

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD REQUERIDA DE SELLO
HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS DEL ÁREA MAYOR
DE ANACO (A.M.A), MEDIANTE EL ESTUDIO DE CEMENTACIONES
REALIZADAS EN EL PERÍODO 2009-2010**

Realizado Por:
JOSÉ GREGORIO HERNÁNDEZ SALAZAR

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:**

Ingeniero de Petróleo

Barcelona, Marzo de 2011.
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

**NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD REQUERIDA DE SELLO
HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS DEL ÁREA MAYOR
DE ANACO (A.M.A), MEDIANTE EL ESTUDIO DE CEMENTACIONES
REALIZADAS EN EL PERÍODO 2009-2010**

Realizado Por:

José Gregorio Hernández Salazar.

Revisado Por:

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

Ing. Jhonles Morales
Asesor Industrial

**Barcelona, Marzo de 2011.
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD REQUERIDA DE SELLO
HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS DEL ÁREA MAYOR
DE ANACO (A.M.A), MEDIANTE EL ESTUDIO DE CEMENTACIONES
REALIZADAS EN EL PERÍODO 2009-2010

Realizado Por:

José Gregorio Hernández Salazar.

Aprobado Por:

Ing. Felix Acosta
Jurado Principal

Ing. María Galindo
Jurado Principal

Barcelona, Febrero de 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

Primero que todo **A DIOS TODOPODEROSO**, por haberme brindado salud, fuerza y voluntad necesaria para enfrentar todos los restos que se presentaron en el camino para alcanzar este logro personal y profesional.

A mi madre **EDELMIRA SALAZAR** y mi padre **JOSÉ M. HERNÁNDEZ**, por brindarme amor, apoyo, ejemplo de constancia y dedicación, consejos de vida y darme un empujón cada vez que lo necesitaba y así poder alcanzar esta meta, la cual principalmente esta dedicada a ustedes. Sin ese apoyo que me dieron, sin pedir nada a cambio, jamás hubiese logrado ser un profesional.

A mis hermanas JOSSMIRA y EDDYBETH por siempre estar conmigo, por darme cariño y siempre ayudarme en lo que podían. Espero que este logro sea un ejemplo a seguir para ustedes y que sus vidas estén llenas de éxitos.

A USTEDES “MI FAMILIA” LES DEDICO ESTO CON EL CORAZÓN Y SIEMPRE LOS AMARE MUCHO.

José Gregorio Hernández Salazar.

AGRADECIMIENTOS

A *DIOS*, por darme salud y la sabiduría necesaria para tomar el buen camino que me conllevó a la culminación de mis estudios universitarios.

A *MI MADRE Y MI PADRE*, por siempre brindarme ese apoyo y amor incondicional y por enseñarme que con dedicación, paciencia y empeño las metas se pueden lograr.

A *MIS HERMANAS*, por darme amor y cariño y siempre confiar en mí y por darme la dicha de tener hermanas como ustedes.

A mis abuelos *Dominga y Ramón*, al señor *José Duerto*, a mis tíos y tías y a mis primos en especial a *Edgar (Catire)*, *Edison* y *José* siempre han sido demás de calidad conmigo.

A mis amigos Aragüeños, *Marianellys A.*, *Milsamar M.*, *Carlos M.*, *Daniel M.*, *Miguel T.* y *Diogenes C.*, los cuales estuvieron en Puerto La Cruz conmigo mientras transcurrían los años de estudio y con los cuales compartí mucho.

A mis amigos y compañeros de la universidad, *Gaby A.*, *Gaby O.*, *Eduin G.*, *Fabiola C.*, *Guillermo D.*, *Maidelys M.*, *Antonio R.*, *Sandra G.*, *Andrea R.*, *Vanessa G.*, *Amelia L.*, *Franklin A.*, *Fátima A.*, *Lourdes B.*, *Iramar V.*, *Moises L.* y en especial a *Adriana C.*, quien me apoyo mucho en gran parte de mi carrera universitaria. Todos ustedes me apoyaron de una u otra forma y esa ayuda nunca se olvidará, siempre los recordaré.

A mis amigos de pasantías, *Jackeline A., Luis B. y Joel V.* los cuales tuve la oportunidad de conocer los pocos meses que duraron las pasantías y los considero excelentes amigos, espero siempre poder contar con su amistad.

A mi tutor académico, *Ing. Roberto Salas*, por brindarme apoyo y guiarme en el desarrollo de mi tesis.

A la Universidad de Oriente - Núcleo Anzoátegui, en especial al Departamento de Petróleo el cual nos dio la oportunidad de crecer profesionalmente en sus aulas y a los profesores de este departamento por ofrecernos sus conocimientos para nuestro desarrollo profesional.

A mi tutor industrial, *Ing. Jhonles Morales*, excelente profesional y amigo. Su apoyo, dedicación y los conocimientos que me brindó fueron fundamentales para la culminación exitosa de mi trabajo de grado.

A la empresa PDVSA por darme la oportunidad de culminar mis estudios universitarios en sus oficinas y por el apoyo brindado.

A los Ingenieros que laboran PDVSA-Gas Anaco y que de distintas formas me ayudaron para aclarar dudas (*Maiby C., Sotty K., Alfredo B., Giovanni M., Juan T., Hugo V. y Rafael M.*).

Y a todo el que se sienta identificado y que colocó un granito de arena para la culminación de mis estudios universitarios muchas gracias.

“A TODOS MUCHISIMAS GRACIAS Y ESPERO SEGUIR CONTANDO CON SU APOYO”

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	viii
LISTA	DE
FIGURAS.....	
LISTA DE TABLAS	xx
LISTA DE GRÁFICAS	xxiv
RESUMEN.....	xxv
INTRODUCCIÓN	xxvi
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	28
1.1. Planteamiento del problema.....	28
1.2. Objetivos.....	29
1.2.1. Objetivo General.....	29
1.2.2. Objetivos Específicos.....	30
1.3. Delimitación del estudio.....	30
1.4. Justificación de la investigación.....	31
1.5. Factibilidad del estudio.....	32
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	33
2.1. Antecedentes.....	33
2.2. Bases teóricas.....	34
2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	34
2.2.1.1. Características de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	34
2.2.2. Área Mayor de Anaco.....	35
2.2.2.1. Ubicación del Área.....	36
2.2.2.2. Estructura Regional.....	36

2.2.2.3. Características de las Formaciones.	37
2.2.2.4. Estratigrafía Local de A.M.A.	42
2.2.3. Fluidos de Perforación.	44
2.2.3.1. Funciones Básica de los Fluidos de Perforación.....	44
2.2.3.2. Tipos de Fluido de Perforación.	45
2.2.4. Tuberías de Revestimiento.	46
2.2.4.1. Funciones de los Revestidores	47
2.2.4.2. Clasificación de las Tuberías de Revestimiento.....	47
2.2.5. Cementación de Pozos.	48
2.2.6. Tipos de Cementaciones.	50
2.2.6.1. Cementación Primaria.....	50
2.2.6.2. Cementación Secundaria.....	51
2.2.7. Tipos de Cemento.	51
2.2.8. Lechadas Ligeras, de Bajo Peso o Alivianadas.....	53
2.2.8.1. Sistemas de Lechadas de Baja Densidad.	54
2.2.9. Propiedades Requeridas en una Lechada de Cemento.....	56
2.2.9.1. Densidad.....	57
2.2.9.2. Reología.	58
2.2.9.3. Pérdida de Filtrado	58
2.2.9.4. Tiempo de Espesamiento.	60
2.2.9.5. Retrogresión térmica y Resistencia a la Compresión.....	61
2.2.9.6. Agua libre.....	61
2.2.9.7. Permeabilidad.....	62
2.2.10. Aditivos Requeridos para el Diseño de Lechadas.....	63
2.2.10.1. Aditivos Aceleradores.....	63
2.2.10.2. Aditivos Retardadores.....	64
Lignosulfonatos de Sodio y Calcio	64
2.2.10.3. Aditivos Reductores de Fricción o Dispersantes.	64
2.2.10.4. Aditivos Extendedores.	65

2.2.10.5. Aditivos Densificantes.	66
2.2.10.6. Controladores de Filtrado.....	67
2.2.10.7. Antimigratorios.	68
2.2.11. Aditivos Antes del Bombeo de la Lechada de Cemento.....	69
2.2.11.1. Preflujos.	69
2.2.11.2. Lavadores.	70
2.2.11.3. Espaciadores.....	70
2.2.12. Evaluación de Cementaciones Mediante Registros Acústicos	70
2.2.12.1. Amplitud de la Onda CBL.	73
2.2.12.2. Perfil de Densidad Variable (VDL)	74
2.2.12.3. Perfil de Adherencia Radial (RBT).....	75
2.2.13. Factores que Afectan la Eficiencia de las Herramientas Sónicas para la Evaluación del Cemento.	77
2.2.13.1. Centralización	77
2.2.13.2. Formaciones Rápidas	77
2.2.13.3. Microanillos	78
2.2.13.4. Tiempo de Espesamiento del Cemento.....	79
2.2.13.5. Fluidos Contenidos en el Pozo.....	79
2.2.13.6. Otros Factores.	80
2.2.14. Características de Registros a Hoyo Abierto más Comunes.....	80
2.2.14.1. Rayos Gamma o Gamma Ray (GR).....	80
2.2.14.2. Inducción.....	80
2.2.14.3. Densidad.....	81
2.2.14.4. Neutrón.....	81
2.2.14.5. Interpretación Combinada de los Registros Anteriores.	81
2.2.15. Técnica de Cañoneo.	82
2.2.16. Fluidos de Completación.	83
2.2.16.1. Clasificación de los Fluidos de Completación.	84
2.2.17. Completación de Pozos.	84

2.2.18. Clasificación de las Completaciones.....	85
2.2.18.1. Completación a Hoyo Abierto.	85
2.2.18.2. Completación con Tubería Ranurada No Cementada.....	85
2.2.18.3. Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado.....	85
2.2.19. Consideraciones de Seguridad durante la Completación.	86
2.2.20. Conceptos Básicos.	87
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	90
3.1. Tipo de Investigación.	90
3.2. Diseño de la Investigación.	91
3.3. Población y Muestra.....	91
3.4. Procedimiento Metodológico.	94
3.4.1. Estudio de las Lechadas Implementadas en la Cementación Primaria del Revestimiento de la Zona Productora.	94
3.4.2. Análisis de los Registros de Cementos en los Intervalos Productores de los Pozos Cementados en el Área Mayor de Anaco (A.M.A)	96
3.4.3. Elaboración de una Base de Datos en los Pozos donde fue Necesario una Cementación Secundaria o Reparación de la Misma.	97
3.4.4. Establecer el Requerimiento de una Cementación Secundaria luego de Iniciar la Producción de Hidrocarburos.	98
3.4.5. Propuesta de una Metodología Específica para la Interpretación de Registros de Cemento en el Distrito Gas Anaco.....	99
3.5. Instrumentos y Técnicas Utilizadas en la Recolección de la Información.....	100
3.6. Recursos.	101
3.6.1. Humanos.	101
3.6.2. Financieros.....	102
3.6.3. Tecnológicos y de Información.....	102
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	103
4.1. Estudiar las Lechadas Implementadas en la Cementación Primaria del Revestimiento de la Zona Productora.	103

4.1.1. TM-048 (Campo El Toco).	103
4.1.1.1. Etapa de Perforación.	103
4.1.1.2. Problemas Operacionales.	104
4.1.1.3. Etapa de Completación.	105
4.1.1.4. Cementación del Colgador de 7".	106
4.1.2. TM-0107 (Campo El Toco).	108
4.1.2.1. Etapa de Perforación.	108
4.1.2.2. Problemas Operacionales.	109
4.1.2.3. Etapa de Completación.	109
4.1.2.4. Cementación del Revestidor de 9-5/8".	110
4.1.2.5. Cementación del Colgador de 7".	111
4.1.3. G-0101 (Campo Guarío).	112
4.1.3.1. Etapa de Perforación.	112
4.1.3.2. Problemas Operacionales.	113
4.1.3.3. Etapa de Completación.	114
4.1.3.4. Cementación del Colgador de 7".	115
4.1.4. JM-0261 (Campo San Joaquín).	116
4.1.4.1. Etapa de Perforación.	116
4.1.4.2. Problemas Operacionales.	118
4.1.4.3. Etapa de Completación.	120
4.1.4.4. Cementación del Colgador de 7-5/8".	120
4.1.4.5. Cementación del Colgador de 5-1/2".	122
4.1.5. JM-0262 (Campo San Joaquín).	123
4.1.5.1. Etapa de Perforación.	123
4.1.5.2. Problemas Operacionales.	124
4.1.5.3. Etapa de Completación.	126
4.1.5.4. Cementación del Colgador de 5-1/2".	127
4.1.6. JM-0263 (Campo San Joaquín).	128
4.1.6.1. Etapa de Perforación.	128

4.1.6.2. Problemas Operacionales.....	129
4.1.6.3. Etapa de Completación.....	131
4.1.6.4. Cementación del Colgador de 7-5/8”.....	132
4.1.6.5. Cementación del Colgador de 5-1/2”.....	133
4.1.7. RG-0283 (Campo Santa Rosa).....	134
4.1.7.1. Etapa de Perforación.....	134
4.1.7.2. Problemas Operacionales.....	135
4.1.7.3. Etapa de Completación.....	137
4.1.7.4. Cementación del Revestidor de 9-5/8”.....	138
4.1.7.5. Cementación del Colgador de 7”.....	139
4.1.8. RG-0284 (Campo Santa Rosa).....	140
4.1.8.1. Etapa de Perforación.....	140
4.1.8.2. Problemas Operacionales.....	141
4.1.8.3. Etapa de Completación.....	142
4.1.8.4. Cementación del Revestidor de 7”.....	143
4.1.9. RG-0285 (Campo Santa Rosa).....	144
4.1.9.1. Etapa de Perforación.....	144
4.1.9.2. Problemas Operacionales.....	145
4.1.9.3. Etapa de Completación.....	147
4.1.9.4. Cementación del Colgador de 7”.....	148
4.1.10. RG-0286 (Campo Santa Rosa).....	149
4.1.10.1. Etapa de Perforación.....	149
4.1.10.2. Problemas Operacionales.....	150
4.1.10.3. Etapa de Completación.....	152
4.1.10.4. Cementación del Colgador de 7”.....	153
4.1.10.5. Cementación del Colgador de 4-1/2”.....	155
4.1.11. RG-0287 (Campo Santa Rosa-2010).....	156
4.1.11.1. Etapa de Perforación.....	156
4.1.11.2. Problemas Operacionales.....	157

4.1.11.3. Etapa de la Completación.....	158
4.1.11.4. Cementación del Colgador de 7”	159
4.1.12. RG-0288 (Campo Santa Rosa).....	160
4.1.12.1. Etapa de Perforación.	160
4.1.12.2. Problemas Operacionales.	161
4.1.12.3. Etapa de Completación.	161
4.1.12.4. Cementación del Revestidor de 7”.....	162
4.2. Análisis de los Registros de Cementos en los Intervalos Productores de los Pozos Cementados en el Área Mayor de Anaco (A.M.A).	163
4.2.1. TM-048 (Campo El Toco).	164
4.2.1.1. Formación Merecure -C- Inferior (ME-CI).....	164
4.2.1.2. Formación Merecure-J1,S (ME-J1,S).	165
4.2.2. TM-107 (Campo El Toco).	166
4.2.2.1 Formación Oficina- Miembro Colorado- H (CO-H).....	166
4.2.2.2. Formación Merecure-M1 (ME-M1).....	167
4.2.3. G-101 (Campo Guarío).	168
4.2.3.1. Formación Merecure-J1L (ME-J1L).....	169
4.2.3.2. Formación Merecure-S1 (ME-S1).	170
4.2.3.3. Formación Merecure-S6 (ME-S6).	171
4.2.4. JM-261 (Campo San Joaquín).....	172
4.2.4.1. Formación Merecure-C (ME-C).	172
4.2.4.2. Formación Merecure-H (ME-H).	173
4.2.4.3. Formación San Juan-B (SJ-B).....	174
4.2.5. JM-262 (Campo San Joaquín).....	175
4.2.5.1. Formación Oficina- Miembro Colorado-P1 (CO-P1).....	175
4.2.6. JM-263 (Campo San Joaquín).....	177
4.2.6.1. Formación Oficina- Miembro Moreno-C (MO-C).	177
4.2.6.2. Formación Oficina- Miembro Moreno-M (MO-M).....	178
4.2.7. RG-283 (Campo Santa Rosa).....	179

4.2.7.1. Formación Oficina- Miembro Colorado-B4 (COB4).	179
4.2.7.2. Formación Merecure-S1 (ME-S1).	180
4.2.7.3. Formación Merecure-T 4,5 (ME-T 4,5).	182
4.2.8. RG-284 (Campo Santa Rosa).	183
4.2.8.1. Formación Oficina- Miembro Moreno- I (MO-I).	183
4.2.9. RG-285 (Campo Santa Rosa).	185
4.2.9.1. Formación Oficina- Miembro Verde-C2 (VE-C2)-	185
4.2.9.2. Formación Oficina- Miembro Verde-I (VE-I).	186
4.2.9.3. Formación Oficina- Miembro Colorado-A1 (CO-A1).	187
4.2.10. RG-286 (Campo Santa Rosa).	188
4.2.10.1. Formación Oficina- Miembro Verde- A1 (VE-A1).	188
4.2.10.2. Formación Oficina- Miembro Verde- I (VE-I).	190
4.2.10.3. Formación Oficina- Miembro Colorado- KL (CO-KL).	191
4.2.11. RG-287 (Campo Santa Rosa).	193
4.2.11.1. Formación Oficina- Miembro Naranja- E1 (NA-E1).	193
4.2.12. RG-288 (Campo Santa Rosa).	194
4.2.12.1. Formación Oficina- Miembro Moreno- I (MO-I).	194
4.3. Elaboración de una Base de Datos en Pozos Donde Fue Necesario una Cementación Secundaria o Reparación de la Misma.	195
4.3.1. JM-263 (Campo San Joaquín).	196
4.3.1.1. Aislamientos Inferiores.	196
4.3.1.2. Aislamientos Superiores.	197
4.3.2. RG-284 (Campo Santa Rosa).	199
4.4. Establecer el Requerimiento de una Cementación Secundaria luego de Iniciar la Producción de Hidrocarburos.	201
4.4.1. TM-048 (Campo el Toco).	201
4.4.2. TM-107 (Campo El Toco).	203
4.4.2.1. Arena ME-M1 (Sarta Larga).	203
4.4.2.2. Arena CO-H (Sarta Corta).	205

4.4.3. G-101 (Campo Guarío).....	206
4.4.3.1. Arena ME-S6 (Sarta Larga).....	207
4.4.3.2. Arena ME-J1L (Sarta Corta).....	208
4.4.4. JM-262 (Campo San Joaquín).....	210
4.4.5. JM-263 (Campo San Joaquín).....	211
4.4.6. RG-283 (Campo Santa Rosa).....	213
4.4.7. RG-284 (Campo Santa Rosa).....	215
4.4.8. RG-285 (Campo Santa Rosa).....	217
4.4.8.1. Arena VE-C2 (Sarta Corta).....	217
4.4.8.2. Arena VE-I (Sarta Larga).....	219
4.4.9. RG-286 (Campo Santa Rosa).....	220
4.4.9.1. Arena VE-A1 (Sarta Corta).....	220
4.4.9.2. Arena CO-KL (Sarta Larga).....	222
4.4.10. RG-287 (Campo Santa Rosa).....	224
4.4.11. RG-288 (Campo Santa Rosa).....	224
4.5. Propuesta de una Metodología Específica para la Interpretación de Registros de Cemento en el Distrito Gas Anaco.....	226
4.5.1. Metodología Antes de Bajar la Completación del Pozo.....	227
4.5.1.1. Etapa de Perforación.....	227
4.5.1.2. Determinación de la Zona de Interés.....	228
4.5.1.3. Estudio de las Lechadas Implementadas en el revestimiento de la Zona productora.....	228
4.5.1.4. Análisis de los Registros de Cemento.....	228
4.5.1.5. ¿Se tiene la Longitud de Sello Hidráulico Propuesta para cada Revestidor y Lectura de CBL?.....	229
4.5.2. Metodología Después de Bajar la Completación del Pozo.....	236
4.5.2.1. Comparación de la Prueba de Producción con el Histórico de Producción.....	236
4.5.2.2. ¿Aumento de las Tasas de Agua?.....	237

CONCLUSIONES	238
RECOMENDACIONES	240
BIBLIOGRAFÍA	242
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	245

LISTA DE FIGURAS

Fig. N° 2.1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental. ^[4]	34
Fig. N° 2.2: Subcuencas de la Cuenca Oriental ^[4]	35
Fig. N° 2.3: Campos del Área Mayor de Anaco. ^[4]	36
Fig. N° 2.4: Mapa Isopaco-Estructural del Área Mayor de Anaco.....	37
Figura N° 2.5: Proceso de Cementación de Pozos de Hidrocarburos.....	49
Figura N° 2.6: Clasificación del Cemento por Densidad de la Lechada.....	53
Figura N° 2.7: Tipos de Canales de Cemento.....	71
Figura N° 2.8: Configuración de la Herramienta CBL y Amplitudes de la Onda.....	72
Figura N° 2.9. Comparación de las Amplitudes de las Ondas.....	74
Figura N° 2.10. Ciclos de la Onda en el Receptor y Registro.....	75
Figura N° 2.11. Registro RBT.....	76
Figura N° 2.12: Técnica de Cañoneo.....	83
Figura N° 3.1: Muestra de Pozos del Área Mayor de Anaco.....	92
Figura N° 3.2: Formaciones de Estudio.....	93
Figura N° 3.3: Muestra de Miembros de la Formación Oficina.....	93
Figura N° 3.4: Software DIMS.....	94
Figura N° 3.5: Reportes de Completación de Pozos.....	95
Figura N° 3.6: Estadísticas de Cementación de Pozos.....	96
Figura N° 3.8: Registros a Hoyo Abierto.....	1
Figura N° 3.7: Registros de Cemento.....	1
Figura N° 3.9: Software DIMS (Cementación Secundaria JM-263).....	98
Figura N° 4.1: Tipos de Problemas Operacionales (TM-048).....	105
Figura N° 4.2: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (TM-048).....	105
Figura N° 4.3: Tipos de Problemas Operacionales (G-101).....	114
Figura N° 4.4: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (G-101).....	114
Figura N° 4.5: Tipos de Problemas Operacionales (JM-261).....	119

Figura N° 4.6: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-261).....	119
Figura N° 4.7: Tipos de Problemas Operacionales (JM-262).	125
Figura N° 4.8: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-262).....	126
Figura N° 4.9: Tipos de Problemas Operacionales (JM-263).	130
Figura N° 4.10: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-263).....	130
Figura N° 4.11: Tipos de Problemas Operacionales (RG-283).....	136
Figura N° 4.12: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-283).	136
Figura N° 4.13: Tipos de Problemas Operacionales (RG-284).....	142
Figura N° 4.14: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-284).	142
Figura N° 4.15: Tipos de Problemas Operacionales (RG-285).....	146
Figura N° 4.16: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-285).	147
Figura N° 4.17: Tipos de Problemas Operacionales (RG-286).....	151
Figura N° 4.18: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-286).	152
Figura N° 4.19: Tipos de Problemas Operacionales (RG-287).....	158
Figura N° 4.20: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-287).	158

LISTA DE TABLAS

Tabla N°2.1: Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.	43
Tabla N° 2.2: Clases y Propiedades de los cementos más comunes para pozos petrolíferos	52
Tabla N° 2.3: Pérdidas de Filtrado en función de Permeabilidades Establecidas por API	59
Tabla N° 2.4: Tipos de Aceleradores utilizados en diseño de lechadas de cemento ..	63
Tabla N° 2.5: Tipos de Retardadores	64
Tabla N° 2.6: Tipos de Dispersantes.....	65
Tabla N° 2.7: Tipos de Extendedores	66
Tabla N° 2.8: Tipos de Densificantes	67
Tabla N° 2.9: Tipos de Agentes Controladores de Pérdida de Filtrado.....	68
Tabla N° 2.10. Tipos de Antimigratorios.....	69
Tabla N° 2.11: Tiempo de Viaje a través de los Materiales.....	73
Tabla N° 2.12: Amplitudes Esperadas cuando el Fluido contenido en el pozo es agua.	79
Tabla N° 3.1: Muestra de Pozos (Campo el Toco y El Guarío).....	92
Tabla N° 3.2: Muestra de Pozos (Campo San Joaquín y Santa Rosa).	92
Tabla N° 4.1: Descripción del Proceso de Perforación (TM-048).	103
Tabla N° 4.2: Operaciones durante la Completación (TM-048).	106
Tabla N° 4.3: Descripción de las Lechadas del Colgador 7” (TM-048).	107
Tabla N° 4.4: Descripción de proceso de Perforación (TM-107).	108
Tabla N° 4.5: Operaciones durante la Completación (TM-107).	109
Tabla N° 4.6: Descripción de las lechadas del Revestidor 9-5/8” (TM-107).	110
Tabla N° 4.7: Aditivos en la Cementación del Colgador 7” (TM-107).	111
Tabla N° 4.8: Descripción de proceso de perforación (G-101).	112
Tabla N° 4.9: Operaciones durante la Completación (G-101).	115

Tabla N° 4.10: Descripción de la Lechada del Colgador 7" (G-101).	116
Tabla N° 4.11: Descripción de proceso de perforación (JM-261).	117
Tabla N° 4.12: Operaciones durante la Completación (JM-261).	120
Tabla N° 4.13: Descripción de las Lechadas del Colgador 7-5/8" (JM-261).	121
Tabla N° 4.14: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2" (JM-261).	122
Tabla N° 4.15: Descripción de Proceso de Perforación (JM-262).	123
Tabla N° 4.16: Operaciones durante la Completación (JM-262).	126
Tabla N° 4.17: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2" (JM-262).	127
Tabla N° 4.18: Descripción de Proceso de Perforación (JM-263).	128
Tabla N° 4.19: Operaciones durante la Completación (JM-263).	131
Tabla N° 4.20: Descripción de las Lechadas del Colgador 7-5/8" (JM-263).	132
Tabla N° 4.21: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2" (JM-263).	133
Tabla N° 4.22: Descripción de Proceso de Perforación (RG-283).	134
Tabla N° 4.23: Operaciones durante la Completación (RG-283).	137
Tabla N° 4.24: Descripción de las Lechadas del Revestidor 9-5/8" (RG-283).	138
Tabla N° 4.25: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (RG-283).	139
Tabla N° 4.26: Descripción de Proceso de Perforación (RG-284).	140
Tabla N° 4.27: Operaciones y Equipos durante la Completación (RG-284).	143
Tabla N° 4.28: Descripción de las Lechadas del Revestidor 7" (RG-284).	143
Tabla N° 4.29: Descripción de Proceso de Perforación (RG-285).	145
Tabla N° 4.30: Operaciones durante la Completación (RG-285).	147
Tabla N° 4.31: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (RG-285).	149
Tabla N° 4.32: Descripción del Proceso de Perforación (RG-286).	150
Tabla N° 4.33: Operaciones durante la Completación (RG-286).	153
Tabla N° 4.34: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (RG-286).	154
Tabla N° 4.35: Descripción de la Lechada del Colgador 4-1/2" (RG-286).	155
Tabla N° 4.36: Descripción de Proceso de Perforación (RG-287).	156
Tabla N° 4.37: Operaciones y equipos durante la Completación (RG-287).	159
Tabla N° 4.38: Descripción de la Lechada del Colgador 7" (RG-287).	159

Tabla N° 4.39: Descripción de Proceso de Perforación (RG-288).....	160
Tabla N° 4.40: Operaciones durante la Completación (RG-288).	162
Tabla N° 4.41: Descripción de las Lechadas del Revestidor 7” (RG-288).....	163
Tabla. N° 4.42: Perforación de Aislamientos Inferiores JM-263.	196
Tabla. N° 4.43: Prueba de Inyectividad a los Aislamientos Inferiores JM-263.....	197
Tabla. N° 4.44: Cementación de Aislamientos Inferiores JM-263.	197
Tabla. N° 4.45: Perforación de Aislamientos Superiores JM-263.....	198
Tabla. N° 4.46: Prueba de Inyectividad de los Aislamientos Superiores JM-263....	198
Tabla. N° 4.47: Cementación de Aislamientos Superiores JM-263	199
Tabla. N° 4.48: Perforación de Aislamientos RG-284.....	199
Tabla. N° 4.49: Prueba de Inyectividad de los Aislamientos RG-284.....	200
Tabla. N° 4.50: Cementación de Aislamientos RG-284.	200
Tabla. N° 4.51: Prueba de Producción (TM-048).....	201
Tabla. N° 4.52: Producción Promedio (TM-048).	202
Tabla. N° 4.53: Prueba de Producción (TM-107).....	203
Tabla. N° 4.54: Producción Promedio (TM-107).	204
Tabla. N° 4.55: Prueba de Producción (TM-107).....	205
Tabla. N° 4.56: Producción Promedio (TM-107).	205
Tabla. N° 4.57: Prueba de Producción (G-101).....	207
Tabla. N° 4.58: Producción Promedio (G-101).	207
Tabla. N° 4.59: Prueba de Producción (G-101).....	208
Tabla. N° 4.60: Producción Promedio (G-101).	209
Tabla. N° 4.61: Prueba de Producción (JM-262).....	210
Tabla. N° 4.62: Producción Promedio (JM-262).	210
Tabla. N° 4.63: Prueba de Producción (JM-263).....	212
Tabla. N° 4.64: Producción Promedio (JM-263).	212
Tabla. N° 4.65: Prueba de Producción (RG-283).	214
Tabla. N° 4.66: Producción Promedio (RG-283).....	214
Tabla. N° 4.67: Prueba de Producción (RG-284).	215

Tabla. N° 4.68: Producción Promedio (RG-284).....	216
Tabla. N° 4.69: Prueba de Producción (RG-285).	217
Tabla. N° 4.70: Producción Promedio (RG-285).....	218
Tabla. N° 4.71: Prueba de Producción (RG-285).	219
Tabla. N° 4.72: Producción Promedio (RG-285).....	219
Tabla. N° 4.73: Prueba de Producción (RG-286).	221
Tabla. N° 4.74: Producción Promedio (RG-286).....	221
Tabla. N° 4.75: Prueba de Producción (RG-286).	222
Tabla. N° 4.76: Producción Promedio (RG-286).....	223
Tabla. N° 4.77: Prueba de Producción (RG-287).	224
Tabla. N° 4.78: Prueba de Producción (RG-288).	225
Tabla. N° 4.79: Producción Promedio (RG-288).....	225
Tabla. N° 4.80: Longitud de sello hidráulico con tubería de 7" y 7-5/8" y lectura de CBL buena.....	230
Tabla. N° 4.81: Longitud de sello hidráulico con tubería de 7" y 7-5/8" y lectura de CBL regular.....	230
Tabla. N° 4.82: Longitud de sello hidráulico con tubería de 9-5/8" y lectura de CBL regular.....	232
Tabla. N° 4.83: Longitud de sello hidráulico con tubería de 5-1/2" y lectura de CBL.....	233

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica N° 3.1: Comportamiento de Producción de Fluidos.....	99
Gráfica. N° 4.1: Histórico de Producción (TM-048, Arena ME-J1S).	202
Gráfica. N° 4.2: Histórico de Producción (TM-107, Arena ME-M1).....	204
Gráfica. N° 4.3: Histórico de Producción (TM-107, Arena CO-H).....	206
Gráfica. N° 4.4: Histórico de Producción (G-101, Arena ME-S6).	208
Gráfica. N° 4.5: Histórico de Producción (G-101, Arena ME-J1L).	209
Gráfica. N° 4.6: Histórico de Producción (JM-262, Arena CO-P1).	211
Gráfica. N° 4.7: Histórico de Producción (JM-263, Arena MO-M).	213
Gráfica. N° 4.8: Histórico de Producción (RG-283, Arena ME-T 3,5).	215
Gráfica. N° 4.9: Histórico de Producción (RG-284, Arena MO-I).....	216
Gráfica. N° 4. 10: Histórico de Producción (RG-285, Arena VE-C2).....	218
Gráfica. N° 4.11: Histórico de Producción (RG-285, Arena VE-I).....	220
Gráfica. N° 4.12: Histórico de Producción (RG-286, Arena VE-A1).	222
Gráfica. N° 4.13: Histórico de Producción (RG-286, Arena CO-KL).....	223
Gráfica. N° 4.14: Histórico de Producción (RG-288, Arena MO-I).....	226

RESUMEN

El proceso de cementación en una zona productora se realiza fundamentalmente para permitir el aislamiento hidráulico de la misma de formaciones vecinas y así evitar problemas de canalización de fluidos durante la vida productiva. Existen longitudes de sello hidráulico establecidas para lechadas de peso moderado o alto; sin embargo, en A.M.A se implementa una lechada de baja densidad por lo que se requiere determinar una longitud mínima para que los sellos cumplan con su primordial función, lo cual se logra a través del análisis de lechadas y registros acústicos de cementos. La investigación es del tipo descriptiva, donde se analizaron 12 pozos de 4 campos del área antes mencionada (Guario, El Toco, San Joaquín y Santa Rosa) donde inicialmente se describe brevemente la fase de construcción de pozos y completación para así conllevar a un estudio de las propiedades de la(s) lechada(s) implementadas en la zona productora, un posterior análisis de los registros de cemento y producción de las arenas de cada pozo, lo cual permite verificar la efectividad de los sellos hidráulicos en las mismas y así establecer el requerimiento de una cementación secundaria como es el caso del pozo JM-263, arena MO-M. Finalmente se propone una metodología específica para la interpretación de dichos registros antes y después de completar el pozo y así estimar una longitud mínima para el revestimiento productor que garantice el aislamiento de zonas. Donde para un revestidor de 5-1/2 Pulgadas y lecturas de CBL buena y regular se obtuvieron longitudes de 4-6 Pies, en una tubería de revestimiento de 7 y 7-5/8 Pulgadas una longitud de 6-8 Pies y para un revestidor de 9-5/8 Pulgadas una longitud de sello hidráulico de 9-11 Pies.

INTRODUCCIÓN

La cementación de pozos de hidrocarburos, específicamente en la zona productora, es una operación que requiere una planificación adecuada en función de las condiciones específicas de cada pozo y formaciones a cementar; sobre todo en aquellas donde existe bajo nivel de presión como es el caso del Área Mayor de Anaco (A.M.A), las cuales requieren lechadas de baja densidad. En este tipo de cementación es necesario determinar no solo la adherencia del cemento a la tubería de revestimiento y a la formación, sino también identificar las posibles causas de fallas que se presenten para así mejorar futuras cementación; y además determinar la longitud de sello hidráulico que presenta el cemento localizado detrás de los revestidores sobre el tope y base de arena o de la zona cañoneada.

Todo esto puede lograrse usando una combinación de las herramientas evaluadoras de cementación conjuntamente con una adecuada metodología de interpretación de registros de cementos que tomen en cuenta las condiciones, adherencia y características del cemento detrás de los revestidores y de la(s) lechada(s) implementadas en el revestidor productor, problemas operacionales ocurridos durante la fase de construcción de pozos y análisis de las tasas de producción de fluidos (específicamente agua) para corroborar la efectividad del aislamiento zonal ofrecido por los sellos hidráulicos.

La mayoría de los registros utilizados comúnmente para evaluar la cementación son los registros sínicos CBL o Cement Bond Log (registro de adherencia del cemento), VDL o Variable Density Log (registro de densidad variable) y mapa de impedancia acústica, y los más modernos que son los registros ultrasónicos entre los cuales están el USIT (registro de imágenes ultrasónicas) y el CAST-V (registro de monitoreo acústico circunferencial). Todas las mediciones en estos registros son el

resultado directo de las propagaciones de ondas acústicas a través del entorno y medio ambiente del pozo. El análisis de todos estos registros depende directamente de la experiencia y el conocimiento del evaluador, debido a que dichos registros se pueden prestar para muchas interpretaciones.

Por esta razón, la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos perteneciente a PDVSA-Servicios del Distrito Gas Anaco contempla la necesidad de realizar una investigación que permita desarrollar una metodología específica para la interpretación de los registros de cementación en A.M.A., conllevando a la determinación de una longitud mínima de sello hidráulico en esta área productora, generalmente de gas (condensado y seco), para proporcionar un aislamiento de la zona a producir de otras supra y subyacente que puedan poseer fluidos indeseables y/o distintas presiones. Este sello se considerará de acuerdo al tipo de tubería de revestimiento e interpretaciones realizadas a los registros sínicos de cemento.

CAPÍTULO I.

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), nace de la fusión de varias empresas operadoras de PDVSA; el 17 de noviembre de 1978. Su sede principal se encuentra en Caracas y sus operaciones más importantes se encuentran ubicadas en Anaco, San Tomé, Norte de Monagas, Puerto La Cruz, El Palito, Barinas y Punta de Mata, actualmente está extendiendo sus actividades hacia el denominado Flanco Sur Andino, que comprende las áreas del estado Apure y Este de los estados Andinos. El Distrito Social Anaco de PDVSA Gas se encuentra ubicado en el estado Anzoátegui, en la región natural de los llanos orientales y en una posición céntrica con respecto al mismo estado. Este distrito posee dos áreas operacionales las cuales ambas se caracterizan por poseer en el subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo: Área Mayor de Anaco (A.M.A) y Área Mayor de Oficina (A.M.O).

La cementación de pozos es un proceso que se realiza para cumplir diversas funciones, entre las cuales las más importantes son garantizar el aislamiento zonal entre formaciones que poseen fluidos, protección del revestidor de presiones externas y sellar zonas no productoras de fluidos, no solo posterior a la cementación, sino también en el transcurso de la vida productiva del pozo. Por esto es necesario que el cemento aplicado posea diversas propiedades como baja permeabilidad, resistencia a la compresión, alta densidad, entre otras; para permitir una cementación exitosa. Sin embargo, no siempre se logra una buena cementación por diversas eventualidades las cuales se caracterizan por una remoción incompleta del lodo en el espacio anular por parte del cemento. Cual sea la causa de una mala cementación, determinada a través de la evaluación de los registros sínicos CBL y VDL, afectará el aislamiento

hidráulico entre las formaciones, el cual es la principal finalidad de la cementación primaria.

En las literaturas existen tablas que permiten conocer cuántos pies de sello hidráulico son necesarios para cada tipo de revestidor en las zonas productoras. Pero este tipo de tabla solo se puede aplicar cuando la lechada de cemento es igual o mayor a 15.6 Lpg. Actualmente en el Distrito Gas Anaco, en el Área Mayor de Anaco (A.M.A), se está implementado una lechada de cemento por debajo de este valor. Esto implica determinar cuál es la longitud requerida para una lechada de cemento por debajo de la densidad de aplicabilidad de las tablas mediante el estudio de cementaciones realizadas a 12 pozos en esta área y los problemas que presentaron los mismos, para así reducir problemas operacionales en el momento de producción de hidrocarburos o costos de una posible cementación secundaria.

Este proyecto permitirá establecer la longitud que requerirá cada tipo de revestidor de producción de sello hidráulico en la zona productora dependiendo de la adherencia del cemento y así garantizar un buen aislamiento entre formaciones, disminuyendo la posibilidad de producir fluidos indeseable y los trabajos de reparación de la cementación, que en un futuro reducirán los costos y problemas asociados a una mala cementación.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo General.

Determinar la longitud requerida de sello hidráulico en pozos productores de gas del Área Mayor de Anaco (A.M.A), mediante el estudio de cementaciones realizadas en el período 2009-2010.

1.2.2. Objetivos Específicos.

- Estudiar las lechadas implementadas en la cementación primaria del revestimiento de la zona productora.
- Analizar los registros de cemento en los intervalos productores de los pozos cementados en el Área Mayor de Anaco (A.M.A).
- Elaborar una base de datos en pozos donde fue necesario una cementación secundaria o reparación de la misma.
- Establecer el requerimiento de una cementación secundaria luego de iniciar la producción de hidrocarburos.
- Proponer una metodología específica para la interpretación de los registros de cemento en el Distrito Gas Anaco.

1.3. Delimitación del estudio.

Este proyecto se desarrolló mediante toda la información concerniente a la cementación de pozos (lechadas implementadas, registros sínicos de cemento, cementaciones secundarias e incluso un análisis de producción para corroborar la efectividad de los sellos hidráulicos) en el Área Mayor de Anaco, específicamente en los campos Santa Rosa, San Joaquín, El Toco y Guarío. Este análisis permitió evaluar las características presentes en las lechadas de cemento y determinar su capacidad antimigratoria, la adherencia y calidad del cemento presente en los revestidores de producción de cada pozo y estudio de cementaciones secundarias para conllevar a la proposición de una metodología de interpretación de los registros de cemento en el Área Mayor de Anaco y determinar la longitud de sello hidráulico que deben presentar estos pozos, los cuales en su mayoría son productores de gas (seco y condensado), de acuerdo al tipo de tubería de revestimiento y adherencia del cemento.

1.4. Justificación de la investigación.

La cementación de pozos es un proceso que permite principalmente el aislamiento entre formaciones con posibilidad de contener fluidos (gas o líquido), si la cementación posee una buena adherencia a la tubería de revestimiento. Una herramienta que permite la determinación de la calidad de adherencia y un porcentaje aproximado de cemento presente en el espacio anular entre las paredes del hoyo y el revestidor son los registros sónicos de cemento. La mala adherencia del cemento a la tubería de revestimiento y la formación o falta del mismo, permite la migración de los hidrocarburos presentes en la formación hacia las arenas adyacentes y perder parte de los hidrocarburos recuperables del yacimiento o que formaciones vecinas de agua se canalicen a través del espacio anular revestidor-formación y se produzcan fluidos no deseables a través de la sarta de producción. Por tal motivo, es de vital importancia evaluar adecuadamente las características del cemento detrás de los revestidores, su ubicación y adherencia; y así corroborar el aislamiento de las zonas productoras de hidrocarburos. Una mala interpretación de los registros de cementación, donde se puede interpretar la adherencia del cemento y su ubicación, pueden conllevar a la realización de una operación de cementación remedial; la cual es costosa, innecesaria, puede causar daño a la formación y disminuir el potencial y productividad del yacimiento. Por otra parte, si se determina erróneamente una buena cementación, podría inducir a una intervención del pozo luego de iniciar la producción de hidrocarburos para solventar la comunicación hidráulica con las formaciones supra o infrayacentes, lo que se traduce en aumento de costos y disminución de la producción. Motivo por el cual, surge la necesidad de proponer una metodología específica para la interpretación de registros de cemento en el Área Mayor de Anaco y así determinar una longitud de sello hidráulico requerido en pozos de gas de acuerdo al tipo de revestidor y calidad de adherencia del cemento.

1.5. Factibilidad del estudio.

La realización del proyecto se consideró factible debido a que se disponía de la mayoría de los recursos materiales necesarios para su ejecución. En cuanto a los recursos humanos se tuvo el apoyo del personal especializado de la empresa en materia de rehabilitación, planificación, cementación, yacimiento y operaciones de datos. En cuanto a los recursos económicos, la Superintendencia-VCD (Construcción y Mantenimiento de pozos) de PDVSA-Servicios Anaco se encargó de cubrir todos los gastos generados durante la ejecución del proyecto.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes.

- **Sheives, Tello, Maki, Standley y Blankinship (1986)**, realizaron una comparación entre las herramientas sónicas convencionales utilizadas en la evaluación de cemento y las nuevas herramientas ultrasónicas, resaltando las ventajas que éstas ofrecían gracias a su alta frecuencia de trabajo, además de reflejar una imagen completa de la superficie del revestidor lo que permitió tener una mejor visión del tipo de material que se encontrará por detrás de la tubería y su estado físico.^[1]

- **Chacín y Morales (1999)**, describieron una técnica para la evaluación de cementaciones con lechadas de baja densidad basada en la cuantificación de la varianza estadística en el cálculo de la impedancia acústica. Esta técnica emplea un contraste entre el fluido y el cemento con la finalidad de distinguir ambos materiales. Para el soporte de este método de interpretación, realizaron pruebas piloto con un modelo de laboratorio construido y documentado con datos de herramientas convencionales y ultrasónicas.^[2]

- **Sardiña, Y. (2007)**, elaboró una evaluación de los trabajos de completación original realizados en los pozos del Distrito Gas Anaco durante el período 2005-2007; en este trabajo se evaluó los trabajos de completación original del mismo modo que se establecieron las causas por las cuales se retrasó la completación del mismo estableciéndose medidas preventivas para disminuir los problemas con el fin de garantizar la realización de operaciones efectivas.^[3]

2.2. Bases teóricas.

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2.1.1. Características de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Está situada en la zona Centro – Este de Venezuela formando una depresión topográfica, asimétrica, estructural y sedimentaria que se inclina hacia el Este, limitada al Sur del Orinoco desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco. El Flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el Flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca (Figura 2.1).^[4]



Fig. N° 2.1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental.^[4]

En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este (Figura 2.2.).

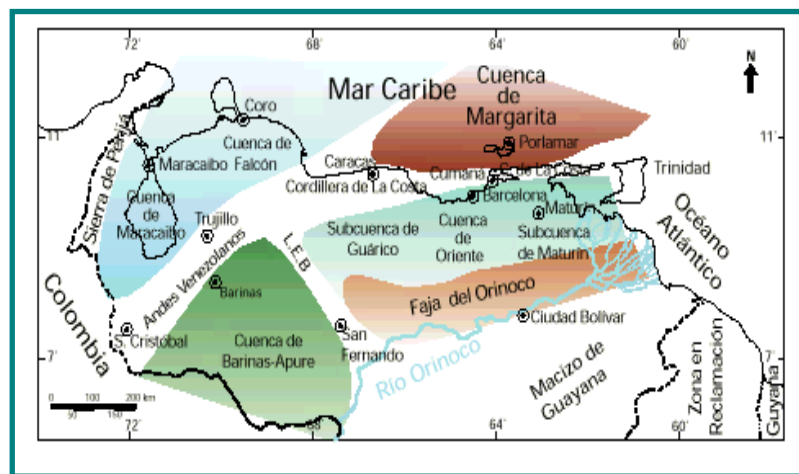


Fig. N° 2.2: Subcuencas de la Cuenca Oriental ^[4]

2.2.2. Área Mayor de Anaco.

2.2.2.1. Ubicación del Área.

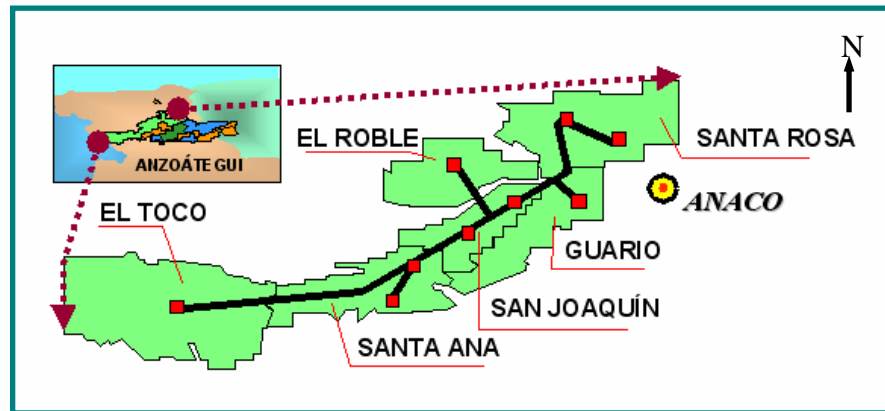


Fig. N° 2.3: Campos del Área Mayor de Anaco. ^[4]

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, de Sur a Norte los Campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, El Roble, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Guarío, Santa Rosa, un anticlinal fallado. (Figura 2.3).

2.2.2.2. Estructura Regional.

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica de la cordillera del Norte de Venezuela Oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la placa del Caribe con la placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos (Figura 2.4):

- El corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.
- Algunas fallas transcurrentes.

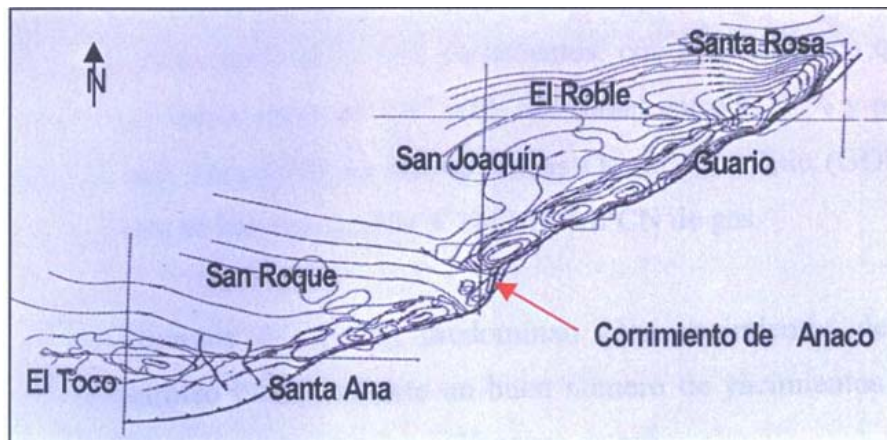


Fig. N° 2.4: Mapa Isopaco-Estructural del Área Mayor de Anaco.

2.2.2.3. Características de las Formaciones.

➤ Formación Mesa.

La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende sobre los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la formación Las Piedras del Plioceno. Esta formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceos, alternado hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarro, peñas y peñones.

➤ Formación Las Piedras.

Esta unidad se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos poco consolidados que incluyen areniscas, limolitas carbonáceas, arcilitas y lignitos y hacia el norte, incluyen una zona basal de conglomerática. Su edad data del Plioceno y se presenta a lo largo de la Cuenca Oriental de Venezuela, con un espesor máximo de 5.000 Pies.

➤ **Formación Freites.**

Descansa concordante y transicionalmente sobre la Formación Oficina, de edad Mioceno medio a superior, esta formación se caracteriza por ser esencialmente lutítica, con conglomerados y calizas arenosas en la base y con areniscas, guijarros y arcillitas en capas delgadas al intervalo superior.

➤ **Formación Oficina.**

Esta formación contiene las arenas de mayor producción en el área de Anaco, donde el ambiente sedimentario es del tipo fluvio deltaico a marino de aguas llanas donde son comunes las arenas lenticulares y los rellenos continentales. Pertenece al Mioceno inferior y medio, concordante sobre Merecure, y consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas de grano fino, comúnmente muy duras; lignitos y calizas son componentes menores, pero muy frecuentes. Las areniscas suman el 30 % de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutitas y presenta un notable incremento en su espesor desde el Sur hacia el Norte y desde el Este hacia el Oeste, lo que da indicio del aporte desde el Nor-Este, profundizando la cuenca al Sur-Este.

En el Área Mayor de Anaco, la Formación Oficina ha sido subdividida en siete miembros individuales de uso práctico, basados en perfiles eléctricos, paleontología, litología, etc., las cuales en orden estratigráfico descendentes son conocidas con los nombres Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

- ❖ **Miembro Blanco:** Esta depositado discordantemente encima del miembro azul; el miembro está conformado por arenas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos de hidrocarburos en esta zona, por lo tanto, se considera de poco interés económico.

- ❖ **Miembro Azul:** Esta formado por lutitas limosas, color gris oscuro, con areniscas arcillosas micáceas, de granos finos y de color gris claro. En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres.

- ❖ **Miembro Moreno:** Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas. En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro y gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris verdoso oscuro y gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

- ❖ **Miembro Naranja:** Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro, gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro y marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limolita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este Miembro los espesores de areniscas y limolita son mayores.

- ❖ **Miembro Verde:** Predomina lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita. Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro y gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica,

ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del miembro, se reconoce lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

- ❖ **Miembro Amarillo:** Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas. Predominan las lutitas gris oscuro y gris medio, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro y marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

- ❖ **Miembro Colorado:** Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base. El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminares, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro.

➤ **Formación Merecure.**

El ambiente de la Formación Merecure, en al Área Mayor de Anaco y Área Mayor de Oficina, es probablemente de aguas dulces a salobres, y corresponde al comienzo de la transgresión del Terciario medio que continuará durante el Mioceno inferior y medio. Esta formación posee un espesor máximo de 1.900 Pies aproximadamente y se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad de origen continental y fluvial.

➤ **Formación Vidoño.**

De edad Paleoceno, esta formación está representada en la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. Es de carácter transgresiva es casi exclusivamente de lutita. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una secuencia lutítica oscura rica en glauconita, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgadas.

➤ **Formación San Juan.**

Se caracteriza por la presencia de areniscas masivas grises bien estratificadas, de grano fino a medio, bien escogido, localmente glauconíticas y a veces calcáreas. La presencia de microfósiles indica una edad del Maestrichtiense y representa el primer horizonte Cretáceo. El contacto con la infrayacente formación San Antonio es concordante y transicional. La formación San Juan es de una ambiente nerítico-costero donde el aporte arenoso, uniforme, lento y constante origino la regularidad en la distribución, la buena estratificación y el gran porcentaje de arenas de la formación.

Posee un espesor máximo de 1.800 Pies aproximadamente y esta constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo.

El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-cristalinas, beige y marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que SJ-B presenta areniscas beige, gris oscuro y marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita. Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro, gris verdoso y beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

2.2.2.4. Estratigrafía Local de A.M.A.

La secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco se muestra en la Tabla 2.1, allí se observa que los estratos más someros y los cuales no son de interés económico, ya que no poseen yacimientos de hidrocarburos en esas zonas (Mesa-Las Piedras). Posteriormente se observan los Miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño y San Juan. Estas formaciones son las atravesadas a medida que se perforaban los pozos de estudio para este proyecto.

Edad (Millones)	Formación	Descripción	
PLEISTOCENO (1.8)		Arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceos, alternado con areniscas de grano grueso.	
PLIOCENO (3.7)	1.1.1.1.1.1.	Sedimentos pocos consolidados que incluyen areniscas, limolitas, arcilitas y conglomerados.	
MIOCENO INFERIO- MEDIO		Pertenece a un ambiente sedimentario fluvio-deltaico. Una serie alternada de lutitas (carbonáceas,	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			1.1.1.1.1. AMARILLO
			COLORADO
OLIGOCENO (12)	❖ MER	Ambiente sedimentario Continental-fluvial, con areniscas masivas de grano medio y lutitas carbonáceas delgadas.	1.1.1.1.1.4 ME-
CRETÁCEO (80)	VIDOÑO	Ambiente sedimentario Marino de aguas profundas, exclusivamente de lutitas ricas en Glauconitas.	
	❖	Ambiente sedimentario nerítico-costero con areniscas masivas grises con matriz arcillosa y cemento sílice.	1.1.1.1.1.5 S

Tabla N°2.1: Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

2.2.3. Fluidos de Perforación.

El fluido de perforación son aquellos utilizados en las labores de construcción de un pozo. Dicho fluido posee características físicas y químicas apropiadas, este puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las temperaturas. El propósito fundamental de fluido es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones.

2.2.3.1. Funciones Básica de los Fluidos de Perforación.

- ❖ Transportar los recortes (ripios) de perforación y los derrumbes de las paredes del pozo hasta la superficie, lo cual la fuerza de caída de dichos ripios, como consecuencia de la gravedad específica de los mismos, debe ser vencida por la velocidad del fluido de perforación o lodo en el anular.
- ❖ Transmisión de energía o potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha, la cual es proporcionada a través de las boquillas o Jets de la mecha.
- ❖ Suspensión de los recortes, derrumbes y material densificante al detener circulación, la cual es proporcionada por una propiedad física de los fluidos de perforación denominada fuerza gel.
- ❖ Enfriamiento de la mecha y sarta de perforación, donde el fluido debe llevar el calor producido por la fricción de la mecha y la formación penetrada hasta superficie a medida que se mueve por el sistema de circulación.
- ❖ Suspensión de la tubería de perforación y revestimiento a través del factor de flotación proporcionado por todo fluido, lo cual tiene a reducir el esfuerzo vertical hacia abajo producida por la suspensión de dicha tubería. Donde el factor de flotación es igual a:

$$Ff = 1 - (0.015 * \text{Densidad del fluido}) \quad (Lpg) \quad (\text{Ec.2.1})$$

- ❖ Controlar las presiones de formación a través de la presión hidrostática generada por el fluido, la cual debe ser lo suficiente para contener los fluidos atrapados en las formaciones atravesadas, evitando arremetidas y posibles reventones; pero no debe ser muy alta ya que puede generar fracturas y posteriores pérdidas de circulación inducidas.
- ❖ Sostener las paredes del hoyo a través del sostén ofrecido por el fluido de perforación o lodo hasta que se introduzca la tubería de revestimiento.
- ❖ Ofrece un medio adecuado para el perfilaje de pozos mediante las condiciones de conductividad eléctrica que posee el lodo y que sus propiedades eléctricas sean diferentes a la de los fluidos de la formación.

2.2.3.2. Tipos de Fluido de Perforación.

➤ Lodos Base Agua.

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua y es el medio para la suspensión de sólidos. Estos pueden subdividirse en lodos agua fresca no-inhibidos los cuales no permiten contrarrestar la absorción de agua por parte de las arcillas y su posterior hinchamiento (lodos agua fresca, nativos, agua-bentonita, con taninos-soda caustica). Por otra parte están los lodos base agua inhibidos, que evitan el hinchamiento de las arcillas (lodos de salmueras de formiato, a base de polímeros y KCl, tratados con cal, tratados con yeso, tratados con lignosulfonatos de cromo y lodos agua salada) .

➤ Lodos Base Gaseosa.

Son fluidos de perforación cuya fase continua esta constituida por aire o gas, son utilizados en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido

permite obtener altas tasas de penetración. Su utilización permite además una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación, causa un daño mínimo a las formaciones prospectivas y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos. Los fluidos base gaseosa más utilizados son lodos de aire y lodos espumosos con niebla.

➤ **Lodos Base Aceite.**

Son fluidos formulados totalmente de aceite o una emulsión heterogénea de agua y aceite, donde el aceite es la fase continua y el agua como fase dispersa y por ende, actúa como viscosificante, contribuye sustancialmente a los geles, control de filtrado y suspensión de sólidos. Los lodos base aceite tienen la propiedad de estabilizar lutitas, ya que desarrollan fuerzas osmóticas. Los lodos base aceites más comunes son: Lodo base aceite con control de filtrado (sistema convencional), lodo base aceite con relación 50/50, lodo base aceite sin control de filtrado (sistema relajado) y lodos 100% aceite.

2.2.4. Tuberías de Revestimiento.

Son diferentes tipos de tubería que protegen al hoyo y a las formaciones de ciertas dificultades que se pueden presentar durante los trabajos de perforación. La instalación de una tubería revestidora es un requisito indispensable para el éxito de la completación y producción de cualquier pozo petrolífero; estas tuberías que se instalan en los pozos comúnmente se clasifican en: Revestidor superficial, intermedio y de producción. ^[5]

2.2.4.1. Funciones de los Revestidores

- ❖ Evitan el derrumbe de estratos someros poco consolidados.
- ❖ Sirve de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce (potable), que pueden ser utilizadas para uso domestico y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.
- ❖ Contrarrestan la pérdida de circulación de fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo, agua salada de formaciones someras o profundas.
- ❖ Confirman la producción de petróleo y/o gas a determinado intervalo.
- ❖ Aíslan unos intervalos de otros para minimizar las fugas de gas, petróleo o agua.^[5]

2.2.4.2. Clasificación de las Tuberías de Revestimiento.

➤ Revestidor Superficial.

Esta tubería tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profunda, para ello se requiere que le revestidor se instale y se selle efectivamente contra la pared del hoyo con el fin de evitar la contaminación del agua dulce, potable y de consumo humano por parte del lodo de perforación, agua salada, petróleo, gas o combinaciones de dos o más de estos fluidos y también tiene como objetivo actuar como soporte efectivo de las formaciones con tendencia a derrumbarse que, por lo general, son mas comunes en la superficie que a mayores profundidades.

➤ Revestidor Intermedio.

Este tipo de tubería proporciona la integridad de presión durante las operaciones subsecuentes. Se le denomina también protectora, ya que protege las

formaciones de altos pesos de lodos o de altas presiones hidrostáticas generadas por el lodo. También el revestidor intermedio se usa en pozos donde la presencia de arena con altas presiones o altos volúmenes de agua o gas pueden requerir el sellado de tales estratos y evitar el continuo influjo hacia el hoyo. Similarmente, formaciones con tendencia a derrumbarse algunas veces requieren la instalación de tal revestidor, a fin de evitar retrasos durante los procesos de perforación. La tubería más común para el revestidor intermedio es la de 9-5/8 pulgadas.

➤ **Revestidor de Producción.**

Este revestidor tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, evitan mediante una adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos o acuíferos de las capas supra y subyacentes. Los diámetros más comunes para la tubería del revestidor de producción son 4-1/2, 5-1/2, 7 y 7-5/8 pulgadas respectivamente para cada uno.

2.2.5. Cementación de Pozos.

Son operaciones en la cual una mezcla de agua y cemento se colocan a una profundidad (Figura 2.5) para que cumpla con los siguientes objetivos: Excluir las aguas de las formaciones productivas, proteger el revestidor de presiones externas (formación), sellar zonas no productivas, proteger la tubería de revestimiento de la corrosión, evitar migración de los fluidos entre diferentes zonas, controlar pérdidas de circulación, sellar zonas de fluidos no deseables, soportar el revestidor así como también garantizar el aislamiento zonal durante el transcurso de la vida productiva del pozo. ^[6]

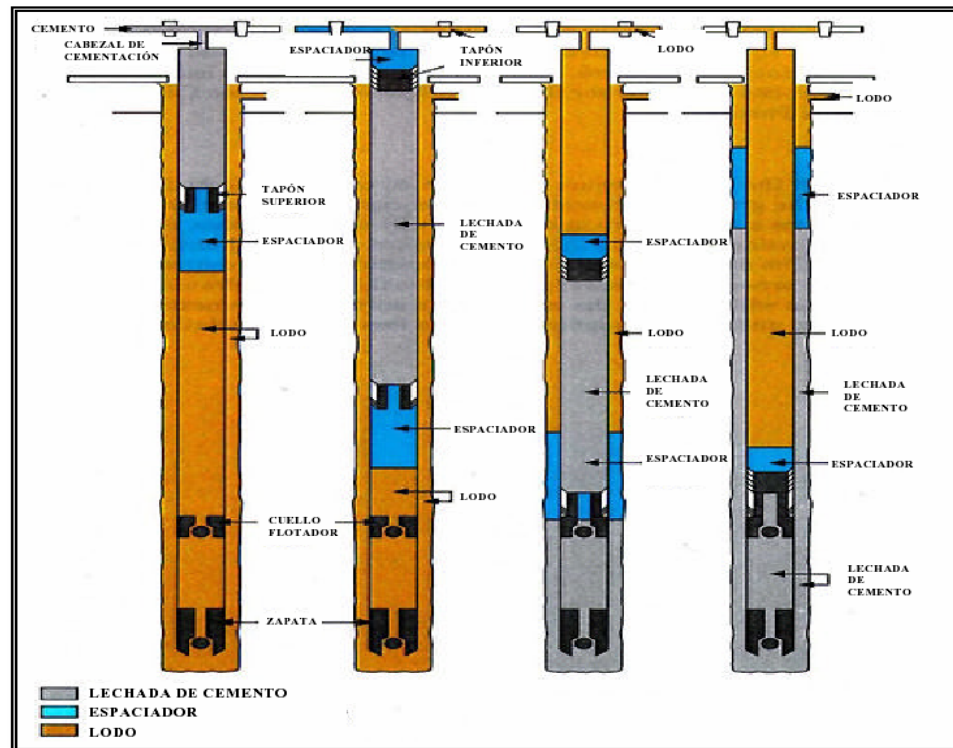


Figura N° 2.5: Proceso de Cementación de Pozos de Hidrocarburos.

El cemento es una mezcla de piedra caliza y otros materiales ricos en carbonato de calcio con arcilla y pequeñas cantidades de óxido de hierro y aluminio.



Los materiales iniciales empleados en la formulación del cemento son caliza (CaO), sílice (SiO₂), arcilla (Al₂O₃) y óxido férrico (Fe₂O₃), a los cuales adicionándosele calor de 2.600 a 3.000°F reaccionan formando Clinker el cual es un producto de horno que se muele para fabricar el cemento Portland. Este contiene un 50% de silicato tricálcico, 25% de silicato dicálcico, 4% de aluminato tricálcico, 13% de ferro aluminato tricálcico, 3% de sulfato de calcio y 3% de otros aditivos como álcalis, cal libre y anhídrido sulfúrico; el yeso impide el rápido fraguado del cemento.

2.2.6. Tipos de Cementaciones.

2.2.6.1. Cementación Primaria.

La cementación primaria es la técnica utilizada para colocar lechadas de cemento en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del pozo. El cemento se endurece y forma un sello hidráulico en el espacio anular formado entre el hoyo y el revestidor, evitando la migración de fluidos de la formación hacia el anular o hacia la superficie. También pudiese ocurrir la migración hacia capas supra y/o subyacentes con menores presiones. La cementación primaria es por consiguiente, una de las etapas más críticas durante la perforación y completación de un pozo. Este procedimiento debe ser cuidadosamente planificado y ejecutado, debido a que hay una sola oportunidad para realizar el trabajo exitosamente.

En estudios económicos recientes se pudo constatar que los costos asociados a la cementación de un pozo representan un 8% del costo global del pozo. Sin embargo, si existen fallas en las cementaciones primarias este porcentaje puede aumentar hasta 20% e inclusive se puede llegar a comprometer el pozo por no lograr el aislamiento zonal requerido.

Objetivos de la Cementación Primaria.

- ❖ Evitar el derrumbe de las paredes de la formación dentro del hoyo.
- ❖ Proteger el revestidor de los esfuerzos cuando se reinicia la perforación para profundizar.
- ❖ Proporcionar soporte y adherencia al revestidor.
- ❖ Evitar la migración de fluidos entre arenas.
- ❖ Evitar pérdidas de circulación, aislando zonas subpresurizadas o depletadas.
- ❖ Prevenir la corrosión del revestidor.

2.2.6.2. Cementación Secundaria.

Es un proceso de inyectar una lechada de cemento a baja presión, a través de los agujeros y ranuras previamente creados en el revestidor a través de un proceso de cañoneo, y que comunican con el espacio anular entre el pozo y la formación. Esta lechada es forzada contra una formación permeable, donde las partículas sólidas pierden filtrado en la cara de la formación de tal manera que la fase acuosa entra en la matriz de la formación creando un sello impermeable.

Objetivo de la Cementación Secundaria.

- ❖ Mejorar el sello hidráulico entre dos formaciones que manejan fluidos.
- ❖ Reparar fallas en la cementación primaria.
- ❖ Controlar la entrada de gas o agua en zonas de petróleo o gas, para el control de la relación Agua-Petróleo (WOR) o Gas-Petróleo (GOR).
- ❖ Sellar pérdidas de circulación.
- ❖ Reparar el revestidor corrido.
- ❖ Forzar y bloquear arriba o debajo de la zona de interés.

2.2.7. Tipos de Cemento.

El Instituto Americano del Petróleo (API) clasifica el cemento de la siguiente manera: De acuerdo a la resistencia a los sulfatos, en tres grados definidos los cuales son: Ordinario (O), Moderada Resistencia a los Sulfatos (MRS), y Alta Resistencia a los Sulfatos (ARS), y también en las siguientes clases: A, B, C, D, E, F, G y H. A continuación, en la Tabla 2.2, se presentan los tipos de cementos para pozos más importantes.

Tabla N° 2.2: Clases y Propiedades de los cementos más comunes para pozos petrolíferos

CLASE	PROFUNDIDAD (Pies)	CARACTERÍSTICAS
A	0-6.000	Cuando no se requieren propiedades especiales.
B	0-6.000	Cuando las condiciones requieren de una moderada a alta resistencia a los sulfatos.
C	0-6.000	Utilizado bajo condiciones que requieren alta resistencia inicial a la compresión y alta resistencia a los sulfatos.
D	6.000-10.000	Para utilizarlo bajo condiciones de presión y temperatura moderadamente altas y alta resistencia a los sulfatos.
E	10.000-14.000	Para utilizarlo bajo condiciones de presión y temperatura moderadamente altas y alta resistencia a los sulfatos con los agregados de ciertos aditivos.
F	10.000-16.000	Bajo condiciones de presión o temperatura extremadamente altas y alta resistencia a los sulfatos.
G y H	0-8.000	Se puede utilizar a esta profundidad como viene de fábrica o puede ser usado con aditivos para cubrir una amplia gama de temperaturas y profundidades. Disponible para moderada y alta resistencia a los sulfatos.

En la actualidad se pueden conseguir en el mercado una gran variedad en cuanto a tipos de cemento para pozos de acuerdo a su rango de densidades, como se muestra en la Figura 2.6. Estas lechadas generalmente están clasificadas de la siguiente manera:

- ❖ Lechadas ultraligeras, con densidades que oscilan entre 4 a 12 Lpg, y generalmente es proporcionada por cementos espumados.
- ❖ Lechadas ligeras o alivianadas, con densidades que oscilan entre 12 a 14,8 Lpg, donde existen una serie de sistemas (Venlite, Blacklite y CC-LITE).
- ❖ Lechadas con densidades moderadas o Puro, con densidades que oscilan entre 14,8 y 16,4 Lpg.
- ❖ Lechadas pesadas y ultrapesadas con densidades mayores a 16,4 Lpg.

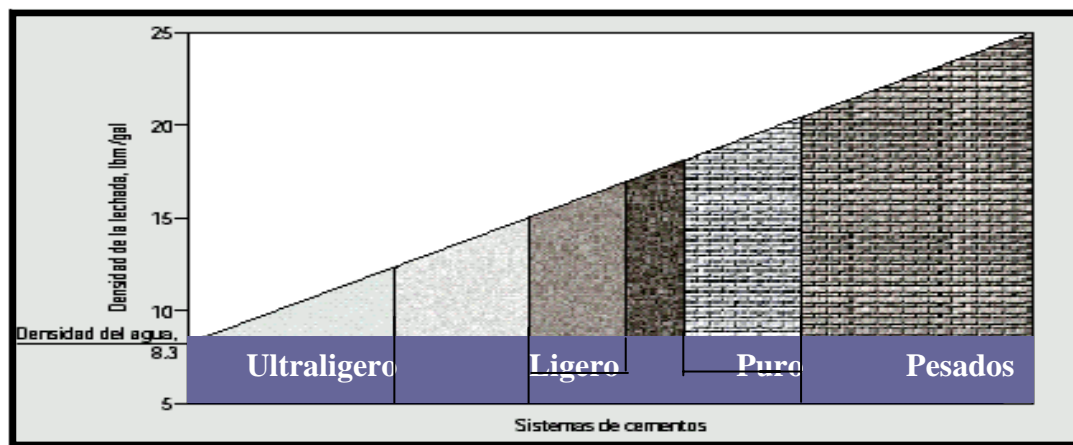


Figura N° 2.6: Clasificación del Cemento por Densidad de la Lechada

2.2.8. Lechadas Ligeras, de Bajo Peso o Alivianadas.

Las lechadas alivianadas o de bajo peso son aquellas que se han desarrollado para solucionar problemas en las cementaciones primarias, donde las lechadas convencionales no pueden ser bombeadas debido a los bajos gradientes de fractura de las formaciones, por lo tanto, se requieren densidades bajas, en un rango de 12 a 14,8 Lpg, generalmente se usa 13,5 Lpg.

Los cementos de baja densidad encuentran principal aplicación en la cementación de pozos con bajos gradientes de fractura (inferiores a 0,8 Lpc/Pie) y la perforación o cementación de este tipo de formaciones requieren, por lo general, el control de la densidad de los fluidos en el pozo. Además en formaciones agotadas con

presiones bajas y pesos equivalentes menores de 8 Lpg. En general, estas lechadas presentan las siguientes características:

- ❖ Densidades alrededor de los 13,5 Lpg.
- ❖ Lechadas sin agua libre.
- ❖ Estables bajo condiciones de presión y temperatura.
- ❖ Resistencia a la compresión cercana a 500 Lpc en 72 hrs.
- ❖ Buen control de filtrado.

2.2.8.1. Sistemas de Lechadas de Baja Densidad.

➤ Sistema Venlite (Halliburton).

Es un nuevo sistema desarrollado por la compañía Halliburton, de baja densidad y con alta resistencia a la compresión diseñado para ser utilizado en pozos con bajo gradiente de fractura. Este sistema de baja densidad está compuesto por cementos básicos petroleros (clase G y H) y tres componentes bases, denominados como A, B, y C, además de los aditivos químicos que sean necesarios para cumplir con las condiciones del pozo.

El componente A, es un material de naturaleza cementante que se caracteriza por poseer partículas aproximadamente 10 veces más pequeñas que el cemento convencional, el componente B, es un material liviano que ayuda a prevenir la retrogresión del cemento y a controlar el fluido libre en las lechadas y el componente C es un material a base de microesferas huecas, siendo éste el más importante en la composición de la lechada, ya que define la densidad de la misma. La mezcla consiste en el uso de material para encapsular aire (microesferas huecas), cementos de fina molienda, aditivos para control de pérdida de filtrado y retardadores.

➤ **Sistema Black Lite (BJ Services).**

La compañía BJ Services, ha desarrollado un sistema de cementos donde la reducción de la densidad se logra con la adición del Black Lite, que de igual manera proporciona alta resistencia a la compresión, la cual se obtiene mediante la mezcla de carbón activado con una distribución granulométrica y área superficial óptima, que reducen la porosidad y la permeabilidad del cemento fraguado. Permitiendo esta tecnología que los esfuerzos internos se distribuyan de una manera homogénea en la matriz, alcanzando propiedades antimigratorias, estabilidad reológica, mejor control de pérdida de filtrado y adherencia.

Este sistema de cemento tiene su principal aplicación en la cementación primaria de zonas depletadas, en zonas con bajo gradiente de fractura donde existen riesgos de pérdida de circulación, o en la colocación de tapones donde reducirá el efecto de migración del cemento a través del lodo debido a la diferencia de densidades.

➤ **Sistema CC-LITE, (CPVEN).**

El CC-LITE es un sistema complejo de aditivos que en combinación pueden ser utilizados para formular lechadas de baja densidad, con capacidad para desarrollar altos valores de resistencia a la compresión, que pueden aislar efectivamente zonas de interés con bajo gradiente de fractura, donde no se pueden utilizar lechadas de peso convencional.

Esto se fundamenta en tecnologías existentes en la industria del concreto la cual utiliza diferentes materiales de menor peso específico que el cemento, que tienen granulometría variable y estructura amorfa, con alta capacidad de absorción de agua, los cuales permiten el desarrollo de lechadas homogéneas, de baja densidad, en un rango de 10-13,5 lpg, y estables en un amplio rango de temperatura. Esta tecnología

hace que el cemento fraguado tenga menor permeabilidad y mayor resistencia a la compresión que los cementos convencionales. Las lechadas con CC-LITE pueden ser utilizadas en zonas gasíferas y/o en acuíferos con alta presión poral, debido a su capacidad para desarrollar en forma rápida, altos valores de gel durante la fase final del fraguado, que impiden la percolación de la matriz del cemento.

2.2.9. Propiedades Requeridas en una Lechada de Cemento.

La lechada debe estar diseñada para cumplir con las características físicas o propiedades requeridas para el trabajo que se va a realizar. La temperatura, la presión, el volumen total de lechada a ser bombeada, las características de la formación, la profundidad de asentamiento del revestidor, etc. son algunas de las variables que son susceptibles de ser modificadas para permitir que cada lechada sea diseñada con características específicas de cada trabajo. En sentido general debe ser diseñada de acuerdo a los siguientes atributos:

- ❖ Baja viscosidad, para permitir que la lechada penetre pequeñas fracturas (Forzamiento).
- ❖ Agua libre cero.
- ❖ Control apropiado de la pérdida de fluido, para asegurar un óptimo llenado de fracturas o perforaciones (Forzamiento).
- ❖ Tiempo de espesamiento acorde y suficiente para realizar la operación y evitar problemas de percolación del gas/fluido de la formación a la columna de cemento en el anular
- ❖ Mantener sus características durante la colocación del cemento.
- ❖ Desarrollar resistencia a la compresión en cortos períodos de tiempo, y ésta debe ser suficiente en períodos de tiempo mayores.
- ❖ Desarrollar buena adherencia.
- ❖ Tener baja permeabilidad.

2.2.9.1. Densidad

El gradiente de fractura y la presión de poros son dos factores que deben considerarse para determinar la densidad de una lechada de cementación, el objetivo es mantener durante este proceso el control del pozo para lo cual se requiere el uso de lechadas de igual o mayor densidad que la densidad de la formación.

Los extendedores y agentes de peso son frecuentemente utilizados para modificar la densidad de la lechada sin comprometer la estabilidad, evitando alta viscosidad. En algunos casos pueden ser utilizados para reducir la densidad de la lechada en aquellas formaciones que no son capaces de soportar el peso de la columna de fluido (formaciones sensibles), esto hace que disminuya la presión hidrostática, lo cual reduce el riesgo de pérdida de circulación por fractura de la formación. Para ello se emplean a altas concentraciones de agregados de baja densidad, menores a la del cemento. En otros casos, se utilizan aditivos para incrementar el rendimiento de la lechada, de esta manera se reduce la cantidad de cemento necesario para producir un volumen determinado de mezcla. Es común el uso de arcillas y agentes viscosificantes, esto también asegura la homogeneidad de la lechada y reduce el desarrollo de agua libre.

En caso que se requiera incrementar la densidad, se trata de reducir la cantidad de agua de mezcla, para lo que se necesita el uso de un dispersante que permita lograr mezclabilidad. De esta forma, se pueden alcanzar densidades de hasta 18 Lpg, sin embargo, cuando se requieren densidades mayores, se añaden materiales de pesos específicos mayores al cemento.

2.2.9.2. Reología.

Las propiedades reológicas del cemento son importantes debido a sus efectos en:

- ❖ Eficiencia con la cual el cemento desplaza al lodo.
- ❖ Pérdida de fricción en el anular que sumada a la presión hidrostática, representan la presión ejercida sobre la formación.
- ❖ Potencia hidráulica requerida para bombear el cemento.

Las pruebas realizadas para determinar la viscosidad plástica y el punto cedente de las lechadas de cemento se realizan tanto a temperatura ambiente como a temperatura circulante del pozo cuando dicha temperatura no exceda los 180 °F, pues se evapora el agua de mezcla. Según normas A.P.I. 2003.

Las propiedades reológicas de las lechadas de cemento pueden ser descritas por dos modelos matemáticos: El modelo de Viscosidad Plástica de Bingham y la Ley de Potencia. El modelo de Bingham establece una línea recta fijada con las lecturas a 600 y 300 R.P.M. La Viscosidad Plástica se obtiene como la diferencia de las lecturas de 600 y 300 R.P.M. y el punto cedente, como la diferencia entre la viscosidad plástica y la lectura de 300 R.P.M. La ley de potencia determina el uso de las lecturas a 600, 300, 200 y 100 R.P.M. para establecer una curva entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante donde los valores n (pendiente de la curva) y K (punto de corte de la gráfica) pueden ser determinados, y de esta forma, con estos valores se calcula el número de Reynolds y los demás valores de flujos.

2.2.9.3. Pérdida de Filtrado

La pérdida de filtrado se produce cuando la fase acuosa se escapa o filtra de la lechada de cemento hacia la formación debido a que está sometida a presión diferencial.

Los controladores de filtrados son aditivos utilizados con el fin de reducir la velocidad de pérdida de filtrado, mediante la reducción de la permeabilidad del revoque, por un aumento de la viscosidad de la fase acuosa o mediante el encapsulamiento del agua alrededor de las partículas de cemento. Entre los controladores de filtrado más comunes están las partículas finas como la bentonita, carbonatos, asfáltenos, resinas termoplásticas, los polímeros solubles en agua como los derivados celulósicos, los polímeros sintéticos aniónicos o no-aniónicos y los polímeros catiónicos.

El control de filtrado sólo por incremento de viscosidad en el agua debe considerarse ya que un incremento excesivo podría llevar a problemas de bombeabilidad. Para obtener un buen control de filtrado las lechadas deben ser correctamente dispersadas para lograr una distribución uniforme de las partículas sólidas en el revoque.

La pérdida de filtrado debe ser diseñada de acuerdo al tipo de formación y a su permeabilidad. Las tasas de pérdida de filtrado aceptadas por API se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla N° 2.3: Pérdidas de Filtrado en función de Permeabilidades Establecidas por API

Permeabilidad (mD)	Pérdida de Filtrado (ml/30min)
Extremadamente Baja (< 4 mD)	> 200
Baja (<100 mD y > 4 mD)	100 – 200
Alta (>100 mD)	35 – 100

2.2.9.4. Tiempo de Espesamiento.

Es el tiempo que tarda una lechada para alcanzar 100 unidades de consistencia, a partir del momento en que ha sido mezclado, bajo condiciones dadas de presión y temperatura. A medida que la temperatura sube, la deshidratación del cemento se acelera y la lechada se espesa más rápido, por lo que el tiempo de bombeabilidad es menor. Este tiempo puede verse reducido por incrementos de presión, aunque su efecto resulta menos pronunciado.

En pozos poco profundos (someros) las lechadas pueden ser diseñadas para un tiempo corto de bombeo (dos horas aproximadamente), en este caso se utilizan con mucha frecuencia los aceleradores, cuyo mecanismo consiste en la formación de un silicato gelatinoso que reduce el régimen de pérdida de agua, favoreciendo la hidratación. A diferencia de esto, para un trabajo en un pozo profundo se puede requerir un tiempo de bombeo más largo, hasta de seis horas, en tal caso se debe agregar retardadores, los cuales se encargan de encapsular las partículas de cemento previniendo la deshidratación, esto permite asegurar la colocación de la lechada y reversar fuera el exceso.

De manera que a los aceleradores se les emplea para acortar el tiempo de bombeabilidad y de desarrollo de resistencia a la compresión, y por lo tanto para reducir la espera del taladro y continuar la perforación. Muchas sales inorgánicas son usadas como aceleradores, entre ellas están los cloruros, como el cloruro de calcio y el cloruro de sodio. Por otra parte, los retardadores prolongan el tiempo de espesamiento de la lechada, los más comunes son los lignosulfonatos (250°F), ácidos hidroxicarboxílicos (300°F), derivados celulósicos y organofosfatos (400°F).

2.2.9.5. Retrogresión térmica y Resistencia a la Compresión

Todas las clases de cemento API a temperaturas superiores a los 230 °F disminuyen su resistencia o esfuerzo a la compresión, esto va acompañado por un incremento en la permeabilidad.

En el proceso de hidratación del cemento se produce un hidrato que por debajo de 230 °F es el responsable de dar resistencia y estabilidad dimensional del cemento fraguado. Sin embargo, por encima de esta temperatura se transforma a una fase cristalina y más densa que el compuesto original, que desequilibra la estructura molecular del cemento fraguado, produce mayor porosidad y permeabilidad y también hace que pierda resistencia con el tiempo.

Es generalmente aceptado en la industria del petróleo que una resistencia a la compresión mayor de 1000 Lpc es adecuada para la mayoría de las operaciones. Al decidir cuánto tiempo deberá esperarse para que el cemento fragüe, es importante conocer la resistencia del cemento antes de que la re-perforación pueda continuar y las características del desarrollo de la resistencia de los cementos en uso.

2.2.9.6. Agua libre

La prueba de agua libre determina si una lechada de cemento puede tener problemas de separación de agua después que la misma haya sido colocada en el pozo por decantación. Si una lechada libera cierta cantidad de agua los resultados que se pueden obtener son: Canales en el cemento fraguado, agua o cemento débil en tope de la columna, asentamiento de sólidos a través de la columna de cemento.

La cantidad de agua liberada, siempre encuentra la forma de ir a la parte superior de la columna de cemento. Sin embargo ensayos realizados indican que esta

separación de agua libre producirá porciones de la misma dentro de la columna, particularmente con cambios abruptos en el diámetro del hoyo o del cuello del revestidor en hoyos de poca tolerancia, con respecto a la relación anular. Estudios realizados indican que la separación de agua libre contribuye a la fuga de gas en el anular en el caso de hoyos desviados, seguidamente de la cementación primaria. Se deben tomar precauciones para asegurarse que la producción de gas sea cero, en este tipo de pozo. A continuación se presenta la relación para calcular el fluido libre de las lechadas de cemento según la normativa A.P.I:

$$\% \text{ Agua Libre} = (\text{ml Liberados} / 250 \text{ ml}) * 100 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

2.2.9.7. Permeabilidad

Aunque al diseñar las lechadas de cemento sólo se da énfasis a la permeabilidad de cemento fraguado, existen métodos para medir la permeabilidad al agua y al gas. El API ha especificado los métodos y determinación de la permeabilidad por medio de un Permeámetro. El cemento fraguado tiene muy baja permeabilidad, más baja que la que posee la mayoría de las formaciones. Los resultados de campo han mostrado que a temperaturas menores de 200 °F, la permeabilidad decrece con el tiempo y con la temperatura. Después de siete días de curado, la permeabilidad es muy baja para ser medida.

La permeabilidad al gas, del cemento fraguado, es más elevada que al agua, pero las determinaciones de la permeabilidad al gas son dificultosas por las mediciones del flujo de gas. Los cementos fraguados de 3 a 7 días tienen menos de 0,1 mD de permeabilidad (promedio), y las areniscas tienen una permeabilidad al gas en un rango de 0,1 a 2000 mD.

2.2.10. Aditivos Requeridos para el Diseño de Lechadas.

2.2.10.1. Aditivos Aceleradores.

Reducen el tiempo de espesamiento de la lechada de cemento y ayudan a aumentar la tasa de desarrollo de resistencia a la compresión, los tipos de aceleradores se muestran en la Tabla 2.4, estos poseen las siguientes aplicaciones:

- ❖ Reducen el tiempo de bombeabilidad.
- ❖ Incrementan la resistencia a la compresión.
- ❖ Se utilizan usualmente para cementar revestidores de superficie, pozos poco profundos y por supuesto en tapones de cemento.

Tabla N° 2.4: Tipos de Aceleradores utilizados en diseño de lechadas de cemento

Tipo de acelerador	Mezcla (% por peso de cemento)	Tipo de cemento	Modo de uso
Cloruro de Calcio (CaCl₂)	2-4	Todas las clases API	Seco o húmedo
Cloruro de Sodio (NaCl)	3-10 (en el agua) 1,5-5 (en cemento)	Todas las clases API	Seco o húmedo
Formas deshidratada de Yeso	20-100	Clases API, B,C,G o H	Seco
Silicato de Sodio	1-7,5	Clases API, B,C,G o H	Seco o húmedo
Cementos con dispersantes y agua reducida	0,5-1,0	Clases API, B,C,G o H	Seco o húmedo

2.2.10.2. Aditivos Retardadores.

Los aditivos retardadores son usados para retardar el proceso de fraguado de la lechada de cemento, ver en la Tabla 2.5 los tipos de retardadores. Existen numerosas teorías que han tratado de explicar el mecanismo de funcionamiento de los retardadores, probablemente la más aceptada es la que expone el hecho de que los retardadores afectan la relación de la reacción agua-cemento mediante algún tipo de proceso de absorción. Su aplicación es la siguiente:

- ❖ Prolongan el tiempo de bombeabilidad.
- ❖ Retardan el fraguado.

Tabla N° 2.5: Tipos de Retardadores

Tipos de Retardadores	Mezcla (% por peso de cemento)
Lignosulfonatos de Sodio y Calcio	0,1-1,0
Lignosulfonato de Calcio	0,1-1,0
Lignosulfonato de Calcio- Ácido orgánico	0,1-2,5
Agua saturada con sal	15-17 lbs/sk

2.2.10.3. Aditivos Reductores de Fricción o Dispersantes.

Se conoce que bombear los lavadores, antes de bombear la lechada de cemento, en flujo turbulento tiene como resultado un aumento en la remoción de fluido de perforación y se mejora el trabajo de cementación. La lechada de cemento debe ser poseer un régimen de flujo laminar, para permitir una mejor distribución en el anular lo cual genera un aumento en el uso de aditivos reductores de fricción. Estos aditivos actúan como dispersantes en la lechada de cemento reduciendo su viscosidad aparente

(se utiliza el término viscosidad aparente ya que las lechadas de cemento son fluidos no newtonianos, los cuales no pueden ser analizados en términos de viscosidad newtoniana), ver en la Tabla 2.6 los tipos de dispersantes.

Tabla N° 2.6: Tipos de Dispersantes

Tipo de dispersante	Cantidad en la Mezcla (lbs / sk)
Polímeros en polvo de cadena larga	0,3 – 0,5
Lignosulfonato de Calcio	0,5 – 1,5
Cloruro de Sodio	1 – 16

2.2.10.4. Aditivos Extendedores.

Estos aditivos disminuyen la densidad de la lechada, y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen de la lechada. Los extendedores del cemento se utilizan para lograr las siguientes condiciones: La disminución de la densidad de la lechada y reducen la presión hidrostática durante los trabajos de cementación, ayudando a prevenir pérdida de circulación, debido a la ruptura de formaciones débiles.

Los extendedores incrementan el volumen de mezcla por saco de cemento, por lo tanto, esto da como resultado una reducción en la cantidad de cemento para preparar un volumen requerido de mezcla, lo cual origina una disminución en los costos de las lechadas, los extendedores mas utilizados se pueden observar en la Tabla 2.7.

Existen tres métodos para reducir la densidad:

- ❖ Controlando el agua.

- ❖ Agregando materiales de bajo peso específico.
- ❖ Incorporando gas a la lechada de cemento.

Tabla N° 2.7: Tipos de Extendedores

Extendedores	Intervalo de densidades de lechadas obtenidas (lpg)	Función
Bentonita	11,5 – 15,0	Control de pérdida de fluido
Cenizas finas	13,1 – 14,1	Resistencia a fluidos corrosivos
Silicato de Sodio	11,1 – 14,5	Ideal para mezcla con agua salada
Microesferas	8,5 – 15,0	Buena resistencia a la compresión, estabilidad térmica y propiedades aislantes
Cemento Espumado	6,0 – 15,0	Excelente resistencia y baja permeabilidad

2.2.10.5. Aditivos Densificantes.

Cuando se realiza operaciones de cementación en pozos de altas presión, suele ser necesario agregar un material densificantes a la lechada cementadora para aumentar su densidad, conteniendo así las altas presiones de formación y mejorando el desplazamiento de lodo, ver los tipos de densificantes en Tabla 2.8. Este material densificante debería tener preferiblemente las siguientes características:

- ❖ Gravedad específica en el orden de 4,5 a 5,0.
- ❖ Mantener un tamaño uniforme de las partículas y bajo requerimiento de agua.

- ❖ No reducir significativamente la resistencia del cemento.
- ❖ Afecta en grado mínimo el tiempo de bombeo de la lechada.
- ❖ No ser químicamente reactivo y ser compatible con los otros aditivos
- ❖ No inferir en el perfilaje de pozos.

Tabla N° 2.8: Tipos de Densificantes

Tipo de densificante	Mezcla (% por peso de cemento)
Arena	5 – 25
Barita	10 – 108
Hematita	4 – 104

2.2.10.6. Controladores de Filtrado.

Estos aditivos (Tabla 2.9), Controlan la pérdida de la fase acuosa de la lechada hacia la formación. Las aplicaciones de este aditivo son las siguientes:

- ❖ Minimizar la deshidratación de la lechada durante el bombeo, manteniendo la viscosidad y el máximo flujo por área, teniendo como resultado menores presiones de bombeo.
- ❖ Evitar la disminución del volumen de la columna de cemento debido a la pérdida de agua, lo cual origina reducción de la presión ejercida por la columna hidrostática.
- ❖ El exceso de pérdida de filtrado puede generar una mayor viscosidad de la lechada, incrementando de esta manera la presión requerida para mantener el bombeo constante.
- ❖ La formación de un revoque de filtrado disminuye el área de flujo en los anulares, lo cual también incrementa la presión requerida para mantener fija la razón de bombeo.

- ❖ La total deshidratación durante la circulación puede impedir la completación del desplazamiento del cemento.

Tabla N° 2.9: Tipos de Agentes Controladores de Pérdida de Filtrado

Tipo de agentes	Mezcla (% cemento)	Tipo de Cemento	Modo de Uso
Polímeros Orgánicos (celulosas)	0,5 – 1,5	Todas las clases API	Seco
Polímeros Orgánicos (dispersantes)	0,5 – 1,25	Todas las clases API	Seco o en agua
Látex	1,0 gal / scs	Todas las clases API	Seco o en agua
Cementos con Bentonita y Dispersantes	12 – 16	G y H	Seco

2.2.10.7. Antimigratorios.

Estos aditivos minimizan la despresurización de la lechada disminuyendo la movilidad del gas en la lechada de cemento. En la Tabla 2.10 se muestran algunos de los tipos de antimigratorios. Las siguientes son las aplicaciones del aditivo:

- ❖ Utilizado para prevenir flujo de gas en el anular después de cementar (reduce la permeabilidad).
- ❖ Brinda cero agua libre.
- ❖ Mejora la adherencia.
- ❖ Controla el filtrado.

Tabla N° 2.10. Tipos de Antimigratorios

Antimigratorio	Concentración en la Mezcla (%)
Polímeros	1 - 10 (0,5 - 3 gal/sk)
Microsílica	1,5 – 15

2.2.11. Aditivos Antes del Bombeo de la Lechada de Cemento.

Un buen trabajo de cementación implica el llenado del anular del pozo con el material cementante y que éste posea una fuerte adherencia entre el revestidor y el hoyo, para lograr ésto, debe existir una eficiente remoción del lodo de perforación y que la superficie del revestidor y la del hoyo queden acuohumectada.

Los fluidos que se usan para separar el lodo del cemento, dejar la superficie (revestidor-hoyo) acuohumectada, es decir, con una película de agua y limpian o remueven el lodo de las paredes del revestidor y del hoyo; son clasificados como:

- ❖ Preflujos.
- ❖ Lavadores.
- ❖ Espaciadores.

2.2.11.1. Preflujos.

Son fluidos que están compuestos de agua o aceite dependiendo si el lodo es base agua o base aceite. Actúan como una barrera física entre el lodo y el cemento. Los preflujos no contienen limpiadores químicos ni surfactantes.

2.2.11.2. Lavadores.

Son fluidos adelgazantes, no densificados y tratados químicamente. Poseen funciones físicas actuando como barrera entre el lodo y el cemento y funciones químicas removiendo el lodo del anular y dejando la superficie acuohumectada. Estos contienen surfactantes que dispersan el lodo.

2.2.11.3. Espaciadores.

Son fluidos diseñados para ser densificados, manteniendo una viscosidad controlada. Ellos actúan como barrera compatible entre el lodo y el cemento, éstos normalmente no producen efectos adversos.

2.2.12. Evaluación de Cementaciones Mediante Registros Acústicos

Existen muchas razones para correr registros de calidad del cemento, tales como la determinación de la cobertura del cemento, resistencia a la compresión, localización de los topes de cemento y posiblemente otros. Los registros acústicos no miden el sello hidráulico como tal, sino la pérdida de energía acústica que se propaga a través del revestidor y mediante esto se determina el posible sello que tiene dicha zona.

Esta pérdida de energía acústica puede ser relacionada con la fracción del perímetro del revestidor cubierta por el cemento. Si la resistencia a la compresión del cemento es constante a lo largo del intervalo, esta fracción de anular lleno con cemento es llamado “Bond Index” o índice de adherencia. Los registros acústicos son apropiados para detectar el llenado del anular con cemento, por lo tanto puede detectar canales dentro del cemento como los tipos I y II que se muestran en la Figura 2.7. Estos canales afectan directamente la fracción de anular en contacto con el

cemento. Los tipos III y IV son virtualmente invisibles en el registro acústico a menos que sean bastante extensos y que la capa de cemento en contacto con el revestidor sea muy delgada. El tipo V, esta condición es llamado “cemento cortado con gas” será detectado pero no reconocido como tal.

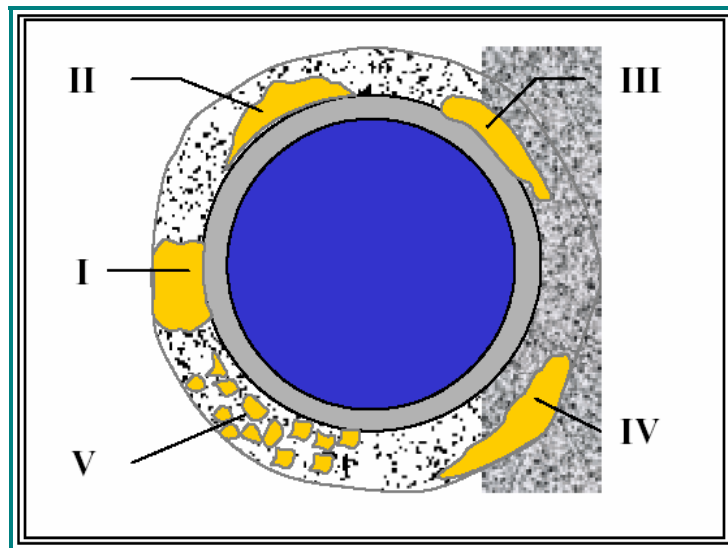


Figura N° 2.7: Tipos de Canales de Cemento.

Existen al menos cuatro tipos de registros acústicos, el más común es el registro de adhesión de cemento (CBL). Esta herramienta típicamente tiene un transmisor de ondas acústicas en todas direcciones y dos receptores. Comúnmente tiene un receptor ubicado a tres pies y otro a cinco pies del transmisor, tal como se muestra en la Figura 2.8. Pueden existir otras variaciones, incluyendo herramientas con un solo receptor a cuatro pies de espaciamiento, estos reciben una señal promedio de todas las señales emitidas alrededor de la tubería.

Este registro se debe realizar con la herramienta exactamente centralizada y se debe asegurar que no existan burbujas de gas alrededor del hoyo. El registro CBL transmite comúnmente una onda de 15 a 30 KHz. y una tasa de palpitations de 15 a 60 palpitations por segundo dependiendo de la herramienta.

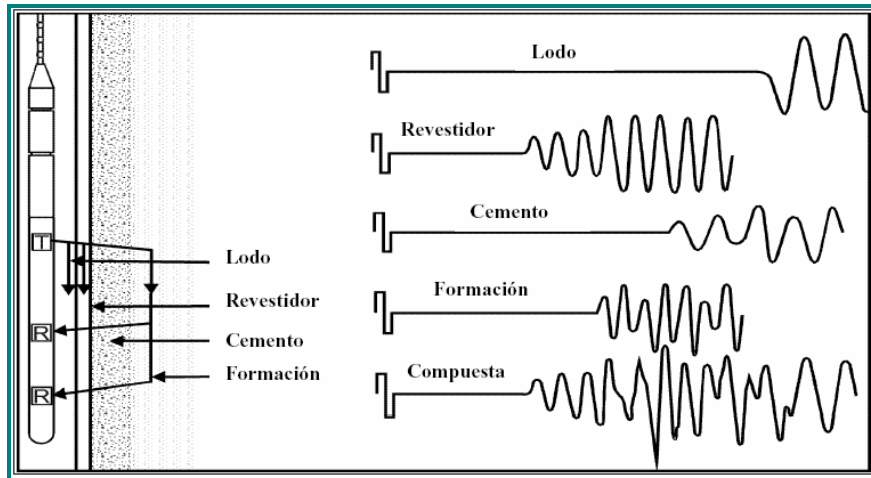


Figura N° 2.8: Configuración de la Herramienta CBL y Amplitudes de la Onda

Las ondas viajan a través de materiales diferentes los cuales tienen velocidades acústicas diferentes, la Tabla 2.11 muestra las velocidades acústicas de varios materiales encontrados en el fondo del pozo. El primer arribo es la señal del revestidor o la tubería y su velocidad de viaje a través de ella es de 57 microsegundos/pie. Este es seguido por la señal de la formación la cual usualmente afecta y contiene la señal del cemento. La velocidad acústica de los materiales de la formación con excepción de la limolita y la dolomita, es usualmente mas baja que la velocidad a través del acero de la tubería. Posteriormente aparecen las señales del lodo y de las paredes del hoyo.

El efecto del cemento es causar que la energía acústica en el revestidor se disipe hacia la formación. Esto es originado por la propagación como una onda de compresión a lo largo del revestidor desde el transmisor hacia el receptor. Un buen cemento proporciona un buen soporte y hace que la onda sufra una atenuación en el tiempo y llegue al receptor. Si el contacto es poco o no existe, como en una tubería libre, no hay soporte en el revestidor y la atenuación es muy baja.

Tabla N° 2.11: Tiempo de Viaje a través de los Materiales

Material	Tiempos de viaje (µseg)
Arenisca	55,5
Limolita	47,6
Dolomita	43,5
Sal	67
Anhidrita	50
Polihalita	57,5
Agua (fresca)	200
Agua (100000 ppm NaCl)	189
Agua (200000 ppm NaCl)	182
Petróleo	222
Aire	919
Acero	57
Lodo	167
Cemento	90 - 160

2.2.12.1. Amplitud de la Onda CBL.

Generalmente las mayores amplitudes están relacionadas con tuberías totalmente libres o no cementadas, mientras que las menores amplitudes están asociadas con una buena adherencia del cemento a las paredes del revestidor. La amplitud de la curva es simplemente la máxima amplitud registrada, esta viene expresada en milivoltios (Mv), pero puede ser expresada en otras unidades según la compañía de servicio.

La Figura 2.9, muestra la curva de amplitud, esta curva tiene una escala de 0 a 100%. Este registro de amplitud muestra tubería libre en el tope y justo por debajo del

punto medio del esquema lo que indica la falta de cemento en ese intervalo, las amplitudes mas bajas, en el fondo del intervalo registrado, muestran un buen cemento.

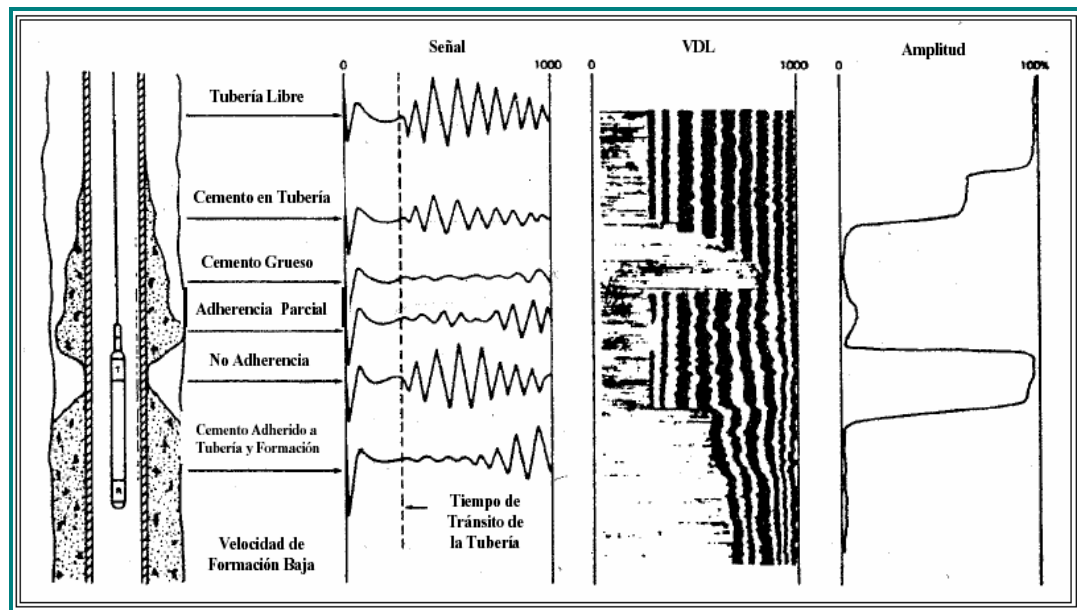


Figura N° 2.9. Comparación de las Amplitudes de las Ondas.

2.2.12.2. Perfil de Densidad Variable (VDL)

El registro de densidad variable (VDL) es derivado directamente de los ciclos de la onda. Observando la Figura 2.10 se puede suponer que cada ciclo de la onda corresponde a un rayo reflejado en una película, las amplitudes positivas de la onda son expuestas en la película, mientras que las negativas no. Con 15 a 60 pulsos por segundo, la secuencia de tales exposiciones durante el registro permite crear un mapa continuo de los picos positivos de la onda como se muestra en la parte baja de la Figura 2.10. Este es mapa de contorno donde se representan los valores positivos en negro y los valores negativos en blanco.

La señal emitida por la tubería forma líneas extendidas, sin embargo, la señal de la formación debe pasar a través de varios espesores de cemento y formaciones cuyas propiedades acústicas varían con la profundidad. Como resultado de esto la señal de la formación se muestra como líneas onduladas en la presentación del VDL, las cuales son registradas por el receptor de 5 pies, lo que permite mayor separación de los arribos de tubería y formación.

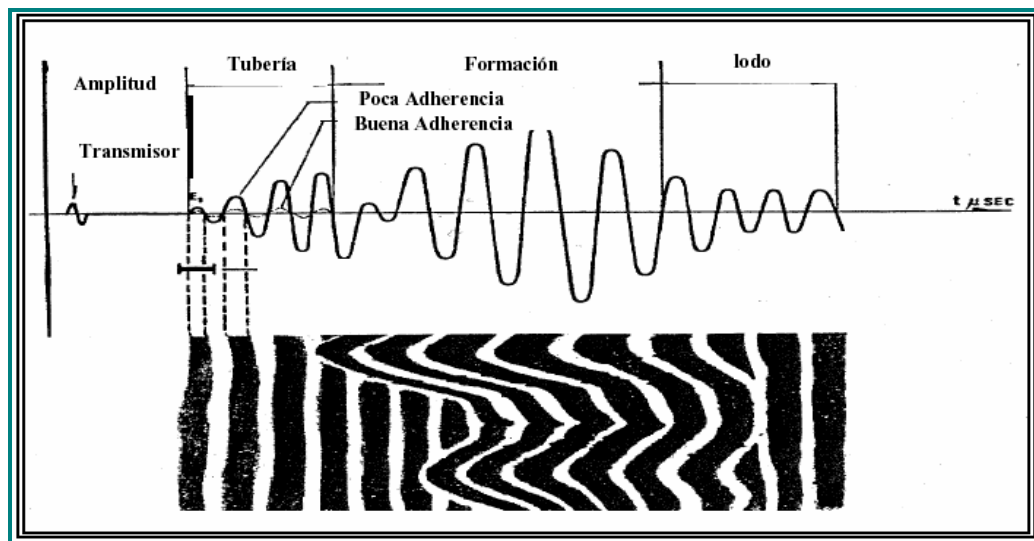


Figura N° 2.10. Ciclos de la Onda en el Receptor y Registro.

2.2.12.3. Perfil de Adherencia Radial (RBT)

La RBT (Radial Bond Tool) es una herramienta acústica sónica que permite registrar mapa radial de cemento en la tubería. Debido a que con la herramienta tradicional de CBL se evalúan calidad de adherencia de cemento a la formación de una manera promedio, el RBT es posible evaluar la calidad de adherencia radial, monitoreando los 8 receptores sónicos que cubren los 360° de la tubería, descubriendo de esta manera canalizaciones u otras imperfecciones de la cementación.

Esta herramienta combina los 8 receptores distribuidos radialmente con los receptores tradicionales de 3 y 5 Pies de espaciamiento, lo que provee la información que puede ser obtenida de un CBL convencional más los detalles de las condiciones del cemento alrededor del revestidor en sus 360°. Entre las curvas que se encuentran generalmente en la presentación del registro RBT se tienen (Figura N° 2.11): Tiempo de Transito (TT), localizador de cuellos del revestidor (CCL), Rayos Gamma (GR), Temperatura, CBL, VDL y mapa de impedancia:

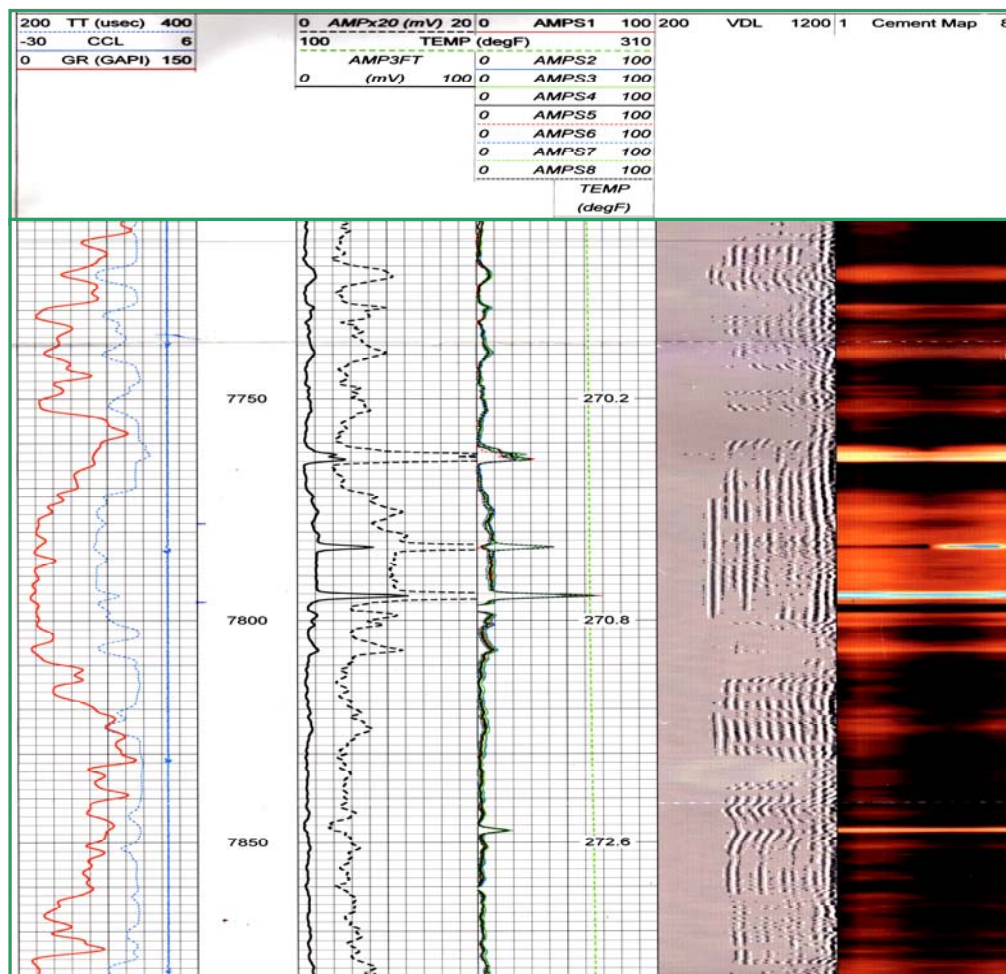


Figura N° 2.11. Registro RBT.

2.2.13. Factores que Afectan la Eficiencia de las Herramientas Sónicas para la Evaluación del Cemento.

2.2.13.1. Centralización

La centralización es un factor crítico en la calidad de los registros acústicos. Una excentricidad de la herramienta de sólo 1/4 de pulgada es suficiente para ocasionar una reducción en la amplitud del 50 %, es decir, si la herramienta no está claramente centralizada es muy probable que indique que existe un buen índice de adhesión de cemento, cuando en realidad no lo hay.

La principal forma de determinar la centralización de la herramienta, es a través del tiempo de tránsito. Cuando la herramienta no está bien centralizada, el tiempo de tránsito será menor que si la herramienta estuviese propiamente centralizada. Generalmente un criterio de aceptación para un buen registro es que el tiempo de tránsito no sea menor a 4 o 5 microsegundos por debajo de la señal de la tubería libre con la herramienta bien centralizada. De 4 a 5 microsegundos corresponden alrededor de 1/8 de pulgada de excentricidad y una pérdida de amplitud del 30 %.

2.2.13.2. Formaciones Rápidas

La señal de una formación rápida ocurre cuando la propagación de la señal acústica a través de la formación llega al receptor primero que la señal del revestidor. Esto ocurre solamente en formaciones densas como la limolita o dolomita. Cuando la señal de una formación llega primero que la señal de la tubería el receptor del tiempo de tránsito será activado y se registrará un menor tiempo de tránsito, inclusive si hay una buena adherencia y una baja amplitud, y la señal de la formación reflejará una mayor amplitud.

Claramente debería existir un buen cemento en el anular para poder detectar la señal de la formación. Sin embargo, para registrar la señal de la formación se requiere un solo camino acústico. La presencia de cemento en un solo lado de la tubería puede proporcionar tal camino acústico y una señal de la formación, es decir, que una formación rápida puede ser detectada inclusive cuando el anular no se encuentra lleno por completo de cemento.

2.2.13.3. Microanillos

Un microanillo ocurre cuando la tubería está en contacto relativo ligeramente con el cemento fraguado, ocasionado debido a una micro separación con el cemento, esta micro separación puede ser parcial o completa alrededor del revestidor. La presencia de esta separación reduce o elimina la habilidad del cemento de soportar la tubería y la señal acústica es libre de viajar a través de la tubería con una leve pérdida de energía acústica hacia sus alrededores.

Se ha reportado que en el 90% de nuevos pozos exhiben efectos de microanillos. Un consenso general indica que a pesar de la presencia de microanillos aún existe aislamiento hidráulico, sin embargo, el problema principal es que el registro de adhesión de cemento indica que existe muy poco o no hay cemento cuando en realidad el anular está lleno lo que conlleva a realizar una operación de cementación secundaria la cual es innecesaria e imposible. Para rectificar este problema, es necesario que el CBL sea corrido bajo presión, la presión elimina los microanillos debido al hinchamiento del revestidor lo que lo coloca en la posición que tenía cuando el cemento fraguó. En este momento el cemento está en contacto con el revestidor y el registro de adhesión del cemento será representativo del anular totalmente lleno.

2.2.13.4. Tiempo de Espesamiento del Cemento.

Una lechada espesa es un líquido y por lo tanto no permite soportar el peso del revestidor en contacto. Es por ello que su presencia alrededor de la tubería luce como si existiera un pobre cemento en el CBL previo al fraguado. La clave para la atenuación de la amplitud de la señal es el desarrollo de la resistencia a la compresión. Mientras esto puede variar gracias a la diversa mezcla de cementos usada, una regla es esperar 72 horas después de circulado el cemento antes de correr cualquier registro de adhesión de cemento.

2.2.13.5. Fluidos Contenidos en el Pozo.

El fluido dentro del pozo, puede afectar la mejor amplitud detectada por el receptor. La Tabla 2.11 muestra las amplitudes esperadas cuando el fluido contenido en la formación es agua, sin embargo, los fluidos con mayores densidades pueden originar amplitudes mayores que los valores esperados.

Tabla N° 2.12: Amplitudes Esperadas cuando el Fluido contenido en el pozo es agua.

Revestidor (Pulg)	Peso (lb/pie)	Tiempo de viaje (μseg)	Tubería Libre (mV)	100 % Cemento	60 % de Adhesión	Intervalo de aislamiento
4 ½	13,5	254	81	0,2	2,3	5 pies
5	21	258	76	3,6	15	5 pies
5 ½	23	289	62	3,5	13	6 pies
7	35	289	62	4	14	11 pies
7 5/8	39	302	59	3,5	13	12 pies

2.2.13.6. Otros Factores.

Entre otros factores los cuales pueden afectar la medición de la amplitud están: La resistencia a la compresión del cemento, cementos espumados, diámetro y peso del revestidor. La presencia de cementos a grandes escalas puede originar problemas de centralización, la presencia de ripios en la superficie exterior del revestidor puede tener un efecto parecido al de los microanillos, si la capa de cemento es mas delgada de $\frac{3}{4}$ Pulgadas, entonces la amplitud medida será mayor ya que esta tendrá una tasa de atenuación igual que una capa de cemento mayor. Cementos cortados por gas pueden afectar la atenuación causando una mayor amplitud en este intervalo.

2.2.14. Características de Registros a Hoyo Abierto más Comunes.

2.2.14.1. Rayos Gamma o Gamma Ray (GR).

Es un registro que mide la radioactividad natural de la roca y consiste de un detector de 8-12 Pulgadas de longitud, el cual emite un pulso eléctrico cada vez que detecta un GR. Las fuentes naturales de GR son U, Th & K (Uranio, Thorium y Potasio). Solo el potasio es relacionado con la arcilla, mientras que el U es relacionado con zonas de circulación de aguas de formación. La profundidad de investigación de la herramienta es 6-12 Pies, dependiendo inversamente de la densidad de la matriz. La resolución vertical de la herramienta es 3 Pulgadas, dependiendo inversamente de la velocidad de perfilaje.

2.2.14.2. Inducción.

Se basa sobre propagación de ondas electromagnéticas. Una corriente eléctrica constante de 20 KHz alimenta un transmisor el cual genera un campo magnético

alternado, causando una corriente eléctrica circular en las formaciones adyacentes. Los cuales a su vez generan campos magnéticos que inducen un voltaje al ser detectados por los receptores de la herramienta. Este voltaje es proporcional a la conductividad de las formaciones adyacentes.

2.2.14.3. Densidad.

La herramienta de densidad, tal como indica su nombre, es sensible a la densidad del volumen integral bajo medición (matriz y fluidos). La cual consiste en una fuente radioactiva montada conjuntamente, con dos detectores de RG de bajo nivel energético, sobre una almohada, que se presiona contra la pared del pozo mediante un patín hidráulico. La fuente emite de manera continua Rayos Gamma. Los RG al chocar contra los electrones pierden energía y sólo algunos logran alcanzar los detectores. La herramienta relaciona los GR detectados con la masa de electrones presentes, los cuales a su vez son proporcionales a la masa de la formación bruta.

2.2.14.4. Neutrón.

Mide el contenido de H_2 (Hidrogeno) en la formación. En vista que el Hidrógeno, en una formación limpia, está contenido en el espacio poroso, permite relacionar la porosidad con las cuentas de Neutrón detectados.

2.2.14.5. Interpretación Combinada de los Registros Anteriores.

- ❖ GR, registro litológico, el cual indica zonas arenosas, mediante una lectura de grado de arcillosidad.
- ❖ La porosidad se mide en dos métodos diferentes la densidad bruta de la formación y el contenido de Hidrógeno en los poros.

- ❖ Los lignitos se identifican por derrumbes y alta porosidad en ambos densidad y Neutrón.
- ❖ Las zonas duras presentan baja porosidad en ambos D/N.
- ❖ Valores bajos en la porosidad de Neutrón combinadas con valores altos de porosidad Densidad indican **GAS**.

2.2.15. Técnica de Cañoneo.

El cañoneo es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y del cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas, permitiendo comunicar dos sistemas (yacimiento-pozo) lo cual da origen al movimiento de fluidos entre estos dos sistemas (Figura 2.12). Esta comunicación permite evaluar zonas productoras, mejorar la producción, recuperación e inyección y efectuar trabajos de inyección de cemento a la formación (Cementación secundaria o forzamientos).

Las herramientas para hacer este trabajo se denominan cañones, donde lo más comunes son los de tipo chorro, bala e hidráulicos. Para el entendimiento de forma efectiva de esta técnica se muestran los siguientes parámetros:

- ❖ **Densidad del Cañoneo:** Número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son 6 TPP (Tiros por pie), aunque con dispositivos especiales pueden elevarse hasta 12 TPP.
- ❖ **Fases:** Indica el ángulo entre las cargas. Estos pueden ser 0°, 90°, 120°, 180°.
- ❖ **Penetración:** Es la longitud de perforación realizada por una carga dada.

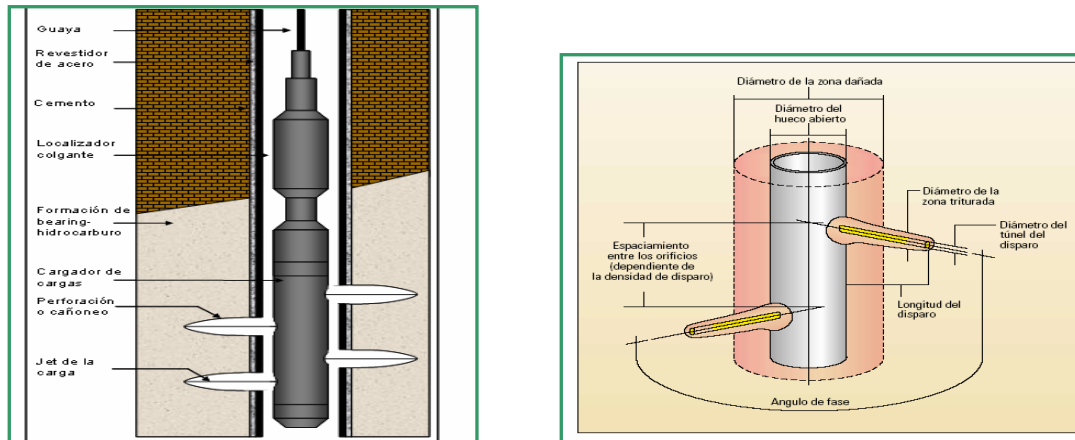


Figura N° 2.12: Técnica de Cañoneo

Los métodos de cañoneo se clasifican en tres grandes grupos: Los cañones transportados a través de la tubería de producción (Through Tubing Gun), cuya principal ventaja es que permite obtener una limpieza de las perforaciones. El segundo método son los cañones por revestidor (Casing Gun), lo cual requieren un equipo de guaya y por último los cañones transportados por la tubería eductora (TCP) el cual implementa un diferencial de presión negativo junto con cañones grandes y se obtienen perforaciones óptimas, pero es de alto costo.

2.2.16. Fluidos de Completación.

Los fluidos de completación o reparación de pozos son aquellos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo al momento de realizar operaciones de control de pozo, limpieza, cañoneo, evaluación y completación. Estos fluidos permiten mantener las condiciones apropiadas para colocar la completación de modo eficiente y segura, ya que permiten controlar presiones y evitan daño a la formación.

2.2.16.1. Clasificación de los Fluidos de Completación.

Los fluidos de completación pueden clasificarse de dos formas: Según su homogeneidad y según su componente principal.

De acuerdo a la homogeneidad de estos fluidos se encuentran los fluidos con sólidos en suspensión que contienen sólidos para incrementar su peso, lo cual permite controlar las presiones de yacimiento, pero son poco usados porque disminuyen la productividad del pozo debido al taponamiento de las perforaciones y reducción de la permeabilidad. Los fluidos sin sólidos en suspensión los cuales contienen una serie de aditivos para mejorar sus propiedades como inhibidores de arcilla, anticorrosivos y controladores de pérdida de circulación, éstos son los más utilizados ya que producen poco daño a las formaciones mejorando así la productividad de los pozos; y por último los fluidos espumosos los cuales están constituidos por emulsiones estables de lodo, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores de lodo y agentes espumosos; estos fluidos son muy utilizados en completaciones a baja presión.

De acuerdo a su componente principal existen muchas clasificaciones de los fluidos de completación entre las que se pueden mencionar: Petróleo, agua salada, agua salada producida en el campo, cloruro de sodio y cloruro de calcio, cloruro de calcio, nitrato de calcio y cloruro de zinc y calcio, lodo convencional a base de agua, lodo a base de petróleo o emulsiones inversas y fluidos a base de polímeros.^[9]

2.2.17. Completación de Pozos.

Son un conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Estos trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor

con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con gravas o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción. Generalmente durante la completación de los pozos se deben considerar los siguientes aspectos para decidir cuál de éstas se aplicarán en el pozo: Revestimiento del hoyo, disposición de equipos de producción y el número de zonas productoras.^[9]

2.2.18. Clasificación de las Completaciones.

2.2.18.1. Completación a Hoyo Abierto.

En este tipo de completación el revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora y permite empacar el pozo con grava, para así aumentar la productividad o controlar la producción de arena en formaciones no consolidadas; generalmente este tipo de completación se aplica en formaciones de calizas debido a su consolidación.^[9]

2.2.18.2. Completación con Tubería Ranurada No Cementada.

En este tipo de completación el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora, y una tubería ranurada se instala en el revestidor mediante un colgador. Este método permite efectuar empaques con arena.^[9]

2.2.18.3. Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado.

En este tipo de completación el revestidor se asienta a través de la zona productora y se cementa. Posteriormente, se cañonea para establecer una comunicación entre el hoyo y la formación.^[9]

Las completación a hoyo revestido y cañoneado pueden ser de dos tipos: Sencilla y múltiples. Las completaciones sencillas tienen como principal finalidad producir una sola formación con una sola sarta, la cual puede o no, utilizar una empacadura en el espacio anular. En los casos donde no se utilicen empacaduras en el anular, se hace con la finalidad de permitir el flujo en la tubería de producción y el revestidor; este tipo de completación aplica en pozos de muy alta productividad, ya sea de crudo o de gas. Por el contrario cuando en las completaciones sencillas se aplican empacaduras en el espacio anular se hace con la finalidad de impedir el flujo a través del mismo.^[9]

Las completaciones múltiples a hoyo revestido y cañoneado, se subdividen en tres tipos: De doble zona con una sarta, la cual utiliza una sola tubería para producir una zona y dejar otra zona aislada y utiliza por lo general dos empacaduras sencillas. De dos zonas con dos sargas, que utiliza dos tuberías de producción y dos empacaduras: Una sencilla, que por lo general es de tipo permanente, y una dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asiento selectivo y cualquiera de las formaciones pueden ser adaptadas para producir por levantamiento artificial. De tres zonas con dos sargas, la cual utiliza dos tuberías de producción y tres empacaduras: Una sencilla y dos duales hidráulicas; cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial por gas.^[9]

2.2.19. Consideraciones de Seguridad durante la Completación.

En una completación se debe contar por lo menos con dos sistemas de seguridad. Usualmente los dos fundamentales son: El fluido para controlar el pozo y la válvula impide-reventones o Blow Out Preventer (BOP):

- ❖ El fluido de control debe poseer propiedades adecuadas para no dañar la formación. Por lo tanto, se debe tener un adecuado análisis que permita determinar la densidad óptima del fluido de control, así como su composición.

- ❖ Es necesario probar los Rams de la válvula impide – reventones (BOP) antes de usarla en la completación. Esto permite determinar la capacidad que posee la válvula para controlar el pozo. Por lo tanto, se debe contar con válvulas cuyas roscas sean adecuadas para colocar la tubería y con una presión de trabajo igual al BOP. ^[9]

2.2.20. Conceptos Básicos.

- ❖ **Espacio anular:** Volumen delimitado entre dos tuberías concéntricas dentro del pozo o entre una tubería y el hoyo desnudo.
- ❖ **Densidad:** Relación entre la masa y el volumen de la materia.
- ❖ **Impedancia acústica:** Es la habilidad de un material de transmitir o reflejar energía acústica. Esta se define como el producto de la densidad del medio y la velocidad del sonido en ese medio.
- ❖ **Presión hidrostática:** Es la presión que ejerce una columna de fluido. Usualmente se expresa en libras por pulgadas cuadradas (Lpc).
- ❖ **Tiempo de tránsito:** Es el tiempo requerido para que la energía sonora viaje desde el transmisor hasta el receptor.
- ❖ **CBL (Cement Bond Log) o Registros de adherencia del cemento:** Curva que permite determinar la adherencia del cemento al revestidor, donde una amplitud alta indica revestidor libre para vibrar e indicando mala adherencia.
- ❖ **VDL (Variable Density Log) o Registros de densidad variable:** Curva que permite estimar la adherencia del cemento a la formación.
- ❖ **Aditivo de cementación:** Es aquel material, excluyendo el agua, que se agrega al cemento manufacturado a fin de modificar las propiedades de la lechada y/o del cemento fraguado.
- ❖ **Cementación:** Procedimiento de mezcla de cemento y agua y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas.

- ❖ **Gelificación:** Proceso a través del cual una sustancia puede transformarse en gel alcanzando un estado rígido o semi-rígido después de un período determinado de tiempo adquiriendo una consistencia viscosa.
- ❖ **Fraguado:** Proceso de endurecimiento del cemento a través del cual éste es capaz de generar trabas u obstaculizar el paso a cualquier fluido.
- ❖ **Lechada:** mezcla de cemento, agua y aditivos especiales utilizada en las operaciones de cementación con el fin de sellar y evitar la comunicación entre el hoyo perforado y el pozo.
- ❖ **Porosidad:** Son los espacios libres de material que existen entre grano y grano de alguna roca.
- ❖ **Permeabilidad:** Es la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido de determinada viscosidad, la cual indica el porcentaje de poros interconectados de la roca.
- ❖ **Presión de Formación:** Es la presión ejercida por los fluidos que se encuentran atrapados en una trampa impermeable, esta es la que permite que dichos fluidos sean desplazados a través del pozo hasta la superficie.
- ❖ **Presión de Sobrecarga:** Es la presión ejercida por la masa de sólidos y líquidos existentes en los diferentes estratos que se perforan.
- ❖ **Presión de Poro:** Es la presión que ejercen los fluidos de la formación.
- ❖ **Presión de Fractura:** Es la mínima presión o esfuerzo mínimo que se requiere para fracturar la formación.
- ❖ **Rendimiento del cemento:** Es el volumen de mezcla producida cuando un saco de cemento (más los aditivos necesarios) es mezclado con agua para producir una lechada de una densidad establecida.
- ❖ **Requerimiento de agua:** Es la cantidad de agua necesaria para hidratar el cemento seco, incluido los aditivos, y obtener un líquido bombeable.
- ❖ **Revestidor (Casing):** Tubería utilizada para proteger el hoyo de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras.

- ❖ **Cañoneo:** Perforaciones que se le realizan al revestidor, con la finalidad de crear aberturas que permitan comunicar la zona productora con el pozo.
- ❖ **Revoque:** Capa impermeable de partículas sólidas constituyentes de la lechada de cemento que es depositada sobre la pared del hoyo debido a que ésta se encuentra sometida a un diferencial de presión, su función es impedir la filtración excesiva de la fase líquida hacia las formaciones.
- ❖ **Resistencia a la compresión:** Es la capacidad que tiene el cemento de soportar una determinada carga o diferencial de presión generado por la tubería de revestimiento.
- ❖ **Reología:** Ciencia que estudia la capacidad y capacidad del comportamiento de flujo de fluidos.
- ❖ **Tixotropía:** Es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia gel.
- ❖ **Tensión:** Fuerza a la que está sometida la tubería al soportar su propio peso.
- ❖ **Viscosidad:** Es la resistencia interna que ofrece un fluido al flujo.
- ❖ **Viscosidad Plástica:** Es la fuerza necesaria para hacer fluir un determinado volumen de fluido que se encuentra en reposo, debido a la resistencia a fluir causada por fricción mecánica, esta fricción es producida entre los sólidos contenidos en el cemento, entre los sólidos y el líquido que los rodea, debido al esfuerzo cortante del propio líquido.

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de Investigación.

De acuerdo al grado de profundidad que abarcara el problema, su tipología puede estar basada en una investigación del tipo documental, ya que se fundamenta en la revisión de trabajos previos realizados a los pozos (archivos, registros de cemento, pruebas de laboratorios realizada a las lechadas de cemento implementadas a los pozos), los cuales son aplicables a las características de la investigación. Además, esta investigación puede abrir camino para la implementación de una longitud de sello hidráulico óptima para permitir un aislamiento zonal y posibles trabajos de reacondicionamiento de pozos. En este sentido, Sampieri en su libro “Metodología de la Investigación” (1999), expresa: *“La investigación documental representa el punto de partida de cualquier otro tipo de investigación, pues permite conocimiento previo relacionado con el tema de estudio”*.

Por otra parte la tipología de la investigación también puede enmarcarse, pero con mayor fuerza, en el tipo descriptivo debido a que se analizarán e interpretarán los registros sínicos de cemento disponibles para los pozos pertenecientes a A.M.A durante el periodo 2009-2010, los cuales son cementados con lechadas de baja densidad; de igual manera, se interpretará el comportamiento de los históricos de producción de aquellos pozos que se hallan iniciado su vida productiva y criticar las condiciones de adherencia que presentan los pozos para impedir el influjo de fluidos de formaciones adyacentes. Todo esto conllevará a proponer una metodología específica para la interpretación de dichos registros y determinar una longitud de sello hidráulico necesaria para permitir el aislamiento de zonas, de acuerdo al tipo de tubería de revestimiento y lectura de registros sínicos de cemento. Para Arias, (2006)

“La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 24).

3.2. Diseño de la Investigación.

El diseño de la investigación fue No-Experimental, según lo indica Sampieri en su libro “Metodología de la Investigación” (1999): *“...se realiza sin manipular deliberadamente variables, es decir lo que se hace es observar el fenómeno tal y como se da en su contexto natural, para después analizarlo”*. El proyecto se realizará de acuerdo a este diseño, ya que toda la información necesaria par realizar el análisis, tanto de registros, cementaciones secundarias, descripción de lechadas e históricos de producción, fueron trabajados realizados anteriormente en campo o a nivel de laboratorio, lo que conllevó a la búsqueda de dicha información para analizarla y concluir sobre su comportamiento y capacidad.

3.3. Población y Muestra.

Para Arias, (2006), *“La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”* (p. 81); a raíz de esto, la población estará representada por todos los pozos perforados y que se perforarán al Área Mayor de Anaco (A.M.A), a los cuales se les implementará los resultados obtenidos en la investigación.

Para Arias, (2006), *“La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”* (p. 83); esta muestra se basará en los pozos cementados en el 2009-2010 con lechadas de bajas densidad del Área Mayor de Anaco (12 pozos), específicamente de 4 campos de esta área como se muestra en la Tabla 3.1 y 3.2.

Tabla N° 3.1: Muestra de Pozos (Campo el Toco y El Guarío)

CAMPO	POZOS	CAMPO	POZOS
EL TOCO	TM-048	GUARIO	G-101
	TM-107		

Tabla N° 3.2: Muestra de Pozos (Campo San Joaquín y Santa Rosa).

CAMPO	POZOS	CAMPO	POZOS
SAN JOAQUÍN	JM-261	SANTA ROSA	RG-283
			RG-284
	JM-262		RG-285
	JM-263		RG-286
			RG-287
			RG-288

Por otra parte, puede ser observado en conjuntos los cuatros campos de la muestra (Figura 3.1), donde se observa que la mayor cantidad de pozos para la misma pertenecen al Campo Santa Rosa, seguido por el Campo San Joaquín, El Toco y por último el Campo Guarío.

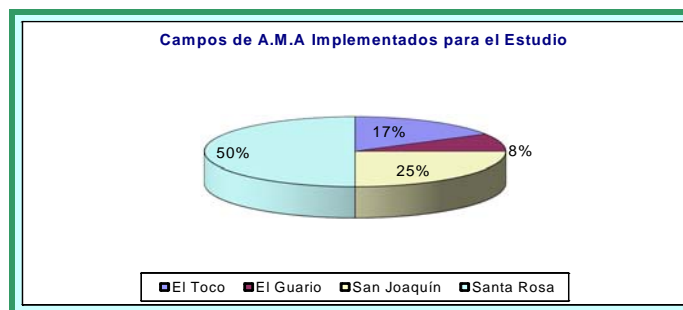


Figura N° 3.1: Muestra de Pozos del Área Mayor de Anaco.

Las formaciones donde se localizaban las zonas de interés, también representan una muestra en el estudio (Figura 3.2).

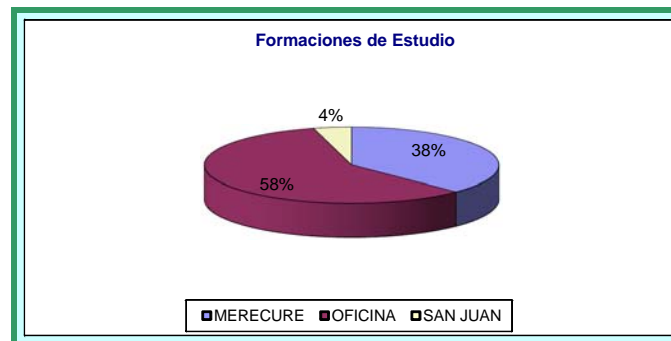


Figura N° 3.2: Formaciones de Estudio.

Como se observa en la Figura 3.2, la mayor cantidad de formaciones de estudio corresponden a la Formación Oficina y la Formación Mesa y Las Piedras no poseen arenas de estudio (No son de hidrocarburos). La Formación Oficina por representar la mayor cantidad de zona de muestra, se procede a evaluar que miembros de dicha formación se implementarán de muestra para la investigación (Figura 3.3).

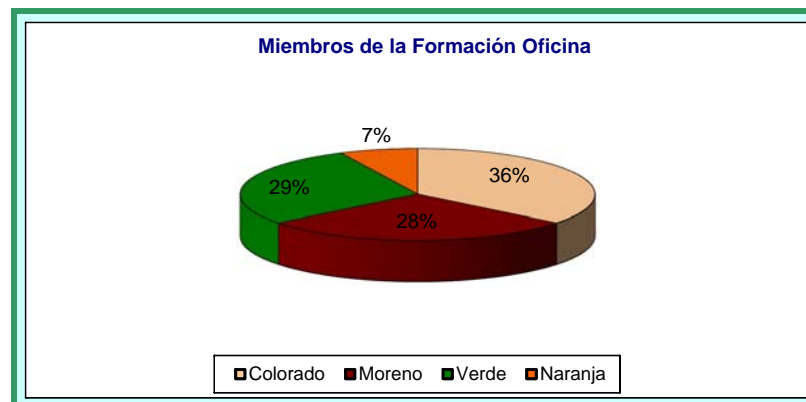


Figura N° 3.3: Muestra de Miembros de la Formación Oficina.

3.4. Procedimiento Metodológico.

El procedimiento seguido se describe para cada objetivo a continuación:

3.4.1. Estudio de las Lechadas Implementadas en la Cementación Primaria del Revestimiento de la Zona Productora.

Una vez realizada una revisada y estudiada todas las bibliografías acerca de los procesos de perforación, cementación y completación, se estudiará todo el proceso de perforación de los pozos de estudio, lo cual se realizará con la finalidad de identificar la configuración de los pozos, los problemas operacionales presentes en la construcción del hoyo, a través del Software DIMS o DRILLING INFORMATION MANAGEMENT SYSTEM (Figura 3.4), el cual es un sistema de reporte comúnmente usado en esta industria, el cual permite la obtención de todos los datos referentes a la perforación, cementación, completación y servicios de pozos tanto para los pozos abandonados como para los activos.

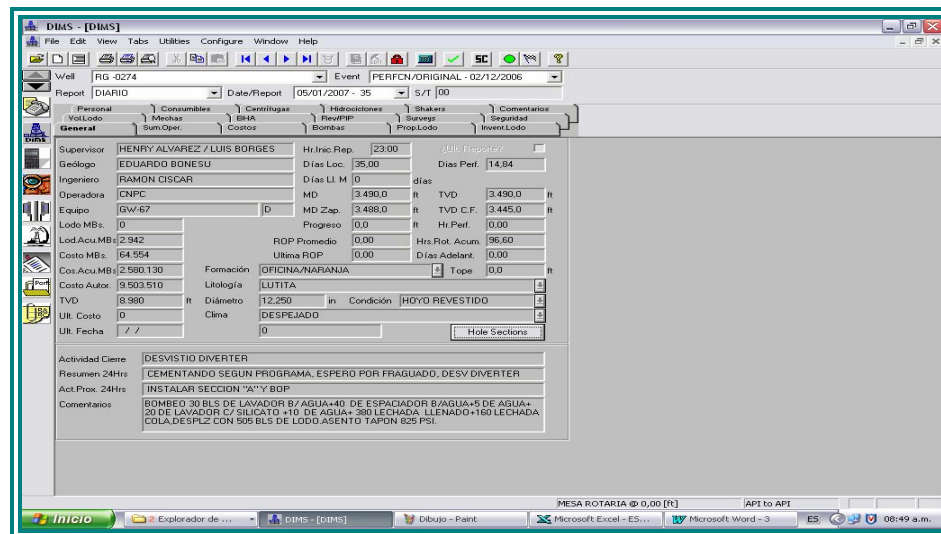


Figura N° 3.4: Software DIMS

Luego de haber analizado la construcción del pozo y cantidad de lavadores, espaciadores y volúmenes bombeados antes de enviar las lechadas de cemento al pozo para la cementación de los revestidores, se analizará la etapa de completación de los pozos, mediante reportes proporcionados por la industria (Figura 3.5), donde principalmente se determinará la zona de interés mediante el cañoneo selectivo implementados a los pozos o en el caso de los pozos a hoyo a abierto, la formación que se requiere aislar de otras zonas.

Adobe Acrobat - [Reporte Sumario de Operaciones JM-256(COMP).pdf]

Archivo Edición Documento Herramientas Ver Ventana Ayuda

PDVSA

Página 1 de 15

Reporte Sumario de Operaciones

Nom. Legal Pozo: 43209-JM-0256
 Nom. Común Pozo: JM-0256
 Evento: COMPLETACION
 Contratista: PRIDE
 Tal/Gab.: PRIDE-388

Fec. Inicio: 30/03/2008
 Fec. Liberac.:
 Inic Perf: 03/05/2008
 Fec. Fin:
 Grupo:

Fecha	Desd-Hast	Hrs.	T.Op	Fase	Etap	Activ	Sub Act	Hoyo	Descripción de Operaciones
30/03/2008	23:00 - 08:00	9,00	P	M	DE	DEQ			DESVESTIO EQUIPO 100% Y BAJO CABRIA. INCLUYE TIEMPO POR COMIDA
	08:00 - 09:00	1,00	P	M	TR	OTS			REALIZO REUNION PRE-MUDANZA Y CHEQUEO POZO JM-256 CON UN RECORRIDO DE 08 KM
	09:00 - 09:30	0,50	P	M	TR	OTS			REALIZO CHARLA DE SEGURIDAD CON PERSONAL DE TRANSPORTE ADRIATICA, SAI, PDVSA
	09:30 - 18:00	8,50	P	M	TR	TRN			MUDO EQUIPOS 85% DESDE EL POZO JM-257 HASTA EL POZO JM-256, SIN TERMINAR
	18:00 - 23:00	5,00	P	M	TR	ELD			ESPERO LUZ DEL DIA PARA CONTINUAR MUDANDO EQUIPOS.
31/03/2008	23:00 - 07:00	6,00	P	M	TR	ELD			ESPERO LUZ DEL DIA
	07:00 - 11:00	4,00	P	M	TR	TRN			TERMINO DE MUDAR EQUIPO 100%. PARO CABRIA "OK"
	11:00 - 21:00	10,00	P	M	VE	VEQ			VISTIO EQUIPO C/ PERSONAL DE SAI 100 %. REALIZO INSPECCION PRE-ARRANQUE 20K" Y PROBO LINEAS "MANIFOLD, BOMBAS, STAM PIPE" LINEAS DE SUPERFICIE. C/ 4200 PSI "OK"
	21:00 - 22:00	1,00	P	H	TP	CTP	LDC		CHEQUEO PERSIONES EN CABEZAL CASING 9-5/8"

Figura N° 3.5: Reportes de Completación de Pozos.

Luego de haber realizado las actividades (etapa de perforación y completación), para poder continuar con el cumplimiento de este objetivo, se estudiará a mayor profundidad, las lechadas implementadas en la zona de interés mediante estadísticas de cementación proporcionadas por la empresa (Figura 3.6), se localizará toda la información relacionada con el proceso de cementación de los pozos de estudio en el intervalo productor (volumen de cemento bombeado, número de lechadas, densidad, pérdida de filtrado, capacidad antimigratoria, entre otras), donde se describirá el proceso de cementación de A.M.A y las propiedades presentes en las lechadas de cada pozo, lo cual permitirá conocer el posible desenvolvimiento del cemento

presente detrás de los revestidores y establecer si una mala cementación es causada por una inadecuada proporción de aditivos dentro de la lechada o por problemas presentados a nivel del pozo.

	FECHA	Campo	Pozo	Taladro	Distrito Operacional	Número de Contrato	Densidad (kg)	Longitud (pies)	Volumen (Bls)	Volumen (Sacos)
55	27/07/2009	SAN JOAQUIN	JM-262	PDV-3	ANACO	4600008648	14,5	700	139	600
56	09/08/2009	SAN JOAQUIN	JM-262	PDV-3	ANACO	4600008648	13,5	2238	131	438
57	15/08/2009	SAN JOAQUIN	JM-262	PDV-3	ANACO	4600008648	11	366	25	78
59	25/08/2009	SAN JOAQUIN	JM-262	PDV-3	ANACO	4600008646	14,5	3439	67	204
60	01/09/2009	SAN JOAQUIN	JM-262	PDV-3	ANACO	4600008646	14,5	300	30	89

Figura N° 3.6: Estadísticas de Cementación de Pozos.

3.4.2. Análisis de los Registros de Cements en los Intervalos Productores de los Pozos Cementados en el Área Mayor de Anaco (A.M.A)

Luego de haber identificados los pozos con sus respectivo resistidor o revestidores de producción y realizado un estudio de las características presentes en las lechadas en esa tubería de revestimiento, se procederá al análisis de los registros de cementación en cada pozo (CBL, VDL y mapa de impedancia, Figura 3.7) con la finalidad de estimar las características de adherencia del cemento y sello hidráulico que presentan los tope y base de arena o la zona cañoneada. Conjuntamente a esto se analizarán los registros a hoyo abierto Gamma Ray (GR), Inducción (IND) y Densidad-Neutrón (D-N), como puede ser observado en la Figura 3.8; los cuales se implementan con la finalidad de proporcionar una idea de las características presentes

tanto de roca como de fluidos de las zonas de interés, así como también las características de las formaciones supra y subyacentes.

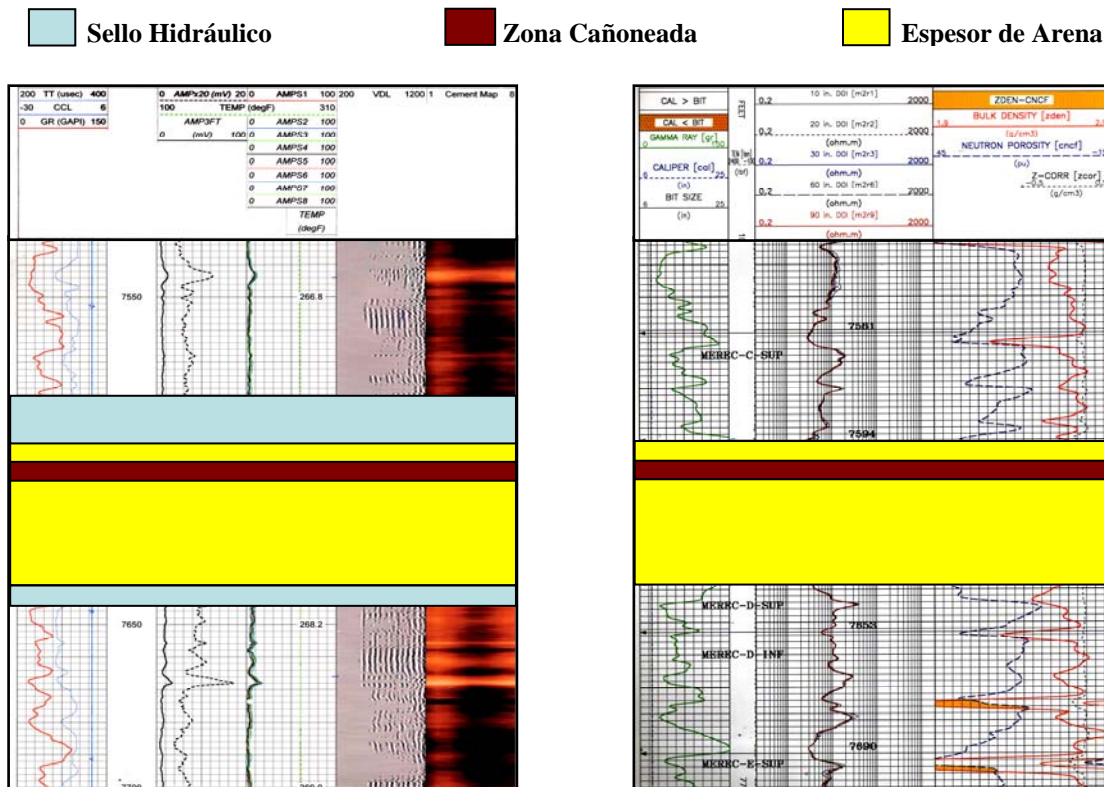


Figura N° 3.7: Registros de Cemento.

Figura N° 3.8: Registros a Hoyo Abierto.

3.4.3. Elaboración de una Base de Datos en los Pozos donde fue Necesario una Cementación Secundaria o Reparación de la Misma.

Luego de un análisis exhaustivo de los registros de cementación a cada arena de interés de cada pozo, donde se detectarán pozos que presenten mala adherencia del cemento al revestidor y/o a la formación. Nuevamente, a través del Software de computadora DIMS, en la sección de completación (Figura 3.9), se verificará si se realizó un proceso de cementación secundaria a dichos pozos antes de colocar el tipo

de completación adecuada para el mismo y por ende antes de someterlo a producción. A raíz de este proceso de cementación secundaria, se elaborará una base de datos, la cual permitirá establecer el volumen de cemento requerido en esta etapa de la cementación, la profundidad a la cual fueron perforados y cementados los aislamientos, a qué se debió su mal estado y cuántos pies fueron necesarios para crear un buen sello hidráulico entre las formaciones.

The screenshot shows the DIMS software interface with the following data in the 'Time Summary' table:

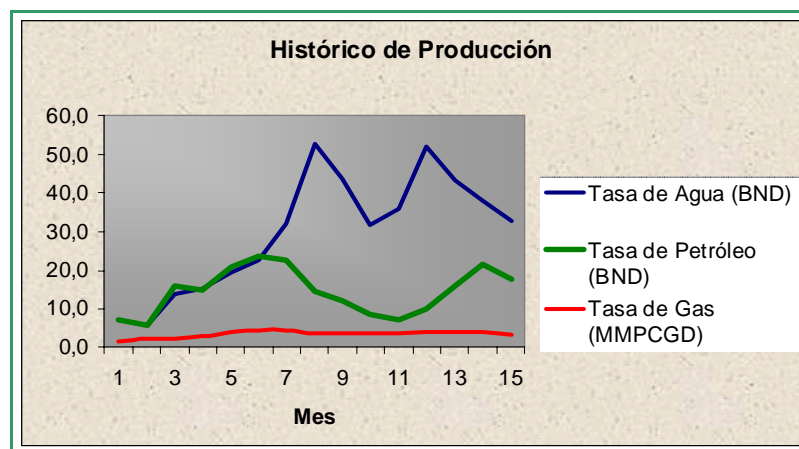
	Desde	Hasta	Horas	Tipo Contrato	Tipo de	Face	Etapas	Actividad	Sub Activi	De	Tra	V	Ho	MD (R)	EF	Descripción de la Operación	Fecha			
1	23:00	01:30	2,50	TD	P	H	TP	DMT	FRB	0,00	-	-	-	0,00		CIA. CPVEN REALIZO PRUEBA DE INYECTIVIDAD CON (1 BLS - 2000 PSI), (1,5 BLS-1600 PSI), (2 BLS-1300 PSI).	03/12/2009			
2	01:30	03:30	2,00	TD	P	H	TP	CMT	CMT	0,00	-	-	-	2.990,00		CIA. CPVEN MEZCLO Y BOMBEO 14 (66,6 SKS) BLS DE LECHADA 15 S LPO CEMENTO Y DESPLAZO C/S BLS DE ACILIA + 9 BLS DE LODO PARGO FORZAMIENTO Y ESPERO X 10 MIN PRESURIZO NUEVAMENTE Y BAJO 2 BLS HSTA ALCANZAR UNA PRESION DE FINAL DE 700 PSI. CEMENTO AISLAMIENTOS(2038'-2040')	03/12/2009			
3	03:30	07:30	4,00	TD	P	H	TP	DMT	FOO	0,00	-	-	-	2.990,00		ESPERANDO FRAGUADO DE CEMENTO DE LOS AISLAMIENTOS (2038' - 2040')	03/12/2009			
4	07:30	08:00	0,50	TD	P	H	TP	DMT	FRB	0,00	-	-	-	2.990,00		PRESURIZO HTA 1200 PSI OK, DESAHOOG PRESION Y OBSERVO CONTRAFLUJO DE 1/2 BLS.	03/12/2009			
5	08:00	09:00	1,00	TD	P	H	TP	DMT	CIR	0,00	-	-	-	2.990,00		CIRCULO 2 FONDO ARRIBA @ 1941' Y ST HTA 1945',ASENTO NUEVAMENTE BHP.	03/12/2009			
6	09:00	10:30	1,50	TD	P	H	TP	DNO	ATP	0,00	-	-	-	2.990,00		G E TUCKER REALIZO A.R.T Y REUNION DE SEGURIDAD VISTO EQUIPO, BAJO GRACCL Y PERF AISL(1906'-10') SFH HERR Y DESVISTO EQUIPO.	03/12/2009			
7	10:30	12:30	2,00	TD	P	H	TP	DMT	FRB	0,00	-	-	-	2.990,00		CIA. CPVEN VISTO EQUIPO DE CEMENTACION NUEVAMENTE, REALIZO PRUEBA DE	03/12/2009			
			Total Hours															24,00		

Figura N° 3.9: Software DIMS (Cementación Secundaria JM-263).

3.4.4. Establecer el Requerimiento de una Cementación Secundaria luego de Iniciar la Producción de Hidrocarburos.

En esta fase del proyecto se analizará todos aquellos pozos que se hallan abierto a producción. Se observará el comportamiento que presentan los mismos en sus tasas de producción de fluidos (principalmente las tasa de agua), Gráfica 3.1, con relación a la prueba que permitió su aceptación para ser abierto a producción y así concluir si el pozo requiere o no la reparación de su cementación por altos cortes de agua

originados por formaciones adyacentes, ocasionando que la producción de hidrocarburos disminuya. También permitirá conocer si las producciones de agua son causadas por acuíferos naturales del yacimiento o por aumento del CAPO o si los aumentos graduales en las tasas de agua son causados por aumento del diámetro del reductor y por último, se acotarán recomendaciones en el proceso de perforación de aislamientos para mejorar la vida productiva del pozo.



Gráfica N° 3.1: Comportamiento de Producción de Fluidos.

3.4.5. Propuesta de una Metodología Específica para la Interpretación de Registros de Cemento en el Distrito Gas Anaco.

En esta etapa se propondrá una forma de interpretar los registros sínicos de cemento en el Área Mayor de Anaco (A.M.A), iniciando desde los problemas operaciones durante la etapa de perforación hasta la implementación de cementaciones secundarias, antes y después de la completación del pozo, de acuerdo a la densidad de la lechada que se implementa en esta área y la adherencia del cemento. De esta manera se establecerá cuántos pies de sello hidráulico se requiere detrás del revestidor de producción para así ser considerada como una buena cementación, lo que proporcionará una metodología a seguir para la toma de

decisiones en la habilidad que posee el cemento presente detrás de los revestidores para aislar zonas con presiones distintas.

3.5. Instrumentos y Técnicas Utilizadas en la Recolección de la Información.

Las técnicas utilizadas para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos mencionados anteriormente, se basarán en una extensa revisión bibliográfica relacionada al tema de estudio como libros, manuales e Internet, lo cual permitirá tener un amplio conocimiento y bases necesarias que permitan un fácil desarrollo del tema de estudio. También las consultas bibliográficas conllevarán a dar resultados acerca de los procesos de cementación de pozos y permitan tener todas las bases teóricas para analizar los registros de una manera óptima. Además de esto, se realizaron entrevistas y reuniones con los ingenieros del departamento de Construcción y Mantenimiento de pozos del Distrito Gas Anaco.

Por otra parte, entre los instrumentos que apoyaron y soportaron la investigación se muestran a continuación:

❖ Registros de Cementación.

Los registros sínicos (CBL, VDL y RBT), permitirán determinar la calidad de adherencia del cemento y determinar longitud de sello hidráulico presentada para cada arena en su respectivo pozo.

❖ DIMS for Windows (Drilling Information Management System)

Programa computarizado, del cual se obtendrá suficiente información detallada, de las actividades que se realizaron en los pozos durante su construcción, como son

los reportes diarios de perforación, características generales del hoyo, problemas ocurridos, entre otros.

❖ **Estadísticas de Cementación y Carpeta de Pozos.**

A través de las estadísticas de cementación proporcionada por la industria se pueden obtener todo lo referente a los procesos de cementación como la composición de la lechada, cantidad de sacos, si posee migración, la relación viscosidad plástica con el punto cedente, entre otras; y así conocer todo lo referente a las lechadas de estudio. Mediante las carpetas de pozos se obtendrá todo el historial de los pozos y registros corridos en los mismos.

❖ **Sistema Computarizado (Microsoft Office).**

Este es un sistema completo e integrado el cual incluye numerosos paquetes para distintas necesidades en cual ayudarán a solucionar una multitud de problemas durante este proyecto. Entre los paquetes que se utilizarán se encuentran: Microsoft Word 97-2003 (procesador de textos), Microsoft Power Point 97-2003 (programa de gráficos y diseño de presentaciones) y Microsoft Excel 97-2003 (programa de hoja de cálculos, elaboración de gráficos y cuadros comparativos).

3.6. Recursos.

3.6.1. Humanos.

Para la elaboración del proyecto se contó con el apoyo del personal calificado que labora en la empresa PDVSA Gas Anaco, específicamente la Superintendencia VCD-Construcción y Mantenimiento de Pozos, integrado por profesionales

especialistas en el área. De igual manera se recibió colaboración de los profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

3.6.2. Financieros.

La empresa PDVSA financió económicamente el Proyecto durante el tiempo programado.

3.6.3. Tecnológicos y de Información.

La empresa facilitó el acceso a la base de datos, manuales, fichas técnicas, software y aplicaciones disponibles; adicionalmente a esto, proporcionó todo lo referente a los equipos y materiales necesarios para la ejecución del trabajo investigativo, tales como: Fotocopiadoras, escáner, material de oficina, computadoras personales y material bibliográfico en general.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Estudiar las Lechadas Implementadas en la Cementación Primaria del Revestimiento de la Zona Productora.

Previamente a un estudio de las lechadas de cemento implementadas en la zona productora, se requiere describir las etapas de perforación y completación de pozos, lo cual permitirá conocer la configuración general que poseen los pozos seleccionados para el estudio (los diagramas mecánicos pueden ser observados en el apéndice A), además de los problemas presentados durante el proceso de perforación y un breve análisis de la etapa de completación, con la finalidad de tener una visión general al momento de realizar los estudios acerca de las cementaciones presentes en los mismos.

4.1.1. TM-048 (Campo El Toco).

4.1.1.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.1: Descripción del Proceso de Perforación (TM-048).

	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Lodo 100% Aceite Vassa	Lodo Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	11,0	9,8	9,5
Profundidad del hoyo (Pies)	0-1.200	1.200-7.104	7.104-8.022

Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9- 5/8	Colgador de 7
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-1.988	0-7.102	6.598-8.019
Registros Eléctricos Corridos	Inducción y Gamma Ray	Inducción, Gamma Ray y Densidad Neutrón	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Sónico Dipolar en Orientación Gamma Ray Espectral hasta superficie

4.1.1.2. Problemas Operacionales.

- ❖ A 3.970 Pies la herramienta Multi Shop no se pudo recuperar después de varios intentos con Guaya Fina por lo que se tuvo que sacar la tubería para recuperar esta herramienta.
- ❖ Al tomar los registros eléctricos en el último hoyo se bajó la herramienta hasta 7.034 Pies, donde se chequeó la herramienta y el mono patín se pegó en el Revestidor. La compañía encargada del registro realizó maniobra y liberó con éxito aplicando 7.000 Lbs de tensión.

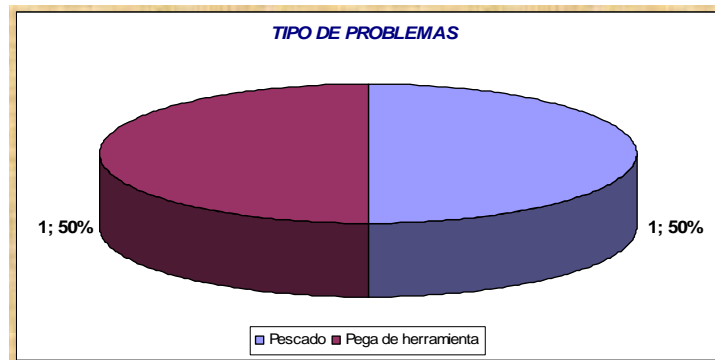


Figura N° 4.1: Tipos de Problemas Operacionales (TM-048).

En la Figura 4.2, se puede observar el número de problemas operacionales de mayor importancia, ocurridos a nivel de hoyo durante la perforación de cada fase.



Figura N° 4.2: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (TM-048).

4.1.1.3. Etapa de Completación.

Durante esta fase se implementaron los siguientes procesos operacionales que conllevaron tanto a la colocación del tipo de completación a hueco revestido y cañoneado más adecuada al pozo (sencilla selectiva de dos arenas a través de una

sarta de producción); así como también el mejor cañoneo para cada arena y la zona cañoneada y registros de cemento (Tabla 4.2).

Tabla N° 4.2: Operaciones durante la Completación (TM-048).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Casing Gun 4-5/8"	Fase (6 TPP)	7.600' - 7.606'	Perforó arena ME-CL
	Through Tubing 2-1/8"	Fase (6 TPP)	7.776' - 7.796'	Perforó arena MER-J1S y se observa el pozo fluyendo gas a una presión de 750 Psi con reductor de 1/4".
Registros Corridos	Cemento	GR-CCL-RBT-TEMP	7.964' - 7.100'	Buen cemento

4.1.1.4. Cementación del Colgador de 7".

En este pozo se implementaron dos lechadas durante su cementación. La primera es una lechada de llenado o única, la cual posee una composición de cemento G, 35% SF-3 silicato de sodio, 64.65% de CCLITE PLUS (que incluye antimigratorio, controladores de filtrado, retardadores; donde la compañía encargado de la cementación juega con la variación de los porcentajes de cada uno), 0.03 galones por saco (GPS) de CR-62L o un retardador líquido y 0.01 (GPS) de antiespumante (CA-91L). De acuerdo a las propiedades antes expuestas la lechada

tiene excelentes características antimigratorias necesarias para evitar la comunicación entre formaciones que puedan contener fluidos. La segunda lechada o lechada de cola posee los mismos aditivos en su composición y se diferencia por tener una densidad de 15,6 Lpg, lo cual le da mayor resistencia a la compresión y de acuerdo a la poca pérdida de filtrado (menos de 1 cc/30 minutos) posee características antimigratorias, todas las características pueden ser observadas en la Tabla 4.3.

Tabla N° 4.3: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (TM-048).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento G, 35% SF-3, 64,65% CC-LITE PLUS, 0,03 (GPS) CR- 62L y 0,01 (GPS) CA- 91L	Cemento G, 35% SF-3, 64,65% CC-LITE PLUS, 0,03 (GPS) CR- 62L y 0,01 (GPS) CA- 91L
Densidad (Lpg)	12,5	15,6
Volumen (Bls)	26	9
Volumen (Sacos)	62	33
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,83	3,75
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.600	1.800
VP/PC	210/32	250/32
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	30	25
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	1	1
Problemas Durante la Cementación	Sin problemas	Sin problemas

4.1.2. TM-0107 (Campo El Toco).

4.1.2.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.4: Descripción de proceso de Perforación (TM-107).

	Hoyo 17-1/2”	Hoyo 12-1/4”	Hoyo 8-1/2”
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Aceite	Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	11,0	10,0	9,3
Profundidad del hoyo (Pies)	0-1.235	1.235-6.907	6.907-8.350
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-1.231	0-6.905	6.778-8.348
Registros Eléctricos Corridos	Inducción, Gamma Ray y Sónico Monopolar desde 1.235’ hasta 59’	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón, Sónico Dipolar en Orientación Gamma Ray Espectral y Caliper de 6 brazos desde 6.907’ hasta 1.231’	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón, Sónico Dipolar en Orientación Gamma Ray Espectral y Caliper de 6 brazos desde 8.350’ hasta 6.902’

4.1.2.2. Problemas Operacionales.

El único problema significativo en el pozo fue una pega mecánica de tubería a la profundidad de 6.778 Pies (Hoyo de 12-1/4 Pulgadas), donde se aplicaron distintos métodos de tensión y pesca a la misma y no liberó. Por tal motivo a esa profundidad se quedó parte de la sarta (mecha y otros dispositivos), y fue necesario realizar un Side Track o desviación del pozo.

4.1.2.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad para poner en producción las dos arenas prospecto simultáneamente, fue una completación dual a hoyo revestido y cañoneado. Todas estas operaciones realizadas en esta fase, concernientes al tema de estudio, se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla N° 4.5: Operaciones durante la Completación (TM-107).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Cañón TCP 4-1/2"	Fase (6 TPP)	6.670'- 6.680'	Perforó arena CO-H, y se observó pozo fluyendo con gas y parafina donde el pozo cerrado acumuló 1.800 Psi
	Cañón Link Jet- Through Tubing 2- 1/8"	Fase (6 TPP)	8.226'- 8.238'	Perforó arena ME-M1, y se observó pozo fluyendo con gas seco con 900 Psi, sin Choke.

Registros Corridos	Cemento	GR-CCL- RBT-TEMP	6.750'-	Primer intervalo al revestidor de 9-5/8" y el segundo al colgador de 7".
			6.550'	
			8.290'-	
			6.900'	

4.1.2.4. Cementación del Revestidor de 9-5/8".

En esta tubería de revestimiento, se localizan una de las arenas prospectivas para la producción de hidrocarburos (CO-H) y al igual que la mayoría de las cementaciones de las zonas productivas en el Distrito Gas Anaco se emplearon dos lechadas de cementación (Tabla 4.6). La primera es una lechada de llenado, la cual posee una composición de cemento B, 35% de silicato de sodio, 6.15% CCLITE PLUS, 0.02 GPS de retardador líquido y 0,01 GPS de antiespumante. La segunda lechada o lechada de cola posee una densidad de 15,6 Lpg y se empleó la misma composición para su elaboración, donde se usan 51 Bls ó 184 sacos de cemento. Ambas lechadas, aún poseen capacidades antimigratorias a nivel de laboratorio

Tabla N° 4.6: Descripción de las lechadas del Revestidor 9-5/8" (TM-107).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento B, 35% SF-3, 6,15% CC-LITE PLUS, 0,02 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L	Cemento G, 35% SF-3, 64,65% CC-LITE PLUS, 0,03 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	12,5	15,6
Volumen (Bls)	328	51
Volumen (Sacos)	985	184

Tiempo de Espesamiento (horas)	3,83	3,83
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.950	1.950
VP/PC	209/25	209/25
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	42	45
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	3,5	3,5
Problemas Durante la Cementación	Sin problemas	Sin problemas

4.1.2.5. Cementación del Colgador de 7”.

Luego que se bombearon los aditivos y la lechada de cola (Tabla 4.7), se bombearon 5 Bls de agua fresca y de esta manera soltó tapón de desplazamiento, el cual fue desplazado con 55 Bls de agua fresca 120 Bls de lodo de 9,5 Lpg. El tapón de cemento asentó con 1.500 Psi presión y un contra flujo 1 Bl. Quedando zapata a 8.348 Pies, cuello flotador a 8.298 Pies y top del colgador a 6.778 Pies. Una descripción más detallada de las características de las lechadas implementadas no se pudo realizar debido a la ausencia de información.

Tabla N° 4.7: Aditivos en la Cementación del Colgador 7” (TM-107).

❖ CEMENTACION DEL COLGADOR DE 7”			
Aditivo	Densidad (Lpg)	Volumen (Bls)	Tasa (BPM)
Espaciador Base Aceite	11	50	4
Lavador Dual SSO	11,6	30	4
Agua Fresca	8,34	5	4

Silicato de Sodio	10	20	4
Lavador Base Agua Clav-1	8,34	10	4
Lechada de Llenado	13	10	4
Lechada de Cola	15,6	17	4

4.1.3. G-0101 (Campo Guarío).

4.1.3.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.8: Descripción de proceso de perforación (G-101).

	Hoyo 26"	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido	Lodo Invertido (85/15)	Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	12,5	12,5 -13	9,4-10,6	8,7
Profundidad del hoyo (Pies)	0-747	747-4.600	4.600-9.404	9.404-10.766
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 20	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-746	0-4.595	0-9.402	9.201-10.763
Registros Eléctricos Corridos	Inducción y Gamma Ray	Inducción y Gamma Ray.	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Caliper de un brazo	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Caliper de 4

			desde 9.404' hasta 4.595'.	brazos desde 10.766' hasta 9.402'
--	--	--	-------------------------------	---

4.1.3.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Al momento de la perforación de la segunda fase se inicio con densidad de lodo de 12,5 Lpg. Aproximadamente a la profundidad de 3.747 Pies a 4.327 Pies se registró gas de formación con un máximo de 1.201 unidades y corte de lodo de 12,5 Lpg a 12,3 Lpg, arrastres y apoyos al momento de realizar viajes de tubería. Estas eventualidades ocasionaron que se decidiera aumentar la densidad de lodo al principio a 12,7 Lpg, luego a 12,8 Lpg y finalmente hasta 13 Lpg.
- ❖ A 7.430 Pies de profundidad se observó gas de formación de 800 unidades con corte de lodo de 10,4 a 10,2 Lpg por 30 minutos con incremento de 57 Bls de agua salada tumbando la relación aceite/agua de 85-15 a 80-20, aumentó la densidad de 10,2 a 10,5 Lpg
- ❖ A 10.475 Pies se incrementaron las unidades de gas y se observó el pozo fluyendo y activo (arremetida) y se decidió cerrar el pozo. Posteriormente se procedió a aumentar la densidad del lodo de 9,0 y luego a 9,3 Lpg. Luego de homogeneizar el lodo a 9,3 Lpg se procedió a abrir el pozo con las bombas detenidas y se observo el pozo fluyendo y activo, por lo que fue necesario nuevamente cerrarlo y aumentar la densidad del lodo a 9,7 Lpg y se continua perforando sin problemas.

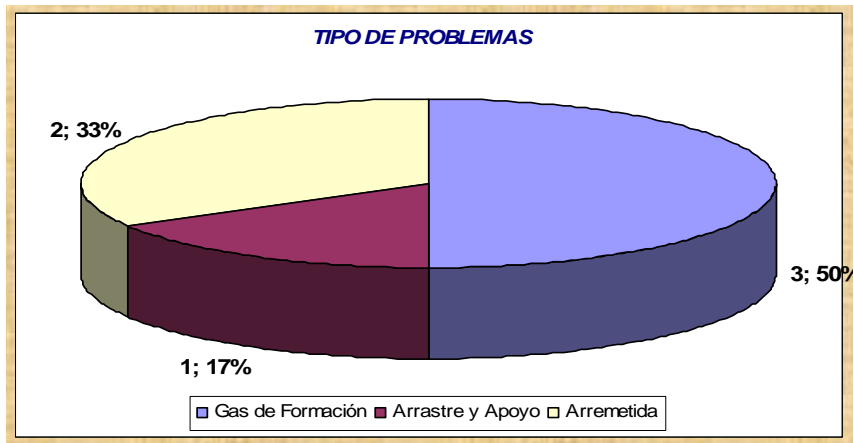


Figura N° 4.3: Tipos de Problemas Operacionales (G-101).

Los tipos de problemas de mayor relevancia ocurridos en el hoyo durante la perforación se observan en la Figura 4.3 y la cantidad de problemas que se presentaron por cada fase de perforación se observan en la Figura 4.4.



Figura N° 4.4: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (G-101).

4.1.3.3. Etapa de Completación.

La completación implementada en el pozo es una completación dual a hoyo revestido y cañoneado de tres arenas y donde las operaciones implementadas (arenas

cañoneadas y intervalo donde se corrió el registro sónico de cemento) se describen en la Tabla 4.9.

Tabla N° 4.9: Operaciones durante la Completación (G-101).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Casing Gun 4-1/2"	6 TPP	10.366' - 10.386'	Perforó arena ME-S1, con el Cañón 100% detonado
	Casing Gun 4-1/2"	6 TPP	9.750'- 9.770'	Perforó arena ME-J1L, con el Cañón 100% detonado
	Through Tubing 2- 1/8"	6 TPP	10.502' - 10.510'	Perforó arena ME-S6 con cañones de alta penetración y con retrasos por falta de nitrógeno.
Registros Corridos	Cemento	GR- CCL- CBL- VDL- TEMP	10.704' -9.271'	Realizado al colgador de 7".

4.1.3.4. Cementación del Colgador de 7".

Durante la cementación del colgador se empleó una sola lechada de cemento (Tabla 4.10) del tipo G-Cemex, 35% de silicato de sodio, 7.5% de CCLITE PLUS, que como fue explicado anteriormente es un producto que posee diversas funciones: Antimigratorio, controlador de filtrado, retardador y donde la empresa encargada de

la cementación juega con la variación de los porcentajes dentro del aditivo; 0.042 GPS de un retardador líquido y 0.01 GPS de antiespumante. Mediante las propiedades descritas anteriormente se considera que la lechada de cemento posee excelentes capacidades antimigratorias ya que pierde 0.6 cc/min y gran resistencia a la compresión. Estas propiedades son muy necesarias en este colgador ya que en éste se encuentran las tres arenas prospectivas para la producción de hidrocarburos.

Tabla N° 4.10: Descripción de la Lechada del Colgador 7” (G-101).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	Cemento G, 35% SF-3, 7,5% CC-LITE PLUS, 0,042 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	15
Volumen (Bls)	44
Volumen (Sacos)	147
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,5
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.750
VP/PC	156/19
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	18
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	1,5
Problemas Durante la Cementación	Sin problemas

4.1.4. JM-0261 (Campo San Joaquín).

4.1.4.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.11: Descripción de proceso de perforación (JM-261).

	Hoyo 26"	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo de 8-1/2"	Hoyo de 6-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua	Base Agua	Base Aceite	Drill In	Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	12,5	12,3-12,5	9,2-10,8	9-9,7	8
Profundidad del hoyo (Pies)	0-700	700-4.321	4.321-9.106	9.106-10.340	10.340-10.718
Revestimiento (Pulgadas)	Revestido de 20	Revestidor de 13-3/8	Revestido de 9-5/8	Colgador de 7-5/8	Colgador de 5-1/2
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-316	0-4.317	0-9.094	8.989-10.328	10.056-10.716
Registros Eléctricos Corridos	Inducción, Gamma Ray y Potencial Espontáneo (SP).	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón desde 3.766' hasta 316'.	Inducción, Gamma Ray y Caliper de 4 brazos desde 9.021' hasta 4.317'.	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón, Caliper de 6 brazos y Gamma Ray Espectral desde 10.269' hasta 9.094'.	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Caliper de 6 brazos desde 10.718' hasta 10.328'.

4.1.4.2. Problemas Operacionales.

- ❖ A medida que se bajaba el revestidor de 20 Pulgadas en el hoyo de 26 Pulgadas, el cual estaba perforado hasta una profundidad de 700 Pies, se observó apoyo de 15 Klbs a 305 Pies; trabajo el revestidor y logro bajarlo hasta 322 Pies, circuló el hoyo y bombeó píldora liberadora de 10 Lpg y esperó el efecto de la píldora, sin éxito; y se decidió cementar el revestidor a 316 Pies
- ❖ A la profundidad de 2.470 Pies y 2.964 Pies hubo pérdida de circulación de 574 y 540 Barriles (Bls) respectivamente. Para ambos casos se lleno el pozo por el Kill Line y se bombearon píldoras antipérdida y se continuó perforando.
- ❖ A la profundidad de 2.984 Pies se observó pérdida total de circulación de 326 Barriles, por lo que se procedió a bombear 50 Barriles de píldora antipérdida y se decidió realizar un tapón de integridad con 100 Bls de cemento de 15,6 Lpg, de los cuales 70 Bls se indujeron a la formación y posteriormente, para continuar perforando, se bajó la densidad del fluido a 12,3 Lpg.
- ❖ Al momento de correr los registros eléctricos en el segundo intervalo se procedió a bajar la herramienta y a 3.766 Pies de profundidad se observó apoyo de la misma por lo cual se trabajo la herramienta sin poder bajar. Por tal motivo se decidió perfilar desde 3.766 a 316 Pies (quedo sin perfilar desde 4.321 hasta 3.766 Pies).
- ❖ A 6.850 Pies de profundidad se observó influjo de gas de 1.800 unidades con corte de lodo de 9,8 a 9,6 Lpg. Se circula el pozo por el separador de gas y se decide aumentar la densidad a 10,2 y posteriormente a 10,4 y 10,8 Lpg por continuas unidades de gas en la perforación del tercer intervalo.
- ❖ A la profundidad de 9.859 Pies se observó burbuja de gas y cerró el pozo para luego circularlo a través del separador atmosférico y desalojar burbuja, abrió el pozo, circuló por el flow line y densificó el fluido progresivamente desde 9 a 9,5 Lpg.

- ❖ A 9.915 Pies de profundidad se observó máximo pico de gas de 4.200 unidades con corte de lodo de 9,5-9 Lpg, y se procedió a densificar el mismo a 9,8 Lpg.

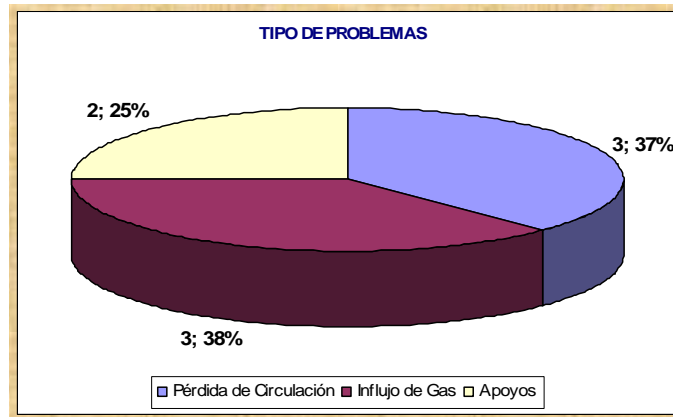


Figura N° 4.5: Tipos de Problemas Operacionales (JM-261).

Los problemas operacionales antes descritos se resumen en la Figura 4.5, mientras que la ocurrencia de los mismos por fase perforado se observan en la Figura 4.6.

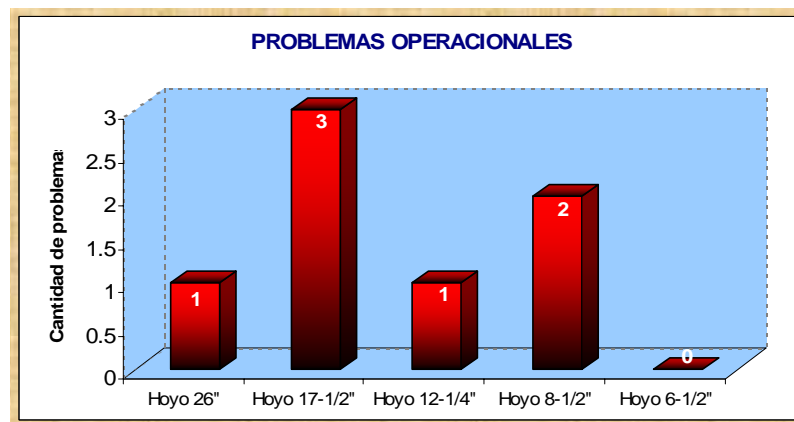


Figura N° 4.6: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-261).

4.1.4.3. Etapa de Completación.

La completación seleccionada para la producción de esta arena fue una completación a hoyo revestido y cañoneado de tres arenas por medio de dos sartas, donde las operaciones más importantes se muestran en la Tabla 4.12.

Tabla N° 4.12: Operaciones durante la Completación (JM-261).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Casing Gun 3- 3/8"	6 TPP	10.594'- 10.614'	Perforó arena SJ-B con el cañón 100% detonado.
	Casing Gun 4- 1/2"	6 TPP	9.366'-9.386'	Perforó arena ME-H.
	Casing Gun 4- 1/2"	6 TPP	9.162'-9.174'	Perforó arena ME-C.
Registros Corridos	Cemento	GR- CCL- CBL- VDL- TEMP	10.650'- 10.350' 10.050'- 9.000'	Realizada al colgador de 5-1/2" y al colgador de 7-5/8"

4.1.4.4. Cementación del Colgador de 7-5/8".

En este colgador se localizan dos arenas prospectivas para la producción de hidrocarburos (ME-C y ME-H), donde se implementaron dos lechadas durante su

cementación (Tabla 4.13). La primera es una lechada de llenado o única y posee los componentes comúnmente usados en las cementaciones de esta área operacional: Cemento del tipo B, 35% de silicato sodio, 26.1% de CCLITE PLUS, 0.048 GPS de retardador líquido y 0.01 GPS de antiespumante y debido a las pruebas de filtrado realizada a este tipo de lechada se considera que posee propiedades antimigratorias. La segunda lechada o lechada de cola posee una densidad de 15,6 Lpg y se emplea una composición de cemento G, 35% de silicato de sodio, 7.9% de CCLITE PLUS, 0,05 GPS de retardador líquido y 0,01 de antiespumante. Este cemento de acuerdo a las pruebas realizadas se considera con excelentes propiedades ya que posee poca pérdida de filtrado (menor a la lechada de llenado) y gran resistencia a la compresión lo cual le permite soportar presiones externas y garantizar una buena protección a la tubería de revestimiento.

Tabla N° 4.13: Descripción de las Lechadas del Colgador 7-5/8” (JM-261).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento B, 35% SF-3, 26,1% CC-LITE PLUS, 0,048 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L	Cemento G, 35% SF-3, 7,9% CC-LITE PLUS, 0,05 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	13	15,6
Volumen (Bls)	25	14
Volumen (Sacos)	59	33
Tiempo de Espesamiento (horas)	5,17	4,08
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.430	2.458
VP/PC	157/19	192/25

Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	30	25
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	1,25	1,25
Problemas Durante la Cementación	Pérdida de lodo	Pérdida de lodo

4.1.4.5. Cementación del Colgador de 5-1/2”.

Tabla N° 4.14: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2” (JM-261).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	Cemento G, 35% SF-3, 21,8% CC-LITE PLUS, 0,05 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	13,5
Volumen (Bls)	15
Volumen (Sacos)	32
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,6
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.727
VP/PC	155/16
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	20
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	1,5
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas

En este colgador se localiza la tercera y última arena que se cañoneó para la producción de hidrocarburos (SJ-B), cabe destacar que la lechada implementada posee resistencia a la migración del fluido a través del cemento fraguado,

caracterizada por una pérdida de filtrado de 20 cc cada 30 minutos (Tabla 4.14), lo cual es necesario para impedir la comunicación entre los fluidos de zonas supra e infrayacentes de la arena cementada en este intervalo. En este intervalo es pozo posee una inclinación máxima de 6°, por lo que puede considerarse como un pozo vertical.

4.1.5. JM-0262 (Campo San Joaquín).

4.1.5.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.15: Descripción de Proceso de Perforación (JM-262).

	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"	Hoyo 6-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido	Emulsión Inversa	100% Aceite
Densidad del Lodo (Lpg)	12,3-12.5	12,5	9-11	8,8-11
Profundidad del hoyo (Pies)	0-705	705-3.250	3.250- 6.255	6.255-7.860
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7-5/8	Colgador de 5-1/2
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-703	0-3.240	2.774-6.253	6.046-7.857
Registros Eléctricos Corridos	Inducción y Gamma Ray desde 705' hasta 84'.	Inducción, Gamma Ray y Caliper de 4 Brazos desde	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Caliper de 4 brazo desde	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón, Caliper de 4 brazos

		3.250' hasta 703'.	6.255' hasta 3.240'.	desde 7.752' hasta 7.352' y Gamma Ray Espectral y Sónico Dipolar en todo el Intervalo
--	--	-----------------------	-------------------------	--

4.1.5.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Se observó pérdida de circulación a 436 Pies de profundidad de 122 Bls de lodo, mientras se perforaba el miembro Blanco. Se bombeó 60 Bls de píldora antipérdida y espero efecto para disminuir la densidad del fluido de perforación de 12,5 a 12,3 Lpg.
- ❖ A la profundidad de 1.456 Pies, en la formación Oficina-Moreno-O, hubo pérdida de circulación de 120 Bls de lodo, por lo que se tuvo que bombear 61 Bls de píldora antipérdida.
- ❖ A 3.870 Pies de profundidad se realizó tapón de cemento para prevenir pérdida de circulación en arenas de baja presión (NA-F3, NA-F4), datos obtenidos de problemas operacionales de pozos vecino; y posteriormente se aumenta peso de lodo a 9,2 Lpg.
- ❖ Se incrementa la densidad del lodo de 9,2 Lpg a 9,7 Lpg a la profundidad de 5.180 Pies y posteriormente se incrementa progresivamente el peso del fluido hasta 10,3 Lpg, debido a altas unidades de gas.
- ❖ A 5.764 Pies de profundidad se observó 1.200 unidades de gas con corte de lodo de 10,3 a 10,2 Lpg, luego a 6.255 Pies se aumentó la densidad a 10,8 Lpg. Posteriormente se observa burbuja de gas en superficie, se cierra el pozo y se circula por el reductor y homogeneizo el lodo a 11 Lpg.

- ❖ Durante un viaje de tubería a 6.357 Pies, se observó disminución del volumen de lodo de 10 Bls por lo que se abrió el pozo por el flow line y se aumentó el peso del lodo de 8,8 hasta 9,1 Lpg. Continua circulando a 6.334 Pies y aumentó peso de lodo a 9,5 Lpg ya que se observaron unidades de gas con corte de lodo.
- ❖ A la profundidad de 6.357 Pies se realizó tapón de integridad en la arena CO-B1, con el objetivo de dejar en el revestidor anterior más de 100 Pies de cemento.
- ❖ Se densificó progresivamente el fluido de perforación a 11 Lpg debido a constantes unidades de gas en el intervalo 6.484-6.604 Pies.
- ❖ A la profundidad de 7.450 Pies, en la formación OFIC-CO-P1, hubo tensión de 5.000 Lbs en la herramienta de registro de toma de fluidos, por lo que tubo que sacar herramienta y bajar sarta de limpieza.

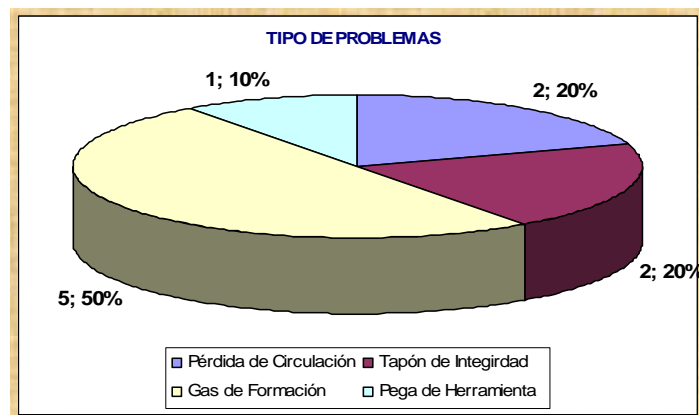


Figura N° 4.7: Tipos de Problemas Operacionales (JM-262).

Los problemas de mayor relevancia presentados en el pozo se muestran en la Figura 4.7, donde se observa que el de mayor ocurrencia es gas de formación que puede llegar a cortar o no el fluido de perforación, lo cual disminuye su densidad. Por otra parte en la Figura 4.8 se muestra la cantidad de problemas presentados por cada intervalo perforado.

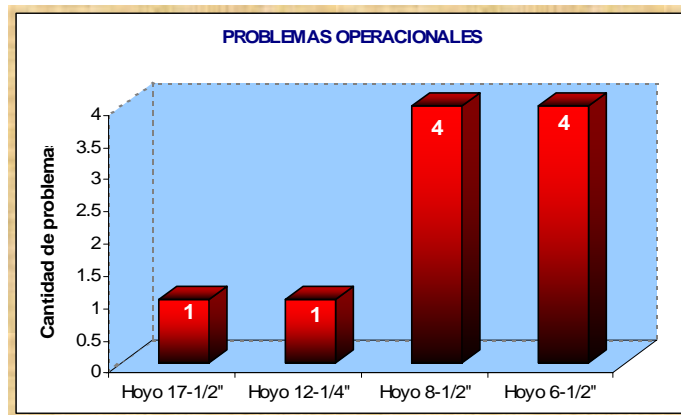


Figura N° 4.8: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-262).

4.1.5.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad de completación para la producción de la arena de interés es sencilla selectiva a hoyo revestido y cañoneado, la cual fue perforada con cañones bajo balance o cañones TCP (cañoneo transportado con tubería), donde la herramienta permanece en el pozo y la arena se produce a través de una camisa de producción; estas operaciones se observan en la Tabla 4.16.

Tabla N° 4.16: Operaciones durante la Completación (JM-262).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Cañón TCP 3-3/8"	Fase (6 TPP)	7.400'- 7.406'	Perforó arena CO-P1 donde el pozo cerrado acumuló 2.600 Psi.
Registros Corridos	Cemento	GR-CCL- RBT- TEMP	7.422'- 6.030'	Realizado al colgador de 5-1/2"

4.1.5.4. Cementación del Colgador de 5-1/2”.

Al momento de cementar este colgador, se implementó una sola lechada de cemento de tipo G-Cemex, con la composición antes mencionada (Tabla 4.17) de silicato, antimigratorio, controlador de filtrado, retardadores y antiespumante, necesarias para un buen desenvolvimiento de la lechada detrás de los revestidores y que garanticen un buen aislamiento de la arena prospectiva para la producción de gas seco CO-P1. Las capacidades antimigratorias de esta lechada puede observarse en las pruebas de pérdidas de filtrado, lo cual puede decirse que se pierde 0.6 cc por cada minuto y el pozo puede considerarse vertical ya que tiene una desviación máxima de 5°.

Tabla N° 4.17: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2” (JM-262).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	Cemento G, 35% SF-3, 7,6% CC-LITE PLUS, 0,025(GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	14,5
Volumen (Bls)	35
Volumen (Sacos)	109
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,67
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.499
VP/PC	154/21
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	18
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	No se observa

Problemas Durante la Cementación	Pérdida de lodo y tapón no asentó bien
---	--

4.1.6. JM-0263 (Campo San Joaquín).

4.1.6.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.18: Descripción de Proceso de Perforación (JM-263).

	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"	Hoyo 6-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido
Densidad del Lodo (Lpg)	12,5-12,6	12,6-12,9	11,5-12,0
Profundidad del hoyo (Pies)	0-750	750-2.526	2.526-2.990
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7-5/8	Colgador de 5-1/2
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-748	545-2.524	2.218-2.988
Registros Eléctricos Corridos	No se corrieron	Inducción, Gamma Ray, Caliper de 4 brazos, Densidad Neutrón y Gamma Ray Espectral desde 2.525' hasta 748'.	Inducción, Gamma Ray y Caliper de 6 brazos desde 2.990' hasta 2.525'. Densidad Neutrón y Gamma Ray Espectral no se corrieron completos.

4.1.6.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Hubo pérdida de circulación de 195 Bls en el intervalo 449-530 Pies, por lo que se tuvo que bombear 5 Bls con material antipérdida y se bajó la densidad del lodo a 10,5 Lpg.
- ❖ A la profundidad de 2.622 Pies, se observó pérdida de circulación progresivamente hasta 2.579 Bls, lo cual generó que constantemente se cerrara y abriera el pozo debido a la presencia de influjo de gas de hasta 1.420 unidades y se bombeara píldoras con material antipérdida. Estas píldoras no hicieron un efecto alguno en la pérdida de circulación y se procedió a bombear un tapón de cemento para pérdida de circulación. Se procedió a abrir el pozo y se observó nuevamente influjo de gas y pérdida de circulación y se procedió a disminuir la densidad del lodo y bombear un segundo tapón de integridad.
- ❖ A la profundidad anterior intento abrir el pozo y levantó tubería y se observa que esta pegada y trabajo tubería con martillo sin éxito, con arrastre de hasta 200 Klbs, se corrió registro punto libre mostrando 80% libre a 1.862 Pies y desenroscó tubería a esta profundidad con éxito quedando un pez de 167,72 Pies.
- ❖ Luego de desenroscar la tubería y internar sacarla se observó pérdida parcial del volumen de lodo y gas de fondo de 906 unidades y se aumenta la densidad del fluido a 12,9 Lpg.
- ❖ Se bombeó tapón de desvío en el pez localizado aproximadamente a 1.860 Pies-2.032 Pies y con tope teórico del tapón a 1.075 Pies y durante la cementación del pez se perdió 28 Bls de lodo.
- ❖ A la profundidad de 2.614 Pies se observó pérdida de circulación de 129 Bls de lodo, motivo por el cual se tuvo que bombear 50 Bls de píldora antipérdida y se procedió a realizar tapón de cemento para controlar dicha pérdida.
- ❖ Se observó pérdida de circulación de 96 Bls del fluido de perforación a la profundidad de 2.990 Pies y se bombeó 20 Bls de píldora antipérdida y posteriormente se bajó la densidad de fluido de 12 Lpg a 11,5 Lpg.

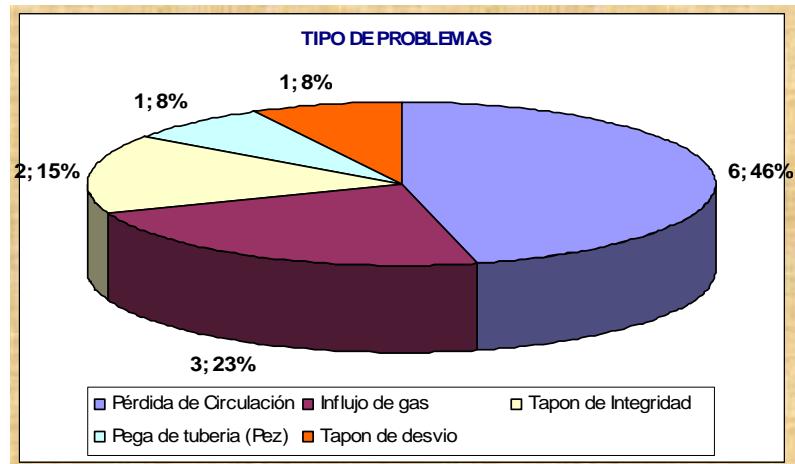


Figura N° 4.9: Tipos de Problemas Operacionales (JM-263).

Los problemas de mayor relevancia ocurridos nivel de hoyo se muestran en la Figura 4.9, donde los de mayor importancia son las pérdidas de circulación e influjo de gas. Por otra parte en la Figura 4.10 se observan el cual hoyo de la construcción del pozo ocurrieron dichos problemas.

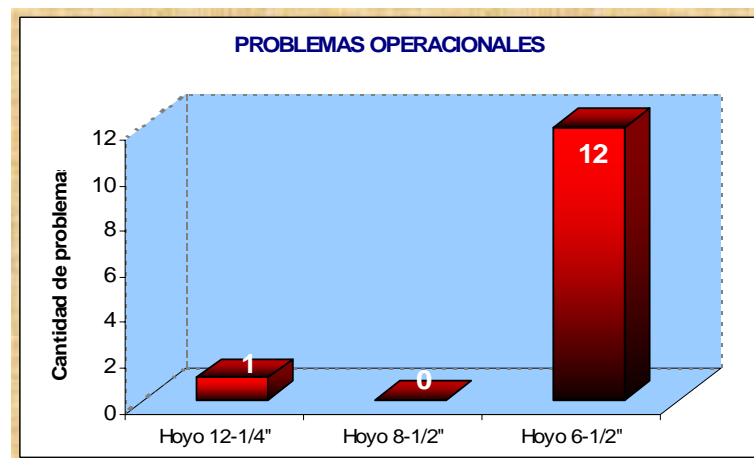


Figura N° 4.10: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (JM-263).

4.1.6.3. Etapa de Completación.

La completación implementada fue una sencilla selectiva de dos arenas mediante una sarta donde la arena MO-C produce a través de una camisa de circulación y la MO-M mediante el Tubing de 7-5/8 Pulgadas; sin embargo, este pozo se le implementó la perforación de aislamientos antes de bajar la empacadura permanente en la arena más somera (MO-C), posiblemente por haber detectado mal cemento mediante los análisis de registros lo cual será corroborado en análisis futuros. En las Tablas 4.19, se muestran las operaciones después de haber perforado y cementados los aislamientos.

Tabla N° 4.19: Operaciones durante la Completación (JM-263).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Cañón Casing Gun 4-1/2"	Fase (6 TPP)	1.988'- 2.008'	Perforó arena MO-C
	Cañón Through Tubing 2- 1/8"	Fase (6 TPP)	2.852'- 2.866'	Perforó arena MO- M
Registros Corridos	Cemento	GR-CCL- RBT-CBL- VDL- TEMP	2.940'- 1.750'	Realizado al colgador de 5-1/2" y parte del 7-5/8"

4.1.6.4. Cementación del Colgador de 7-5/8”.

En este revestidor fue cañoneada la arena MO-C, el cual posee un hoyo promedio de 9,76 Pulgadas y posee una desviación de 7,31° debido a una Side track que se realizó al pozo como consecuencia de un pez, donde el KOP o punto de inicio de la desviación del pozo esta localizada 1.167 pies. En el proceso de cementación del colgador se implementaron dos tipos de lechadas (Tabla 4.20), la primera es la única o de llenado, la cual posee una composición de cemento G (G-Cemex), 18.2% de CC-LITE PLUS (antimigratorio, controlador de filtrado y retardador) y donde la compañía encargada de preparar la lechada juega con la cantidad de cada uno de estos dentro del aditivo; y por último posee 0.01 GPS de antimigratorio. La lechada de cola posee el mismo tipo de cemento, pero con distintos porcentajes de antimigratorio, retardador y antiespumante. Ambas lechadas posee capacidades antimigratorias, de acuerdo a pruebas de laboratorio, necesarias para garantizar que en la arena, antes mencionada, no halla comunicación de fluidos a través del espacio hoyo-revestidor y que permita reducir problemas durante su producción.

Tabla N° 4.20: Descripción de las Lechadas del Colgador 7-5/8” (JM-263).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento G, 18,2% CC-LITE PLUS, y 0,01 (GPS) CA-91L	Cemento G, 6,3 CC-LITE PLUS, 0,25% CR-22 y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	13	15,5
Volumen (Bl)	60	20
Volumen (Sacos)	191	97
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,17	3,28

Resistencia a la Compresión (Psi)	1.200	1.800
VP/PC	140/23	177/26
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	26	26
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	0,5	0,5
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas	Sin Problemas

4.1.6.5. Cementación del Colgador de 5-1/2”.

En la cementación de este Liner o colgador, se emplea un solo tipo de lechada (Tabla 4.21) con la siguiente composición: Cemento B, 7.3% de CC-LITE PLUS (antimigratorio, retardadores y controladores de filtrado), 0.23% de retardador líquido y 0.01 GPS de antimigratorio. Este colgador posee una desviación máxima de 3° y de acuerdo a la pérdida de filtrado que presenta posee capacidad antimigratoria para garantizar el buen aislamiento de la segunda arena prospectiva para la producción de hidrocarburos (MO-M). Además la lechada tiene una buena resistencia a la compresión necesaria para proteger la tubería de revestimiento de presiones externas y evitar así el colapso de la misma.

Tabla N° 4.21: Descripción de la Lechada del Colgador 5-1/2” (JM-263).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	Cemento B, 7,3% CC-LITE PLUS, 0,23% CR-22 y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	14
Volumen (Bls)	13

Volumen (Sacos)	49
Tiempo de Espesamiento (horas)	2,4
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.886
VP/PC	159/23
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	25
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	0,5
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas

4.1.7. RG-0283 (Campo Santa Rosa).

4.1.7.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.22: Descripción de Proceso de Perforación (RG-283).

	Hoyo 26"	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido	100% Aceite	Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	12,7	12,7	9,3-9,7	9-9,5
Profundidad del hoyo (Pies)	0-755	755-3.600	3.600-8.687	8.687-11.187
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 20	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-524	0-3.598	0-8.685	8.163-11.185

Registros Eléctricos Corridos	No se Corrieron	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y SP desde 3.600' hasta superficie.	Inducción, Gamma Ray Espectral, Densidad Neutrón y Caliper de 6 brazos desde 8.687' hasta 3.598'.	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón, Caliper de 6 brazos desde 11.187' hasta 8.685'.
--------------------------------------	-----------------	--	---	---

4.1.7.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Bajando el revestidor de 20 Pulgadas, en la formación Mesa Las Piedras, se observó apoyo de 60 Klbs y se intentó trabajar la tubería de revestimiento sin éxito alguno. Esto trajo como consecuencia que el revestidor fuese cementado a 524 Pies, y estaba pautado para ser cementado a 755 Pies.
- ❖ A la profundidad de 2.071 Pies se observó pico de gas de 500 unidades con corte de lodo de 12,7 a 12,4 Lpg, motivo por el cual se bombeó 10 Bls de píldora antipérdida y homogeneizó el peso del lodo a 12,7 Lpg.
- ❖ Durante la corrida del registro Caliper de 4 brazos en el hoyo de 17-1/2 Pulgadas, se observó apoyo puntual a 2.350 Pies, lo que causa la falla en la corrida de este registro.
- ❖ Pérdida de lodo a 4.992 Pies de 20 Bls, para contrarrestar esta pérdida se bombeó 10 Bls de píldora antipérdida. Posteriormente se bombeó 5 Bls de material antipérdida (5.184 –5.196 Pies) ya que se perdieron 27 Bls.
- ❖ Se observó pico de gas de formación de 273 unidades a la profundidad de 5.402 Pies, sin corte de lodo. Luego a 5.781 Pies se perdieron 9 Bls de lodo en 1 hora; a

5.959 Pies hubo pérdida parcial de lodo de 10 Bls y se bombeó 5 Bls de píldora, densificando el fluido de perforación a 9,7 Lpg.

- ❖ Pérdida parcial de 20 Bls de lodo en tres horas. Se bombeó 10 Bls de píldora antipérdida a 10.429 Pies y 10.466 Pies.
- ❖ Detuvo la perforación por incremento de sólidos en el fluido de perforación, como consecuencia de un derrumbe, y se aumentó la densidad del lodo a 9,5 Lpg.

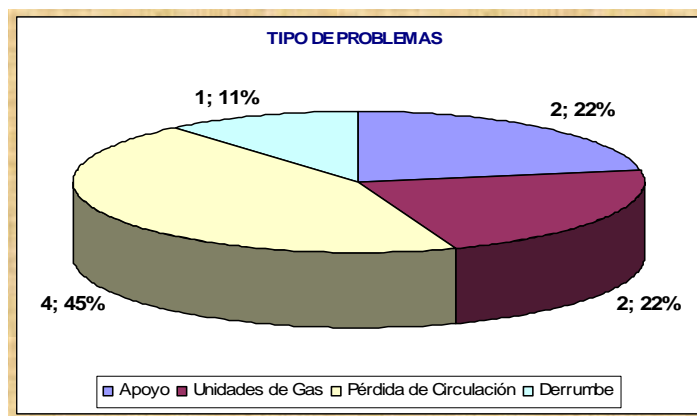


Figura N° 4.11: Tipos de Problemas Operacionales (RG-283).

Los tipos de problemas generalmente presentados durante la construcción de este pozo son presentados en la Figura 4.11 y el grado de ocurrencia de los mismos por hoyo se presentan en la Figura 4.12.



Figura N° 4.12: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-283).

4.1.7.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad para la producción de las arenas cañoneadas, fue una completación a hoyo revestido y cañoneado de tres arenas mediante dos sartas, donde las operaciones realizadas se muestran en la Tabla 4.23.

Tabla N° 4.23: Operaciones durante la Completación (RG-283).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Casing Gun 4- 1/2"	6 TPP	7.364'-7.375'	Perforó arena CO-B4,
	Casing Gun 4- 1/2"	6 TPP	9.992'- 10.022'	Perforó arena ME-S1, con el Cañón de alta penetración.
	Through Tubing 2-1/8"	6 TPP	10.300'- 10.308' 10.265'- 10.279'	Perforó arena ME-T 3,5
Registros Corridos	Cemento	GR- CCL- RBT - TEMP	3.900'-4.100' 4.600'-4.850' 5.000'-6.600' 6.850'-7.750' 8.150'- 10.850'	Los primeros 4 intervalos realizado al revestidor de 9-5/8" y el último intervalo al colgador de 7".

4.1.7.4. Cementación del Revestidor de 9-5/8”.

En este revestidor se encuentra una de las arenas prospectivas para la producción de hidrocarburos (CO-B4) con una desviación máxima del pozo de 2°, considerado como un pozo vertical; en su cementación se implementaron dos lechadas para permitir un buen aislamiento zonal de arena que se pondrá en producción. La primera lechada o de llenado posee características antimigratorias con una pérdida de filtrado de 1 cc/min., y su composición es de cemento B-CARIBE, 35% de silicato de sodio, 14.15% de CCLITE PLUS (antimigratorio, retardante y dispersante), 0.022 galones por saco (GPS) de retardador líquido y 0.01 GPS de antimigratorio. La lechada de cola posee cemento del tipo G-CEMEX y los mismos aditivos de la lechada anterior, con la diferencia de los porcentajes aplicadas a la misma, como se observa en la Tabla 4.24, además de poseer una densidad más alta lo cual permite un empuje a la lechada de llenado y al momento de fraguar posee mayor resistencia a la compresión que la de llenado.

Tabla N° 4.24: Descripción de las Lechadas del Revestidor 9-5/8” (RG-283).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento B, 35% SF-3, 14,15% CC-LITE PLUS, 0,022 GPS CR-62L y 0,01 GPS CA-91L	Cemento G, 35% SF-3, 7,5 CC-LITE PLUS, 0,023% CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	12,5	15,6
Volumen (Bl)	369	40
Volumen (Sacos)	856	113
Tiempo de Espesamiento (horas)	5,2	4,33

Resistencia a la Compresión (Psi)	1.160	1.887
VP/PC	152/20	187/22
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	30	34
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	4,5	4,5

4.1.7.5. Cementación del Colgador de 7”.

Tabla N° 4.25: Descripción de las Lechadas del Colgador 7” (RG-283).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento G, 35% SF-3, 21,7% CC-Lite PLUS, 0,025 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L	Cemento G, 35% SF-3, 6,9% CC-Lite PLUS, 0,035 (GPS) CR-62L y 0,01 (GPS) CA-91L
Densidad (Lpg)	13	15,6
Volumen (Bls)	62	15
Volumen (Sacos)	187	54
Tiempo de Espesamiento (horas)	4,75	4,33
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.260	2.350
VP/PC	151/17	181/23
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	20	18
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	2	2
Problemas Durante la Cementación	Pérdida de Lodo	Pérdida de Lodo

Durante la cementación de este colgador se aplicaron dos tipos de lechadas con cemento del tipo G-CEMEX y la composición antes descrita de antimigratorio, retardantes y controladores de filtrado. El buen desempeño de las lechadas utilizadas en la cementación de este colgador se verá reflejada durante la producción de las 2 arenas que serán cañoneadas en este intervalo (ME-S1 y ME-T 3,5) y que garantizaran que no exista comunicación entre ellas mismas y con arenas ajenas a estos yacimientos (arenas de agua) ocasionando problemas durante la vida productiva del pozo. De acuerdo a las pruebas de laboratorio se observa (Tabla 4.25), que ambas lechadas poseen características antimigratorias y buena resistencia a la compresión necesarias para cumplir con la finalidad del cemento en una zona productora; cabe destacar que estos ensayos se realizan a nivel de laboratorio, donde la lechada puede o no tener el mismo desempeño a la profundidad a la cual fue bombeada.

4.1.8. RG-0284 (Campo Santa Rosa).

4.1.8.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.26: Descripción de Proceso de Perforación (RG-284).

	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"	Hoyo 5-7/8"
Tipo de Lodo	Lodo Base Agua	Lodo invertido	Lodo Viscoelástico
Densidad del Lodo (Lpg)	12.7	12.7	9
Profundidad del hoyo (Pies)	0-752	752-2.707	2.707-2.866
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 9-5/8	Revestidor de 7	Hoyo abierto
Profundidad de	0-750	0-2.706	-----

Revestimiento (Pies)			
Registros Corridos	No se Corrieron	CBL, Gamma Ray y temperatura desde 2.650' hasta superficie. VDL desde 2.695' hasta 2.100'.	No se Corrieron

Luego de asentar el revestidor de 9-5/8 Pulgadas se procedió a perforar un hoyo piloto con un ángulo de 48° y sarta direccional LWD (Logging While Drilling) a partir de 850 Pies hasta 2815 Pies, lo que permite tomar registro de la arena objetivo y saber realmente su base y tope con la finalidad que el hoyo direccional productor de 8-1/2 pulgadas atraviese el espesor de la arena objetivo. Luego el hoyo piloto fue abandonado y cementado, para perforar el hoyo de 8-1/2 Pulgadas.

4.1.8.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Instalando el cabezal de cementación a la profundidad de 2.707 Pies. Se observó gas de viaje de 1.180 unidades sin corte de lodo.
- ❖ A la profundidad de 2.695 Pies se observó pico de gas de 210 unidades con corte de lodo de 9 a 8,5 Lpg, por lo que tuvo que homogeneizar el fluido. Luego a 2.703 Pies se observó gas de viaje de 680 unidades, con corte de lodo de 9 a 8,2 Lpg y se procedió a realizar un tapón de cemento según el programa establecido para el pozo y se incrementó la densidad a 9,2 Lpg.
- ❖ Luego de realizar dos tapones de cemento no exitosos a 2.703 Pies, se decidió bajar cañones Casing Gun, para realizar aislamientos y evitar el continuo influjo de gas al pozo, y se cementaron los aislamientos.

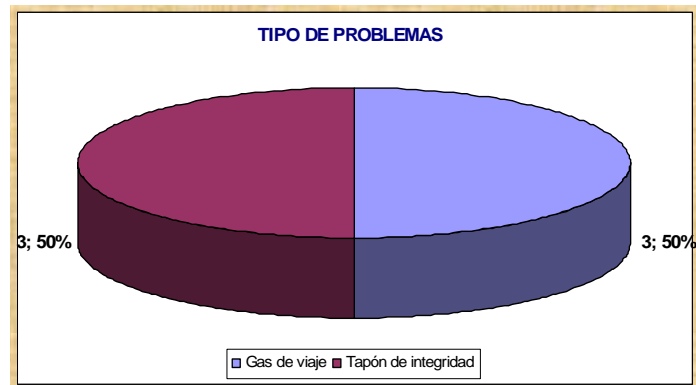


Figura N° 4.13: Tipos de Problemas Operacionales (RG-284).

Los problemas que se presentaron durante la perforación de este pozo somero se presentan en la Figura 4.13 y los incidentes presentados por fase perforado son presentadas en la Figura 4.14.

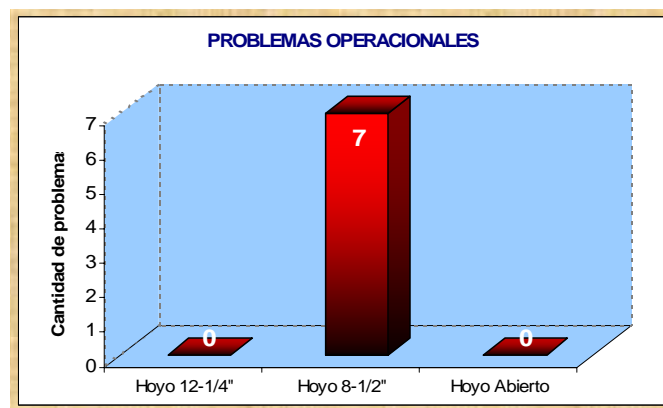


Figura N° 4.14: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-284).

4.1.8.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad de producción de este pozo horizontal, fue una completación a hoyo abierto con rejillas, el cual producirá a través de una tubería de 3-1/2 Pulgadas como se muestra en la Tabla 4.27.

Tabla N° 4.27: Operaciones y Equipos durante la Completación (RG-284).

Operaciones y equipos durante la completación a hoyo abierto y rejillas.			
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores		
Tubing 3-1/2"	3 Rejillas Mersh Rite 4-1/2"	Llegaron hasta la profundidad de 2785'	Permiten la producción de la arena MO-I a través del hoyo abierto
	Empacadura Permanente	2.602'	Evita la comunicación de la zona productora con el anular
	Camisa de Circulación	1.700'	Circula el pozo a nivel del revestidor de 7"

4.1.8.4. Cementación del Revestidor de 7".

Tabla N° 4.28: Descripción de las Lechadas del Revestidor 7" (RG-284).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento-G, 16,18% CCLITE PLUS + 0,1%CR-24 + 0,01GPS CA-91L	Cemento-G + 6,3% CCLITE PLUS + 0,3%CR-22 + 0,01 GPS CA-91L
Densidad (Lpg)	13	15,6
Volumen (Bls)	87	28
Volumen (Sacos)	281	133

Tiempo de Espesamiento (horas)	4,83	3,8
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.008	1.830
VP/PC	147/20	162/22
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	20	18
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	3	3
Problemas Durante la Cementación	Equipo de flotación	Equipo de flotación

Para la cementación del revestidor de 7 Pulgadas de este pozo horizontal con un ángulo de inclinación alrededor de los 80° se implementaron dos lechadas: Llenado y la de cola, donde sus características se pueden observar en la Tabla 4.28. Este revestidor atraviesa el espesor de la arena objetivo MO-I (2.706-2.780 Pies) por lo que se requiere una buena adherencia del cemento y evitar así que la arena fluya a través del espacio anular revestidor-formación. La composición de cemento aplicado a este revestidor y las propiedades descritas permiten concluir que ambas lechadas poseen capacidad antimigratoria.

4.1.9. RG-0285 (Campo Santa Rosa).

4.1.9.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.29: Descripción de Proceso de Perforación (RG-285).

	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua inhibido	Drill In
Densidad del Lodo (Lpg)	12,5	12,5	9-9,3
Profundidad del hoyo (Pies)	0-752	752-3.652	3.652-8.680
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-750	0-3.650	3.414-8.678
Registros Eléctricos Corridos	No se Corrieron	Gamma Ray, SP, Inducción y Caliper de 6 brazos desde 3.640' hasta 750'.	Inducción, Gamma Ray, Densidad Neutrón y Caliper de 6 Brazos desde 8.650' hasta 3.650'.

4.1.9.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Pérdida de circulación de 35 Bls a la profundidad de 2.840 Pies (Arena Moreno-I). Para contrarrestar este problema se bombeó 50 Bls de píldora antipérdida con 90 Lbs/bl de material antipérdida.
- ❖ Circulo fondo arriba y observó gas de viaje a la profundidad de 3.646 Pies de 330 unidades con corte de lodo de 9,3-9,1 Lpg. Posteriormente, a la profundidad de

4.995 Pies se observó gas de viaje de 600 unidades con corte de lodo de 9,3-9,1 Lpg. En ambos casos se homogeneizó el peso del fluido.

- ❖ A la profundidad de 6.982 Pies en la formación Oficina-Amarillo, se observó pérdida de circulación de 694,34 Bls. Para solucionar este problema, se bombeó 120 Lbs/Bls de material antipérdida; saco tubería hasta 3.555 pies llenando hoyo por el Kill Line con vassa y por último se bombeó tapón de cemento soluble para darle integridad a la formación y bajó peso del fluido de perforación a 9 Lpg.
- ❖ A partir de la profundidad de 7.363 Pies se observó pérdida de circulación en las arenas CO-B2, CO-B4 y CO-EFG. El volumen perdido fue de 69,52 y 31 Bls respectivamente para cada arena. Para los tres casos se bombeó 10 Bls de píldora antipérdida con 120 Lbs/Bl de material antipérdida y se continuó perforando.

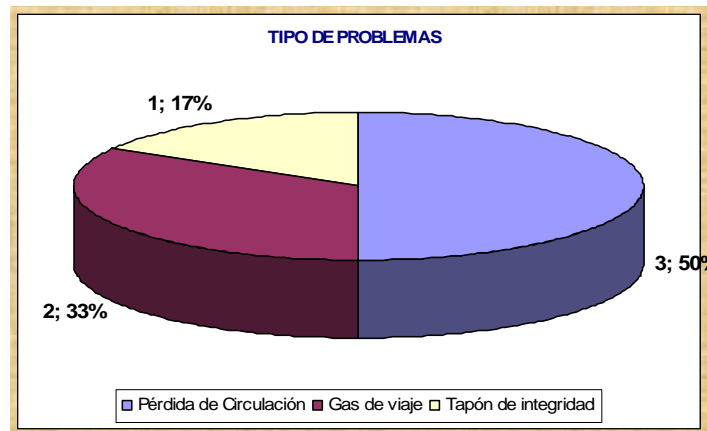


Figura N° 4.15: Tipos de Problemas Operacionales (RG-285).

Los problemas operacionales explicados anteriormente se muestran en la Figura 4.15 y el número de incidencia por hoyo perforado se muestran en la Figura 4.16.

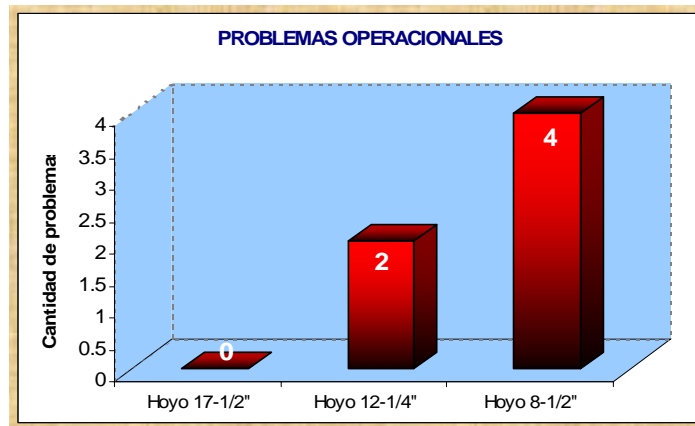


Figura N° 4.16: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-285).

4.1.9.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad de producción de este pozo fue a través de una completación a hoyo revestido y cañoneado de tres zonas mediante dos sartas, donde las operaciones realizadas se muestran en la Tabla 4.30.

Tabla N° 4.30: Operaciones durante la Completación (RG-285).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Cañones TCP 4- 1/2".	6 TPP	7.226'- 7.236'	Perforó arena CO-A1 donde el pozo cerrado acumuló 850 Psi.
	Casing Gun 4- 5/8"	6 TPP	6.284'- 6.296'	Perforó arena VE-I
	Casing Gun 4- 5/8"	6 TPP	5.581'- 5.600'	Perforó arena VE-C2

Registros Corridos	Cemento	GR- CCL- CBL- VDL- Radial y TEMP	8.528'- 3.685'	Realizado al colgador de 7" con sección repetida desde 6.500'-6.170'.
-------------------------------	---------	---	-------------------	---

4.1.9.4. Cementación del Colgador de 7".

Durante la cementación de este colgador se implementaron dos tipos de lechadas con la finalidad de darle un buen aislamiento a las zonas productoras. Para esto se implementaron los aditivos comúnmente aplicados en las lechadas de cemento (antimigratorios, retardantes, controladores de filtrado) y sus porcentajes dentro de cada lechada son observados en la Tabla 4.31; que permiten darle al cemento ya fraguado buena resistencia a la compresión y capacidad antimigratoria. Tanto la lechada de llenado y de cola, poseen densidades de 12,5 Lpg y 14,5 Lpg, respectivamente; las cuales son lechadas de baja densidad. Sin embargo, están lechadas de acuerdo a pruebas de laboratorio, no permiten una pérdida de filtrado mayor a 1 cc/minuto, concluyéndose que posiblemente sus propiedades antimigratorias son óptimas a la hora de desenvolverse en el espacio revestidor-formación.

Tabla N° 4.31: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (RG-285).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento-B + 35% SF-3 + 18,7% CC-LITE PLUS + 0,01GPS CA-91L	CMTO-G + 35%SF-3 + 7,8% CC-LITE PLUS + 0,25% CR-22 + 0,01GPS CA-91L
Densidad (Lpg)	12,5	14,5
Volumen (Bl)	153	19
Volumen (Sacos)	385	59
Tiempo de Espesamiento (horas)	5,67	5,08
Resistencia a la Compresión (Psi)	1200	1400
VP/PC	147/17	173/23
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	28	27
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	1,5	1,5
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas	Sin Problemas

4.1.10. RG-0286 (Campo Santa Rosa).

4.1.10.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.32: Descripción del Proceso de Perforación (RG-286).

	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Base Agua Inhibido	Base Agua Inhibido	Base Aceite
Densidad del Lodo (Lpg)	12,5	12,5-12,7	9,2-10
Profundidad del hoyo (Pies)	0-753	753-4.280	4.280-9.530
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7 Colgador de 4-1/2
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-750	0-4.278	Colgador de 7" (2.836-8.300) Colgador de 4 1/2" (8.153-9.529)
Registros Eléctricos Corridos	No se corrieron	Inducción, Gamma Ray y Caliper de 6 brazos desde 4.280' hasta 750'.	Inducción, Gamma Ray, Caliper de 6 Brazos y Densidad Neutrón desde 9.530' hasta 4.278'.

4.1.10.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Durante un viaje de tubería se detectó arrastre de 30-100 Kilbs, en el intervalo 3.920-3.150 Pies. Por tal motivo sacó tubería con dificultad, trabajando la misma

con rotaria y accionando el martillo en varias oportunidades y densificó el fluido de perforación a 12,7 Lpg.

- ❖ Al momento de bajar el registro Caliper, este bajo solo hasta 3.707 Pies y para llegar al fondo se tuvo que recoger los flejes de la herramienta, motivo por el cual no se obtuvo data de Caliper desde 3.707 hasta 4.280 Pies.
- ❖ A la profundidad de 7.682 Pies se observó hasta 4.700 unidades de gas cortando el lodo de 9,2-8,5 Lpg por 10 minutos. Se decide circular el pozo alineado al separador de gas hasta estabilizar unidades de gas y peso del lodo.
- ❖ Bajando el Revestidor de 7 pulgadas, el cual debió ser cementado a la profundidad de 9.530 Pies, este se pegó diferencialmente a la profundidad de 8.304 Pies, motivo por el cual se tuvo que bajar la densidad del lodo de 10 a 9,4 Lpg y se bombeó 125 Bls de píldora liberadora y esperó su efecto. La aplicación de la píldora no tuvo éxito y se decidió cementar el revestidor a la profundidad donde ocurrió la pega, quedando la zapata a la profundidad de 8.300 Pies y el tramo del hoyo de 8-1/2 Pulgadas que no puedo ser revestido por el colgador de 7 Pulgadas, se revistió con un colgador de 4-1/2 pulgadas.

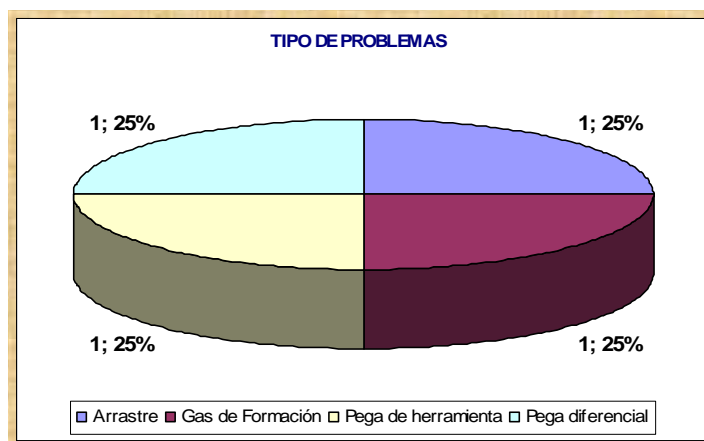


Figura N° 4.17: Tipos de Problemas Operacionales (RG-286).

Los tipos de problemas operacionales presentados durante la construcción de este pozo son presentados en la Figura 4.17, mientras que la cantidad de problemas ocurridos por hoyo pueden ser observados en la Figura 4.18.

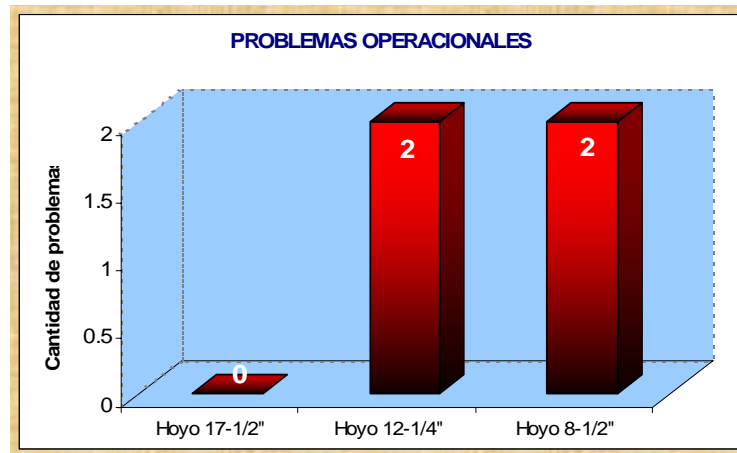


Figura N° 4.18: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-286).

4.1.10.3. Etapa de Completación.

El tipo de completación implementada en el pozo permite la producción de las tres arenas de interés a un determinado tiempo, es decir, una completación a hoyo revestido y cañoneado de tres arenas mediante dos sartas (completación dual), donde las operaciones realizadas se muestran en la Tabla 4.33, con sus respectivas profundidades.

Tabla N° 4.33: Operaciones durante la Completación (RG-286).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Cañones TCP 4-1/2".	6 TPP	5.986'- 5.994'	Perforó arena VE-A1 donde el pozo cerrado acumuló 480 Psi.
	Cañón Link Jet-Through Tubing 2-1/8"	6 TPP	8.697'- 8.707' 8.734'- 8.742' 8.746'- 8.760'	Perforó arena CO-KL en tres viajes, flujo gas y condensado.
	Casing Gun 3-3/8"	6 TPP	7.037'- 7.047'	Perforó arena VE-I
Registros Corridos	Cemento	GR- CCL- CBL- VDL- Radial y TEMP	8.160'- 4.250'	Realizado al colgador de 7" y 4-1/2"

4.1.10.4. Cementación del Colgador de 7".

Durante la cementación del colgador de 7 Pulgadas se implementaron dos lechadas y de acuerdo a sus propiedades, permitirán el aislamiento de las arenas productoras en él. En ambas lechadas se utilizó cemento del tipo G-CEMEX, un 35%

de Silica, 16.8% y 7.8% de un componente que posee diversos aditivos y como se ha explicado en lechadas anteriores la compañía encargada del proceso de cementación juega con los porcentajes de aditivos que se le implementaran al CC-LITE PLUS; además las lechadas poseen retardadores líquidos y antiespumante. Según características presentadas en la Tabla 34, ambas lechadas poseen buena capacidad antimigratoria con una pérdida de filtrado no mayor a los 28 cc a los 30 minutos. Esto representaría menos de 1 ml por cada minuto. También las lechadas poseen buena resistencia a la compresión de hasta 1.900 Psi. Estas buenas características de las lechadas permiten predecir el buen desempeño que estas tendrán en el espacio revestidor-formación y que logran un buen aislamiento zonal y reducción de problemas en las arenas que serán completadas en este colgador.

Tabla N° 4.34: Descripción de las Lechadas del Colgador 7" (RG-286).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	Cemento-G + 35% SF-3 + 16,8% CC-LITE PLUS + 0,05% CR-22 + 0,01GPS CA-91L	Cemento-G + 35% SF-3 + 7,8% CC-LITE PLUS + 0,2% CR-22 + 0,01GPS CA-91L
Densidad (Lpg)	12,5	14,5
Volumen (Bls)	106	18
Volumen (Sacos)	257	55
Tiempo de Espesamiento (horas)	5,67	4,92
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.245	1.382
VP/PC	138/16	159/17
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	28	26

Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	0,5	0,5
Problemas Durante la Cementación	Asentamiento del tapón de desplazamiento	Asentamiento del tapón de desplazamiento

4.1.10.5. Cementación del Colgador de 4-1/2”.

Tabla N° 4.35: Descripción de la Lechada del Colgador 4-1/2” (RG-286).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	CMTO-G + 35%SF-3 + 17,7%CCLITE PLUS + 0,12%CR-22 + 0,01 GPS CA-91L
Densidad (Lpg)	12,5
Volumen (Bls)	65
Volumen (Sacos)	164
Tiempo de Espesamiento (horas)	3,75
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.250
VP/PC	148/17
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	28
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	0,75
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas

En la cementación del colgador de 4-1/2 Pulgadas, el cual no estaba planeado en el pozo y que solo se colocó como consecuencia de una pega diferencial que ocurrió durante la bajada del revestidor de 7 Pulgadas y no pudo ser liberado. La lechada implementada en este colgador es de baja densidad (12,5 Lpg) y su

descripción es observada en la Tabla 4.35; sin embargo, de acuerdo a pruebas a pruebas de laboratorio se concluye que ésta posee capacidad antimigratoria con una pérdida de filtrado de 28 cc a los 30 minutos. Los componentes son semejantes a los de las lechadas de pozos anteriores y no existieron problemas durante la cementación.

4.1.11. RG-0287 (Campo Santa Rosa-2010).

4.1.11.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.36: Descripción de Proceso de Perforación (RG-287).

	Hoyo 17-1/2"	Hoyo 12-1/4"	Hoyo de 8-1/2"	Hoyo de 5-7/8"
Tipo de Lodo	Base Agua	Lodo invertido (80/20)	Lodo invertido (80/20)	Base Agua Fresca
Densidad del Lodo (Lpg)	12,7	12,7	9,7	8,7-8,9
Profundidad del hoyo (Pies)	0-748	748-3.691	3.692-4.715	4.715-5.295
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 13-3/8	Revestidor de 9-5/8	Colgador de 7	Hoyo abierto
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-712	0-3.690	3.470-4.713	-----
Registros Corridos	Inducción, Gamma Ray y	Densidad Neutrón, Inducción,	Registros de cemento en los intervalos	No se Corrieron

	Resistivida d.	Gamma Ray y Caliper de 4 brazos desde 3.691' hasta 712'.	(3.470'-92') y (4.580'-4.695')	
--	-------------------	--	-----------------------------------	--

A partir de la profundidad de 3.703 Pies se procedió a perforar un hoyo piloto de 8-1/2 Pulgadas hasta la profundidad de 4.557 Pies con sarta LWD (Logging While Drilling) con ángulo máximo de 51,03°. Esta sarta permite determinar tope y base de la arena de interés y atravesar todo el espesor de la arena con una reperforación del hoyo de 8-1/2 Pulgadas. El primer hoyo de 8-1/2 Pulgadas (hoyo piloto), el cual fue perforado con sarta direccional LWD es abandonado y cementado.

4.1.11.2. Problemas Operacionales.

- ❖ Se perforó un hoyo piloto de 12-1/4 Pulgadas hasta la profundidad de 748 Pies, y después fue ampliado a 17-1/2 Pulgadas, lo cual durante la bajada del revestidor de 13-3/8 Pulgadas este apoyó a 712 Pies y no pudo ser liberado, cementándolo a esa profundidad.
- ❖ A la profundidad de 3.253 Pies se observó pico de gas de 600 unidades con corte de lodo de 12,7-12,5 Lpg por 20 minutos, se homogeneizó el peso del lodo y se continuó perforando.
- ❖ Circula el pozo a 4.835 Pies por altas unidades de gas de hasta 800 unidades con corte de lodo de 8,7-8,6 Lpg.
- ❖ Observa gas de formación 520 unidades en el intervalo (4.877-4.928 Pies). Se circula el pozo para liberar columna de gas y aumenta peso del lodo a 8,9 Lpg.

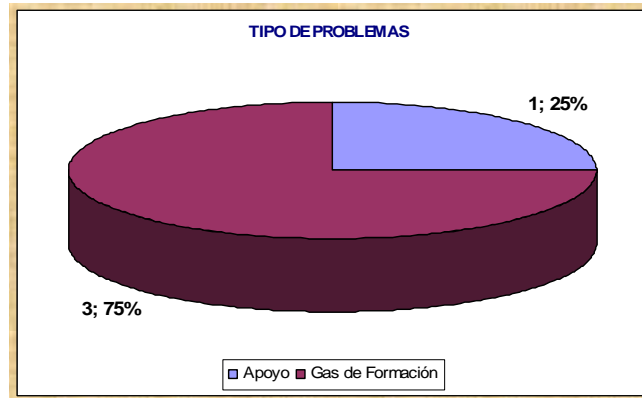


Figura N° 4.19: Tipos de Problemas Operacionales (RG-287).

Los tipos de problemas presentados en la construcción de este pozo horizontal son resumidos en la Figura 4.19, donde el inconveniente más común es el gas de formación por parte de la arena de interés. Por otra parte, la cantidad de problemas que se presentaron en cada fase se muestran en la Figura 4.20.

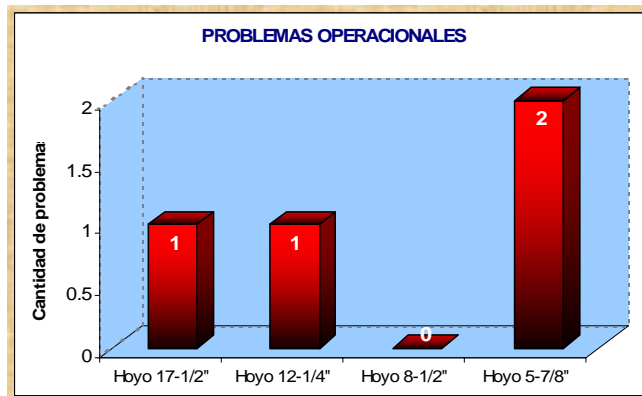


Figura N° 4.20: Cantidad de Problemas Operacionales por Hoyo (RG-287).

4.1.11.3. Etapa de la Completación.

La mejor posibilidad de producción de este pozo horizontal en una a hoyo abierto con rejillas para obtener mayor área de contacto con la arena de interés, donde los equipos implementados se describen en la Tabla 4.37.

Tabla N° 4.37: Operaciones y equipos durante la Completación (RG-287).

Operaciones y equipos durante la completación a hoyo abierto y rejillas.			
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores		
Tubing 3-1/2"	3 Rejillas Mersh Rite 4-1/2"	Llegaron hasta la profundidad de 5.295'	Permiten la producción de la arena NA-E1 a través del hoyo abierto
	Empacador a Permanente	4.564'	Evita la comunicación de la zona productora con el anular
	Camisa de Circulación	3.244'	Circula el pozo a nivel del Colgador de 7"

4.1.11.4. Cementación del Colgador de 7".

Tabla N° 4.38: Descripción de la Lechada del Colgador 7" (RG-287).

Característica	Lechada Unica o de Llenado
Composición	CMTO B + 6,2% CCLITE PLUS + 0,005 GPS CR-62L + 0,01 GPS CA-91L
Densidad (Lpg)	14,5
Volumen (Bls)	40
Volumen (Sacos)	164
Tiempo de Espesamiento (horas)	2,92
Resistencia a la Compresión (Psi)	1.711

VP/PC	155/15
Pérdida de Filtrado (cc/30 min)	18
Antimigratorio	SI
Contraflujo (Barriles)	1
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas

La lechada implementada durante la cementación del colgador de 7 Pulgadas de este pozo horizontal (Tabla 4.38) posee la composición de cemento del tipo B-CEMEX, 6.2 % de CC-LITE PLUS, 0.005 galones por saco (GPS) de retardador líquido y 0.01 GPS de antimigratorio. Todos estos componentes permiten un bombeo de 40 Bls de cemento, la cual posee una densidad de 14,5 Lpg y un tiempo de espesamiento de aproximadamente 3 horas y le dan excelentes capacidades antimigratorias y buena resistencia a la compresión. Estas características permiten que la lechada implementada cumpla con la finalidad establecida de proteger las zonas con distintas presiones y aislar a la zona de interés, de aquellas con fluidos indeseables, es decir, aquellos fluidos que no se requieren producir.

4.1.12. RG-0288 (Campo Santa Rosa).

4.1.12.1. Etapa de Perforación.

Tabla N° 4.39: Descripción de Proceso de Perforación (RG-288).

	Hoyo 12-1/4"	Hoyo 8-1/2"
Tipo de Lodo	Lodo Base Agua	Lodo Base Agua
Densidad del Lodo (Lpg)	12,7	12

Profundidad del hoyo (Pies)	0-750	750-3.348
Revestimiento (Pulgadas)	Revestidor de 9-5/8	Revestidor de 7"
Profundidad de Revestimiento (Pies)	0-749	0-3.348
Registros Eléctricos Corridos	No se Corrieron	Inducción, Gamma Ray y Densidad Neutrón desde 3.349' hasta 719'.

4.1.12.2. Problemas Operacionales.

Durante la construcción de este pozo altamente inclinado (38°) y somero no se presentaron problemas significativos a nivel del hoyo, por lo que permite deducir un proceso de completación óptimo.

4.1.12.3. Etapa de Completación.

La mejor posibilidad de producción de esta arena fue a través de una completación a hoyo revestido y cañoneado con rejillas y empaque con grava, donde se implementaron cañones Big Hole para aumentar el área de flujo de la arena y disminuir la zona penetrada por el cañón, ya que esto no se requiere; debido a estar en presencia de una arena poco consolidada. Las operaciones realizadas durante esta completación se presentan en las Tablas 4.40.

Tabla N° 4.40: Operaciones durante la Completación (RG-288).

Operaciones Realizadas Durante el Proceso de Completación				
Limpieza	Se le realizó a todos los revestidores			
Cañoneo	Casing Gun y Big Hole	Fase (6 TPP)	2.928'-	Perforó arena MO-I con este tipo de cañones para obtener mayor área de drenaje y menos penetración hacia la arena.
			2.942'	
			2.916'-	
			2.928'	
			2.902'-	
			2.916'	
			2.942'-	
			2.922'	
			2.922'-	
			2.902'	
Registros Corridos	Cemento	GR-CCL- RBT-CBL- VDL-TEMP	3.301'-750'	Realizado al revestidor de 7"

4.1.12.4. Cementación del Revestidor de 7".

Una descripción mas detallada acerca de las lechadas implementas durante la cementación de este revestidor, donde se cañoneara la arena MO-I, se puede observar en la Tabla 4.41, donde se observan, de acuerdo a su pérdida de filtrado, buenas capacidades antimigratorias de la lechada y buena resistencia ala compresión de la misma, permitiendo soportar formaciones de alta presión. Sin embargo, este desenvolvimiento es a nivel de laboratorio, por ende se requiere analizar los registros de cementos de cada lechada a nivel donde fueron bombeadas en el pozo.

Tabla N° 4.41: Descripción de las Lechadas del Revestidor 7" (RG-288).

Característica	Lechada Unica o de Llenado	Lechada de Cola
Composición	CMTO G + 0,02 GPS ANTIFOAN + 0,06 GPS DISPERSANTE + 0,20% UNIFLAC + 1 GPS GAS BLOK LT	CMTO G + 0,02 GPS ANTIFOAN + 0,06 GPS DISPERSANTE + 0,20% UNIFLAC + 1 GPS GAS BLOK LT
Densidad (Lpg)	13,5	15,6
Volumen (Bl)	134	32
Volumen (Sacos)	400	120
Tiempo de Espesamiento (horas)	4	3,17
Resistencia a la Compresión (Psi)	2331	2100
VP/PC	67/13	48/15
Pérdida de Filtrado (cc/30 min.)	32	28
Antimigratorio	SI	SI
Contraflujo (Barriles)	0,5	0,5
Problemas Durante la Cementación	Sin Problemas	Sin Problemas

4.2. Análisis de los Registros de Cementos en los Intervalos Productores de los Pozos Cementados en el Área Mayor de Anaco (A.M.A).

El análisis completo de los registros de cementación (CBL, VDL y mapa de impedancia) permitirán conocer las características del cemento presente detrás de los revestidores en el frente de la arena productora o la zona cañoneada y el sello

hidráulico que presenta tanto en su tope como en la base. Además, con ayuda del triple combo de los registros eléctricos (Gamma Ray, Inducción y Densidad-Neutrón) permitirán asumir propiedades litológicas y de fluido para cada arena cañoneada en cada pozo.

4.2.1. TM-048 (Campo El Toco).

4.2.1.1. Formación Merecure -C- Inferior (ME-CI).

Esta formación perteneciente al yacimiento TM-24 posee características petrofísicas moderadas; con 6 Pies de arena neta petrolífera, 9% de porosidad, 12 mD (miliDarcy) de permeabilidad y con una energía de yacimiento de 1.259 Lpc. Esta arena se dejó con posibilidad de producir a través de una camisa de producción. Mediante el triple combo de registros Gamma-Ray, Inducción y Densidad-Neutrón (Apéndice D, Figura D.2), se concluye que la arena de estudio posee su tope a 7.594 Pies y su base 7.638 Pies con intercalaciones de lutitas y excelentes propiedades petrofísicas en el tope de la misma.

A través del registro de cemento (Apéndice D, Figura D.1) se determinó que esta arena posee un sello hidráulico de 14 Pies por encima y de 6 Pies por debajo; durante este trayecto de sello se observa una señal de CBL menor al 10 Mv (Milivoltio), lo que cual permite garantizar una buena adherencia del cemento al revestidor y el VDL en líneas curvas al final de la lectura indicando una buena adherencia del cemento a la formación. Cabe destacar que en la parte superior a 14 Pies por encima del tope de la arena existía una buena lectura, tanto del CBL como del VDL; sin embargo, a esa longitud el mapa de impedancia acústica disminuye su intensidad (color oscuro), lo cual indica que el porcentaje de cemento que se encuentra adherido al revestidor esta disminuyendo. Quizás allá la posibilidad de la

presencia de un micro-anillo, el cual es considerado una mala cementación ya que el hidrocarburo en producción puede canalizarse a través de este y ser producido por el espacio anular lo cual no es permitido por el MENPET o cabe la posibilidad que a través de este micro-anillo pueda migrar fluidos no deseables, como el agua, y ser producidos a través de la tubería de producción.

4.2.1.2. Formación Merecure-J1,S (ME-J1,S).

Al momento del desarrollo de este pozo se decidió producir la arena ME-J1,S a través de la completación sencilla selectiva que posee el mismo; ya que posee mejores características petrofísicas (12% de porosidad y 39 mD) y con una presión de 1.473 Lpc. El tope y base de la arena prospectiva son (7.758-7.830 Pies), obtenidos mediante el combo de registro eléctricos Inducción, Gamma Ray y Densidad-Neutrón (Apéndice D, Figura D.4) y a través de los mismos también se determinó que la arena posee buenas características petrolíferas durante 30 Pies, corroborados por los registros Inducción y Densidad-Neutrón. Por tal motivo se decidió cañonear 20 Pies de estos 30 Pies mencionados anteriormente.

En las capas suprayacentes hay una arena con la posibilidad de contener fluidos (Formación Merecure-F), localizadas en 30 Pies sobre el tope de la arena por lo que se requiere un buen aislamiento en estas zonas que impidan la producción de estos fluidos. En las capas infrayacentes la arena limpia más cercana se encuentra aproximadamente a 100 Pies, y de acuerdo al análisis de los perfiles Inducción, Densidad y Neutrón se concluye que la arena esta saturada con agua Merecure-H-Inferior (ME-H-I). Mediante el combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.3), se determinó que 18 Pies sobre el tope de la arena, se muestra una mala lectura de CBL mayor a 10 Mv, sin embargo, las lecturas de VDL y mapa de impedancia indican buena cementación. Se determinó que hasta ese punto se localizaba el sello hidráulico ya que estamos en presencia de un micro-anillo alojado a la tubería de

revestimiento. Esto trae como consecuencia que los posibles fluidos que contengan las arenas suprayacentes (MER-F) puedan canalizarse y ser producidos a través del espacio cañoneado. En las capas infrayacentes se localizan las arenas ME-H (inferior y superior) las cuales son arenas muy limpias separadas por intercalación de lutitas, pero estas arenas presentan resistividad baja; por lo que se concluye que son arenas saturadas de agua. Estas arenas se encuentran inmediatamente en la base de la arena de estudio, pero la que tiene mejores características litológicas está localizada a 30 Pies. La arena de estudio (ME-J1,S), posee una excelente cementación en la parte inferior con un mapa de impedancia indicando un gran porcentaje de cemento detrás de los revestidores y una buena lectura de VDL. Cabe destacar que la lectura de CBL posee 9 Mv a 48 Pies y se consideró hasta ese punto la longitud de sello hidráulico que posee esta arena, el cual es suficiente para aislar las arenas de agua.

4.2.2. TM-107 (Campo El Toco).

4.2.2.1 Formación Oficina- Miembro Colorado- H (CO-H).

Esta arena corresponde a un yacimiento de petróleo de medianas dimensiones y posee reservas remanentes de 711,989 MBN y 3019, 017 MMPCN, de petróleo y gas, respectivamente. Sus características petrofísicas son de 21% de porosidad y permeabilidad 540 mD; por otra parte, desde el punto de vista energético cuenta con una presión de 2.474 Lpc, lo cual representa energía suficiente para drenar las reservas remanentes. Por todas esas características y en miras de tener un excelente potencial en la sarta corta se perfora y completa este horizonte.

De acuerdo al combo de registros GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.6), se analizó las posibles características de fluidos y litológicas de esta arena y se obtuvo como tope de la misma 6.621 Pies y base a 6.695 Pies y como se puede observar solo

en la parte inferior de toda la formación se muestran buenas características petrolíferas: Una arena relativamente limpia de 16 Pies con una lectura de GR (Gamma Ray) de 22 gr, una resistividad promedio en la zona de arena limpia, de 90 ohm-m y de acuerdo a el cruce de las curvas del registros Densidad-Neutrón (D-N) se determina la presencia de hidrocarburo en esta zona. Por tal motivo se decidió cañonear 10 Pies de esta zona con buenas características.

Mediante los registros sínicos de cemento (Apéndice D, Figura D.5), se determina la capacidad antimigratoria que posee tanto el sello superior como inferior. El primero, posee una longitud de 36 Pies con lectura de CBL de 7 Mv asumiéndose buena adherencia del cemento al revestidor, VDL en curvas lo que implica buena adherencia a la formación y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de adherencia al revestidor de un 90%. Estas características permiten el aislamiento de la zona productora de formaciones que no pertenecen a esta, sin embargo; a través del perfil Densidad-Neutrónico, no se determina presencia de fluidos en las zonas suprayacentes. Por otra parte, en la parte inferior de la zona de estudio se observa un sello hidráulico de 30 Pies con características semejantes a las observadas en la parte superior, lo que posiblemente permita aislar el área cañoneada de una zona de la arena infrayacente (CO-I), lo cual conlleva a la observación de un registro de temperatura donde no se observa transferencia de fluidos a través del anular Revestidor-Formación.

4.2.2.2. Formación Merecure-M1 (ME-M1).

Esta constituida por un yacimiento de gas condensado de mediana extensión el cual cuenta con unas reservas remanentes de 497,512 MBN de petróleo y 6145,123 MMPCN de gas. Este yacimiento cuenta con una presión en el orden de 3.061 Lpc, lo que representa un buen nivel energético para continuar drenando las reservas remanentes del yacimiento; según un análisis petrofísico realizado al pozo presenta

una porosidad promedio de 15% y permeabilidad de 111 mD. Todas estas características conllevan a la completación de este horizonte a través de la sarta larga.

A través de los registros eléctricos corridos a hoyo abierto GR, IND, y D-N (Apéndice D, Figura D.8) se determinó que la arena posee su tope a 8.171 Pies y su base a 8.275 Pies, para un espesor de arena de 104 Pies; sin embargo, esta formación muestra buenas características litológicas determinado por el registro Gamma Ray, con una lectura promedio de 24 gr durante 20 Pies y buenas características de fluido debido a su alta resistividad de 150 Ohm-m y al cruce de las curvas de registros de Densidad-Neutrón. Por tal motivo se decidió cañonear 12 de los 20 Pies en los cuales se localizaban buenas características petrolíferas.

El análisis completo de los registros de cemento (Apéndice D, Figura D.7), permitió determinar la capacidad de su sello hidráulico presente en esta arena. En el tope de la arena de estudio, se observa un sello hidráulico de 14 Pies. Este posee lecturas de CBL de 10 Mv aproximadamente, VDL en líneas moderadamente atenuadas y mapa de impedancia mostrando un porcentaje de adherencia del cemento al revestidor de un 75% aproximadamente; estas características posiblemente sean capaces de evitar que fluidos de arena suprayacentes. Por otro lado, en la parte inferior; se observa un sello hidráulico de 6 Pies con características semejantes a la zona superior, pero en la parte superior existe una formación con poca limpieza (intercalaciones de lutitas), por lo que no se requiere un sello hidráulico de una excelente calidad. No obstante, se requiere analizar la producción para corroborar la efectividad de la longitud y adherencia de los sellos presente en esta arena.

4.2.3. G-101 (Campo Guarío).

4.2.3.1. Formación Merecure-J1L (ME-J1L).

Esta arena corresponde a un yacimiento de gas condensado con una porosidad de 14%, permeabilidad de 76 mD, 1.014 Lpc de presión y las reservas remanentes se encuentran en el orden de 44,514 MMPCG y 6.268 MBN. De acuerdo del tren de registros eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.10), se determina que el tope de la arena 9.745 Pies y su base a 9.860 Pies, con un espesor neto petrolífero de 40 Pies, mostrando una alta resistividad, aproximadamente de 700 ohm-m y observando el cruce de las curvas del registro Densidad- Neutrón se determinó las buenas características de fluido y litológicas a esta arena.

Por medio de los registros de cemento (Apéndice D, Figura D.9), se puede inferir que la arena de estudio posee buenas características de cemento en su base; con una lectura baja de CBL, menor a 5 Mv, lo cual garantiza una buena adherencia del cemento al revestidor; el mapa de impedancia aproximadamente da un porcentaje de adherencia del 98%; sin embargo, a pesar que la lectura del VDL da en líneas curvas, al final de la corrida carece de dichas deflexiones y se puede deducir que es causada por el fluido de completación cuando la señal regresa a los receptores. Luego de analizado la ausencia de las deflexiones en las curvas de VDL, se concluye que la longitud del sello hidráulico en la base de la arena es de 38 Pies. En el tope de la arena de estudio esta en presencia de una mala cementación, con lecturas de CBL aproximadamente de 25 Mv, VDL en líneas rectas y un mapa de impedancia mostrando muy poco porcentaje de cemento detrás de los revestidores. Sin embargo, la mala cementación no es del todo afirmativa ya que si se tiene sello hidráulico, pero se conllevara a producir una zona no perteneciente al yacimiento.

Esto trae como consecuencia el requerimiento de aislamiento en estas zonas, sin embargo al momento de colocar a producir la arena no se perforaron dichos

aislamientos; y se producirá de la arena ubicada en el tope (ME-J1U), la cual puede contener gas de acuerdo al registro D-N (Apéndice D, Figura D.10). Estos aislamientos serian necesarios para verificar las reservas producidas y las remanentes de la arena de estudio. La zona con mala cementación de la arena de estudio son 39 Pies en su tope, luego de esto se observa buen sello hidráulico en una longitud de 9 Pies con excelentes características CBL de 5 Mv, VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de un 100%.

4.2.3.2. Formación Merecure-S1 (ME-S1).

Esta arena, al igual que la arena anterior, corresponde a un yacimiento de gas condensado con propiedades petrofísicas de 14% de porosidad, permeabilidad de 150 mD y una presión de 3.877 Lpc indicando buen nivel energético. Por tal motivo se decidió completarla para verificar el potencial real de este yacimiento, el cual esta inactivo desde el año 1951. De acuerdo al tren de registros Gamma Ray, Inducción y Densidad-Neutrón (Apéndice D, Figura D.12) se determina que el tope de la arena esta localizado a 10.335 Pies y su base a la profundidad de 10.392 Pies; y de acuerdo a la resistividad de 400 ohm-m y el cruce de las curvas D-N, comprueba la presencia de hidrocarburo en esta arena.

Mediante el análisis de los registros de cemento (Apéndice D, Figura D.11), se estimó las longitudes, características y capacidad del cemento para evitar el paso de fluido a través del anular formado entre el revestidor y la formación. Como resultado de esto, en la parte superior se observa un sello con 39 Pies de longitud, lecturas de CBL de 2,5 Mv, VDL perfectamente atenuado y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de aproximadamente 100%. Por lo que se concluye que este sello posee una excelente capacidad antimigratoria al igual que el sello inferior, el cual a pesar de tener las mismas características al superior, tiene una mayor longitud (52 Pies).

4.2.3.3. Formación Merecure-S6 (ME-S6).

Esta constituida por un yacimiento de gas condensado el cual presenta 8 Pies de arena neta petrolifera, propiedades petrofisicas de 16% de porosidad y 156 mD de permeabilidad; su nivel energético esta en el orden de 4.729 Lpc y donde el pozo esta ubicado en un area poco drenada del yacimiento, por lo que resulta atractivo completarla y continuar drenando las reservas actuales las cuales estan en el orden de 12,74 MMMPCG y 849 MBN, a través de este nuevo punto de drenaje.

Mediante los perfiles tomados a hoyo abierto Gamma Ray (GR), IND (Inducción), y Densidad-Neutrón (D-N), el cual puede ser observado en el Apéndice D, Figura D.14; se estima que el tope y la base de la arena están localizados a la profundidad de 10.471 Pies y 10.512 Pies, respectivamente; y donde se observan buenas características tanto litológicas y de fluidos contenidos en las rocas en 12 Pies de la parte inferior de arena de estudio, con una lectura de GR de 15 gr indicando una arena limpia y con muy baja arcillosidad presente en ella, una resistividad promedio 400 ohm-m y una pequeña zona de cruce del perfil D-N indicando buenas características de roca y presencia de fluidos. Por tal motivo se deciden cañonear 8 Pies de esta zona con buenas características para drenar las reservas remanentes del yacimiento.

Esta arena posee una adherencia al cemento muy buena tanto en el tope como en la base de la misma, como puede ser observado en los perfiles de cemento (Apéndice D, Figura D.13), donde las lecturas y características son semejantemente en ambos limites de espesor de arena. Las lecturas de CBL se encuentran en el orden de los 2 Mv, un VDL perfectamente atenuado y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de adherencia a la tubería de revestimiento de un 100%, lo que garantiza el perfecto aislamiento de la zona productora y evita la canalización de fluidos detrás de los revestidores. Sin embargo, la diferencia entre el sello hidráulico

superior e inferior radica en su longitud, ya que el primero posee 23 Pies y el segundo 10 Pies; pero esto no implica que uno tenga una mayor efectividad que el otro.

4.2.4. JM-261 (Campo San Joaquín).

4.2.4.1. Formación Merecure-C (ME-C).

Esta arena correspondiente a un yacimiento de gas condensado de medianas dimensiones asociadas a un acuífero. Actualmente el yacimiento se encuentra inactivo, donde solo se ha producido 9,1 MBN de condensado y 1776,7 MMPCN de sus reservas y presenta una arena neta petrolífera de 12 Pies y buenas propiedades petrofísicas (permeabilidad de 34 mD y porosidad efectiva de 11%). De igual manera, es importante mencionar que la presión del yacimiento es de 3.725 Lpc la cual es suficiente para producir sus reservas por flujo natural. A través del combo de registros eléctricos GR,IND y D-N (Apéndice D, Figura D.16) se puede determinar que el tope y base de la arena se localizan a 9.126-9.212 Pies, respectivamente; la cual posee una zona de 16 Pies con buenas características: Una resistividad en promedio de 90 Ohm-m, una arena con una lectura de GR de 25 gr y de acuerdo al cruce del registro de Densidad-Neutrón (D-N) se observa una pequeña zona de hidrocarburos. Por tal motivo se decide cañonear 12 Pies de la longitud de buenas características petrolíferas.

Mediante el combo de registros de cemento GR, CCL, CBL, VDL y mapa de impedancia (Apéndice D, Figura D.15) se observa que la arena de interés (ME-C) no posee una buena calidad proceso de cementación tanto en su base como el tope; con una lectura de CBL de 20 MV, un VDL mostrando líneas rectas y un mapa de impedancia indicando un porcentaje de cemento muy bajo detrás de los revestidores y en su base se muestran características semejantes a las que se encuentran en el tope indicando una mala cementación. Esto traerá como consecuencia que los fluidos

contenidos en la arena suprayacente (ME-B) e infrayacente (ME-D), puede canalizarse a través de los intersticios localizados en este mal cemento. Sin embargo, cabe resaltar que en el tope y base de los 12 Pies cañoneados en esta arena, se encuentra un pequeño sello hidráulico que posiblemente sea capaz de aislar las canalizaciones de fluidos detrás de los revestidores, de lo contrario se requeriría la perforación de aislamiento para evitar problemas durante la producción de hidrocarburos. Este sello hidráulico en su tope y en su base posee características similares con una longitud de 4 Pies, en donde se tienen lecturas de CBL de 5 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 85 % aproximadamente.

4.2.4.2. Formación Meregure-H (ME-H).

Esta arena corresponde a un yacimiento de gas condensado de extensas dimensiones en la cual los pozos completados en este horizonte han logrado acumular un total de 3,1 MMBls de petróleo y 102,6 MMMPCG de gas. La evaluación petrofísica refleja una porosidad de 12%, una permeabilidad de 42 mD y una arena neta petrolífera de 20 Pies; la energía de este yacimiento se encuentra en el orden de 1.017 Lpc, el cual es un nivel energético aceptable para la producción de los hidrocarburos contenidos en este yacimiento. Mediante el combo de registros a hoyo abierto Inducción, Gamma Ray y Densidad-Neutrón (Apéndice D, Figura D.18), se estima que el tope de la arena de estudio se encuentra a 9.355 Pies y su base a 9.400 Pies; y en gran parte de su espesor se tienen excelentes características tanto de roca como de fluidos contenidos en las misma, con una lectura de GR de 15 gr, una resistividad de 350 ohm-m y a través del cruce de las curvas Densidad-Neutrón se confirma la presencia de hidrocarburo. Por tal motivo se cañonearon 20 Pies de esta zona.

Mediante el combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.17) se concluye que la arena de estudio posee un sello hidráulico de moderada calidad en el tope de la misma con una longitud de 6 Pies, donde se localizan características que pueden ofrecer un aislamiento zonal, pero no son las optimas; ya que la lectura del CBL muestra una señal de 6 Mv, un VDL con líneas moderadamente atenuadas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 75% aproximadamente. En tal caso que este sello no sea lo suficientemente eficaz, la arena superior (ME-G) la cual tiene la posibilidad de contener agua, podría canalizarse y producirse por la arena prospecto. En la base de la arena de estudio, se observan un sello hidráulico de 20 Pies con excelentes características de cemento las cuales son necesarias para el aislamiento zonal de esta arena; una lectura de CBL de 2,5 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje aproximado de 98%. Estas buenas características permitirán el aislamiento en la base de la arena de estudio y donde se localiza la arena ME-I, la cual tiene pequeñas zonas de hidrocarburos.

4.2.4.3. Formación San Juan-B (SJ-B).

De acuerdo a los mapas Isopaco-Estructurales esta arena corresponde a un yacimiento de gas condensado de mediana extensión. Actualmente el yacimiento se encuentra inactivo con una producción acumulada de 121,6 MBN de condensado y 2,6 MMMPCN de gas; donde las reservas remanentes son de 1.766 MBN de condensado y 48.617 MMPCN de gas. La presión de este yacimiento esta en el orden d 2.000 Lpc, resultando un valor de una estimación considerando la tendencia histórica del mismo; la interpretación petrofísica indica valores promedios de porosidad de 7% y 14 mD de permeabilidad. Mediante los registros eléctricos IND, GR, y D-N (Apéndice D, Figura D.20), se estima como tope de la arena a la profundidad de 10.517 Pies y su base a 10.650 Pies. Sin embargo, gran parte de la arena muestra muchas heterogeneidades en su tope con relación a la arcillosidad medida por el registro GR (Gamma Ray), solo en la base de la arena se muestran

buenas propiedades petrolíferas con una lectura de GR de 23 gr, una resistividad promedio de 300 ohm-m y cruce de la curvas del perfil Densidad-Neutrón indicando la presencia de hidrocarburos. Esto trae como consecuencia que se decidiera cañonear 20 Pies de la zona con excelentes características.

La arena de estudio posee su base a 10.650 Pies y el combo de registros de cemento para esta arena se corrió hasta esa profundidad, por tal motivo no se puede determinar el aislamiento zonal que posee la base de la arena. A raíz de esto se decide tomar en consideración solo la zona cañoneada para determinar la longitud del sello hidráulico. Mediante los registros de cemento (Apéndice D, Figura D.19), se determina una longitud de sello hidráulico superior es de 26 Pies con una señal de CBL de aproximadamente 5 Mv, VDL con líneas bien atenuadas y mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de aproximadamente de 90%. Estas características permiten deducir que el cemento tendrá excelentes propiedades para aislar la zona cañoneada de posibles intrusión de fluidos desde el tope de la misma arena de estudio o de hidrocarburos procedentes de la arena suprayacente SJ-A. En la parte inferior de la zona cañoneada de la arena SJ-B, se determina un sello hidráulico de 14 Pies con lecturas excelentes de tanto de CBL, VDL y mapa de impedancia lo que garantiza el buen aislamiento de la zona cañoneada.

4.2.5. JM-262 (Campo San Joaquín).

4.2.5.1. Formación Oficina- Miembro Colorado-P1 (CO-P1).

Esta arena corresponde a un yacimiento de petróleo liviano de medianas dimensiones asociadas a un acuífero y posee excelentes propiedades petrofísicas (Permeabilidad: 137 mD y porosidad efectiva de 15%); de igual manera, es importante mencionar que este pozo se encuentra ubicado en una posición favorable

convirtiéndolo en un buen punto de drenaje para esta arena y la presión del yacimiento posee un valor de 3.873 Lpc, suficiente para la producción de sus reservas por flujo natural. Mediante el combo de registros eléctricos IND, GR y D-N (Apéndice D, Figura D.22), se determina tope y base de la arena de interés (7.382-7.462 Pies); sin embargo, durante ese espesor de arena solo se observan buenas características hacia el tope de la misma (18 Pies), a lo largo de esa longitud se observan lecturas de GR de aproximadamente 7 gr, la cual indica una arena muy limpia con poca cantidad de material arcilloso entre sus intersticios, una resistividad del fluido contenido en la roca de 300 ohm-m y de acuerdo al cruce del perfil de Densidad-Neutrón (D-N) se confirma la presencia de hidrocarburo en esta zona; por tal motivo se decide cañonear 6 Pies de la longitud con excelentes características petrolíferas.

A través del combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.21), se determina un sello hidráulico en el tope de la arena de estudio de 10 Pies; con una lectura de CBL de 8 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia indicando un porcentaje de cemento de aproximadamente de un 90%. Estas características del cemento fraguado detrás de los revestidores permiten aislar la comunicación de fluidos de arenas superiores. En la base de la arena analizada no existe sello hidráulico debido a que la lectura del CBL supera los 10 Mv, por tal motivo se decidió tomar como sello hidráulico una zona por debajo del área cañoneada, la cual posee una longitud de 20 Pies, donde localizan lecturas de CBL de 9 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia con un porcentaje de cemento detrás de los revestidores de 95. Este sello hidráulico permitirá aislar una zona de la arena en estudio con posible contención de agua de formación, debido a una lectura de resistividad muy baja (1 Mv).

4.2.6. JM-263 (Campo San Joaquín).

4.2.6.1. Formación Oficina- Miembro Moreno-C (MO-C).

Esta arena corresponde a un yacimiento de gas seco, en la cual hasta el presente no se ha completado ningún pozo en él, por lo que el mismo se encuentra en condiciones originales. En lo que respecta a su nivel energético se determinó que la arena presenta actualmente una presión de 822 Lpc, la cual se considera atractiva para drenar las reservas de hidrocarburos remanentes en el yacimiento que se encuentran en el orden de 11.287 MMPCN de gas. El análisis petrofísico de la arena, indica porosidad de 31%, saturación de agua de 10% y una permeabilidad de 3.060 mD. El triple combo de registros de eléctricos (Apéndice D, Figura D.24), arrojan que la arena posee su base y tope a las profundidades de 1.908-2021 Pies, respectivamente; esta arena de gran espesor (113 Pies), presenta dos zonas con buenas características tanto litológicas como de fluidos, las cuales se encuentran en el tope y base de arena. No obstante, se decidió cañonear 20 Pies de la zona localizada en la base de la arena ya que posee mejores propiedades que la localizada en su tope: Un GR (Gamma Ray) con una lectura de aproximadamente 30 gr, una resistividad promedio de 100 ohm-m y un área considerable donde se cruzan las curvas del perfil de Densidad-Neutron (D-N) la cual indica la presencia de gas en esta zona.

En el combo de registros de cemento GR, CBL, VDL y mapa de impedancia (Apéndice D, Figura D.23), se observa una muy mala cementación con una lectura de CBL de 40 Mv, un VDL en líneas rectas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje muy bajo de cemento detrás de los revestidores. Todas estas malas características encontradas en el perfil antes mencionado no permiten el aislamiento zonal de la arena en estudio, en la cual en ambos límites (superior e inferior), existen arenas de agua. Esta mala cementación se debe a la poca consolidación de la

formación (formación somera), lo que trae como consecuencia altos valores de porosidad y permeabilidad, por donde el cemento que se bombeó tiene a escapar. Sin embargo, a raíz de la mala cementación observada en el pozo, se decide bajar con cañones Through Tubing 2-1/8 Pulgadas 6 TPP antes de completar el pozo para perforar aislamiento en la parte superior (1.906-1.910 Pies) e inferior (2.036-2.040 Pies) de arena de interés y se asume buenas características de cemento ya que se alcanzó la presión de Squeeze.

4.2.6.2. Formación Oficina- Miembro Moreno-M (MO-M).

De acuerdo a los mapas isopacos-estructurales esta arena corresponde a un yacimiento de gas seco de pequeñas a mediana dimensiones; hasta la fecha no se han completado pozos en este yacimiento, sin embargo el alto Background durante la perforación de pozos anteriores en inclusive este pozo, así como también la presión medida en este último de 651 Lpc; demuestra que el yacimiento cuenta con un buen nivel de energía para producir sus reservas remanentes, las cuales se encuentran en el orden de 1.631 MMPCN de gas. El análisis petrofísico arroja que la arena presenta excelentes propiedades: Porosidad de 27%, saturación de agua de 18% y permeabilidad de 1.632 mD. A través de los registros eléctricos a hoyo abierto GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.26) se determina tope y base de arena a la profundidad de 2.840-2.915 Pies, respectivamente, mostrando buenas características tanto litológicas como de los fluidos contenidos en las rocas: Un GR (Gamma Ray) con una lectura de 15 gr, mostrando una arena limpia y con buenas características geológicas para la acumulación de hidrocarburos; una resistividad de aproximadamente de 300 ohm-m y de acuerdo al cruce de las curvas del registros D-N se confirma la presencia de gas seco en esta zona.

Mediante el combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.25), se determina que en el tope de la arena existe un sello hidráulico de 15 Pies, con un

cemento de buenas propiedades para el aislamiento zonal: Una lectura de CBL de aproximadamente 10 Mv, un VDL donde desaparecen la señal de las curvas lo que indica que el cemento posee muy buenas propiedades de compactación, el cual tiende a confundirse con la señal de la formación y un mapa de impedancia arrojando un porcentaje de cemento de aproximadamente un 90%. Cabe resaltar que esta zona de sello hidráulico no esta inmediatamente en el tope de la arena, sino que existe una longitud con una cementación de baja calidad que no permite el aislamiento de zonas; sin embargo, en esa longitud (14 Pies), no existe problemas de fluidos de formación que puedan canalizarse hacia la zona cañoneada, ya que esta zona posee muchas heterogeneidades (intercalaciones de lutitas) y la arena más próxima a contener fluidos esta localizada a 40 Pies. En la base de la arena de estudio se observa un sello hidráulico de 6 Pies y con una baja calidad: Una lectura de CBL de 15 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 60%.

4.2.7. RG-283 (Campo Santa Rosa).

4.2.7.1. Formación Oficina- Miembro Colorado-B4 (COB4).

Esta arena esta constituida por un yacimiento de gas condensado con un contacto condensado agua original ubicado a 8.800 Pies bajo el nivel del mar. También posee unas reservas totales de 2.089,98 MBl de líquido (petróleo y condensado) y 79.702,59 MMPC de gas, contando actualmente con unas reservas remanentes de 368 MBl de líquido y 6.217 MMPCN de gas. Esta arena posee un espesor de 11 Pies y propiedades petrofísicas de 21% de porosidad y 365 mD de permeabilidad. Este pozo se encuentra en una posición estructural favorable capaz de drenar las reservas remanentes con eficiencia y a tasas económicas viables con una presión de yacimiento de 856 Lpc por flujo natural a través de la sarta corta. Por

medio del triple combo de registros eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.28) se estima que el tope y base de la arena están localizados a 7.345 y 7.398 Pies, respectivamente; Un GR de 15 gr, una resistividad promedio de 150 ohm-m y de acuerdo al cruce de las curvas del perfil D-N se confirma la presencia de hidrocarburos en 11 Pies del espesor total de arena; por tal motivo, se decide cañonear la longitud antes mencionada.

Mediante el combo de registros de cementación (Apéndice D, Figura D.27), se estima que la arena posee un sello hidráulico en su tope de 11 Pies, con un CBL no mayor a 10 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de un 80% aproximadamente. Estas características permitirán el aislamiento de una pequeña zona de hidrocarburo localizada en la arena suprayacente (CO-B3), aproximadamente a 50 Pies. En la parte inferior de la arena de interés no se observa sello hidráulico en su base y con transferencia de agua desde la arena inferior (CO-C) hasta la profundidad de 7.395 Pies (determinado a través de un registro de temperatura), por tal motivo se considera como sello hidráulico inferior, una zona con buenas características localizada inmediatamente debajo de la zona cañoneada (16 Pies) con lecturas de CBL de 9 Mv, VDL en líneas curvas y mapa de impedancia mostrando porcentaje de cemento de un 85%; estas características permiten detener la migración del agua desde las capas infrayacentes hacia la zona cañoneada y ser producida a través de esta.

4.2.7.2. Formación Merecure-S1 (ME-S1).

Corresponde a un yacimiento de gas condensado asociado a una zona de petróleo liviano de medianas dimensiones. El pozo RG-283 se encuentra ubicado en la parte alta de la estructura en la zona de gas condensado a una profundidad de 9.115 Pies bajo el nivel del mar y de acuerdo a los registros tomados se estimaron propiedades petrofísicas en 30 Pies de arena neta petrolífera con porosidad promedio

de 16% y permeabilidad de 176 mD. Durante la vida productiva de este yacimiento acumuló una producción de 54.942,462 MMPCN de gas y 5.881,364 MBN (condensado); quedando unas reservas remanentes de 6.453 MMPC de gas y 2.159 MBN. Se estima que tiene una presión de yacimiento en el orden de 1.700 Lpc, la cual permitirá la producción de hidrocarburos mediante flujo natural. A través del combo de registros tomados a hoyo abierto GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.30), se estima tope y base de arena a la profundidad de 9.982-10.028 Pies, observándose buenas características tanto del tipo de roca como los fluidos que ésta contiene durante casi todo el espesor total de arena. Estas características son un Gamma Ray (GR) promedio de 15 gr, indicando bajo cantidad de material arcilloso en la roca; una resistividad de 500 ohm-m, indicando presencia de hidrocarburo y confirmado por el cruce de las curvas del perfil Densidad-Neutrón. Por estos motivos, se deciden cañonear 30 de los 46 Pies que presenta la arena.

Los registros de cemento de esta arena (Apéndice D, Figura D.29) permiten caracterizar la calidad de cementación presente en ella; y como se puede observar, el cemento detrás de los revestidores posee excelentes características para aislar las arenas inferiores y superiores a la arena de interés: Una lectura de CBL de aproximadamente 5 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de un 90%, aproximadamente. En la parte superior al tope de la arena se observa un sello hidráulico de 52 Pies y culmina a esa longitud debido a que la lectura de CBL llega aproximadamente a los 10 Mv, lo cual no garantiza el aislamiento zonal como consecuencia de la formación de un micro-anillo alojado a la tubería de revestimiento. En la parte inferior se tiene un sello hidráulico de 50 Pies, y culmina a esa longitud por debajo de la base de la arena a raíz de la lectura de CBL (mayor a 10 Mv) y mapa de impedancia (disminuye su porcentaje o color oscuro).

4.2.7.3. Formación Merecure-T 4,5 (ME-T 4,5).

Esta constituida por un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado de grandes dimensiones con unas reservas totales de 24.008,122 MBls de líquido (petróleo y condensado) y 257.969,145 MMPC de gas, contando actualmente con unas reservas remanentes de 12.691 MBls de líquido y 90.413 MMPCN de gas. Este pozo se encuentra ubicado en la zona de gas condensado a una profundidad de 9.307 Pies bajo el nivel del mar y presenta un espesor de arena de 79 Pies. Las propiedades petrofísicas estimadas a través de los perfiles Densidad-Neutrón son de 8% de porosidad y 11 mD de permeabilidad. Este yacimiento cuenta con una presión de 1.285 Lpc y debido a su comportamiento productivo, moderada presión y a sus reservas remanentes, se recomienda completar esta arena como productora de hidrocarburo por flujo natural en la sarta larga y así continuar drenando las reservas. Observándose el tren de perfiles eléctricos GR-IND y D-N (Apéndice D, Figura D.32), se puede visualizar una arena de gran espesor (104 Pies) y con muchas heterogeneidades (arenas con intercalaciones de lutitas), con tope y base a 10.230 – 10.334 Pies. Sin embargo, se observan dos pequeñas zonas con buenas propiedades (una de 16 Pies y la otra de 10 Pies) donde un bajo GR, una alta resistividad y cruce de las curvas del perfil D-N permite inferir la presencia de hidrocarburos. Como consecuencia de aquello, se decide hacer un doble cañoneo con Through Tubing 2-1/8 Pulgadas: El primero de 14 Pies y el segundo de 8 Pies.

A través del combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.31), se concluye en una excelente cementación presente en esta arena la cual permite aislar tanto la zona cañoneada, los límites de arena (tope y base) e incluso las dos pequeñas zonas cañoneadas dentro de la misma arena. En las capas suprayacentes se observa un sello hidráulico de gran espesor (72 Pies), el cual es suficiente para permitir el aislamiento zonal de arenas superiores. En la zona de sello hidráulico se observan lecturas de CBL de aproximadamente 5 Mv, VDL en líneas curvas y un mapa de

impedancia de un 90% de cemento detrás de los revestidores. En la base de la arena se observan características similares a la zona superior, sin embargo; la longitud de sello hidráulico para esta zona es de 25 Pies ya que la lectura de CBL supera los 10 Mv. No obstante, esta longitud (25 Pies), permite aislar la arena productora de formaciones inferiores (Vidoño).

4.2.8. RG-284 (Campo Santa Rosa).

4.2.8.1. Formación Oficina- Miembro Moreno- I (MO-I).

Esta arena corresponde a un yacimiento de gas condensado de medianas dimensiones, al cual se le estiman reservas remanentes en el orden de 1.025 MBl de condensado y 26.324,3 MMPC de gas. Asimismo, se considera que el nivel de energía es de 828,2 Lpc, siendo esta una presión suficiente para la producción por flujo natural. Desde el punto de vista petrofísico, posee porosidad en el orden de 27% y de permeabilidad absoluta promedio fue de 1.810 mD (aproximadamente 724 mD de permeabilidad efectiva) y desde el punto de vista de calidad de roca se estima obtener una espesor de arena neta petrolífera de 55 Pies en el hoyo piloto y 65 Pies en la sección altamente inclinada. Considerando el comportamiento de producción de pozos activos en el yacimiento, especialmente los altamente inclinados, nivel de energía y reservas actuales se perfora y completa la arena (sencillo flujo natural con rejilla de 4-½ Pulgadas) por representar una alternativa para contribuir con el drenaje de las reservas remanentes del yacimiento.

Los registros eléctricos (Apéndice D, Figura D.34), corridos en el hoyo piloto a través de una sarta LWD (Logging While Drilling) permiten estimar tanto el tope como base de la arena de interés, los cuales se encuentran a la profundidad de 2.618-2.866 Pies MD (Profundidad medida), respectivamente. Durante este gran espesor de

arena (248 Pies), se observa excelente propiedades durante aproximadamente 120 Pies: Un GR con una lectura promedio de 30 gr, una resistividad promedio de 500 ohm-m y con relación a la gran zona del cruce del perfil Densidad-Neutrón confirma las buenas características litológicas, y aun más importante las del fluido presente en esa zona.

En un pozo horizontal o altamente inclinado donde la zona productora se deja a hoyo abierto, como es la situación presente en este pozo, no se requiere como tal un sello hidráulico en el tope y base de la arena a producir o su defecto en ambos límites del área cañoneada. En cambio, solo se requiere el sello hidráulico que este más cercano a la zapata del último revestidor; para así evitar la canalización de la arena a través del espacio que queda entre el revestidor y la formación, hacia superficie o a las formaciones suprayacentes. Por otra parte puede darse el caso que a través del espacio presente entre revestidor y formación se mueva fluido no deseables y sean producidos por las rejillas a hoyo abierto presentes en el pozo. Sin embargo, los registros de cemento (Apéndice D, Figura D.33) arrojan que no existe buen sello hidráulico en las cercanías a la zapata, y en las pocas zonas donde se observa mejoramiento en la calidad de cemento no son suficiente para ser considerada una buena cementación: Un CBL de 15 Mv, VDL líneas pozo atenuadas y mapa de impedancia con un porcentaje de cemento de 50%. Cabe destacar que estamos en presencia de una formación poco consolidada donde se dificulta los procesos de cementación y añadido a esto, este proceso en los pozos horizontales es aun más difícil. Por tal motivo se perfora aislamientos con cañones de 2-½ Pulgadas en una longitud de 3 Pies efectivos a la profundidad de (2.580-2.583 Pies).

4.2.9. RG-285 (Campo Santa Rosa).

4.2.9.1. Formación Oficina- Miembro Verde-C2 (VE-C2)-

Corresponde a un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado de medianas dimensiones y donde el pozo se encuentra ubicado hacia una zona poco drenada en el yacimiento; presenta un espesor de arena neta petrolífera de 19 Pies y características petrofísicas estimadas de la curva de Densidad-Neutrón de 66 mD de permeabilidad y una porosidad de 11%. La producción acumulada del yacimiento es de 62.408 MMPCN y 11.139 MBN de gas y petróleo, respectivamente; y unas reservas remanentes en el orden de 15.138 MMPCN de gas y 797 MBN de petróleo. A través del triple combo de registros eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.36), se estima una arena con un pequeño espesor total de 27 Pies, y observando los límites (tope y base) a las profundidades de 5.578-5.605 Pies. Sin embargo, durante casi todo el espesor de arena se observan excelentes características litológicas y de fluidos: Un Gr (Gamma Ray) de aproximadamente 12 gr, indicando baja arcillosidad y relativa limpieza de arena; en lo que a material arcilloso se refiere, una resistividad promedio 800 ohm-m indicando la presencia de hidrocarburos y por último, una gran área donde se cruzan las curvas del perfil Densidad-Neutrón (D-N) confirmando la presencia de hidrocarburos y buenas características litológicas.

A través del combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.35), se concluye que la arena de estudio posee características similares y de moderada calidad tanto en su tope como en su base, es decir, lecturas de CBL de aproximadamente 8 Mv, VDL en líneas ligeramente atenuadas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 60%. Estas características, las cuales no son las óptimas, posiblemente permitirán el aislamiento de transferencia de fluidos hacia la zona cañoneada o desde el yacimiento hacia las capas infra o

suprayacentes. Sin embargo, mediante el estudio de temperaturas en el revestidor se cree que no existe esta transferencia de fluidos. La longitud de sello hidráulico que posee la arena en su tope y base son de 34 y 80 Pies, respectivamente; los cuales son espesores considerables para aislar zonas, pero debido a su moderada calidad no se asegura el cumplimiento de dicha función.

4.2.9.2. Formación Oficina- Miembro Verde-I (VE-I).

Esta arena corresponde a un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado, presenta una producción acumulada de 6.212 MBN y 38.735 MMPCN de gas y presenta unas reservas remanentes en el orden de 9.854 MMPCN y 368 MBN de gas y petróleo, respectivamente. El pozo se encuentra ubicado en la zona de gas condensado, con un espesor de 12 Pies de arena neta petrolífera, presentando una porosidad de 17% y 274 mD de permeabilidad y una presión de yacimiento de 810 Lpc. En vista de estas características se perfora y completa el pozo en este horizonte como productor de hidrocarburo por flujo natural en la sarta corta. Mediante en combo de registros Gamma Ray (GR), Inducción (IND) y Densidad- Neutrón (D-N) (Apéndice D, Figura D.38), se estima una arena de moderado espesor (55 Pies) con tope a 6.280 Pies profundidad y base a 6.335 Pies, en la cual se observan buenas características hacia el tope de la arena de interés en una longitud de 18 Pies, con lecturas de GR de 15 gr, una resistividad de aproximadamente de 400 ohm-m y cruce de las curvas del perfil Densidad-Neutrón se confirma la presencia de hidrocarburos. Por tal motivo, se cañonean 12 Pies de la zona con buenas características.

Los registros de cemento presenten en esta arena (Apéndice D, Figura D.37), permiten deducir una mala cementación presente en ella, con lecturas de CBL que superan los 10 Mv, indicando mala adherencia del cemento al revestidor; VDL presentando prácticamente líneas rectas y mapa de impedancia con un baja intensidad

de color lo que permite inferir bajo porcentaje de cemento detrás de los revestidores (50%). Estas características no permiten lograr un aislamiento zonal, pero las capas supra e infrayacente son formaciones lutíticas, las cuales son rocas sellos de permeabilidad despreciables que impiden el movimiento de fluidos, sin embargo; a 40 Pies del tope de la arena se observa una pequeña arena de gas la cual puede canalizarse hacia la zona cañoneada. Por otra parte, si se considera un sello hidráulico se trata; posee 4 y 2 Pies, respectivamente tanto para el tope como para la base de la arena de estudio, el cual tiene una baja calidad: CBL de 10 Mv, líneas de VDL poco atenuadas y mapa de impedancia de 60%. No obstante, se cree que esta longitud y calidad de sello no impide la canalización de fluidos en el espacio anular y se requerirá de la perforación de aislamientos antes de colocarla a producción. Sin embargo, estos aislamientos no se realizaron y a pesar de esta mala cementación se completó el pozo. Por tal motivo, se requiere analizar la producción esperada y real de la arena de estudio, si ha sido abierta a producción, y así corroborar si los aislamientos impiden o no la canalización de fluidos por el anular revestidor-formación.

4.2.9.3. Formación Oficina- Miembro Colorado-A1 (CO-A1).

Esta zona corresponde a un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado de medianas dimensiones, el cual cuenta con una producción acumulada de 24.810 MMPC y 1.318 MBN, y con reservas remanentes de 25.587 MMPCN y 1.159 MBN, de gas y petróleo respectivamente. El pozo RG-285, se encuentra ubicado hacia el tope de la estructura, en una área no drenada del yacimiento, representando un buen candidato para producir las reservas recuperables que se encuentran en dicha zona; por otro lado este pozo se encuentra en la zona de gas condensado con una porosidad y permeabilidad de 9% y 50 mD respectivamente y una presión de 1.748 Lpc, la cual es suficiente para producir los hidrocarburos por flujo natural de forma selectiva a través de la sarta larga.

Los perfiles eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.40), se estima tope y base de arena a la profundidad de 7.721-7.265 Pies, respectivamente; y similar a la arena anterior se observan características moderadas de rocas y fluidos durante 13 Pies. Estas características son una lectura de GR de 30 gr, una resistividad 60 ohm-m y las curvas del perfil Densidad-Neutrónico no llegan a cruzarse, solo se mantienen cerca, corroborando las bajas propiedades petrofísicas que posee este yacimiento.

El análisis detallado del combo de registros de cemento (Apéndice D, Figura D.39), proporciona la longitud de sello hidráulico que tiene la arena. En su tope posee un sello hidráulico de 31 Pies, el cual tiene buenas características para el aislamiento de zonas con posibilidad a contener fluidos. Estas características corresponden a una lectura de CBL de 6 Mv, un VDL en líneas muy atenuadas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 80%. En la base de la arena de interés, se observa una pequeña zona con malas características de cemento presente detrás de los revestidores; por tal motivo, se considera como sello hidráulico una zona localizada debajo de la zona cañoneada (16 Pies) y que presenta buenas características: Un CBL de 6,5 Mv, un VDL en líneas curvas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de un 80%. Estas últimas, garantizarán el aislamiento de una zona localizada a 50 Pies y que posiblemente contenga hidrocarburos.

4.2.10. RG-286 (Campo Santa Rosa).

4.2.10.1. Formación Oficina- Miembro Verde- A1 (VE-A1).

Esta constituida por un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado, el cual posee unas reservas totales de 3.778 MBls de petróleo y 33.955 MMPC de gas, contando actualmente con unas reservas remanentes de 442 MBls de líquido y 4.520 MMPC de gas. El pozo RG-286 se encuentra ubicado hacia el tope de la estructura,

en la capa de gas condensado representando un excelente candidato para drenar las reservas recuperables de gas y líquido; además presenta buenas características petrofísicas, en las cuales se puede mencionar un espesor neto de arena de 8 Pies, una porosidad de 22% y permeabilidad de 200 mD. En lo que respecta al nivel de energía del yacimiento, su presión se encuentra en el orden de 806 Lpc y considerando los argumentos anteriores se perfora y completa el pozo en este horizonte productor de hidrocarburos, por flujo natural en la sarta corta.

El triple combo de registros eléctricos tomados en el pozo (Apéndice D, Figura D.42), permiten estimar el tope y base de la arena de estudio a la profundidad de 5.980 y 6.020 Pies, respectivamente, pero a pesar de todo el espesor de la arena, solo se observan buenas características hacia el tope de la misma en una longitud de 14 Pies: Un Gr (Gamma Ray) de 27 gr, una resistividad de 80 ohm-m y de acuerdo al cruce de curvas del perfil Densidad-Neutrónico se confirman las buenas características litológicas y de fluidos presentes en esa zona. Por tal motivo, se decide cañonear 8 Pies de la zona con estas buenas características.

Los registros acústicos a hoyo entubado tomados en el pozo o registros de cemento (Apéndice D, Figura D.41), permite inferir la longitud y calidad de sello hidráulico que posee la arena. En su tope se localizan excelente características del cemento fraguado detrás de los revestidores durante 34 Pies, con un CBL de 2,5 Mv, Un VDL con líneas que tienden a desaparecer debido a la gran compactación existente en el cemento fraguado y tienen a confundirse con las propiedades de la roca matriz, lo cual es bueno; y por último un mapa de impedancia indicando un porcentaje considerable de cemento de aproximadamente un 80%. Estas características proporcionaran la adherencia necesaria para aislar los fluidos contenidos en las capas suprayacentes, sin embargo; los registros eléctricos indican que estas capas son rocas sello o lutitas, las cuales evitan el movimiento de fluidos a través de ellas, pero existe una arena con posibilidad a contener fluidos a 100 Pies.

Dentro de la arena de interés, en la parte inferior a la zona cañoneada, se observa un sello hidráulico de 20 Pies con las mismas características localizadas en su tope, las cuales son necesarias para aislar una arena (VE-A2), con presencia de fluidos localizada a 26 Pies a la zona cañoneada y evitar la producción de fluidos indeseables.

4.2.10.2. Formación Oficina- Miembro Verde- I (VE-I).

Corresponde a un yacimiento de gas condensado asociado a una zona de petróleo liviano de medianas dimensiones y donde el pozo se encuentra ubicado en la zona de petróleo del yacimiento a una profundidad de 6.054 Pies bnm (bajo el nivel del mar); de acuerdo a los perfiles tomados en el pozo se estimaron propiedades petrofísicas en 10 Pies de arena neta petrolífera, porosidad promedio de 21% y permeabilidad de 569 mD. Este yacimiento posee unas reservas remanentes de 55.299 MMPC de gas y 368 MBN, con una presión de yacimiento de 818 Lpc cuyo valor permitirá la producción de hidrocarburos mediante flujo natural. Como base a lo descrito, se completa la arena de forma selectiva en la sarta larga.

Los perfiles eléctricos tomados en el pozo Gamma Ray, Inducción y Densidad-Neutrón (Apéndice D, Figura D.44), se estima que el tope de la arena esta localizado a la profundidad de 7.033 Pies y su base a 7.082 Pies, para un espesor total de arena de 49 Pies. Sin embargo; al igual que la arena anterior, solo posee buenas características hacia el tope de la misma durante una longitud de 13 Pies, con una lectura de GR de aproximadamente 23 gr, una resistividad de aproximadamente 60 ohm-m y el área donde se cruzan las curvas del perfil Densidad-Neutrón confirman las buenas características de la roca y la presencia de hidrocarburos en la zona; a raíz de esto, se cañonean 8 Pies en la zona de buenas características y drenar las reservas remanentes presentes en el yacimiento.

Los registros de cemento CBL, VDL y mapa de impedancia acústica (Apéndice D, Figura D.43) en combinación con la curva del perfil Gamma Ray (GR), permiten estimar que el sello hidráulico que posee la arena, tanto en su tope como en su base, son de excelente calidad y propiedades antimigratorias y con una longitud de 26 y 50 Pies, respectivamente. Para ambos casos se observan lecturas muy bajas de CBL de aproximadamente 5 Mv, perfil de CBL en líneas curvas o tiene a desaparecer y mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de 90%; todas estas características aseguran la buena adherencia del cemento tanto a la formación como a la tubería de revestimiento. Por otra parte, aunque se puede observar que la longitud de sello hidráulico para ambos casos se extiende mucho más, se concluye en la longitud antes descrita debido a que el CBL (Cement Bond Log) o adherencia de cemento al revestidor tiende a alcanzar la lectura de 10 Mv, produciéndose así un micro-anillo en contacto con el revestidor.

4.2.10.3. Formación Oficina- Miembro Colorado- KL (CO-KL).

Esta constituida por un yacimiento de gas condensado de grandes dimensiones; el cual posee unas reservas totales de 3.316 MBls de líquido y 94.247 MMPC de gas, contando actualmente con unas reservas remanentes de 732 MBls de líquido y 11.325 MMPC de gas. El pozo RG-286 presenta un espesor neto de arena de 32 Pies, el cual es dividido en tres zonas cañoneadas 10, 14 y 8 Pies; Una porosidad promedio de 16% y una permeabilidad de 117 mD. Además el yacimiento cuenta con una presión de 1.325 Lpc lo cual permite el flujo natural por la sarta larga y así continuar drenando sus reservas.

Esta arena (CO-KL), es la combinación de dos formaciones (CO-K y CO-L), que se decidieron producir en conjunto a través del triple cañoneo implementado en esta sección, y mediante el combo de registros eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.46), se estima que el tope y base; de las arenas en conjunto, se localizan a

la profundidad de 8.655 y 8.772 Pies, respectivamente. Esto representa una arena de gran espesor (117 Pies); sin embargo, solo se localizan buenas características de rocas y fluidos en tres zonas perfectamente diferenciadas por el cruce de las curvas del perfil Densidad-Neutrónico: El primero hacia la base de la CO-K, pero muy cercano a la división entre las formaciones antes descritas, por tal motivo se decide producirlas en conjunto; y las otras dos zonas hacia la base de la CO-L. Las características promedios presentes en estas tres zonas son un GR de 24 gr y una resistividad de aproximadamente 100 ohm-m, causando que se cañoneara los tres intervalos (10,8 y 14 Pies) y así producir las reservas remanentes en este yacimiento.

Mediante el tren de registros de cemento implementados a las arenas de estudio (Apéndice D, Figura D.45), que la arena en conjunto (CO-KL), presenta en su tope un sello hidráulico de moderada calidad con una longitud de 35 Pies. Las características presentes en este sello hidráulico es una CBL de 9 Mv, en promedio; un VDL con líneas atenuadas y un mapa de impedancia o mapa Z indicando un porcentaje de cemento de aproximadamente 70%. Estas características posiblemente permitan el aislamiento de zonas, sin embargo; se observa a través de los registros eléctricos que no existe presencia de fluidos en las capas suprayacentes ni mucho menos arenas limpias, porosas y permeable que los contengan. En la base de la arena de interés, se observa un sello hidráulico con las mismas características y calidad al observado en su tope pero con una longitud de 8 Pies. Este último, posiblemente tenga la capacidad de aislar una arena (CO-M2), con presencia de agua localizada a 56 Pies de la base de la arena de estudio.

4.2.11. RG-287 (Campo Santa Rosa).

4.2.11.1. Formación Oficina- Miembro Naranja- E1 (NA-E1).

Esta arena corresponde a un yacimiento de gas condensado de medianas dimensiones, el cual tiene unas reservas remanentes de 4.663 MBls de petróleo y 16.484 MMPCN de gas. Desde el punto de vista de calidad de roca, la localización se ubica en un área en donde se estima obtener un espesor de ANP (arena neta petrolífera) de aproximadamente 65 Pies en el hoyo piloto y 45 Pies en la sección altamente inclinada; posee una porosidad en el orden de 18%, una permeabilidad cercana a los 193 mD, saturación de agua de 21% y un nivel energético en el orden de los 742 Lpc. Tomándose como base los resultados antes descrito en la perforación de pozos altamente inclinados, se considera buen punto de drenaje la perforación de esta localización (sencilla selectiva con rejilla de 4-½ Pulgadas), para así continuar drenando partes de las reservas remanentes de dicho yacimiento.

Mediante los registros eléctricos corridos en el pozo IND, GR y D-N (Apéndice D, Figura D.48), se determina que el tope y base de arena están localizadas 4.226 y 4378 Pies MD, respectivamente; donde en todo el espesor de arena (112 Pies) se observan buenas propiedades tanto litológicas como de fluido; con una lectura de GR de 45 gr, indicando una arena relativamente limpia de material arcilloso, una resistividad del fluido contenido en la formación de 150 ohm-m y durante toda la arena se observa el cruce de las curvas Densidad-Neutrón. Por tal motivo se decide realizar un pozo horizontal para así aprovechar toda el espesor de arena, donde la última fase se dejó a hoyo abierto y completada con rejillas 4-1/2 Pulgadas.

Como ya fue explicado anteriormente, en el pozo RG-284, los pozos horizontales a hoyo abierto no requieren una cementación en la zona productora, sino

una buena cementación cercana a la zapata del último revestidor, y que concuerde dentro de los límites de la arena de estudio. Por tal motivo al analizar los registros de cementación del pozo (Apéndice D, Figura D.47), se observa un sello hidráulico con una longitud de 8 Pies a la profundidad de 4.258 Pies MD, el cual posee características de moderada calidad que posiblemente sean capaces de aislar la arena de interés. Un CBL promedio de 10 Mv, un VDL en líneas atenuadas

4.2.12. RG-288 (Campo Santa Rosa).

4.2.12.1. Formación Oficina- Miembro Moreno- I (MO-I).

Corresponde a un yacimiento de gas condensado de medianas dimensiones y reservas remanentes de 21.403,7 MMPCN y 1.012,7 MBN de gas y condensado, respectivamente. Este pozo se encuentra ubicado en una zona del yacimiento donde presentan un buen punto para drenar las reservas remanentes que presenta este horizonte. La presión del yacimiento se encuentra en el orden de 744 Lpc, la cual se considera óptima para seguir drenando por flujo natural las reservas remanentes del yacimiento en este nivel estructural; por otra parte el yacimiento en este pozo presenta una porosidad de 33% y permeabilidad de 130 mD. Por todas estas características se propone completar dicha arena de forma sencilla con tubería 3-1/2 Pulgadas, rejilla 3-1/2 Pulgadas y empaque con grava.

Mediante el triple combo de registros eléctricos GR, IND y D-N (Apéndice D, Figura D.50), se estima que el tope y base de la arena estudiada se encuentra a la profundidad de 2.872-2.980 Pies, respectivamente. A lo largo de todo el espesor de arena (108 Pies) se observan, durante 54 Pies, características de moderada calidad: Un Gamma Ray (GR) con una lectura de 50 gr, una resistividad promedio de 55 ohm-m y una gran zona donde se cruzan las curvas de densidad neutrón; por estos motivos

se decide cañonear 40 Pies de esta zona, al principio con cañones Casing Gun 4-½ Pulgadas, 6 TPP y después un recañoneo con cañones Big Hole en 5 intervalos con la finalidad de aumentar en área para el movimiento de fluidos, ya que en arenas no consolidadas se requiere esto, mas no, una alta penetración.

Los registros de cemento tomados en el pozo (Apéndice D, Figura D.49), permiten estimar las longitudes de sello hidráulico que posee la arena, así como también la calidad del posible cemento que se encuentra detrás de los revestidores. En el tope de la arena, a pesar que no se observa inmediatamente un sello hidráulico sino una pequeña zona con una baja calidad de cemento pero no es de gran relevancia ya que a través de los registros eléctricos se observa que es una zona con muy bajas propiedades para la contención de fluidos, después de esto se localiza un sello hidráulico con una longitud de 6 Pies con buenas características: Un CBL con una lectura de 8 Mv, un VDL con líneas atenuadas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de cemento de un 80%. En la base de la arena, la longitud de sello hidráulico es de 12 Pies con características semejantes a las que se presenta en el tope, con la diferencia que la adherencia del cemento al revestidor o CBL posee una lectura de 9 Mv. Estas características tanto las que existen en su tope como en su base permitirán el aislamiento de las arenas supra e infrayacente que contengan agua y así obtener la producción realmente estimada para esta zona y de esta forma evitar la perforación de aislamiento y problema durante la vida productiva del pozo.

4.3. Elaboración de una Base de Datos en Pozos Donde Fue Necesario una Cementación Secundaria o Reparación de la Misma.

Los pozos donde fue necesario la implementación de una cementación secundaria, antes de completar el pozo y por ende antes de abrirlo a producción, como consecuencia de haber detectado una mala adherencia del cemento durante el análisis de registros son: JM-263 del Campo San Joaquín, específicamente en la arena

MO-C y el RG-284 del Campo Santa Rosa en el último revestidor (7 Pulgadas), para así proteger la zona a hoyo abierto con rejillas de 4-1/2 Pulgadas que permite la producción de la arena MO-I y donde las características de estas cementaciones serán mostradas a continuación.

4.3.1. JM-263 (Campo San Joaquín).

Este pozo se le realizó un proceso de cementación secundaria debido a que la cementación presente en el frente MO-C tenía muy malas características en su cementación primaria: Una lectura de CBL de 40 Mv, VDL en líneas poco atenuadas y un mapa de impedancia mostrando un porcentaje de adherencia del cemento al revestidor muy bajo (aproximadamente de un 30%), por tal motivo se le implementó la reparación de esa cementación primaria antes de bajar el equipo de completación sencillo selectivo.

4.3.1.1. Aislamientos Inferiores.

En la Tabla 4.42 se muestra los procesos y operaciones implementadas en el pozo para permitir la perforación de aislamientos.

Tabla. N° 4.42: Perforación de Aislamientos Inferiores JM-263.

Características de Perforación de Aislamiento		
Fluido de Trabajo	Lodo Base Agua	Densidad de 12,6 Lpg
Herramienta Utilizada	Empacadura 7-5/8" y Asentó 1.941'	Dando buenos resultados con 600 Psi
Aislamiento	(2.036'-2.040')	Se implementaron Cañones Through Tubing 2-1/8" 6 TPP

Tabla. N° 4.43: Prueba de Inyectividad a los Aislamientos Inferiores JM-263.

Prueba de Inyectividad	
1 BL	2.000 Psi
1,5 BLS	1.600 Psi
2 BLS	1.300 Psi

La prueba de inyectividad realizada a este aislamiento (Tabla 4.43) permite conocer la capacidad que posee la formación para recibir fluido en esta zona de cañoneo y comparándola con la presión final de asentamiento en la Tabla 4.44, se concluye que este aislamiento requiere un bombeo de una mayor cantidad de volumen de cemento para así garantizar la buena capacidad de aislamiento zonal. Esta presión final de asentamiento debería haber alcanzado alguna de las presiones registradas en la prueba de inyectividad o para mejor éxito en la colocación de aislamiento esta presión debería haber sido mayor.

Tabla. N° 4.44: Cementación de Aislamientos Inferiores JM-263.

Características de Lechada de Cemento				
Densidad (Lpg)	Volumen (Bls)	Volumen (Sacos)	Desplazamiento	Presión final de asentamiento
15,6	14	66,6	5 Bls de agua y 9 Bls de lodo	Logró alcanzar 700 Psi con 2 Bls.

4.3.1.2. Aislamientos Superiores.

Las características y operaciones realizadas en los aislamientos superiores para la arena MO-C, en el pozo JM-263, se presentan en la Tabla 4.45.

Tabla. N° 4.45: Perforación de Aislamientos Superiores JM-263.

Características de Perforación de Aislamiento		
Fluido de Trabajo	Lodo Base Agua	Densidad de 12,6 Lpg
Herramienta Utilizada	Empacadura 7-5/8" y Asentó 1.846'	Dando bueno resultados con 600 Psi
Aislamiento	(1.906'-1.910')	Se implementaron Cañones Through Tubing 2-1/8" 6 TPP

Tabla. N° 4.46: Prueba de Inyectividad de los Aislamientos Superiores JM-263.

Prueba de Inyectividad	
1 BL	1.400 Psi
1,5 BLS	1.100 Psi
2 BLS	1.000 Psi

La cementación de este aislamiento fue de forma exitosa, debido a que la comparación de la prueba de inyectividad (Tabla 4.46) y la presión final de asentamiento alcanzada luego de haber forzado el cemento a través del aislamiento (Tabla 4.47) se puede observar que con una tasa menor a la implementada durante la prueba de inyectividad se obtuvo la presión más alta observada en esta prueba, lo cual se concluye que este aislamiento tiene la capacidad óptima para aislar zonas con posibilidad de contener fluidos.

Tabla. N° 4.47: Cementación de Aislamientos Superiores JM-263

Características de Lechada de Cemento				
Densidad (Lpg)	Volumen (Bls)	Volumen (Sacos)	Desplazamiento	Presión final de asentamiento
15,6	30	143	5 Bls de agua y 9 Bls de lodo	Logró alcanzar 1.400 Psi con 1/2 Bl.

4.3.2. RG-284 (Campo Santa Rosa).

En este pozo horizontal con un ángulo de 78,5° se obtuvo falla en el aislamiento zonal en la zapata donde se detectó mala calidad de cemento corroborado por dos compañías (CBL= 15 Mv, VDL poco atenuado y mapa de impedancia: 50%), sin embargo se decide continuar perforando y durante la misma, se observa unidades de gas indicando canalización y aporte de la arena, lo cual ameritó colocar tapón de cemento para corregir integridad y comunicación entre la arena de gas y el hoyo revestido; como consecuencia se bombearon dos tapones antipérdida los cuales no fueron exitosos; por último se decidió perforar aislamiento y cementarlos donde las operaciones y características se muestran en la Tabla 4.48.

Tabla. N° 4.48: Perforación de Aislamientos RG-284.

Características de Perforación de Aislamiento		
Fluido de Trabajo	Lodo Base agua	Densidad 9,6 Lpg.
Herramienta Utilizada	Divertir Tool y 2 Válvula Flaper	Cerro ranes para realizar prueba de inyectividad
Aislamiento	(2.586'-2.583')	Se implementaron Cañones Casing Gun 2-1/2", 6 TPP.

La prueba de inyectividad realizada en el pozo se muestra en la Tabla 4.49, y se observa que para distintas tasas de bombeos se obtiene la misma presión en el sistema. Quizás es debido, que a medida que se bombea mas fluido al sistema se tiende a crear fracturas en la formación, perdiendo parte del fluido inyectado.

Tabla. N° 4.49: Prueba de Inyectividad de los Aislamientos RG-284.

Prueba de Inyectividad	
1 BL	1.000 Psi
1,5 BLS	1.000 Psi
2 BLS	1.000 Psi

Luego de realizar la prueba de inyectividad y bombeado el cemento se procedió a abrir lo ranes se probó los aislamientos con 1200 Psi dando buenos resultados, por lo cual se concluye que esta cementación posee buen aislamiento en la zona de interés y permite mejorar la integridad de la formación. Las características de la lechada implementada para la cementación de aislamiento se muestran en la Tabla 4.50.

Tabla. N° 4.50: Cementación de Aislamientos RG-284.

Características de Lechada de Cemento				
Densidad (Lpg)	Volumen (Bls)	Volumen (Sacos)	Desplazamiento	Longitud de llenado
15,6	25	119,62	1 Bls de agua de 8.4 Lpg y 11 Bls de lodo de 9.2 Lpg	Desde los aislamientos hasta 2.460' (150')

4.4. Establecer el Requerimiento de una Cementación Secundaria luego de Iniciar la Producción de Hidrocarburos.

4.4.1. TM-048 (Campo el Toco).

El análisis de los registros sónicos de cemento corridos en este pozo para ambas arenas cañoneadas (ME-CL y ME-J1S), dan como resultado buena adherencia de cemento detrás de los revestidores. Sin embargo, este pozo fue completado sencillo selectivo con tubería de 2-7/8 Pulgadas y probado en la arena ME-J1S, donde fue aceptado con reductor de 3/4 Pulgadas y se determinaron las siguientes características de producción:

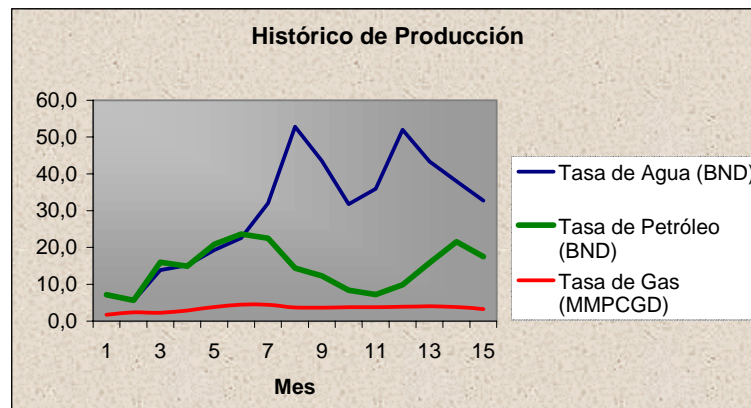
Tabla. N° 4.51: Prueba de Producción (TM-048).

Prueba de Producción, Arena ME-J1S				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
TM-28	680	5,38	19	19

Por otra parte el histórico de producción promedio de este pozo (Tabla 4.52), indica la presencia de buen cemento, debido a que la producción de agua no ha aumentado considerablemente; en promedio este aumento es de 10 Bls de agua en 15 meses de producción del pozo, por lo que se considera que es debido al aumento del agua connata presente en el yacimiento.

Tabla. N° 4.52: Producción Promedio (TM-048).

Producción Promedio, Arena ME-J1S		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
3,455	14,5	29,7



Gráfica. N° 4.1: Histórico de Producción (TM-048, Arena ME-J1S).

Observando el comportamiento de producción de los hidrocarburos presentes en la arena y los tomados en la prueba de producción, se considera normal debido a la declinación natural del yacimiento y el aumento de producción de agua es debido al aumento de CAPO (Contacto agua petróleo original en sitio), lo cual trae como consecuencia que la zona de agua se acerca mas hacia el área cañoneada. El comportamiento total de producción puede ser observado en la Gráfica 4.1.

A través del histórico de producción observado en el pozo hasta la actualidad, no se observa la producción excesiva de agua, indicando que no existe canalización en la arena; se concluye que en este pozo no es necesario la reparación de la cementación de dicha arena, quedando por evaluar la Arena ME-CL, la cual no ha sido probada, ni mucho menos aceptada para abrirla a producción.

4.4.2. TM-107 (Campo El Toco).

La adherencia del cemento presente detrás de los revestidores de las dos arenas cañoneadas en este pozo (CO-H y ME-M1) fue de moderada calidad, de acuerdo análisis previos de los registros de cemento; donde se decidieron producir ambas arenas mediante la completación dual presente en el pozo. Ambas arenas fueron aceptadas con reductor de $\frac{3}{4}$ Pulgadas, lo cual la primera produce mediante la sarta corta y la segunda a través de la sarta larga.

4.4.2.1. Arena ME-M1 (Sarta Larga).

Las características de la prueba de producción que permitió que la arena fuese aceptada con el choque antes descrito, se muestran en la Tabla 4.53.

Tabla. N° 4.53: Prueba de Producción (TM-107).

Prueba de Producción, Arena ME-M1				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
TM-106	1050	6,36	5	245

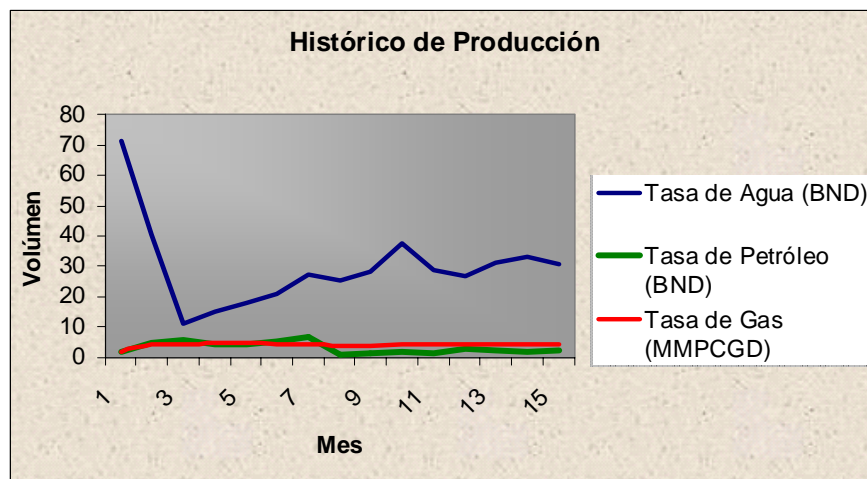
Las tasas de producción promedio para este pozo (Tabla 4.54), en un periodo de producción de 15 meses indican una producción de agua mucho menor a la obtenida durante la prueba, lo que se cree que se deba al debilitamiento de la zona de agua presente en el yacimiento o a las pérdidas de circulación no reportadas y que se presentan en el pozo durante los procesos de perforación y completación. Estas pérdidas permiten un aumento de la zona invadida por el lodo y causan que al inicio de la producción del pozo se obtengan altos valores de porcentaje de agua, para este

pozo fue de un 98%. No obstante, se considera que el pozo no requiere una reparación de la cementación debido al debilitamiento drástico de la producción de agua respecto a la tasa de producción.

Tabla. N° 4.54: Producción Promedio (TM-107).

Producción Promedio, Arena ME-M1		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
4,131	3,262	29,737

Por otra parte, si se observa el comportamiento de las tasas de producción durante los meses antes mencionado (Gráfica 4.2), se evidencia la disminución abrupta en la producción de agua y que permitió concluir que el cemento de moderada calidad posee la capacidad para aislar la zona productora de las zonas vecinas, lo cual permite un mejor desenvolvimiento del pozo durante su vida productiva.



Gráfica. N° 4.2: Histórico de Producción (TM-107, Arena ME-M1).

4.4.2.2. Arena CO-H (Sarta Corta).

La prueba de producción realizada a este pozo y la cual tuvo una duración de 6 horas, permitió que fuese aceptada con el reductor antes mencionado y es mostrada en la Tabla 4.55.

Tabla. N° 4.55: Prueba de Producción (TM-107).

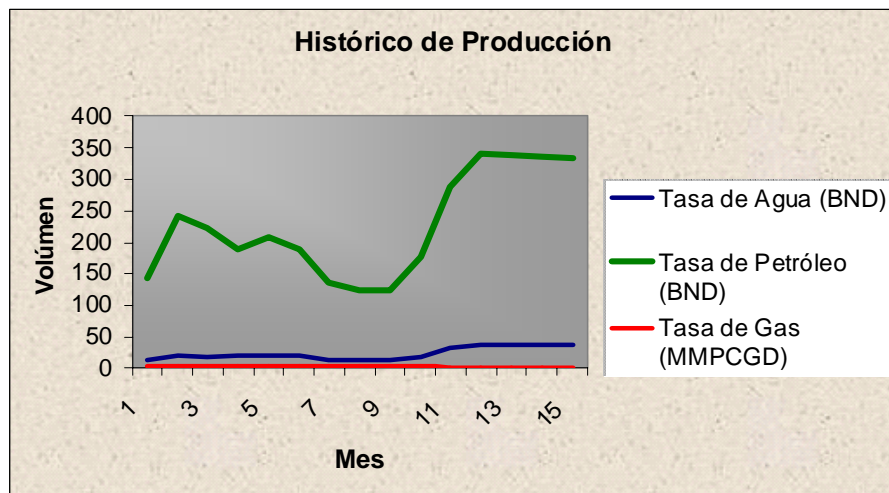
Prueba de Producción, Arena CO-H				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
TM-101	1100	6,68	317	27,56

Por otra parte, al momento de comparar la prueba de producción y la tasa de producción promedio durante 15 meses (Tabla 4.56), se observa que no existe un aumento gradual en la producción de agua, sin embargo, durante los últimos meses de producción (Gráfica 4.3), se observa un aumento repentino en las tasas de líquido (agua y petróleo), permitiendo deducir que este comportamiento se debe a un aumento del diámetro de choque o reductor lo que induce a un aumento de tasas y disminución de presión en el sistema de producción, donde esto último no es un problema considerable ya que el yacimiento posee energía suficiente (aproximadamente 2.500 Psi) para llevar los fluidos hasta la superficie.

Tabla. N° 4.56: Producción Promedio (TM-107).

Producción Promedio, Arena CO-H		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
2,284	226,303	22,853

Finalmente, se concluye que por los momentos este pozo no requiere la implementación de una cementación secundaria para permitir el aislamiento zonal del área cañoneada y así conllevar al aprovechamiento de los hidrocarburos recuperables y de los niveles



Gráfica. N° 4.3: Histórico de Producción (TM-107, Arena CO-H).

4.4.3. G-101 (Campo Guarío).

Todas las arenas completadas en este pozo (ME-S1, ME-S6 y ME-J1L), presentan una buena cementación, a excepción de la última que se consideró mala cementación en su tope por lo ya explicado anteriormente durante el análisis de los registros. La arena ME-J1L fue probada y aceptada con un reductor de $\frac{3}{4}$ Pulgadas para producir mediante la sarta corta y la arena ME-S6 fue aceptada y probada para producir con un reductor de $\frac{1}{2}$ Pulgadas mediante la sarta larga. La arena restante, no ha sido evaluada.

4.4.3.1. Arena ME-S6 (Sarta Larga).

La prueba de producción realizada al pozo se presenta en la Tabla 4.57, y donde se muestra el comportamiento que tiene la arena respecto a las tasas de producción.

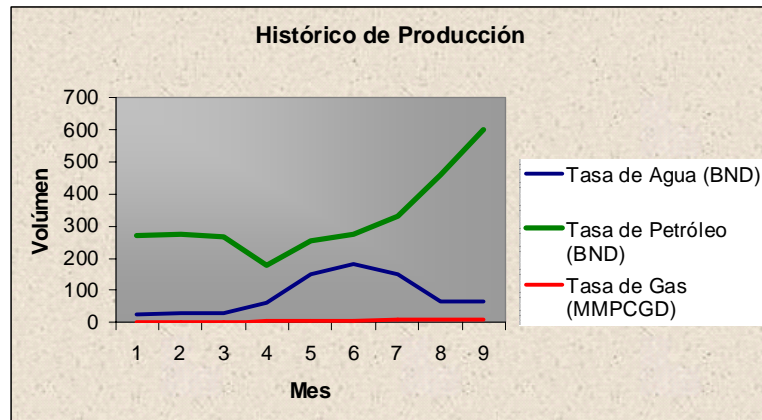
Tabla. N° 4.57: Prueba de Producción (G-101).

Prueba de Producción, Arena ME-S6				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
G-5	660	2,74	266	30

Al momento de comparar las tasas de producción de agua promedio (9 meses) en el pozo (Tabla 4.58), se torna lógico que existe un aumento en la producción de agua de manera drástica y que alcanzó los 180 Bls/d a los mes 6, lo cual posiblemente es debido a un aumento del CAPO o que el yacimiento este asociado a un acuífero de medianas dimensiones que permiten este aumento. Por otra parte, pudo haber sido un aumento del diámetro del reductor alrededor de ese mes, causando aumento de agua y futuro debilitamiento del acuífero (Gráfica 4.4).

Tabla. N° 4.58: Producción Promedio (G-101).

Producción Promedio, Arena ME-S6		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
6,1	323,353	85,106



Gráfica. N° 4.4: Histórico de Producción (G-101, Arena ME-S6).

Toda las situaciones explicadas anteriormente, son posibles causas del aumento de las tasas de agua; debido a que no puede asociarse a una mala cementación, ya que la adherencia presente del cemento es casi perfecta: CBL de 2,5 Mv, VDL en líneas muy atenuadas y mapa de impedancia de un 100%; lo cual permite concluir que este pozo no requiere reparación de su cementación. En caso que la situación hubiese sido otra, es decir, una adherencia del cemento de baja calidad se hubiese podido concluir en comunicación hidráulica de la zona cañoneada a una arena de agua.

4.4.3.2. Arena ME-J1L (Sarta Corta).

La prueba de producción realizada a esta arena se muestra en la Tabla 4.59 y que permitió que fuese aceptada con el reductor de $\frac{3}{4}$ Pulgadas.

Tabla. N° 4.59: Prueba de Producción (G-101).

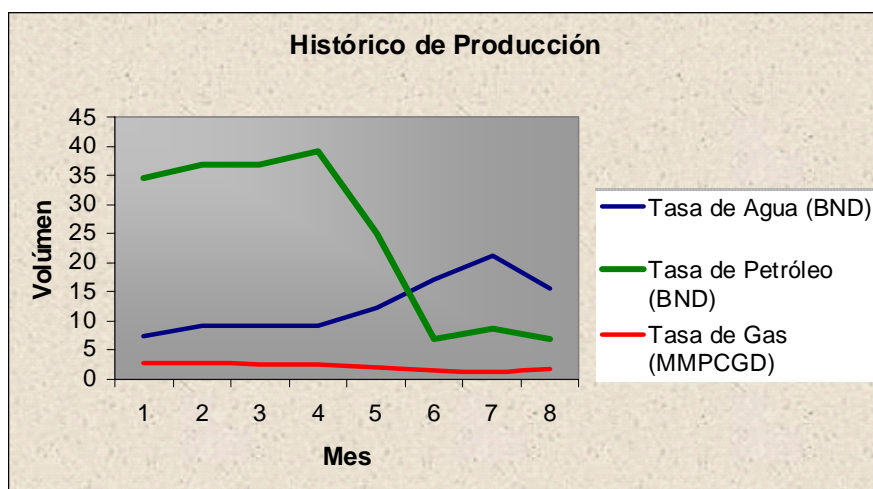
Prueba de Producción, Arena ME-J1L				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
G-3	520	3,01	44	4,89

A través de una comparación de la prueba de producción y el histórico de producción (Tabla 4.60), se observa que no hay un aumento de las tasas de agua a lo largo de 8 meses de producción. Sin embargo, este ligero aumento pero constante, posiblemente se debe al aumento del CAPO (Contacto agua petróleo original en sitio), permitiendo de esta manera que el agua adquiere mas movilidad dentro del yacimiento.

Tabla. N° 4.60: Producción Promedio (G-101).

Producción Promedio, Arena ME-J1L		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
2,104	24,312	12,528

El comportamiento de las tasas de producción (Gráfica 4.5), permite inferir en aumento de la zona de agua hacia el área cañoneada. Por tal motivo se considera que el pozo, en esta arena, no requiere implementarle una cementación secundaria



Gráfica. N° 4.5: Histórico de Producción (G-101, Arena ME-J1L).

4.4.4. JM-262 (Campo San Joaquín).

En este pozo, mediante análisis previos de registros de cemento, se estiman buenas propiedades del mismo y capaz de aislar arenas con posibilidad a contener fluidos de las capas supra e infrayacentes. La completación fue sencilla selectiva con tubería de 2-7/8 Pulgadas y donde se cañoneó una sola arena (CO-P1), la cual fue probada y aceptada con reductor de 5/16 Pulgadas, observándose las siguientes características durante la prueba (Tabla 4.61).

Tabla. N° 4.61: Prueba de Producción (JM-262).

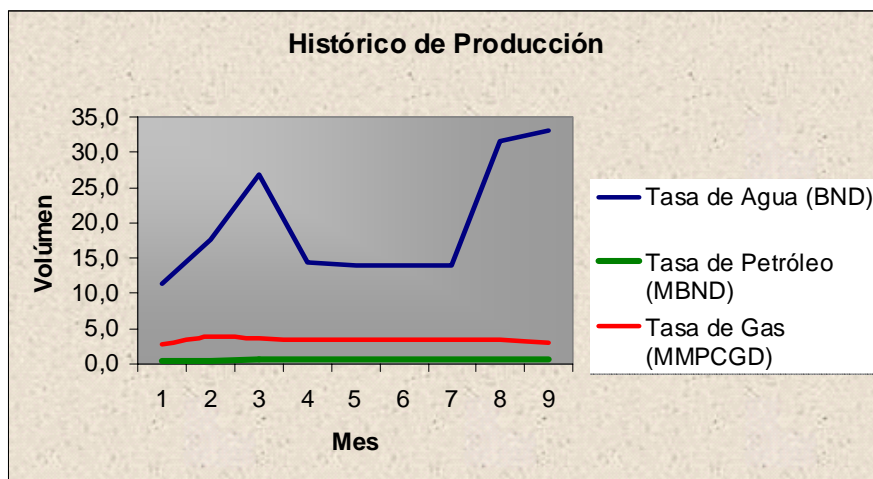
Prueba de Producción, Arena CO-P1				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
JM-254	2700	3,6	456	19

Por otro lado, las tasas producción promedio de esta arena durante un periodo de 9 meses (Tabla 4.62), indica la excelente capacidad que posee su sello hidráulico para aislar la zona cañoneadas de arenas adyacentes, sobre todo de la arena localizada en la base de la CO-P1, la cual es de agua por su valor muy bajo de resistividad. La excelente adherencia del cemento al revestidor evita la canalización de arenas vecinas e impide un aumento del corte de agua durante la producción de hidrocarburos. El agua producida durante el periodo antes mencionado, solo aumentó 0.7 Bls/d.

Tabla. N° 4.62: Producción Promedio (JM-262).

Producción Promedio, Arena CO-P1		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
3,359	598,7	19,7

A raíz de lo antes expuesto, el cemento que posee esta arena no requiere implementar un proceso de cementación secundaria para permitir el mejor aprovechamiento de las reservas recuperables del yacimiento, ya que al observar el comportamiento de producción (Gráfica 4.6); no ha existido, hasta la actualidad, un aumento considerable de la tasa de producción de agua, por ende esta producción es asociada a la saturación de agua que normalmente presentan los yacimientos.



Gráfica. N° 4.6: Histórico de Producción (JM-262, Arena CO-P1).

4.4.5. JM-263 (Campo San Joaquín).

El análisis de los registros de cementación en los intervalos cañoneados de las arenas (MO-C y MO-M), permitieron deducir mala cementación para la primera arena, explicado en segmentos anteriores; y para la segunda arena se observa baja adherencia del cemento. Por medio de la completación sencilla selectiva solo se ha avaluado y aprobado la arena MO-M para producir con un reductor de ½ Pulgadas, donde la prueba de producción que permitió su aprobación se muestra en la Tabla 4.63. La arena MO-C no ha sido evaluada.

Tabla. N° 4.63: Prueba de Producción (JM-263).

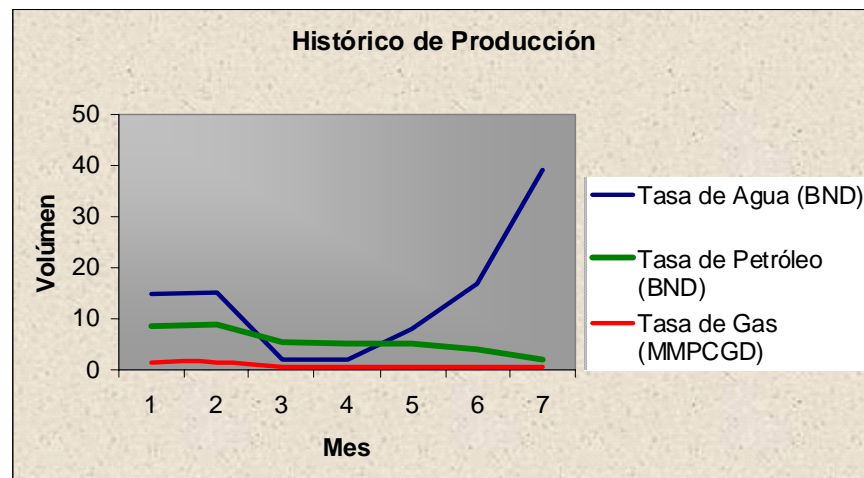
Prueba de Producción, Arena MO-M				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
JM-26	495	1,56	9	16,71

Comparando la prueba de producción con respecto a las tasas de producción promedio (Tabla 4.64), no se observa un aumento en las tasas de agua, pero cabe resaltar que esto es un valor promedio que no refleja la tendencia de producción de este fluido. Por tal motivo, si se observa la tendencia en la producción de fluidos (Gráfica 4.7), se muestra que el aumento en la producción de agua lleva una tendencia ascendente que está matando al pozo, debido a que las tasas de gas disminuyen desde (1,5 a 0,4 MMPCND), de petróleo (9 a 5,532 BND) y con tendencia a seguir disminuyendo; las tasas de agua aumentan de (16,71 a 39 Bls/d) y con tendencia a continuar aumentando. Esto posiblemente es causado por la muy baja adherencia del cemento presente en la base de la arena de estudio que no permitió el aislamiento de arenas de aguas infrayacentes (MO-N), permitiendo que el agua se conificara hacia la zona cañoneada y donde su desenvolvimiento seguirá en aumento a medida que se decline la energía del yacimiento.

Tabla. N° 4.64: Producción Promedio (JM-263).

Producción Promedio, Arena MO-M		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
0,834	5,532	13,928

Analizado lo anterior, este es un pozo con requerimiento de una cementación secundaria para permitir el mejor desenvolvimiento del yacimiento a lo largo de la vida productiva, de lo contrario la arena será abandonada por altos cortes de agua y poca producción de hidrocarburos. Se recomienda la perforación de aislamientos a la profundidad de (2.902-2.906 Pies) para aislar la arena en la parte inferior y en la zona superior no se debería implementar la perforación de aislamientos ya que se observa un buen sello hidráulico.



Gráfica. N° 4.7: Histórico de Producción (JM-263, Arena MO-M).

4.4.6. RG-283 (Campo Santa Rosa).

Los registros sónicos a hoyo entubado o de cemento, permitieron estimar la excelente adherencia que posee en cemento en las tres arenas cañoneadas (CO-B4, ME-S1 y ME-T 3,5), sin embargo, la CO-B4 posee buenas características para aislar la arena productoras de otras zonas, pero no tan buenas como las presentes en las otras arenas. La completación implementada al pozo es doble sarta con tubería de 2-7/8 Pulgadas, donde fue probada y aceptada la arena ME-T 3,5 en la sarta larga con reductor de 3/4 Pulgadas para producir a través de la misma. La arena ME-S1 no ha sido probada y se producirá, en un futuro, mediante una camisa de producción a

través de la sarta larga. La arena CO-B4 se pretendía producirla por la sarta corta, pero a través de una prueba de integridad se declaró falla mecánica por comunicación de fluidos por la empacadura dual. La prueba realizada en la arena ME-T 3,5 se muestra en la Tabla 4.65.

Tabla. N° 4.65: Prueba de Producción (RG-283).

Prueba de Producción, Arena ME-T 3,5				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-111	290	2,944	1	24

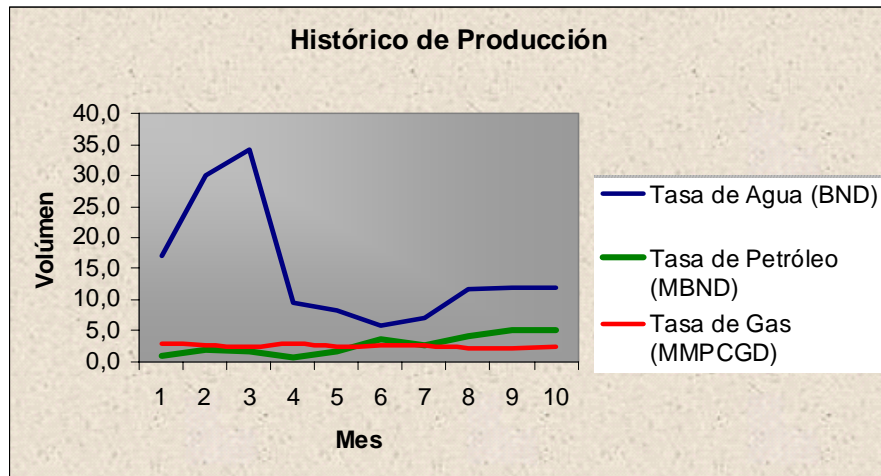
El histórico de producción promedio (Tabla 4.66), de 10 meses de producción de la arena a través de este pozo, se corrobora la excelente adherencia del cemento fraguado detrás de los revestidor, donde la producción de agua disminuye a medida que se produce el yacimiento, como consecuencia del debilitamiento del acuífero débil asociado al mismo. La producción de hidrocarburos se ha mantenido aproximadamente constante, debido a que es un yacimiento de petróleo liviano con una capa de gas condensado de grandes dimensiones lo cual tiene a mantener la presión dentro de este.

Tabla. N° 4.66: Producción Promedio (RG-283).

Producción Promedio, Arena ME-T 3,5		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
2,539	2,8	14,7

Mediante un análisis detallado del histórico de producción (Gráfica 4.8), se concluye que la arena antes mencionada, por los momentos no requiere la

implementación de una cementación secundaria, para así conllevar al mejoramiento de la producción de hidrocarburos presentes en la misma.



Gráfica. N° 4.8: Histórico de Producción (RG-283, Arena ME-T 3,5).

4.4.7. RG-284 (Campo Santa Rosa).

Este es un pozo con alto ángulo de inclinación ($78,5^\circ$) donde se implementó una cementación secundaria antes de completarlo, como consecuencia de haber detectado una mala adherencia de cemento del revestidor de 7 Pulgadas y así aislar la zona a hoyo abierto que permite la producción de la arena MO-I. Esta arena fue probada y aceptada para producir mediante un reductor de $\frac{1}{2}$ Pulgadas, donde la prueba que permitió su aceptación se muestra en la Tabla 4.67.

Tabla. N° 4.67: Prueba de Producción (RG-284).

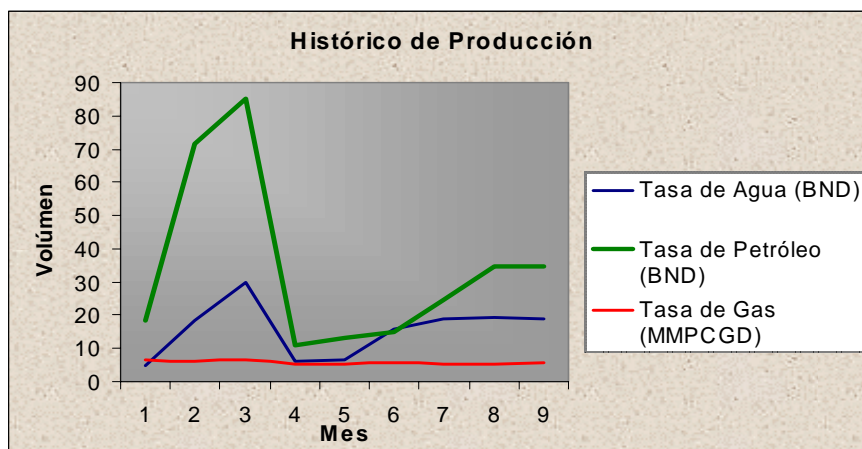
Prueba de Producción, Arena MO-I				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-107	680	6,461	13	1,444

El análisis de los valores de la tabla anterior y las tasas de producción promedio de 9 meses (Tabla 4.68), al compararlos permite observar un aumento gradual en la producción de agua, sin embargo, es muy poco probable que exista una mala cementación ya que este pozo se le implementó trabajos de cementación secundaria los cuales generalmente dan buenos resultados para evitar canalización de agua a la zona de producción. Por otra parte, si se observa el comportamiento de las tasas de producción de agua y petróleo (Gráfica 4.9), se evidencia que ambas han tenido el mismo comportamiento lo que permite inferir que los aumentos graduales de tasas de agua se han debido a un aumento del diámetro del reductor.

Tabla. N° 4.68: Producción Promedio (RG-284).

Producción Promedio, Arena MO-I		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
5,803	34,283	15,386

Por motivo de lo explicado anteriormente, es poco probable la necesidad de una cementación secundaria en este pozo que permita un mejor aprovechamiento de los hidrocarburos presentes en esta zona.



Gráfica. N° 4.9: Histórico de Producción (RG-284, Arena MO-I).

4.4.8. RG-285 (Campo Santa Rosa).

En las tres arenas cañoneadas en este pozo se determinó mediante los registros de cementación implementados a las mismas; que la arena VE-C2 posee moderada adherencia del cemento detrás de los revestidores a la tubería de revestimiento, la arena VE-I posee una baja adherencia y CO-A1 posee buen cemento detrás de los revestidores. Sin embargo, la completación implementada es doble sarta con tubería de 2-3/8 Pulgadas, donde se le realizaron pruebas y aceptada las arenas VE-C2 con reductor de ½ Pulgadas en la sarta corta y la arena VE-I con reductor de ½ Pulgadas en la sarta larga a través de una camisa de producción. La arena CO-A1 no ha sido evaluada ni aceptada.

4.4.8.1. Arena VE-C2 (Sarta Corta).

La prueba de producción que fue realizada a la misma y en la cual fue aceptada se muestra en la tabla 4.69.

Tabla. N° 4.69: Prueba de Producción (RG-285).

Prueba de Producción, Arena VE-C2				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-4	380	1,468	3	0,75

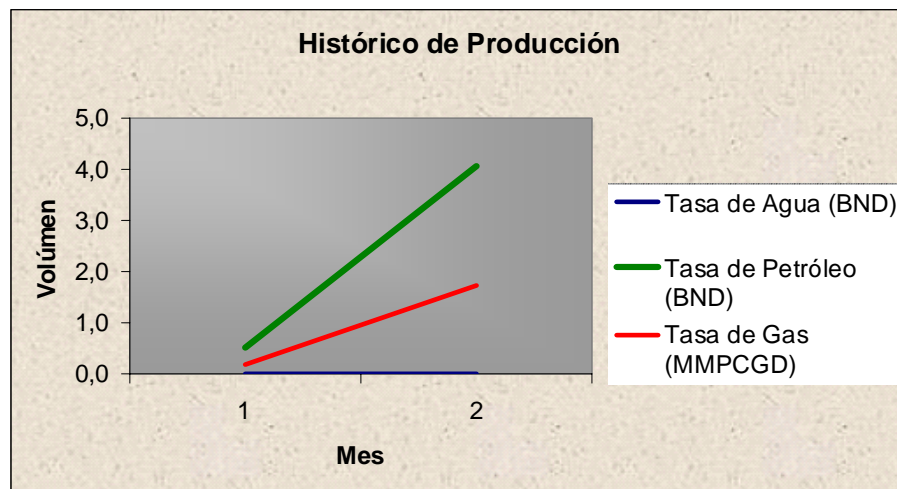
La comparación de las tasas de la prueba de producción realizada a la arena (Tabla 4.69) y las tasas de producción promedio de 2 meses (Tabla 4.70), indica que la moderada adherencia de cemento que presenta dicha arena es suficiente para aislar la arena de estudio con relación a las capas adyacentes. Sin embargo, el poco tiempo de producción que ha tenido esta arena, no nos proporciona un comportamiento

estable de producción de agua de la arena, la cual hasta los momentos ha sido despreciable.

Tabla. N° 4.70: Producción Promedio (RG-285).

Producción Promedio, Arena VE-C2		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
0,961	2,3	0

Con relación a lo antes expuesto y observando el comportamiento de producción que ha tenido dicha arena (Gráfica 4.10), hasta los momentos la no ha mostrado indicativos que permitan inferir la transferencia de fluidos indeseables hacia la zona cañoneada, lo que lleva a la conclusión que esta arena no requiere una reparación de la cementación, para así permitir una mejora en la producción de fluidos deseables.



Gráfica. N° 4. 10: Histórico de Producción (RG-285, Arena VE-C2).

4.4.8.2. Arena VE-I (Sarta Larga).

La prueba de producción realizada a la arena y que le permitió ser aceptada con el reductor antes mencionado, puede ser observada en la Tabla 4.71.

Tabla. N° 4.71: Prueba de Producción (RG-285).

Prueba de Producción, Arena VE-I				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-43	400	1,694	4	0,71

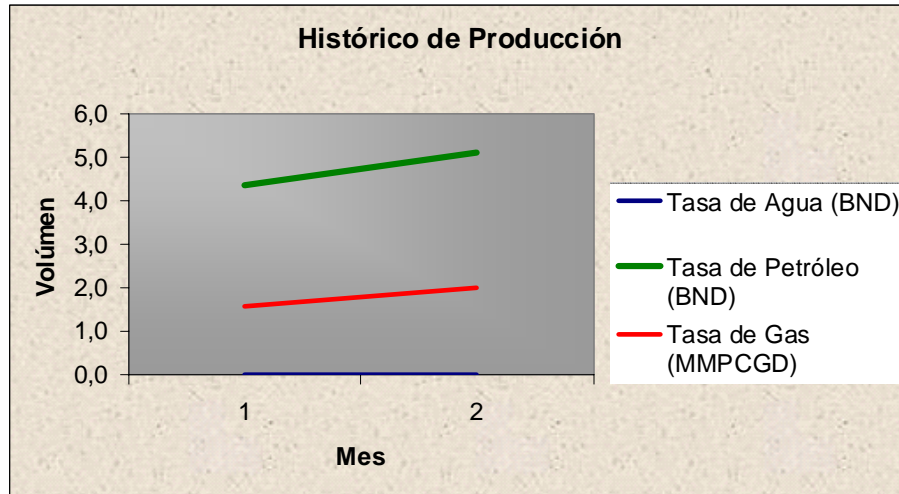
Al momento de discutir la prueba de producción, con relación a las tasas de producción promedio a los 2 meses (Tabla 4.72), se determina que la adherencia de cemento localizada detrás de los revestidores tiene la capacidad para aislar zonas de agua, ya que el lapso de producción transcurrido no se ha observado producción de la misma. Sin embargo, al igual que la arena anterior, se posee incertidumbre de esta estimación ya que la arena no ha estado en producción por mucho tiempo y por ende aun no ha mostrado un comportamiento real de producción, con relación a la producción de agua.

Tabla. N° 4.72: Producción Promedio (RG-285).

Producción Promedio, Arena VE-I		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
1,796	4,7	0

A pesar de no contar con un comportamiento de producción confiable de la arena y por motivo de no observar una producción de agua se concluye que no se necesita una cementación secundaria. Sin embargo, es recomendable seguir observando el comportamiento en las tasas de producción de agua de esta arena y

concluir de manera concreta la necesidad de la reparación de la cementación en la misma.



Gráfica. N° 4.11: Histórico de Producción (RG-285, Arena VE-I).

4.4.9. RG-286 (Campo Santa Rosa).

Análisis previos de los registros de cemento en las tres arenas cañoneadas en este pozo (VE-A1, VE-I y CO-KL), se determina buena adherencia de cemento para las dos primeras y una moderada adherencia para la última. Sin embargo, mediante la completación dual con tubería de 2-3/8 Pulgadas implementada, se prueba la arena CO-KL y es aceptada con un reductor de 5/8 Pulgadas para producir a través de la sarta larga. Por otra parte, la arena VE-A1 es probada y aceptada con un reductor de 1/2 Pulgadas para producir a través de la sarta corta. La arena VE-I, aún no ha sido evaluada.

4.4.9.1. Arena VE-A1 (Sarta Corta).

La prueba de producción realizada a esta arena con el reductor a la cual fue aceptada se muestra en la Tabla 4.73.

Tabla. N° 4.73: Prueba de Producción (RG-286).

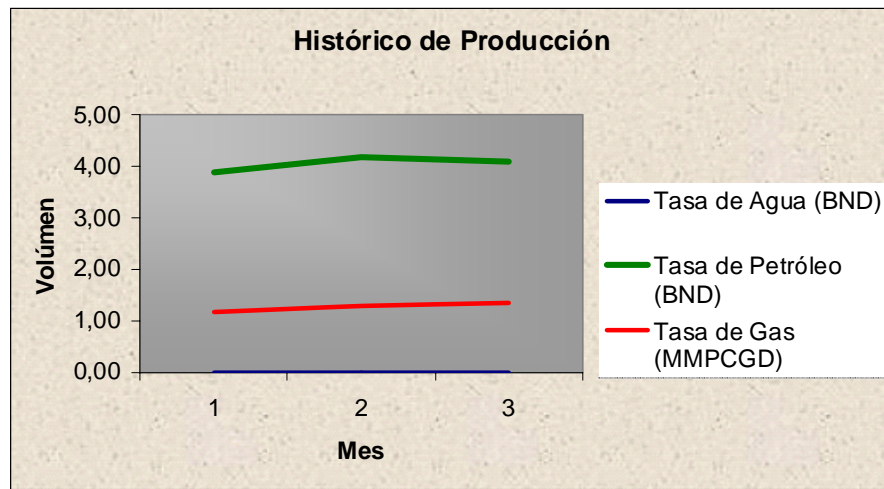
Prueba de Producción, Arena VE-A1				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-51	280	1,152	4	9.33

Una comparación entre la prueba de producción realizada y el histórico de producción promedio de 3 meses (Tabla 4.74) que se ha estado drenando las reservas de este yacimiento, no se observa producción de agua en dicho periodo, por lo que se infiere que la buena adherencia del cemento tanto a la formación como a la tubería de revestimiento permiten el aislamiento de la zona productora de posibles arenas que puedan contener fluidos indeseables. No obstante, el yacimiento no posee acuíferos asociados, el corte de agua presente en el campo Santa Rosa es muy bajo y la producción de agua puede ser observada a un tiempo considerable después del inicio de la producción de dicho yacimiento.

Tabla. N° 4.74: Producción Promedio (RG-286).

Producción Promedio, Arena VE-A1		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
1,276	4,06	0

Con la información disponible de este yacimiento a través de un histórico de producción (Gráfica 4.12), se concluye que la arena posee una buena adherencia del cemento al revestidor y por ende, no se requiere implementar una cementación secundaria. Sin embargo, se recomienda seguir observando el comportamiento en la producción de agua, para concluir de manera certera en la necesidad de requerir una reparación de la cementación, pero a criterio personal no debería requerirla en un futuro ya que su cementación es una de las que posee mejor adherencia.



Gráfica. N° 4.12: Histórico de Producción (RG-286, Arena VE-A1).

4.4.9.2. Arena CO-KL (Sarta Larga).

La prueba de producción realizada a esta arena (Tabla 4.75), la cual permitió que esta arena fuese aceptada con un reductor 5/8 Pulgadas muestra las características de producción durante 12 horas de la prueba.

Tabla. N° 4.75: Prueba de Producción (RG-286).

Prueba de Producción, Arena CO-KL				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-18	445	3,212	4	0.88

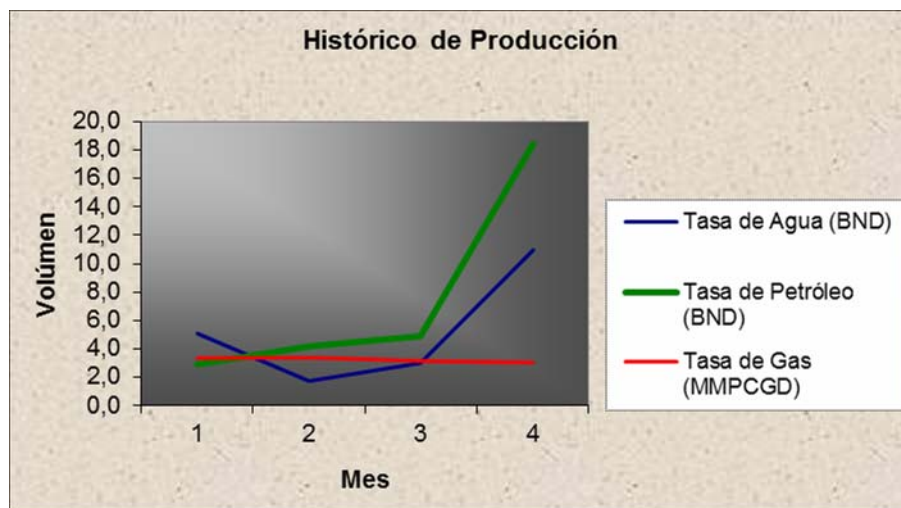
Una relación comparativa, entre la prueba de producción y el histórico de producción promedio a los 4 meses (Tabla 4.76), indica un aumento en la producción de agua; sin embargo, esta agua producida no puede considerarse que es causado por arenas adyacentes, ya que la producción de petróleo aumenta con la misma tendencia y al mismo tiempo (Gráfica 4.13), indicando un posible aumento en el diámetro de reductor o Choke, lo que produce una disminución en la producción de gas. Esto se

debe, a que un aumento en el diámetro de reductor logra aumentar tasas (líquido y gas) y disminuye presión, lo que conlleva a una condensación del líquido presente en el gas condensado a nivel de superficie y por tal motivo es el comportamiento en las tasas de gas.

Tabla. N° 4.76: Producción Promedio (RG-286).

Producción Promedio, Arena CO-KL		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
3,243	7,60	5,2

Mediante lo expuesto anteriormente, la arena de estudio no se encuentra en la necesidad de una cementación secundaria. Solo se recomienda, si se esta realizando un aumento del diámetro del reductor, hacerlo de una forma menos drástica para así evitar que el yacimiento alcance su punto de rocío y se condense parte del líquido presente en el mismo.



Gráfica. N° 4.13: Histórico de Producción (RG-286, Arena CO-KL).

4.4.10. RG-287 (Campo Santa Rosa).

Este pozo con un ángulo de inclinación considerable (84°), el cual puede ser considerado como horizontal mediante análisis previos de los registros de cemento se estimó que la adherencia que posee el cemento al revestidor en la arena (NA-E1) es de moderada calidad. La arena antes mencionada fue probada y aceptada con un reductor 5/8 Pulgadas para producir a través de la completación implementada (Hoyo abierto con rejillas de 4-1/2 Pulgadas), donde la prueba por la cual fue aceptada se muestra en la Tabla 4.77.

Tabla. N° 4.77: Prueba de Producción (RG-287).

Prueba de Producción, Arena NA-E1				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-59	400	3,442	25	9,72

Esta prueba de producción tuvo una duración de 24 horas y un histórico de producción no esta disponible para este pozo ya que no tiene mucho tiempo abierto a producción y no se ha reportado el comportamiento de las tasas para poder a llegar a una conclusión acerca del requerimiento de una cementación secundaria.

4.4.11. RG-288 (Campo Santa Rosa).

Este pozo posee un grado de inclinación considerable (38°), se cañoneó la arena MO-I y donde se determinó una moderada adherencia del cemento localizado detrás de los revestidores. Esta arena fue probada y aceptada con un reductor de 1/2 Pulgadas para producir a través de una completación con rejillas y empaque con grava. La prueba de producción que permitió la aceptación del pozo se muestra en la Tabla 4.78.

Tabla. N° 4.78: Prueba de Producción (RG-288).

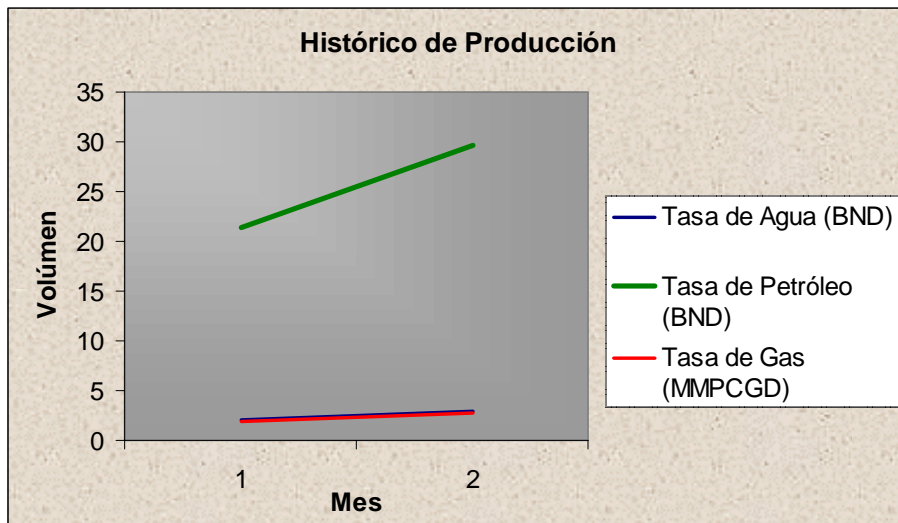
Prueba de Producción, Arena MO-I				
Yacimiento	P. Cabezal (Psi)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
RG-107	590	2,331	31	6

La comparación de las tasas de la prueba de producción y las del histórico de producción promedio de 2 meses (Tabla 4.79); se observa una disminución de las tasas de producción de agua, permitiendo deducir la ausencia de canalizaciones de arenas superiores o de los niveles freáticos presentes de esta zona, ya que cabe resaltar que este es un pozo somero (3.300 Pies MD), donde siempre se requiere tanto la protección de estos niveles de una posible contaminación con hidrocarburos producidos a través de anular revestidor-formación o que el agua tienda a moverse por ese anular hacia la zona cañoneada.

Tabla. N° 4.79: Producción Promedio (RG-288).

Producción Promedio, Arena MO-I		
Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (Bls/d)	Tasa de Agua (Bls/d)
2,303	24,544	2,541

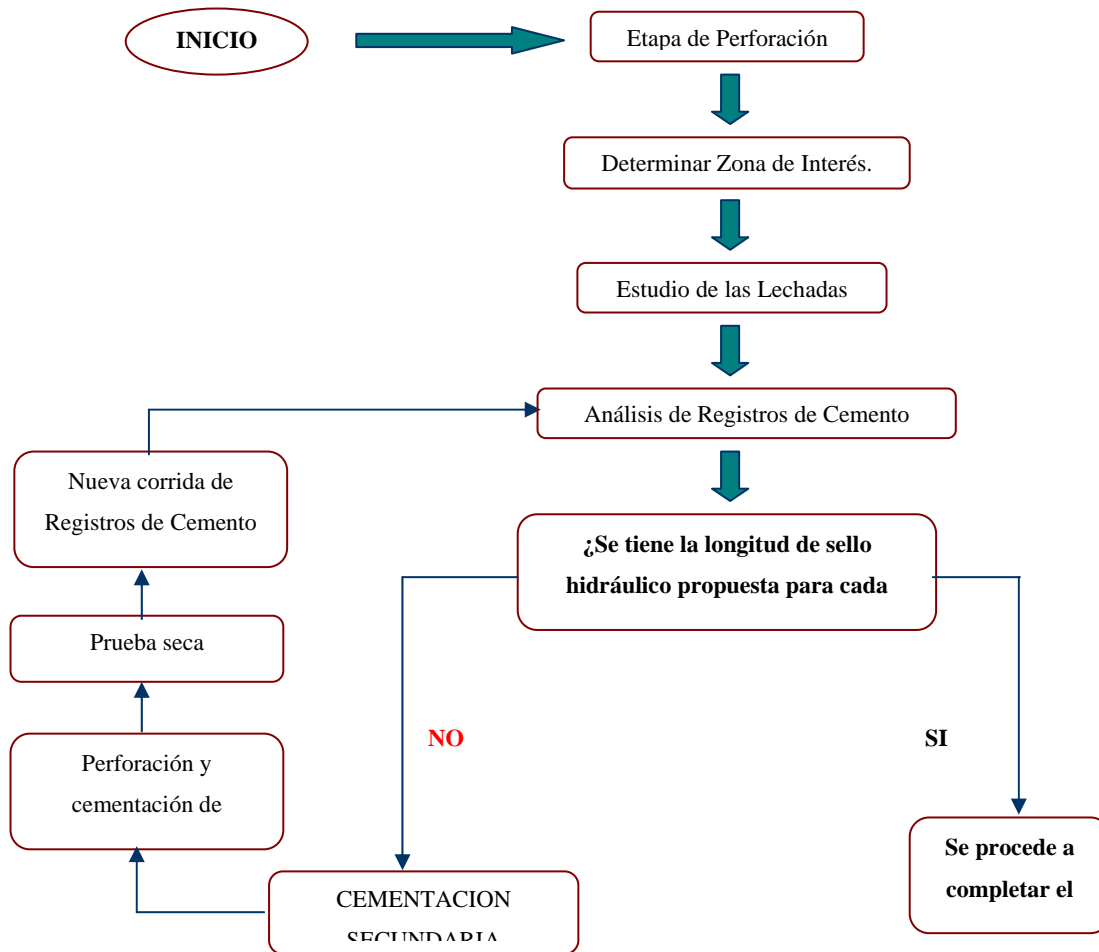
Analizado los puntos anteriores, se concluye que la arena no requiere una reparación de la cementación. Sin embargo, si se observa la tendencia de las tasas de producción (Gráfica 4.14), en esos dos meses las tasas de agua van en aumento, pero con la información disponible hasta la fecha no se puede llegar a la conclusión que es debido a una canalización de agua; por lo que sería conveniente seguir observando el comportamiento de las tasas de agua para llegar a una conclusión concreta acerca de la efectividad del cemento presente.



Gráfica. N° 4.14: Histórico de Producción (RG-288, Arena MO-I).

4.5. Propuesta de una Metodología Específica para la Interpretación de Registros de Cemento en el Distrito Gas Anaco.

En esta sección se establecerá una metodología a seguir para el análisis completo de la adherencia y función de los sellos hidráulicos presentes en esta zona, ya sea antes de instalar la completación del pozo o luego de haber comenzado la vida productiva de la arena de interés.



4.5.1. Metodología Antes de Bajar la Completación del Pozo.

4.5.1.1. Etapa de Perforación.

Durante esta etapa se requiere una información básica acerca de la construcción del pozo (diámetro del hoyo y revestidores bajados en los mismos) que permitan ayudar al momento de proponer un sello hidráulico para dicha tubería de revestimiento. Añadido a esto, permite conocer como fue el proceso de cementación en cada revestidor (volumen de espaciadores y lavadores) antes de ser bombeadas las

lechadas de cemento. Por último, permite conocer los problemas operacionales, a nivel de hoyo, que se presenten durante la perforación de cada fase y que puedan afectar la interpretación de los registros de cemento.

4.5.1.2. Determinación de la Zona de Interés.

En esta sección de la metodología se requiere conocer las zonas o arenas que serán cañoneadas. Esto permitirá tener un entendimiento de la zona que requiere un sello hidráulico de buena calidad para permitir un aislamiento zonal y en cuál tubería de revestimiento esta localizada dicha arena.

4.5.1.3. Estudio de las Lechadas Implementadas en el revestimiento de la Zona productora.

Luego de conocer la arena de interés con su respectiva tubería de revestimiento, se debe realizar una descripción de las características presentes en las lechadas implementadas en esa zona. Estas características (densidad, pérdida de filtrado, permeabilidad, resistencia a la compresión, capacidad antimigratoria, reología) permitirán conocer el posible desenvolvimiento que tendrán estas lechadas en el espacio anular que se forma entre la formación y el revestidor. Por otra parte, también permitirá conocer los aditivos que se utilizaron para la implementación de las lechadas (dispersantes, aceleradores, antimigratorios, entre otras) y por último si existió problemas asociados durante el bombeo de las lechadas (contraflujo, pérdida de circulación o con el equipo de flotación).

4.5.1.4. Análisis de los Registros de Cemento.

Esta sección de la metodología a seguir se considera la más importante, ya que a través de esta se determina la calidad de adherencia del cemento tanto al revestidor

como a la formación así como también la longitud del sello hidráulico presentes en los límites (superior e inferior) de las arenas o de la zona cañoneada. Por otra parte, se requiere una comprensión general de los registros eléctricos a hoyo abierto (GR, IND, D-N) y verificar si existen arenas con fluidos (agua o hidrocarburo) en las capas supra y subyacentes, ya que se requerirá un mejor aislamiento en esta zona. Los registros de cemento a analizar son: CBL (Cement Bond Log) o registro de adherencia del cemento al revestidor, VDL (Variable Density Log) o registro de densidad variable y por último un mapa de impedancia. Generalmente estas lecturas son repetitivas, para un CBL bajo se obtienen líneas atenuadas de VDL y mapa de impedancia mostrando un color oscuro, indicando un gran porcentaje de cemento adherido al revestidor. Por tal motivo, para la propuesta de sello hidráulico que a continuación se mostrará, se considera la lectura de CBL por ser cualitativo y el diámetro de la tubería de revestimiento.

4.5.1.5. ¿Se tiene la Longitud de Sello Hidráulico Propuesta para cada Revestidor y Lectura de CBL?

Antes de ser contestada esta pregunta, se debe plasmar una sello hidráulico propuesto luego del análisis del proyecto. Como ya fue explicado anteriormente, los parámetros que se tomarán en cuenta para este análisis son las lecturas de CBL y la tubería de revestimiento y donde a continuación (Tabla 4.80, 4.81, 4.82 y 4.83 para distintos rangos de CBL) se muestran todas las interpretaciones de registros que llevaron a la propuesta de sello hidráulico que se plantearán.

❖ **Revestimiento de 7" y 7-5/8", el cual es bajado en un diámetro de hoyo de 8-1/2".**

Tabla. N° 4.80: Longitud de sello hidráulico con tubería de 7" y 7-5/8" y lectura de CBL buena.

Lectura de CBL entre 0-5 Mv (Buena)					
Pozo	Arena	Sello Hidráulico (Superior e Inferior) Pies		Lechadas (Llenado y Cola) Lpg	
TM-048	ME-J1S	-----	48	12,5	15,6
G-101	ME-J1L	9	38	15	-----
	ME-S1	39	52	15	-----
	ME-S6	23	10	15	-----
JM-261	ME-C	4	4	13	15,6
	ME-H	-----	20	13	15,6
RG-286	VE-A1	34	20	12,5	14,5
	VE-I	26	50	12,5	14,5

Tabla. N° 4.81: Longitud de sello hidráulico con tubería de 7" y 7-5/8" y lectura de CBL regular.

Lectura de CBL entre 5,1-10 Mv (Regular)					
Pozo	Arena	Sello Hidráulico (Superior e Inferior) Pies		Lechadas (Llenado y Cola) Lpg	
TM-048	ME-CI	14	6	12,5	15,6
	ME-J1S	18	-----	12,5	15,6
TM-107	ME-M1	14	6	13	15,6
JM-261	ME-H	7	-----	13	15,6
RG-283	ME-S1	52	50	13	15,6
	ME-T 3,4	72	25	13	15,6
RG-285	VE-C2	34	80	12,5	14,5
	VE-I	4	2	12,5	14,5

	CO-A1	31	16	12,5	14,5
RG-286	CO-KL	35	8	12,5	-----
RG-287	NA-E1	8		14,5	-----
RG-288	MO-I	6	12	13,5	15,6

Luego de haber mostrado en las tablas anteriores las lecturas de CBL para cada sello hidráulico en los revestidores 7 y 7-5/8 Pulgadas, los cuales se trabajaron en conjunto ya que son bajados en el mismo hoyo quedando un anular revestidor-formación de unos 1,5 Pulgadas en toda la circunferencia suponiendo que la tubería esta 100% centralizada. La diferencia del primer revestidor al segundo, es que este último se aplica con la intención de continuar los labores de perforación. De esta manera se lleva a la siguiente propuesta:

- Para una lectura de CBL entre 0-5 Mv, la cual se considera una buena cementación, se propone 6 Pies o más de longitud de sello hidráulico, el cual permitirá un aislamiento zonal durante la vida productiva del pozo.
- Para una lectura de CBL entre 5,1 y 10 Mv, lo cual es considerada una cementación regular, se propone una longitud de sello hidráulico de 8 Pies o más, aunque para aquellas lecturas de CBL muy cercanas a los 5,1 Mv, aun puede ser considerado un sello hidráulico de 6 Pies como suficiente para aislar arenas de distintas presiones y evitar la canalización de fluidos a través del anular.
- Para lecturas de CBL mayores a 10 Mv, la cual es considerada mala, se procede a labores de cementación secundaria.

❖ Revestimiento de 9-5/8", el cual es bajado en un diámetro de hoyo de 12-1/4".

Tabla. N° 4.82: Longitud de sello hidráulico con tubería de 9-5/8" y lectura de CBL regular.

Lectura de CBL entre 5,1-10 Mv (Regular)					
Pozo	Arena	Sello Hidráulico (Superior e Inferior) Pies		Lechadas (Llenado y Cola) Lpg	
TM-107	CO-H	36	30	12,5	15,6
RG-283	CO-B4	11	16	13	15,6

Para la propuesta de sello hidráulico, como puede ser observada en la tabla anterior, no se posee mucha información referente a este revestidor y la que se tiene es solo de una adherencia del cemento al revestidor regular. Sin embargo, de acuerdo al hoyo donde generalmente es bajado este tipo de revestidor, existe un anular entre la formación y el revestidor de 2,6 Pulgadas, basándose en la suposición que la tubería esta perfectamente centralizada, el cual es un anular de mayor longitud al revestidor anterior y se requiere mayor longitud de sello hidráulico para permitir un buen aislamiento zonal y permite llegar a la siguiente propuesta de sello hidráulico para esta tubería de revestimiento:

- Para una lectura de CBL entre 0-5 Mv, la cual se considera una buena cementación, se propone una longitud mayor o igual a 9 pies de sello hidráulico para ser considerado una buena cementación y que permitirá durante un largo tiempo de la vida productiva del pozo aislar la zona de interés de otras que no se requieren producir.
- Para una lectura de CBL entre 5,1 y 10 Mv, la cual es considerada una cementación regular, se propone una longitud de sello hidráulico de mayor o igual a 11 Pies, la cual fue una longitud comprobada mediante al análisis del sello superior del pozo RG-283, en la arena CO-B4.

- Para una lectura de CBL mayor a 10 Mv en una cementación primaria se considera una mala cementación y por ende, se deben realizar labores de cementación secundaria.

❖ **Revestimiento de 5-1/2”, el cual es bajado en un diámetro de hoyo de 6-1/2”.**

Tabla. N° 4.83: Longitud de sello hidráulico con tubería de 5-1/2” y lectura de CBL.

Lectura de CBL entre 0-5 Mv (Buena) y 5-10 Mv (Regular)					
Pozo	Arena	Sello Hidráulico (Superior e Inferior) (Pies)		Lechadas (Llenado y Cola) Lpg	
JM-261	SJ-B	26	14	13,5	-----
JM-262	CO-P1	10	20	14,5	-----

Al igual que el revestidor anterior, no se posee mucha información acerca de los mismos, ya que no son revestidores de producción generalmente usados en esta zona. Sin embargo a raíz, de espacio que queda entre la formación y el hoyo (1 pulgada) la cual es mucho menor a los dos revestidores antes mencionados y se requerirá un sello hidráulico de menor longitud:

- Para una lectura de CBL entre 0-5 Mv, se propone una longitud de sello hidráulico mayor o igual a 4 Pies para este revestidor
- Para una lectura de CBL entre 5,1-10 Mv, se propone una longitud de sello hidráulico mayor o igual a 6 Pies.
- Si existe una lectura de CBL mayor a 10 Mv, conlleva a una cementación secundaria la cual será explicada seguidamente en la metodología.

Luego de conocer la longitud mínima requerida de sello hidráulico para cada tubería de revestimiento implementada en la zona de acuerdo a su lectura de CBL se puede llegar a contestar la pregunta de la metodología en las cuales existen dos escenarios. En el caso que **NO** se tenga la longitud mínima de sello hidráulico propuesta y en caso en que **SI** se posee.

En el primer caso o que la lectura de CBL sea mayor a 10 Mv, conlleva a la implementación de una cementación secundaria:

❖ **Cementación Secundaria.**

Esta cementación se aplica para reparar la condición que tiene el cemento de mala adherencia detrás de los revestidores, donde principalmente se debe considerar la zona donde se requiere un aislamiento zonal.

❖ **Perforación y Cementación de Aislamientos.**

Luego de haber identificado la zona donde se requiere el aislamiento zonal, se determina cuantos pies de sello hidráulico son necesarios en esta cementación forzada. Generalmente se realizan 2 Pies tanto superior como inferior a la zona a aislar, sin embargo, 4 Pies en una cementación secundaria proporciona mayor seguridad y que los aislamientos cumplan con su finalidad. Se perforan los aislamientos y se debe realizar pruebas de inyectividad a distintas tasas, la cual se reciben presiones en superficie denominadas presión de Squeeze. Si durante el bombeo del cemento en los aislamientos, alcanza algunas de las presiones antes mencionadas puede decirse que la cementación fue exitosa; no obstante, no existe una certeza de lo antes expuesto. Por tal motivo se recomienda, en la metodología, el paso de la nueva corrida de los registros de cemento.

❖ **Prueba Seca.**

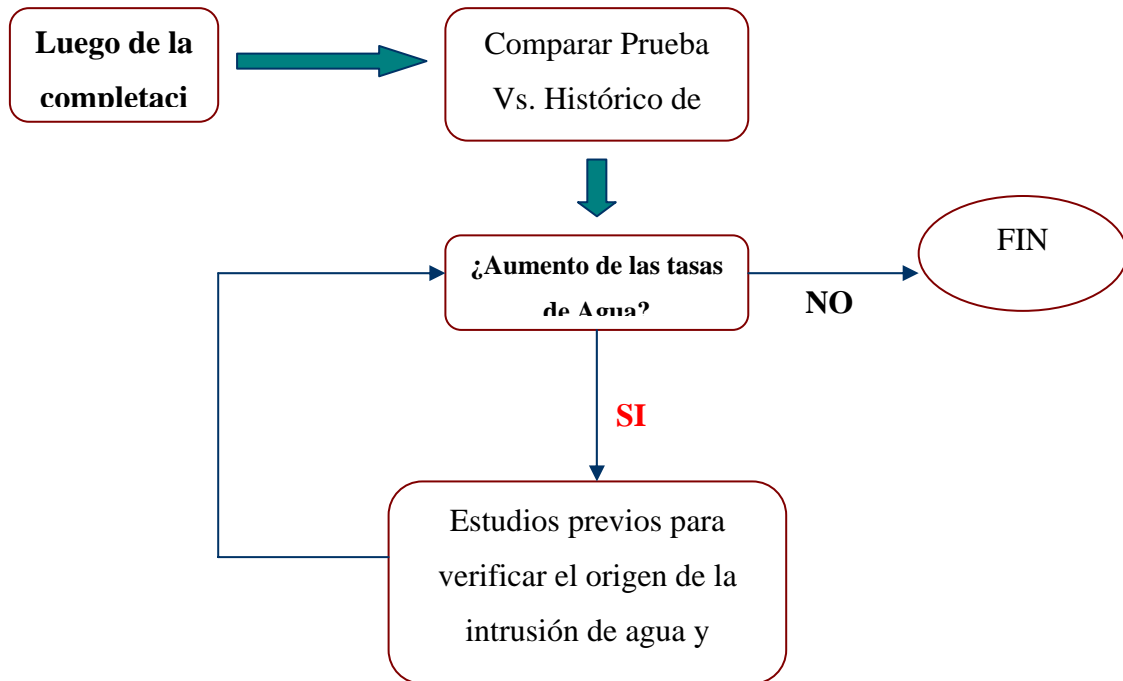
Luego de haber cementado los aislamientos, se realiza esta prueba proporcionándole al pozo una presión hidrostática positiva y negativa y así asegurar la buena cementación que presentan los aislamientos, corroborando que estos no están proporcionando fluido al pozo o que fallen al aplicarle presión.

❖ **Nueva Corrida de Registros de Cemento.**

Esto proporcionará una seguridad mayor acerca de efectividad de la cementación secundaria implementada al pozo mediante un análisis a los mismos.

En el segundo caso, que **SI** se tenga la longitud de sello hidráulico propuesta o mayor se procede a completar el pozo y a estudiar la siguiente sección de la metodología.

4.5.2. Metodología Después de Bajar la Completación del Pozo.



4.5.2.1. Comparación de la Prueba de Producción con el Histórico de Producción.

Después de completarse el pozo (generalmente sencillo selectivo y dual, con empacaduras para esta zona) y tiene cierto tiempo produciendo, donde comienzan a observarse problemas durante dicha producción (aumento de las tasas de agua y a arenamiento) se procede a realizar dicha evaluación de comparar las tasas de agua obtenidas durante la prueba que se le realizan a los pozos para ser aceptados a producción y el comportamiento de las tasas de agua durante su vida productiva y permitirá establecer si existe un aumento drástico en las tasas de agua y con tendencia a seguir aumentando durante la producción.

4.5.2.2. ¿Aumento de las Tasas de Agua?

Al evaluar la prueba de producción con relación al histórico de producción y se comprueba que existe un aumento de agua, el cual está matando al pozo (disminución de las tasas de hidrocarburos) y se comprueba que es causado por arenas muy cercanas de agua y no por acuíferos activos o por aumento del CAPO como consecuencia de un aumento drástico del diámetro del reductor, se debe aplicar un proceso de reacondicionamiento del pozo, el cual es considerado un proceso de cementación secundaria luego de iniciar la producción de hidrocarburos.

En tal caso que no exista un aumento drástico de las tasas de agua o se determine que sea por otra situación distinta a la canalización de arenas vecinas, culmina la metodología a implementar para la interpretación completa de la función de los sellos hidráulicos presente detrás de los revestidores.

CONCLUSIONES

1. Se determinó como longitud mínima requerida de sello hidráulico para permitir un aislamiento zonal en una tubería de revestimiento de 7 y de 7-5/8 Pulgadas y lectura de CBL buena (0-5 mV) una mayor o igual a 6 Pies.
2. Se estimó que para una adherencia de cemento regular (CBL= 5,1-10 mV) y la misma tubería de revestimiento anterior se considera aceptable un sello hidráulico mayor o igual a 8 Pies.
3. Una longitud mayor o igual a 9 Pies en un revestidor de 9-5/8 Pulgadas y una adherencia de cemento buena (CBL= 0-5 mV), se estimó como buen sello hidráulico durante el proceso de cementación primaria.
4. Una cementación primaria con adherencia moderada (CBL= 5.1-10 mV) en una tubería de revestimiento de 9-5/8 Pulgadas se consideró como sello hidráulico óptimo, uno mayor o igual a 11 Pies.
5. Para la tubería de revestimiento de 5-1/2 Pulgadas se estimó como longitud de mínima de sello hidráulico una de 4 y 6 Pies, respectivamente tanto para una adherencia de cemento buena como para una regular.
6. Los problemas generalmente presentados durante la construcción de los pozos en A.M.A. son el influjo de gas y las pérdidas de circulación en las últimas fases (hoyo 8-1/2 y 6-1/2 Pulgadas) causando derrumbes y pega mecánica de tuberías.
7. Las mejores adherencias del cemento, tanto al revestidor como a la formación, se obtuvieron en el pozo G-101 en sus tres arenas y donde se implementó una sola lechada de peso moderado (15 Lpg).

8. Para todos los campos de estudio en A.M.A. donde se implementan dos tipos de lechadas (Llenado y Cola) comúnmente se obtienen lecturas de adherencia del cemento al revestidor en el rango de 5-10 mV.
9. Los pozos que requirieron una cementación secundaria fueron el JM-263 (Arena MO-C) y el RG-284 (Arena MO-I), donde en el último, el proceso se considera exitoso y en el JM-263 fue exitoso solo en los aislamientos superiores.
10. El pozo JM-263 (Arena MO-M) se determinó canalización de agua de arena subyacente (MO-N) luego de iniciar la producción de hidrocarburos.
11. Mediante un registro de temperatura se corroboró la efectividad del sello hidráulico inferior del pozo TM-107 (Arena CO-H).

RECOMENDACIONES

1. La implementación de un solo tipo de lechada de cemento de peso moderado (14-15 Lpg) permitirá tener mejor adherencia del cemento fraguado detrás de los revestidores.
2. Al momento de iniciar la vida productiva del pozo JM-263 (Arena MO-C), la cual se le implementó un proceso de cementación secundaria, es necesario observar su comportamiento productivo y corroborar las condiciones del aislamiento inferior.
3. Una nueva corrida de registros de cemento (CBL, VDL y mapa de impedancia), luego de realizar un proceso de cementación secundaria es favorable para concluir de manera concreta la efectividad de este proceso de cementación.
4. El pozo JM-263 (Arena MO-M), luego de haber concluido que existe canalización de agua en arenas inferiores, se propone la perforación de aislamientos a la profundidad de 2.902-2.096 Pies (4 Pies efectivos para mayor seguridad).
5. En el pozo RG-285 (Arena VE-I) es necesario un proceso de cementación secundaria para evitar la canalización de fluidos a través del espacio revestidor-formación, ya que su sello hidráulico posee muy poca longitud 4-2 Pies (superior e inferior) y una lectura de CBL mostrando poca adherencia del cemento (10 mV). Por lo cual se requiere un sello hidráulico mayor o igual a 8 Pies.
6. Se debe contar con un conocimiento de zonas de alta presión y depletadas en los distintos campos operacionales de A.M.A. y así evitar los problemas de mayor ocurrencia durante la fase de perforación.

7. El uso de un registro de temperatura, conjuntamente con los registros de Cemento, permite un análisis más integral de la efectividad de los sellos hidráulicos en las zonas productoras de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Sheives, T.; Tello, L.; Maki, T. y Blankinship, T. “A Comparison of New Ultrasonic Cement and Casing Evaluation Logs with Standard Cement Bond Logs”. Society of Petroleum Engineers – 15436, U.S.A. (1986).
2. **Chacín, J. y Morales, F.** “Evaluación de Cementaciones con Lechadas Livianas en la Cuenca del Lago de Maracaibo”. **Venezuela (1999).**
3. **Sardiña, Y.** “Evaluación de los Trabajos de Completación Original Realizados en los Pozos del Distrito Gas Anaco durante el Período 2005-2007”. **Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, Venezuela (2007).**
4. **Rodríguez, J.** “Evaluación de las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento y Recompletación (RA/RC) de Pozos, Aplicadas en el Área Mayor de Anaco, durante el Período 2006-2007”. **Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela (2008).**
5. **Palomino, A.** “Estudio de Factibilidad Técnico - Económica de la Aplicación de la Técnica Tubingless en el Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco”. **Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela (2007).**
6. Salas, R “Guía de Fluidos de Perforación”. Universidad de Oriente, Venezuela (1998).
7. **Rivas, J.** “Estudio de la Cementación en Reversa como Alternativa Operacional, en Pozos Profundos en el Campo Pirital”. **Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, Venezuela (2004).**

8. Salas, R. "Guía de Cementación de Pozos". Universidad de Oriente, Venezuela (1996).
9. Nelson, E. "Well Cementing". Schlumberger Educational Service, Houston Texas (1990).
10. **Gamboa, C.** "Evaluación de la Nueva Tecnología Aplicada en el Diseño de Lechadas Livianas para Pozos con Bajo Gradiente de Presión en el Área de Anaco". **Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, Venezuela (2007).**
11. Mc Agmn & Gemr. "Objetivos de la Cementación". Perú (2002).
12. Coa, J. "Manual de Completación y Reacondicionamiento de Pozos". CIED (Centro de Internacional de Educación y Desarrollo de Petróleos de Venezuela S.A), Venezuela (1998).
13. Información sobre "**Cemento Portland**" extraído de http://es.wikipedia.org/wiki/Clinker_portland.
14. Libro de "**Registros Geofísicos**" Extraídos de <http://www.cedip.edu.mx/tomo/tomo6.pdf>
15. Schlumberger. "**Manual de Registros Sónicos CBL-VDL (Cement Bond Logging) with DSLT**"
16. ESP-OIL. "**Interpretación de Perfiles Viejos**". Programa de Adiestramiento 2005.
17. **DIMS® Drilling Reporting Software "The industry's most widely used drilling reporting software"**. Disponible en:

<http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=825&navid=217&prodid=MSSE::1055450035458870>.

18. "PDVSA (Petróleos de Venezuela. S.A)." Disponible en:
<http://www.menpet.gob.ve/entesadsc/pdvsa/index.php>.
19. Schlumberger. "**Manual de Completación**". Caracas, Venezuela (2003).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD REQUERIDA DE SELLO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS DEL ÁREA MAYOR DE ANACO (A.M.A), MEDIANTE EL ESTUDIO DE CEMENTACIONES REALIZADAS EN EL PERÍODO 2009-2010
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
José Gregorio Hernández Salazar	CVLAC: V- 19.248.906 E MAIL: herdez2011@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

SELLO HIDRÁULICO

POZO PRODUCTOR DE GAS

ÁREA MAYOR DE ANACO

COMPLETACIÓN DE POZOS

REGISTROS ACÚSTICOS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El proceso de cementación en una zona productora se realiza fundamentalmente para permitir el aislamiento hidráulico de la misma de formaciones vecinas y así evitar problemas de canalización de fluidos durante la vida productiva. Existen longitudes de sello hidráulico establecidas para lechadas de peso moderado o alto; sin embargo, en A.M.A se implementa una lechada de baja densidad por lo que se requiere determinar una longitud mínima para que los sellos cumplan con su primordial función, lo cual se logra a través del análisis de lechadas y registros acústicos de cementos. La investigación es del tipo descriptiva, donde se analizaron 12 pozos de 4 campos del área antes mencionada (Guario, El Toco, San Joaquín y Santa Rosa) donde inicialmente se describe brevemente la fase de construcción de pozos y completación para así conllevar a un estudio de las propiedades de la(s) lechada(s) implementadas en la zona productora, un posterior análisis de los registros de cemento y producción de las arenas de cada pozo, lo cual permite verificar la efectividad de los sellos hidráulicos en las mismas y así establecer el requerimiento de una cementación secundaria como es el caso del pozo JM-263, arena MO-M. Finalmente se propone una metodología específica para la interpretación de dichos registros antes y después de completar el pozo y así estimar una longitud mínima para el revestimiento productivo que garantice el aislamiento de zonas. Donde para un revestidor de 5-1/2 Pulgadas y lecturas de CBL buena y regular se obtuvieron longitudes de 4-6 Pies, en una tubería de revestimiento de 7 y 7-5/8 Pulgadas una longitud de 6-8 Pies y para un revestidor de 9-5/8 Pulgadas una longitud de sello hidráulico de 9-11 Pies.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORALES, JHONLES		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
SALAS, ROBERTO		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 3.413.775			
	E_MAIL	rsalasalfaro@gmail.com			
	E_MAIL				
ACOSTA, FELIX		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	acostafar@gmail.com			
	E_MAIL				
GALINDO, MARIA		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 15.514.751			
	E_MAIL	xandra_galindo@yahoo.com			
	E_MAIL				
		CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Determinación de la Longitud Requerida de Sello Hidráulico en Pozos Productores de Gas del Área Mayor de Anaco (A.M.A).doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P
Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:
“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

José Gregorio Hernández Salazar

TUTOR

Ing. Roberto Salas

JURADO

Ing. Felix Acosta

JURADO

Ing. María Galindo

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño