimérico no se altera bajo ninguna concentración del secuestrante C, ni por efecto de presión y temperatura en la circulación del hueco (prueba de rolado). Esto a causa de la composición del secuestrante, que tiene una alta solubilización con respecto a otros aditivos sólidos.

6.23.2 pH. En la **Gráfica 51** se puede observar el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante C. antes y después de rolar el pH se mantiene en valores muy cercanos a 8, indicando que este secuestrante afecta esta propiedad, con lo cual se debe utilizar un estabilizador de pH que evite el descenso de esta propiedad.

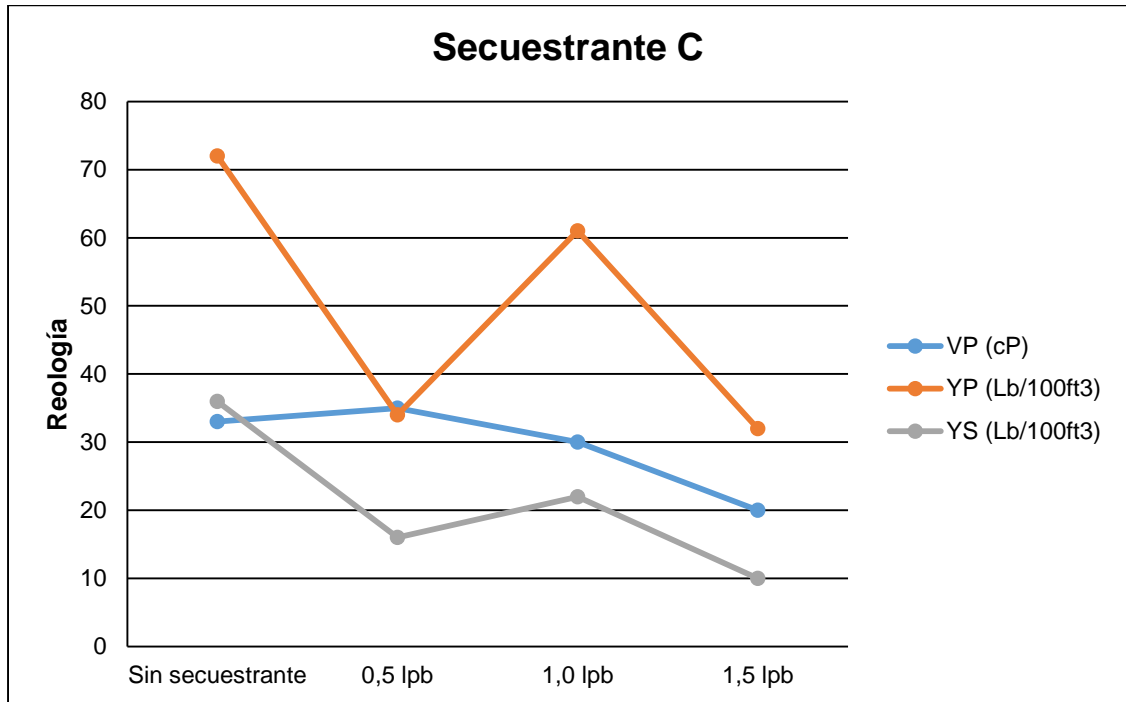
Gráfica 51. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante C, antes y después de rolar.



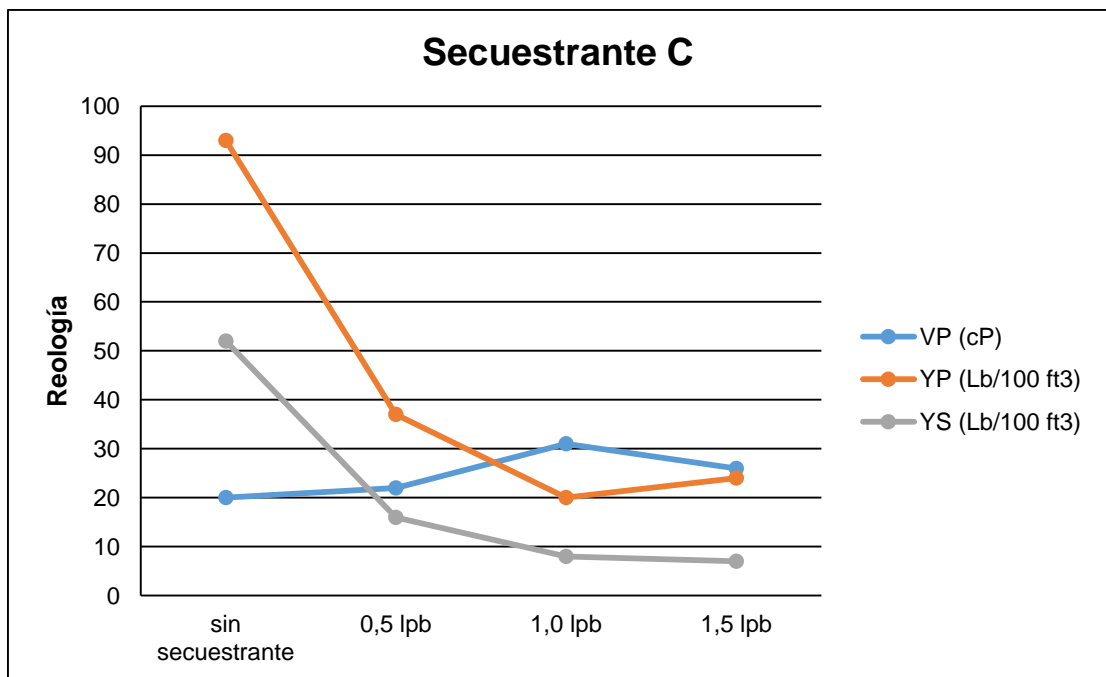
El pH del fluido base indica un lodo bastante alcalino, ya que se encuentra por encima de 7. Debido a que este secuestrante es un quelato de hierro de pH ácido, se estimaba que el comportamiento del pH en el sistema de fluido (a mayor concentración de secuestrante) sería mucho mayor la disminución de este parámetro (pH), pero debido a la cal hidratada agregada en el sistema, esto generó una estabilización del pH, no dejando que los valores fueran bajos. El secuestrante C baja inmediatamente los valores de pH. Poca compatibilidad.

6.23.3 Reología. Como se observa en las **Gráficas 52 y 53** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante C en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 52. Reología de LP-4 con secuestrante C. antes de rolar.



Gráfica 53. Reología de LP-4 con secuestrante C. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante C. disminuye los valores reológicos iniciales del lodo, debido a que este secuestrante afecta directamente a la reología del lodo, tanto antes como después de realizar la prueba de rolado. Se debe tener en cuenta que al agregar el secuestrante, es necesario agregar más aditivos para llevar las propiedades reológicas a las estipuladas inicialmente en la ventana operacional. Es esencial mantener monitoreo de esta propiedad al utilizar este secuestrante.

6.23.4 Filtrado API y espesor del cake. Para este lodo polimérico, se observa que a medida que la concentración de secuestrante aumenta, la cantidad de líquido aumenta de igual manera. Esto visto desde la formación, genera pérdidas considerables de fluido y puede causar daños a la formación. Por esta razón, al agregar el secuestrante, es necesario volver a adicionar más aditivo controlador de filtrado para que de esta manera controle esta propiedad.

El cake se vio uniforme y de un espesor de un treintaidosavo de pulgada, valor aceptable para una sección de yacimiento. No se observaron otros sólidos ni partículas no disueltas.

6.23.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.24 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD SECUESTRANTE D

A continuación se observaran en las **Tablas 81, 82 y 83**, mostrando los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación – 4 con el secuestrante D.

Tabla 81. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 0,5 lpb

Secuestrante D 0,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0+
	pH	10,72	9,4
REOLOGÍA	VP (cP)	30	32
	YP (Lb/100 ft ²)	61	62
	YS (Lb/100 ft ²)	36	38
GELES	10"	27	35
	10'	32	42
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	4,2	5,4
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,14	0,14
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,66	1,14
	Cl- (ppm)	2.740	2.880
	Calcios (ppm)	44	100

Tabla 82. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 1,0 lpb

Secuestrante D 1,0 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0+
	pH	10,68	9,40
REOLOGÍA	VP (cP)	23	20
	YP (Lb/100 ft ²)	77	63
	YS (Lb/100 ft ²)	39	36
GELES	10"	33	35
	10'	34	44
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	5,1	6,2
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H2SO4 N50)	0,18	0,2
	Mf (ml H2SO4 N50)	0,7	1,28
	Cl- (ppm)	2.760	2.830
	Calcios (ppm)	44	120

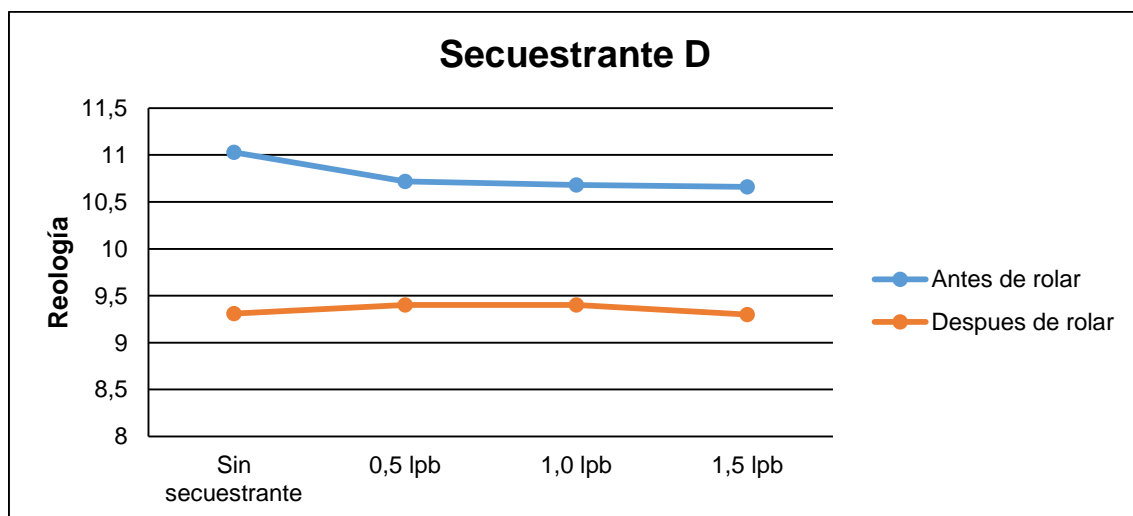
Tabla 83. Propiedades fluido de perforación LP-4 con secuestrante D en concentración de 1,5 lpb

Secuestrante D 1,5 (lpb)	LP-4	ANTES DE ROLADO	DESPUES DE ROLADO (16 Hr.)
		Densidad (lpg)	9,0+
	pH	10,66	9,3
REOLOGÍA	VP (cP)	21	22
	YP (Lb/100 ft ²)	75	55
	YS (Lb/100 ft ²)	40	32
GELES	10"	32	34
	10'	34	41
FILTRADO API	Filtrado (cc/30 min)	5,0	6,3
	Espesor cake (32vos in)	2	2
PRUEBAS QUÍMICAS	Pf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,24	0,2
	Mf (ml H ₂ SO ₄ N50)	0,74	1,5
	Cl ⁻ (ppm)	2.780	2.800
	Calcios (ppm)	46	140

6.24.1 Densidad. Se observa que el fluido se altera antes de rolar de forma leve, debido a los sólidos aportados por el óxido de zinc, por esta razón, el exceso de sólidos en el fluido evita que se solubilizcen, aumentando considerablemente la densidad si se llegara a utilizar en mayor concentración y a una mayor cantidad de barriles preparados.

6.24.2 pH. En la **Gráfica 54** se observa el comportamiento del pH a diferentes concentraciones de secuestrante D. antes y después de rolar.

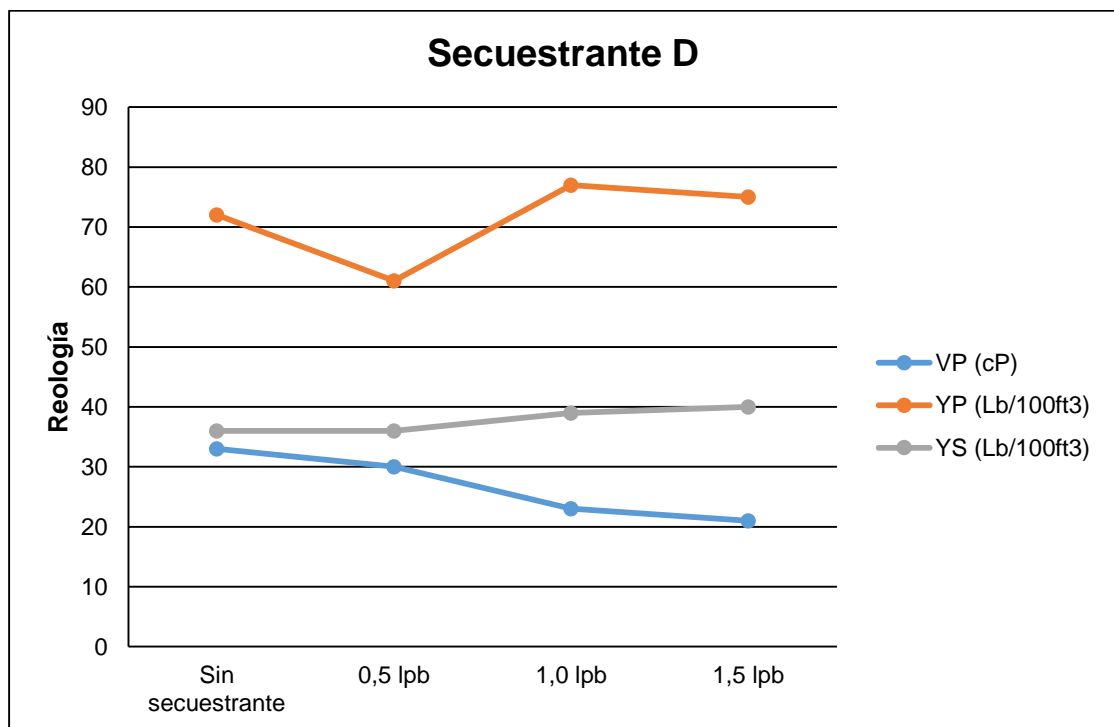
Gráfica 54. Comportamiento del pH vs Concentraciones de Secuestrante D, antes y después de rolar.



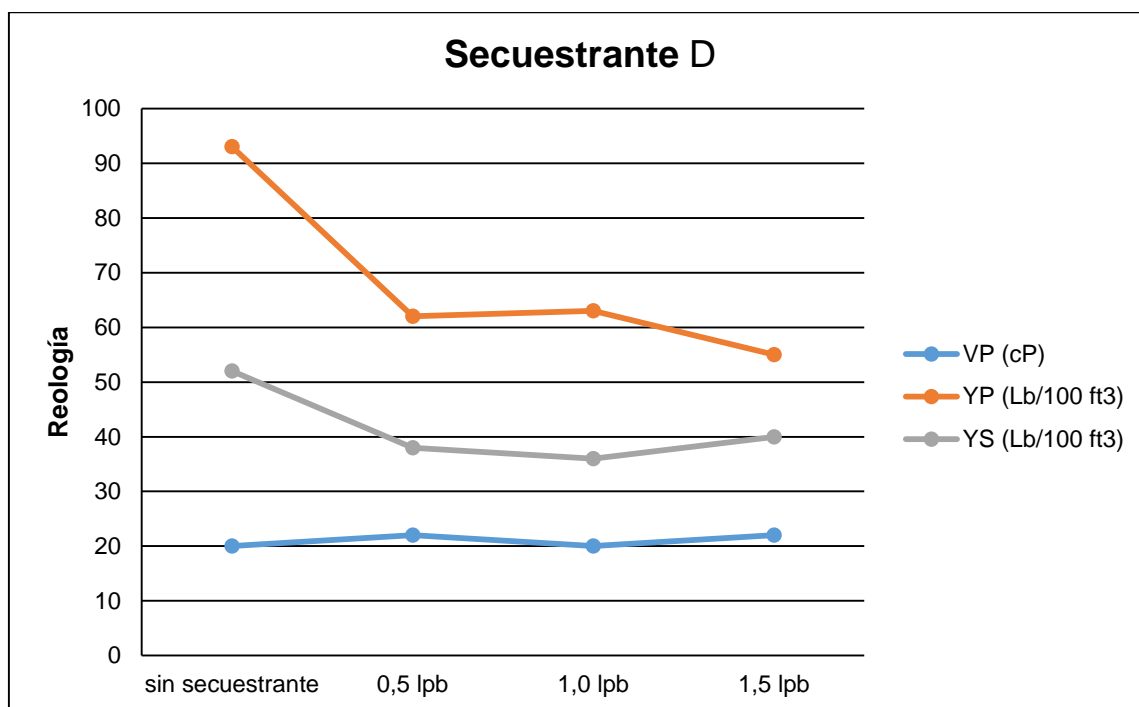
El pH del fluido base indica un lodo alcalino ya que es mayor a 7, luego de agregarle el secuestrante, no se observaron alteraciones en el pH, incluso mantiene el pH y lo estabiliza a grandes concentraciones, siempre y cuando no exista la intrusión de H₂S. Sin embargo (en las operaciones de perforación) es necesario monitorear el comportamiento del pH, ya que a un pH muy elevado puede ocasionar que los polímeros rompan sus enlaces, inhibiendo su adecuado funcionamiento. Se puede observar que la soda caustica se consume rápidamente al sufrir un aumento en la temperatura, además el secuestrante en sí, también contribuye a que el pH se vea afectado.

6.24.3 Reología. Como se observa en las **Gráficas 55** y **56** se puede visualizar el cambio reológico que genera el secuestrante D en las diferentes concentraciones antes y después de rolar, respectivamente.

Gráfica 55. Reología de LP-4 con secuestrante D. antes de rolar.



Gráfica 56. Reología de LP-4 con secuestrante D. después de rolar.



Se puede observar que el secuestrante D. tanto antes como después de realizar la prueba de rolado, disminuye las propiedades reológicas del lodo, teniendo como referencia el lodo sin secuestrante, debido a los sólidos que no son solubilizados en el fluido de perforación y no se incorporan al fluido. La única propiedad reológica que no se ve afectada es la viscosidad plástica, se mantiene con respecto al lodo sin secuestrante. Para que existe una compatibilidad total con el fluido es necesario que las tres propiedades no se vean afectadas para poder demostrar que este secuestrante pueda ser utilizado.

6.24.4 Filtrado API y espesor cake. El óxido de zinc no ayuda al control del filtrado, asumiendo que al tener un mayor diámetro de partícula, evita que el cake sea uniforme, provocando un aumento en la cantidad de filtrado.

El cake para esta sección de yacimiento se espera que sea de un treintaidosavo de pulgada, debido a que un aumento en el cake, puede generar problemas de inestabilidad en el pozo y pegas de tubería, por esta razón hay que tener en cuenta que este secuestrante puede aumentar el espesor del cake.

6.24.5 Pruebas químicas. No reflejaron la compatibilidad del secuestrante con el fluido, no obstante mostraron que las propiedades químicas del fluido no varían con

la adición del secuestrante y no se evidencia la presencia de un contaminante o algún compuesto que pueda alterar dichas propiedades.

6.25 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

Para el análisis de los fluidos de completamiento se realizaron las siguientes pruebas:

- Conductividad.
- Densidad.
- pH.
- Solubilidad del secuestrante.

Tomando como referencia el fluido base para los tres fluidos de completamiento y los cambios que ocurren al agregar los secuestrantes en los diferentes fluidos de completamiento formulados.

6.25.1 Análisis del formiato de sodio (FC-1). En la **Tabla 84**, se puede observar los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio para el formiato de sodio.

Tabla 84. Resultados obtenidos para el Formiato de sodio.

TIPO DE FLUIDO					
Formiato de sodio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,088	9	10,77	99,7
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,086	9	10,62	101,4
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,084	9	10,4	101,8
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,086	9	6,86	100,9
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,088	9	10,48	101,8

A continuación en la **Figura 39**, se puede observar el fluido de completamiento con todos los secuestrantes, haciendo referencia al formiato de sodio como (FS) y a los secuestrantes como se muestran en la tabla anterior, con los números del 1 al 4.

Figura 39. Formiato de sodio con los secuestrantes



Para la prueba de solubilización total de los secuestrantes se dejó el fluido estático durante 30 minutos, para observar si se generaban cristales o existían precipitados en fluido. En las **Figuras 40** y **41** se puede observar que el carbonato de zinc (**Figura 40**) y el óxido de zinc (**Figura 41**), no se solubilizaron totalmente, debido a que quedaron precipitados en el fondo del vaso en donde se realizó la mezcla del fluido. Estos precipitados, pueden afectar la formación, tapando los poros y generando una incompatibilidad con los fluidos de la formación.

Para las demás pruebas se pudo ver que el único secuestrante que afectó las propiedades fue el quelato de hierro, debido a que disminuyó el pH del fluido,

después de haber sido agregado a la mezcla. De resto ninguna otra propiedad se vio afectada por la adición de los secuestrantes.

La disminución del pH, es a causa de la naturaleza del quelato de hierro, puesto que es un compuesto ácido que ayuda a disminuir el pH de la mezcla.

Figura 40. Precipitados de carbonato de zinc.



Figura 41. Precipitados óxido de zinc.

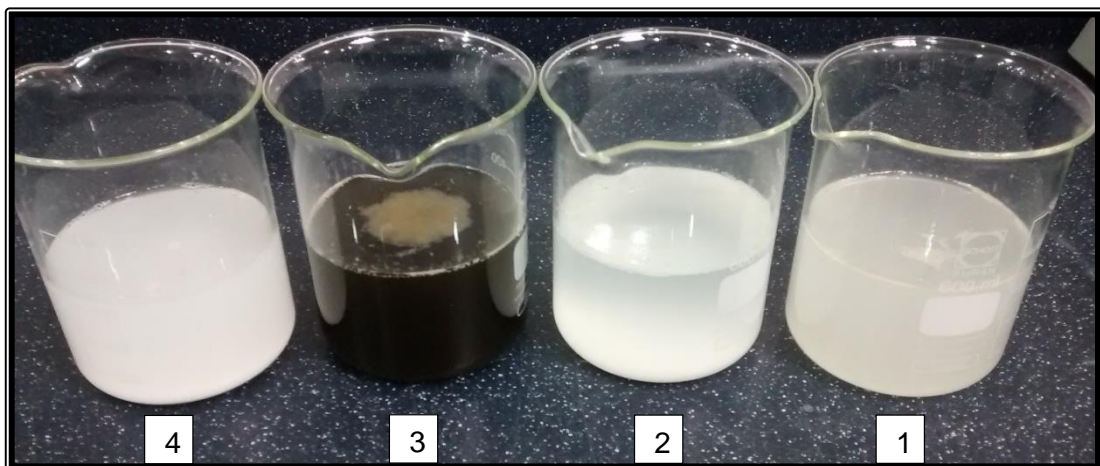


6.25.2 Análisis del cloruro de sodio (FC-2). La **Tabla 85** muestra los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el cloruro de sodio. Los secuestrantes están enumerados del 1 al 4, acorde a la **Tabla 85** y como se observa en la **Figura 42** los diferentes secuestrantes con el cloruro de sodio.

Tabla 85. Resultados obtenidos para el Cloruro de Sodio.

TIPO DE FLUIDO					
Cloruro de Sodio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,082	9	10,64	150,2
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,079	9	10,46	147,2
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,082	9	10,26	148,2
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,08	9	7,13	144
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,082	9	10,54	148,7

Figura 42. Cloruro de Sodio con los secuestrantes.



Se pudo observar que el quelato de hierro, fue el único secuestrante que disminuyó el pH en el cloruro de sodio, mientras que el resto de secuestrantes no tuvieron mayor efecto en el pH ni la densidad y la conductividad de la mezcla.

Para la prueba de solubilización, se presentó el mismo escenario visto con el formiato de sodio, el carbonato de zinc y el óxido de zinc, fueron los únicos secuestrantes que no presentaron una solubilización completa, como se puede observar en la **Figura 43**.

Figura 43. Precipitados carbonato de zinc (2) y óxido de zinc (4).

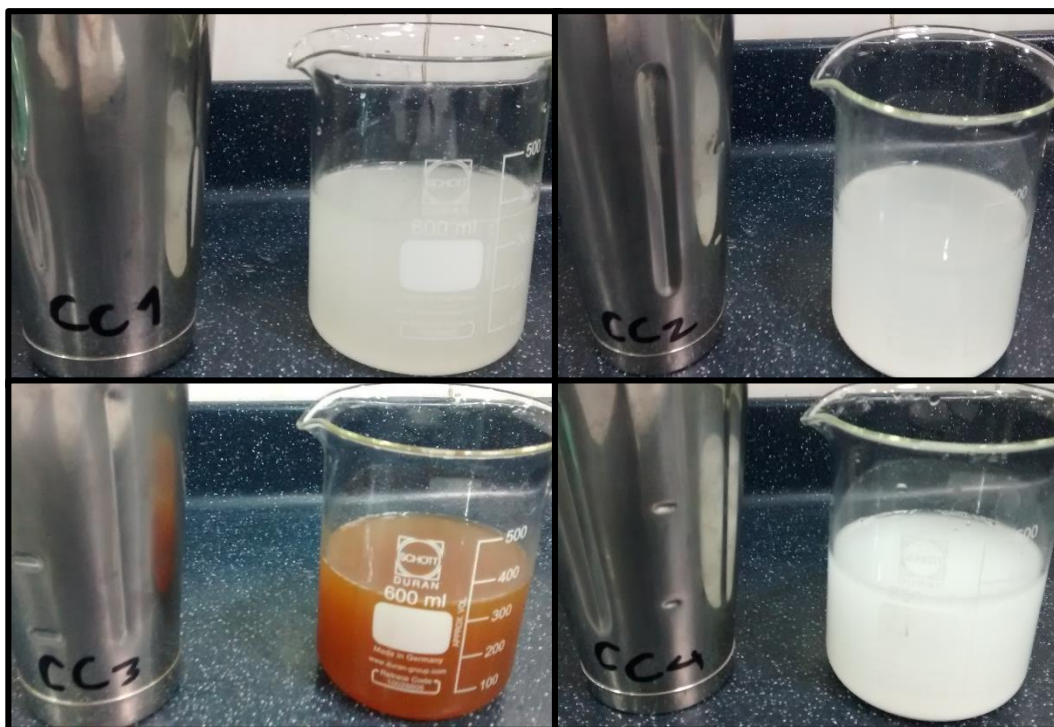


6.25.3 Análisis del cloruro de calcio (FC-3). En la **Tabla 86** se puede observar los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para el cloruro de calcio con los secuestrantes. En la **Figura 44** se puede ver el cloruro de calcio (CC), con los diferentes secuestrantes enumerados del 1 al 4, acorde a la **Tabla 86**.

Tabla 86. Resultados obtenidos para el Cloruro de Calcio.

TIPO DE FLUIDO					
Cloruro de Calcio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,084	9	10,25	128,1
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,086	9	10,20	130,1
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,088	9	10,26	131,5
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,088	9	6,12	127,9
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,09	9	10,27	129,9

Figura 44. Cloruro de Calcio con los secuestrantes.



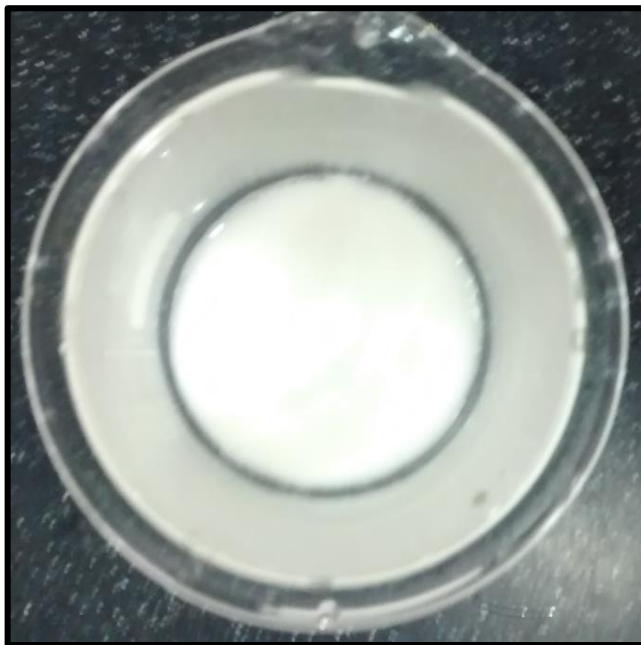
Se pudo ver que el quelato de hierro, también afectó el pH del fluido de completamiento, mientras que el cloruro de calcio con los otros secuestrantes mantuvo sus propiedades estables y no tuvieron una disminución tan alta a comparación con el secuestrante quelato de hierro con respecto al pH.

En la prueba de solubilización total del secuestrante, sucedió lo mismo que en los otros fluidos de completamiento, hubo precipitados de partículas que no se solubilizaron completamente en el fluido, como se puede observar en las **Figuras 45 y 46**.

Figura 45. Precipitados del Carbonato de Zinc.



Figura 46. Precipitados óxido de Zinc.



6.26 TABLA RESUMEN

A continuación se presenta la **Tabla Resumen (Tabla 87)** la cual dará una referencia rápida acerca del comportamiento (cambio en las propiedades iniciales) de los secuestrantes al agregarlos, en los diferentes sistemas de fluidos de perforación. Se tuvieron en cuenta 3 propiedades importantes a la hora de evaluar un secuestrante, dentro de las cuales se encuentran la reología, pH y densidad; solo se tuvieron en cuenta estas propiedades puesto que las demás no muestran un cambio representativo para anexarlas en la tabla resumen, sin embargo se puede apreciar el análisis en este capítulo, (Ver capítulo 6) de las propiedades que no aparecen en la tabla resumen. El criterio para realizar esta tabla resumen, se hizo de forma cualitativa (cambio en las propiedades del fluido visualmente) y cuantitativa (se obtuvo como margen un 50% para el cambio de la propiedad inicial antes de agregar el secuestrante y después de agregarlo, es decir que una medida de 10 inicial que al agregarle el secuestrante baja a 5 es una “Gran disminución” representada en dos flechas hacia abajo, de forma análoga para un “Gran aumento” representado en dos flechas dirigidas hacia arriba; el “Aumento” o “Disminución” de igual forma tendrá un margen en un cambio mayor o igual al 30% sobre la propiedad inicial y una “Ligera disminución o un Ligero aumento” representa un cambio de la propiedad inicial menor al 30%).

Tabla 87. Tabla Resumen Referencia rápida de compatibilidad de los secuestrantes en fluidos de perforación.

Secuestrant Fluidos	Prop.	BASE AMINA	CARBONATO DE ZINC	QUELATO DE HIERRO	OXIDO DE ZINC
		A	B	C	D
LP-1 (SPUD MUD)	Densidad	—	—	—	↗
	pH	↗	↘	↘↘	—
	Reologia	—	↗↗	↘↘	↗
LP-2 (BASE AMINA)	Densidad	—	↗	—	↗
	pH	↘	↘	↘	↗
	Reologia	↗	—	↘	↗
LP-3 (BASE SILICATO)	Densidad	—	—	—	↗
	pH	↗	↗	↘	—
	Reologia	—	↘	↘	↗
LP-4 (POLIMERIC)	Densidad	—	↗	—	↗
	pH	↘	—	↘	—
	Reologia	↘	↘	↘↘	↗
Convenciones					
Aumento	↗	Ligero Aumento		↗	
Disminucion	↘	Ligera disminucion		↘	
Gran Aumento	↗↗	Gran disminucion		↘↘	
—		Estable			

Fuente: autores

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

En la actualidad el lodo que se emplea en los pozos del Campo Jazmín para las operaciones de perforación y completamiento, se contamina por la presencia de H₂S lo cual genera pérdida de dinero y tiempo a la compañía ya que debe preparar un nuevo lodo de perforación para un mismo pozo el cual tiene una duración aproximada de siete (7) días, adicionalmente se debe incurrir en otros costos asociados al proyecto como son los servicios profesionales de cada una de las personas involucradas en la operación y el alquiler del equipo de perforación, por otra parte la preparación de un nuevo lodo genera que al año solo se perforen 36 pozos y no 72 como se ha programado originalmente. Bajo esta problemática se presentan cuatro alternativas que tienen como propósito agregar base amina, carbonato de zinc, quelato de hierro y óxido de zinc al lodo de perforación con el objetivo, de actuar como secuestrantes de H₂S y mitiguen el problema presentado actualmente en los pozos del Campo Jazmín y a su vez se asegure que los 72 pozos programados se perforen en el presente año.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto, se tiene en cuenta como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano, una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 14% efectivo anual, que es comúnmente utilizada para los proyectos desarrollados por la empresa Halliburton Latin America S.A, el período de evaluación es de un año dividido en seis períodos bimestrales se utiliza la metodología del indicador financiero Valor Presente de Egresos, adicionalmente se debe realizar un análisis de inversión, con el objetivo de establecer la viabilidad financiera de este proyecto en los pozos del Campo Jazmín.

En el presente análisis se determinó la inversión necesaria para implementar en los pozos del Campo Jazmín cuatro lodos de perforación (Spud mud, Base amina, Base silicato y Formiato de sodio) sin secuestrantes de H₂S, de igual manera se determinó la inversión para implementar en los cuatro lodos, cuatro aditivos que actúen como secuestrantes de H₂S. Con esta información se determinó la inversión requerida para perforar los 72 pozos programados durante el presente año con lodos que no contengan aditivos secuestrantes y con lodos que contengan los cuatro aditivos propuestos, finalmente a partir de estos cálculos se pudo establecer el Valor Presente de Egresos para cada alternativa.

En la **Tabla 88** se puede observar el número de pozos programados a perforar en el Campo Jazmín a lo largo de un año dividido en seis períodos bimestrales.

Tabla 88. Campaña de perforación del Campo Jazmín a lo largo de un año.

Período (Bimestre)	Número de pozos a perforar	Profundidad (Pies)
1	12	1.600
2	12	1.600
3	12	1.600
4	12	1.600
5	12	1.600
6	12	1.600

7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

Hace referencia a la inversión inicial que se realiza en la adquisición o mejora de los bienes de capital de una empresa, de la que se espera obtener una rentabilidad en un periodo determinado.

Para el análisis de inversión del lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S y los lodos a los cuales se les agregan base amina, carbonato de zinc, quelato de hierro y óxido de zinc como secuestrantes de H₂S, se debe realizar un diseño adecuado de los fluidos con la adquisición de equipos, productos y servicios con el fin de asegurar un excelente desempeño al momento de ser empleados en las operaciones de perforación y completamiento del pozo, a continuación se presenta de manera detallada los productos y servicios empleados en cada uno de estos fluidos.

7.1.1 Lodo de perforación actual sin secuestrantes de H₂S. Los valores presentados en el análisis de inversión para la implementación del lodo de sin secuestrantes de H₂S en las operaciones de perforación y completamiento de los pozos del Campo Jazmín fueron suministrados por la compañía, cabe indicar que para un pozo típico de la locación, se emplean cuatro tipos de lodos; spud mud (LP-1) para la fase de superficie, base amina (LP-2) y base silicato (LP-3) para la fase intermedia y de yacimiento, y formiato de sodio (FC-1) para el completamiento del pozo. A continuación en la **Tabla 89** se presenta la inversión requerida para preparar 330 barriles de lodo spud mud, en la **Tabla 90** para preparar 402 barriles de lodo base amina, en la **Tabla 91** para preparar 402 barriles de lodo base silicato y en la **Tabla 92** para preparar 372 barriles de lodo de completamiento con formiato de sodio.

Tabla 89. Inversión requerida para la preparación del lodo spud mud (LP-1).

Descripción de materiales y servicios	Unidad de medida	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida	Inversión en USD
Bentonita	Saco	18	66	1.188,00
Extendedor de bentonita	Saco	12,70	5	63,50
Transporte de agua	Carro tanque	416,65	2	833,33
Transporte de aditivos	Carro tanque	333,38	2	666,77
Inversión requerida para la preparación del lodo spud mud				2.751,60

Tabla 90. Inversión requerida para la preparación del lodo base amina (LP-2).

Descripción de materiales y servicios	Unidad de medida	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida	Inversión en USD
Goma xántica	Saco	160	14	2.400,00
Celulosa polianiónica (Alto peso)	Saco	105	13	1.365,00
Celulosa polianiónica (Bajo peso)	Saco	75	17	1.275,00
Inhibidor tipo amina base glicol	Caneca (55 Galones)	890	3	2.670,00
Soda caustica	Saco	30	4	120,00
Carbonato de calcio	Saco	9,40	55	517,00
Transporte de agua	carro tanque	416,65	2	833,33
Transporte de aditivos	carro tanque	333,38	2	666,77
Inversión requerida para la preparación del lodo base amina				9.847,10

Tabla 91. Inversión requerida para la preparación del lodo base silicato (LP-3).

Descripción de materiales y servicios	Unidad de medida	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida	Inversión en USD
Goma xántica	Saco	160	6	960,00
Celulosa polianiónica (Bajo peso)	Saco	75	13	975,00
Agente de suspensión	Saco	93,40	13	1.214,20
Carbonato de calcio	Saco	9,40	54,25	510,00
Barita	Saco	19	61	1.159,00
Lubricante	Caneca (55 Galones)	1.100	1	1.100,00
Estabilizador de arcilla	Caneca (55 Galones)	1.260	1	1.260,00
Cal	Saco	16	4	64,00
Transporte de agua	carro tanque	416,65	2	833,33
Transporte de aditivos	carro tanque	333,38	2	666,77
Inversión requerida para la preparación del lodo base silicato				8.742,30

Tabla 92. Inversión requerida para la preparación del fluido de completamiento con formiato de sodio (FC-1).

Descripción de materiales y servicios	Unidad de medida	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida	Inversión en USD
Formiato de sodio	Saco	33	347	11.451,00
Glutaraldehido	Caneca (55 Galones)	108	5	540,00
Surfactante	Caneca (55 Galones)	1.800	1	1.800,00
Transporte de agua	carro tanque	416,65	2	833,33
Transporte de aditivos	carro tanque	333,38	2	666,77
Inversión requerida para la preparación del fluido de completamiento				15.291,10

Adicionalmente dentro de los costos de inversión para el programa de lodos sin secuestrantes de H₂S se deben contemplar los servicios profesionales de encuelladores, cuñeros, perforadores, supervisores, ingenieros de lodos y el alquiler del equipo de perforación por 7 días tiempo en el cual es perforado un (1) pozo, a continuación en la **Tabla 93** se presentan estos costos de inversión.

Tabla 93. Costos de inversión de servicios profesionales y alquiler de equipo de perforación.

Descripción de inversión	Número de días	Valor unitario en dólares / día (USD/D)	Costo total en dólares (USD)
2 Encuelladores	7	100,00	700,00
6 Cuñeros	7	160,00	1.120,00
2 Supervisores	7	113,33	793,33
2 Ingenieros de lodos	7	120,00	840,00
1 Equipo de perforación	7	15.000,00	105.000,00

Luego de ilustrar los costos de inversión para los lodos empleados en un pozo, servicios profesionales y de alquiler de equipo de perforación, la **Tabla 94** presenta los costos totales de inversión para ejecutar el programa de lodos en un pozo del Campo Jazmín.

Tabla 94. Inversión para la implementación del lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S.

Descripción de inversión	Inversión en dólares (USD)
Lodo spud mud	2.751,60
Lodo base amina	9.847,10
Lodo base silicato	8.742,30
Lodo formiato de sodio	15.291,10
Encuelladores	700,00
Cuñeros	1.120,00
Perforadores	793,33
Supervisores	840,00
Ingenieros de lodos	1.073,33
Alquiler equipo de perforación	105.000,00
Total	146.158,43

Posterior a presentar la inversión requerida para la perforación de un pozo con lodos que no contienen secuestrantes de H₂S, se procede a calcular el valor que tiene el programa de perforación si la empresa decide seguir empleando este tipo de lodos, cabe indicar que debido a la problemática descrita al inicio de este capítulo en el cual se especificaba que el uso de lodos sin secuestrantes de H₂S en las operaciones de perforación y completamiento de pozos implica que se deba preparar un lodo para un mismo pozo dos veces y que se reduzca el número de pozos a perforar en un bimestre y en un año, por esta razón la inversión unitaria para perforar un pozo se multiplica por dos obteniendo un valor de **292.316,86 dólares (USD)** y el número de pozos a perforar en un bimestre disminuye de

12 a 6. La **Tabla 95** presenta el valor que tiene el programa de perforación de pozos para el presente año dividido en seis periodos bimestrales si la empresa decidiese no utilizar secuestrantes de H₂S en los lodos de perforación.

Tabla 95. Campaña para perforar 36 pozos sin utilizar secuestrantes de H₂S en el lodo de perforación.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
2	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
3	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
4	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
5	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
6	1.600	292.316,86	6	1'753.901,16
Inversión total anual para la perforación de 36 pozos				10'523.406,96

A continuación en la **Tabla 96** se presenta la campaña de perforación para los 72 pozos programados si la compañía decidiese emplear el lodo sin secuestrantes de H₂S.

Tabla 96. Campaña para perforar 72 pozos sin utilizar secuestrantes de H₂S en el lodo de perforación.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
2	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
3	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
4	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
5	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
6	1.600	292.316,86	12	3'507.802,32
Inversión total anual para la perforación de 72 pozos				21'046.813,92

7.1.2 Lodos de perforación propuestos. Luego de ilustrar la inversión que la compañía debe realizar si continua perforando sus pozos con lodos que no contengan secuestrantes de H₂S, en esta sección se presenta la inversión requerida por la empresa si decidiese agregar base amina (A), carbonato de zinc (B), quelato de hierro (C) y óxido de zinc (D) como secuestrantes de H₂S en una concentración de (1.0 Lb/bbl), en los lodos empleados para las operaciones de perforación y completamiento de pozos.

7.1.3 Lodo de perforación con base amina (secuestrante A). A continuación se presenta el costo de inversión necesario para perforar un pozo agregando a **todos lodos**, base amina como secuestrante de H₂S, en la **Tabla 97** se presenta la cantidad y costo en dólares de base amina que se debe agregar a cada uno de los lodos empleados en un pozo y la **Tabla 98** ilustra la inversión total para ejecutar el programa de lodos agregando este aditivo como secuestrante, cabe indicar que

debido a que la base amina se encuentra en el mercado en estado líquido, la cantidad a utilizar de este aditivo se calculó a partir de masa que tenga.

Para encontrar la masa del aditivo lo primero que se debe hacer es calcular la densidad del fluido utilizando la **Ecuación 15** presenta a continuación.

Ecuación 15. Gravedad específica del líquido.

$$GE \text{ líquido} = \rho_{\text{fluido}} / \rho_{\text{Agua}}$$

Dónde:

- Gravedad específica del líquido corresponde a 1,015.
- ρ_{fluido} corresponde a la densidad en libras por galón a encontrar.
- ρ_{agua} corresponde a 8,33 libras por galón.

De la **Ecuación 15** se debe despejar la densidad del agua (ρ_{agua}) y pasarla a multiplicar con la gravedad específica del líquido, obteniendo como resultado una densidad de fluido (ρ_{fluido}) de 8,45495 libras por galón (lpg- ppg).

Luego de encontrar la densidad del fluido se procede a determinar la masa del aditivo utilizando la **Ecuación 16** presentada a continuación.

Ecuación 16. Densidad.

$$\text{Densidad} = \text{Masa} / \text{Volumen}$$

Dónde:

- Densidad corresponde al valor de 8,45495 lpg determinado con la **Ecuación 15**.
- Masa es el valor que se debe determinar en libras por caneca.
- Volumen corresponde al valor de 55 galones, lo cual es equivalente a una caneca de aditivo.

De la **Ecuación 16** se debe despejar el volumen y pasarlo a multiplicar con la densidad del fluido, obteniendo como resultado una masa de 465,02 libras por caneca.

Luego de determinar la masa del aditivo base amina (secuestrante A) se debe establecer la cantidad y el costo de inversión que se debe agregar a cada lodo de perforación empleado, para esto se debe multiplicar la concentración utilizada (1 Lb/bbl) de secuestrante por la cantidad de barriles que se necesitan para preparar cada uno de los lodos y así dividir en 465,02 libras por caneca, para conocer la cantidad necesaria de secuestrante por cada lodo. Para el lodo spud mud se

necesitan 330 barriles para su preparación, para el base amina 402 barriles, para el base silicato 402 barriles y para el formiato de sodio 372 barriles, al realizar esta operación se obtiene que se debe agregar alrededor de una (1) caneca de secuestrante base amina a cada lodo, en la **Tabla 97** se presenta la cantidad y el costo de inversión para cada lodo empleado.

Tabla 97. Inversión del aditivo base amina para cada lodo empleado en el pozo.

Descripción de aditivo	Tipo de lodo	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida (caneca)	Inversión en dólares (USD)
Base amina	Spud mud	230	1	230,00
Base amina	Base amina	230	1	230,00
Base amina	Base silicato	230	1	230,00
Base amina	Formiato de sodio	230	1	230,00

En la **Tabla 97** se ilustra el costo total de inversión del programa de lodos para un (1) pozo agregando base amina como secuestrante de H₂S, cabe indicar que al precio base de cada lodo presentado en la **Tabla 94** se le suma el valor del aditivo y así se obtiene el precio de cada fluido.

Tabla 98. Inversión para la implementación del lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S.

Descripción de inversión	Inversión en dólares (USD)
Lodo spud mud	2.981,60
Lodo base amina	10.077,10
Lodo base silicato	8.972,30
Lodo formiato de sodio	15.521,10
Encuelladores	700,00
Cuñeros	1.120,00
Perforadores	793,33
Supervisores	840,00
Ingenieros de lodos	1.073,33
Alquiler equipo de perforación	105.000,00
Total	147.078,43

Posterior a presentar la inversión propuesta para emplear el lodo agregando base amina como secuestrante de H₂S en las operaciones de perforación y completamiento de pozos del Campo Jazmín, en la **Tabla 99** presentada a continuación se procede a calcular el valor que tiene el programa de perforación compuesto por 72 pozos los cuales deben perforarse en un año dividido en seis periodos bimestrales, si la empresa decide utilizar este aditivo en cada fluido.

Tabla 99. Campaña de perforación utilizando base amina como secuestrante de H₂S.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un (1) pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
2	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
3	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
4	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
5	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
6	1.600	147.078,43	12	1'764.941,16
Inversión total anual para la perforación de 72 pozos				10'589.646,96

7.1.4 Lodo de perforación con carbonato de zinc (secuestrante B). A continuación se presenta el costo de inversión necesario para perforar un pozo agregando a todos lodos carbonato de zinc como secuestrante de H₂S, en la **Tabla 100** se presenta la cantidad y costo en dólares de carbonato de zinc que se debe agregar a cada uno de los lodos empleados en un pozo y la **Tabla 101** ilustra la inversión total para ejecutar el programa de lodos agregando este aditivo como secuestrante de H₂S.

Para determinar la cantidad requerida en cada lodo de perforación se dividió la multiplicación entre los barriles necesarios para preparar cada lodo por la concentración a utilizar (1 Lb/bbl), entre 50 libras por saco.

Tabla 100. Inversión del aditivo carbonato de zinc para cada lodo empleado en el pozo.

Descripción de aditivo	Tipo de lodo	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida (sacos)	Inversión en USD
Carbonato de zinc	Spud mud	32	7	224,00
Carbonato de zinc	Base amina	32	8	256,00
Carbonato de zinc	Base silicato	32	8	256,00
Carbonato de zinc	Formiato de sodio	32	8	256,00

En la **Tabla 101** se ilustra el costo total de inversión del programa de lodo para un pozo agregando carbonato de zinc como secuestrante de H₂S, cabe indicar que al precio base de cada lodo presentado en la **Tabla 94** se le suma el valor del aditivo y así se obtiene el precio de cada fluido.

Tabla 101. Inversión para la implementación del lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S.

Descripción de inversión	Inversión en dólares (USD)
Lodo spud mud	2.975,60
Lodo base amina	10.103,10
Lodo base silicato	8.998,30
Lodo formiato de sodio	15.547,10
Encuelladores	700,00
Cuñeros	1.120,00
Perforadores	793,33
Descripción de inversión	Inversión en dólares
Supervisores	840,00
Ingenieros de lodos	1.073,33
Alquiler equipo de perforación	105.000,00
Total	147.150,43

Finalmente en la **Tabla 102** es presentado el valor que tiene el programa de perforación de pozos programado para el presente año dividido en seis periodos bimestrales si la empresa decidiese utilizar el carbonato de zinc como secuestrante de H₂S.

Tabla 102. Campaña de perforación utilizando carbonato de calcio como secuestrante de H₂S.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
2	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
3	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
4	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
5	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
6	1.600	147.150,43	12	1'765.805,16
Inversión total anual para la perforación de 72 pozos				10'594.830,96

Lodo de perforación con quelato de hierro (secuestrante C). A continuación se presenta el costo de inversión necesario para perforar un pozo agregando a todos los lodos quelato de hierro como secuestrante de H₂S, en la **Tabla 103** se presenta la cantidad y costo en dólares de quelato de hierro que se debe agregar a cada uno de los lodos empleados en un pozo y la **Tabla 104** ilustra la inversión total para ejecutar el programa de lodos agregando este aditivo como secuestrante de H₂S.

Para determinar la cantidad requerida en cada lodo de perforación se dividió la multiplicación entre los barriles necesarios para preparar cada lodo por la concentración a utilizar (1 Lb/bbl), entre 50 libras por saco.

Tabla 103. Inversión del aditivo quelato de hierro para cada lodo empleado en el pozo.

Descripción de aditivo	Tipo de lodo	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida (sacos)	Inversión en USD
Quelato de hierro	Spud mud	92	7	644,00
Quelato de hierro	Base amina	92	8	736,00
Quelato de hierro	Base silicato	92	8	736,00
Quelato de hierro	Formiato de sodio	92	8	736,00

En la **Tabla 104** se ilustra el costo total de inversión del programa de lodo para un pozo agregando quelato de hierro como secuestrante de H₂S, cabe indicar que al precio base de cada lodo presentado en la **Tabla 94** se le suma el valor del aditivo y así se obtiene el precio de cada fluido.

Tabla 104. Inversión para la implementación del lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S.

Descripción de inversión	Inversión en dólares (USD)
Lodo spud mud	3.395,60
Lodo base amina	10.583,10
Lodo base silicato	9.478,30
Lodo formiato de sodio	16.027,10
Encuelladores	700,00
Cuñeros	1.120,00
Perforadores	793,33
Supervisores	840,00
Ingenieros de lodos	1.073,33
Alquiler equipo de perforación	105.000,00
Total	149.010,43

Finalmente en la **Tabla 105** es presentado el valor que tiene el programa de perforación de pozos programado para el presente año dividido en seis periodos bimestrales si la empresa decidiese utilizar quelato de hierro como secuestrante de H₂S.

Tabla 105. Campaña de perforación utilizando quelato de hierro como secuestrante de H₂S.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
2	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
3	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
4	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
5	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
6	1.600	149.010,43	12	1'788.125,16
Inversión total anual para la perforación de 72 pozos				10'728.750,96

7.1.5 Lodo de perforación con óxido de zinc (secuestrante D). A continuación se presenta el costo de inversión necesario para perforar un pozo agregando a

todos los lodos óxido de zinc como secuestrante de H₂S, en la **Tabla 106** se presenta la cantidad y costo en dólares de óxido de zinc que se debe agregar a cada uno de los lodos empleados en un pozo y la **Tabla 107** ilustra la inversión total para ejecutar el programa de lodos agregando este aditivo como secuestrante de H₂S.

Para determinar la cantidad requerida en cada lodo de perforación se dividió la multiplicación entre los barriles necesarios para preparar cada lodo por la concentración a utilizar (1 Lb/bbl), entre 50 libras por saco.

Tabla 106. Inversión del aditivo óxido de zinc para cada lodo empleado en el pozo.

Descripción de aditivo	Tipo de lodo	Valor unitario en dólares (USD)	Cantidad requerida (sacos)	Inversión en USD
Óxido de zinc	Spud mud	50	7	350,00
Óxido de zinc	Base amina	50	8	400,00
Óxido de zinc	Base silicato	50	8	400,00
Óxido de zinc	Formiato de sodio	50	8	400,00

En la **Tabla 107** se ilustra el costo total de inversión del programa de lodo para un pozo agregando óxido de zinc como secuestrante de H₂S, cabe indicar que al precio base de cada lodo presentado en la **Tabla 94** se le suma el valor del aditivo y así se obtiene el precio de cada fluido.

Tabla 107. Inversión para la implementación del lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S.

Descripción de inversión	Inversión en dólares (USD)
Lodo spud mud	3.101,60
Lodo base amina	10.247,10
Lodo base silicato	9.142,30
Lodo formiato de sodio	15.691,10
Encuelladores	700,00
Cuñeros	1.120,00
Perforadores	793,33
Supervisores	840,00
Ingenieros de lodos	1.073,33
Alquiler equipo de perforación	105.000,00
Total	147.708,43

Finalmente en la **Tabla 108** es presentado el valor que tiene el programa de perforación de pozos programado para el presente año dividido en seis periodos bimestrales si la empresa decidiese utilizar óxido de zinc como secuestrante de H₂S.

Tabla 108. Campaña de perforación utilizando óxido de zinc como secuestrante de H₂S.

Período (Bimestre)	Profundidad a perforar (Pies)	Inversión unitaria para perforar un pozo en USD	Número de pozos a perforar	Inversión total en USD
1	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
2	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
3	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
4	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
5	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
6	1.600	147.708,43	12	1'772.501,16
Inversión total anual para la perforación de 72 pozos				10'635.006,96

7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este proyecto se hace a partir de la inversión realizada para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S y para cada uno de los lodos propuestos agregando los cuatro aditivos secuestrantes de H₂S.

7.2.1 Valor presente de egresos. “Es el equivalente en dólares (\$) actuales de todos los egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”⁷³, La **Ecuación 17** ilustra el método indicado para el cálculo del Valor presente de costos.

Ecuación 17. Valor presente de egresos.

$$VPE(i) = \sum F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p.197.

Dónde:

- VPE corresponde al Valor Presente de los Costos
- A corresponde a la inversión realizada.
- F corresponde al valor del flujo de caja neto.
- i corresponde a la tasa de interés de oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.
- n corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

A continuación se describe el significado del VPN cuando es mayor a cero, menor que cero e igual a cero.

- VPN > 0, indica que el proyecto es bueno porque, en dólares de hoy, los ingresos son mayores que los egresos.

⁷³ BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p.197.

- $VPN < 0$, indica que en dólares de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse.
- $VPN = 0$, indica que los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le serán indiferente al inversionista.

Para realizar el cálculo del Valor Presente de Egresos (VPE) de este proyecto se utilizó una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del **14%** efectivo anual, además de esto se utiliza la unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD) y un tiempo de validez de un año dividido en seis bimestres, debido a esto es necesario realizar la conversión de la tasa de interés de anual a bimestral utilizando la **Ecuación 18** presentada a continuación.

Ecuación 18. Conversión de la tasa de interés de oportunidad.

$$i \text{ Anual} = (1 + i \text{ bimestral})^n - 1$$

Dónde:

- i Anual corresponde a la tasa de interés anual establecida de 14%.
- i Bimestral corresponde a la tasa de interés bimestral a encontrar.
- n Corresponde al número de periodos en que se divide la evaluación, para este caso es de 6.

Para conocer la tasa de interés bimestral se debe despejar de la **Ecuación 18** la tasa de interés bimestral quedando de la siguiente manera.

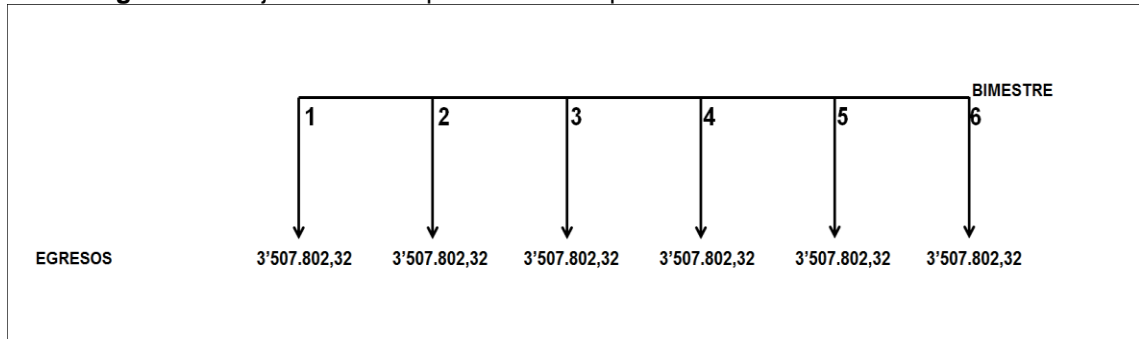
$$i \text{ Bimestral} = (1,14)^{1/6} - 1$$

A partir del cálculo se obtiene el siguiente resultado.

$$i \text{ Bimestral} = 0,0220 \text{ lo cual equivale a } 2,20\%$$

7.2.2 Valor presente de egresos para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S. En la **Figura 47** se observan los flujos de caja para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S actualmente utilizado en los pozos del Campo Jazmín; de igual manera, se presenta en el **Cálculo 1** la operación matemática desarrollada, en el **Cálculo 2** se presenta el resultado obtenido en cada período evaluado y finalmente el valor presente de egresos para este lodo.

Figura 47. Flujo de efectivo para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S.



Cálculo 1. Valor presente de egresos para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(3'507.802,32) * (1 + 0,0220)^{-1} - (3'507.802,32) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-2} - (3'507.802,32) * (1 + 0,0220)^{-3} - (3'507.802,32) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-4} - (3'507.802,32) * (1 + 0,0220)^{-5} \\
 & - (3'507.802,32) * (1 + 0,0220)^{-6}
 \end{aligned}$$

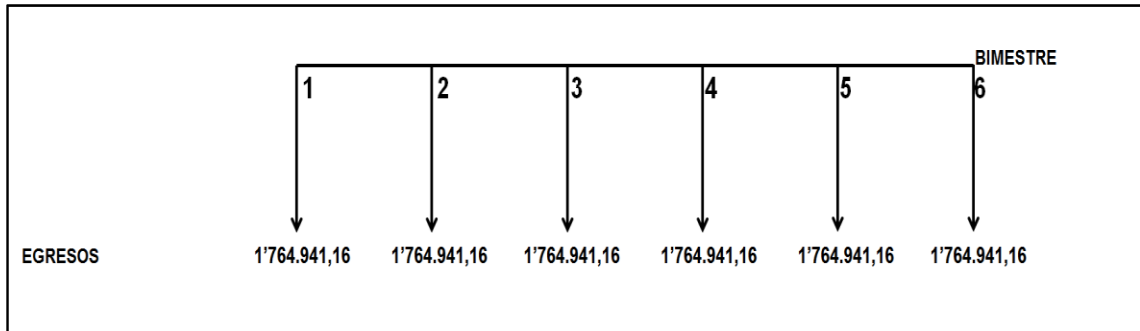
Cálculo 2. Resultado obtenido en cada período evaluado para el lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(3'432.291,90) - (3'358.406,95) - (3'286.112,47) \\
 & - (3'215.374,24) - (3'146.158,75) - (3'078.433,21) \\
 = & - \mathbf{19'516.777,51}
 \end{aligned}$$

El valor presente de egresos calculado para el lodo de perforación sin secuestrantes empleado para perforar los 72 pozos corresponde al valor de - 19'516.777,51 dólares (USD).

7.2.3 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S. En la **Figura 48** se observan los flujos de caja para el lodo de perforación propuesto en los pozos del Campo Jazmín al cual se le agrego base amina como secuestrante de H₂S; para determinar el valor presente de egresos se ilustra en el **Cálculo 3** la operación matemática realizada, el **Cálculo 4** presenta el resultado obtenido en cada período evaluado y finalmente se ilustra el valor presente de egresos obtenido para este lodo.

Figura 48. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S.



Cálculo 3. Valor presente de egresos para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'764.941,16) * (1 + 0.0220)^{-1} - (1'764.941,16) \\
 & * (1 + 0.0220)^{-2} - (1'764.941,16) * (1 + 0,0220)^{-3} - (1'764.941,16) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-4} - (1'764.941,16) * (1 + 0,0220)^{-5} \\
 & - (1'764.941,16) * (1 + 0,0220)^{-6}
 \end{aligned}$$

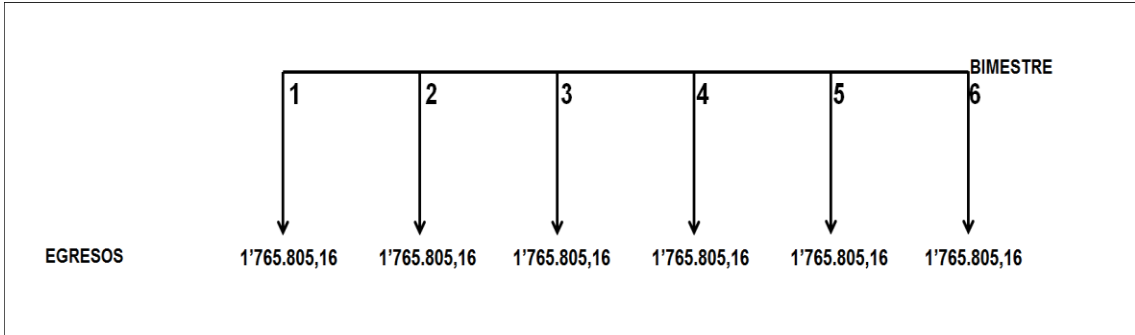
Cálculo 4. Resultado obtenido en cada período evaluado para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'726.948,30) - (1'689.773,29) - (1'653.398,52) \\
 & - (1'617.806,77) - (1'582.981,18) - (1'548.905,27) \\
 = & - 9'819.813,32
 \end{aligned}$$

El valor presente de egresos calculado para el lodo de perforación con base amina como secuestrante de H₂S es de – 9'819.813,32 dólares (USD).

7.2.4 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S. En la **Figura 49** se observan los flujos de caja para el lodo de perforación propuesto en los pozos del Campo Jazmín al cual se le agrego carbonato de zinc como secuestrante de H₂S; para determinar el valor presente de egresos se ilustra en el **Cálculo 5** la operación matemática realizada, el **Cálculo 6** presenta el resultado obtenido en cada período evaluado y finalmente se ilustra el valor presente de egreso obtenido para este lodo.

Figura 49. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S.



Cálculo 5. Valor presente de egresos para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'765.805,16) * (1 + 0,0220)^{-1} - (1'765.805,16) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-2} - (1'765.805,16) * (1 + 0,0220)^{-3} - (1'765.805,16) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-4} - (1'765.805,16) * (1 + 0,0220)^{-5} \\
 & - (1'765.805,16) * (1 + 0,0220)^{-6}
 \end{aligned}$$

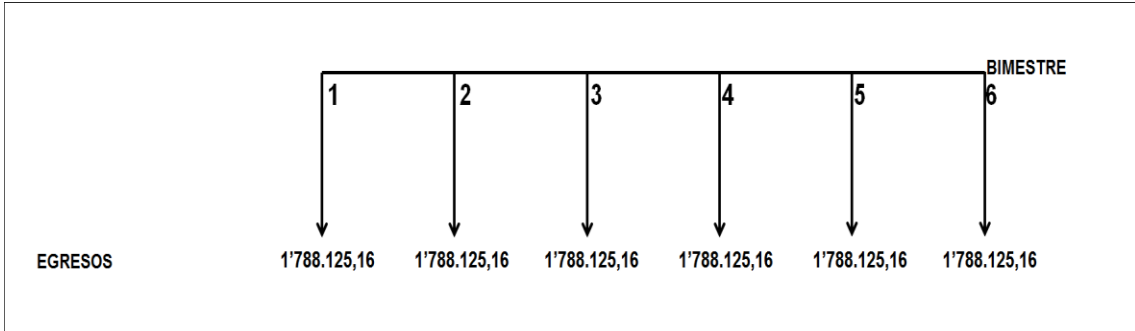
Cálculo 6. Resultado obtenido en cada período evaluado para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'727.793,70) - (1'690.600,49) - (1'654.207,91) \\
 & - (1'618.598,74) - (1'583.756,11) - (1'549.663,51) \\
 = & - 9'824.620,46
 \end{aligned}$$

El valor presente de egresos calculado para el lodo de perforación con carbonato de zinc como secuestrante de H₂S es de - 9'824.620,46 dólares (USD).

7.2.5 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S. En la **Figura 50** se observan los flujos de caja para el lodo de perforación propuesto en los pozos del Campo Jazmín al cual se le agregó quelato de hierro como secuestrante de H₂S; para determinar el valor presente de egresos se ilustra en el **Cálculo 7** la operación matemática realizada, el **Cálculo 8** presenta el resultado obtenido en cada período evaluado y finalmente se ilustra el valor presente de egresos obtenido para este lodo.

Figura 50. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S.



Cálculo 7. Valor presente de egresos para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'788.125,16) * (1 + 0,0220)^{-1} - (1'788.125,16) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-2} - (1'788.125,16) * (1 + 0,0220)^{-3} - (1'788.125,16) \\
 & * (1 + 0,0220)^{-4} - (1'788.125,16) * (1 + 0,0220)^{-5} \\
 & - (1'788.125,16) * (1 + 0,0220)^{-6}
 \end{aligned}$$

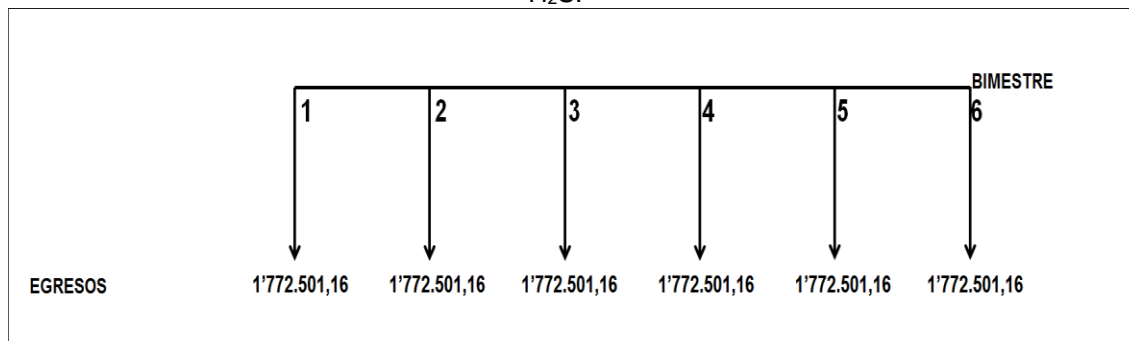
Cálculo 8. Resultado obtenido en cada período evaluado para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) = & -(1'749.633,23) - (1'711.969,89) - (1'675.117,31) \\
 & - (1'639.058,03) - (1'603.774,98) - (1'569.251,45) \\
 = & - 9'948.804,90
 \end{aligned}$$

El valor presente de egresos calculado para el lodo de perforación con quelato de hierro como secuestrante de H₂S es de – 9'948.804,90 dólares (USD).

7.2.6 Valor presente de egresos para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S. En la **Figura 51** se observan los flujos de caja para el lodo de perforación propuesto en los pozos del Campo Jazmín al cual se le agrego óxido de zinc como secuestrante de H₂S; para determinar el valor presente de egresos se ilustra en el **Cálculo 9** la operación matemática realizada, el **Cálculo 10** presenta el resultado obtenido en cada período evaluado y finalmente se ilustra el valor presente de egresos obtenido para este lodo.

Figura 51. Flujo de efectivo para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S.



Cálculo 9. Valor presente de egresos para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) &= -(1'772.501,16) * (1 + 0.0220)^{-1} - (1'772.501,16) \\
 &\quad * (1 + 0.0220)^{-2} - (1'772.501,16) * (1 + 0,0220)^{-3} \\
 &\quad - (1'772.501,16) * (1 + 0,0220)^{-4} - (1'772.501,16) \\
 &\quad * (1 + 0,0220)^{-5} - (1'772.501,16) * (1 + 0,0220)^{-6}
 \end{aligned}$$

Cálculo 10. Resultado obtenido en cada período evaluado para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S.

$$\begin{aligned}
 VPE (2,20\%) &= -(1'734.345,56) - (1'697.011,31) - (1'660.480,73) \\
 &\quad - (1'624.736,53) - (1'589.761,77) - (1'555.539,89) \\
 &= - 9'861.875,79
 \end{aligned}$$

El valor presente de egresos calculado para el lodo de perforación con óxido de zinc como secuestrante de H₂S es de - 9'861.875,79 dólares (USD).

7.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Luego de determinar el valor presente de egresos para la campaña de perforación actual utilizando lodo sin secuestrantes de H₂S el cual corresponde al valor de - 19'516.777,51 dólares y para cada campaña propuesta agregando al lodo, base amina (Secuestrante A), carbonato de zinc (Secuestrante B), quelato de hierro (Secuestrante C) y óxido de zinc (secuestrante D) como secuestrantes de H₂S los cuales corresponden a los valores de - 9'819.813,32 dólares, - 9'824.620,46 dólares, - 9'948.804,90 dólares, - 9'861.875,79 dólares, respectivamente la mejor opción para la compañía desde el punto de vista financiero, es agregar los cuatro aditivos secuestrantes de H₂S a los lodos empleados en las operaciones de perforación y completamiento de los pozos del Campo Jazmín, ya que implica un ahorro del 49,68% (9'696.964,19 dólares) con el aditivo base amina, 49,66% (-9'692.157,05

dólares) con el aditivo carbonato de zinc, 49,02% (-9'567.972,61 dólares) con el aditivo quelato de hierro y 49,46% (-9'654.901,72 dólares) con el aditivo óxido de zinc, con respecto al lodo de perforación sin secuestrantes de H₂S actualmente utilizado; este ahorro es originado en la disminución de los costos de inversión requeridos para la preparación de los diferentes fluidos utilizados en los pozos del Campo.

En la **Tabla 109** se podrá visualizar que la mejor opción para la compañía es agregar cualquier secuestrante de H₂S:

Tabla 109. Tabla comparativa de secuestrantes.

CAMPAÑA DE PERFORACIÓN PARA 72 POZOS	COSTO (USD)	AHORRO (USD)	AHORRO (%)
Sin Secuestrante	-19'516.777,51	0	0
Con Base Amina (Secuestrante A)	-9'819.813,32	-9'696.964,19	49,68
Con Carbonato de Zinc (Secuestrante B)	-9'824.620,46	-9'692.157,05	49,66
Con Quelato de Hierro (Secuestrante C)	-9'948.804,90	-9'567.972,61	49,02
Con Óxido de Zinc (Secuestrante D)	-9'861.875,79	-9'654.901,72	49,46

En este orden de ideas y para el proyecto el secuestrante que muestra una mejor compatibilidad con los sistemas de fluidos tanto de perforación como de completamiento y genera un mayor ahorro es el secuestrante A, el secuestrante a Base de Aminas líquido. No obstante se podría reacondicionar el lodo de acuerdo a la cantidad de concentración de H₂S inmersa en el fluido, pero los costos serán significativamente más altos con respecto a la preparación de un fluido nuevo. La reflexión sería la cantidad de agua requerida para generar un nuevo fluido.

8. CONCLUSIONES

- En el Campo Jazmín, se evidencio la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S) debido al el efecto de aquatermolisis que es generado por la estimulación cíclica de vapor.
- En el Campo Jazmín los equipos más utilizados para registrar la presencia del H_2S , son los medidores electrónicos, las bombas recolectoras y el tren de gases de Garrett.
- El secuestrante A (base amina) es el secuestrante que presenta mayor compatibilidad con los fluidos de perforación y completamiento, ya que no afecta las propiedades iniciales del fluido.
- Para el fluido de inicio o spud mud, se recomienda usar una concentración de 0,5 Lb/bbl de secuestrante liquido (base amina) ya que funciona como estabilizador de pH.
- A concentraciones por encima de 1,5 Lb/bbl el carbonato de zinc y el óxido de zinc pueden contribuir al aumento de la densidad en el lodo de perforación.
- Se observó que el carbonato y el óxido de zinc, no se solubilizan totalmente en los fluidos de perforación y completamiento.
- El carbonato de zinc estabiliza la viscosidad plástica de los fluidos de perforación pero el punto cedente lo aumenta en un 30% con respecto al fluido inicial.
- El secuestrante C (quelato de hierro) afecta notablemente las propiedades reológicas del lodo de perforación, ya que las disminuye en más de un 50% al agregarlo, con respecto al fluido base.
- El carbonato de zinc y el óxido de zinc forman espuma en el lodo de perforación, al ser agitado.
- El quelato de hierro afecta el pH de los fluidos de perforación y completamiento en más de un 50% con respecto al fluido base.
- Para los sistemas de lodos, el secuestrante C (quelato de hierro) incurre en la pérdida del control del filtrado.
- Debido a la prueba de rolado (la cual simula las condiciones de circulación de pozo) el lodo se deshidrata y es por ello que el punto cedente en muchas ocasiones después de rolado es mucho más alto que antes de rolado.

- El carbonato y el óxido de zinc no se pueden emplear en la sección de yacimiento, debido a que generaran problemas de taponamiento en los poros de la formación.
- La compañía tendrá un ahorro del 49% si utiliza de forma preventiva los diferentes secuestrantes de H₂S ante presunta presencia de este gas en las operaciones de perforación, completamiento y producción.
- Añadir un antiespumante en caso de utilizar los secuestrantes a base de zinc en fluidos de perforación.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar el estudio con los sistemas de fluidos en presencia de H₂S para evaluar el desempeño de cada secuestrante.
- Ajustar el pH del fluido antes de agregar el secuestrante C (quelato de hierro) tanto en el lodo de perforación como en el fluido de completamiento.
- Utilizar una concentración de 0,5 Lb/bbl de quelato de hierro con los fluidos de perforación.
- Implementar el secuestrante A (base amina) en fluidos de perforación y completamiento del Campo Jazmín.
- Evaluar la máxima concentración a la cual los secuestrantes mantendrán las propiedades iniciales de los fluidos.
- Evaluar la calidad del secuestrante a base de zinc, que evite el taponamiento de los poros en la formación.
- Estabilizar el pH del fluido antes de agregar el Secuestrante D (óxido de zinc) y después de exponerlo a condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura).

BIBLIOGRAFÍA

ACP, Informe estadístico petrolero, ICP [Citado mayo 2015] Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. API Recommended Practice 13B-2. Fifth EDITION. Washigton D.C. 2005.

ANH, Agencia nacional de hidrocarburos, información geológica y geofísica. Estudios integrados y modelamientos VMM, p. 82.

BACCA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. 413 p.

ECOPETROL. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. 1994. Pág. 85.

FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmín – Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril de 1998.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Guía Metodológica para la Elaboración de Trabajos de Grado, Bogotá D.C., 2011. 55 p.

HAWKER, DAVID. VOGT, KAREN y ROBINSON ALLAN. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3.0, Alberta, Canadá. Marzo 2001, p. 60.

HALLIBURTON COMPANY. Información suministrada en campo por Ingeniería de lodos y cementación.

HEDBERG, Hollis D. Guía estratigráfica internacional. Guía para la clasificación, terminología y procedimientos estratigráficos. Subcomisión Internacional de Clasificación Estratigráfica de la UICG, 1980.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486, Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 110 p.

_____. Referencias bibliográficas: Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008, 12 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 2008, 38 p.

IREGUI MEGIA Fernando. Autoridad nacional de licencias ambientales –ANLA- n°3954. Información para la descripción de las generalidades del campo Jazmín. Septiembre de 2015.

MERCHAN, Lady Johana y SAAVEDRA, María Andrea. Evaluación del fluido polimérico para minimizar su degradación durante la perforación de pozos en el Campo Jazmín. Trabajo de Grado, Petróleos Ingeniería. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2015. p. 27-36.

OMIMEX DE COLOMBIA LTD. Información suministrada por el departamento de Geología.

PADILLA, José Alejandro Gómez. 1984. Cuencas Sedimentarias campos petrolíferos y de gas en Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1984. p. 143-151.

PDVSA, Manual de fluidos de perforación. Primera versión, Agosto de 2002.

SALAS BONILLA, Alexander. Análisis de las operaciones de cementación, empaquetamiento con grava y fluidos de perforación para un pozo tipo en el Campo Jazmín. Práctica empresarial, Petróleos Ingeniería. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, 2005. p. 3-15.

SCHLUMBEGER, Manual de Fluidos de perforación, MI SWACO. Dallas, Texas. Fecha de Revisión, 14 de Febrero del 2001.

ANEXOS

ANEXO A.
MATRIZ LODO DE PERFORACIÓN SPUD MUD (LP-1)

TIPOS DE FLUIDO		SECUENTRANTE	Concentración (t/b)	PROPIEDADES BASICAS DEL FLUIDO												PRUEBAS QUIMICAS				
DENSIDAD				REOLOGIA						FILTRADO API			PF (ml H2SO4 N50)	MF (ml H2SO4 N50)	Cl- (ppm)	Calcios (ppm)				
ppg		pH	6600	8300	8200	8100	9693YP (cP)	YP (Lb/100 ft²)	YS (Lb/100 ft²)	GEL 10/10/30	Filtrado (cc/30)	Espeor cake								
SPUD MUD	Antes de rolar	8.4+	9.8	17	12	10	7	4	3	5	7	2	3	4	21.6	2/32"	0.1	0.19	240	30
	Despues de rolar	8.4+	9	13	9	7	5	3	2	4	5	1	2	3	21.9	2/32"	0.1	0.26	130	30
	Antes de rolar	8.4+	10	20	15	12	10	5	3	5	10	1	4	5	23.6	2/32"	0.1	0.34	140	20
	Despues de rolar	8.4	9.4	17	13	11	8	5	4	4	9	3	3	4	24	2/32"	0.1	0.24	140	30
	Antes de rolar	8.5	10	22	18	15	12	7	5	4	14	3	6	7	>25	2/32"	0.14	0.2	130	30
	Despues de rolar	8.5	9.6	14	10	8	6	4	3	4	6	2	3	5	26	2/32"	0.1	0.3	140	20
	Antes de rolar	8.5	11	22	17	14	11	6	5	5	12	4	4	5	>25	2/32"	0.28	0.52	120	30
	Despues de rolar	8.5	9.8	14	10	8	6	3	2	4	6	1	3	6	26	2/32"	0.2	0.36	160	30
	Antes de rolar	8.4+	9.6	22	17	14	11	5	4	5	12	3	3	4	>25	2/32"	0.1	0.2	120	20
	Despues de rolar	8.4	8.5	24	19	18	15	8	5	5	14	2	5	7	>25	2/32"	0.1	0.18	120	20
	Antes de rolar	8.5	9.6	21	16	15	13	7	5	5	11	3	5	6	>25	2/32"	0.1	0.2	120	20
	Despues de rolar	8.4	8.5	28	23	22	20	11	8	5	18	5	8	10	>26	2/32"	0.1	0.16	140	20
	Antes de rolar	8.5	9.5	25	20	18	16	8	5	5	15	2	5	6	>25	2/32"	0.1	0.22	160	20
	Despues de rolar	8.4	8.56	27	22	20	18	8	6	5	17	4	5	6	>25	2/32"	0.1	0.17	150	20
	Antes de rolar	8.4	10.5	8	7	6	5	3	2	1	6	1	3	4	>25	2/32"	0.1	0.32	180	20
	Despues de rolar	8.4	8.6	7	6	5	4	3	2	1	5	1	2	3	>25	2/32"	0.1	0.2	170	20
	Antes de rolar	8.4	9.85	7	6	5	4	3	2	1	5	1	2	3	>25	2/32"	0.1	0.26	180	20
	Despues de rolar	8.4	8.58	6	5	4	3	2	1	4	4	1	1	2	>25	2/32"	0.1	0.18	160	20
	Antes de rolar	8.4	9.11	6	5	4	3	2	1	4	4	1	1	2	>25	2/32"	0.1	0.2	190	20
	Despues de rolar	8.4	8.61	5	4	3	2	2	1	3	3	1	1	2	>25	2/32"	0.1	0.17	170	20
	Antes de rolar	8.4	9.8	20	14	11	10	6	5	6	8	4	4	5	>25	3/32"	0.1	0.32	160	20
	Despues de rolar	8.4+	9.1	29	22	19	15	10	6	7	15	2	7	8	>25	3/32"	0.1	0.26	160	20
	Antes de rolar	8.4+	9.82	22	17	14	11	7	6	5	12	5	6	7	>25	3/32"	0.1	0.3	170	20
	Despues de rolar	8.4+	9.1	28	24	22	19	11	9	4	20	7	10	11	>25	3/32"	0.1	0.24	180	20
	Antes de rolar	8.5	9.85	20	15	12	9	4	3	5	10	2	4	5	>25	4/32"	0.1	0.3	190	20
	Despues de rolar	8.5+	9.2	27	23	19	16	8	6	4	19	4	7	8	>25	4/32"	0.1	0.23	190	20

ANEXO B.
MATRIZ LODO DE PERFORACIÓN BASE SILICATO (LP-2)

TIPO DE FLUIDO		SECUENCIA TRANTE	Concentración (ppb)	DENSIDAD		REOLOGIA												FILTRADO API				PRUEBAS QUIMICAS		
				ppg	pH	6600	8300	8200	8100	86	83	YP (cP)	YP (Lb/100 ft²)	YS (Lb/100 ft²)	10"	10"	Filtrado (cc/30)	Esposor cake	PF (ml H2SO4 N50)	MF (ml H2SO4 N50)	Cl- (ppm)	Calcios (ppm)		
BASE SILICATO	Antes de rolar	SIN SEC.	-	9	11	50	36	30	22	9	7	14	22	5	9	11	9	2	0.98	1.18	1030	40		
	Despues de rolar			8,9+	11	39	28	23	17	4	3	11	17	2	3	4	8,8	1	0.82	1.42	1150	40		
BASE AMINIA	Antes de rolar	0.5	-	9	12	50	35	29	21	7	6	15	20	5	8	10	8,2	2	1.13	1.53	1160	40		
	Despues de rolar			8,9+	11	40	29	24	19	6	4	11	18	2	4	5	8	1	0.98	1.74	1200	40		
BASE AMINIA	Antes de rolar	1.0	-	9	12	51	36	30	22	9	7	15	21	5	9	11	7,4	2	1.34	1.88	1160	40		
	Despues de rolar			8,9+	11	40	30	25	19	6	5	10	20	4	5	6	9,4	1	1.06	1.62	1200	40		
BASE AMINIA	Antes de rolar	1.5	-	9	12	49	35	29	21	8	6	14	21	4	8	9	7,6	2	1.42	2.02	1160	40		
	Despues de rolar			8,9+	11	39	28	23	19	5	4	11	17	3	3	5	8,6	1	1.44	2.24	1180	40		
CARBONATO DE ZINC	Antes de rolar	0.5	-	9	12	47	34	27	20	8	6	13	21	4	10	11	9,2	2	0.94	1.52	1160	40		
	Despues de rolar			8,9+	11	40	29	24	19	6	4	11	18	2	6	7	8,9	1	0.72	1.32	1150	40		
CARBONATO DE ZINC	Antes de rolar	1.0	-	9	12	53	37	29	24	9	7	16	21	5	10	12	8,8	2	0.96	1.54	1180	40		
	Despues de rolar			8,9+	10,9	40	29	24	18	6	5	11	18	4	5	6	8,9	1	0.76	1.38	1200	40		
CARBONATO DE ZINC	Antes de rolar	1.5	-	9	11,5	51	37	31	23	9	8	14	23	7	9	10	8,6	2	0.98	1.58	1130	40		
	Despues de rolar			8,9+	10,9	40	29	24	17	5	4	11	18	3	5	6	8,8	1	0.9	1.5	1160	40		
QUELATO DE HIERRO	Antes de rolar	0.5	-	9	11,1	42	31	25	19	8	6	11	20	4	7	8	8,6	1	0.66	1.18	1160	40		
	Despues de rolar			8,9+	10,9	33	24	19	14	3	2	9	15	1	3	4	10	1	0.58	1.42	1170	40		
QUELATO DE HIERRO	Antes de rolar	1.0	-	9	10,5	40	29	24	18	8	6	11	18	4	7	8	8,2	1	0.54	1.06	1180	40		
	Despues de rolar			8,9+	10,2	32	23	18	14	2	1	9	14	0	3	4	17	1	0.42	1.28	1200	40		
QUELATO DE HIERRO	Antes de rolar	1.5	-	9	10,2	39	28	23	17	8	5	11	17	2	7	8	8	1	0.46	0.8	1200	40		
	Despues de rolar			8,9+	10,1	31	23	19	14	4	3	8	15	2	4	5	20	1	0.22	1.42	1210	40		
OXIDO DE ZINC	Antes de rolar	0.5	-	9,1	11,6	47	33	27	20	7	5	14	19	5	8	9	9	2	0.98	1.36	1170	40		
	Despues de rolar			9,0+	11	39	28	23	17	5	3	11	17	1	4	5	9,4	2	0.88	1.38	1150	40		
OXIDO DE ZINC	Antes de rolar	1.0	-	9,1	11,7	45	32	27	20	8	6	13	19	4	7	8	8,8	2	0.9	1.32	1180	40		
	Despues de rolar			9,0+	11,1	39	29	23	17	5	4	10	19	3	3	4	9,2	2	0.86	1.4	1160	40		
OXIDO DE ZINC	Antes de rolar	1.5	-	9,1	11,7	54	40	33	25	9	8	14	26	7	9	12	6,8	2	0.94	1.3	1210	40		
	Despues de rolar			9,0+	11,1	41	30	25	20	7	5	11	19	3	5	6	10,4	2	0.9	1.54	1170	40		

ANEXO C.
MATRIZ LODO DE PERFORACIÓN BASE AMINA (LP-3)

TIPOS DE FLUIDO		PRUEBAS DE LABORATORIO																																		
BASE AMINA		PROPIEDADES BASICAS DEL FLUIDO																																		
SECUENTRANTE	Concentracion (ppb)	DENSIDAD										REOLOGIA										GEL 10/1030					FILTRADO API					PRUEBAS QUIMICAS				
		ppg	pH	6600	6800	6200	6100	66	63	VP (cP)	VP (Lb/100 ff)	VS (Lb/100 ff)	10"	10"	Filtrado (cc/30 min)	Espesor cake (32 vs in)	PI (ml H2SO4 N50)	MI (ml H2SO4 N50)	Cl- (ppm)	Calcios (ppm)																
Antes de rolar	-	9	11.51	43	33	28	22	11	9	10	23	13	11	15	7.6	1/32"	1.2	2.18	1450	40																
Des pues de rolar	-	8.9+	11.33	34	25	19	14	10	8	9	16	12	8	13	8.4	1/32"	1.18	2.07	1450	40																
Antes de rolar	0.5	9	11.4	49	39	30	24	11	9	10	29	13	9	13	7.4	1/32"	1.26	2.42	160	40																
Des pues de rolar	0.5	8.9+	10.35	39	32	28	23	9	7	7	25	11	8	11	8.2	1/32"	1.24	2.4	160	42																
Antes de rolar	1.0	9	10.53	49	38	31	25	12	10	11	27	14	10	13	7.5	1/32"	1.4	2.6	160	40																
Des pues de rolar	1.0	8.9+	9.65	37	31	25	20	9	5	6	25	13	6	9	8.3	1/32"	1.36	2.4	160	40																
Antes de rolar	1.5	9	10.49	49	36	29	24	12	10	13	23	14	10	12	8.1	1/32"	1.48	2.32	170	40																
Des pues de rolar	1.5	8.9+	9.56	36	30	22	19	8	5	6	24	11	5	9	9	1/32"	1.42	2.3	160	40																
Antes de rolar	0.5	9+	11.49	45	34	28	24	10	8	11	23	12	8	12	5	1/32"	0.84	2.44	1450	50																
Des pues de rolar	0.5	9	10.78	41	31	28	22	10	8	10	21	12	7	9	9.7	1/32"	0.44	1.42	1480	46																
Antes de rolar	1.0	9+	11.22	44	34	29	22	12	9	10	24	15	9	11	9	1/32"	0.7	2.5	1450	42																
Des pues de rolar	1.0	9+	10.56	39	30	26	21	8	6	9	21	10	6	8	10.4	1/32"	0.68	1.89	1460	45																
Antes de rolar	1.5	9+	11.13	48	39	32	25	11	9	9	30	13	10	14	9.6	1/32"	0.62	2.73	1450	38																
Des pues de rolar	1.5	9.1	10.23	38	30	26	20	9	7	8	22	11	10	11	11.5	1/32"	0.36	1.94	1490	40																
Antes de rolar	0.5	9	9.91	45	34	28	22	11	9	11	23	13	13	15	7.5	1/32"	0.58	1.71	1650	32																
Des pues de rolar	0.5	8.9+	9.73	27	19	16	11	6	3	8	11	9	4	6	13.2	1/32"	0.36	1.36	1380	32																
Antes de rolar	1.0	9	9.75	43	32	27	21	10	8	11	21	12	12	13	7.3	1/32"	0.28	1.2	1551	60																
Des pues de rolar	1.0	8.9+	9.23	24	19	14	9	5	3	5	14	7	5	6	11.7	1/32"	0.18	1.1	1460	60																
Antes de rolar	1.5	9	8.93	42	32	27	21	11	7	10	22	15	12	15	7.7	1/32"	0.22	1.04	1590	40																
Des pues de rolar	1.5	8.9+	8.84	23	19	14	13	12	8	4	15	16	10	12	10.9	1/32"	0.12	1.02	1540	40																
Antes de rolar	0.5	9.1	11.5	49	37	32	24	12	10	12	25	14	9	13	8.4	1/32"	1.28	1.88	1540	30																
Des pues de rolar	0.5	9	10.82	39	32	27	21	8	6	7	25	10	6	7	8.9	1/32"	0.69	1.74	1520	30																
Antes de rolar	1.0	9.1	12.11	47	37	31	25	12	10	10	27	14	10	15	8.4	1/32"	1.36	2.26	1560	36																
Des pues de rolar	1.0	9	10.8	45	36	34	29	11	8	9	27	14	7	8	9.3	1/32"	0.6	1.68	1530	32																
Antes de rolar	1.5	9.1	12.25	44	36	30	23	10	8	8	28	12	9	12	8.5	1/32"	1.46	2.58	1570	30																
Des pues de rolar	1.5	9	10.77	36	29	25	20	7	5	7	22	9	5	6	9.8	1/32"	0.58	1.6	1540	36																

ANEXO D.
MATRIZ LODO DE PERFORACIÓN BASE POLIMÉRICO (LP-4)

TIPOS DE FLUIDO		SEQUESTRANTE	Concentración (ppb)	DENSIDAD		REOLOGIA										FILTRADO API			PRUEBAS QUIMICAS			
BASE POLIMERICO				ppg	pH	8600	8300	8200	8100	86	83	VP (cP)	YP (Lb/100 ft²)	YS (Lb/100 ft²)	10"	10"	Filtrado (cc/30 min)	Espeor cake (32ros in)	Pf (ml H2SO4 N50)	Mf (ml H2SO4 N50)	Cl (ppm)	Calcios (ppm)
Antes de rolar		SIN SEC.	-	9.0	11.03	138	105	92	76	46	41	33	72	36	41	4.8	1	0.3	0.68	2930	60	
Despues de rolar		SIN SEC.	-	9.0	9.31	133	113	101	86	64	58	20	93	52	44	4.8	1	0.18	0.76	2960	68	
Antes de rolar		BASE AMINA	0.5	9.0	10.8	124	97	85	69	40	37	27	70	34	29	4.4	2	0.28	0.9	2860	52	
Despues de rolar		BASE AMINA	0.5	9.0	9.54	99	78	69	58	36	32	21	57	28	25	5	1	0.28	0.96	2780	40	
Antes de rolar		BASE AMINA	1.0	9.0	10.7	117	90	79	65	37	35	27	63	33	27	4.4	2	0.36	1	2970	58	
Despues de rolar		BASE AMINA	1.0	9.0	9.86	76	54	45	34	17	15	22	32	13	15	4.6	1	0.34	1.04	3010	52	
Antes de rolar		BASE AMINA	1.5	9.0	10.6	121	89	77	62	36	34	32	57	32	28	4.4	2	0.48	1.2	2730	68	
Despues de rolar		BASE AMINA	1.5	9.0	9.9	75	54	44	34	17	15	21	33	13	13	4.4	1	0.46	1.16	2830	54	
Antes de rolar		CARBONATO DE ZINC	0.5	9.0+	10.33	140	110	100	83	52	46	30	80	40	37	4.8	2	0.2	0.7	2950	40	
Despues de rolar		CARBONATO DE ZINC	0.5	9.0	9.19	136	114	100	87	64	62	22	92	60	41	5.8	2	0.18	0.92	2760	56	
Antes de rolar		CARBONATO DE ZINC	1.0	9.0+	10.47	153	113	99	82	54	47	40	73	40	41	4.6	2	0.3	0.74	2710	42	
Despues de rolar		CARBONATO DE ZINC	1.0	9.0	9.1	115	84	82	71	65	61	31	78	57	37	7	2	0.28	1.06	2680	48	
Antes de rolar		CARBONATO DE ZINC	1.5	9.0+	10.71	144	112	96	79	54	48	32	80	42	35	4.6	2	0.34	0.78	2610	44	
Despues de rolar		CARBONATO DE ZINC	1.5	9.0	9.1	123	97	87	71	51	49	26	71	47	29	6.6	2	0.26	1.18	2570	48	
Antes de rolar		QUELATO DE HIERRO	0.5	9.0	10.12	104	69	57	42	22	19	35	64	16	19	4.4	1	0.1	0.62	2780	44	
Despues de rolar		QUELATO DE HIERRO	0.5	9.0	8.81	79	58	49	36	18	17	21	37	16	11	4.5	1	0.12	0.82	2680	60	
Antes de rolar		QUELATO DE HIERRO	1.0	9.0	9.95	121	91	74	58	34	28	30	61	22	25	4.3	1	0.02	0.62	2820	52	
Despues de rolar		QUELATO DE HIERRO	1.0	9.0	8.6	58	39	33	24	10	9	19	20	8	7	5	1	0.04	0.82	2680	62	
Antes de rolar		QUELATO DE HIERRO	1.5	9.0	8.16	72	52	42	32	14	12	20	32	10	10	4.6	1	0.02	0.68	2860	58	
Despues de rolar		QUELATO DE HIERRO	1.5	9.0	8.4	47	32	27	20	11	9	15	24	7	7	7.8	1	0.04	0.84	2650	64	
Antes de rolar		OXIDO DE ZINC	0.5	9.0+	10.72	121	91	78	62	44	40	30	71	36	27	4.2	2	0.14	0.66	2740	40	
Despues de rolar		OXIDO DE ZINC	0.5	9.0	9.4	106	84	74	60	40	39	22	62	38	35	5.4	2	0.14	1.14	2880	100	
Antes de rolar		OXIDO DE ZINC	1.0	9.0+	10.68	123	100	88	73	45	42	23	77	39	33	5.1	2	0.18	0.7	2760	44	
Despues de rolar		OXIDO DE ZINC	1.0	9.0	9.4	102	82	73	61	40	38	20	62	36	35	6.2	2	0.2	1.28	2830	120	
Antes de rolar		OXIDO DE ZINC	1.5	9.0+	10.66	120	99	87	73	44	42	21	78	40	32	5	2	0.24	0.74	2780	46	
Despues de rolar		OXIDO DE ZINC	1.5	9.0	9.3	103	77	68	56	34	33	26	51	32	34	6.3	2	0.2	1.5	2800	140	

ANEXO E.
MATRIZ FLUIDO DE COMPLETAMIENTO FORMIATO DE SODIO (FC-1)

TIPO DE FLUIDO					
Formiato de sodio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,088	9	10,77	99,7
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,086	9	10,62	101,4
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,084	9	10,4	101,8
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,086	9	6,86	100,9
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,088	9	10,48	101,8

ANEXO F.
MATRIZ FLUIDO DE COMPLETAMIENTO CLORURO DE SODIO (FC-2)

TIPO DE FLUIDO					
Cloruro de Sodio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,082	9	10,64	150,2
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,079	9	10,46	147,2
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,082	9	10,26	148,2
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,08	9	7,13	144
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,082	9	10,54	148,7

ANEXO G.
MATRIZ FLUIDO DE COMPLETAMIENTO CLORURO DE CALCIO (FC-3)

TIPO DE FLUIDO					
Cloruro de Calcio					
SECUESTRANTE	Concentración (lpb)	DENSIDAD		pH	Conductividad (mS)
		SG	ppg		
Sin Secuestrante	-	1,084	9	10,25	128,1
Secuestrante Base Amina (1)	1,5	1,086	9	10,20	130,1
Secuestrante Carbonato de Calcio (2)	1,5	1,088	9	10,26	131,5
Secuestrante Quelato de Hierro (3)	1,5	1,088	9	6,12	127,9
Secuestrante Óxido de Zinc (4)	1,5	1,09	9	10,27	129,9

ANEXO H.
FICHA TÉCNICA DE SEGURIDAD DEL SECUESTRANTE BASE AMINA

Base Amina

SECUESTRANTE DE H₂S

DESCRIPCIÓN:

es una formulación a base de aminas y amidas que actúan de manera eficaz para el secuestro de H₂S como disolvente de los compuestos de sulfuros de hierro.

APLICACIÓN:

icación mas adecuada de se obtiene con inyección continua aguas arriba de los sistemas de tratamientos. Entre 6-10 ppm por cada ppm de H₂S presente en el agua. En base su aplicación es efectiva, puede ser utilizado como quelante de compuesto de hierro y en tratamiento de estimulación acida.

MANEJO, SEGURIDAD E HIGIENE:

Evítese el contacto directo del producto con la piel, los ojos y Vías respiratorias. En caso de contacto directo lave la parte afectada con abundante cantidad de agua y jabón por unos 15 minutos. Para mayor información refiérase al correspondiente boletín de higiene, seguridad y manejo. No muestra Toxicidad aguda en administración oral y dérmica en animales de laboratorio, aunque mostraron capacidad para irritar los ojos.

PROPIEDADES TÍPICAS:

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION
Apariencia	Líquido
Color	Naranja
Gravedad específica aprox. 25 °C	1.010-1.120
Viscosidad Brookfield aprox. 25 °C (aguja 1, 60 rpm) : Cp	2.0-25
Índice de refracción aprox. 25 °C	1.34-1.36
Flash Point (TCC) : F	N/D
RSN	N/D
pH (5 % P/V) @ 25 °C	6.5-8.5.0

ANEXO I.
HOJA DE INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SECUESTRANTE CARBONATO DE ZINC

Secuestrante de sulfuro de hidrógeno	Hoja de Información Técnica								
Descripción del Producto	<p>La mezcla de compuestos de zinc fue diseñada para eliminar el ácido sulfhídrico de los fluidos de perforación. La reacción del zinc con el ácido sulfhídrico forma un precipitado no soluble y no reactivo de sulfuro de zinc. Se recomienda el tratamiento previo con en las zonas donde se conoce o se sospecha la presencia de ácido sulfhídrico. El secuestrante es compatible con todos los fluidos de perforación acuosos y no modifica de manera adversa las propiedades del lodo cuando se utiliza en las concentraciones indicadas. Se recomienda un pH superior a 11.0 mantenido mediante la adición de cal, hidróxido de potasio o hidróxido de sodio, a fin de neutralizar los subproductos de la reacción con sulfhídrico.</p>								
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a eliminar el ácido sulfhídrico • Ayuda a prevenir el craqueo corrosivo bajo esfuerzo de la tubería de perforación por acción del ácido sulfhídrico • Ayuda a proteger al personal del equipo de perforación de los gases sulfhídricos 								
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No afecta de manera adversa las propiedades de los fluidos de perforación • Es efectivo en fluidos base agua y base aceite • Reacciona rápidamente con el ácido sulfhídrico 								
Propiedades Características	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">• Apariencia</td> <td style="padding: 2px;">Polvo de color blanco</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">• Densidad a granel</td> <td style="padding: 2px;">35 lb/ft³</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">• Densidad a granel</td> <td style="padding: 2px;">561 kg/m³</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">• Gravedad específica</td> <td style="padding: 2px;">4.5</td> </tr> </table>	• Apariencia	Polvo de color blanco	• Densidad a granel	35 lb/ft ³	• Densidad a granel	561 kg/m ³	• Gravedad específica	4.5
• Apariencia	Polvo de color blanco								
• Densidad a granel	35 lb/ft ³								
• Densidad a granel	561 kg/m ³								
• Gravedad específica	4.5								
Tratamiento Aconsejado	<p>Se recomienda mantener un exceso de secuestrante en el sistema durante intervalos con intrusión de ácido sulfhídrico.</p> <p>Una décima de libra (0.1 lb) de secuestrante puede remover aproximadamente 60 mg/L. de sulfuros de un barril de fluido de perforación a base de agua.</p> <p>La cantidad de intrusión de gas en el pozo deberá monitorearse cuidadosamente tanto con equipo de superficie como con mediciones rutinarias de la concentración de sulfuros en el fluido de perforación.</p> <p>Las condiciones operativas, tales como tipo de fluido, caudal de circulación, temperatura, y caudal de influjo del ácido sulfhídrico influirán sobre la velocidad y el alcance de la reacción con el secuestrante.</p>								

HALLIBURTON

Baroid Fluid Services • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5516

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de empaque o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

es una marca registrada de Halliburton © Copyright 2006, 2007 de Halliburton

ANEXO J.
HOJA DE INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SECUESTRANTE QUELATO DE
HIERRO

Secuestrante de sulfuro de hidrógeno		Hoja de Información Técnica
Descripción del Producto	El secuestrante de ácido sulfhídrico soluble en agua en forma granular o en polvo.	sulfuro de hidrógeno es un gluconato de hierro
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none"> El secuestrante de ácido sulfhídrico puede ser usado para eliminar ácido sulfhídrico de los sistemas de fluidos de perforación base agua, en lugares donde la disposición de lodos o cortes mojados con lodo que contiene metales pesados está prohibida. 	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Baja toxicidad Libre de zinc. Altamente soluble en agua 	
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none"> Apariencia pH, (solución acuosa al 1%) 	Polvo o gránulos verde grisáceo 4.5
Tratamiento Aconsejado	<p>La cantidad de intrusión de gas en el pozo deberá monitorearse cuidadosamente tanto con equipo de superficie como con mediciones rutinarias de la concentración de sulfuros en el fluido de perforación.</p> <p>Una libra por barril (1 lb/bbl) de secuestrante remueve aproximadamente 220 mg/L de sulfuros.</p> <p>Para remover una concentración de sulfuros de 50 mg/L se recomienda un tratamiento con 0.25 lb/bbl de secuestrante</p> <p>Las condiciones operativas, tales como tipo de fluido, caudal de circulación, temperatura, y caudal de influjo del ácido sulfhídrico influirán sobre la velocidad y el alcance de la reacción con el secuestrante.</p>	
Presentación	El secuestrante de sulfuro de hidrógeno	está disponible en bolsas de 55 lbs (25 kg)

HALLIBURTON

Baroid Fluid Services • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5516

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de empaque o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

es una marca registrada de Halliburton © 2006, 2007 Halliburton. Todos los derechos reservados.

ANEXO K.
FICHA TÉCNICA DE SEGURIDAD DEL SECUESTRANTE ÓXIDO DE ZINC

Fichas Internacionales de Seguridad Química			
ÓXIDO DE ZINC			
ICSC: 0208 Abril 2004			
Cinc blanco C.I. Pigmento blanco 4			
Monóxido de cinc			
CAS:	1314-13-2		
RTECS:	ZH4810000		
CE Índice Anexo I:	030-013-00-7		
CE / EINECS:	215-222-5		
ZnO	Masa molecular: 81.4		
			
TIPO DE PELIGRO / EXPOSICIÓN	PELIGROS AGUDOS / SÍNTOMAS	PREVENCIÓN	PRIMEROS AUXILIOS / LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	No combustible.		En caso de incendio en el entorno: usar un medio de extinción adecuado.
EXPLOSIÓN			
EXPOSICIÓN		¡EVITAR LA DISPERSIÓN DEL POLVO!	
Inhalación	Dolor de garganta. Dolor de cabeza. Fiebre o temperatura corporal elevada. Náuseas. Vómitos. Debilidad. Escalofríos. Dolor muscular. Síntomas no inmediatos (ver Notas).	Extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Proporcionar asistencia médica.
Piel		Guantes de protección.	Aclarar y lavar la piel con agua y jabón.
Ojos		Gafas ajustadas de seguridad.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
Ingestión	Dolor abdominal. Diarrea. Náuseas. Vómitos.	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	Enjuagar la boca. Proporcionar asistencia médica.
DERRAMES Y FUGAS		ENVASADO Y ETIQUETADO	
Protección personal: filtro para partículas adaptado a la concentración de la sustancia en aire. Barrer la sustancia derramada e introducirla en un recipiente; si fuera necesario, humedecer el polvo para evitar su dispersión. Recoger cuidadosamente el residuo, trasladarlo a continuación a un lugar seguro.		Clasificación UE Símbolo: N R: 50/53 S: 60-61	
RESPUESTA DE EMERGENCIA		ALMACENAMIENTO	
    		 	
Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © IPCS, CE 2005			
VÉASE INFORMACIÓN IMPORTANTE AL DORSO			

